
N 1 в ТЭК

Резиденция – строительство и авторский архитектурный дизайн элитных особняков, усадеб и гостиниц

Мы строим не имеющие аналогов в России и Европе эксклюзивные авторские дома высокой технологической сложности



Проект дома «Миллениум» от компании Резиденция
Архитектор Панков Олег Леонидович, защищено авторским правом



Проект дома «Миллениум» от компании Резиденция
Архитектор Панков Олег Леонидович, защищено авторским правом

Собственные проекты и уникальные идеи Вас удивят!







От идеи до реализации! Невероятно, но выполнимо!

Резиденции – дома класса Люкс



Спроектируем и построим под Ваши пожелания:



- *комбинированные, каменные, фахверковые дома,*
- *дома из клееного бруса по технологии Timber Frame,*
- *ручной рубки по технологии Post&Beam*
- *из любого дерева - кедр, сосна, лиственница;*
- *из материала на Ваш выбор – клееного бруса, рубленого бревна или лафета*



РЕЗИДЕНЦИЯ

строительство элитных домов

www.resident-house.ru
@resident_house.ru
+7 (495) 120-80-09

СОДЕРЖАНИЕ

Эпохи НГК 4

РОССИЯ *Главное*

Нефть в XXI веке 6

Правительство РФ выкупило венесуэльские активы Роснефти 8

События 10

ПЕРВОЙ СТРОЧКОЙ

Эволюция нефтегазовых технологий 12

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

ТЭК России: оцифровка 18

Downstream цифры 26

Время возможностей для цифровизации нефтегазовой отрасли 30

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Раскрытие потенциала добычи 34

Цифровые технологии строительства скважин 38

УПРАВЛЕНИЕ

Дизайн корпоративной КСМК 52

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

Состояние ресурсной базы углеводородов России 60

Инновационные технологии сейсморазведки 68

10 технологий в геологоразведке 76

НЕФТЕСЕРВИС

«Нефть на кончике долота» 78

Депрессорная присадка для понижения температуры застывания сырой нефти – серии СР 38хх 84

10 технологий в нефтесервисе 86

Интенсификация добычи высоковязкой нефти 88

Новые технологии ГРП 92

БУРЕНИЕ

Эффективные горизонты 94

Повышение эффективности бурения наклонных и горизонтальных скважин 98

НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА

Несырьевые возможности 104

Амурский ГПЗ на пике строительства 108

Перспективные направления химической переработки углеводородного сырья 114

10 проектов в нефтепереработке 120

ДОБЫЧА

Энергетические векторы Казахстана 122

Мультифазные насосные системы BORNEMANN 126

Низкопроницаемые коллекторы 130

10 необычных морских платформ 135

ТРАНСПОРТИРОВКА

Внедорожник с приставкой «NEXT» 138

Ремонт магистральных трубопроводов 140

«Деловой Союз: сохраняем ресурсы титанов» 146

10 самых-самых трубопроводов мира 150

Снабжение в Арктике 152

АРКТИКА И ГОСПРОЕКТЫ

Главные вопросы освоения Арктики 158

10 малочисленных народностей Севера 164

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

ПТПА: мы готовы к новым вызовам 166

Наукоемкий крепеж завода «БЕРВЕЛ» 170

ГОСРЕГУЛИРОВАНИЕ

Точки роста экономики 174

Хронограф 177

РЫНОК

СПГ в России. Путь производственных мощностей 178

ЭКОЛОГИЯ

10 крупнейших аварий в истории мирового нефтегаза 186

Вторичное сырье для предприятий нефтехимии 188

10 краснокнижных животных в местах добычи нефти 192

Нефтегаз Life 194

Классификатор 196

Цитаты 200



ТЭК России: оцифровка 18



Нефть на кончике долота 78



Новые технологии ГРП 92



Несырьевые возможности 104

ЭПОХИ НГК

800 лет назад

В 1220 году при осаде города Бухары полководец Чингисхан приказал воинам наполнять нефтью горшки и заряжать ими метательные машины. Когда горшки с нефтью разбивались о стены города, по ним стреляли горящими стрелами.

700 лет назад

В 1320 году французский монах-миссионер Журден де Северак описал в своих заметках нефтедобычу в Азербайджане: «И там, в одном месте, а называется оно Баку, копают колодцы, из которых извлекают и вычерпывают масло: называется оно нафт».

600 лет назад

В 1420 году Израэль фон Мехли создает гравюру, на которой в сцене Воскресения дьявол стреляет греческим огнем. Согласно сообщению М. Грека, греческий огонь изготавливали из серы и земляного масла (нефти).

500 лет назад

В 1520 году советник короля Людовика Ягеллонского Криштоф из Гендорфа получил право на добычу горных руд. Со временем промысел дал жизнь угольной промышленности Польши и Чехии.

400 лет назад

В 1620 году Я. ван Вельмонт поместил мрамор в соляную кислоту и наблюдал выделение «лесного духа», он назвал его «газ».

300 лет назад

В 1720 году для освещения улиц Санкт-Петербурга по указу Петра I были установлены первые уличные фонари. Топливом для них служило конопляное масло.

200 лет назад

В 1820 году нефть, добытая в штате Кентукки, была отгружена в Европу. Таким образом, американский предприниматель Битти первым начал добычу нефти в Северной Америке.

100 лет назад

В 1920 году в России национализировали нефтяные месторождения. Братья Нобель продали свои активы компании Стандард Ойл, которая отказалась сотрудничать с советским правительством.

Через 10 лет

В 2030 году добыча нефти из битуминозных песков Альберты составит 5 млн баррелей в день.

Через 20 лет

В 2040 году мировая добыча нефти достигнет своего пика.

Neftegaz.RU

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Выпускающий редактор
Илья Громов

Аналитики
Артур Гайгер
Анастасия Султанова

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифирова
Денис Савосин
Сабина Бабаева

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

РЕДКОЛЛЕГИЯ

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

Алюнов Александр Николаевич
Вологодский государственный университет

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Neftegaz.RU

Издательство:
ООО Информационное агентство Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Денис Давыдов
Екатерина Романова
Ольга Щербакова
Валентина Горбунова
Андрей Тощев-Васильев
Антон Пауль
Денис Васильев

Отдел по работе с клиентами
Софья Егорова

Служба технической поддержки
Андрей Верейкин
Сергей Прибыткин
Евгений Сукалов

Выставки, конференции, распространение
Мария Короткова

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

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

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

Подписной индекс МАП11407

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

Отпечатано в типографии «МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж 8000 экземпляров

9 772410 383004

ГАЗПРОМ

АМУРСКИЙ ГПЗ





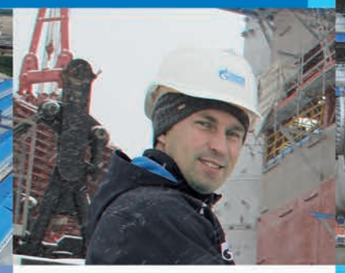
ПРОЕКТ СТРОИТЕЛЬСТВА ОДНОГО ИЗ КРУПНЕЙШИХ В МИРЕ ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ЗАВОДОВ

РЕКЛАМА



САМОЕ СОВРЕМЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

САМЫЕ СОВРЕМЕННЫЕ ДОСТИЖЕНИЯ В ОБЛАСТИ ГАЗОПЕРЕРАБОТКИ





Реклама

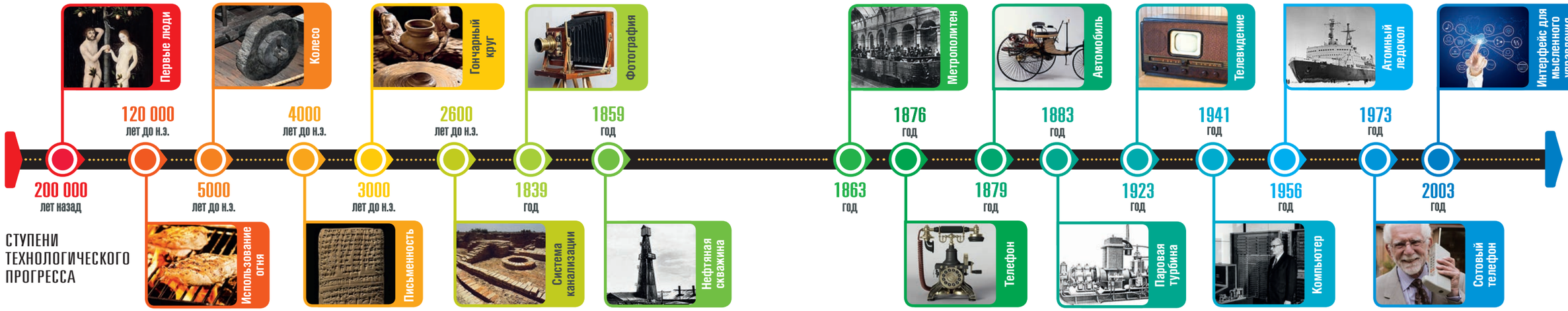


ГАЗПРОМ ПЕРЕРАБОТКА БЛАГОВЕЩЕНСК

АМУРСКИЙ ГПЗ
ВЕДЕТ НАБОР ПОСТОЯННОГО ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ПЕРСОНАЛА

КАРЬЕРА НА АМУРСКОМ ГПЗ
OK@AMURGPZ.RU

ЖДЕМ ВАШИ РЕЗЮМЕ!



НЕФТЬ в XXI веке

Анна Павлихина

Первый в меру разумный человек появился на нашей планете примерно 200 тысяч лет назад. Спустя 80 тысяч лет его потомки научились использовать огонь. Еще через 70 тыс. лет – смастерили лук и стрелы, а через 66 тыс. лет появилось изобретение, изменившее ход истории и еще больше ускорившее череду ее ключевых событий, – письменность. После этого на территории Месопотамии эволюция совершила крен в обратном направлении, т.к. это изобретение принадлежит предкам дикарей-игиловцев, которые крушат сегодня памятники древности, но в остальном прогресс двинулся семимильными шагами: от письменности до паровой турбины прошло 5 тыс. лет, от турбины до автомобиля – 250 лет, от автомобиля до сотового телефона – 94 года, от телефона до облачных технологий – 30 лет. Мысль очевидна – прогресс ускоряется.

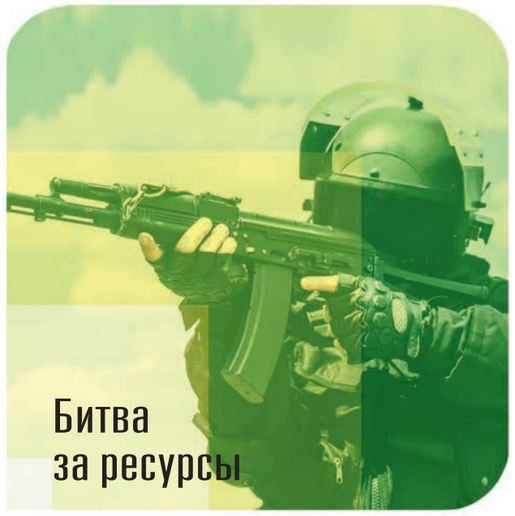
ТЭК – один из локомотивов истории, шаги его эволюции век от века также становятся масштабнее. Переход от дров к углю занял у человечества 120 тысяч лет, от угля к нефти – 2 тыс. лет, от нефти к газу – 50 лет, и вот уже сегодня мы используем энергию ветра и солнца.

Каким будет следующий шаг? Начало XXI века ознаменовало новую эпоху для разных направлений деятельности человека. В том числе и для нефтегаза. Очевидно, что в самом ближайшем будущем нас ждет очередной революционный скачок.

Сегодня роль России для всего мира заключается в качественном и своевременном обеспечении энергоносителями. Если абстрагироваться от политических амбиций и экономических выгод, то это не хорошо и не плохо, как говорится, все профессии важны. Чтобы НПЗ во всем мире могли работать, тысячи индийцев вручную перебирают мелкодисперсные катализаторы. Чтобы Германия могла











тратить миллиарды на разработку технологий, Россия должна обеспечивать ее газом. Какое-то время назад такое положение вещей казалось нормальным. Но сегодня этот уклад становится нежизнеспособным. На смену ручному труду повсеместно приходят роботы, на смену нефти – энергия возобновляемых источников.

Так почему упавшие цены на нефть стали главным экономическим событием весны? Потому что эра углеводородов не закончится еще очень долго. Но время меняет их роль. Вместо топлива они должны стать сырьем для высокотехнологичных продуктов. И сегодня самое время задуматься о переходе на новый этап, который открывают нам безграничные возможности третьего тысячелетия.

Номер, который вы держите в руках – сотый с момента выхода издания. Именно эта круглая цифра сподвигла к некоторому обобщению. На страницах выпуска вы увидите статьи, посвященные новейшим технологиям, а также встретите отсылки к недалекому прошлому, в котором мир был совсем иным. Эти сопоставления, представленные в параллели с быстро меняющимся настоящим, дают самый наглядный образ того, куда направит свой взор наука и где сосредоточатся основные точки роста экономики.

ПРАВИТЕЛЬСТВО РФ ВЫКУПИЛО ВЕНЕСУЭЛЬСКИЕ АКТИВЫ РОСНЕФТИ

Денис Савосин

Роснефть заключила соглашение с компанией, на 100 % принадлежащей правительству РФ, о прекращении своего участия и продаже доли во всех проектах в Венесуэле, включая добычные предприятия Petromonagas, Petroperija, Boqueron, Petromiranda и Petrovictoria, нефтесервисные предприятия и торговые операции.

Имя компании-покупателя не называлось, но в день ухода Роснефти из Венесуэлы Росимущество учредило компанию Росзарубежнефть с капиталом 323 млрд руб. Предположительно, на эту компанию были переведены венесуэльские активы Роснефти.

Сделка означает формальную утрату контроля государства в Роснефти, поскольку доля РФ в компании снизится до 44,3 %. Почти 50 % Роснефти контролируют западные компании.

Тройка лидеров по добыче нефти много лет неизменна: Россия, Саудовская Аравия, США, На фоне роста нефтяного влияния США контроль над нефтегазом Венесуэлы автоматически делает Россию супервлиятельной нефтегазовой страной.

Контролируя около 33 % мировых запасов нефти неформальное объединение России, Ирана и Венесуэлы могло стать очень влиятельной силой.

Сделка направлена на то, чтобы вывести из-под удара Роснефть. 18 февраля 2020 г. минфин США ввел санкции против Rosneft Trading, дочки Роснефти.

Санкции были введены «за работу в нефтяном секторе экономики Венесуэлы».

Американские власти обвинили компанию в поставках нефти из этой страны на внешние рынки. Роснефть перевела экспорт венесуэльской нефти на другую дочку –TNK Trading International, но санкции были введены и против нее. В минфине США подчеркивали, что ограничительные меры будут сняты, когда компания предпримет конкретные, значимые и поддающиеся проверке действия. Рокировка участия России в Венесуэле не добавляет спокойствия. Если раньше власти США вводили санкции против компаний, то как будут вводиться санкции против правительства РФ? ●

Рейтинги Neftegaz.RU

В надежде на то, что США снимут санкции с «Роснефти», правительство РФ выкупило ее венесуэльские активы в обмен на передачу принадлежавших государству акций компании. Как это отразится на деятельности «Роснефти» и всего нефтегазового комплекса страны?

Правительство РФ выкупило венесуэльские активы Роснефти. Чего ждать?

16%
Контроль над нефтегазом Венесуэлы делает Россию супервлиятельной нефтегазовой страной

30%
США тоже хотят контролировать нефть Венесуэлы, теперь может случиться конфликт между властями США и РФ

13%
США ввели санкции против Роснефти «за работу в нефтяном секторе Венесуэлы», теперь санкции должны отменить

42%
Это сигнал для зарубежных партнеров, что вся работа передается под крыло правительства России, что является надежным зонтиком – и не только для уже существующих активов

Д. Трамп подписал указ о праве США использовать ресурсы Луны. США не рассматривают космос как «глобальное достояние» и считают, что могут вести любую деятельность за пределами Земли без дополнительных международных соглашений

Смогут ли американцы присвоить Луну?

29%
Да, если освоят территорию раньше Китая

16%
Нет, естественный спутник принадлежит всему человечеству

12%
Да, если вслед за освоением подготовят военный космический флот

23%
Нет, по резолюции Генассамблеи ООН Луна не подлежит национальному присвоению

15%
Да, США умеют выгодно трактовать законы

5%
Нет, одного приказа Трампа недостаточно. Добыча ископаемых на Луне – сложный процесс, одному государству это не под силу

Ощутите прогресс



Преимущества трубоукладчиков Liebherr:

- Мощная гидростатическая трансмиссия с бесступенчатой регулировкой тягового усилия
- Эргономичная кабина и удобное управление джойстиками
- Высокоточная и мощная гидравлика
- Максимальная безопасность: ROPS-защита кабины машиниста в стандартной комплектации

ЛИБХЕРР-РУСЛАНД ООО
РФ, 121059, Москва, ул. 1-ая Бородинская, 5

Москва	тел.: (495) 710 83 65
Санкт-Петербург	тел.: (812) 602 09 01
Краснодар	тел.: (861) 238 60 07
Екатеринбург	тел.: (343) 345 70 50
Кемерово	тел.: (3842) 34 59 00
Красноярск	тел.: (391) 258 26 22
Хабаровск	тел.: (4212) 74 78 47

E-Mail: office.lru@liebherr.com
www.liebherr.com

LIEBHERR

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

Минэкономразвития разработало план по снижению выбросов парниковых газов

Минэкономразвития РФ подготовило стратегию развития России с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г. Рассматриваются четыре сценария регулирования. За основу предлагается взять базовый. Это позволит к 2050 г. снизить выбросы на 36 % от уровня 1990 г., до 2,077 млрд т CO2-эквивалента, накопленное снижение выбросов составит 80–81 млрд т, или около 8 % глобального углеродного бюджета. Министерство предлагает массовое внедрение энергосберегающих технологий, рост объемов переработки отходов, рекультивацию крупнейших полигонов, утилизацию метана, стимулирование производства и использование продукции с высоким классом энергоэффективности, усиление мер по охране лесов. При интенсивном сценарии Россия снизит выбросы на **36 %** уже **к 2030 г.**, а к 2050 г. сократит их на 48 %, до 1,6 млрд т CO2-эквивалента. Углеводородная нейтральность (нулевые нетто-выбросы парниковых газов) будет достигнута к 2100 г. В интенсивном сценарии будут реализованы дополнительные меры: ценовое регулирование выбросов, раскрытие потребителю информации о происхождения электроэнергии, создание стимулов для оснащения зданий солнечными коллекторами, введение утилизационных сборов, переквалификация части отходов во вторичные ресурсы, запрет сплошных рубок леса. Минэкономразвития не указывает, во сколько обойдется реализация стратегии, но меры, косвенно связанные со снижением выбросов, в 2019–2020 гг. оценивает в **4,3 трлн руб**.

В Калмыкии началось строительство двух ветропарков

Фонд развития ветроэнергетики, созданный на паритетной основе Фортум и РОСНАНО, приступил к строительству двух ветропарков суммарной мощностью 200 МВт на территории Целинного района Калмыкии. Планируется, что Салынская ВЭС и Целинская ВЭС начнут поставлять электроэнергию на оптовый рынок в четвертом квартале 2020 г.

На Салынской ВЭС и Целинской ВЭС будут размещены **48** ветроэнергетических установок мощностью 4,2 МВт каждая. Благодаря усовершенствованию ветротурбины и применению новых технических решений единичная мощность ветроустановки на площадках в Калмыкии вырастет по сравнению с уже построенными ветропарками Фонда в Ульяновской и Ростовской областях с 3,6–3,8 МВт до 4,2 МВт. Ветропарки должны быть введены в эксплуатацию к 2023 г.





Кабмин утвердил правила отбора субсидируемых проектов в Арктике

Правительство РФ утвердило правила отбора инвестпроектов в Арктической зоне, которые смогут получить субсидию на создание инфраструктуры. Полная стоимость инвестиционного проекта составляет не менее **300 млн руб.**; общий размер средств господдержки не превышает **20 %** заявленных частных инвестиций на реализацию проекта. В настоящее время для инвесторов в Арктике разрабатывают комплекс мер поддержки: подготовлены налоговые льготы, предполагается широкий пакет преференций для добывающих компаний. Кроме того, проект должен создавать новые рабочие места, а его производственная площадка должна быть расположена в Арктике. Заявки на статус резидента Арктической зоны РФ можно будет подавать с лета 2020 г.

Российские ученые создали реагент, облегчающий нефтедобычу в Арктике

Ученые из Казанского федерального университета создали биоразлагаемое вещество, которое позволит облегчить добычу нефти в арктических условиях. **Хитозан** – нетоксичный биополимер, который получают из хитина. Вещество изначально планировали использовать в качестве основы для создания нефтепромысловых химических реагентов, которые не оказывают негативного влияния на окружающую среду. Ученые химически модифицировали вещество и таким образом получили хитозан с высокой эффективностью в процессах ингибирования (т.е. замедления) образования гидратов и коррозии. Гидраты образуются из-за низкой температуры и высокого давления, а коррозия – из-за морской и пластовой воды с большим содержанием солей и агрессивной среды. Чтобы устранить обе проблемы, обычно нужно два реагента, которые при смешивании могут терять эффективность. Новая разработка позволит обойтись одним реагентом.

Вторая ветка ВСТО
Богучанская ГЭС запущена
Продажа квот
Дошли руки до Арктики
Южный поток
Цены на газ

Правительство утвердило подпрограмму развития рынка газомоторного топлива

На развитие рынка ГМТ из федерального бюджета до 2024 г. будет выделено 19,29 млрд руб. Ожидается, что по итогам реализации подпрограммы «Развитие рынка газомоторного топлива» к 2024 г. объем потребления природного газа в качестве моторного топлива увеличится до **2,7 млрд м³**, количество стационарных газозаправочных объектов – до 1273 единиц, а парк техники на природном газе пополнится на **40 тыс.** ед. Подпрограмма предусматривает первоочередное развитие рынка ГМТ в 27 субъектах России. Эти регионы располагаются вдоль ключевых федеральных трасс страны, в них уже имеется базовая газозаправочная инфраструктура. Развитием рынка ГМТ Правительство занялось еще в 2013 г. В этих целях вводятся льготы, субсидируется производство техники, строительство новых АГНКС. Несмотря на огромные запасы газа, Россия отстает от стран-лидеров. Всего на территории России действует **484** газозаправочных объекта.

Нефть как в прошлом веке

Стоимость российской нефти сорта Urals в конце марта опустилась до уровня 1999 г. и составила **6,2 долл.** США за барр. Российские власти сохраняют спокойствие, но нынешний уровень цен уже представляет серьезную проблему для экономики страны.

Низкие цены могут сохраняться из-за сокращения объемов нефтепереработки, снижения спроса на нефтепродукты и увеличения предложения сырья на рынке. С другой стороны, Китай, восстанавливающий промышленное производство, готов закупать существенные объемы подешевевшей российской нефти. Нефтяной рынок находится в ожидании массового роста добычи странами ОПЕК+ с 1 апреля 2020 г., когда истекут действующие договоренности. Продление соглашения не смогли согласовать из-за расхождения позиций России и Саудовской Аравии. Россия предлагала продлить соглашение на прежних условиях, а Саудовская Аравия – усилить сокращение на 1,5 млн барр. в сутки в дополнение к имеющемуся сокращению на весь 2020 г. Срыв продления соглашения привел к резкому падению цен на нефть.



БИЗНЕС-АКЦЕНТ

ЭВОЛЮЦИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Ирина Герасимова



РОССИЯ ВСТУПИЛА В НОВЫЙ ВЕК В ЧИСЛЕ МИРОВЫХ ЛИДЕРОВ ПО ЗАПАСАМ НЕФТИ И ГАЗА. ВМЕСТЕ С ТЕМ ПОСЛЕ РАЗВАЛА «ДЕВЯНОСТЫХ» ОТРАСЛЬ РАСТЕРЯЛА МНОГИЕ ИЗ НАКОПЛЕННЫХ ЗА СОВЕТСКОЕ ВРЕМЯ КОМПЕТЕНЦИЙ, И РОССИЙСКИЕ КОМПАНИИ ОКАЗАЛИСЬ «ДОГОНЯЮЩИМИ». НОВАЯ ЭПОХА ВРЕМЕНИ НА СПОКОЙНОЕ РАЗВИТИЕ ПОЧТИ НЕ ДАЛА. С ОДНОЙ СТОРОНЫ – НЕВИДАННЫЕ ПРЕЖДЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ВОЗМОЖНОСТИ, С ДРУГОЙ – МЕНЯЮЩИЙСЯ РЫНОК, ЖЕСТКАЯ МИРОВАЯ КОНКУРЕНЦИЯ И, ГЛАВНОЕ, СОКРАЩЕНИЕ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ. ГРОМОЗДКАЯ И – КАК ПРИНЯТО СЧИТАТЬ – КОНСЕРВАТИВНАЯ ОТРАСЛЬ ВЫНУЖДЕНА ПРИСПОСАБЛИВАТЬСЯ ПОД НОВЫЕ УСЛОВИЯ

Один для всех

Ведущим трендом XXI века стала глобализация рынков, в том числе энергоресурсов. Благодаря развитию технологий, транспорта, связи локальные и региональные рынки нефти и газа все более теряют границы. Одновременно увеличивается международная кооперация: сложные нефтегазовые проекты, как правило, требуют большого числа участников, зачастую из разных стран.

Вместе с тем ужесточается конкуренция между странами-производителями нефти и газа. Россия в последние два десятилетия отстаивает свои традиционные рынки сбыта, также борется за новые, в первую очередь – Китай и другие страны АТР. Для поставок нефти и газа в Поднебесную построены два мощных трубопровода: ВСТО и «Сила Сибири». При этом увеличены газотранспортные мощности и западном направлении («Северный поток» и последующие проекты «Газпрома»). Построены новые нефтеналивные терминалы (Усть-Луга, Козьмино и другие). Российские «Газпром» и «НОВАТЭК» стали производить и поставлять на международные рынки сжиженный природный газ (СПГ).

Важным вызовом стала американская «сланцевая революция», которая превратила США из экспортера в нетто-импортера газа и серьезно перекроила рынок энергоресурсов. Страны-потребители получили возможность заключать контракты на более выгодных условиях (что не в пользу «Газпрома»), стали расти объемы спотовой торговли «голубым топливом».

В соперничестве поставщиков углеводородного сырья в ход идут жесткие меры – ценовые войны, санкции и ограничения. Так, введенные с 2014 г. санкции США и ЕС ограничили доступ российских нефтегазовых компаний к западным технологиям и рынкам капитала и, как следствие, сорвали ряд важных для РФ проектов, в частности по разработке арктического шельфа.

Положительный момент: санкции стимулируют российские компании и их партнеров разрабатывать свои технологии, оборудование, ПО. В случае успешного решения этой задачи, Россия на глобальном энергетическом рынке сможет взять на себя также роль поставщика инноваций, а не только сырья.

Глобализация также усиливает зависимость всех его участников друг от друга и делает многие угрозы общими. Ярчайший пример – пандемия COVID-19, которая отправила мировое потребление нефти и газа в «свободное падение», последствия чего пока не вполне предсказуемы.

ФАКТЫ

На 30 лет

хватит нефти в России и на 50 лет – газа

Эпоха «трудной» нефти

Внутри страны российский нефтегаз столкнулся с сокращением запасов. По подсчетам Минэнерго, нефти в России хватит как минимум на 30 лет, а газа – на 50 лет. Но при этом сырьевая база, главным образом по нефти, ухудшается.

В ключевом для отечественной «нефтянки» регионе – Западной Сибири – в 2008–2018 гг. добыча упала на 10%, хотя объемы бурения росли. За последние десять лет дебит новых скважин в регионе снизился в среднем на 34%, а обводненность выросла с 33 до 50% (данные Минэнерго).

За новыми запасами нефтяникам приходится двигаться в необжитые регионы с крайне суровым климатом на севере и востоке страны. До 2014 г. большие надежды возлагались на шельфовую добычу, в том числе в Арктике, однако падение нефтяных цен и санкции вынудили отложить ряд намеченных проектов «в долгий ящик». Добыча в Арктике ведется только на Приразломном месторождении «Газпром нефти».

Впрочем, продолжается добыча на трех шельфовых проектах у берегов о. Сахалин. Есть новые крупные открытия: месторождения «Нептун» и «Тритон» «Газпром нефти» в Охотском море, «Победа» «Роснефти» – в Карском. «ЛУКОЙЛ» работает на Балтике и Каспии.

Определенный «запас прочности» сохраняют и традиционные районы нефтедобычи. Нефтяники пытаются поддерживать добычу повышением нефтеотдачи на браунфилдах, вводом оставшихся залежей, а также вовлечением в разработку нетрадиционных запасов: баженовской и тюменской свиты, ачимовской толщи, битумной нефти. Это дает определенный результат. Так, в ХМАО-Югре (42% российского производства

нефти в 2019 г.) в последние два года добычу сумели стабилизировать на уровне 235–236 млн тонн.

О трудноизвлекаемых запасах (ТрИЗ) следует сказать отдельно. Согласно оценкам Минэнерго, доля таковых в общей структуре нефтяных запасов достигает 65%. При этом во всем мире добыча из нетрадиционных залежей растет – еще один важный отраслевой тренд. В России на ТрИЗ приходится около 7% добычи, но крупнейшие компании работают над технологиями, которые позволят увеличить производство.

В особом фокусе находится поиск рентабельных способов разработки баженовской свиты, добыча этой нефти могла бы дать «второе дыхание» Западной Сибири. Прогнозные оценки геологических запасов бажена огромны – 18–60 млрд тонн. «Газпром нефть» обещает достигнуть уровня рентабельной добычи уже в следующем году. К настоящему моменту стоимость добычи тонны баженовской нефти снижена до 16 тыс. руб. за тонну по сравнению с 30 тыс. руб. за тонну в 2017 г.

Новые технологии добычи

Реализовывать многие сложные upstream-проекты стало возможным за счет внедрения передовых технологий. Особую роль в последнее десятилетие в добыче играют горизонтальное бурение и гидравлический разрыв пласта (ГРП). Обе технологии заимствованы на Западе, хотя подобные операции проводили еще в СССР.

По данным прошлогоднего исследования Deloitte, в 2013–2018 гг. доля горизонтального бурения в российской «нефтянке» выросла с 21 до 48%. На будущее прогнозируется дальнейший рост.

Сегодня нефтяники строят технологически сложные скважины с двумя и более окончаниями, в том числе скважины типа fishbone. Для шельфа бурят скважины со сверхдлинным отходом от вертикали, позволяющие вести подводную добычу с берега. Все чаще применяется ГРП, хотя еще семь лет назад президент Владимир Путин называл гидроразрыв «достаточно варварским способом» – из-за вреда для экологии. Ведутся операции высокоскоростных и большеобъемных ГРП, многостадийных (до 30 стадий), отрабатывается технология повторного МГРП.

ГРП (обычно в сочетании с горизонтальным бурением) активно применяется для увеличения нефтеотдачи, а также разработки нетрадиционных отложений ачимовской толщи, тюменской и баженовской свит. При этом нефтегазовые и сервисные компании формируют собственные подходы. Ведется подбор наиболее эффективных составов жидкостей, реагентов, цементов, разрабатываются новые образцы отечественного бурового оборудования и др.

Интеллектуализация и цифровизация

Последнее десятилетие в отечественной нефтегазовой отрасли отмечено активным внедрением «умных» технологий. Бурение и эксплуатация тех же многоствольных или сверхдлинных горизонтальных скважин были бы невозможны без высокотехнологичного оборудования, многочисленных датчиков и специализированного ПО, непрерывно собирающего и интерпретирующие данные.

Первые интеллектуальные скважины в России были построены во второй половине «нулевых». На шельфах и в труднодоступных районах запущены несколько «умных» месторождений, оснащенные мало- или безлюдными технологиями.

Внедрение цифровых технологий происходит во всем нефтегазе – от разведки до сбыта. Высокую эффективность «цифра» показывает в геологоразведке (например, «Газпром нефть» по итогам цифровой обработки геоданных нашла новые пласты углеводородов на Вынгапуре). Активно внедрение автоматизации, а теперь и цифровых технологий, идет в переработке. Передовым технологиям «поручается» контроль над безопасностью, подбор оптимального режима работы оборудования и т.д. Охрану трубопроводов и других объектов все чаще доверяют дронам и специальным системам. В сфере сбыта развиваются электронные сервисы для клиентов компаний.

Следующий шаг – переход от отдельных «умных» технологий к полномасштабной цифровизации компаний «от скважины до заправочного пистолета», а затем и отрасли в целом. Считается, что цифровизация увеличит эффективность производственных процессов, позволит гибче и быстрее реагировать на требования рынка и в конечном итоге снизит издержки компаний. Кроме того, цифровизация повысит прозрачность и управляемость отрасли. Однако это потребует от компаний трансформации всего бизнеса.

ФАКТЫ

ГРП

применяется для увеличения нефтеотдачи, разработки нетрадиционных отложений ачимовской толщи, тюменской и баженовской свит

Цифровизация

увеличит эффективность производственных процессов, позволит гибче и быстрее реагировать на требования рынка и снизит издержки компаний

Рост СПГ

Главный перекраивающий газовый рынок фактор – мировой рост производства и торговли СПГ. По данным BP, в 2018 г. на сжижение было направлено уже 11 % мировой газодобычи. В российском Минэнерго ожидают, что к 2025 г. доля СПГ в общей торговле «голубым топливом»



вырастет до 51%, а к 2040 году – до 70%, в результате чего мировой газовый рынок станет глобализированным.

Сегодня лидерами рынка выступают Катар, Австралия, Норвегия, Канада, Россия и США. РФ пока располагает двумя многотоннажными предприятиями по сжижению газа – завод в рамках проекта «Сахалин-2» (подконтролен «Газпрому») и «Ямал СПГ» («НОВАТЭК»).

Перед российскими компаниями поставлена задача в ближайшие 15 лет войти в тройку лидеров по поставкам СПГ. «Одной из целей энергостратегии является развитие производства СПГ и увеличение доли России на мировых рынках с 8 до 15–20%. Наши мощности уже достигают 30 млн тонн, к 2035 году мы можем выйти уже на производство от 80 до 140 млн тонн в год», – говорил в начале апреля министр энергетики РФ Александр Новак в эфире телеканала «Россия 24».

Это станет возможным после запуска новых заводов, которые собираются строить «НОВАТЭК», «Газпром» и «Роснефть». Ближе всего к реализации «Арктик СПГ-2» «НОВАТЭКа». Важно, что компании работают над российскими технологиями сжижения (действующие заводы работают по западным).

Согласно прошлогоднему прогнозу Центра стратегических и международных исследований в Вашингтоне, у России есть все шансы через десятилетие войти в тройку лидеров по сжижению газа. Однако, полагают американцы, ее будут опережать Катар и США.

«Зеленое» будущее

Параллельно с истощением запасов углеводородов в мире усиливается тренд на использование экологичных видов топлива возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

Пока в общей структуре мирового спроса на энергоносители лидирует нефть с долей 31,5%, у газа – 23%. По прогнозам МЭА и ОПЕК, в 2040 г. нефть и газ будут основными видами топлива.

ФАКТЫ

Доля СПГ

в общей торговле газом к 2040 году вырастет до 70%

Доля новых источников энергии (солнца, ветра, биомассы и воды, не считая генерации ГЭС) в мировом энергобалансе пока исчисляется единицами процентов, но многие прогнозы говорят о будущем росте. Так, в МЭА полагают, что совокупная мощность альтернативных энергоносителей в мире к 2024 г. вырастет на 50%.

Заранее готовясь к окончанию «нефтяной» эпохи, крупнейшие нефтегазовые компании мира в последние годы наращивают инвестиции в альтернативную энергетику. В первую очередь это европейские Shell, Total, ENI, BP и Equinor (последняя отказалась от своего прежнего названия Statoil во многом как раз из-за «смены курса»). К 2030 г. инвестиции в ВИЭ могут занять до 20% от общих инвестиций крупнейших мировых нефтегазовых компаний, прогнозирует KPMG.

Российские игроки тоже занимаются ВИЭ, но пока не особенно активно. Чаще всего речь об использовании солнечных батарей и ветроустановок для энергообеспечения объектов компаний. Самые крупные проекты расположены за рубежом. Так, «ЛУКОЙЛ» владеет несколькими фото- и ветроэлекростанциями в Румынии и Болгарии. На сайте компании поясняют, что используют «благоприятные условия в странах, где государство оказывает поддержку в этой области».

с 1930 года

КОКСОХИММОНТАЖ



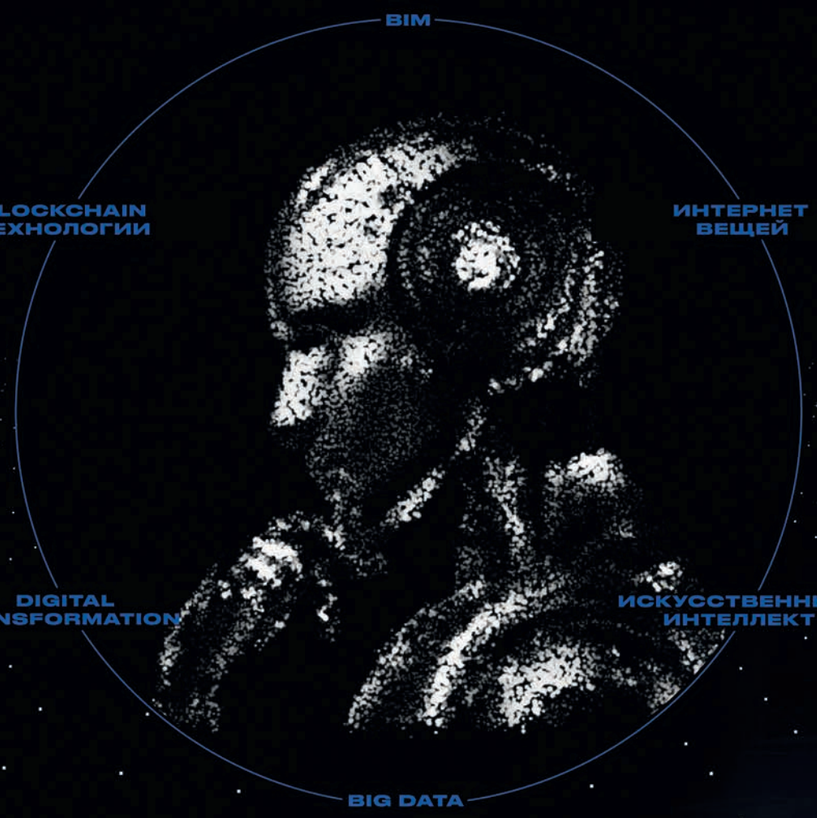
КОКСОХИММОНТАЖ

В промышленном
строительстве
с 1930 года

Neftegaz.RU | 20 ЛЕТ

Спецпроект Neftegaz.RU

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



СПЕЦПРОЕКТ

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

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

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

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

Перейти на сайт спецпроекта

digitalization.neftegaz.ru

Neftegaz.RU
номер 4/2020 г.

УДК 004

ТЭК РОССИИ: ОЦИФРОВКА





Насибулин Михаил Михайлович

Директор Департамента координации и реализации проектов по цифровой экономике Министерства цифрового развития, связи и массовых коммуникаций Российской Федерации

ОДНА ИЗ ОСНОВНЫХ ТЕНДЕНЦИЙ РАЗВИТИЯ ОБЩЕСТВА, СТОЯЩЕГО НА ПОРОГЕ ШЕСТОГО ПРОМЫШЛЕННОГО УКЛАДА – ВНЕДРЕНИЕ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ. ФОРМИРУЯ АВАНГАРД ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НОУ-ХАУ ПРЕДПРИЯТИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА НАИБОЛЕЕ АКТИВНО ВНЕДРЯЮТ НА СВОИХ ПРОИЗВОДСТВАХ ЦИФРОВЫЕ РЕШЕНИЯ. О ТОМ, КАК ИДЕТ ПРОЦЕСС ЦИФРОВИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ РАССКАЗАЛ ДИРЕКТОР ДЕПАРТАМЕНТА КООРДИНАЦИИ И РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ ПО ЦИФРОВОЙ ЭКОНОМИКЕ МИНИСТЕРСТВА ЦИФРОВОГО РАЗВИТИЯ, СВЯЗИ И МАССОВЫХ КОММУНИКАЦИЙ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ МИХАИЛ НАСИБУЛИН

DIGITALISATION HAS BECOME ONE OF THE MAIN TRENDS IN DEVELOPMENT OF THE SOCIETY THAT IS STANDING AT THE THRESHOLD OF THE SIXTH TECHNO-ECONOMIC PARADIGM. ENTERPRISES OF THE FUEL AND ENERGY SECTOR TEND TO BECOME HIGHLY ENGAGED IN IMPLEMENTING DIGITAL SOLUTIONS IN THEIR PRODUCTION PROCESSES AND THUS ARE ON THE CUTTING EDGE OF THE TECHNOLOGICAL KNOW-HOW. MIKHAIL NASIBULIN, HEAD OF DIGITAL ECONOMY PROJECTS DEPARTMENT OF THE MINISTRY FOR DIGITAL DEVELOPMENT, COMMUNICATIONS AND MASS MEDIA OF THE RUSSIAN FEDERATION, HAS TOLD US HOW ENTERPRISES OF THE FUEL AND ENERGY SECTOR ARE BEING DIGITALISED

Ключевые слова: *цифровые технологии, национальный проект, программные продукты, Министерство цифрового развития, связи и массовых коммуникаций, информационные технологии.*

– Михаил Михайлович, в конце 2018 г. был утвержден национальный проект «Цифровая экономика». Какие основные приоритеты, касающиеся внедрения цифровых технологий в нефтегазовой промышленности в нем заложены?

– В целом, если говорить о нефтегазовой промышленности, то процессы цифровизации, как правило, затрагивают два направления: во-первых, разведку и разработку месторождений нефти, во-вторых, нефтегазопереработку и транспортировку нефтегазопродуктов. Цифровая трансформация по данным направлениям связана с внедрением технологий предиктивной аналитики, систем поддержки принятия управленческих решений, а также с использованием цифровых моделей и цифровых двойников.

Разработки в данных областях поддерживаются по линии отдельных федеральных проектов Нацпрограммы «Цифровая экономика». Так, федеральный проект «Цифровые технологии» предусматривает развитие отечественных решений на базе «сквозных» цифровых технологий (СЦТ) – искусственного интеллекта, технологий виртуальной и дополненной реальности, робототехники и сенсорики, и других. В рамках другого федерального проекта – «Информационная инфраструктура», – в настоящее время реализуется глобальная система передачи, обработки и хранения данных, которая в том числе может использоваться предприятиями отрасли.

– Какие основные барьеры в развитии цифровой экономики приходится преодолевать?

– Ключевые барьеры можно разделить на три группы.

Во-первых, российские компании, представляющие традиционные отрасли экономики, как правило, демонстрируют низкую заинтересованность во внедрении цифровых технологий. Одной из ключевых задач для нас на данном направлении остается выработка эффективных механизмов стимулирования спроса на цифровые решения со стороны индустриальных игроков. В отношении компаний с госучастием первые шаги в этом направлении были сделаны еще в прошлом году – сегодня они разрабатывают собственные стратегии развития в области цифровых технологий.

ФАКТЫ

$5,3 млрд

составил экспорт IT-услуг из России в 2018 г.

Во-вторых, определенным барьером остается отсутствие необходимой нормативно-правовой базы для эффективного регулирования цифровой экономики России. Здесь наша задача как государства – создание максимально понятных и прозрачных правил игры для всех участников рынка. Активная работа по данному направлению ведется в рамках соответствующего федерального проекта – «Нормативное регулирование цифровой среды».

В-третьих, это низкий уровень конкурентоспособности российских цифровых решений и, как следствие, высокая зависимость нашего рынка от иностранных продуктов.

– Действительно, в сфере цифровых технологий Россия не является бенчмарком, какое

место на мировом рынке, по Вашим ощущениям, занимают российские программные продукты? Насколько отрасль конкурентоспособна?

– К сожалению, Россию пока, нельзя отнести к лидерам мировой IT-индустрии из-за слабого присутствия российских компаний на глобальных рынках. В 2019 году Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации провел опрос участников рынка с целью определить основные проблемы и приоритеты цифровой трансформации ТЭК России. Участники опроса отметили высокую импортозависимость от серверных ресурсов и программного обеспечения.

Вместе с этим в последние годы наша страна стабильно демонстрирует положительную динамику на мировом ИКТ-рынке по ряду показателей. По данным Аналитического центра при Правительстве Российской Федерации, экспорт IT-услуг из России в 2018 г. составил $5,3 млрд, что в 2 раза больше уровня 2010 г. и на 13% больше объемов экспорта услуг 2017 г. Доля ИКТ услуг в общем российском экспорте услуг также заметно выросла: с 5,3% в 2010 г. до 8,1% в 2018 г.; в первой половине 2019 г. она составила уже 8,4%.

– Взаимодействует ли Министерство цифрового развития, связи и массовых коммуникаций с Минэнерго в плане цифровизации нефтегазовой отрасли? Каковы точки соприкосновения и механизмы взаимодействия?

– Да, мы проводим активную совместную работу по привлечению отраслевых экспертов к реализации мероприятий в рамках нацпрограммы. Сейчас совместно с представителями ФОИВов и отраслевыми экспертами находимся в процессе развития межведомственного взаимодействия в части цифровой трансформации приоритетных отраслей экономики и социальной сферы. Параллельно с этой работой совместно с Минэнерго мы формируем план мероприятий цифровой трансформации ТЭК, а также разрабатываем методику измерения эффектов цифровизации отрасли.

– Есть ли уже успешно реализованные или реализуемые в настоящее время крупные проекты по внедрению российских разработок на предприятиях нефтегазовой отрасли?

– Конечно, такие проекты есть. В качестве примера могу привести программный продукт «tNavigator», компании ООО «Рок Флоу Динамикс», успешно используемый более чем в 200 компаниях по всему миру. Ведущим модулем данного продукта является гидродинамический симулятор, используемый для моделирования процессов разработки месторождений.

Еще одним примером является программный комплекс «РН-ГРИД», применяемый для выполнения операций и инженерных расчетов при проектировании гидроразрыва пласта. НК «Роснефть» реализовала уже более 200 лицензий на использование данного продукта.

Другим примером является система Prime компании ООО «Яндекс Терра». Это полнофункциональное российское программное обеспечение для интерпретационной обработки 2D/3D/4D/3C/4C сейсмических данных, соответствующее всем требованиям современных технических заданий, а также включающее целый ряд инновационных алгоритмов для решения геофизических задач.

ФАКТЫ

8,4%

составила доля ИКТ услуг в общем российском экспорте услуг в первой половине 2019 г.

Среди отечественных решений в области геологического моделирования следует выделить «Geoplat – Pro» (компания «ГридПоинтДайнамик»), модуль программного комплекса «tNavigator» «Дизайнер геологии» (ООО «Рок Флоу Динамикс»), а также модуль «Сфера.Геология» (компания «НТЦ РИТ Дельта»).

Кроме того, отечественное ПО различных разработчиков повсеместно используется компаниями нефтяного сектора для мониторинга и учета добычи нефти и газа.

– Учитывая эти успешные проекты, насколько Россия сегодня зависима от импортных цифровых технологий и есть ли сегменты, в которых эта зависимость близка к стопроцентной, в частности в отношении ТЭК?

– По оценкам профильных экспертов, зависимость от иностранных программных продуктов в нефтегазовой отрасли составляет порядка 80–90%. При этом объем отечественного рынка программного обеспечения в ТЭК составляет 286 млрд руб., а ежегодный темп роста ожидается на уровне от 6% до 10%.

Наша ключевая задача сегодня – снижение зависимости отраслей экономики от импорта цифровых решений. Особую важность она приобретает в условиях угроз для непрерывности бизнеса многих крупных и критически важных для экономики России организаций, а также отсутствия на рынке ИКТ масштабируемой промышленной инфраструктуры внедрения и сопровождения решений, созданных на базе новых для рынка видов ПО и оборудования.

Для решения этих задач в 2016 году законодательно закреплено понятие российского ПО, создан Единый реестр российских программ для электронных вычислительных машин и баз данных (содержит более 6000 программных



продуктов, сгруппированных по 24 классам), а также принято постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2015 г. № 1236, устанавливающее запрет на допуск иностранного ПО для госзакупок. В результате, например, в ФОИВ и РОИВ с 2016 по 2018 г. доля закупок отечественного ПО увеличилась с 25% до 65%. Министерство в настоящее время проводит мониторинг данных по импортозамещению за 2019 год. Уже сегодня можно отметить, что по данной линии отечественное ПО используется преимущественно в таких категориях, как справочно-правовые системы (99,9%), средства антивирусной защиты (99,8%), системы электронного документооборота (82%).

– Электронный документооборот и антивирусная защита – это огромная часть рынка рынка ПО, но есть и другие сегменты, в которых Мэйджоры нефтегазового рынка предпочитают работать с иностранным ПО, насколько охотно они сейчас переходят на российские продукты и есть ли в этом необходимость?

– В России основную долю рынка в нефтегазовой отрасли занимают компании с государственным участием. Процесс перехода этих компаний на отечественное ПО замедляется ввиду наличия барьеров, связанных с внедрением российских программных продуктов в уже организованные производственные процессы, а также необходимостью обучения специалистов работе с новыми программами.

С целью ускорения этих процессов и повышения эффективности реализации государственной политики в сфере импортозамещения ПО в конце 2018 года были утверждены Директивы Правительства Российской Федерации, которые предусматривают формирование госкомпаниями корпоративных планов мероприятий на период 2018-2021 гг. по переходу на использование преимущественно отечественного ПО.

На 1 ноября 2019 г. утверждено 35 из 50 планов госкомпаний по переходу на преимущественное использование отечественного программного обеспечения. Минкомсвязь России координирует деятельность госкомпаний по созданию отраслевых центров тестирования ПО, которые позволяют

ФАКТЫ

80-90%

составляет зависимость от иностранных программных продуктов в нефтегазовой отрасли

отрабатывать подходы по внедрению отечественных программных продуктов. Предварительный анализ поступивших планов мероприятий показал, что доля закупок российского ПО в госкомпаниях в 2018 году увеличилась до 50,87%.

– Это значительный шаг, какие еще действия предпринимает Министерство для развития ИТ-отрасли в России? Расскажите, пожалуйста, подробнее какие создаются условия, меры по поддержке, преференции, механизмы продвижения и т.д.

– Помимо уже перечисленных мер, направленных на ускоренное импортозамещение цифровых решений, можно отметить предоставление грантов на разработку программного обеспечения и технологических решений по созданию государственных информационных ресурсов с использованием технологии распределенных реестров. Кроме того, в 2019 году мы запустили программу по мерам поддержки «сквозных» цифровых технологий (или СЦТ). Стартапы и крупные компании, которые разрабатывают собственное программное обеспечение и модернизирует существующее, могут получить грант и направить его на развитие технологий. 5 операторов мер поддержки провели конкурсы, определили победителей, теперь мы ждем реализации их проектов. Конкурсы были проведены по шести направлениям:

- поддержка проектов по разработке и коммерциализации программных продуктов и цифровых платформ в промышленности *(ПП РФ от 30.04.2019 № 529; оператор – Минпромторг России; субсидирование до 50% затрат на разработку продукта)*;
- поддержка проектов внедрения отечественных решений в приоритетные отрасли с потенциалом и возможностью отраслевого тиражирования *(ПП РФ от 03.05.2019 г. № 555; оператор – Фонд «Сколково»; максимальный размер гранта – 1 млрд руб.)*;

- поддержка проектов регионального тиражирования отечественных решений с высокой социально-экономической значимостью для субъекта Российской Федерации *(ПП РФ от 3 мая 2019 г. № 550; оператор – Российский фонд развития информационных технологий (РФРИТ); максимальный размер гранта – 1 млрд руб.)*;
- поддержка исследовательских центров, проводящих научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы, направленные на достижение целевых показателей развития сквозной цифровой технологии *(ПП РФ от 03.05.2019 № 551; оператор – АО «РВК»; максимальный размер гранта – 300 млн руб.)*;
- поддержка российских компаний-лидеров, разрабатывающих и комммерциализирующих отечественные решения на основе сквозных цифровых технологий *(ПП РФ от 03.05.2019 № 549; оператор – АО «РВК»; максимальный размер гранта – 250 млн руб.)*;
- поддержка малых предприятий, реализующих проекты по разработке и коммерциализации сквозной цифровой технологии *(ПП РФ от 03.05.2019 № 554, от 31.08.2019 № 1127; оператор – Фонд содействия инновациям; максимальный размер гранта – по программе «Старт» до 5 млн руб., по программе «Развитие» до 20 млн руб.)*;
- с этого года также планируется к реализации поддержка комплексных проектов в сфере сквозных цифровых технологий за счет льготного кредитования. Данная мера поддержки получила высокую оценку участников рынка, она будет осуществляться на протяжении нескольких лет при участии ведущих банков России *(ПП РФ от 05.12.2019 № 1598; операторы – уполномоченные банки; льготная ставка по кредиту для проектов в сфере сквозных цифровых технологий от 1 до 5%)*.

В 2020 году система будет расширяться. Например, с этого года начинают действовать еще две разработанные Министерством меры – поддержка проектов по внедрению сквозных цифровых технологий и платформенных решений за счет льготного лизинга (*оператор – Государственная транспортная лизинговая компания*), а также фонд поддержки прямых инвестиций в проекты развития СЦТ на стадии роста (*оператор – Роснано*).

Кроме того, в рамках федерального проекта «Цифровые технологии» Министерство разработало методические рекомендации по цифровой трансформации госкомпаний, которые в декабре были утверждены президиумом Правительственной комиссии. Мы рассчитываем, что наши рекомендации позволят сформировать базу для подготовки госкомпаниями стратегических документов по цифровой трансформации.

– А предложения по продвижению российских ИТ-компаний на зарубежных рынках у Министерства есть? На каких рынках могут быть востребованы российские разработки? Чем мы можем быть им интересны?

ФАКТЫ

286

млрд руб.

составляет объем отечественного рынка программного обеспечения в ТЭК

– В целом объем зарубежных продаж российских софтверных компаний неуклонно растет. По экспертным оценкам, по итогам 2018 года России по этому показателю удалось выйти на объем в $10,5 млрд – рост по сравнению с предыдущим годом составил 19%.

Сейчас низкая доля рынка российских поставщиков связана во многом с проблемами при подготовке конечной версии продукта для продажи и маркетинга. Многие компании пытаются вывести на международные рынки не готовые продукты, а отдельные технические сервисы и разработки. На зарубежных рынках конкуренция традиционно высока, и если у российских компаний нет структурированной маркетинговой политики по продвижению своих решений, то их попытки часто не приводят к ожидаемому результату.

Решить эту проблему поможет системная поддержка повышения узнаваемости, развитие глобального бренда и доверия к продуктам российских IT-компаний. Государство уделяет внимание финансовым мерам поддержки, включая проектное финансирование, инвестиции, льготное кредитование. Помимо финансовой, государство оказывает компаниям чисто «маркетинговую» поддержку – помощь в продажах, в развитии точек присутствия за рубежом. С этой целью был создан оператор по системной поддержке, продвижению и продаже российских IT-решений за рубежом – АО «Росинфокоминвест», который фокусируется на системной поддержке экспорта цифровых решений и услуг через развитие сети контактов, формирование международной экспертизы и качественной аналитики

Некоторые компании из России уже достигли хороших результатов в развитии своего бренда на глобальных рынках. В первую очередь, речь идет о российских антивирусных пакетах «Антивирус Касперского» и Dr.Web, решениях по кибербезопасности InfoWatch, продуктах Group-IB. Кроме того, хочу подчеркнуть, что мы одна из немногих стран, у которой есть собственные разработки в сфере поисковиков, социальных сетей, операционных систем.

При выходе на глобальную арену особое внимание сегодня необходимо уделять развивающимся рынкам Латинской Америки, Африки, Азии и Ближнего Востока, где интерес к российским разработкам традиционно высок.

– Если говорить о России, какая отрасль самая оцифрованная сегодня, по вашим оценкам?

– Самым высоким уровнем цифровизации в России характеризуются ИКТ- и финансовый сектор. Эти отрасли максимально приближены по уровню цифровизации к мировому. Сектор ИКТ (телекоммуникации, производство ИКТ оборудования) является основным инструментом и базой для развития цифровой экономики страны. По оценкам экспертов, объемы валовой добавленной стоимости сектора выросли к 2018 г. до 2,4 трлн руб. (рост на 20% по сравнению с 2015 г.). В свою очередь, уровень распространения финансовых технологий в стране составил 82% в 2019 году. Наибольшее развитие получил цифровой банкинг, там высокие показатели наблюдаются в сфере оказания повседневных услуг (управление платежами, переводы, пользование банковскими картами). Особо отмечу, что функционал мобильных приложений крупнейших российских банков в 1,5–2 раза превосходит аналогичные приложения европейских банков.

Что касается отраслей ТЭК России, то лидером здесь является электроэнергетика, что обусловлено спецификой функционирования отрасли. Цифровые технологии внедряются во всех сегментах отрасли (генерация, передача и распределение, а также сбыт электроэнергии). За электроэнергетикой по скорости внедрения цифровых технологий в ТЭК России следует нефтегазовая отрасль. Использование цифровых технологий в постоянно ухудшающихся условиях добычи углеводородов (рост доли трудноизвлекаемых запасов и запасов на удаленных территориях) становится необходимым условием для обеспечения конкурентоспособности нефтегазовых компаний. Угольная отрасль является наиболее консервативным сегментом ТЭК России с точки зрения цифровой трансформации, однако внедрение цифровых технологий происходит и на угледобывающих предприятиях.

– Для крупных компаний особенно остро стоят вопросы кибербезопасности. Какие шаги предпринимаются в этом направлении?

– Основные принципы информационной безопасности основываются на максимальной автономности информационных технологий. В рамках федерального проекта «Информационная безопасность» национального проекта «Цифровая экономика Российской Федерации» создается национальный удостоверяющий центр, который обеспечит устойчивость работы устройств в российском интернете. Центр будет предоставлять TLS-сертификаты (траст-сертификаты) для идентификации информационных ресурсов, а также обеспечит работу граждан с органами государственной власти по защищенным протоколам с поддержкой

ФАКТЫ

В 2016 г.

законодательно закреплено понятие российского ПО, создан Единый реестр российских программ для ЭВМ и баз данных, а также введен запрет на допуск иностранного ПО для госзакупок

российских криптографических алгоритмов. Также в рамках федпроекта сейчас создается центр Государственной системы обнаружения, предупреждения и ликвидации последствий компьютерных атак (ГосСОПКА), создается киберполигон, который обеспечит информационную безопасность и будет предотвращать угрозы в IT-сфере и обучать специалистов современным практикам информационной безопасности. Если коротко, то ключевые направления работы в плане информационной безопасности связаны с обеспечением независимости российского интернета, защитой персональных данных и анализом безопасности киберфизических систем, включая «интернет вещей».

– Как, по Вашему мнению, может измениться рынок труда для специалистов, занятых в нефтегазовом производстве?

– Внедрение новых цифровых решений значительно влияет на рынок труда, выдвигает новые требования к специалистам отрасли и формирует новые востребованные профессии.

В отношении ТЭК, с одной стороны, за счет автоматизации производства возможно сокращение специалистов традиционной занятости, с другой – уже сегодня значительно растет спрос на специалистов с цифровыми компетенциями, такими как аналитика и работа с большими данными (big data), робототехника, эксплуатация беспилотных летательных аппаратов, программирование, 3D-моделирование. По оценкам экспертов, в ближайшее десятилетие в нефтегазовом секторе появятся новые профессии, такие как оператор БПЛА для разведки месторождений нефти и газа, архитектор робототехнических комплексов и киберустройств для нефтегазовой отрасли, экоаналитик в нефтегазовой отрасли и др.

В текущих условиях нехватки отраслевых специалистов реализация планов цифровой трансформации отраслей ТЭК продвигается медленно, это требует от российской системы

подготовки кадров выявления и определения новых, в том числе методических, технических, организационных направлений и возможностей по обеспечению опережающего развития кадрового потенциала нефтегазового сектора.

Для решения этой проблемы реализуется федеральный проект «Кадры для цифровой экономики», который нацелен на совершенствование системы образования, трансформацию рынка труда и вовлечение граждан в развитие российской цифровой экономики. Значительная роль в федеральном проекте отводится повышению массовой цифровой грамотности населения, подготовке квалифицированных кадров, а также директоров, ответственных за цифровую трансформацию компаний.

– В нашей огромной стране есть населенные пункты и целые районы, где нет дорог, не проведен газ, нет другой инфраструктуры первой необходимости, как Вы считаете, насколько Россия вообще готова к повсеместной цифровизации, или такая задача пока не ставится?

– Министерство осуществляет координацию работы по предоставлению универсальных услуг связи населению. В то же время в более чем 20 тыс. населенных пунктов с численностью от 100 до 250 человек современные услуги связи недоступны. Для решения этой проблемы Минкомсвязь разработала соответствующие поправки в закон «О связи», они предусматривают оказание услуг в населенных пунктах с населением от 100 человек (а не от 250, как сейчас).

Также в этой части нацпрограммы «Цифровая экономика» запланированы мероприятия по созданию устойчивой и безопасной инфраструктуры для высокоскоростной передачи, обработки и хранения больших объемов данных. В соответствии с целевыми показателями в 2024 году доля домохозяйств, имеющих широкополосный доступ к интернету должна составлять не менее 97% от общего количества, а доля социально значимых объектов инфраструктуры, имеющих возможность подключения к интернету должна составлять 100%.

– Цифровые технологии движутся семимильными шагами, здесь не получится просто копировать технологии, чтобы соответствовать духу времени, надо быть на шаг впереди конкурентов. Как Вы считаете, каковы шансы у российской ИТ-отрасли выйти на такую позицию, при которой российские программные продукты будут приоритетны для ведущих российских и мировых компаний?

– В России уже имеются свои конкурентоспособные программные продукты, которые могут применяться компаниями в различных отраслях экономики – это бухгалтерские и учетные системы, инженерные и телекоммуникационные решения.

Что касается нефтегазовой отрасли, здесь российские разработчики постепенно создают и внедряют программы для управления процессами разведки недр, оценки запасов нефти и газа, разработки и эксплуатации месторождений.

Политика государства в сфере импортозамещения способствует увеличению российских IT-разработок, и отдельные отечественные программные продукты уже становятся приоритетными для российских нефтегазовых компаний в отраслях ТЭК.

Для сохранения положительной динамики применения российских программных продуктов в компаниях Министерство стремится обеспечить поддержку разработки и внедрения цифровых технологий с целью фундаментального переосмысления действующей структуры и трансформации всех бизнес-процессов внутри отрасли.

К успешно реализуемым мерам по стимулированию российской IT-отрасли можно отнести:

- разработанные меры государственной поддержки проектов, разрабатывающих и внедряющих передовые решения в области цифровых технологий;
- методические рекомендации по цифровой трансформации государственных корпораций и компаний с государственным участием, которые 12 декабря 2019 г. были утверждены президиумом Правительственной комиссии по цифровому развитию, использованию информационных технологий для улучшения качества жизни и условий ведения предпринимательской деятельности;
- создание Единого реестра российских программ для ЭВМ и баз данных;
- принятие Директивы о поэтапном переходе госкомпаний на использование отечественного ПО.

При этом Министерство на постоянной основе совместно профильным отраслевым ФОИВом – Минэнерго России осуществляет мероприятия, направленные на реализацию новых финансовых и нефинансовых мер поддержки значимых отраслевых проектов.

ФАКТЫ

ПО

российского производства используется в таких категориях, как справочно-правовые системы (99,9%), средства антивирусной защиты (99,8%) и системы электронного документооборота (82%)

Keywords: *digital technologies, national project, software products, Ministry of digital development, communications and mass communications, information technologies.*

ЦИФРОВИЗАЦИЯ: ФАКТЫ

1960-е — применение вычислительной техники для моделирования пластов

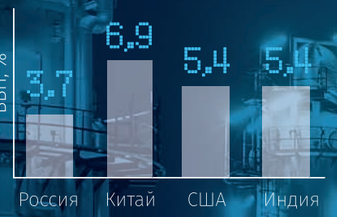
1970-е — применение больших рабочих станций для обработки промысловых данных позволило увеличить объем добычи на 1%

1980-е — переход от пневматических систем контроля и управления технологическими процессами НПЗ сначала на аналоговые, а впоследствии и на цифровые

1990-е — начали создавать компьютерные 3D-сейсмомодели, что снизило затраты на поиск новых месторождений на 40%, а объем доказанных запасов вырос в 2,5 раза

Цифровизация и экономика

ЦИФРОВАЯ экономика формирует:



$16 млрд — **СОСТАВЛЯЕТ** нынешний объем мирового рынка промышленной робототехники

21 млрд штук — **ДОСТИГНЕТ** в мире к 2020 году количество устройств, подключенных к интернету вещей

1,6 трлн рублей — **ОБЪЕМ** финансирования национального проекта «Цифровая экономика», рассчитанного до конца 2024 г.

74% — **ПРОДАЖ** промышленной робототехники приходится на пять стран — Китай, Японию, Южную Корею, США и Германию

у 48% — **РОССИЙСКИХ** промышленных предприятий процессы управления производством, операционное управление и административные функции не автоматизированы

8 — **РОБОТОВ** на 10 тыс. рабочих – уровень роботизации России. Средний показатель по миру — 99 роботов на 10 тыс. рабочих

$13 трлн — **ПРИВЛЕЧЕТ** мировая экономика к 2030 году за счет развития искусственного интеллекта

14% — **РОСТА** мирового ВВП обеспечит к 2030 году использование искусственного интеллекта

185 млрд рублей — **ПОТРЕБУЕТСЯ** на развитие беспроводных технологий в России до конца 2024 года

660 млрд рублей — **НЕОБХОДИМО** затратить на создание сетей 5G в России

DOWNSTREAM ЦИФРЫ

IIoT-комплекс предиктивной аналитики и удаленного мониторинга отвечает на современные вызовы

СЕГОДНЯ BIG DATA – ЭТО НОВАЯ НЕФТЬ. НЕ ПОДВЕРГАТЬ ЕЕ ГЛУБОКОЙ ПЕРЕРАБОТКЕ – ВСЕ РАВНО ЧТО ТОПИТЬ ПЕЧЬ АССИГНАЦИЯМИ, КАК МЕТКО ПОДМЕТИЛ Д.И. МЕНДЕЛЕЕВ. ОДНАКО СТОИТ ОТМЕТИТЬ, ЧТО РОССИЙСКАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ В ЭТОМ КОНТЕКСТЕ НАХОДИТСЯ НА ХОРОШИХ ПОЗИЦИЯХ И БОЛЬШИНСТВО ПРЕДПРИЯТИЙ КРИТИЧЕСКОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ СВОЕВРЕМЕННО ВНЕДРЯЮТ IIOT-СИСТЕМЫ

TODAY BIG DATA IS THE NEW OIL. AS RUSSIAN SCIENTIST DMITRY MENDELEEV APTLY NOTICED: "TO BURN OIL! .. YOU CAN FUEL WITH MONEY AS WELL." THEREFORE, LEAVING BIG DATA WITHOUT DEEP REFINING IS LIKE REPEATING THE SAME MISTAKE. HOWEVER, RUSSIAN INDUSTRY IS IN A GOOD SHAPE REGARDING IMPLEMENTATION OF IIOT-SOLUTIONS AT THE CRITICAL INFRASTRUCTURE SECTORS

УДК 004

Ключевые слова: *программно-аппаратный комплекс, цифровые решения, большие данные, промышленное оборудование, топливно-энергетический комплекс, предиктивная аналитика, удаленный мониторинг, ПРАНА.*

Консалтинговая компания McKinsey включила Россию в пятерку стран с лучшими темпами цифровизации. В докладе сообщается, что в период с 2011 по 2015 год объем цифровой экономики в нашей стране увеличился на 59% (это в 8,5 раза быстрее, чем рост в других отраслях). В 2025 году ее доля в ВВП может утроиться и достичь 10 трлн рублей.

Российская компания РОТЕК, занимавшаяся сервисом энергетических турбин, накопив самый большой в стране архив данных о работе генерирующих ротационных машин, в 2011 году начала разработку системы, позволяющей использовать эти данные с максимальной пользой. Через 4 года R&D российские разработчики запустили в коммерческую эксплуатацию программно-аппаратный комплекс ПРАНА – первое, независимое от OEM IIoT-решение, отслеживающее и предсказывающее состояние энергетического оборудования за 2–3 месяца до возможной аварии. Как сообщают в компании, название ПРАНА образовано от слов «ПРедиктивная АНАлитика». Этот комплекс сродни высокотехнологичному нефтеперерабатывающему заводу, перерабатывает колоссальный архив big data для построения высокоточных прогнозов поведения различных видов промышленного оборудования, выстраивает цифровую инфраструктуру, в рамках которой объединяются все системы предприятия, отслеживаются технические и технологические взаимосвязи.

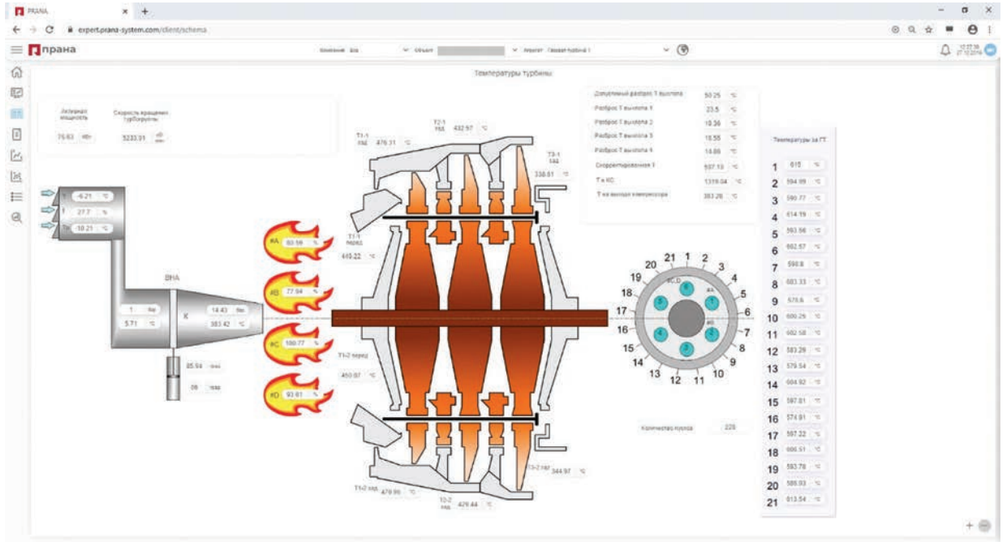
Экосистема ПРАНЫ позволяет объединить различные типы и модели промышленного оборудования в рамках одной экспертной среды. С 2015 года этот комплекс работает 24/7 и позволяет предотвращать непредвиденные сбои и аварии промышленного оборудования, делает всю производственную цепочку прозрачной, а значит, предсказуемой и эффективной. За 5 лет работы комплекса ПРАНА в российской энергетике был пройден заметный путь. Начав с одной ТЭЦ в Перми, к 2020 году РОТЕК цифровизировал и поставил под защиту Системы 22 энергоблока в 9 регионах России и Казахстане общей мощностью 3,5 ГВт. Эксперты отмечают, что на сегодняшний день ПРАНА стала практически отраслевым стандартом для генерирующих предприятий, страховые компании предлагают более выгодные условия тем, чье оборудование находится под контролем Системы. Референции энергетиков показались весомыми и для других предприятий с критически важной инфраструктурой, в частности нефтяников и газовиков,

Комплекс ПРАНА сродни высокотехнологичному НПЗ, перерабатывает колоссальный архив big data для построения высокоточных прогнозов поведения различных видов промышленного оборудования



«Любая сложная машина, будь то турбина или трансформатор, периодически ломается. И система управления срабатывает, когда уже что-то сломалось. Что делаем мы? Мы обнаруживаем эту поломку задолго до того, как она произошла, в тот момент, когда она только «запланировала произойти». И предупреждаем об этом специалистов. На практике получается, что на объектах генерации у нас глубина прогноза примерно три месяца».

Михаил Лифшиц, председатель совета директоров АО «РОТЕК»



Мнемосхема газовой турбины в интерфейсе программно-аппаратного комплекса ПРАНА

и в прошедшем 2019 году Система нашла свое применение на оборудовании нефтедобывающего хозяйства «Газпром нефти». ООО «Газпромнефть-Восток» и АО «РОТЕК» реализовали проект цифровизации оборудования нефтедобывающей компании на Шингинском месторождении. К Системе прогностики ПРАНА были подключены четыре 6-мегаваттные газотурбинные установки типа ГТА-6РМ производства ОДК-ГТ (НПО «Сатурн»), три дожимных компрессорных установки типа ТАКАТ 77.3-23 М3 УХЛ1 производства ОАО «Казанькомпрессормаш» и два компрессора типа JGF/4 производства ARIEL, США. В целом на сегодняшний день к ПРАНЕ подключено промышленное оборудование суммарной стоимостью около 5 млрд долларов США.

Принцип работы программно-аппаратного комплекса можно кратко описать следующим образом. На основе анализа архивных данных создается математическая модель исправного состояния оборудования. При работе в режиме online Система непрерывно отслеживает состояние подключенного оборудования и информирует эксплуатационный персонал о выявленных тенденциях к развитию аварийных режимов с выдачей рекомендаций по поддержанию нормального режима работы. Математическая модель, машинное обучение и искусственный интеллект позволяют определить взаимозависимости эксплуатационных параметров, которые невозможно определить существующими локальными системами контроля. ПРАНА позволяет выявлять долгосрочные изменения технического состояния оборудования и дает дополнительное время для проведения локализации и ликвидации проблемы на ранней стадии, а для защиты оборудования от быстроразвивающихся нарушений есть локальные АСУ ТП (автоматизированная система управления технологическим процессом). ПРАНА уже интегрирована практически со всеми представленными на рынке АСУ ТП: ПТК «ТЕКОН», ПТК «ALSPA ControGas», ПТК «КВИНТ 7», ПТК «КРУГ», ПТК «Mark VIe», ПТК «PCS7», ПТК «ОС6000е», ПТК «Ovation», ПТК «SPPA-T3000».

Различные системы мониторинга, представленные преимущественно производителями оборудования, имеют широкое применение в промышленности. Но необходимо учитывать два важных момента. Во-первых, различные виды оборудования от различных производителей используют собственные решения и интерфейсы. А значит, для контроля за всеми параметрами придется «жонглировать» набором из мониторов или планшетов.

ПРАНА же объединяет все показатели в рамках одной экосистемы. Во-вторых, имея контролирующую систему, предоставленную самим производителем, заинтересованным в поставке запчастей и организации сервиса, об объективности говорить крайне сложно, равно как сложно рассуждать о безопасности курятника, поставив лису в качестве охранника.

Экономический эффект применения данного программно-аппаратного комплекса складывается в первую очередь из повышения надежности оборудования и предотвращения аварий. В случае с энергетикой, стоимость каждой непредвиденной поломки исчисляется сотнями миллионов рублей. РОТЕК приводит пример экономического эффекта от внедрения Системы на одном из крупнейших генерирующих предприятий России: за несколько лет снижение убытков – более чем в 5 раз, и уменьшение количества инцидентов практически в 3 раза.

В эти непростые для всего мира весенние дни промышленная цифровизация заиграла новыми красками, дав возможность предприятиям своевременно и без ущерба для бизнес-процессов ответить на издержки режима самоизоляции. Во второй половине марта 2020 года ПРАНА в полной мере раскрыла еще одну свою грань, позволив в течение считанных часов организовать удаленный доступ ко всем данным



Мобильная версия системы ПРАНА на iPad

и экспертной среде для всех пользователей, подключенных к Системе. Ввод режима карантина стал масштабным стресс-тестом всего программно-аппаратного комплекса, объединившего в цифровой офис более 140 профессионалов – энергетиков и нефтяников в восьми регионах России и Казахстане.



«Решение, которое мы продумывали как один из способов повышения экономической эффективности для Заказчиков (с возможностью подключения их собственных экспертов), оказалось одним из наиболее эффективных способов функционирования технического подразделения компании в чрезвычайной ситуации. Облачные решения позволяют не снижать производительность труда и способствуют сохранению здоровья сотрудников».

Максим Липатов, технический директор программно-аппаратного комплекса ПРАНА

Еще в 2019 году в программно-аппаратном комплексе ПРАНА был реализован функционал для организации распределенного экспертного сообщества. Собрать экспертов по ремонту и эксплуатации различного оборудования – газовых и паровых турбин, генераторов, котлов, трансформаторов и так далее в одном месте крайне дорого как с точки зрения ресурсов, так и времени. Поэтому было разработано соответствующее решение, позволяющее экспертам (по защищенным коммуникационным каналам между Ситуационным центром комплекса ПРАНА и подключенными объектами) иметь полноценный удаленный доступ к результатам аналитической отработки данных, прогнозам и инструментам для работы с эксплуатационными параметрами оборудования. Все это дало возможность без снижения эффективности перейти на распределенную работу в случае необходимости.

Если раньше доступ к данным имели только эксперты РОТЕК, то теперь заказчики смогли подключить к Системе и своих авторизованных коллег (по защищенным каналам связи). Участники корпоративных экспертных сетей получают удаленный доступ к данным о работе машин, отчетам, графикам и другим результатам аналитики с помощью мобильных приложений, защищенных чатов, конференц-связи и тонкого клиента. Математический аппарат Системы прогностики берет на себя всю работу по анализу сырых данных, а от экспертов требуется принять решение и выдать рекомендации станционному персоналу. Таким образом, комплекс ПРАНА объединяет экспертов из разных городов, филиалов и подразделений «без отрыва от производства». Система вышла на принципиально новый уровень – впервые в промышленности экспертный центр может быть распределенным.

Вызовы для современной цивилизации, по факту не имеющей границ, разнообразны и многочисленны. Однако уже сейчас в наших руках есть цифровые решения, способные не только более ответственно выстроить производственные процессы, но и превратить некогда большие и неповоротливые промышленные системы в гибкие, быстро адаптирующиеся как к требованиям экономики, так и к чрезвычайным ситуациям, от которых никто не застрахован. ●

KEYWORDS: *software and hardware complex, digital solutions, big data, industrial equipment, fuel and energy complex, Predictive Analytics, Remote Monitoring, PRANA.*

Цифровизация и кадры

Объем российского рынка промышленных VR/AR-решений в 2022 году может составить **9,2** млрд рублей

60% всех профессий будет автоматизировано к 2030 году

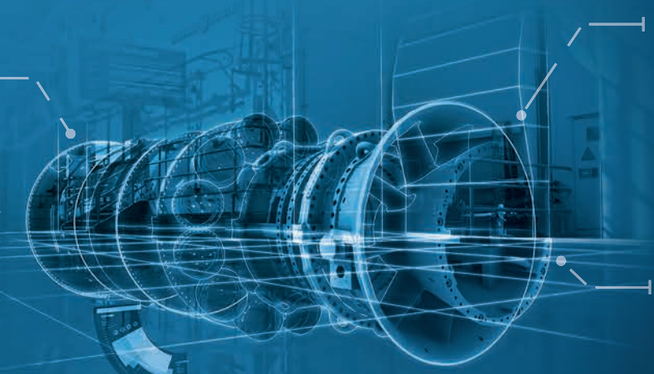


375 млн человек освоят новые навыки в связи с автоматизацией производства

каждого 2-го сотрудника в России можно заменить машинами

Цифровизация и промышленные объекты

К 2021 г. половина крупных промышленных компаний будет использовать цифровых двойников, что увеличит эффективность этих организаций **на 10%**



Через 5 лет рынок цифровых двойников достигнет **$16 млрд**

От 5 до 20% капитальных затрат помогает экономить компаниям использование цифровых двойников скважин

Цифровизация и добыча

ПРИЧИНА 42% аварий на производстве – человеческий фактор

РАЗВИТИЕ цифровых технологий позволит увеличить извлекаемые запасы нефти в мире **на 35%** к 2050 году, при этом общая себестоимость разработки снизится **на 30%**

В РОССИИ первые интеллектуальные месторождения появились около 10 лет назад, а в 2018 г. их насчитывалось порядка **40**

ДОБЫЧА в рамках интеллектуального месторождения дает снижение операционных затрат **на 20%**, а капитальных — **до 50%**

КИН на умных месторождениях **на 2-10%** выше

СЕБЕСТОИМОСТЬ эксплуатации месторождений снижается в среднем **на 20%**

ВРЕМЯ ВОЗМОЖНОСТЕЙ
для цифровизации нефтегазовой отрасли



Коледа Сергей Анатольевич
руководитель отделения по работе с ключевыми клиентами «КРЕДО-ДИАЛОГ»

ТЕРМИН «ЦИФРОВИЗАЦИЯ» СЕЙЧАС НА ПОВЕСТКЕ ДНЯ ПРАКТИЧЕСКИ ВО ВСЕХ СФЕРАХ НАШЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ. АКТИВНОЕ ВНЕДРЕНИЕ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И МОДЕРНИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ ПРОИЗВОДСТВА ПРОИСХОДИТ ВО МНОГИХ ОТРАСЛЯХ ЭКОНОМИКИ. НО РЕАЛЬНЫЕ ВЫГОДЫ ОТ ЦИФРОВИЗАЦИИ ПОЛУЧАТ ТОЛЬКО ТЕ КОМПАНИИ, КОТОРЫЕ ОБЕСПЕЧИЛИ СЕБЯ УДОБНЫМ И ЭФФЕКТИВНЫМ ИНСТРУМЕНТОМ ДЛЯ АВТОМАТИЗАЦИИ ВСЕХ ЭТАПОВ СВОЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

THE TERM "DIGITALIZATION" IS NOW ON THE AGENDA IN ALMOST ALL AREAS OF OUR BUSINESS. THE ACTIVE INFORMATION BRIDGING AND THE MODERNIZATION OF PRODUCTION PROCESSES TAKE PLACE IN MANY SECTORS OF THE ECONOMY. BUT THE REAL BENEFITS OF DIGITALIZATION WILL BE RECEIVED ONLY BY THOSE COMPANIES THAT HAVE PROVIDED THEMSELVES WITH A CONVENIENT AND EFFECTIVE TOOL FOR AUTOMATING ALL STAGES OF THEIR ACTIVITIES

УДК 004

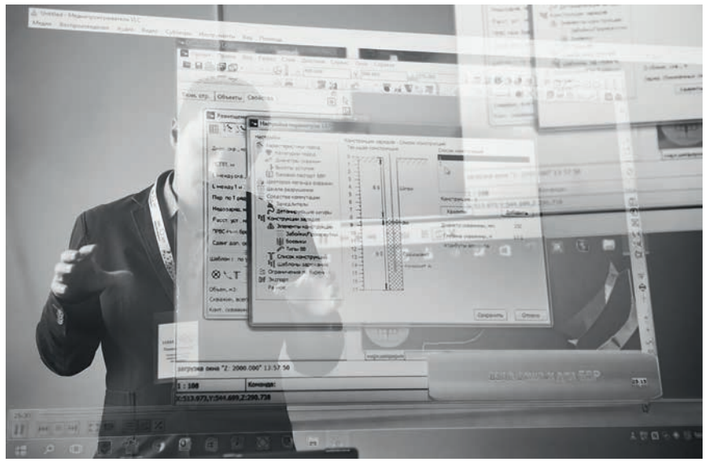
Ключевые слова: *автоматизация, цифровое моделирование, проектирование, программное обеспечение, строительство и эксплуатация промышленных объектов.*

Для предприятий нефтегазовой отрасли плюсы индустрии 4.0 можно продемонстрировать на примере строительства объектов: когда этап реализации проекта и частично – эксплуатации включены в цикл информационного моделирования, а важный и основополагающий раздел инженерных изысканий и даже проектирование все еще выполняются в «аналоговом» режиме. При этом все понимают, что цена ошибки, допущенной в начале жизненного цикла объекта (неверное определение грунтов, некорректная топографическая ситуация, отсутствие данных о коммуникациях и т.д.), гораздо выше, чем на более поздних стадиях.

В течение нескольких десятилетий большую долю рынка цифрового моделирования и создания информационных моделей в разделе Изыскания и (особенно!) Проектирование занимали решения зарубежных разработчиков программного обеспечения. Это привело к широкому распространению иностранных



программных продуктов в реальном секторе экономики. Причин этому много, в том числе – недостаточный контроль за использованием лицензионного ПО. Можно назвать также более развитые маркетинговые и рекламные стратегии зарубежных разработчиков, а также низкую конкуренцию на начальном этапе со стороны отечественных разработчиков. Такое положение дел сохранялось достаточно продолжительное время, несмотря на то, что зарубежные программы зачастую не учитывают специфику отечественных нормативных актов и технологические особенности производства работ, а также – производственную базу



Компания «КРЕДО-ДИАЛОГ» более 30 лет занимается разработкой и внедрением комплексных автоматизированных технологий для повышения эффективности производственных процессов изысканий, проектирования, строительства и эксплуатации объектов промышленного, гражданского и транспортного строительства

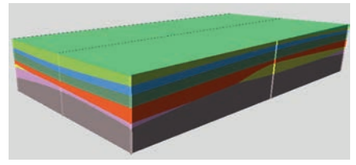
отечественных предприятий. В результате в профессиональном сообществе долгое время насаждалось мнение (ошибочное!) о преимуществе зарубежных разработок перед отечественным инженерным ПО.

Еще одной проблемой является отсутствие комплексного программного обеспечения для инфраструктурных проектов. Вместо этого программы разрабатываются для решения отдельных, как правило, трудоемких технических и технологических задач. В результате исполнители работ, выполняемых на разных стадиях жизненного цикла, вынуждены применять и адаптировать для своих нужд программное обеспечение, предназначенное для решения других задач. Такие подходы достаточно распространены на предприятиях отрасли, поскольку так или иначе удовлетворяют потребности в автоматизации отдельных видов работ для определенных подразделений на определенном этапе и не связаны с другими жизненными циклами.

При этом не менее стандартной является ситуация использования смежными подразделениями различного программного обеспечения, не подходящего для стыковки (связки) друг с другом, что накладывает серьезные ограничения при передаче информации не только между разными жизненными циклами объектов, но и внутри одного цикла, существенно снижая эффективность выполнения работ.

Компания «КРЕДО-ДИАЛОГ» – разработчик программных продуктов КРЕДО. Более 30 лет компания занимается разработкой и внедрением постоянно развивающихся, реализующих прогрессивные научно-технические решения комплексных автоматизированных технологий КРЕДО для повышения эффективности производственных процессов изысканий, проектирования, строительства и эксплуатации объектов промышленного, гражданского и транспортного строительства.

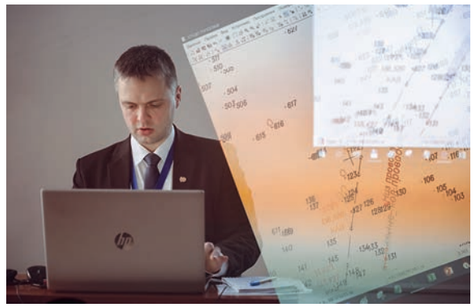
Целью компании с самого начала разработки ПО является создание комплексной, сквозной, безбумажной, экономически эффективной технологии работы всех участников жизненного цикла строительных объектов на основе принципов цифрового информационного моделирования. Разработка ПО КРЕДО производится на собственных, целиком отечественных, программно-инструментальных платформах.



К факторам экономической эффективности от внедрения комплекса КРЕДО можно отнести и возможность снижения общей стоимости информационного моделирования не только за счет повышения производительности процессов, но и за счет конкурентоспособной цены самого программного обеспечения по сравнению с зарубежными аналогами, и высокую востребованность, подтвержденную большим количеством организаций-потребителей, и снижение трудоемкости за счет автоматизации большинства рутинных операций.



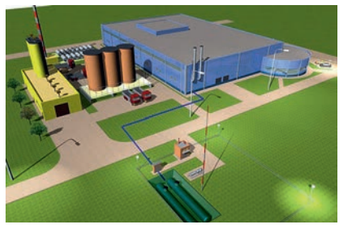




Преимуществом цифровой платформы КРЕДО является ее консолидирующая роль и ориентированность на интеграцию с передовыми решениями других разработчиков ПО и инженерного оборудования

Программный комплекс КРЕДО обладает рядом преимуществ, в том числе новыми уникальными техническими решениями, и способен во многом решить задачу импортозамещения для информационного моделирования инфраструктурных строительных объектов на следующих этапах:

- Обработка современных методов съемки местности с созданием их полноценных цифровых моделей и автоматизации процессов по обработке данных;
- Формирование проектных, строительных и эксплуатационных моделей инфраструктурных объектов;
- Технология оценки реализации проектных решений при строительстве объекта;
- Сравнение исполнительной съемки как результата строительства объекта с проектным решением;
- Технология 3D-визуализации цифровых моделей и вариантов проектных решений, создание 3D-сцен и видеороликов;
- Интеграция и передача данных в программные продукты других производителей;
- Централизованное хранение информации по инженерно-геологическим и инженерно-геодезическим изысканиям и формирование единого информационного пространства. Настройка совместной работы между различными отделами и подразделениями, разработка модели корпоративного хранилища;
- Администрирование, архивация, ведение истории изменений проектов в корпоративном хранилище (BIM-сервер), автоматический обмен (репликации) информацией с различными БД, импорт, экспорт данных инженерных изысканий как автоматически, так и в ручном режиме. Механизм разграничения полномочий на доступ;
- Настройка и отладка новой технологии обработки изыскательских данных, создания полноценных цифровых моделей местности и проектов, которые полностью соответствуют интенсивно развивающимся технологиям цифрового моделирования ТИМ.



В ходе внедрения программного комплекса КРЕДО выполняется цифровая модернизация производственных технологий, выстраиваются горизонтальные и вертикальные схемы взаимодействия, создается единая информационная среда для обмена данными (цифровые модели местности, проекта, объекта). Использование технологий КРЕДО позволяет отказаться от бумажных носителей и исключить потерю данных при обмене цифровой информацией. В результате обеспечивается рост производительности труда и объема выполняемых услуг, сокращение затрат на выполнение инженерных изысканий и проектирование; повышается безопасность объектов строительства за счет точности и актуальности данных объектных цифровых моделей.

Преимуществом цифровой платформы КРЕДО является ее консолидирующая роль и ориентированность на интеграцию с передовыми решениями других разработчиков ПО и инженерного оборудования.

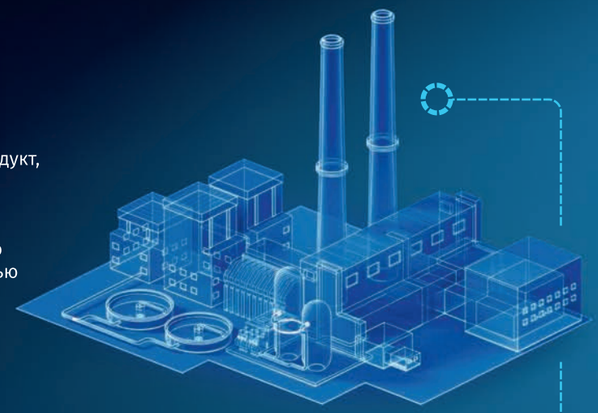
Эффективность внедрения отечественного программного обеспечения подтверждается 30-летним опытом разработки и внедрения комплексных цифровых технологий КРЕДО, сотнями реализованных с его помощью проектов в России и странах СНГ. ●

Keywords: *automation, digital modeling, design, software, construction and operation of industrial facilities.*

ЦИФРОВИЗАЦИЯ: ТЕХНОЛОГИИ

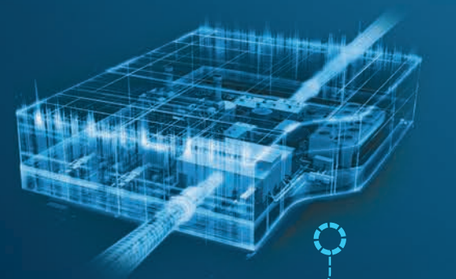
Цифровой двойник

ЦИФРОВОЙ ДВОЙНИК – виртуальный прототип реального объекта, сложный программный продукт, созданный на основе разнообразных данных. Он не ограничивается данными полученными на стадии разработки, а продолжает собирать и анализировать их во время всего жизненного цикла реального объекта, в частности с помощью многочисленных IoT-датчиков. Технология позволяет моделировать ситуации, которые могут возникать на производстве, позволяя подбирать наиболее адекватные сценарии проведения технологических процессов, чтобы избежать сбоев



Цифровое месторождение

Начало технологии положили умные скважины, оснащенные датчиками и системами для удаленного управления. В модели цифрового месторождения учтены геологические особенности месторождения и все оборудование, задействованное в добыче. Такая модель позволяет лучше контролировать процесс добычи, лучше им управлять и в конечном счете добывать больше, эффективнее и безопаснее



2014 ГОД

«Газпром нефть» внедрила пилотную программу «Цифровое месторождение» в «Газпромнефть-Хантос». В 2017 г. создан Центр управления добычей, объединивший все разработанные в компании решения по повышению эффективности отдельных производственных процессов добычи. Одна из ключевых систем ЦУД — цифровой двойник процесса подъема жидкости из скважин. Он позволяет подбирать наиболее оптимальные режимы работы, заранее идентифицировать нештатные ситуации, вести превентивную оценку работы системы в случае изменения ее конфигурации

2018 ГОД

«Газпром нефть» применило когнитивные системы, что позволило сократить время оценки потенциальных мест для бурения с нескольких недель до 15 минут. Применение на ранних этапах позволяет оптимизировать 70–80% рутинных операций геологов и находить дополнительные геологические идеи

2019 ГОД

«Роснефть» запустила пилотный проект «Цифровое месторождение» на базе Илишевского месторождения «Башнефти», количество дистанционно управляемых объектов увеличилось на 60%, энергоэффективность процессов добычи повысилась на 5%, логистические издержки снизились на 5%. Дополнительно получен 1 млн т нефти, экономический эффект составил 1 млрд руб. в год

РАСКРЫТИЕ ПОТЕНЦИАЛА ДОБЫЧИ

и повышение экономической эффективности обустройства с помощью инструментов автоматизации в ПО PIPESIM

ТЕКУЩАЯ СИТУАЦИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ИНДУСТРИИ ЯВЛЯЕТСЯ ВОЛАТИЛЬНОЙ И ТРЕБУЕТ БЫСТРОГО, МНОГОВАРИАНТНОГО И ПРОРАБОТАННОГО ОБОСНОВАНИЯ. КРОМЕ РАСКРЫТИЯ ПОТЕНЦИАЛА ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ, ТАКЖЕ ТРЕБУЕТСЯ УЧЕСТЬ РИСКИ В СЛУЧАЕ ИЗМЕНЕНИЯ УСЛОВИЙ В КРАТКО- И СРЕДНЕСРОЧНОЙ ПЕРСПЕКТИВЕ

THE CURRENT SITUATION IN THE OIL AND GAS INDUSTRY IS VOLATILE AND REQUIRES A QUICK, MULTIVARIATE AND ELABORATED JUSTIFICATION. IN ADDITION TO REVEALING THE POTENTIAL FOR HYDROCARBON PRODUCTION, IT IS ALSO NECESSARY TO TAKE INTO ACCOUNT THE RISKS IN CASE OF CHANGING CONDITIONS IN THE SHORT AND MEDIUM TERM

УДК 004

Ключевые слова: *программное обеспечение, потенциал добычи, автоматизация, геолого-технические мероприятия, программный комплекс PIPESIM.*

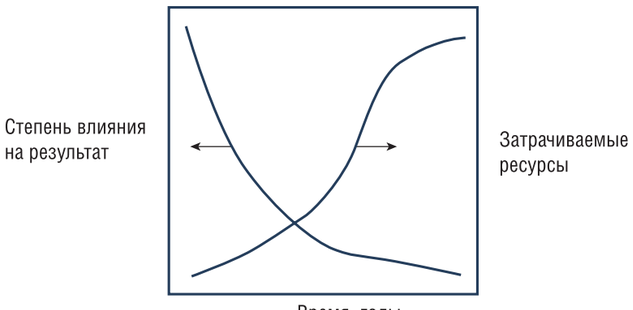


Садыков Азамат Фиргатович

инженер по оптимизации процессов добычи нефти и газа Schlumberger

В рамках формирования объемов капитального строительства для реализации программ геолого-технических мероприятий, направленных на увеличение объемов добычи нефти, применяются симуляторы многофазного установившегося потока.
В условиях неопределенностей для качественного определения технических параметров проектируемых трубопроводных систем, схем размещения технологического оборудования и параметров эксплуатации, требуется выполнение многовариантных итерационных расчетов.
Реализация данных расчетов несет за собой определенный объем трудозатрат и требует максимального контроля за внесением исходной информации, непосредственно перед анализом работоспособности системы и формированием мероприятий для минимизации рисков эксплуатации трубопроводных систем.
В частности, возрастает количество времени на подготовку модели и расчета, хотя зачастую решения нужны в кратчайшие сроки, а также отсутствием возможности реализации в программном продукте дополнительных инструментов и необходимых методик. Наглядная зависимость степени влияния решений на результаты проектирования и затрачиваемых ресурсов от момента внесения изменений в проект представлена на рисунке 1.

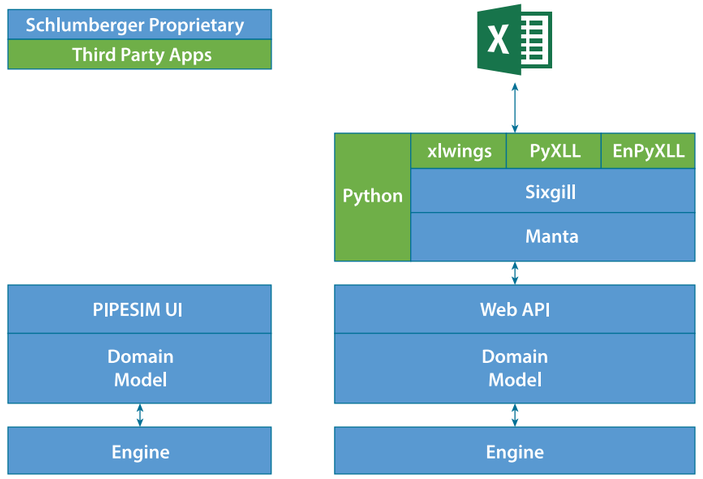
РИС. 1. Зависимость степени влияния решений на результаты проектирования и затрачиваемые ресурсы от момента внесения изменений в проект



Каждый пользователь выбирает для себя наиболее подходящую платформу для моделирования, но преимуществом обладают программные комплексы, непрерывно улучшающие функционал и имеющие возможность доработки функций локально (пакет разработчика или встроенные макросы). Данная возможность присутствует в программном комплексе PIPESIM*. Более 30 лет симулятор PIPESIM непрерывно обновлялся, используя не только последние научные знания в трех ключевых направлениях моделирования потока – мультифазный поток, теплообмен и поведение флюида, но также последние инновации в информационных (вычислительных) технологиях и технологиях нефтегазовой отрасли. Симулятор включает в себя улучшенные трехфазные механистические модели, улучшения в моделировании теплообмена и детальное моделирование физико-химических свойств. Поддерживаемый геоинформационный компонент PIPESIM позволяет получать точное пространственное отображение скважин, оборудования и нефтесборных сетей. Интерактивное графическое представление ствола скважины ускоряет процесс построения модели скважины и анализ информации. Также было достигнуто уменьшение времени расчета посредством применения нового механизма решения систем уравнений и распределения нагрузки на процессоры. В дополнении к программному комплексу пользователям предоставляется удобный инструмент – Python Toolkit, который представляет собой пакет разработчика (SDK) для работы с PIPESIM, использующий язык программирования Python. SDK предоставляет набор классов и методов, которые позволяют запрограммировать и автоматизировать работу с PIPESIM. Пакет разработчика также включает интеграцию с Excel в стиле окружения VBA для передачи данных между рабочей книгой и моделью PIPESIM. По аналогии с программным интерфейсом OpenLink, используемым для работы с версиями PIPESIM классического поколения, PIPESIM Python Toolkit является программным интерфейсом для нового поколения PIPESIM. PIPESIM Python Toolkit запускается независимо от графического интерфейса PIPESIM. Он открывает модель PIPESIM посредством создания сессии, через которую происходит обмен данными. Одновременное редактирование файла через пользовательский интерфейс PIPESIM и PIPESIM Python Toolkit невозможно. Нижележащая технология в модели работы с PIPESIM – это web API. Это RESTful интерфейс, позволяющий третьесторонним приложениям интегрироваться с PIPESIM. По сути, PIPESIM Python Toolkit – это комплект разработчика (SDK), который связывает пользователя и PIPESIM web API. Решение web API является собственной разработкой Schlumberger и задокументировано отдельно.

Сессия PIPESIM Python Toolkit может быть представлена как канал ввода/вывода для работы с моделью. Вы можете сформировать запрос к содержимому модели и его параметрам, добавить, удалить или изменить компоненты, выполнить расчетную операцию. Модуль Sixgill спроектирован таким образом, чтобы логика работы максимально повторяла логику в пользовательском интерфейсе. Модуль Manta уже взаимодействует с моделью данных PIPESIM и представляет собой более сложное решение, обладающее большими возможностями (рисунок 2).

РИС. 2. Технология web API



Модуль Sixgill нужно рассматривать как неизменяемый интерфейс работы с PIPESIM. Все изменения и улучшения в архитектуре будут компенсированы в Sixgill, позволяя обеспечить совместимость ранее написанного кода с последними версиями PIPESIM.

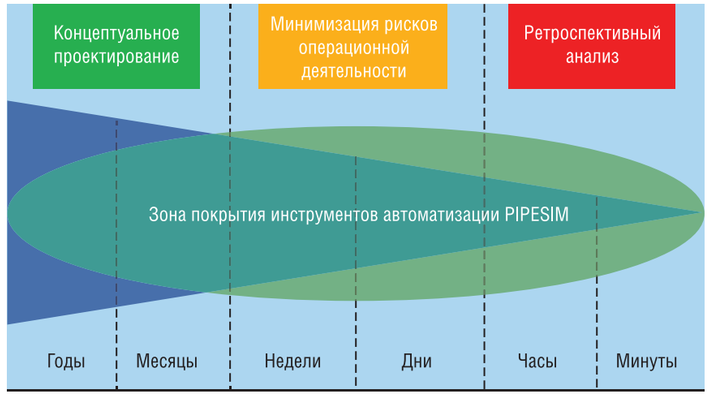
Однако PIPESIM Python Toolkit может одновременно установить несколько сессий с моделями PIPESIM, что позволит работать с ними параллельно.

На текущий момент реализовано множество инструментов автоматизации расчетов PIPESIM, начиная от стандартного импорта и экспорта данных и завершая вероятностными методами моделирования режимов эксплуатации месторождений.

В данной статье речь пойдет о наиболее распространенном и актуальном инструменте для реализации многовариантных расчетов при формировании мероприятий по оценке резерва инфраструктуры и требуемых объемов капитальных вложений (КВ), так как количество проведенных ГТМ и дополнительная добыча нефти зависят от ежегодных КВ. Учитывая, что регионы деятельности нефтегазовых компаний характеризуются разнообразными инженерно-геологическими условиями для строительства объектов обустройства, недостаточная проработка технических решений на этапе формирования объемов капитального строительства может вызвать проблемы в процессе проектирования и строительства объектов, привести к увеличению сроков реализации и стоимости проекта. Данная проблема характеризуется множеством вариантов уровней добычи нефти и газа с учетом изменяющихся характеристик по обводненности и попутного нефтяного газа.
В качестве исходных данных пользователь загружает профили добычи и использует текущее расположение кустовых площадок для новых лицензионных участков. При оценке и анализе действующих месторождений

* *Марка Schlumberger.*

РИС. 3. Применимость инструмента автоматизации расчетов PIPESIM с учетом срока жизни упреждающих действий по предотвращению появления осложнений в трубопроводных системах



используются текущие типоразмеры и расположение трубопроводных систем. Инструмент автоматизации расчетов PIPESIM предусматривает вариативность расчетов и возможность корректировки исходной информации как в процессе формирования модели, так и в ходе реализации расчетных алгоритмов. В качестве ограничений пользователь формирует граничные данные, например действующие типоразмеры производимых трубопроводов для перекачки рабочего агента. Далее пользователь формирует расчетный период, используя стандартные нормы времени или альтернативный временной промежуток (рисунок 3).

Разработан способ формальной оценки профиля динамики добычи нефти, описываемый аналитической функцией с тремя параметрами, характеризующими:

- Темп роста добычи;
- Темп спада добычи;
- Величину пика добычи нефти.

Набор рассчитываемых показателей в свою очередь позволяет значительно упростить гидравлический расчет и уменьшить требуемое количество расчетов с учетом постоянно уточняющихся уровней добычи в процессе выполнения проекта. Альтернативно набор рассчитанных показателей может быть использован для выбора типоразмера трубопроводных сетей под заранее заданные показатели эффективности. Разработанные методы могут применяться в концептуальном проектировании и бизнес-планировании в нефтегазовых компаниях с целью улучшения качества проектирования их разработки. Профиль динамики добычи нефти инвестиционного проекта может иметь достаточно сложную форму, однако он складывается из профилей добычи более простых объектов, таких как добывающие скважины и их кустовые площадки. Более того, масштабные инвестиционные проекты формируются из инвестиционных единиц – скважин и кустов, которые учитываются на стадии формирования алгоритмов расчета инструмента.

Алгоритм расчета различных сценариев предусматривает создание условий подбора и правил итерационных расчетов. В данном инструменте в качестве условий подбора установлено рабочее давление нефтепровода в зависимости от диаметра. При начальном расчете производится анализ пропускной способности сети с учетом текущего потенциала трубопроводных систем и выявление ограничений при пиковой добыче жидкости. В ходе тестирования данного инструмента выявлено, что на части ранее смоделированных объектов возможна замена трубопроводов на меньший типоразмер или формирование технических решений для программ реинжиниринга, предусматривающих повышение загрузки резервов инфраструктуры без их расширения. Дополнительно пользователь может отслеживать итерации расчетов, что предоставляет возможность анализа рекомендаций инструмента автоматизации и создание правил итерационных расчетов. После оценки и расчета всех ограничений формируются результирующие графики и таблицы (рисунок 4).

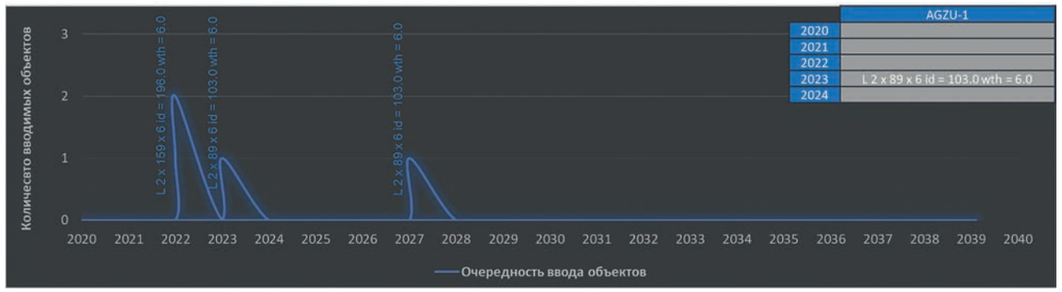
На рисунке 4 можно наблюдать объекты, где расчетные параметры эксплуатации превышают пороговые ограничения, установленные в качестве рекомендаций. При этом инструмент автоматизации расчетов PIPESIM предоставил очередность ввода линейных объектов наземной инфраструктуры с учетом поддержания требуемых объемов добываемой скважинной продукции. В итоге выбирается оптимальная система обустройства по результатам гидравлических расчетов, где проводятся расчеты физических параметров для дальнейшей оценки капитальных вложений.

Оснащение специалистов, занимающихся разработкой месторождений, добычей, строительством скважин и проектированием систем поверхностного обустройства, инструментами автоматизации расчетов PIPESIM, реализованными с помощью скриптового языка программирования с открытым кодом, позволяет существенно повысить эффективность выполнения работ за счет:

- автоматизации расчетов и реализации оптимизационных алгоритмов;
- выполнения серийных расчетов для исходных данных, задаваемых интервалами неопределенности;
- автоматизации передачи информации между отдельными функциональными блоками.

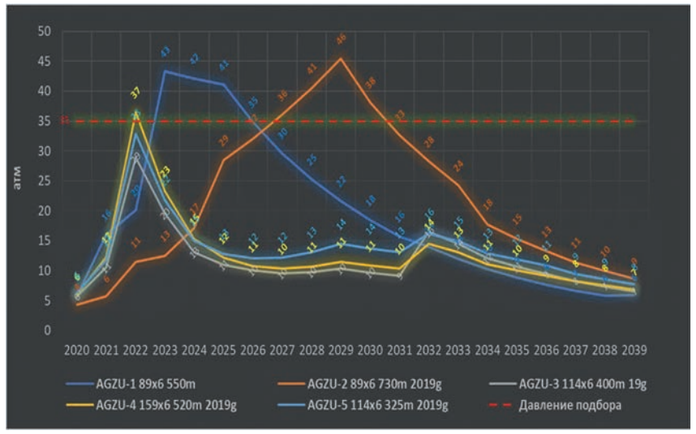
Развиваемые инструменты с отражением процессов развития инжиниринга как функционального направления в целом позволят минимизировать трудозатраты на реализацию любого рутинного расчета. В нашем случае скорость реализации 169 итераций составила 6,5 минуты, в то время как выполнение данного расчета вручную составило 29 минут. Исходя из дальнейшего анализа и оценки работоспособности аналогичных инструментов автоматизации расчетов PIPESIM, достигается сокращение трудозатрат в четыре раза, что является значительным результатом.

РИС. 4. Результаты расчета инструмента автоматизации расчетов PIPESIM при оценке экономической эффективности вариантов наземного обустройства с целью реализации потенциала дополнительной добычи нефти



Применение инструментов автоматизации расчетов PIPESIM позволяет:

- в кратчайшие сроки реализовать прогнозирование параметров эксплуатации систем НГСТ, ППД;
- запланировать очередность ввода объектов обустройства наземной инфраструктуры;
- сократить трудозатраты на формирование технических решений при реализации концептуальных проектов;
- обеспечить качественное и своевременное бизнес-планирование объемов капитальных вложений добывающих обществ.



На практике инструменты автоматизации PIPESIM уже реализованы для ряда проектов.

В качестве примера можно привести проект, выполненный для одной из российских нефтегазовых компаний, где разработанный компанией Schlumberger инструмент был использован для раскрытия потенциала добычи и повышения экономической эффективности обустройства.

Задача заключалась в оперативных гидравлических расчетах систем нефтегазосборных трубопроводов нескольких лицензионных участков. Расчет должен был проводиться итеративно, с уточнением результатов. При этом данные по добыче жидкости, нефти и газа актуализировались еженедельно и требовали корректировки объемов капитального строительства в рамках формирования бизнес-плана.

Процесс выполнения проекта осложнялся следующими факторами: нехватка лицензий, отсутствие квалифицированного персонала и сжатые сроки моделирования с формированием мероприятий по обустройству данных лицензионных участков.

Решение строилось совместно с заказчиком. Были определены условия и алгоритм реализации итерационных расчетов с выдачей рекомендаций и дальнейшей разработкой данного инструмента в компании Schlumberger. Реализация решения внесла коррективы, и при разработке технических решений в рамках формирования бизнес-плана компании было принято решение интеграции инструмента автоматизации расчетов PIPESIM с экономическими моделями данных лицензионных участков для своевременной передачи физических параметров проектируемых объектов. В итоге это позволило не только сократить трудозатраты в компании, но и разработать собственную концепцию корпоративной системы формирования и отслеживания технических решений в рамках обустройства новых лицензионных участков и действующих месторождений.

Развитие технологий и инструментов проектирования позволит снизить затраты на проекты разработки и обустройства, повысить качество выполнения проектов за счет автоматизации расчетов и проработки различных вариантов с выбором оптимального. Таким образом, за счет рассмотрения множественных вариантов можно найти вариант с наилучшей экономической эффективностью для текущих проектов нефтегазовых компаний. Также это позволит использовать накопленный опыт для перспективных проектов.

KEYWORDS: *software, production potential, automation, geological and technical measures, PIPESIM software package.*

Schlumberger
Тел: +7 (495) 9358200
e-mail: sis-qa-ru@slb.com

ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

Создание высокопроизводительной автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства нефтяных и газовых скважин

УДК 622.24; 622.279.23

ОПИСАНА ТЕХНОЛОГИЯ ВЫЯВЛЕНИЯ НЕШТАТНЫХ СИТУАЦИЙ С ПОМОЩЬЮ ОБУЧАЮЩИХ АЛГОРИТМОВ, АНАЛИЗА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ И СЕГМЕНТАЦИИ ПРОЦЕССА НА БАЗЕ ДЕЙСТВУЮЩЕЙ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН. ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА СПОСОБСТВУЮТ СОЗДАНИЮ ВЫСОКОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ. АРХИТЕКТУРА РЕШЕНИЙ ОБЕСПЕЧИВАЕТ ВОЗМОЖНОСТЬ ПЕРЕПРОФИЛИРОВАНИЯ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКИ, МАСШТАБИРОВАНИЕ РЕШЕНИЙ И ТИРАЖИРОВАНИЕ С МИНИМИЗАЦИЕЙ СТОИМОСТИ ВНЕДРЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ДЛЯ ВЫЯВЛЕННЫХ ОТРАСЛЕВЫХ ПРОБЛЕМ; СПОСОБСТВУЕТ СОЗДАНИЮ НОВЫХ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ПРОДУКТОВ, УСЛУГ, КОМПАНИЙ И ВЫСОКОКВАЛИФИЦИРОВАННЫХ РАБОЧИХ МЕСТ. ГЛОБАЛЬНОЙ ЗАДАЧЕЙ ЯВЛЯЕТСЯ СОЗДАНИЕ МЕЖДИСЦИПЛИНАРНОЙ ПРОЕКТНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ СРЕДЫ; ИНТЕГРАЦИЯ И ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ФУНДАМЕНТАЛЬНОЙ И ПРИКЛАДНОЙ НАУК, СТУДЕНТОВ И ПРЕПОДАВАТЕЛЕЙ, ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ПЕРСОНАЛА ДЛЯ РЕШЕНИЯ КОНКРЕТНЫХ ЗАДАЧ ОТРАСЛИ

THE TECHNOLOGY OF DETECTING ABNORMAL SITUATIONS USING TRAINING ALGORITHMS, ANALYSIS OF THE DISTRIBUTION AND SEGMENTATION OF THE PROCESS BASED ON THE CURRENT GEOLOGICAL AND TECHNOLOGICAL MODEL OF THE FIELD DURING THE CONSTRUCTION AND OPERATION OF WELLS IS DESCRIBED. THE APPLIED SOFTWARE AND HARDWARE TOOLS ENSURE THE CREATION OF A HIGH-PERFORMANCE MANAGEMENT SYSTEM. THE ARCHITECTURE OF SOLUTIONS PROVIDES THE POSSIBILITY OF RE-PROFILING THE DEVELOPMENT DIRECTION, SCALE SOLUTIONS AND REPLICATE THEM WHILE MINIMIZING THE COST OF IMPLEMENTATION AND OPERATION FOR IDENTIFIED INDUSTRY PROBLEMS; CONTRIBUTES TO THE CREATION OF NEW DOMESTIC PRODUCTS, SERVICES, COMPANIES AND HIGHLY QUALIFIED JOBS. THE GLOBAL CHALLENGE IS TO CREATE AN INTERDISCIPLINARY RESEARCH AND DEVELOPMENT ENVIRONMENT; INTEGRATION AND INTERACTION OF FUNDAMENTAL AND APPLIED SCIENCES, STUDENTS AND TEACHERS, AND OPERATIONAL PERSONNEL TO SOLVE SPECIFIC PROBLEMS OF THE INDUSTRY

Еремин Николай Александрович
д.т.н., ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН, профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Архипов Алексей Игоревич
к.т.н., доцент РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Черников Александр Дмитриевич
к.т.н., ведущий научный сотрудник ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН

Сарданашвили Ольга Николаевна
к.т.н., ведущий научный сотрудник ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН

Столяров Владимир Евгеньевич
член НТС ПАО «Газпром», научный сотрудник ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН

Ключевые слова: *цифровые технологии, искусственный интеллект, бурение нефтяных и газовых скважин, строительство, инвестиционный проект, геолого-технологическая информация, большие геоданные, предотвращение аварий и осложнений, нейронные сети, информационная система, автоматизированная система, нейросетевое моделирование, жизненный цикл, центр бурения, нефтегазовый интернет вещей.*

Как отмечается в последней статье «Анатомия коронавирусного коллапса» журнала Forbes от 17 апреля 2020 года, мировая экономика столкнулась с худшим кризисом со времен Второй мировой войны. 12 апреля лидеры стран России, Саудовской Аравии и США поддержали договоренность о поэтапном ограничении объема нефтедобычи, достигнутую в рамках соглашения ОПЕК+. Эта мера призвана приостановить обвал экономической активности, стабилизировать поставки товарной продукции на рынки нефти и газа и «обеспечить устойчивость мировой экономики». В условиях наступающего кризиса государственные структуры России и Китая оказываются более гибкими в принятии решений и мобилизации национальных ресурсов, включая нефть и газ, по сравнению с аналогичными в США и странах ЕС. Традиционные методы управления не успевают за стремительными процессами в мировой экономике. Управление мировой экономикой с использованием методов и технологий искусственного интеллекта позволит обеспечить перезапуск ее активности в короткие сроки и избежать коронавирусного коллапса. В этой связи, весьма своевременной может оказаться инициация РСПП 5 апреля этого года работ по проведению исследования о применении искусственного интеллекта (ИИ) экономиками АТЭС. Цифровизация экономики

России рассматривается авторами в качестве одного из важнейших стимулов обеспечения экономического роста и процветания страны [1].

Цифровая экономика – это основа для создания качественно новых моделей бизнеса, способная задать новую парадигму развития государства, экономики и всего общества в целом. Доля цифровой экономики в валовом внутреннем продукте (ВВП) Российской Федерации остается пока низкой, составляя лишь 3,9%, тогда как в США она составляет 10,9%, в Китае – 10%, в ЕС – 8,2%. Запасы легкой нефти и газа ежегодно сокращаются, ускоренными темпами растут объемы трудноизвлекаемых запасов, коэффициент извлечения нефти и газа значительно падает. Эта негативная динамика требует изменения сложившихся методов поиска нефти и газа, практик строительства и эксплуатации добычных промыслов с учетом новых требований по эффективности, обеспечению технологической и экологической безопасности для всех стадий жизненного цикла месторождений [2].

По оценке Института проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН), эффективность добычи нефти при применении традиционных технологий составляет 29%, цифровых (оснащенных локальной автоматикой) – 38%, а у цифровых месторождений с использованием распределенных оптоволоконных сенсоров и элементов кибернетики этот показатель может достичь 47%. Такие различные показатели эффективности объясняются тем, что для скважин и месторождений обычно приводится четыре различных режима работы – фактический, проектный, режимный и потенциальный. Цифровой режим приближен по показателям к режимному, а для интеллектуальных объектов приближается к потенциальным и максимально возможным с учетом геолого-технологических ограничений. Реализация интеллектуального управления предполагает также наличие современной научной базы, интеграцию технологий, процессов и соответствующей процессам квалификации. Применение цифровизации как основы интеллектуальной информационной системы эксплуатации требует кардинального пересмотра существующих практик и обеспечивается необходимостью трансформации бизнеса с использованием элементов модели интеллектуального управления за счет цифровизации, интеллектуализации, элементов киберпроизводства, применения промышленного интернета и виртуальной реальности для всех стадий и компонент объектов добычи, транспорта, переработки.

Достижение целей трансформации нефтегазовой отрасли предусмотрено полученными результатами фундаментальных, поисковых и прикладных исследований по программе «Фундаментальный базис инновационных технологий в нефтяной и газовой промышленности», в выполнении которой за период 1995–2019 гг. приняли участие более 28 институтов Российской академии наук. За это время сформировалась практически новая нефтегазовая наука, обеспечившая создание прорывных инновационных технологий по всей технологической цепочке (поиск, разведка, разработка, обустройство, добыча транспорт, переработка); в значительной мере решены проблемы энергоэффективности, ресурсосбережения, импортозамещения для цифровой модернизации нефтегазового комплекса на основе отечественных разработок. На многие технологии получены российские и зарубежные патенты; доклады представителей РАН вызывают заинтересованность на международных конференциях и семинарах и, как следствие, имеется значительный опыт применения инновационных подходов и предлагаемых решений за пределами России.

Основой оптимизации процессов является интеграция отдельных апробированных решений в интеллектуальный технологический комплекс, обеспечивающий внедрение масштабируемого инструментального базиса, динамическую оптимизацию и повышение качества управления на базе реальных параметров месторождения и использования геолого-технологической информации по всей технологической цепочке от цифровых скважин до подготовки продукта к транспорту; непрерывного анализа эффективности управляющих воздействий и оценке рисков, моделирования с учетом особенностей технологических особенностей объекта. Базовым трендом повышение качества управления и алгоритмического формирования управляющих воздействий при этом является повторяющийся коррекционный цикл «Большие ГеоДанные – Цифрой двойник – Интегрированное управление – Рост стоимости основных активов». При этом



ТАБЛИЦА 1. Классификация скважин по видам управления [по 5, 6 с изменениями]

Параметр	Типовая скважина	Цифровая скважина с точечными сенсорами	Цифровая скважина с распределенными сенсорами
Количество сенсоров, шт.	До 5	До 15	До 50 000
Размещение	Устье	Устье, забой	По стволу от устья до забоя
Тип информации	Аналоговый	Цифровой	Цифровой
Тип передачи информации	Аналоговый	Аналоговый	Цифровой
Объем информации	Кб	Мб	Гб
Телеметрия	НЕТ	Элементы	Полный контроль
Системы ИИ	НЕТ	Нечеткая логика	ИИ, САУ, Интеллектуальные агенты, Виртуальные среды
Система принятия решений	Ручное	АСУ	Роботизированная и/или Интеллектуальная СПР

значительно трансформируется и сам технологический цикл управления процессом добычи, который формируется информационным циклом «Измерение – Коррекция – Контроль – Прогноз – Воздействие» с учетом реализации принятых ранее критериев. Комплексное применение цифровых технологий и алгоритмов как основы оптимизации затрат обеспечивает возможность безаварийного удаленного управления объектами строительства и эксплуатации, снижение влияния человеческого фактора и компетенций, увеличение эффективности инвестиционных вложений, обеспечивает продление сроков рентабельной эксплуатации в усложненных условиях и требованиях.

В открытой печати проводится прямая связь между наличием автоматизированных (цифровых) скважин и цифровыми (интеллектуальными) месторождениями [3, 4]. Приоритетными направлениями при этом являются задачи существенного сокращения временных затрат по внедрению от момента постановки задачи до ее реализации, по обеспечению оптимального использования финансовых и иных ресурсов, ускоренному внедрению и тиражированию положительных результатов, применению лучших практик в отрасли. На большинстве нефтегазовых обществ реализована возможность проектировать и эксплуатировать технологические комплексы в автоматизированном технологическом процессе, обеспечить возможность подключения и отключения ряда оборудования и резервных мощностей в автоматическом режиме с элементами интеллектуального управления, имеется развитая линейка управления всем спектром технологического оборудования наземной инфраструктуры месторождений и управлением скважинным фондом.

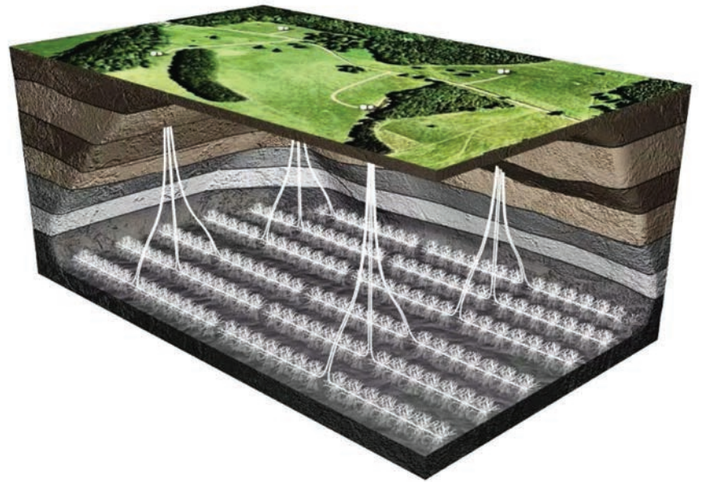
Состояние и перспективы развития скважин, классификация скважин и объемы информации для различных видов управления (ручное, автоматизированное, интеллектуальное) приведено в [5, 6] и в таблице 1.

Нефтегазовая скважина в процессе добычи является критически важным технологическим объектом и средством, определяющим работоспособность и основную эффективность месторождения.

Применение цифровых технологий позволяет не только оптимизировать стоимость строительства при бурении и обустройстве отдельных скважин, но и обеспечить повышение уровня добычи нефти и газа. Скорость строительства, продуктивность и рентабельность высокотехнологичных скважин (бионических, суперскважинных, см. рис. 1, многозабойных, драконовых, змеиных, горизонтальных, многолатеральных) постоянно растет, и составляет, соответственно, 150–350, 200–450 и 250–550% выше традиционных скважин.

Высокотехнологичное бурение достигло 48% от общей мировой проходки в 2018 г., что на 19% выше, чем было в предшествующем году. Одна из целей создания высокопроизводительной автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства нефтяных и газовых скважин – это кратное сокращение издержек строительства высокотехнологичных скважин. Программный комплекс высокопроизводительной автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства нефтяных и газовых скважин включает в себя несколько основных компонент, на которые поданы заявки на получение патентов и свидетельств о регистрации программ. В США и на Ближнем Востоке доля высокотехнологичных скважин растет, и составляет 70–80% от всего ежегодного фонда пробуренных скважин. В Российской Федерации этот показатель ежегодно прирастает и составляет от 25 до 30% от всего ежегодного фонда скважин, вводимого в эксплуатацию. Внедрение высокопроизводительной автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства нефтяных и газовых скважин позволит достичь синергетического эффекта от обработки больших объемов геоданных и их обработки, интерпретации и принятия решений методами искусственного интеллекта в режиме реального

РИС. 1. Суперскважина – это многокустовая, мнозабойная скважина с многостадийным ГРП [Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А. Инновационные решения при проектировании разработки Приразломного месторождения. Строительство бионических скважин // Нефть. Газ. Новации. 2018. № 12 (217). С. 43–46]



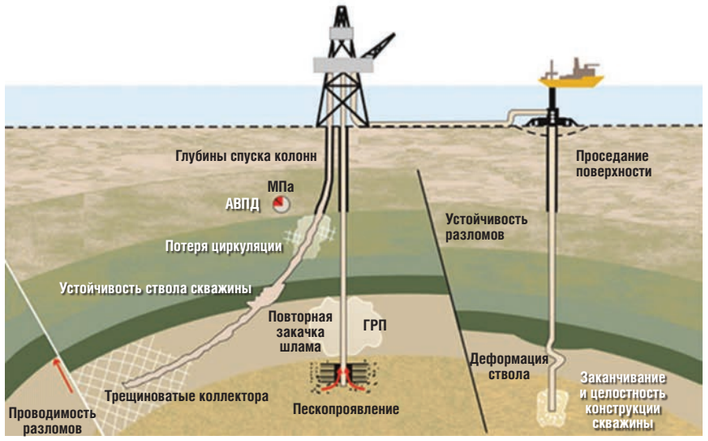
времени, а именно, повышения эффективности процессов бурения до 40–50%. Практикой сохранения объемов добычи при падении показателей обычно является ввод новых скважин или проведение капитального ремонта на действующем фонде. Такой подход является экономически затратным в связи с тем, что на стоимость строительства скважин приходится более 40% от всех инвестиций в нефтегазодобыче, более того такие инвестиции часто не оправдываются для промыслов с падающей добычей и наличием осложнений. Традиционный подход при обустройстве скважин основан на значительном объеме проектных работ и производственных ресурсах. Он практически не позволяет применять методы проактивной и предиктивной аналитики и машинные автоматизированные методы проведения работ. В период с 2014 по 2018 годы в нефтегазовом секторе не менее 70% проектов было реализовано с превышением или сроков, или сметной стоимости, а 43% проектов были завершены с превышением этих двух показателей одновременно. Суммарно более 70% издержек за счет этого относятся к этапу эксплуатации, однако по оценкам экспертов, цифровые скважины позволяют снизить эксплуатационные затраты не менее чем на 20% при изменении технологий и внедрении научных подходов.

С учетом научно-технического потенциала академических институтов Российской академии наук выработаны методики, которые способны в значительной мере решить имеющиеся проблемы энергоэффективности, ресурсосбережения, импортозамещения в рамках проведения цифровой модернизации нефтегазового комплекса и интеллектуализации производства в сложных экономических условиях, необходимости проведения ресурсно-инновационного развития отрасли [7]. Предлагаемые методы управления базируются на применении методов искусственного интеллекта (нейронные сети), внедрении алгоритмов на основе элементов нечеткой логики и машинного обучения в технически сложных отраслях, развитии эволюционных вычислений и применении генетических алгоритмов [8, 9, 10]. Практическим примером применения таких методик является работа ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН по теме «Разработка высокопроизводительной автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства нефтяных и газовых скважин на основе постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений с применением технологий искусственного интеллекта и индустриального блокчейна для снижения рисков проведения геолого-разведочных работ, в т.ч. на шельфовых проектах», выполняемая по гранту Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (идентификатор проекта RFMEFI60419X0217, регистрационный номер AAAA-A20-120032890002-3).

В процессе проведения буровых работ, строительства и эксплуатации месторождений по причинам, связанным с природными и техногенными факторами, возникают различного рода инциденты, которые разделяют по ряду признаков на осложнения и аварии. Возникающие при бурении осложнения являются прогнозируемыми и ожидаемыми с учетом накопленного опыта бурения, имеющихся геологических и технологических факторов. Гораздо легче устранить выявленные осложнения на ранней стадии, для чего разработан устоявшийся комплекс технологических приемов и методик. По причинам нарушения технологического процесса строительства скважины нередко переходят в категорию аварийных и в среднем 20–25% от времени строительства уходит на борьбу с осложнениями и авариями. Стоимость бурения скважин имеет тенденцию к повышению, а осложнения при бурении становятся все более нежелательными. Сокращение потерь рабочего времени для устранения осложнений и их последствий является одной из возможностей для увеличения коэффициента производительности работ, сокращения времени при строительстве скважин. Причины и факторы возникновения осложнений при бурении приведены в [11] и на схеме «Причины и факторы возникновения осложнений» (рис. 2).

Основными видами осложнений являются: осыпи и обрушения неустойчивых пород, сужения ствола скважины текучими породами, поглощения бурового раствора, нефтеводо-газопроявления и рапопроявления. Доля этих осложнений составляет более 85% от общего числа фиксируемых осложнений; при этом в годовом балансе непроизводительных затрат

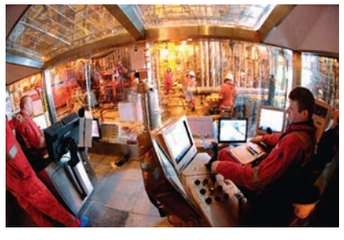
РИС. 2. Причины и факторы возникновения осложнений



доля затрат на их устранение составляет от 5 до 25% себестоимости добываемого продукта. Многообразие причин возникновения этого вида осложнений (рис. 3) и их взаимосвязь требует целого комплекса мероприятий по их предупреждению. Среди аварий основное место занимают прихваты бурильного инструмента вследствие различных причин (в основном вследствие действия перепада давления в зоне проницаемых пород и заклинивания колонны бурильных труб), а также смятие обсадных колонн из-за пластического течения горных пород [11]. Несвоевременное обнаружение или отсутствие прогноза развития нештатных ситуаций приводит, как правило, к длительным простоям, необходимости привлечения дополнительных финансово-организационных затрат на их устранение и, как следствие, увеличению стоимости и сроков строительства. Задача управления рисками при бурении является актуальной и сводится к прогнозированию нештатных ситуаций. Соответственно, упреждение является крайне важной и актуальной задачей, требующей применения современных инженерных методов и подходов и рассчитываемой с различной точностью и развитием непосредственно на буровой площадке и в рамках центра мониторинга бурения. При реализации инвестиционных проектов строительства особенно важным становится первоначальное формирование перечня задач по бурению и строительству скважин на основе имеющихся современных технологий, целей и задач функционирования объекта, принятых технологических решений и очередей.

С увеличением темпов добычи углеводородного сырья растет общий скважинный фонд объектов обустройства нефтегазовых месторождений. Внедрение новых технологий, таких как горизонтально-направленное бурение и кустовое бурение, использование индустриального блокчейна, геолого-технологических моделей, оптикализация и применение нейронных сетей, элементов машинного обучения, ставит новые задачи по управлению строительством. Организация рабочего места на буровом комплексе при строительстве морских скважин показана на рис. 3.

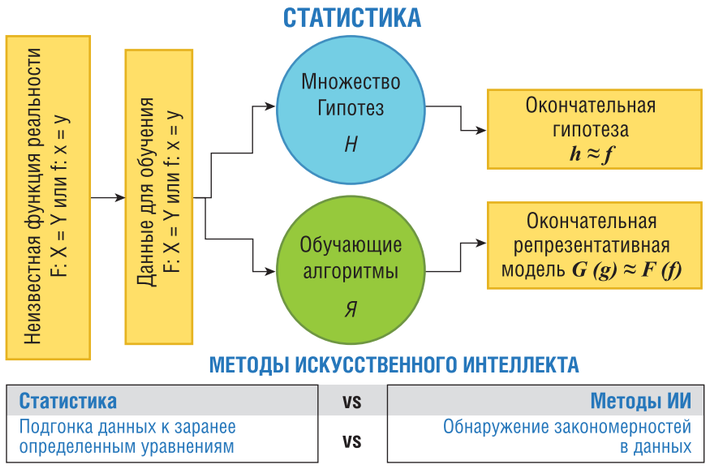
РИС. 3. Автоматизированное рабочее место на буровой установке проекта Сахалин-2 нефтегазовой компании «Сахалин Энерджи»



С учетом этих факторов основными целями реализации проекта разработки системы предупреждения осложнений и аварийных ситуаций являются [12]:

- Систематизация информации по возможности реализации интеллектуальных систем предотвращения аварийных ситуаций и осложнений в процессе бурения на основании прогнозного моделирования и имеющейся геолого-технологической информации и моделей месторождения. Определение эффективности применения интеллектуальных технологий для стадии бурения и обустройства скважин различного назначения для обеспечения эффективности месторождений в длительной перспективе и учетом стадий жизненного цикла месторождений. Анализ состояния проблемы превентивного управления бурением у ведущих нефтегазовых компаний и имеющегося уровня реализации;
- Анализ имеющихся методик и мероприятий, классификация аварий и осложнений в бурении. Разработка метода оптимальной конфигурации сети нейронов и параметров схождения для выполнения достоверного предсказания осложнений и аварийных ситуаций в процессе бурения скважины;
- Формирование оптимального набора параметров, требований к составу и объему геолого-технологической информации, получаемых в режиме онлайн для задачи оперативного предотвращения прихватов, поглощений, газонефтеводопроявлений, как непосредственно на буровой в оперативном режиме, так и на уровне отраслевого центра мониторинга при организации репозитория и предсказательного анализа проведения буровых работ;
- Проведение имитационного бурения и моделирование ситуаций на удаленной платформе; организация непрерывной системы передачи, сбора, распределения, хранения и валидации геолого-геофизических данных в WITSML формате, с элементами технологии блокчейна.

РИС. 4. Модель обнаружения закономерностей



На рис. 4 приведена принятая в проекте разработки сравнительная модель обнаружения закономерностей и классификации осложнений для выявления нештатных ситуаций с помощью обучающих алгоритмов, анализа распределения и сегментации параметров процесса бурения на основании получаемых геолого-технологических данных.

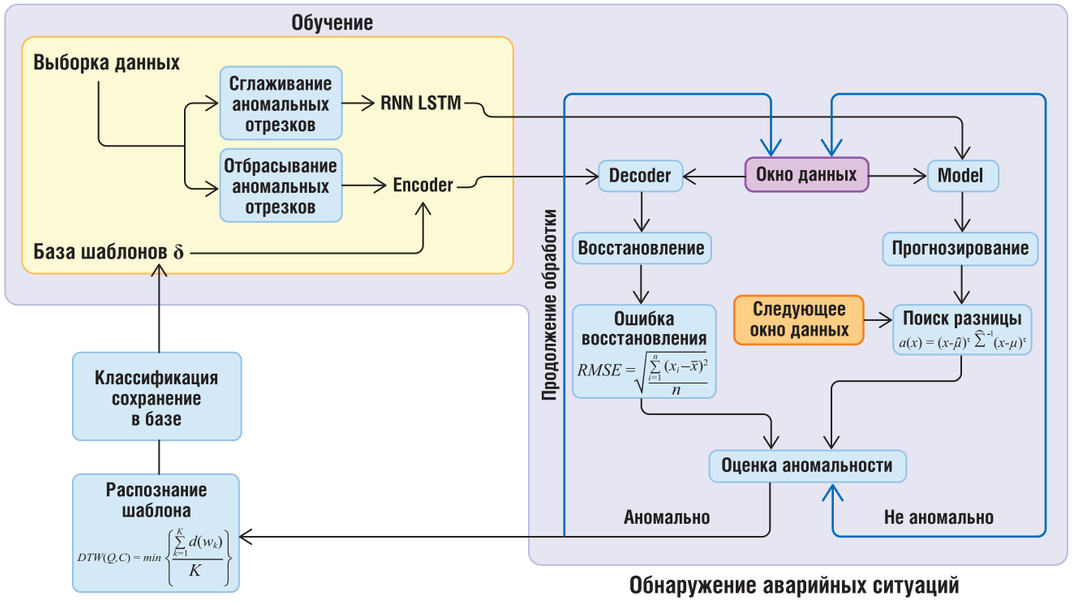
Оперативное управление и краткосрочное прогнозирование режимов выполняются непосредственно на буровой, а удаленно в центре мониторинга организуется обеспечение непрерывного технологического контроля специалистами по различным направлениям, расчет моделей и режимов в средне-срочной и длительной перспективе. Создание автоматизированной системы предупреждения требует привлечения геологов, проектировщиков, буровиков, специалистов IT-технологий, специалистов по безопасности и защите информации, управления проектами строителей, эксплуатационного персонала и др. Привлечение такого широкого круга специалистов обусловлено сложившейся практикой выделения в отдельные этапы широкого круга задач в процессе строительства: подготовка; монтаж буровой вышки и оборудования; организация бурения; непосредственное бурение на месторождении; оборудование скважины о бсадными трубами и ее укрепление; вскрытие пласта и проверка его на приток газа или нефти.

Применяемые программно-технические средства при этом предполагают внедрение технологий Индустрии 4.0 с применением анализа больших данных по бурению скважин, интеграции различных индустриальных платформ для индустриального блокчейна, применение технологий машинного обучения, искусственного интеллекта и нейросетей для применения моделей осложнений и неопределенностей, а также организации каналов связи на основе промышленного интернета [13].

Коллективом разработчиков предложена и реализована перспективная технология, обеспечивающая предотвращение осложнений и аварийных ситуаций при бурении и строительстве скважинного фонда. Базовые элементы системы обеспечивают предупреждение нештатных ситуаций с учетом функциональных задач и осложняющих факторов в процессе строительства на основе геолого-технологических моделей с применением искусственного интеллекта и нейросетевого моделирования, промышленного интернета и индустриального блокчейна, реализованные в рамках создания цифрового нефтегазового месторождения. Структурная схема выявления и прогнозирования нештатных ситуаций, принятия решений по признакам приведена на рис. 5.

По запросу Big Data поисковик библиотеки SPE на 09.04.2020 выдает 17 720 ссылок, т.е. ежегодно количество статей прирастает более чем 12%. Из 17 720 ссылок более 51% публикаций имеют отношение к методам обработки больших данных в бурении. Одним из способов повышения эффективности бурения является более эффективное и быстрое принятие решений с помощью инструментов, обеспечивающих беспрепятственный доступ к текущему состоянию строительства скважин. Внедрение систем предиктивной аналитики больших геоданных в бурении позволит сократить сроки бурения и стоимость скважин на 30 и 15% соответственно [Jacobs, T. (2015). Automated Drilling Technologies Showing Promise. Journal of Petroleum Technology, 67(06), 50–55. doi:10.2118/0615-0050-jpt]. Было подсчитано, что объем данных, обрабатываемых нефтяными компаниями, удваивается каждые 12–18 месяцев, что приводит к постоянно растущему объему данных и проблеме получения новых знаний на основе их обработки методами искусственного интеллекта. [Feder, J. (2020, February 1). Artificial Intelligence-Driven Timelines Help Optimize Well Life Cycle. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/0220-0050-JPT]. В нефтегазовой промышленности по мере того как производство нефти и газа стагнирует, производство больших геоданных бурно растет за счет процессов сенсоризации и цифровизации основных производственных активов, оптикализации передачи геоданных, интеллектуализации процессов принятия решений, суперкомпьютеризации моделирования цифровых двойников, роботизации рутинных технологических операций. При столь стремительном росте и расширении инновационные технологии ускорят модернизацию нефтегазовой отрасли и ее переход в новую эру «роботизированного нефтегазового дела». Экспоненциальное развитие экономики, (например, нефтегазовой экономики), в кратко-, средне- и долгосрочной перспективе можно описать уточненным критерием Самуэля, который представляет собой индекс «экспоненциального развития

РИС. 5. Схема выявления и прогнозирования нештатных ситуаций [Дмитриевский А.Н., Дуплякин В.О., Еремин Н.А., Капранов В.В. Алгоритм создания нейросетевой модели для классификации в системах предупреждения осложнений и аварийных ситуаций при строительстве нефтяных и газовых скважин. Датчики и системы. 2019. № 12 (243). С. 3–10. DOI: 10.25728/datsys.2019.12.1]



Где **Q** и **C** – длины двух входных последовательностей или временных рядов с номером измерения по порядку K; **DTW** – Dynamic time warping (алгоритм динамической трансформации временной шкалы); **RMSE** – Root-Mean-Squared Error (среднеквадратичная ошибка).

Известные методы сравнения временных рядов предполагают использование метрик схожести 2-х временных рядов **Q** и **C**, таких как: эвклидова метрика, коэффициенты Фурье, DTW расстояние (Dynamic Time Warping distance) и различные их модификации. После введения выбранной метрики вся база данных временных рядов может быть разделена на несколько групп с различными методами кластеризации. Для сравнения проклассифицированного образца с тем случаем, который обнаружила ИНС, предполагается использовать алгоритм динамической трансформации временной шкалы (DTW-алгоритм, от англ. dynamic time warping; DTW NN – нейронная сеть с DTW алгоритмом), который позволяет найти оптимальное соответствие между временными последовательностями. DTW коэффициент (стоимость пути) между двумя последовательностями рассчитывается на основе оптимального пути трансформации с помощью формулы, указанной на рисунке. Функция потерь, которая определяет, как сеть должна оценивать качество своей работы на обучающих данных и, соответственно, как корректировать ее в правильном направлении. Это величина, которую требуется свести к минимуму в ходе обучения. Используется среднеквадратичная ошибка (RMSE – Root-Mean-Squared Error (среднеквадратичная ошибка)).

экономики» как потенцирование показателя «интеллектуализации принятия решений» по основанию показателя «цифровая модернизация экономики», и записывается в виде формулы, см. рис. 6.

РИС. 6. Экспоненциальное развитие экономики

$$I_{EDE} = DME^{IDM}$$

где I_{EDE} – ациклический индекс «экспоненциального развития экономики» или в переводе на английский язык index of "exponential development of the economy";

DME – показатель «цифровая модернизация экономики» или в переводе на английский язык indicator "digital modernization of the economy" и

IDM – показатель «интеллектуализации принятия решений» или в переводе на английский язык an indicator of "intellectualization of decision-making"

Цифровые технологии будут приводить нефтегазовую отрасль в движение после точки бифуркации, скорость и ускорение которого будут зависеть от интенсивности внедрения методов искусственного интеллекта в управление нефтегазовым делом. Экспоненциальное мышление называется «экспоненциальным фактором неожиданности», который наблюдается при широком применении технологий углубленного анализа больших геоданных [Samuel, R. (2019, July 1). Technology Focus: Wellbore Tubulars (July 2019). Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/0719-0050-JPT]. Как уже указывалось в [14, 15], использование в процессе разработки технологий больших геоданных (Big GeoData) является своеобразной ступенькой (элементом) для создания «цифрового двойника нефтегазовой скважины». Цифровой двойник скважины является виртуальным прототипом реального объекта, моделью процесса эксплуатации и образом будущего перспективного интеллектуального месторождения. Сложный технологический и программный продукт создается на основе самых разнообразных данных и информации, компетенций. Цифровой двойник скважины позволяет персоналу выявлять и предупреждать на ранней стадии осложнения при бурении и эксплуатации, и обеспечивает достижение оптимальной производительности скважины. Цифровой двойник скважины позволяет усовершенствовать процессы бурения, заканчивания, эксплуатации и проведения регламентных работ, иными словами, весь жизненный цикл реальной скважины. Управление данными становится основой цифровой трансформации процессов

нефтегазодобычи. Необходимо отметить, что применяемое при этом интерактивное геологическое моделирование должно базироваться на высокотехнологичных программных комплексах на основе оперативных данных, получаемых с разведывательных и добывающих скважин на всем протяжении жизненного цикла промысла.

Неотъемлемой частью бурения и строительства нефтегазовых скважин является проведение геолого-технологических исследований (ГТИ), которые с учетом современных возможностей и оборудования объединяют различные направления: 1) приборный контроль бурения на основе информационно-измерительных систем; 2) газовый каротаж; 3) экспрессные петрофизические исследования. Измерения проводятся непосредственно в процессе строительства скважины на буровой площадке с момента начала бурения и завершаются обустройством скважины с установкой фонтанной арматуры; решают комплекс геологических и технологических задач, направленных на оперативное выделение в разрезе строящейся скважины перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения, оптимизацию отбора керна, экспрессное опробование и изучение методами геоинформационных систем (ГИС) объектов бурения, обеспечение безаварийной проводки и оптимизацию технологического режима [16, 17].

К процессу, обеспечивающему возможность прогноза осложнений и предупреждения, также относится получение информации по исследованию состава и свойств пластовых флюидов и горных пород в циркулирующей промывочной жидкости на различных этапах строительства скважин с привязкой результатов исследований ко времени контролируемого технологического процесса и разрезу исследуемой скважины, что позволяет повысить точность прогноза. Существуют разные способы получения и передачи геолого-технологической информации для расчета по месту бурения и удаленно, организации каналов передачи в специализированные центры бурения. Передача больших массивов при создании автоматизированной системы прогнозирования и предупреждения должна быть организована с использованием современных каналов связи и промышленного интернета, открытых для применения программных продуктов и протоколов обмена информацией типа (WITS/WITSML) [18]. Применение подобного подхода позволяет организовать в Центре бурения непрерывный диспетчерский автоматический контроль процессов и качества бурения, создать единое информационное пространство данных для большинства технологических операций и процессов, организовать специализированную базу данных и пользователей в соответствии с конфигурацией, анализировать достигнутые технико-экономические показатели, а также создавать реальные 3D-модели продуктивных пластов месторождения, определять и своевременно корректировать основные показатели разработки, снизить риски по оценке запасов и технологическому режиму эксплуатации. По сведениям в открытой печати, эффективность применения специализированных удаленных центров доказана работой Центра управления бурением «ГеоНавигатор» группы компаний «Газпром нефть», Центра управления буровых работ ПАО «Татнефть», Центра управления системой инжиниринга бурения скважин ПАО «НК «Роснефть» и других нефтегазовых компаний России. Возможность создания удаленного мониторинга и управления бурением позволяет обеспечить качество реализации инвестиционных проектов и существенно повысить эффективность финансовых вложений в строительство скважин, обеспечить оперативность реализации мероприятий по снижению рисков аварий и осложнений, соблюдение экологической безопасности строительства.

По оценкам экспертов, междисциплинарный информационный подход к бурению и строительству обеспечивает снижение затрат на устранение аварийных ситуаций, что приведет к снижению общей стоимости строительства скважин и добываемого продукта от 5 до 25% от начальных затрат.

Обустроенные интеллектуальные высокотехнологичные скважины позволяют «самостоятельно» подстраиваться под изменяющиеся условия в соответствии с критериями управления гидродинамической или технологической модели, обеспечить процесс эффективного управления и быструю экономическую отдачу от инвестиций, что позволяет не менее чем на 20% в дальнейшем снизить эксплуатационные затраты. Преимуществом высокотехнологического управления является возможность перехода к плановому управлению без участия оператора промысла, способность на основе нейронных моделей эффективно реагировать на заранее не определенные ситуации, имитировать и моделировать неопределенности при эксплуатации группы скважин, а в дальнейшем и месторождений, создавать группы интеллектуальных месторождений в пределах нефтегазодобывающих обществ.

Переход к новому экономическому укладу связан со значительными преобразованиями и в других направлениях: разработка нормативно-правовой базы, совершенствование технологических процессов, применение методов современной диагностики и материалов. Внедрение интеллектуальных технологий на принципах удаленного мониторинга и управления обеспечивает получение дополнительных объемов добычи нефти и газа за счет внедрения масштабируемого инструментального базиса, прикладных методических основ модельно-предиктивного управления цифровым производством в режиме реального времени, оптимизацией кинематики и динамики движения газовых потоков в интегрированной системе цифровой нефтегазодобычи и обеспечение требуемого качества продукции. Однако с учетом ограниченности финансовых возможностей первоочередные инвестиции должны быть сделаны не в ремонт мощностей прошлого века, а направлены в создание современных высокорентабельных роботизированных производств.

Объект эксплуатации характеризуется при этом тремя «степенями свободы»: надежность, безопасность, эффективность.

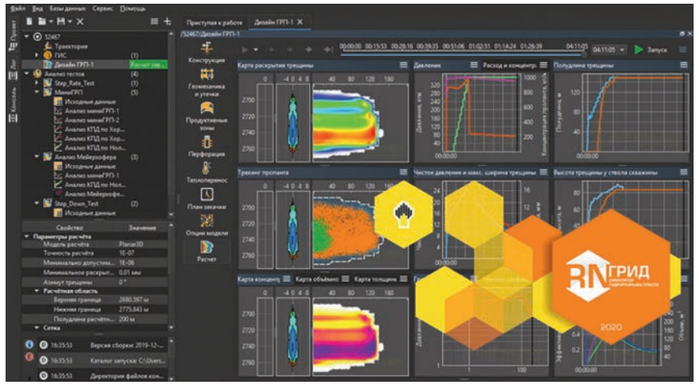
Между тем инвестиционный цикл объекта существует в рамках известного другого «золотого треугольника: срок реализации – цена объекта – достигнутое качество.

Таким образом, в рамках государственной и отраслевой политики в сжатые сроки необходимо обеспечить:

- Анализ нормативной деятельности в области инвестиций, обновление имеющейся правовой, проектной, технической отраслевой базы с учетом мировых практик и технологий будущего;
- Создание технологических проектных консорциумов, что определяется возрастающей сложностью компетенций и инженерных задач, выполнением работ в длительной перспективе (не менее 2025–2030 гг.);
- Развитие инженерного образования и подготовки специалистов, что является следствием для обеспечения успеха первых двух тенденций.

Лучшие мировые практики показали эффективность применения принципов «цифрового» месторождения на нефтегазовых объектах, что обеспечивает в процессе эксплуатации увеличение извлекаемых запасов газонефтедобычи не менее 10%, уменьшение времени простоев скважин порядка 50% от начального уровня и сокращение операционных затрат около 10–25%. Анализ зарубежного опыта показывает, что комплексное внедрение методов постоянного мониторинга геодинамических процессов на протяжении всего жизненного цикла разработки нефтегазовых месторождений позволяет обеспечить повышение продуктивности коллекторов на 4%, коэффициента остаточного извлечения газа – до 3%, переход на новый уровень автоматизации управления производственными процессами газодобычи и применение интеллектуальных технологий для широкого круга решаемых задач. С учетом необходимости применения современных технологий и научных разработок объективно первоначально возрастают вложения в перспективные технологии и НИОКР, также необходимо создание специализированных центров по разработке и внедрению проектных

РИС. 7. Интерфейс РН-ГРИД



Источник: *ПАО «НК «Роснефть»*

моделей (цифровых двойников), отечественных программно-технических комплексов; необходимо создание и развитие центров сопровождения бурения и строительства и др. С целью обеспечения единой технической политики в краткосрочной и долговременной перспективе для реализации инновационных технологий необходима разработка долговременной концепции развития с учетом экономической заинтересованности научных и производственных предприятий; принятие единых в рамках обществ типовых проектных подходов, с возможностью широкого тиражирования и приведение в соответствие с современными решениями нормативной базы и регламентов эксплуатации.

Инновационные цифровые технологии бурения в Российской Федерации

21 января 2020 года ПАО «НК «Роснефть» объявило о внедрении автоматизированной системы интеллектуального бурения (АСИБ) на буровых станках, работающих на месторождениях Оренбургской области. АСИБ работает по принципу автопилота при выполнении буровых работ. Опираясь на исходные параметры, система своевременно вносит корректировки в управление технологическим процессом бурения. Каждые 10 мс система сканирует показатели датчиков и оперативно реагирует на ситуацию. При достижении критических значений программа сама останавливает работу, проинформировав бурового мастера светозвуковой сигнализацией. В зависимости от типа буровой АСИБ самостоятельно рассчитывает максимальную скорость, соответствующую технологическому режиму. Увеличение механической скорости проходки на 15% позволило сократить время бурения скважины на одни сутки, соответствующий экономический эффект при бурении одной скважины оценивается примерно в 5 млн рублей. ПАО «НК «Роснефть» установило 10 станций удаленного мониторинга данных бурения с элементами искусственного интеллекта на 97% тяжелых буровых установок. В частности, в марте 2020 года данная технология начала применяться на Северо-Даниловском месторождении, входящим в Даниловский кластер. Всего на месторождении планируется разбурить десять кустов скважин с использованием данной технологии. В 2019 году компания начала опытно-промышленные работы по бурению высокотехнологичных скважин с увеличенной длиной более 1,5 км и количеством стволов более 8. Корпоративный научно-проектный комплекс ПАО «НК «Роснефть» является оператором всей геолого-технологической информации (на 01.01.2020 накоплено более 1,9 Пб данных), осуществляет сопровождение бурения наиболее сложных высокотехнологичных скважин (более 2000 операций ежегодно), внедряет собственные информационные решения для осуществления более 70 тысяч операций на реальных объектах с использованием цифровой

РИС. 8. Приоритетные направления внедрения технологии Больших ГеоДанных в ПАО «Газпромнефти» [Перспективные технологии Big Data в нефтяном инжиниринге: опыт компании «Газпром нефть» / М.М. Хасанов, Д.О. Прокофьев, О.С. Ушмаев, Б.В. Белозеров, Р.Р. Гильманов, А.С. Маргарит // Нефтяное хозяйство, 2016, № 12. С. 76–79]



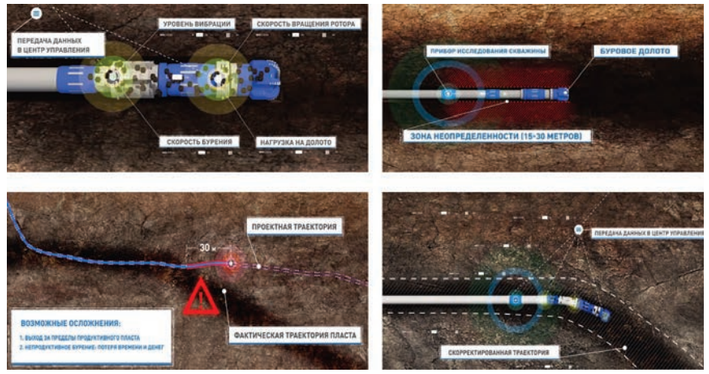
платформы Predix. В 2017 году был запущен первый в России центр по геологическому сопровождению бурения. По состоянию на февраль 2020 года, центры бурения «Роснефти» обеспечивают 100%-ный контроль за процессами геомеханического сопровождения бурения скважин, круглосуточное обновление геологических и гидродинамических 3D-моделей в процессе бурения и проведение геологического сопровождения высокотехнологичных скважин с протяженностью горизонтального участка более 10 000 м. При этом используются такие высокотехнологичные методы строительства скважин, как глубинное картирование пластов с записью пластового давления, роторно-управляемые системы с дистанционным сопровождением процесса бурения в режиме реального времени, и контроль целостности стенок скважин и очистки ствола. Центр осуществляет удаленный контроль за бурением более 3000 высокотехнологичных скважин в год. Накопленный экономический эффект от проведенных мероприятий уже сегодня составляет более 1,2 млрд руб. В 2018 году была осуществлена апробация технологии компьютерного зрения для мониторинга в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды при бурении. Компания планировала завершить работы в 2019 году по созданию программного обеспечения РН-Сигма для осуществления геомеханического моделирования и управления рисками при бурении скважин (см. рис. 7).

В 2019 году было осуществлено внедрение технологии горизонтального бурения с контролем забойного давления на Юрубчено-Тохомском месторождении с целью сокращения времени бурения на 30%, исключения потери бурового раствора, увеличения суммарного дебита по кусту скважин в 4,5 раза по сравнению с традиционным бурением при более низких значениях обводненности продукции и газового фактора. Благодаря цифровым технологиям за последние 5 лет объем буровых работ увеличился более чем вдвое, пробурено более 8000 высокотехнологичных скважин и боковых стволов. К концу 2020 года количество высокотехнологичных скважин в общем фонде должно возрасти до 40% и составит 24 тысячи скважин. Доля добычи из высокотехнологичных скважин превысит 30% от общей добычи нефти. При этом коммерческая скорость бурения возрастет на 12–15%, а средняя стоимость скважины снизится на 6–8%. Цифровая стратегия «Роснефти» предполагает разработку технологии «искусственного интеллекта» для снижения рисков бурения благодаря активному прогнозированию, а также создание роботизированной буровой установки.

ПАО «Газпромнефть» заключило в 2018 году Соглашение о сотрудничестве по взаимодействию в развитии нефтесервисных услуг с применением импортозамещающего оборудования и технологий по направлению «Высокотехнологичные сервисы при бурении» с ПАО «ЛУКОЙЛ» и ПАО «Татнефть». В Стратегии-2030 компании ПАО «Газпромнефть» заложено развитие технологического центра сопровождения бурения «Геонавигатор» для круглосуточного дистанционного сопровождения процесса бурения новых скважин.

В 2017 году ПАО «Газпром нефть» заключило соглашение с «Яндексом» об использовании технологий big data (см. рис. 8), машинного обучения и искусственного интеллекта в области бурения и заканчивания скважин, но до сих пор не опубликованы были результаты работ по данному соглашению. 1 апреля 2019 года Научно-технический центр «Геонавигатор» ПАО «Газпром нефть» объявил о разработке самообучающейся программы для оптимизации затрат и сокращения сроков строительства высокотехнологичных скважин в случае ее тиражирования – до 1 млрд руб. и 15% соответственно.

РИС. 9. Оптимизация траектории скважины методами машинного обучения, где а – определение местоположения бурового инструмента в пласте по косвенным признакам; б – зона неопределенности; в – возможные осложнения (выход за пределы продуктивного пласта, непроизводительное время бурения) и г – скорректированная траектория скважины

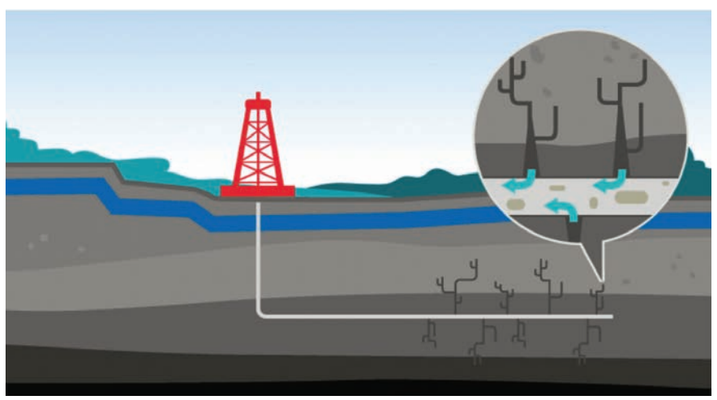


Источник: *ПАО «Газпром нефть»*

По косвенным параметрам в процессе строительства уточняется геология пласта и принимается решение о корректировке траектории бурения, чтобы все время оставаться в границах нефтяного пласта. Для этого используют датчики, передающие информацию об окружающей породе с датчиков бурового оборудования в центр «Геонавигатор», см. рис. 9. В силу конструкционных особенностей датчики на буровом оборудовании можно расположить не ближе 15–30 метров от долота. Данные поступают с определенной задержкой, создавая риск выхода за пределы продуктивной зоны. Программа с помощью методов машинного обучения оперативно анализирует следующие данные – уровень вибрации, скорость бурения и вращения ротора, нагрузку на долото. Эти параметры зависят от физикомеханических и геологических характеристик вскрываемой горной породы. Анализ этих данных методами машинного обучения позволяет оперативно определять литологический состав и косвенные фильтрационно-емкостные свойства породы. В случае если прогнозные параметры горной породы отличаются от фактических, программа корректирует траекторию скважины. Технология машинного обучения предусматривает самообучение во время бурения, поэтому прогноз литологии горных пород совершенствуется со временем. Программа прошла промышленные испытания на активах «Газпромнефть-Ямала» – точность предсказания смены литотипов горной породы при бурении скважин составила 70%. Время расчета возможных сценариев корректировки траекторий скважины сократилась до 15 минут.

Информационная стратегия ПАО «Лукойл» является неотъемлемой частью долгосрочной программы стратегического развития на 2018–2027 годы и включает около 100 инициатив, среди них интеллектуальное бурение, зарезка вторых стволов, технология строительства горизонтальных скважин трехколонной конструкции, скважин с малым диаметром. Малый диаметр скважин позволяет сократить затраты на строительство по сравнению со стандартными скважинами на 30–50% и вовлечь в разработку дополнительные запасы нефти. В Западной Сибири компания успешно развивает технологию строительства горизонтальных скважин трехколонной конструкции. Применение данной технологии сокращает сроки строительства в среднем на 40% (а в некоторых случаях – в два раза), а затраты – примерно на 15% по сравнению с горизонтальными скважинами стандартной четырехколонной конструкции. Высокоэффективным методом повышения нефтеотдачи пласта является также бурение вторых стволов на существующих скважинах. Высокая эффективность в первую очередь обусловлена подготовкой научно обоснованных мини-проектов с применением гидродинамического моделирования и повышением точности прогнозирования геологического строения и структуры запасов на участках бурения вторых стволов. Следует отметить, что бурение вторых стволов применяется в основном на бездействующем фонде скважин с целью доизвлечения остаточных запасов нефти. В структуре дополнительной добычи нефти технология зарезки вторых стволов обеспечила 26,27% или 5,7 млн т нефти. Технология TTS (Texas Two Step) позволяет выполнять многозонный гидравлический разрыв пласта (ГРП) в определенном порядке, а не поочередно от забоя горизонтальной скважины, что повышает эффективность за счет более высоких дебитов. ЛУКОЙЛ стал первой в России компанией, применившей данную технологию гидроразрыва пласта на боковом стволе. Дебиты горизонтальных

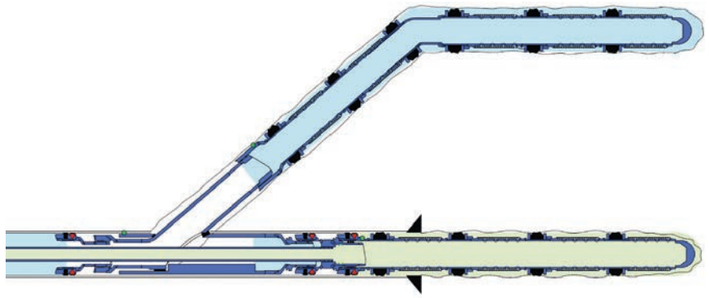
РИС. 10. Технология TTS (Texas Two Step) в боковых стволах скважин



скважин с многозонным ГРП по технологии TTS в четыре раза превышают дебиты наклонно-направленных скважин с ГРП и в два раза превышают дебиты горизонтальных скважин со стандартным многозонным ГРП, см. рис. 10.

Компания ЛУКОЙЛ пробурила четыре двуствольные скважины с интеллектуальным нижним заканчиванием и герметичным узлом разветвления типа TAML5 на месторождениях имени Ю. Корчагина и В. Филановского. Затраты времени на бурение дополнительного ствола на месторождении составили порядка 30 дней. Этот срок сопоставим со сроками бурения дополнительных стволов на других аналогичных месторождениях. Результаты эксплуатации показывают, что дебиты двуствольных скважин на 20–60% выше соседних одноствольных скважин. Пример скважины В показывает, что забойные многопозиционные клапаны позволяют бороться с неопределенностями уже после строительства скважины и значительно минимизируют риск потери скважины из-за прорыва газа. Интеллектуальные двуствольные скважины на месторождении им. В. Филановского помогают оптимизировать затраты и благодаря увеличению охвата дренируемых запасов, повысить дебиты скважин. Двуствольная геометрия скважины, с возможностью одновременно отслеживать и контролировать приток из каждого ствола по отдельности, увеличивает эффективность очистки скважины от бурового раствора, способствует оптимизации работы скважины, продлению периода безаварийной эксплуатации скважины и позволяет управлять добычей с целью максимизации дебитов и накопленной добычи (см. рис. 11). Каждый ствол оборудован противопесочными фильтрами. Фильтры основного ствола оборудованы сдвижными втулками (муфтами), которые позволяют закрывать фильтры с помощью инструмента на геофизическом кабеле без извлечения колонны внутрискважинного оборудования. Для предотвращения попадания газа в скважину в случае вырезки окна в газонасыщенном интервале скважины были оборудованы герметичным узлом разветвления TAML5. Колонна внутрискважинного

РИС. 11. Конструкция интеллектуальной двуствольной скважины на месторождении им. В. Филановского с герметичным узлом разветвления с уровнем сложности TAML5



оборудования с датчиками давления и температуры и многопозиционными клапанами контроля притока позволяет управлять добычей из каждого ствола по-отдельности.

Лидерами в предоставление услуг по бурению, связанному с добычей нефти, газа и газового конденсата, по объему выручки являются: компания ГК «Цифра» или «Zyfra» ООО «РН-Бурение», АО «Сибирская сервисная компания», ООО «Эриэлл нефтегазсервис», ООО «СГК-Бурение», ООО «Управление буровых работ-1», ООО «Управляющая компания «Татбурнефть» и ООО «Бурсофтпроект». Уровень цифровизации буровых работ растет, но недостаточно быстрыми темпами. Системы автоматизированного выявления и предупреждения осложнений и аварий при строительстве скважин на основе отечественных систем искусственного интеллекта пока или не представлены на рынке, или находятся на стадии НИОКР. Компания ГК «Цифра» или «Zyfra» из Сколково, позиционирует себя как конкурента «большой четверки – Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes и Weatherford» – мировых поставщиков нефтесервисных услуг в области строительства скважин и управления добычей углеводородов на нефтегазовом рынке Российской Федерации. Компания ГК «Цифра» или «Zyfra» (собственники: Энергопром (Группа ЭПМ) – 74,13%, ГК Ренова (Renova) – 25,87%) приобрела в прошлом году компанию «Геонавигационные технологии» (GTI), и анонсировала 19 февраля 2020 года программу дополнения программного обеспечения «Геонафт» новыми компонентами по цифровым решениям сопровождения бурения. Компания надеется, что на порядок увеличит эффективность методов удаленного сопровождения бурения с использованием обновленного программного обеспечения. В настоящее время ПО «Геонафт» включает в себя следующие программные модули: построение концептуальной геонавигационной модели скважины модели с синтетическими кривыми ГИС, которые планируется записать в процессе бурения; петрофизического анализа данных; интерактивное сопровождение 3D единой геонавигационной модели скважины (структурная геологическая + петрофизическая + каротажная) во время бурения; интерпретации азимутальных приборов; расчета пластового давления; симулятор гидравлического разрыва пласта FracSolver; автоматической загрузки и визуализации данных в 3D пространстве; расчета геомеханических свойств и напряжений; оптимизации и корректировки решений о траектории скважины по результатам сравнения синтетического и фактического каротажей; траектории горизонтальной / наклонной скважины; истории геонавигационных версий; межскважинной корреляции; формирование финального отчета о ходе геонавигации и формирование рекомендаций на бурение. ПК «Геонафт» включен в «Единый реестр российских программ для электронных вычислительных машин и баз данных». Программное обеспечение «Геонафт» представляет собой модульный программный комплекс, предназначенный для сопровождения бурения наклонно-

направленных и горизонтальных скважин с целью наиболее эффективной и безопасной проводки ствола в целевом горизонте. ПК «Геонафт» позволяет определить стратиграфическое местоположение скважины в процессе бурения, прогнозировать изменение геологической структуры пласта, строить петрофизические, геомеханические и геонавигационные модели на всех стадиях строительства скважины: предбуровом моделировании, сопровождении бурения в режиме реального времени, анализе результатов бурения и подготовки финальной модели месторождения. Все вышеописанные задачи «Геонафт» позволяет решать со скоростью, максимально приближенной к режиму реального времени (единственное ограничение – по скорости подгрузки новых данных пользователем). ООО «Бурсофтпроект» разрабатывает обычное программное обеспечение для обеспечения процессов строительства скважин на нефть и газ. ПК «Инженерные расчеты строительства скважин» нацелен на решение традиционных проектных, инженерных задач учета данных бурения и оперативного контроля процесса строительства скважин; анализа информации о процессе бурения, об осложнениях, авариях и методах их устранения, но не решает вопросы сбора, анализа больших объемов данных со станций ГТИ для решения инновационных задач предупреждения осложнений и аварий в процессе бурения на основе нейросетевого моделирования.

Заключение

Эффективное и масштабное внедрение инновационных технологий с использованием методов искусственного интеллекта позволит до 2024 года дополнительно добыть более 100,0 млн тонн легкой маловязкой нефти себестоимостью 2 долл./баррель; продлить на десятилетия сроки эффективной эксплуатации крупных и гигантских нефтяных и газовых месторождений, вступивших в позднюю стадию падающей добычи; реализовать технологии глубоких переделов уникальных ресурсов углеводородного сырья с получением высоколиквидной нефтегазохимической продукции.

Реализация на месторождениях комплекса математических и численных моделей, специализированных программно-аппаратных комплексов, цифровых платформ для инновационных, цифровых, интеллектуальных, интегрированных и научно-технологических решений обеспечивает мультипликативный эффект с перекрестным положительным эффектом по следующим направлениям: разведка и добыча углеводородов; строительство, газовый сервис (бурение скважин, геофизические работы, интеллектуализация промысла, сохранение компетенций персонала); производство технологического оборудования, электроники, программного обеспечения и др. Архитектура решений, принятых с учетом современных тенденций развития и применения искусственного интеллекта, обеспечивает возможность перепрофилирования тематики работы, масштабирование решений и тиражирование с обеспечением минимизации общей стоимости внедрения и эксплуатации в рамках решения конкретных отраслевых проблем, способствует созданию новых отечественных продуктов, услуг, компаний и высококвалифицированных рабочих мест. Глобальной задачей, требующей незамедлительных решения в области внедрения высокопроизводительной автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства нефтяных и газовых скважин, является создание междисциплинарной проектно-исследовательской среды, обеспечивающей интеграцию и взаимодействие фундаментальной и прикладной наук, студентов и преподавателей, эксплуатационного персонала отрасли для решения конкретных задач в сжатые сроки. ●

Литература

1. *Еремин Н.А., Королев М.А., Степанян А.А., Столяров В.Е. Особенности цифровой трансформации активов при реализации инвестиционных нефтегазовых проектов // Газовая промышленность. № 4 /783/ 2019, С. 116–127.*
2. *Еремин Н.А., Столяров В.Е., Степанян А.А. Управление нефтегазовыми активами в эпоху технологий хранения и обработки больших массивов данных // 2019, № 12 (557) 2019 г., С. 5–14.*
3. *Минликаев В.З., Дикамов Д.В., Столяров В.Е., Дяченко И.А. Газовая скважина как объект автоматизации в современных условиях. Газовая промышленность, № 10 /713/ 2014, 2014 г., С. 52–57.*
4. *Еремин А.Н. Новая классификация цифровых и интеллектуальных скважин // Автоматизация и IT в нефтегазовой области, № 2 (24) 3, 2016 г., с. 2–4.*
5. *В.Е. Столяров, Н.А. Еремин, А.Н. Еремин, И.К. Басниева. Цифровые газовые скважины: состояние и перспективы // Нефтепромысловое дело», 2018 г., № 7, с. 48–55, DOI: 10.30713/0207-2351-2018-7-48-55.*
6. *Еремин Н.А., Столяров В.Е. Газовая скважина как ключевой объект цифрового месторождения // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности». № 9 (554) 2019, 2019 г., с. 5–14, DOI:10.33285/0132-2222-2019-9(554)-5-14.*
7. *Eremin N.A., Stolyarov V.E. On the digitalization of gas production in the late stages of field development // SOCAR Proceedings No.1 (2020), P.059-069. DOI: 10.5510/OGP20190400414.*
8. *Еремин Н.А., Мельников И.В., Бобриков Н.М., Столяров В.Е., Когай А.А., Щеголев Д.П. Создание инновационных систем управления, направленных на повышение эффективности работы оборудования дожимных компрессорных станций // Газовая промышленность, № 6 /785/ 2019, 2019 г. С. 42–49.*
9. *Еремин Н.А., Столяров В.Е. Применение беспроводных решений и технологий в нефтегазовой добыче // Деловой журнал Neftegaz.RU, № 7 (91) 2019, 2019 г., с. 60–69.*
10. *Dmitrievskiy A.N., Eremin N.A., Stolyarov V.E. Digital transformation of gas production. // Scopus IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering 700 (2019) 012052. Dirac house, Bristol, England, BS1 6BE: 2019. P. 1–6, DOI:10.1088/1757-899X/700/1/012052.*
11. *Безопасность морских нефтегазовых операций: уроки анализа прошлых аварий. Отчет Объединенного исследовательского центра Европейской комиссии URL: https://euoag.jrc.ec.europa.eu/system/files/public/page/offshore-accident-analysis-draft-final-report-dec-2012-rev7-print.pdf.*
12. *Дмитриевский А.Н., Дуплякин В.О., Еремин Н.А., Капранов В.В. Нейросетевое моделирование в системах предупреждения осложнений и аварийных ситуаций при строительстве нефтяных и газовых скважин // Датчики и системы. № 12. 2019 г., с. 21–27.*
13. *Еремин Н.А., Столяров В.Е. Оптимизация процессов добычи газа при применении цифровых технологий // Геология. Геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений», № 6 / 2018, с. 54–61.*
14. *Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А. Цифровая модернизация нефтегазовой экосистемы // Актуальные проблемы нефти и газа, № 2 (21) 2018 г., с. 1–12.*
15. *Zaini, M.Z., Du, K., Zhu, M., Feng, L.J., Yang, H.H., Wei, L., & Liu, Y. (2019, March 22). Yanbei-Unlocking the Tight Gas Green Field Development Potential Through Integrated Technology Application. International Petroleum Technology Conference.*
16. *Еремин Н.А., Дмитриевский А.Н., Тихомиров Л.И. Настоящее и будущее интеллектуальных месторождений // Нефть. Газ. Новации. № 12, 2015 г., с. 44–49.*
17. *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.*
18. *https://www.ntc.gazprom-neft.ru/.*

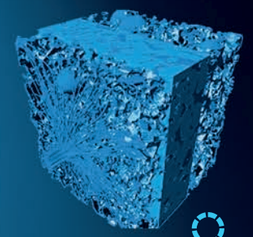
KEYWORDS: *digital technologies, artificial intelligence, oil and gas well drilling, construction, investment project, geological and technological information, Big Geo Data, accident and complication prevention, neural networks, information system, automated system, neural network modeling, life cycle, drilling center, Petroleum Internet of Things (PIoT).*

Машинное обучение



ТЕХНОЛОГИИ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ помогают предсказать, как будет вести себя система в тех или иных обстоятельствах

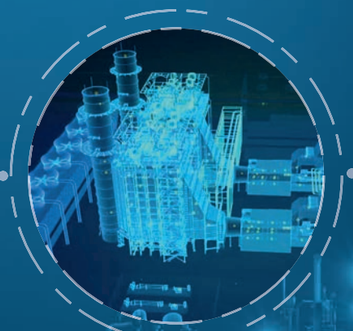
Цифровой керн



Технология заключается в сканировании образцов породы в томографе высокого разрешения, после чего можно проводить виртуальные эксперименты с трехмерной компьютерной моделью бесчисленное количество раз. Это позволяет ускорить проведение исследований и сохранить реальный образец для проверки результатов, а также открывает новые возможности для исследований на микроуровне

Цифровой завод

В основе **ЦИФРОВОГО НПЗ** – цифровые двойники установок завода. Виртуальная копия установки должна заключать в себе максимально полную информацию о каждом ее элементе, а также детальное описание физико-химических процессов, процессов потребления и выработки энергии, параметры входного сырья и продуктов производства



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» создала цифрового двойника установки гидроочистки бензина каталитического крекинга на Московском НПЗ и установки первичной переработки нефти на Омском НПЗ. Пилотный проект по созданию полностью цифрового завода-робота будет реализован на одном из битумных активов компании

Дополненная реальность

СИБУР разрабатывает индустриальную платформу дополненной реальности **(Augmented Reality, AR)**. AR-платформа предназначена для эффективной коммуникации служб технического обслуживания и ремонта с территориально удаленными внутренними и внешними экспертами. Программная платформа и AR-очки позволяют специалисту получать дополнительную вспомогательную информацию и советы по выполняемым операциям



ДИЗАЙН КОРПОРАТИВНОЙ КСМК

Принципы построения КСМК в промышленных холдингах

УДК 007

В МИРЕ ДОСТАТОЧНО МНОГО ПУБЛИКАЦИЙ, МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ И РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО РАЗРАБОТКЕ, ПОДДЕРЖАНИЮ И РАЗВИТИЮ СИСТЕМ МЕНЕДЖМЕНТА КАЧЕСТВА С ЦЕЛЬЮ ЕЕ ПРИГОДНОСТИ, АДЕКВАТНОСТИ БИЗНЕС СИСТЕМЕ УПРАВЛЕНИЯ ОРГАНИЗАЦИИ И ОРИЕНТАЦИИ НА ПОТРЕБИТЕЛЯ. ОДНАКО НАЛИЧИЕ БАЗОВЫХ ТРЕБОВАНИЙ СТАНДАРТОВ МЕНЕДЖМЕНТА КАЧЕСТВА – ВСЕГО ЛИШЬ ВЕКТОР ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ СИСТЕМЫ, ДАЮЩИЙ ВОЗМОЖНОСТЬ БИЗНЕСУ ПРИМЕНЯТЬ ТРЕБОВАНИЯ СТАНДАРТА МЕНЕДЖМЕНТА, АДАПТИРУЯ К КОНКРЕТНЫМ УСЛОВИЯМ, В КОТОРЫХ РАЗВИВАЕТСЯ БИЗНЕС, С УЧЕТОМ ВЛИЯЮЩЕГО НА НЕГО КОНТЕКСТА, В ЧАСТНОСТИ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ КУЛЬТУРЫ, ТЕРРИТОРИАЛЬНОГО РАСПОЛОЖЕНИЯ, РЫНОЧНЫХ СЕГМЕНТОВ, МАКРО И МИКРОЭКОНОМИЧЕСКИХ ТРЕНДОВ И Т.Д. ПОЭТОМУ РОВНО ТО, КАК В МИРЕ НЕТ ДВУХ ОДИНАКОВЫХ КОМПАНИЙ, ТАК И СООТВЕТСТВЕННО НЕТ ДВУХ ОДИНАКОВЫХ СМК. НЕВОЗМОЖНО ПО ОДНОМУ ЛЕКАЛУ «ОДЕТЬ» ВЕСЬ МИР. ПОЭТОМУ «КАК ПОСТРОИТЬ И САМОЕ ГЛАВНОЕ ОБЕСПЕЧИТЬ ПРИГОДНОСТЬ, АДЕКВАТНОСТЬ И РЕЗУЛЬТАТИВНОСТЬ СИСТЕМЫ МЕНЕДЖМЕНТА КАЧЕСТВА, А ТАКЖЕ ЕЕ СВЯЗЬ СО СТРАТЕГИЧЕСКИМ НАПРАВЛЕНИЕМ ОРГАНИЗАЦИИ» ТЕМА ВЕЧНАЯ, ДИСКУССИОННАЯ И ВОСТРЕБОВАННАЯ

THERE ARE MANY PUBLICATIONS, GUIDANCE MATERIALS AND RECOMMENDATIONS ON DEVELOPMENT, MAINTENANCE AND IMPROVEMENT OF A QUALITY MANAGEMENT SYSTEM (QMS) AIMED AT MAKING IT SUITABLE, RELEVANT TO THE ORGANIZATION'S BUSINESS MANAGEMENT SYSTEM AND CUSTOMER ORIENTED. HOWEVER, THE BASIC REQUIREMENTS OF QUALITY MANAGEMENT STANDARDS ARE JUST A VECTOR FOR BUILDING A SYSTEM THAT ALLOWS BUSINESSES TO APPLY THE REQUIREMENTS OF THE MANAGEMENT STANDARD, ADAPTING THEM TO THE CERTAIN CONDITIONS IN WHICH THE BUSINESS IS DEVELOPING, TAKING INTO CONSIDERATION THE CONTEXT AFFECTING IT, PARTICULARLY THE EXISTING CULTURE, GEOGRAPHICAL LOCATION, MARKET SEGMENTS, MACRO- AND MICRO-ECONOMIC TRENDS, ETC. THEREFORE, AS THERE ARE NO TWO IDENTICAL COMPANIES IN THE WORLD, SO THERE ARE NO TWO IDENTICAL QMSS. IT IS IMPOSSIBLE TO USE A SINGLE TEMPLATE FOR THE WHOLE WORLD. THEREFORE, IT IS AN EVERLASTING, DEBATABLE AND RELEVANT TOPIC: BUILDING AND, MOST IMPORTANTLY, ENSURING SUITABILITY, RELEVANCE AND EFFECTIVENESS OF THE QUALITY MANAGEMENT SYSTEM AND LINKING IT WITH THE STRATEGIC DIRECTION OF THE ORGANIZATION. THE ARTICLE DISCUSSES A PRACTICAL EXAMPLE OF BUILDING A PROCESS-BASED MODEL OF THE CORPORATE QUALITY MANAGEMENT SYSTEM IN A COMPANY WITH A HOLDING MANAGEMENT STRUCTURE. SPECIAL EMPHASIS IS PUT ON THE IMPACT OF THE CONTEXT IN DETERMINING THE APPROACHES TO THE PROCESS-BASED MODEL MANAGEMENT, TO THE PLANNING OF THE LIST OF THE QMS PROCESSES DEPENDING ON THE LEVEL OF MANAGEMENT AND TO THE BUILDING OF A LANDSCAPE OF THE PROCESSES WHILE SOLVING A PARALLEL TASK OF MAINTAINING THE UNIFORM CERTIFICATION

Ключевые слова: *система менеджмента качества, стандарты менеджмента, локальное предприятие, нефтегазовые холдинги, дивизиональное управление.*

Бельцева Людмила Борисовна
руководитель Службы систем менеджмента качества ПАО «ТМК»



Требования к системам менеджмента холдингов

Несмотря на то, что основной для подтверждения соответствия СМК является стандарт менеджмента качества, тем не менее существуют дополнительные регуляторные требования, определяемые аккредитационными органами и предъявляемые к сертификационным сообществам. Данные требования напрямую влияют на построение и управление СМК.

На протяжении 14 лет Группа ТМК (ТМК) сотрудничает с компанией Lloyd's Register Quality Assurance Ltd (LRQA), которая входит в Lloyd's Register Group и проводит оценку соответствия стандартам качества, экологии, промышленной безопасности и охраны труда. Уникальная методология аудитов «LRQA Business Assurance» способствует развитию системы менеджмента качества и управлению рисками для улучшения и защиты текущих и будущих показателей эффективности бизнеса. Принципиальной особенностью является подход к аудиту, как инструменту помощи (так называемой «добавочной стоимостью») в реализации стратегических целей и задач. При проведении оценки соответствия СМК особое значение уделяется эффективности процессного управления в рамках заявленной области применения и распространения корпоративной системы менеджмента качества в компании. В частности, одним из нововведений к оценке корпоративных СМК стало требование IAF MD 1:2018 «Mandatory Document for the Audit and Certification of a Management System Operated by a Multi-Site Organization» [1], документ Международного Аккредитационного Форума, предписывающий требования по проведению аудита и сертификации системы менеджмента Компаний/Организаций, имеющих несколько производственных площадок в разных местах. Другими словами, требования к оценке корпоративных СМК для организаций с холдинговой структурой управления предприятиями.

IAF (The International Accreditation Forum) – Международный форум по аккредитации, является всемирной ассоциацией органов по аккредитации, ассоциаций органов по сертификации и других организаций, принимающих участие в деятельности по оценке соответствия в различных областях, в том числе систем менеджмента, продукции и персонала.

LRQA (Lloyd's Register Quality Assurance Ltd) – Сертификационный орган с аккредитацией в UKAS.

UKAS (United Kingdom Accreditation Service) – Национальный орган по аккредитации Великобритании, является членом IAF.

Согласно требованиям IAF MD 1:2018:

«– Организация* должна иметь единую систему управления.

– Организация должна определить свой ключевой объект. Ключевой объект является частью организации.

– Ключевой объект должен иметь организационные полномочия определять, устанавливать и поддерживать единую систему управления.

– Единая система управления организации подлежит централизованной проверке руководством.

– На все площадки должна распространяться программа внутреннего аудита организации.

– Ключевой объект несет ответственность за обеспечение сбора и анализа данных со всех площадок и должен быть в состоянии продемонстрировать свои полномочия и способность инициировать организационные изменения в соответствии с требованиями в отношении следующих позиций, но не ограничиваясь ими:

- системная документация и изменения системы;
- проверка со стороны руководства;
- претензии;
- оценка корректирующих действий;
- планирование внутреннего аудита и оценка результатов;
- законодательные и нормативные требования, относящиеся к применимому(-ым) стандарту (стандартам)…».

ТМК – динамично развивающаяся компания. Для того чтобы сохранять и наращивать свои позиции стратегия ориентирует бизнес на достижение одной из стратегических задач – «Быть признанным поставщиком на мировом рынке и лидером на домашнем рынке труб». Способствует решению этой задачи корпоративная система менеджмента качества – работающая, подтвержденная независимыми органами и признанная Потребителями.

Поэтому в ходе предстоящей ресертификации Группе ТМК необходимо подтвердить, что корпоративная система менеджмента не только соответствует ИСО 9001-2015 [2], но продемонстрировать централизованное управление СМК и способность достигать ожидаемых результатов на дивизионах и предприятиях, включенных в контур группы, согласно IAF MD 1:2018.

Особенности построения СМК холдингов, в частности по дивизиональному принципу управления

Как обеспечить требования сертификационного органа и каковы основные отличия в управлении СМК на локальных предприятиях и СМК холдингов, в т.ч. международных, построенных по дивизиональному принципу?

В основу процессной модели СМК локального предприятия, обладающего юридической самостоятельностью, обычно закладывается цепочка бизнес-процессов, последовательная деятельность которых представляет собой единую административную систему управления. Синхронизация административного управления и системы менеджмента качества, как правило, обеспечивает результативность управления, не происходит конфликта интересов, т.к. в процессную модель СМК закладывается организационная структура предприятия.

В отличии от СМК локального предприятия при разработке процессной модели в корпоративных СМК холдингов необходимо учитывать требования IAF.

В частности, бизнес-структура Группы ТМК представляет собой объединение на правах собственности различных предприятий на территории РФ и за рубежом, выпускающих трубную продукцию, осуществляющих закупки, продажи и предоставляющих услуги по сопровождению применения продукции холдинга в условиях Потребителей, во главе которого стоит Управляющая компания.

Корпоративная система менеджмента качества (КСМК) Группы ТМК на первоначальном этапе своего развития строилась на основе функциональной системы управления. В рамках КСМК применялся собирательный принцип включения локальных СМК предприятий с учетом степени их развития.

Решение о внедрении КСМК в группе ТМК принималось Управляющей компанией и учитывались индивидуальные особенности предприятий. Поэтому процессная модель (рисунок 1) на первом этапе создавалась

---

* *«Организация» – организация с несколькими площадками, в которой применяется единая система управления и которая включает в себя определенный ключевой объект (не обязательно штаб-квартиру организации), где происходит планирование и контроль определенных процессов/действий, а также ряд площадок (постоянных, временных или виртуальных (с использованием он-лайн среды), на которых такие процессы/действия выполняются полностью или частично (IAF MD 1:2018, 2. DEFINITIONS).*

РИСУНОК 1

Процессная модель на этапе построения КСМК



с учетом локальных процессов, характерных для большинства предприятий Группы (без стандартизации к формированию процессной модели на локальных уровнях), и их взаимосвязью с процессами, которые реализуются подразделениями на уровне Управляющей компании.

Сформированный минимально необходимый состав корпоративных требований в свою очередь определял требования для управления процессами, подлежащими реализации на предприятиях. Такой подход оказался абсолютно оправданным на первоначальном этапе построения КСМК и имел преимущества в виде минимизации рисков целостности КСМК, т.к. ее целостность складывалась из принципиальных корпоративных требований и дополнительных локальных, устанавливаемых предприятием в индивидуальном порядке. Каждое из предприятий Группы ТМК имело возможность организовать работу по поддержанию и развитию локальной СМК внутри корпоративной системы, с учетом особенностей и интеграции с другими применяемыми системами менеджмента, и одновременно обеспечивать коммуникации по взаимосвязанным корпоративным процессам с Управляющей компанией.

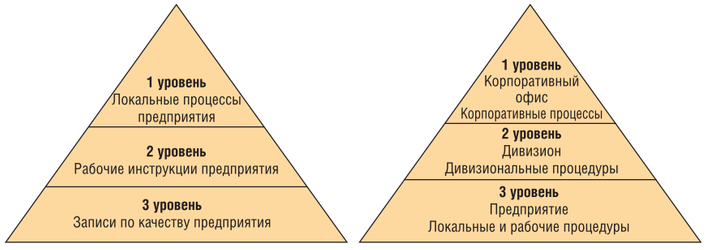
На последующих этапах совершенствования системы управления Компании, организационных изменений в Группе ТМК, внедрения управления по дивизиональному принципу процессная модель КСМК должна была претерпеть изменения с учетом новых уровней управления, создания новых процессов, интерпретации применяемых процессов по принципу сквозного управления, реализуемых через все уровни управления Группы ТМК.

Для решения этой задачи сквозные процессы корпоративного уровня должны были включать единые требования для всех Дивизионов Группы ТМК и локальных предприятий. Единство и преемственность требований частично достигалось за счет унифицированных критериев, целей и процессов, установленных для всех предприятий Группы ТМК. Но под влиянием внешнего контекста, в частности законодательных особенностей стран присутствия предприятий Группы ТМК, местных территориальных требований, задача оказалась трудно реализуемой на предприятиях зарубежных дивизионов. В связи с этим часть корпоративных процессов оказалась в полной мере применима только для дивизиональных процессов в зоне ответственности Российского Дивизиона Компании.

Это обстоятельство оказывало влияние на целостность КСМК, фиксацию наблюдений в ходе аудита Lloyd's Register и потребовало изучение анализа опыта построения процессных моделей управления КСМК во внешних в крупных компаниях-холдингах, для оценки возможности применения данного опыта в Группе и принятия решений, приемлемых для Группы ТМК с целью совершенствования КСМК.

РИСУНОК 2

Применяемые модели построения СМК в холдингах и на локальных предприятиях



а) Пример управления СМК на предприятии

б) Пример управления СМК в холдинговой организации с СМК с единой сертификацией



в) Пример управления СМК в холдинговой организации без сертификации в управляющей компании



г) Пример управления СМК в холдинговой организации с локальными сертификациями предприятиями

В результате анализа было отмечено, что решающим фактором при приятии решения о дизайне процессной модели являлось наличие процессов высшего уровня КСМК в Управляющей компании, построенных на основе административной системы управления холдингом (рисунок 2).

На рисунке 2а представлена классическая модель управления СМК локального предприятия, формирование процессной модели и распределение ответственности и полномочий в СМК в соответствии с административной системой управления.

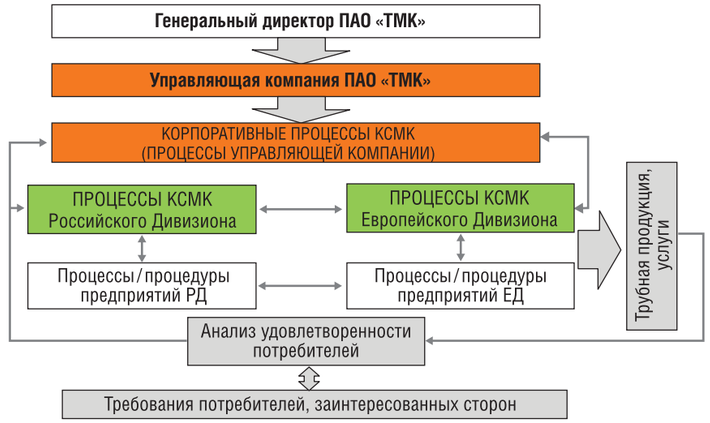
Пример построения СМК в зарубежном холдинге с дивизиональным управлением (рисунок 2б) основан на определении корпоративных процессов на уровне управляющей компании, распространяющихся на дивизионы, предприятия холдинга для формирования дивизиональных процедур и предприятий в равной степени. Данная модель упрощает коммуникацию с дивизионами, предприятиями, подразделениями без каких-либо расхождений требований между уровнями иерархии, обеспечивает централизованное управление и контроль выполнения корпоративных требований в холдинге.

Реализация корпоративной процессной модели с корпоративным управлением, но с сертификацией СМК только на предприятиях холдинга представлена в примере рисунке 2в. Управляющая Компания определяет корпоративную процессную модель, корпоративные правила разработки и функционирования СМК для уровней дивизионов, предприятий с локальными сертификациями, осуществляет управление и контроль реализации требований на уровне Дивизионов с выборочной проверкой до уровня предприятия без поддержания сертификации СМК в Управляющей компании.

Еще один вариант формирования корпоративной СМК по уровням управления, когда Управляющая компания определяет корпоративные требования, но при этом поддерживает локальную СМК на своем уровне наравне с локальными сертификациями СМК предприятий, представлен на рисунке 2г.

РИСУНОК 3

Обобщенная модель управления КСМК в Группе ТМК



Ориентируясь на главную задачу развития КСМК в Группе ТМК – создать такую модель управления, которая даст возможность сохранить ее целостность, обеспечить четкую взаимосвязь процессов всех уровней, контролировать и регулировать влияние и выполнение всех составных частей системы – дивизиона, предприятия, процесса, деятельности, документа, в целом на систему, были разработаны и реализованы мероприятия по изменению процессной модели и дизайна КСМК Группы ТМК за счет:

1) Изменения подходов управления процессной моделью. Построение по принципу единообразия с организационно-дивизиональной системой управления Группы ТМК.
2) Определения единых подходов в управлении процессами КСМК.
3) Ранжирования иерархии процессов по уровням управления (корпоративные, дивизиональные, локальные).
4) Приведения корпоративных процессов КСМК к целевой бизнес–схеме.
5) Унификации процессов КСМК и документации КСМК.

Выбор дизайна процессной модели и ландшафта процессов

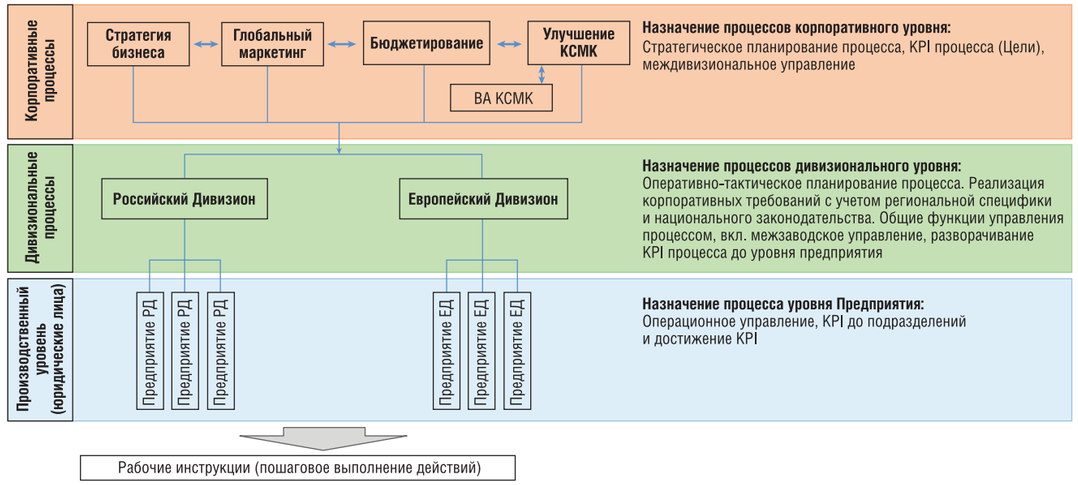
На этапе определения нового дизайна процессной модели учитывалась структура Группы с выделением дивизионов с входящими в них предприятиями, определение управляющего органа в зависимости от наличия управляющих функций на каждом уровне, и юридических взаимоотношений между локальными предприятиями и Управляющей компанией. Обобщенная схематическая модель КСМК представлена на рисунке 3.

Таким образом сформировалась трехуровневая процессная модель с определением назначения процессов для каждого уровня (рисунок 4):

- Управляющая компания Группы ТМК реализует функции управления корпоративными процессами и централизованно контролирует их выполнение. Для дивизиона вне российской юрисдикции устанавливаются общие требования по направлению деятельности, на основе которых разрабатываются дивизиональные процессы. Назначение корпоративных процессов – стратегическое планирование и определение ключевых показателей, дивизиональное управление в рамках КСМК.
- Дивизиональный уровень управления в КСМК осуществляет планирование и управление дивизиональными процессами, разворачивание целевых показателей, реализацию корпоративных требований с учетом региональной специфики размещения производственных площадок и национального законодательства.

РИСУНОК 4

Схематическая модель назначения процессов КСМК по уровням управления



- Производственный уровень осуществляет операционное управление процессами локального Предприятия с учетом дивизиональных требований, разворачивание и достижение целевых показателей для процессов предприятия.

Для формирования ландшафта процессов по каждому уровню управления перечень процессов КСМК определяется по решению Топ менеджмента на основе:

1) стратегии, стратегических приоритетов Группы ТМК/ Дивизиона/ Предприятия;
2) области деятельности Группы ТМК/ Дивизиона/ Предприятия;
3) области распространения КСМК;
4) контекста Группы ТМК/ Дивизиона/ Предприятия;
5) финансовой модели Группы ТМК.

Корпоративный уровень в состав процессов включает процессы на основе деятельности, которая выполняется в отношении всех дивизионов Группы. Это процессы менеджмента, которые определяют стратегическую ориентацию организации, образуют структурные рамки и относятся к области ответственности руководства. Управление: ПАО «ТМК» (управление на основе целевой бизнес структуры «организация оказания прочих услуг»). Владелец корпоративного процесса: ТОП менеджер по направлению в Управляющей компании.



Дивизиональный уровень в состав процессов включает дивизиональные процессы в Группе, которые формируются на основе корпоративных процессов и процессов, деятельность, которых выполняется в дивизионе. При этом состав процессов формируется с учетом области деятельности, территориальных правовых норм, местного законодательства Дивизиона. Управление: Управляющая компания (головной офис) Дивизиона (УК Дивизиона). Владелец процесса: ТОП менеджер по направлению Дивизиона.

Производственный уровень Предприятия включает в состав процессов локальные процессы Предприятия, определяемые производственной инфраструктурой и специализацией, формирующихся в свою очередь на основе дивизиональных процессов. Владелец процесса: руководитель по направлению деятельности на Предприятии.

В таком ландшафте корпоративные, дивизиональные и локальные процессы взаимосвязаны и с одной стороны, реализуют требования Потребителей и добавленную ценность для Потребителей, а с другой – позволяют определять и реализовывать стратегию развития ТМК, поддерживать, осуществлять мониторинг и улучшать процессы КСМК в рамках Группы (рисунок 5).

РИСУНОК 5

Концепция процессной модели КСМК Группы ТМК (по уровням управления) на примере Российского дивизиона

	Основные принципы деятельности	ПРОЦЕСС	ПОДПРОЦЕСС А	ПОДПРОЦЕСС Б	ПРОЦЕДУРА
1. Уровень корпоративный	1. Стратегия 2. Политика в области качества 2.1. Основ. принципы в области продаж 2.2. Основ. принципы в области закупок 2.3. Основ. принципы в области управления персоналом 2.4. Основные принципы в области развития инфраструктуры	1.1. Определение стратегии бизнеса 1.2. Глобальный Маркетинг 1.3. Бюджетирование 1.4. Улучшение КСМК	1.4.1. Внутренний аудит		1. Управление рисками 2. Управление документированной информацией 3. Управление несоответствиями
1. Уровень Дивизиона		2.1. Продажи 2.2. Планирование производства 2.3. Управление СТК 2.4. Закупки 2.5. Доставка 2.6. Управление инфраструктурой 2.7. Управление персоналом	2.2.1.1. Планирование НВП 2.2.1.2. Работа с уведомлениями. Анализ удовлетворенности Потребителей 2.1.4. Улучшение КСМК	2.1.4.1. Внутренний аудит	1. Управление специальными процессами 2. Управление знаниями
1. Уровень Предприятия			4.2.1. Продажи (продукции, услуг) 4.2.2. Управление производством. Производство 4.2.3. Контроль и испытания 4.2.4. Закупка 4.2.5. Доставка 4.2.6. Управление инфраструктурой 4.2.7. Управление персоналом	4.2.2.1.1. Проектирование и разработка 4.2.1.4. Улучшение СМК 4.2.2.1.2. Работа с уведомлениями и претензиями Потребителей 4. Метрологическое обеспечение	1. Анализ запросов Потребителей 2. Управление измерениями 3. Внутренний аудит

Объединяющим фактором в такой модели, являются процессы и положения корпоративного уровня, в рамках которых устанавливаются ключевые показатели КСМК (политика в области качества, цели в области качества, целевые показатели процессов и т.д.). Дивизиональные процессы, являющие сквозными, настраиваются, как инструмент повышения удовлетворенности Потребителей, как внутренних, так и внешних, обеспечивая воспроизводимость, стабильность положительных результатов. Агрегирование, мониторинг и анализ данных по ключевым показателям КСМК осуществляется на уровне Дивизионов.

Контроль за реализацией корпоративных требований осуществляется на уровне Управляющей компании Группы ТМК через систему внутренних аудитов КСМК, как один из источников мониторинга результативности системы. Анализ результативности КСМК на уровне Топ менеджмента Управляющей компании и Дивизионов – один из способов определения статуса развития системы, своевременного принятия решений и мер в отношении подтверждения пригодности, адекватности и способности КСМК соответствовать требованиям стандартов менеджмента качества, площадка для планирования действий в целях достижения намеченных результатов и повышения удовлетворенности потребителей как на ровне группы в целом, так и по Дивизионам.

В результате решения задачи совершенствования и развития КСМК в Группе ТМК разработан и внедрен гибкий и эффективный бизнес-инструмент управления, адаптируемый к изменениям контекста Компании и бизнес-среды.

Предложенный дизайн процессной модели КСМК для Группы с дивизиональной системой управления позволяет выстраивать взаимодействие по управлению корпоративной системой менеджмента качества в дивизионах, предприятиях, входящих в состав Группы, находящийся в разных странах, правовых юрисдикциях, но поддерживающих единую корпоративную культуру, долговременные партнерские отношения и единую сертификацию, позиционировать на рынке Группу ТМК, как единую компанию – Поставщика, ориентированного на ценности внутренних и внешних Потребителей.

Однако для выявления возможностей по выполнению ожиданий Потребителей, улучшению показателей функционирования и результативности системы менеджмента качества, а также устранению или предотвращению нежелательных последствий, недостаточно оставаться на месте, необходимо идти в ногу со временем, и поэтому следующая задача – выйти на новый уровень развития КСМК, которым должна стать оптимизация, автоматизация и цифровизация управления процессной моделью, планирования и реализация процессов жизненного цикла, управления ключевыми показателями КСМК. Планы развития в данном направлении уже реализуются в Группе ТМК, но об этом в следующих публикациях. ●

Литература

1. *IAF MD 1:2018 "IAF Mandatory Document for the Audit and Certification of a Management System Operated by a Multi-Site Organization", Issue 2 © International Accreditation Forum, Inc. 2018*
2. *ISO 9001 Международный стандарт. Системы менеджмента качества. Пятое издание. 2015.*

KEYWORDS: *quality management system, management standards, local enterprise, oil and gas holdings, divisional management.*

Трубная Металлургическая Компания

МИРОВЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ

ЗАПАСЫ НЕФТИ В МИРЕ СОСТАВЛЯЛИ **1695 МЛРД БАРРЕЛЕЙ** (268,5 ТРЛН ЛИТРОВ)

ЭТИ ЦИФРЫ ХАРАКТЕРИЗУЮТ ЧУТЬ **БОЛЕЕ 80% ДОКАЗАННЫХ** СУЩЕСТВУЮЩИХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

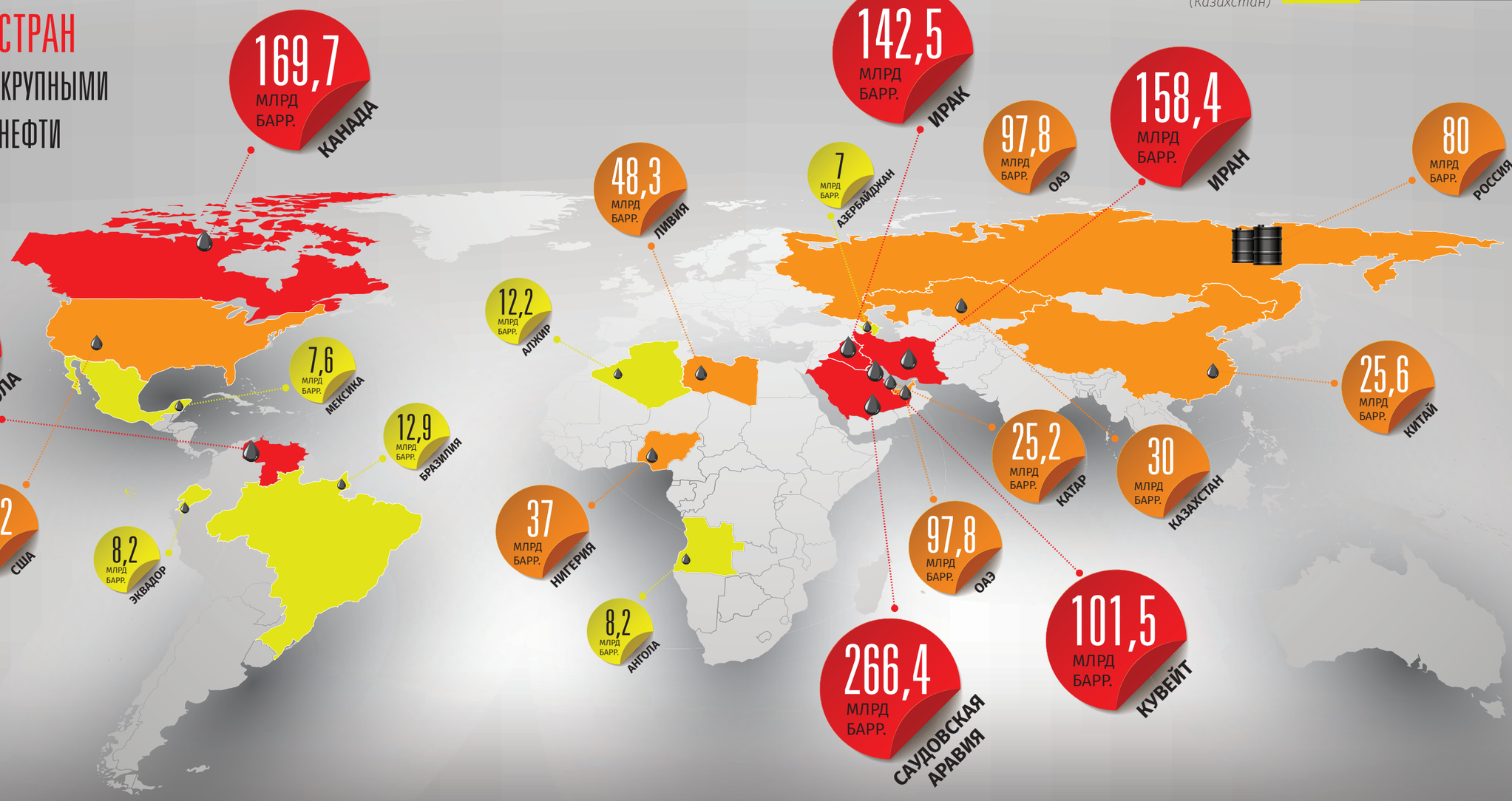
Баррель нефти, нефтяной баррель *(англ. oil barrel, обозначается как bbl)* — единица измерения объёма нефти, равная **42 галлонам**, или ***158,988 л***

20 СТРАН С САМЫМИ КРУПНЫМИ ЗАПАСАМИ НЕФТИ

10 КРУПНЕЙШИХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

млрд тонн баррелей нефти

Чиконтепек *(Мексика)*	19-22
Аль-Гавар *(Саудовская Аравия)*	18-20
Большой Бурган *(Кувейт)*	13
Кариока-Пан-ди-Асукар *(Бразилия)*	11
Закум *(ОАЭ)*	9,5-10
Сафания-Хафджи *(Саудовская Аравия и Кувейт)*	6-10
Боливар Костал *(Венесуэла)*	8,3
Самотлор *(Россия)*	7,1
Северное/Южный Парс *(Иран, Катар)*	7
Кашаган *(Казахстан)*	6,4



Neftegaz.RU
номер 4/2020 г.

УДК 553.04

СОСТОЯНИЕ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДОВ РОССИИ

и меры государственной поддержки, направленные на ее восполнение



Храмов Денис Геннадьевич
Первый заместитель Министра природных ресурсов и экологии Российской Федерации

МИРОВОЙ СПРОС НА ЭНЕРГОНОСИТЕЛИ ПРОДОЛЖАЕТ РАСТИ. ДЛЯ ПОДДЕРЖАНИЯ УРОВНЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА НЕОБХОДИМО, В ПЕРВУЮ ОЧЕРЕДЬ, ПОПОЛНЯТЬ ИХ ЗАПАСЫ. О ТОМ, КАКИМИ ТЕХНОЛОГИЯМИ И ОБОРУДОВАНИЕМ ОБЕСПЕЧЕНЫ РОССИЙСКИЕ ГЕОЛОГОРАЗВЕДЧИКИ, СКОЛЬКО ТРАТЯТ КОМПАНИИ И ГОСУДАРСТВО НА ПРОВЕДЕНИЕ ГРР, А ТАКЖЕ, КАКИЕ МЕРЫ ПРЕДПРИНИМАЮТ ОТРАСЛЕВЫЕ МИНИСТЕРСТВА И ВЕДОМСТВА РАССКАЗАЛ ПЕРВЫЙ ЗАМЕСТИТЕЛЬ МИНИСТРА ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ДЕНИС ХРАМОВ

GLOBAL ENERGY PRODUCTS DEMAND CONTINUES TO GROW. TO MAINTAIN THE LEVEL OF OIL AND GAS PRODUCTION, IT IS NECESSARY, FIRST OF ALL, TO REPLENISH THEIR RESERVES. DENIS KHRAMOV, FIRST DEPUTY MINISTER OF NATURAL RESOURCES AND ENVIRONMENT OF THE RUSSIAN FEDERATION, SPOKE ABOUT THE TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT PROVIDED TO RUSSIAN EXPLORATION GEOLOGISTS, HOW MUCH COMPANIES AND THE STATE SPEND ON GEOLOGICAL EXPLORATION, AND WHAT MEASURES ARE TAKEN BY MINISTRIES AND DEPARTMENTS WORKING IN THAT SECTOR

Ключевые слова: *геологоразведка, инвестиции, Стратегия, ресурсы, запасы.*

– Россия – одна из лидирующих стран по запасам и добыче углеводородов, которые обеспечивают почти 40% бюджета. Сколько государство тратит на воспроизводство минерально-сырьевой базы и каков процент участия в геологоразведке компаний?

– Затраты федерального бюджета на 2019 год на углеводородное сырье составили 14 млрд рублей (с учетом неисполненных АО «Росгеология» обязательств). Затраты компаний на проведение геологоразведочных работ на нефть и газ в 2019 году по предварительным данным составляют более 300 млрд рублей, превысив инвестиции 2018 года (283 млрд рублей). Предполагается сохранение достигнутого уровня финансирования и в 2020 году.

– А что можно сказать об объемах геологоразведочных работ и масштабах инвестиций за последний год? Есть ли регионы, где интерес компаний наиболее существенен?

– В 2019 году затраты федерального бюджета на геологоразведочные работы составили 25,5 млрд рублей, в том числе 14,1 млрд рублей на нефть и газ.

Затраты недропользователей на геологоразведочные работы по итогам 2019 года составляют около 350 млрд рублей (300 млрд рублей – на углеводородное сырье и 47,7 млрд рублей – на твердые полезные ископаемые).

Наибольший интерес для вложения инвестиций вызывают регионы Западной Сибири, Арктики и Дальнего Востока.

– Куда, в первую очередь планируется направить бюджетные средства?

– Геологоразведочные работы за счет средств федерального бюджета будут нацелены, как и в предшествующие годы, на уточнение геологического строения перспективных территорий нераспределенного фонда недр; локализацию прогнозных ресурсов, подготовку лицензионных участков для выставления их на аукционы с целью последующего проведения работ силами недропользователей.

ГРР локализованы преимущественно на территории Восточной Сибири и Дальнего Востока.

ФАКТЫ

25,5 млрд руб.
составили затраты федерального бюджета на геологоразведочные работы в 2019 году

– Какие основные вызовы стоят перед российской геологоразведкой?

– К объективным отраслевым вызовам можно отнести:

- необходимость поиска месторождений в труднодоступных районах с неразвитой инфраструктурой;
- тенденция открытия преимущественно мелких и средних месторождений («мельчание» месторождений);
- потребность в использовании новых технологий поисков и разведки полезных ископаемых.

Ответом на эти вызовы служит системная работа по совершенствованию законодательства о недрах, в том числе, направленная на стимулирование недропользования, снятие административных барьеров.

К вызовам в сфере государственного регулирования геологического изучения недр и недропользования можно отнести:

- недостаточные объемы финансирования геологоразведочных работ ранних стадий;

- дисбаланс между локализацией прогнозных ресурсов – т.н. «поисковым заделом», приростом разведанных запасов и добычей.

Ответом на эти вызовы является разработка мер стимулирования геологоразведочной деятельности и работа Роснедр по обоснованию направлений региональных геологоразведочных работ во взаимодействии с научными организациями и компаниями-недропользователями.

– В 2019 году была утверждена Стратегия развития минерально-сырьевой базы до 2035 года, что делается уже сегодня в рамках реализации Стратегии?

– Приказом Минприроды России от 13.05.2019 № 296 утвержден План мероприятий по реализации Стратегии развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года на ближайшие пять лет.

Мероприятия Плана направлены на достижение указанных в Стратегии развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года (утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 22.12.2018 № 2914-р) целей и задач по развитию минерально-сырьевой базы в рамках первого этапа реализации (2019–2024 годов).

План включает мероприятия, нацеленные на повышение геологической изученности территории Российской Федерации и ее континентального шельфа, развитие высоколиквидной минерально-сырьевой базы для действующих и формируемых минерально-сырьевых центров. Предусматриваются меры по стимулированию выявления месторождений углеводородного сырья и твердых полезных ископаемых, обеспечению воспроизводства и рационального использования минерально-сырьевой базы.

В частности, в 2019 году в рамках реализации Плана приняты нормативные правовые акты, которыми:

- установлена возможность проведения геологического изучения недр, как самостоятельного вида пользования недрами, на участках недр федерального значения, расположенных во внутренних морских водах или территориальном море Российской Федерации (№ 355-ФЗ от 04.11.2019);
- усовершенствовано правовое регулирование отношений в области геологического изучения и добычи трудноизвлекаемых запасов полезных ископаемых (№ 396-ФЗ от 02.12.2019);
- установлены новая ставка и порядок исчисления налога на добычу полезных ископаемых в отношении редких металлов в целях повышения инвестиционной привлекательности проектов освоения отечественных редкометалльных месторождений (№ 284-ФЗ от 02.08.2019).

– Денис Геннадьевич, насколько Россия обеспечена углеводородными запасами и как остро, на Ваш взгляд, страна нуждается в пополнении ресурсной базы?

ФАКТЫ

350

млрд руб.

составили затраты недропользователей на геологоразведочные работы в 2019 г.

– Углеводородное сырье – нефть и природный газ относятся к основным видам стратегического минерального сырья.

С учетом экономических условий освоения минерально-сырьевых ресурсов обеспеченность рентабельными запасами стратегических и наиболее значимых видов полезных ископаемых эксплуатируемых в настоящее время месторождений может составить порядка 25–30 лет.

При этом по количеству и качеству балансовые запасы газа при любых сценариях развития экономики удовлетворят необходимые потребности на долгосрочный период.

Запасы нефти в соответствии со Стратегией развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 22.12.2018 № 2914-р, относятся к группе полезных ископаемых, достигнутые уровни добычи которых недостаточно обеспечены запасами разрабатываемых месторождений на перспективный период.

В соответствии с планом мероприятий («дорожной карты») по реализации мер по освоению нефтяных месторождений и увеличению объемов добычи нефти в Российской Федерации, утвержденного Председателем Правительства Российской Федерации Д.А. Медведевым 25.01.2019 № 598п-П9 Министерство совместно с заинтересованными федеральными органами исполнительной власти подготовили и направили в Правительство Российской Федерации предложения по стимулированию геологоразведочных работ, проводимых на суше и на континентальном шельфе Российской Федерации с целью расширения ресурсной базы на основе совершенствования законодательного регулирования мер экономического и административного воздействия.

– Как Вы считаете, необходимо ли уже сегодня осваивать углеводородные запасы шельфа арктических морей или есть смысл активнее работать на континенте?



– Арктика занимает значимое место в экономической жизни России. В настоящее время здесь производится более 90 % никеля и кобальта, 60 % меди, 96 % металлов платиновой группы, извлекается около 80 % газа и 60 % нефти.

ФАКТЫ

В Арктике

производится более 90 % никеля и кобальта, 60 % меди, 96 % металлов платиновой группы, извлекается около 80 % газа и 60 % нефти

Дальнейшее освоение Арктики – одна из стратегических целей современной России. Совершенно очевидно, что Арктика может развиваться только за счет масштабных и высокоприбыльных проектов, которые станут локомотивами развития входящих в нее регионов.

Прибыль, компенсирующая неизбежные дополнительные издержки, позволит решить весь комплекс задач по развитию осваиваемых территорий при сохранении рентабельности самих проектов.

Масштабные программы, служащие двигателем развития арктической зоны Российской Федерации, должны базироваться на специфических конкурентных преимуществах Заполярья: богатые ресурсы и транспортные коммуникации, которые могут сохранить рентабельность на протяжении ближайших 20 лет.

Вместе с тем транспортные проекты в этой зоне могут существовать только в том случае, если у них есть гарантированная загрузка как необходимое условие обживания макрорегиона.

Локомотивом развития Арктического региона может послужить добыча углеводородов, в том числе на шельфе. Сложность реализации таких проектов предполагает необходимость инновационных решений, что, в свою очередь, приводит к созданию высокотехнологичных производств, а значит, и высокооплачиваемых рабочих мест. Появляется основа для формирования локализованного платежеспособного спроса, стимулирующего сферы услуг и жизнеобеспечения, появление современной социальной инфраструктуры. Необходимость доставки нефти мотивирует строительство и увеличение транспортных сетей.

Весь этот комплекс факторов в сумме создает мультипликативный эффект и предполагает комплексное развитие территорий.

Хочу обратить внимание на некоторые нюансы, не сразу бросающиеся в глаза, но имеющие важное значение. Есть разница между общими затратами на реализацию проекта и текущими расходами. Например, обустройство платформы «Приразломная» на морском шельфе стоило дорого, но в дальнейшем высокодебитные скважины этого месторождения будут давать достаточно дешевую нефть. Новопортовское и Восточно-Мессояхское месторождения – это проекты стоимостью в миллиарды долларов, но учитывая их масштаб, они также будут давать дешевую нефть.

Вообще месторождений такого класса на суше осталось мало, но в России они пока еще есть, и мы их разрабатываем. Кроме того, не стоит недооценивать потенциал Западной Сибири – он велик. Кроме бажена, за которым все охотятся, есть множество других пластов и свит, в которых скрыты запасы, пусть не во много миллиардов тонн, а в 1–2 миллиарда, но и проницаемость пород там на порядок, на два порядка выше, чем в баженовской свите. При этом Западная Сибирь – хорошо обустроенный район с развитой инфраструктурой. Стоимость добычи этой нефти может быть выше, скажем, не 5–6, а 15–20 долларов за баррель, но ведь это не 40 долларов за баррель.

– Да, трудно извлекаемые запасы требуют и дополнительных затрат и новых технологий. Что делается для стимулирования развития технологий добычи ТрИЗ? Какие меры предлагает министерство для наращивания внебюджетных инвестиций в геологоразведку?

– В целях стимулирования разработки нетрадиционных источников углеводородного сырья принят Федеральный закон от 2 декабря 2019 г. № 396-ФЗ «О внесении изменений в Закон Российской Федерации «О недрах» в части совершенствования правового регулирования отношений в области геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных

ископаемых» (далее – Федеральный закон № 396-ФЗ), разработанный Минприроды России во исполнение ряда поручений Правительства Российской Федерации.

Закон направлен на стимулирование изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых запасов полезных ископаемых (ТрИЗ). Конкретные виды ТрИЗ, в отношении которых будет применяться новый режим лицензирования, будут установлены Правительством Российской Федерации.

На нераспределенном фонде, где блок недр содержит только ТрИЗ и не содержит иных залежей углеводородного сырья, он предоставляется для отработки технологий по конкурсу на 15 лет с возможностью неоднократного продления на срок до 5 лет.

На участках недр распределенного фонда, блок недр, содержащий ТрИЗ, может быть вырезан из более крупного блока, предоставленного для разработки месторождений углеводородного сырья в выше- и нижележащих отложениях. В этом случае участок для отработки технологий предоставляется по решению комиссии, создаваемой Роснедрами, на основании обращения пользователя основного блока на срок до 7 лет с возможностью однократного продления пользования недрами сроком на 3 года.

По завершении срока действия режима отработки технологий пользователь имеет право перейти от опытных работ к промышленной добыче на обычном режиме «для целей разведки и добычи».

Установление предельных сроков по совмещенным лицензиям вводится с целью стимулирования недропользователей к ускоренному переходу от опытного этапа (разработки технологий) к промышленному этапу (разведки и добычи).

При работе в режиме отработки технологий на предоставленном участке разрешается осуществлять добычу ТрИЗ в объеме, ограниченном проектной документацией. Режим предполагает обязанность подготовки специализированной проектной документации в упрощенном формате, который должен быть разработан после принятия закона.

Федеральным законом № 396-ФЗ предусмотрено освобождение пользователей недр от уплаты разовых и регулярных платежей за пользование недрами в период проведения работ по разработке технологий.

ФАКТЫ

На 15 лет

для отработки технологий по конкурсу с возможностью неоднократного продления
на срок до 5 лет
на нераспределенном фонде предоставляется блок недр, содержащий только ТрИЗ

– В новых технологиях нуждаются и компании, работающие в арктическом регионе, есть ли эти технологии в России?

– Очевидно, что для ускорения исследования российского арктического шельфа необходима модернизация и расширение сейсморазведочного флота, оснащенного современным оборудованием.

Это позволит выявить и локализовать структуры с потенциально высокорентабельными ресурсами, детальная разведка и освоение которых с использованием значительного числа дорогостоящих морских буровых установок и обеспечивающих судов могут оказаться экономически оправданными.

Из перспективных подводных технологий отечественного производства можно выделить находящийся в проектировании уникальный отечественный роботизированный комплекс в составе проекта «Айсберг» ЦКБ «Рубин», который не имеет зарубежных аналогов (http://tass.ru/opinions/interviews/4572997). Представленный на выставке «Нева-2017» (г. Санкт-Петербург) проект предусматривает подледное освоение месторождений углеводородов, в первую очередь, в Арктической зоне.

– Насколько российские геологоразведчики сегодня обеспечены современным оборудованием и техноойгями?

– Инновационные технологии и оборудование в геолоразведочных работах позволяют обнаружить залежи нефти, максимально точно изучить закономерности размещения, условия образования, особенности строения месторождений. Благодаря этим технологиям многим компаниям удается существенно повысить качество работ по изучению и освоению нефтегазовых месторождений.

Среди многих современных технологий геологоразведки, можно выделить «Зеленую сейсмику». В отличие от традиционных сейсмических работ, технология «Зеленая сейсмика» базируется на беспроводной системе сбора данных и используется в труднодоступных местах без вырубки просек в лесах.

В качестве примера могу привести ПАО «Газпром нефть». При проведении сейсморазведки в Ханты-Мансийском автономном округе в зимний сезон 2017–2018 гг. компания применила технологию «Зеленая сейсмика 2.0» на Западно-Покурской площади, в зимний сезон 2018-2019 гг. эта технология применялась уже на нескольких участках работ: Западно-Зимнем, Салымском 2, Пальяновском, Ватинском, что позволило снизить площадь вырубки просек, благодаря использованию легких буровых установок и снегоходов вместо крупногабаритной техники.

Компания «ЛУКОЙЛ» также внедряет указанную технологию в Самарской области, Ханты-Мансийском округе и Республике Коми. В частности, в следующем сезоне планируется применение беспроводной сейсморазведки на Яхлинском и Восточно-Тугровском участках, а узкие просеки будут применены на Северо-Ягунском и Западно-Икилорском лицензионном участкам.

Технология «Зеленая сейсмика 2.0» базируется на беспроводной системе сбора данных, что позволяет:

- уменьшить ширину просеки для проведения сейсморазведочных работ,
- отказаться от использования тяжелой техники,
- повысить промышленную безопасность,
- ускорить процесс размещения датчиков в условиях сложного ландшафта.

С целью уменьшения загрязнения окружающей среды нефтегазодобывающими компаниями ведутся разработки и внедряются новые природосберегающие технологии. Осваивается безамбарное бурение, позволяющее значительно снизить объемы производственных отходов. Нарабатываются технологии по эффективной очистке загрязненных поверхностей с применением бакпрепаратов и различных промывочных жидкостей.

Основным риском причинения вреда окружающей среде для нефтегазового комплекса остаются разливы нефти. Вместе с тем, необходимо отметить, что все предприятия нефтегазового комплекса России в обязательном порядке имеют специализированные Планы реагирования на разливы нефти, собственные внештатные аварийные формирования и договорные отношения с профессиональными аварийными организациями, необходимые технику и реагенты.

Министерством решаются вопросы по законодательному регулированию отношений в сфере предупреждения и ликвидации разливов нефти на суше. Соответствующий законопроект (№ 376642-7 «О внесении изменений в статью 46 Федерального закона «Об охране окружающей среды» и отдельные законодательные акты Российской Федерации») готовится к рассмотрению ко второму чтению в Государственной Думе Федерального Собрания Российской Федерации.

Особые природоохранные технологии используются при изучении и освоении месторождений в Арктической зоне Российской Федерации. Здесь нефтегазовые компании по требованию Минприроды России разработали и успешно реализуют целевые Программы сохранения ранимого арктического биоразнообразия.

– На каких основных направлениях по регулированию отрасли геологоразведки сконцентрировано сегодня внимание министерства?

– Совершенствование законодательного регулирования мер экономического и административного воздействия с целью стимулирования геологоразведочных работ, проводимых на суше и на континентальном шельфе Российской Федерации остается одним из приоритетных направлений деятельности министерства.

ФАКТЫ

3176

месторождений с суммарными текущими технологически извлекаемыми запасами нефти 29,9 млрд тонн учтено государственным балансом запасов полезных ископаемых на 1 января 2019 г. в Российской Федерации

На сегодняшний день существует проблема – она связана с тем, что предоставление в пользование участков недр, не завершенных региональным изучением, существенно повышает геологические риски недропользователей и зачастую приводит к отрицательным или неясным результатам геологоразведочных работ, не ускоряет, а в отдельных случаях может даже замедлить темпы геологического изучения.

Для преодоления дефицита перспективных территорий, необходимо преодолеть негативные тренды последних лет и нарастить объемы региональных геологоразведочных работ на нефть и газ. Важное значение для обоснования направлений геологоразведлочных работ являются тематические работы, количественная оценка ресурсов и крупные региональные обобщения, которые необходимо выполнять по мере завершения стадий регионального изучения.

Предполагается в ближайшие годы запланировать и выполнить региональные обобщения по Баренцеву и Охотскому морям, Восточному Предкавказью, обрамлению Вилюйской синеклизы, актуализировать геологическую модель Гыдано-Хатангской зоны, начать новый цикл количественной оценки.

В скорректированный перечень первоочередных нефтеперспективных зон предлагается помимо продолжающихся изучением Гыданско-Хатангской, Аргишско-Чунской и Карабашской внести новые зоны: Предуральскую, Полуйскую и Кочечумско-Мархинскую.

– Расскажите подробнее о мероприятиях по контролю и надзору за соблюдением недропользователями лицензионных обязательств. С какими основными нарушениями приходится сталкиваться, каковы причины этих нарушений и какие меры применяются к нарушителям?

– Росприроднадзор в соответствии с Положением о Федеральной службе по надзору в сфере природопользования, утвержденным постановлением

Правительства Российской Федерации от 30.07.2004 № 400, осуществляет федеральный государственный надзор за геологическим изучением, рациональным использованием и охраной недр, руководствуясь Положением о государственном надзоре за геологическим изучением, рациональным использованием и охраной недр, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 12.05.2005 № 293.

Соблюдение недропользователями условий пользования недрами контролируется посредством проведения плановых и внеплановых проверок.

По результатам проверок недропользователей выявляются нарушения в части рационального использования и охраны недр, природоохранного законодательства Российской Федерации.

Основными и наиболее часто выявляемыми нарушениями при проверках соблюдения условий лицензионных соглашений являются нарушения в части проведения работ в отсутствие или с нарушением согласованных и утвержденных в установленном порядке технических проектов; горноотводной документации; не постановка на учет объектов негативного воздействия на окружающую среду, отсутствие разрешительной природоохранной документации (в том числе на выбросы, сбросы, размещение отходов).

Также зачастую имеет место нарушение установленных требований по разработке технических проектов. Иногда проектная документация не содержит конкретных мероприятий по охране окружающей среды.

По результатам выявленных нарушений Росприроднадзором выдаются предписания об устранении нарушений, применяются меры административного воздействия в виде штрафов; также рассчитывается и предъявляется вред, причиненный компонентам окружающей природной среды, направляется информация в Роснедра для принятия мер о досрочном прекращении права пользования недрами.

– В последнее время много говорится о внедрении наилучших доступных технологий. Какова их задача в геологоразведке?

– В соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 №7-ФЗ «Об охране окружающей среды» применение наилучших доступных технологий направлено на комплексное предотвращение и (или) минимизацию негативного воздействия на окружающую среды.

К областям применения наилучших доступных технологий могут быть отнесены хозяйственная и (или) иная деятельность, которая оказывает значительное негативное воздействие на окружающую среду, и технологические процессы, оборудование, технические способы и методы, применяемые при осуществлении хозяйственной и (или) иной деятельности.

Распоряжением Правительства Российской Федерации от 30.04.2019 № 866-р утвержден поэтапный график актуализации информационно-технических справочников по наилучшим доступным технологиям на 2020–2024 годы.

ФАКТЫ

На **89** лет

хватит газа при существующих объемах добычи

В частности, с целью снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу ведутся работы по использованию попутного нефтяного газа для производства бензина и выработки электроэнергии. Приказом Минприроды России от 21.05.2019 № 319 утвержден нормативный документ в области охраны окружающей среды «технологические показатели наилучших доступных технологий переработки природного и попутного газа». Утвержден также нормативный документ в области охраны окружающей среды «Технологические показатели наилучших доступных технологий добычи нефти» (приказ Минприроды России от 13.06.2019 № 376.

– По Вашим подсчетам, на сколько лет Россия обеспечена углеводородами?

– Государственным балансом запасов полезных ископаемых на 1 января 2019 г. в Российской Федерации учтено 3176 месторождений с суммарными текущими технологически извлекаемыми запасами нефти 29,9 млрд тонн, из которых:

- 2098 месторождений находятся на этапе промышленной разработки (разрабатываемые) с запасами нефти 23,2 млрд т;
- 1078 месторождений находятся на этапе разведки и пробной эксплуатации (разведываемые) с запасами нефти – 6,7 млрд т.

Текущие извлекаемые запасы нефти России категориям $АВ_1С_1$ составляют 18,6 млрд т, по категориям $В_2С_2$ – 11,3 млрд т.

Обеспеченность добычи нефти при существующей добыче составляет: 47 лет (с учетом перевода запасов низших категорий в промышленные).

Запасы свободного газа и газа газовых шапок по категории $АВ_1С_1$ составляют 49, 3 трлн м^3, по категории $В_2С_2$ – 23,7 трлн м^3.

Обеспеченность добычи газа при существующей добыче 89 лет (с учетом перевода запасов низших категорий в промышленные). ●

Keywords: *exploration, investment, strategy, resources, reserves.*

АЛЬТЕРНАТИВНАЯ **ЭНЕРГЕТИКА**

Ветроэнергетические мощности в странах Евросоюза

ВОТ УЖЕ ПЯТЬ ЛЕТ ПОДРЯД В МИРЕ СТРОИТСЯ БОЛЬШЕ МОЩНОСТЕЙ, РАБОТАЮЩИХ НА ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКАХ ЭНЕРГИИ, ЧЕМ МОЩНОСТЕЙ, ИСПОЛЬЗУЮЩИХ ИСКОПАЕМОЕ И ЯДЕРНОЕ ТОПЛИВЕ. СЕГОДНЯ НА ДОЛЮ ВИЭ ПРИХОДИТСЯ БОЛЕЕ ТРЕТИ МИРОВЫХ МОЩНОСТЕЙ



Власти **НОРВЕГИИ** заявили, что

к 2040 г.

все внутренние рейсы в Норвегии будут выполнять электросамолеты. В этом случае выбросы парниковых газов по сравнению с 2020 годом сократятся на 80%

Власти **ШОТЛАНДИИ** заявили, что в течение

2020 г.

страна перейдет на возобновляемую энергию. Сейчас 76% энергии производится из зеленых источников

В третьем квартале 2019 г. в **ВЕЛИКОБРИТАНИИ** ветряные, солнечные, биотопливные и гидроэлектростанции вместе выработали **больше** электроэнергии, чем электростанции, работающие на угле, нефти и газе

В **ГЕРМАНИИ** работает более 30 тыс. ветряных турбин общей мощностью около 60 ГВт, насчитывается около 1,7 млн солнечных установок на 46 ГВт

К 2030 г.

правительство планирует покрыть около 20% потребления водорода в Германии, водородом, не содержащим CO_2

В **ДАНИИ** доля ВИЭ в потреблении электричества составляет 68–70%, правительство планирует, что к 2030 году в стране

не будет

углеводородной генерации

В **РОССИИ**

3,6% энергии

генерируется с помощью ВИЭ-энергообъектов

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

для возрождения старых нефтедобывающих районов России

Кузнецов Олег Леонидович
Государственный университет «Дубна», д.т.н., профессор, Президент Российской академии естественных наук (РАЕН), лауреат Государственной премии СССР и премии правительства РФ

Чиркин Игорь Алексеевич
Государственный университет «Дубна», к.т.н., член-корреспондент РАЕН, лауреат премии правительства РФ

Твердохлебов Леонид Иванович
член ЦКР РОСНЕДР по УВС, председатель комиссии РАЕН по внедрению инновационных технологий, член-корреспондент РАЕН

Эльжаев Асламбек Сипаевич
заведующий кафедрой геофизики Грозненский государственный нефтяной технический университет, к. г.-м. н, и. о.

Ризанов Евгений Геннадьевич
руководитель департамента обработки, ООО «Фирма «Геосейс»

Колигаев Сергей Олегович
Государственный университет «Дубна»

Юров Антон Александрович
главный геофизик, ООО «Фирма «Геосейс»

Вьюшкина Мария Владимировна
Государственный университет «Дубна», аспирант, ассистент кафедры общей и прикладной геофизики

ТЕХНОЛОГИИ СЕЙСМОЛОКАТОР БОКОВОГО ОБЗОРА И СЕЙСМОЛОКАЦИИ ОЧАГОВ ЭМИССИИ, РАЗРАБОТАННЫЕ В «НАУЧНОЙ ШКОЛЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ СЕЙСМОАКУСТИКИ ПРОФЕССОРА О.Л. КУЗНЕЦОВА», ПОЗВОЛЯЮТ КОНТРОЛИРОВАТЬ ПРОСТРАНСТВЕННО-ВРЕМЕННОЕ ИЗМЕНЕНИЕ ТРЕЩИНОВАТОСТИ И ФЛЮИДОСОДЕРЖАНИЯ, ОПТИМИЗИРОВАТЬ ОБЪЕМЫ БУРЕНИЯ СКВАЖИН, СПОСОБСТВОВАТЬ УВЕЛИЧЕНИЮ КИН И ПРОДЛЕНИЮ СРОКОВ РЕНТАБЕЛЬНОЙ РАЗРАБОТКИ СТАРЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

TECHNOLOGIES SIDE-VIEW SEISMIC LOCATION AND SEISMIC LOCATION OF EMISSION CENTERS DEVELOPED AT THE «SCIENTIFIC SCHOOL OF OIL AND GAS SEISMIC ACOUSTICS, PROFESSOR OLEG KUZNETSOV», THEY ALLOW TO CONTROL THE SPATIO-TEMPORAL CHANGE IN FRACTURING AND FLUID CONTENT, TO OPTIMIZE WELL DRILLING VOLUMES, TO INCREASE THE OIL RECOVERY FACTOR AND TO EXTEND THE TERMS OF COST-EFFECTIVE DEVELOPMENT OF OLD OIL AND GAS FIELDS

Ключевые слова: *сейсмолокация, микросейсмическая эмиссия, корреляция, трещиноватость, флюидосодержание, трудноизвлекаемые запасы углеводородов, бажениты, скважина. гидроразрыв пласта, коэффициент извлечения нефти, рентабельность.*

УДК 550.834

Нефть и газ являются основным энергоресурсом человечества в настоящее время и на перспективу более сотни лет. Россия была и остается (на эту перспективу) страной с богатейшими запасами данных энергоресурсов. Поэтому освоение нефтяных и газовых месторождений является одной из приоритетных отраслей российской экономики, во многом определяет ее рост, а также существенно пополняет бюджет для успешной реализации социальных, оборонных и других государственных программ.

Рост производства нефтегазовых энергоресурсов всегда был актуален в нашей стране, но он сдерживался естественными процессами выработки (старения) нефтегазовых месторождений и необходимостью освоения новых регионов. Это «движение» наглядно отражается в истории нефтедобычи России, которая начиналась с освоения Северокавказского региона в первые десятилетия (20–30 гг.) прошлого века. Далее в 40–50 гг. массово осваиваются месторождения в Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинциях, а в 60–70 гг. – в Западной Сибири и на о. Сахалин. В настоящее время работы по добыче нефти и газа разворачиваются в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке и шельфе арктических морей. Следует отметить, что на новых месторождениях, часто находящихся в малонаселенных и/или труднодоступных местах, заново создавались производственная и жилая инфраструктура, транспортные системы, формировались профессиональные коллективы специалистов и т.д.

За счет массового освоения месторождений в старых и новых регионах в 1950–1980 гг. произошел бурный рост добычи нефти в СССР, когда производство нефти увеличилось с 18 до 547 млн т/год, т.е. более чем в 30 раз. В период перестройки, распада СССР, приватизации и т.п. добыча нефти в России резко сократилась. Но за последние

20 лет благодаря в основном более полному извлечению нефти на разрабатываемых месторождениях добыча стала расти и увеличилась в 1,8 раза от минимальной в конце 90-х годов. Однако в течение последних 7 лет рост добычи составил только ~5%. В этой связи напрашивается вывод, что недра в старых нефтедобывающих районах России уже исчерпаны. Однако, по нашему мнению, исчерпаны не недра, а технологии их освоения. И это наглядно показала современная обстановка с добычей нефти в США!

Известно, что в США к 10-м годам нынешнего века добыча нефти упала (с 1971 г.) почти в два раза. Но благодаря внедрению «сланцевой» технологии там за последние 10 лет почти в два раза увеличили добычу нефти и газа, полностью обеспечив себя этими энергоресурсами и став даже их экспортерами. В настоящее время США добывают 66% нефти из «сланцевых» месторождений. Используя сланцевые технологии, эта страна стала одним из ведущих лидеров (наряду с Саудовской Аравией и Россией) среди производителей нефти и газа. Пример США показал, что после почти 40-летнего падения можно не только возродить нефтедобычу, но и стать ее мировым лидером. Ярким образцом этого процесса является штат Техас – старейший нефтедобывающий район («колыбель» промышленного нефтепроизводства), где за три года добычу нефти увеличили более чем в два раза. За счет этого в штате Техас только в 2017 году дополнительно создано более 27 тысяч рабочих мест. Можно также отметить и такие страны, как Китай и Канада, которые в 2016 году вошли в пятерку стран-лидеров по добыче нефти, благодаря широкому и активному использованию технологий освоения «сланцевых» месторождений.

Поэтому, наряду с освоением регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока, разработку сланцевых месторождений можно считать ближайшей перспективой увеличения добычи нефти в России. В таком случае должны быть определены районы наиболее эффективной добычи сланцевой нефти и следует оптимизировать сланцевые технологии, т.к. их массовое (в мировом масштабе) применение показало ряд негативных экономических и экологических эффектов. В связи с этим предварительно отметим особенности сланцевых месторождений и технологий добычи.

Сланцевые месторождения представляют собой толщу осадочных горных пород типа глинистых сланцев, которые залегают на больших площадях (до сотен тысяч кв. км, максимально 1,2 млн кв. км – баженитy в Зап. Сибири) и разных глубинах. Органическое вещество, имеющее максимально высокую концентрацию в глинах, в течение геологического времени (миллионы лет) и в результате термодинамических процессов преобразовалось в кероген, нефть и газ. Из-за очень низкой проницаемости пор в глинистых сланцах основное количество нефти остается в месте образования и только незначительная ее часть мигрирует в латеральном и вертикальном направлениях по магистральным открытым мегатрещинам, существующим в зонах интенсивной открытой трещиноватости геологической среды [3]. Это движение происходит за счет квазипериодического «увеличения – уменьшения» объема открытых трещин. (Эффект «геодинамического насоса» возникает, главным образом, при ежесуточном уплотнении и разуплотнении геологической среды под влиянием лунно-солнечных твердотельных приливов-отливов [9].) Нефть, выходя по этим каналам из сланцевых толщ и проникая в другие, как правило, вышележащие пласты пород с относительно высокой пористостью, продвигается (фильтруется) по этим пористо-проницаемым пластам. При наличии вышележащего экрана нефть накапливается здесь в разнообразных ловушках, из которых ее добывают по традиционным технологиям. Однако, основные ресурсы сланцевой нефти остаются в «нефтематеринской толще» и, практически, недоступны для традиционных технологий добычи.

Сланцевые технологии добычи создают искусственную трещиноватость в нефтенасыщенных породах, что позволяет получать притоки нефти из сланцевой толщи в скважину. Для рентабельности притока создают массивную открытую трещиноватость, в связи с чем скважины с горизонтальными стволами бурят по плотной равномерной сетке, а длина стволов может достигать 3 и более км. В стволах выполняют многочисленные гидроразрывы пласта (многостадийный гидроразрыв – МГРП), до сотни разрывов, когда их создают, например, через каждые 30 м (100 ft) в стволе с указанной длиной. Однако по результатам статистики на месторождениях США и Канады 30–45% портов ГРП дают менее 1%, а 30% – более 90% общей добычи нефти. При этом средний дебит добывающих скважин снижается до 70% (от первоначального) через 1,5–2 года эксплуатации, что требует постоянного дополнительного бурения для поддержания темпа добычи. Поэтому реализация подобной технологии освоения сланцевых месторождений кратно увеличивает капитальные затраты, связанные с бурением скважин и их подготовкой к эксплуатации. Даже исключая все сопутствующие работы (сейсморазведку, ГИС и др.), себестоимость добычи сланцевой нефти становится существенно выше традиционной, а продажа такой нефти зачастую нерентабельна при низких мировых ценах.



Кроме того, применение данной технологии создает новые экологические проблемы в районах добычи: 1 – *загрязнение грунтовых вод* (в т.ч. питьевых), что обусловлено естественным развитием искусственно созданной открытой трещиноватости вверх к дневной поверхности, и 2 – *рост сейсмической активности*, когда количество землетрясений (с интенсивностью 3–5 баллов) может увеличиться в сотню раз (например, в штате Оклахома, США [2]), что обусловлено перераспределением и релаксацией напряженного состояния геосреды при массированных формированиях искусственной трещиноватости и закачках больших объемов проппанта в пласт. Именно по этим экологическим причинам в некоторых штатах США и ряде европейских стран (например, в Нидерландах) запретили проведение МГРП.

Указанные особенности сланцевых месторождений и повсеместно используемых технологий их разработки позволяют сделать следующие выводы.

Во-первых, сланцевые месторождения, к которым относятся и нефтематеринские толщи, имеют запасы, кратно превышающие количество нефти и газа в классических структурных ловушках месторождений в том же регионе или на промысловых площадях. Поэтому сланцевые месторождения должны осваиваться в первую очередь в старых нефтегазодобывающих районах Северного Кавказа, Урало-Поволжья, Западной Сибири, Тимано-Печоры и других регионах России, где сохранились инфраструктура, системы транспорта, профессиональные кадры специалистов, научно-образовательные организации и, очень важно, обширная и детальная информация о нефтесодержании геологической среды, достоверность которой во многом проверена бурением.

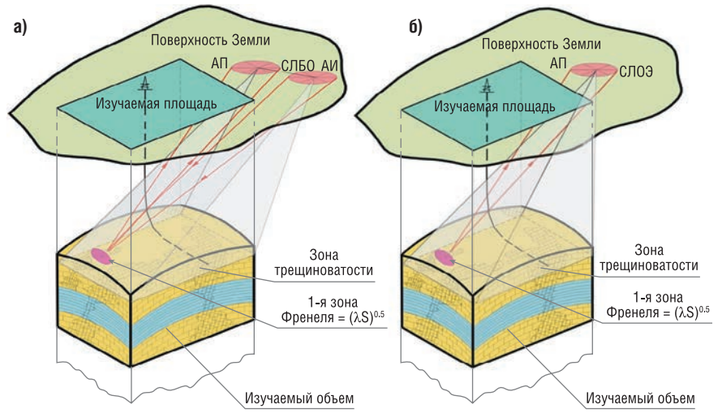


Во-вторых, вышеуказанная неравномерность притока нефти в порты МГРП и даже его отсутствие (в 30–45 % портов) при соблюдении в скважине единого технико-технологического стандарта выполнения гидроразрывов во всех портах (при МГРП) указывает на наличие в продуктивной сланцевой толще «удачных» мест, где можно получить аномально высокие и максимально возможные притоки нефти. Эти места характеризуются не только высоким нефтенасыщением, но и, самое главное, интенсивной естественной открытой трещиноватостью, поскольку создаваемая гидроразрывом техногенная трещиноватость наследует естественную и делает ее более интенсивной [4]. А на участках уплотнения геосреды техногенная трещиноватость обычно схлопывается. При этом проппант либо разрушается, либо вдавливается в породу в течение нескольких часов или дней, еще более уплотняя коллектор [11], что приводит к отсутствию притока нефти в данном месте после проведения гидроразрыва. Поэтому информация о латеральном распределении трещиноватости и нефтесодержания в сланцевой толще позволяет значительно повысить эффективность добычи нефти за счет выбора оптимальных мест бурения скважин, направления, траектории и протяженности горизонтальных стволов, а также выделить в этих стволах «удачные» (наиболее трещиноватые и нефтенасыщенные) интервалы, где следует проводить ГРП.

В-третьих, если считать, что освоение сланцевых месторождений являются реальным стимулом для возрождения старых нефтегазодобывающих районов, то прямое копирование «сланцевых» технологий, разработанных в США, нельзя считать целесообразным из-за вышеуказанных негативных экономических причин и экологических последствий. Существующий технологический комплекс освоения сланцевых месторождений следует дополнить технологиями, способными получить информацию о неравномерном распределении, во-первых, открытой трещиноватости в геологической среде и, во-вторых, нефтенасыщения в сланцевой толще. Применение данной информации позволит кратно сократить общее количество добывающих скважин, размеры их горизонтальных стволов и количество гидроразрывов, что дает, соответственно, кратное снижение капитальных затрат при освоении сланцевых месторождений. Кроме того, значительное сокращение объемов МГРП позволит также существенно снизить или исключить негативные экологические последствия. Поэтому для реализации высокорентабельной и экологически безопасной добычи сланцевой нефти ключевым вопросом является применение на первоначальном этапе (до проектирования бурения) технологий изучения трещиноватости и нефтесодержания геологической среды, чтобы на основе полученной информации бурить скважины с горизонтальными стволами в оптимальных местах и направлениях, а гидроразрывы выполнять в оптимальных интервалах с целью получения максимально возможных притоков нефти.

Главным источником такой необходимой геологической информации следует считать сейсмические методы, которые, являясь своеобразным «томографом» геологической среды, позволяют изучать не только послойную структуру, что традиционно, но и распределение трещиноватости

РИС. 1. Принципиальные лучевые схемы локационного фокусирующего обзора по технологиям: СЛБО в режиме активного наблюдения (а) и СЛОЭ в режиме пассивного наблюдения (б)



и содержания нефти в исследуемом объеме среды. При этом наиболее достоверная и детальная информация об открытой трещиноватости и нефтесодержании может быть получена по нетрадиционно используемым сейсмическим волнам: рассеянного отражения (РО) и микросейсмической эмиссии (МСЭ) соответственно.

Достоверность полученной информации о трещиноватости и нефтесодержании обусловлено доминантной зависимостью генезиса волн РО и МСЭ от указанных характеристик среды. (Для примера, аналогичное доминантное влияние генеза на достоверность сейсмической информации можно отметить для волн зеркального отражения (ЗО), которые образуются на границах пластов, что позволяют получать наиболее достоверную информацию о строении осадочной толщи. Доказательством этой достоверности является тот факт, что информацию о ловушках возможного скопления нефти и газа, полученную по волнам ЗО, уже почти сотню лет используют для выбора мест бурения скважин.)

Сейсмические волны РО доминантно образуются на совокупности открытых трещин в 1-й зоне Френеля и их амплитуду определяет интенсивность открытой трещиноватости геосреды в данной зоне [7]. Выделение волн РО в наблюдаемом сейсмическом волновом поле и их позиционирование в заданном объеме геологической среды позволяет получить 3D-поле, а при мониторинге – 4D-поле индекса открытой трещиноватости.

Сейсмические волны МСЭ постоянно и повсеместно существуют в геологической среде и возникают при росте и схлопывании открытых трещин [11]. Поскольку флюид (вода, нефть и газ), заполняющий полости трещин, имеет разную вязкость, то случайный процесс вязкоупругого излучения (эмиссии) волн МСЭ во временном интервале наблюдения характеризуется разными амплитудно-временными параметрами (среднее значение, дисперсия и автокорреляция) для водо-, нефте- и газонасыщенных горных пород [1, 5, 6]. Мониторинг волн МСЭ, их идентификация для каждой точки наблюдения в геосреде и определение в этих точках амплитудно-временных параметров случайного процесса МСЭ позволяют получить 3D-информацию о неоднородности и неравномерности насыщения флюидами геологической среды в заданном объеме.

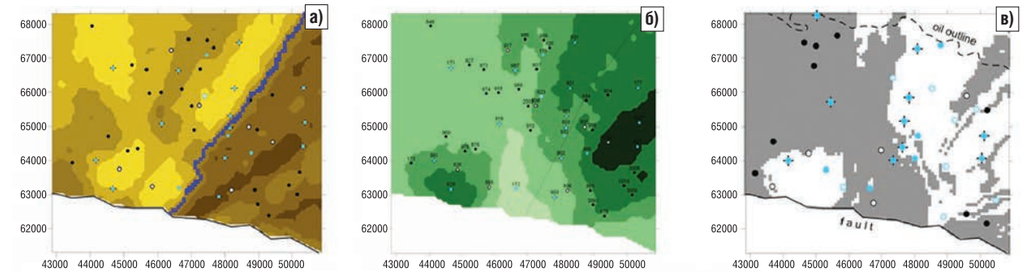
Для реализации указанных возможностей определения трещиноватости и флюидонасыщения геологической среды учеными и специалистами «Научной школы нефтегазовой сейсмоакустики профессора О.Л. Кузнецова» разработаны и внедрены в практику геологоразведочных работ принципиально новые (инновационные) сейсмические технологии: «Сейсмический локатор бокового обзора» (СЛБО) и «Сейсмолокация очагов эмиссии» (СЛОЭ) [6, 7]. На рис. 1 представлены принципиальные лучевые схемы локационного фокусированного обзора в активном (а – СЛБО) и пассивном (б – СЛОЭ) режимах наблюдения, Использование принципа фокусирующего обзора позволяет выделять волны РО (СЛБО) и МСЭ (СЛОЭ) в наблюдаемом сейсмическом волновом поле и позиционировать их в геологической среде, получая 3D-распределения, соответственно, открытой трещиноватости и флюидонасыщения в заданном объеме исследуемой среды.

Технологии СЛБО с 1991 г. и СЛОЭ с 2005 г. применяют для решения различных задач на месторождениях нефти и газа в Росси и за рубежом: Белоруссия, США, Иран, Египет, Вьетнам и др. [1]. Данные технологии были отмечены премией правительства Российской Федерации 2008 года в области науки и техники [10], что указывает на признание (фактическое и официальное) их высокой эффективности.

Применение технологий СЛБО и СЛОЭ возможно как на основе самостоятельных локационных наблюдений (рис. 1), так и путем переобработки исходных материалов 3D традиционной сейсморазведки методом «Общей глубинной точки» (ОГТ). В этом случае комплексные сейсмические исследования (ОГТ + СЛБО + СЛОЭ) позволяют получить совмещенную 3D-информацию о строении, трещиноватости и флюидосолержании геологической среды, что определяет качественно новый уровень освоения УВ-ресурсов на площадях старых разрабатываемых месторождений.

Появляется возможность не только выделить все нефтесодержащие объекты (залежи), находящиеся в исследуемом объеме геосреды в разнообразных ловушках, включая малоамплитудные и неструктурные (тектонически и литологически экранированные), а также в нефтематеринской сланцевой толще, но и реализовать их эффективное освоение и снижение себестоимости производства нефти. Для этого, используя вышеуказанную сейсмическую информацию, скважины размещают в местах аномально высоких значений нефтесодержания и открытой

РИС. 2. Результаты обработки волн МСЭ по данным СЛОЭ-мониторинга на Ростошинском нефтяном месторождении в Оренбургской области



а) – изменение терригенного состава глин (желтый цвет) и песчаников (коричневый) в продуктивной толщи $Д_3$, б) – неравномерное распределение пластового давления, в) – неоднородность флюидонасыщения продуктивной толщи (нефть серого цвета, а вода белого). г) – схема магистральных каналов латерального движения воды (голубой цвет) от нагнетательных скважин, д) – то же для нефти (коричневый цвет) от субвертикальной зоны интенсивной трещиноватости – «геодинамического насоса», е) – сопоставление схем основных каналов движения воды и нефти с прогнозной оценкой дебита нефти (розовый цвет)

трещиноватости, что позволяет в пробуренных скважинах получить аномально высокие и максимально возможные притоки нефти. Такой подход к размещению скважин принципиально отличается от традиционных равномерных схем разбуривания залежей и способствует значительному сокращению объемов бурения скважин с отсутствующим или нерентабельным дебитом нефти. (Достаточно отметить, что в настоящее время на месторождениях, например, с карбонатным коллектором 10–15% добывающих скважин дают 85–90% общей добычи нефти. Данные показатели указывают не только на неэффективность относительно равномерных схем расположения эксплуатационных скважин, но и на возможность существенного сокращения их количества при оптимальном заложении в «удачных» местах). Сокращение объемов бурения позволяет минимизировать капитальные затраты и время ввода в разработку новых залежей, обнаруженных на площадях старых месторождений. Кроме того, за счет высоких притоков нефти, полученных в первых пробуренных скважинах, новые залежи становятся инвестиционно привлекательными для их разработки.

Другим, не менее важным направлением применения технологий СЛБО и СЛОЭ является сейсмический мониторинг разрабатываемых залежей, т.е. реализация нового направления сейсмических исследований – ***нефтепромысловая сейсмометрия***. Здесь сейсмический мониторинг, в отличие от традиционного МОГТ-4D, может проводиться непрерывно и неограниченно во времени с возможностью предоставления результатов в режиме «on line», например при контроле процессов бурения, техногенных воздействий и т.д. Для реализации подобного мониторинга на площади месторождения монтируют приемные сейсмические антенны, выполняют непрерывное наблюдение и обработку естественного (по технологии СЛОЭ) и искусственно возбуждаемого (по СЛБО) сейсмического волнового поля.

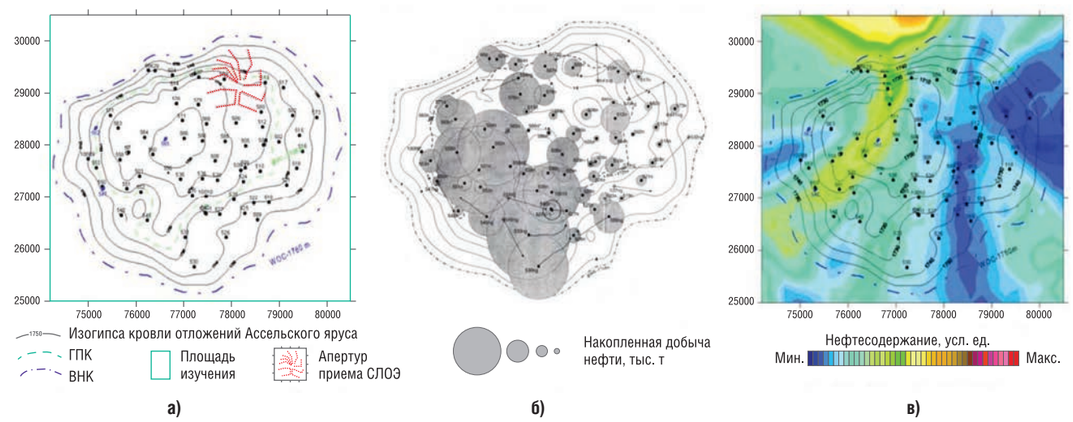
Основным результатом данного мониторинга является 4D-информация о пространственно-временном изменении интенсивности открытой трещиноватости и разрушения пород (например, при бурении) в геологической среде и содержания флюида (нефти, газа и воды) в исследуемой продуктивной толще. Данная информация позволяет решать широкий спектр прикладных задач для оптимизации разработки. При этом многие из них ранее и не ставились перед сейсморазведкой в связи с невозможностью их решения в рамках традиционных технологий. Например,

- определение конфигурации фронта вытеснения нефти водой в межскважинном пространстве, выявление «целиков» в обводненной части залежи и участков высокого нефтесодержания за контуром залежи;
- выделение первоочередных скважин для проведения в них ГТМ, в том числе ГРП, с целью кратного увеличения дебита нефти;
- контроль эффективности выполнения техногенных воздействий на продуктивный пласт (ГРП, закачка воды и газа, сейсмоакустическое воздействие и др.);
- определение оптимального режима закачки воды в нагнетательные скважины;
- прогноз аварийных ситуаций и оптимизация параметров бурения скважин и т.д.

Решение указанных и других задач геологического, промыслового, технологического и экологического характера средствами сейсмического мониторинга по технологиям СЛБО и СЛОЭ позволяет в процессе разработки месторождения повысить темп отбора (средний дебит) и полноту извлечения нефти (КИН) при снижении себестоимости ее добычи и соблюдении экологической безопасности.

Ниже приводятся примеры решения ряда прикладных задач для повышения эффективности разведки и разработки залежей нефти и газа на основе применения инновационных технологий СЛБО и СЛОЭ.

РИС. 3. Информация о залежи и результат СЛОЭ-мониторинга на площади восточного купола Оренбургского НГКМ (Оренбургская обл.)



а) структурная карта по кровле ассельских отложений с положением схемы апертуры приема СЛОЭ, (б) накопленная добыча нефти за время разработки залежи и (в) распределение нефтесодержания в ассельской залежи по данным СЛОЭ

**номера скважин условные*

Пример 1. На рисунках выше представлены результаты основной и интерпретационной обработки данных СЛОЭ-мониторинга, который проводился непрерывно в течение 21 суток на Ростошинском месторождении в Оренбургской области [8]. Объектом исследования являлись продуктивные горизонты $Д_3$ и $Д_4$, залегающие на глубине порядка 4 км. Общая площадь локационного обзора по технологии СЛОЭ составила 56 кв. км. Результаты выполненных исследований получены на текущий срок разработки месторождения, который составил на то время почти 20 лет.

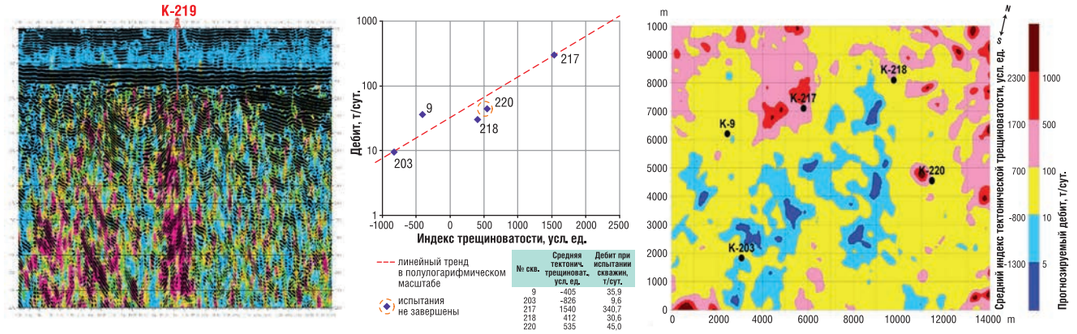
Литофациальная характеристика (а) и неравномерность пластового давления (б) получены по средним значениям и дисперсии процесса МСЭ в каждой точке обзора горизонта $Д_3$, а неоднородность флюидосодержания (в) с использованием дополнительной информации об обводненности добывающих скважин по горизонту $Д_4$. В последнем случае в северной половине площади (рис. 2в) наглядно проявился фронт вытеснения нефти водой, закачиваемой нагнетательными скважинами меридионального ряда в северной части площади. Отмечается также наличие нефтенасыщенных участков в обводненной части (на северо-востоке площади) и за контуром залежи (на северо-западе). Следует отметить, что оба выделенных участка высокого нефтенасыщения были подтверждены последующим бурением.

Схемы основных каналов движения воды (г) и нефти (д) получены по вектор-градиентам полей средних значений и дисперсии процесса МСЭ соответственно. Сопоставление этих схем (е) позволило выделить места блокирования потока нефти (от «геодинамического насоса» в юго-западной части площади) потоком воды от нагнетательных скважин, что определило низкие дебиты в добывающих скважинах, находящихся после места пересечения данных потоков.

Данный фактор в дальнейшем учитывался при выборе режимов работы нагнетательных скважин. На основе существующей корреляционной зависимости между значениями дисперсии (процесса МСЭ) и текущим дебитом скважин выполнен прогноз и построены карты потенциального дебита на площади продуктивных отложений $Д_3$ (е) и $Д_4$, которые в дальнейшем были использованием для выбора оптимальных мест бурения новых добывающих скважин

Пример 2. На рис. 3 представлены результаты СЛОЭ-мониторинга для оценки нефтесодержания продуктивной карбонатной толщи на поздней стадии разработки ассельской залежи, расположенной на восточном куполе Оренбургского НГКМ (Оренбургская обл.) [11]. Слева (а) представлена структурная карта кровли ассельских отложений,

РИС. 4. Результаты исследований СЛБО на Куюмбинском месторождении (Восточная Сибирь)



а) б) в)

а) – комплексный разрез по МОГТ и СЛБО, в скважине К-219, забуренной на данном профиле в субвертикальную зону, получен аномально высокий приток нефти; б) – график корреляционной зависимости между дебитами скважин (при их испытании) и интенсивностью открытой трещиноватости, в) – карта индекса тектонической субвертикальной трещиноватости и прогнозируемого притока нефти

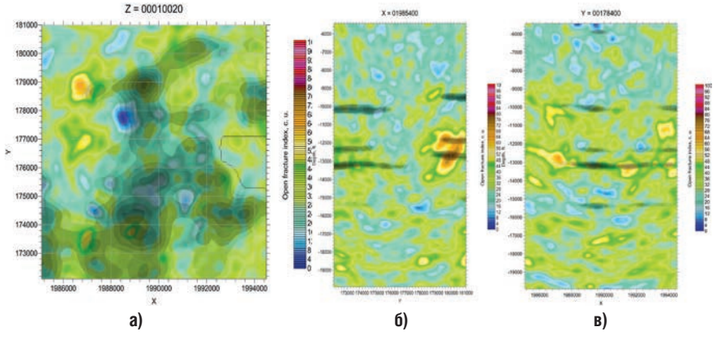
где в северной части обозначена (красным цветом) площадная схема апертуры приема СЛОЭ, в центре (б) – информация о накопленной добыче нефти по каждой добывающей скважине и справа (в) – основные результаты исследований по технологии СЛОЭ. Наблюдения в режиме непрерывного мониторинга проводились в течение 30 суток, локационный обзор выполнен на площади 35 кв. км. Данная залежь на момент выполнения СЛОЭ (2007 г.) находилась в разработке более 15 лет и запасы были практически исчерпаны, т.к. из более 60 добывающих скважин приток нефти был только в четырех.

Качественная оценка нефтесодержания получена по значению автокорреляции (при фиксированной задержке τ) процесса МСЭ в каждой точке обзора. По результатам обработки и интерпретации установлено, что насыщение залежи происходит с севера от «геодинамического насоса» (аномалия на северной границе площади), расположенного на северном склоне Оренбургского вала. УВ-поток трассируется по флюидному каналу, который представлен линейной зоной интенсивной трещиноватости, от «насоса» вверх (в радиальном направлении) к куполу структуры и далее вниз по другому радиальному направлению. При этом вышеупомянутые 4 скважины (с притоком нефти) оказались в зоне флюидопотока, что подтвердило основные результаты исследований СЛОЭ. По результатам данных работ рекомендованы разные варианты совершенствования добычи нефти на основе полученной флюидодинамической модели геосреды, содержащей «геодинамический насос», каналы миграции нефти и ловушки для ее накопления на разных структурных этажах в восточном куполе Оренбургского НГКМ.

Пример 3. На рис. 4 представлены некоторые результаты применения технологии СЛБО для изучения 3D-распределения открытой трещиноватости в продуктивных отложениях рифейского возраста на Куюмбинском месторождении (Восточная Сибирь), которое на период выполнения данных работ находилось в стадии разведки [6, 7]. Было пробурено и испытано более 20 разведочных скважин, максимальный приток нефти 120 т/сутки получен в скв. К-2 и почти 40% скважин оказались непродуктивными. На рис. 4а представлен сейсмический временной разрез с совмещенными данными МОГТ (черный оттенок) и СЛБО (цветной). Разведочная скв. К-219 была заложена в субвертикальную зону аномально высокой трещиноватости и по завершении ее бурения из рифейских отложений был получен приток нефти около 400 тонн в сутки, аномально высокий для этого месторождения.

Следует отметить, что данная скважина была забурена в субвертикальную зону интенсивной трещиноватости после того, как предыдущая скв. К-217 была заложена в другую аналогичную

РИС. 5. Результаты переобработки исходных сейсмических материалов SDP-3D по алгоритмам нормального (СЛОЭ) и бокового (СЛБО) локационного обзора, представленные в виде фрагментов куба комплексной информации «трещиноватость (черно-белый) + нефтесодержание (цветной)» на горизонтальном срезе с глубины 10 020 футов (а) и вертикальных разрезах меридионального (б) и широтного (в) направлений



а) б) в)

зону и по завершении бурения в ней был получен максимальный дебит нефти, порядка 800 тонн в сутки. Учитывая эти положительные результаты, исследования по технологии СЛБО были выполнены на всех разведочных площадях данного месторождения (общей площадью ~ 6 тыс. кв. км), где при заложении скважин по данным СЛБО также получали аномально высокие притоки нефти. При наличии высокой корреляционной зависимости (рис. 4б) дебита от трещиноватости (в месте нахождения скважины) на ряде площадей карты индекса открытой трещиноватости были идентифицированы в карты прогнозируемого дебита (рис. 4в). Это позволило увеличить шаг разведочного бурения и сократить его затраты на 4,6 миллиарда рублей.

Пример 4. Возможность обработки исходных сейсмических материалов МОГТ-3D по алгоритмам нормального (СЛОЭ) и бокового (СЛБО) локационного обзора для получения кубов индекса открытой трещиноватости и нефтесодержания геологической среды реализована на ряде площадей разрабатываемых месторождений в России, США, Египте, Вьетнаме и др. В качестве примера использования программного комплекса СЛБО и СЛОЭ для обработки исходных данных SDP-3D на рис. 5 представлены фрагменты куба (площадь ~ 88 кв. км, интервал глубин от -5200 до -20000 футов, штат Техас, США) [1] с совмещенной информацией по трещиноватости (черно-белый фон) и нефтесодержанию (цветной фон): горизонтальный срез на глубине (10020 футов) залегания продуктивной толщи Eagle Ford (а) и вертикальные разрезы меридионального (б) и широтного (в) направлений. Представленные фрагменты наглядно показывают возможность использования полученной информации для более полного освоения залежей нефти, существующих в исследуемом объеме геосреды. Например, можно отметить, что месторождение имеет блоковую структуру (приподнятый северный блок), которую сформировал тектонический сброс восточно-северо-восточного простирания, экранирующий (с севера) центральную часть месторождения. Месторождение в опущенном южном блоке находится на склоне, что затрудняло его обнаружение средствами традиционной сейсморазведки. Как видно на разрезах (рис. 5б и 5в), данное месторождение содержит три залежи высокого и две – низкого нефтенасыщения. Анализ куба по горизонтальным срезам и вертикальным разрезам позволяет оценить конфигурацию залежей и латеральную неравномерность их нефтесодержания. Эта информация в комплексе с другой – о распределении трещиноватости (в пределах целевой продуктивной толщи) – позволяет выбрать оптимальные места вскрытия данных залежей для получения аномально высокого притока нефти и практически исключить случаи бурения «сухих» скважин. При этом возможно такое размещение добывающих скважин, когда при высоких дебитах будет минимальная обводненность скважин, что вполне реально на основе комплексной информации о флюидосодержании (по СЛОЭ) и трещиноватости (по СЛБО), а также о структуре строения (по ОГТ или SDP) геологической среды.

Представленные примеры использования инновационных сейсмических технологий СЛБО и СЛОЭ показывают их высокие возможности для значительного повышения эффективности (геологической, экономической, экологической и др.) разведки и разработки месторождений нефти и газа, что особенно актуально в районах старой нефтедобычи. Здесь необходимо не только успешное освоение залежей в сланцевых (нефтематеринских) отложениях, но также обнаружение и детализация пропущенных, оставленных («останцы» в обводненной части), вытесненных (за контур), недобуренных (по глубине) и др. залежей, участков и интервалов высокого нефтенасыщения в геологической среде на площадях современных и ранее разрабатываемых месторождений со сложившейся наземной инфраструктурой, обеспечивающей добычу, сбор, подготовку и транспортировку продукции добывающих скважин.

На этих площадях, кроме эффективной доразведки, следует применять методы нефтепромысловой сейсмометрии, которые в режиме мониторинга (СЛОЭ-4D и СЛБО-4D) позволяют контролировать пространственно-временное изменение трещиноватости и флюидосодержания для решения широкого спектра задач с целью повышения темпа и полноты извлечения нефти при снижении стоимости ее производства и соблюдении экологической безопасности. ●

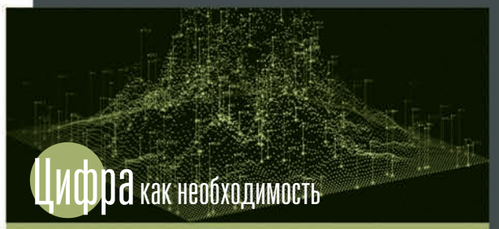
Литература

1. *Oleg L. Kouznetsov, Yury F. Lyasch, Igor A. Chirkin, Evgeniy G. Rizanov, Samuel D.LeRoy, and Sergey O. Koligaev. «Long-term monitoring of micro seismic emissions: Earth tides, fracture distribution, and fluid content.» Interpretation, May 2016, Vol. 4, No. 2: pp. T191–T204.*
2. *USGS-NEIC ComCat & Oklahoma Geological Survey; Preliminary as of Feb 17, 2016 [http://earthquake.usgs.gov/earthquakes/states/oklahoma/images/OklahomaEQsBarGraph.png].*
3. *Гзовский, М.В. Основы тектонофизики. М.: Наука, 1975, 536 с.*
4. *Дьяконов Б.П., Файзуллин И.С. Реакция трещиновато-блочных сред на сейсмоакустические воздействия и естественные колебания. Часть 1. Эволюция трещин под переменными и естественными нагрузками. Геофизика, 3. 2009.*
5. *Кузнецов О.Л., Дыбленко В.П., Чиркин И.А. и др. Особенности аккумулирования энергии механических напряжений и аномальное сейсмоакустическое излучение в нефтеносных породах. Ж. Геофизика, № 6, 2007. С. 8–15.*
6. *Кузнецов О.Л., Чиркин И.А., Курьянов Ю.А. и др. Новые технологии и решение прикладных задач. – М.: ООО «Центр информационных технологий в природопользовании», 2007. – 434 с.: (Сейсмоакустика пористых и трещиноватых геологических сред: В 3 т. Т. 3).*
7. *Кузнецов О.Л., Чиркин И.А., Курьянов Ю.А. и др. Экспериментальные исследования. – М.: Государственный научный центр Российской Федерации – ВНИИгеосистем, 2004. – 362 с. (Сейсмоакустика пористых и трещиноватых геологических сред: В 3 т. Т. 2)*
8. *О. Кузнецов, И. Чиркин, В. Фирсов. Сейсмический мониторинг как инструмент повышения эффективности разработки нефтяных месторождений. Ж. Технологии ТЭК, № 6. 2006. с. 12–19.*
9. *О.Л. Кузнецов, И.А. Чиркин, А.С. Жуков, А.В. Волков. Влияние лунно-солнечных приливов на изменение открытой трещиноватости нефтегазовых резервуаров и прикладное значение этого эффекта. «Геоинформатика», № 10, М., 2006 г.*
10. *Постановление Правительство РФ от 10.03.2009 г. № 221. «Российская газета», Федеральный выпуск № 4872, 20.03.2009 г.*
11. *Чиркин И.А., Ризанов Е.Г., Колигаев С.О. Мониторинг микросейсмической эмиссии – новое направление развития сейсморазведки // Приборы и системы разведочной геофизики. 2014. № 3. С. 6–15.*

KEYWORDS: *seismic location, microseismic emission, fracturing, fluid content, hard-to-recover hydrocarbon reserves, bazhenites, hydraulic fracturing, oil recovery ratio, profitability.*

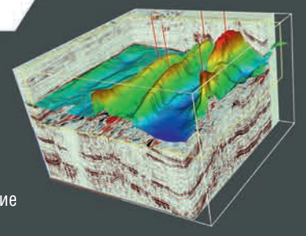
10 ТЕХНОЛОГИЙ В ГЕОЛОГОРАЗВЕДКЕ

Геологоразведочные работы (ГРР) – важный момент для нефтегазовой отрасли, поскольку обеспечивают поиск и подготовку к промышленному освоению новых и уточняют строение и перспективы уже имеющихся месторождений. В геологоразведку, как и в другие сегменты нефтегазовой отрасли, все активнее входят современные высокотехнологичные и цифровые решения. С другой стороны, совершенствуются и развиваются проверенные методы. В юбилейном номере нам хотелось бы рассказать о наиболее интересных, перспективных и актуальных для России методах геологоразведки



Цифра как необходимость

Нефтегазовая отрасль подошла к такому этапу развития, когда простого получения данных по итогам того или иного этапа ГРР уже недостаточно, необходимо проанализировать и интерпретировать собранную информацию. В связи с этим встает вопрос об обобщении полученного массива данных, возникает необходимость посмотреть на него сверху, выявить закономерности и взаимосвязи. В связи с ростом доли ТрИЗ повышается значимость цифровых моделей, которые обобщают собранные данные и позволяют их эффективно анализировать, в т.ч. с использованием технологий Big Data и искусственного интеллекта. По мере насыщения все новой информацией, цифровая модель становится более точной и детальной, позволяя выявлять новые перспективные для дальнейшего изучения участки, сокращая временные и денежные затраты на ГРР



Четвертое измерение

Геомоделирование выходит на новый уровень, предусматривающий создание 3D- и 4D-моделей. В сейсморазведке 3D-съемка уверенно замещает обычную двухмерную, давая объемное изображение среза земной коры. Следующим шагом стало добавление четвертого измерения – времени, что дало импульс к развитию 4D-сейсморазведки



Выше плотность!

Все шире при ГРР используется широкоазимутальная сейсморазведочная съемка с повышенной плотностью регистрации данных. Относительно классических методов сейсморазведки, этот метод позволяет вести сейсмические наблюдения с плотностью в 25 раз выше и получать более точные данные. Эффективно проведенная сейсморазведка позволит избежать дополнительных расходов на последующем этапе строительства скважины за счет более точного определения места бурения

Сейсморазведка на шельфе

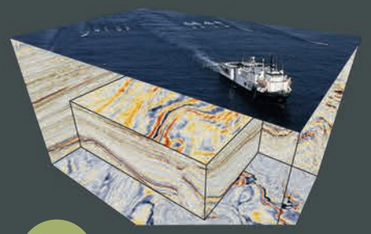
Шельф, наряду с ТрИЗ, является тем ресурсом, который позволит поддерживать необходимый уровень добычи нефти в России в средне- и долгосрочной перспективе. Текущая геологическая изученность шельфа, в первую очередь арктического, пока остается низкой, однако в последние годы сейсморазведка на шельфе ведется все более активно. Модернизируются и оснащаются современным оборудованием российские сейсморазведочные суда, покупаются новые суда. Кардинального обновления российского сейсморазведочного флота можно ожидать после полномасштабного запуска ССК Звезда





С заботой о природе

Бережное отношение к окружающей среде становится производственной необходимостью. Примером может служить технология «зеленая сейсмика», которая за счет использования более легкой техники позволяет сократить ширину просек для установки датчиков и сохранить от вырубки значительные лесные массивы. Использование беспроводной системы оптимизирует производственный цикл за счет ускорения установки сейсмоприемников в условиях сложного ландшафта. Такой подход позволяет сократить воздействие на окружающую среду и выполнять рекордные объемы сейсморазведочных работ



Под водой, но не на шельфе

Более 12 % территории России покрыты водой. Залежи углеводородов зачастую находятся под поверхностью рек, озер и водохранилищ, что сильно затрудняет их изучение. Наличие перехода вода/суша предъявляет повышенные требования к проведению полевых сейсморазведочных работ, в частности к выбору условий возбуждения и приема волн. По сути, сейсморазведка ведется одновременно на суше, в водоеме и переходных зонах, что серьезно повышает сложность работ. При работе в водохранилищах требуется привлечение специальных судов, что практически приравнивает такую сейсморазведку к морской. Потребность в таких работах имеется, в т.ч. у зарубежных компаний, участвующих в российских проектах

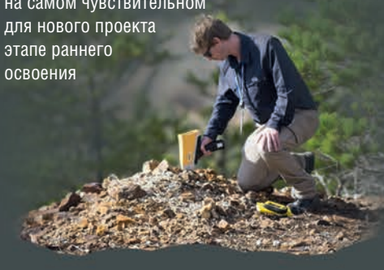


Пора бурить

В ближайшие годы в Арктике следует ожидать роста объема разведочного бурения. Действующие санкции Запада против российских арктических шельфовых проектов вынуждают использовать в основном российские морские буровые установки. Но флот их достаточно ограничен и добрым знаком стало возвращение в российские воды бурового судна Бавенит после многих лет работы на зарубежных проектах. Опять же существенного вклада в обновление и расширения российского флота буровых установок следует ожидать благодаря ССК Звезда. Также стимулировать разведочное бурение на арктическом шельфе могут планируемые регуляторные изменения, расширяющие доступ недропользователей в регион

Дистанционно и опосредованно

Российские нефтегазовые компании активно экспериментируют с несейсмическими методами ГРР, позволяющими получать опосредованную информацию о наличии залежей углеводородов в недрах. Например, площадная геохимическая съемка помогает определить географическое расположение нефтенасыщенной зоны, улавливая молекулы углеводородных газов с помощью сорбента, размещенного в неглубоких скважинах практически у поверхности земли. В Охотском море для поиска перспективных нефтегазоносных зон испытывался метод гелиевых изысканий, заключающийся в измерении концентрации гелия в придонном слое воды из пробуренных во льду лунок. Также расширяется использование дронов при проведении ГРР. Беспилотные летательные аппараты были испытаны при проведении многоуровневой магнитометрической съемки, показав себя достойной альтернативой самолетам и вертолетам, традиционно применяемым для измерения геомагнитного поля над поверхностью земли. Сами по себе эти методы не дают точной картины, но помогают повысить эффективность геологоразведочных работ и оптимизировать затраты на самом чувствительном для нового проекта этапе раннего освоения

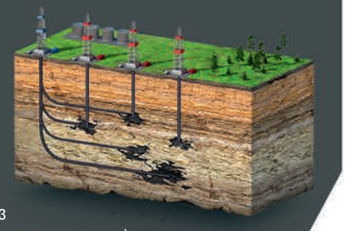




Недра в цифре

Большинство методов ГРР с той или иной детальностью дают представление о строении недр, но физически прикоснуться к недрам и прочитать летопись истории Земли позволяет только керн. Всестороннее исследование керна является практически единственным методом, который дает достоверную информацию о свойствах и составе недр и обеспечивает объективную проверку и интерпретацию дистанционных исследований. Поэтому крупнейшие российские нефтегазовые компании создают кернохранилища и внедряют технологии цифрового керна. Создание цифровой модели керна позволяет ускорить и упростить процесс получения данных, в первую очередь по ТрИЗ, а также проводить моделирование различных процессов в недрах с высокой степенью точности. На данном этапе технология цифрового керна является скорее вспомогательным средством, но она позволяет повысить качество и надежность определения свойств пород-коллекторов и снизить степень неопределенности результатов лабораторных исследований, что уже немало

Скважины двойного назначения



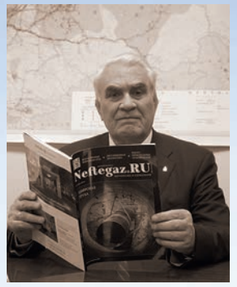
Разведочная скважина может быть не просто разведочной, но и послужить для подбора технологических решений для эксплуатационного бурения. При таком подходе разведочные скважины после бурения горизонтального окончания и проведения гидроразрыва пласта вводятся в пробную эксплуатацию. Это позволяет изучить геологический разрез и подобрать технологии (например, варианты заканчивания), которые могут транслироваться на эксплуатационный фонд месторождения и подойти к этапу промышленной разработки с наиболее эффективным вариантом освоения. Параллельно отрабатывается организация бизнес-процесса строительства таких скважин, которая впоследствии может тиражироваться в новых газодобывающих регионах

Neftegaz.RU
номер 4/2020 г.

УДК 553

«НЕФТЬ НА КОНЧИКЕ ДОЛОТА»

Почему Россия не прирастает запасами и как повышают коэффициент удачи нефтесервисные компании



Шмаль Генадий Иосифович
президент Союза нефтегазопромышленников России

КАЧЕСТВО УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАПАСОВ В РФ С КАЖДЫМ ГОДОМ УХУДШАЕТСЯ, МНОГИЕ ВИДЯТ В ЭТОМ СТИМУЛ ДЛЯ РОСТА РОССИЙСКОГО НЕФТЕСЕРВИСНОГО РЫНКА. И ДЕЙСТВИТЕЛЬНО, ОБЪЕМ РОССИЙСКОГО РЫНКА НЕФТЕСЕРВИСА С КАЖДЫМ ГОДОМ УВЕЛИЧИВАЕТСЯ И СОСТАВЛЯЕТ СЕГОДНЯ 25–30 МЛРД ДОЛЛ. США. НО БОЛЬШИНСТВО РОССИЙСКИХ КОМПАНИЙ НЕ В СОСТОЯНИИ ОКАЗЫВАТЬ УСЛУГИ, СВЯЗАННЫЕ С ПРИМЕНЕНИЕМ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДОБЫЧИ: ГОРИЗОНТАЛЬНОЕ БУРЕНИЕ, ГРП, ЦИФРОВИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ. КАКОВО СЕГОДНЯ СОСТОЯНИЕ НЕФТЕСЕРВИСНОЙ ОТРАСЛИ В РОССИИ И КАКОВЫ ПЕРСПЕКТИВЫ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ КОМПАНИЙ, ЗАНЯТЫХ В ЭТОМ СЕГМЕНТЕ, РАССКАЗАЛ ПРЕЗИДЕНТ СОЮЗА НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ ГЕНАДИЙ ШМАЛЬ

THE QUALITY OF HYDROCARBON RESERVES IN THE RUSSIAN FEDERATION IS GETTING WORSE YEAR AFTER YEAR, MANY PEOPLE SEE THIS AS A STIMULUS FOR THE GROWTH OF RUSSIAN OILFIELD SERVICE MARKET. AND IT IS TRUE, THE VOLUME OF RUSSIAN OILFIELD SERVICE MARKET INCREASES EVERY YEAR AND TODAY CONSTITUTES USD 25–30 BILLIONS. HOWEVER, MOST RUSSIAN COMPANIED ARE UNABLE TO PROVIDE SERVICES RELATED TO USAGE OF NEW EXTRACTION TECHNOLOGIES: HORIZONTAL DRILLING, FORMATION HYDRAULIC FRACTURING, DIGITALIZATION OF PROCESSES. GENADII SHMAL, PRESIDENT OF THE UNION OF OIL AND GAS PRODUCERS OF RUSSIA, TOLD ABOUT THE STATE OF RUSSIAN OILFIELD SERVICE TODAY AND WHAT ARE THE PROSPECTS OF RUSSIA'S COMPANIES, WHICH OCCUPY THIS SEGMENT

Ключевые слова: *нефтесервис, добыча, бурение, технологии, оборудование.*

– Генадий Иосифович, каково, по Вашим оценкам, нынешнее состояние нефтегазовой отрасли в России, с какими результатами отрасль завершила 2019 год? Расскажите об основных проектах.

– Для нефтегазового комплекса в целом 2019 год прошел достаточно успешно. Лишь один из десяти крупных проектов – Керченский мост – не относится к нефтегазовой сфере.

Говоря о ключевых событиях, на первое место я бы поставил МГП «Сила Сибири». Впервые вопрос строительства газопровода в Китай был поставлен еще 25 лет назад. Ради объективности следует сказать, что инициатива исходила от китайцев. Но руководство страны посчитало, что главными для российского газа должны быть рынки европейских стран. В то время я возглавлял Роснефтегазстрой, мы направляли обращения к В.С. Черномырдину, который был в свое время моим другом, о том, что надо пойти навстречу китайцем. Но только спустя годы, в 1997 г. во время поездки Б.Н. Ельцина в Китай, было дано поручение изучить вопрос.

«Сила Сибири» – это не труба ради трубы. И дело даже не в том, что теперь мы сможем продавать больше газа в АТР. Газопровод важен потому, что в Сибири и на Дальнем Востоке нет никаких производств, а строительство и обслуживание МГП не просто способствовало созданию рабочих мест, но и образованию населенных пунктов, что, конечно, ставит этот проект на первое место среди проектов года.

Второе событие – вывод на полную мощность ВСТО. Когда 10 лет назад руководитель «Транснефти» С.М. Вайншток выступил с предложением о строительстве этого нефтепровода, многие идею не поддержали. Я был среди тех специалистов, которые сочли предложение вполне правомерным.

Когда в середине шестидесятых были открыты месторождения Тюменской области возникла идея построить нефтепровод Тюмень – Токио. Примерно в то же время появилась альтернатива – БАМ, и тогда транспортники предложили перевозить нефть по железной дороге. Но этого не произошло.

Строительство ВСТО также способствовало развитию инфраструктуры.

Все нефтяные месторождения в основном расположены в Западной Сибири, но и Восточная Сибирь имеет огромный потенциал. Пока трубопровода не было, месторождениями Восточной Сибири никто не интересовался. Сегодня Сургутнефтегаз добывает на Талакане более 9 млн тонн, Роснефть на Ванкорском месторождении – свыше 20 млн, Иркутская нефтяная компания в прошлом году добыла около 9 млн тонн. В целом в Восточной Сибири уже добывается 55 млн тонн нефти и не за горами те 80, которые нужны для заполнения трубопровода. Поэтому, с одной стороны, это развитие инфраструктуры, с другой – освоение тех малых месторождений, которые там есть.

– Месторождения Восточной Сибири неохотно исследовали, потому что не было возможности для транспортировки, но почему там не стали развивать переработку?

ФАКТЫ

25
лет назад

впервые начал обсуждаться вопрос строительств магистрального газопровода по маршруту «Сила Сибири»



– Еще в советское время была подготовлена программа строительства мощных нефтехимических предприятий в Западной Сибири в Нижневартовске, Сургуте, в районе Увата. Но процесс остановился из-за выступлений «зеленых», хотя уже были даны поручения по разработке проектной документации. Если мы хотим осваивать Восточную Сибирь, то без создания там промышленности ничего не получится. Ради интереса ни город, ни селение не возникнет. Только если есть экономическая целесообразность.

– Возвращаясь к ключевым событиям, что еще Вы отнесете к проектам года?

– Хочу отметить Турецкий поток и Северный поток-2, который могли закончить в прошлом году, но из-за санкций вопрос затянулся. Я говорю об этом, потому что все эти проекты имеют не только внутреннее, но и международное значение с точки зрения обеспечения энергетической безопасности всего мира.

Также следует отметить выход «Ямал-СПГ» на полную мощность. Сегодня слышатся голоса о нецелесообразности проекта и его долгой окупаемости. Я считаю решение о запуске производства правильным. Создание мощностей по сжижению газа дает возможность более активно работать на рынке. Транспортировка по трубопроводу дешевле, но труба привязана к конкретному месту, а СПГ можно поставлять в разные точки мира. НОВАТЭК сделал колоссальный проект, один из немногих проектов постсоветского времени, который уложился в срок и в обозначенный бюджет.

Есть интересный проект у компании ЗапСибНефтехим, который даст возможность производить миллион тонн ПП и ПЭ .

Не могу не сказать еще об одном событии. В 2019 г. мы отметили 50 лет Самотлорского месторождения. Это месторождение давало около 150 млн тонн нефти в год. Мало стран, способных выдать такой объем добытой нефти, а в нашем случае это было одно месторождение.

– Наверное, уже нигде в мире не откроют подобное месторождение, приходится исходить совсем из других реалий.

– Да, ситуация совершенно иная. Сегодня можно говорить о четырех столпах, на которых держится нефтегазовый комплекс.

Первый – запасы. Если запасов нет, то и говорить не о чем. Ресурсы у нас достаточно большие, но от ресурсов до запасов длинная дистанция. В прошлом году мы отметили 300 лет Берг-коллегии, которая была создана Петром I для отслеживания запасов всех полезных ископаемых. С момента создания и на протяжении последующего времени вопросы запасов были на первом месте. В Советском Союзе за обеспечение народного хозяйства страны запасами полезных ископаемых отвечало министерство геологии. Сегодня такая ответственность не возложена ни на одно министерство, никто в стране не отвечает за прирост запасов. Из-за недостаточного финансирования объем разведочного бурения крайне низок. В свое время страна производила около 7 млн м в год разведочного бурения, за последние 30 лет

ФАКТЫ

55 млн

тонн нефти добывают в Восточной Сибири

ни разу не бурили более 1 млн м. Как учили наши выдающиеся геологи: нефть – на кончике долота. Только пробурив можно узнать ответы на главные вопросы: какой пласт, давление, насыщение, сама нефть и тысяча других важных особенностей.

Сегодня появились новые методы, которые позволяют повысить коэффициент удачи, т.е. сколько из пробуренных скважин нефтяные. При помощи современных методов – гравиразведка, разведка из космоса и т.д. – мы можем повысить коэффициент до 7–8. Открываемые за последние годы месторождения содержат примерно 5 млн тонн, а многие еще меньше. Например, в 2018 г. среднеизвлекаемые запасы 90 открытых месторождений составили 1 млн. Возникает вопрос: где взять запасы?

Из имеющихся сегодня запасов 60–70 % это ТрИЗ. К слову, нет четкого определения какие именно запасы относить к трудноизвлекаемым. Я считаю, что если месторождение требует нестандартной новой технологии для разработки, то его запасы следует относить к ТрИЗ.

В настоящее время 80% добычи приходится на старые, традиционные месторождения. Но так не будет вечно. Не так давно ТрИЗ составляли 10% добычи, сегодня традиционные запасы составляют только 30%. Что нужно делать? Во-первых, бурить разведочные скважины. Восточная Сибирь и Дальний Восток – совершенно пустое место на карте запасов.

Академик А. Трофимук, открывший ряд месторождений в Башкирии, считал, что месторождения Сибири имеют огромные ресурсы – 100 млрд тонн н.э. Из этого ресурса мы мало сумели открыть, потому что мало бурим. Поэтому основная задача – поиск углеводородов в новых районах. И это задача не компаний, а государства.

На суше еще очень много неопоискованных территорий. Государство тратит примерно 30 млрд рублей на разведку и около 280–300 млрд тратят компании. Но они ведут разведку в тех регионах, где бурят, т.е. за счет эксплуатационного бурения. Поиском должны заниматься



компании, но государство должно сказать, в каком месте перспективы, должно подготовить территорию, а компания покупает лицензию на поиск, ставит на баланс и потом добывает.

Второй кит – это технологии. В качестве иллюстрации можно привести ситуацию со сланцевым газом и нефтью в США. Одно время добыча в Штатах сильно упала, а потом создали технологию добычи сланцевой нефти, затратив на эту технологию более 100 млрд долл. В России в разработки не вкладываются, поэтому технологии не появляются.

При этом надо понимать, что ту технологию, которая используется американцами для добычи сланцевой нефти, один к одному к нашим месторождениям применить нельзя.

У нас есть баженовская свита, которая занимает 1 млн км^2. И. Нестеров – один из замечательных геологов, считал, что в баженовской свите более 100 млрд тонн нефти. Другие специалисты, А. Конторович например, дают более сдержанные прогнозы – 18–20 млрд тонн, но даже эта цифра очень большая. Чтобы создать технологию разработки баженовской свиты надо сделать большие затраты.

Когда разрабатывалось Ромашкинское месторождение, были внедрены такие технологии, как внутриконтурное заводнение, законтурное заводнение, наклонно-направленное бурение, бурение боковых стволов.

– Кто должен выделять средства на разработку технологий, государство или компании?

– Я считаю, что государство. Или оно должно стимулировать компании, которые могут заняться такой разработкой. В России есть наукоемкие компании. Одна из таких компаний – Ритэк, входящая в структуру Лукойла. Они первые начали заниматься разработкой технологий добычи нефти из баженовской свиты. Активно это направление развивает Газпром нефть. В 2018 г. был объявлен нацпроект «Бажен» и поручили этот вопрос

ФАКТЫ

150 млн

тонн нефти в год добывали на Самотлорском месторождении

Газпром нефти. Я полагаю, что здесь надо было объединить усилия многих компаний: и Газпром нефти, и Ритэка, и Салым Петролеум. Если мы сумеем создать технологии добычи из баженовской свиты, доманиковых отложений, тюменской свиты, то на долгие годы будем обеспечены запасами.

– Компания, разработавшая технологию, будет ею делиться?

– Никто не захочет делиться, поэтому я и говорю, что надо объединять усилия. Пока компании не объединятся, каждая так и будет изобретать велосипед.

– Если государство начнет поддерживать добычу на отдельных месторождениях, например на Самотлоре, будет ли компания-оператор разрабатывать технологии, нужны ли преференции?

– Сегодня на Самотлоре добывают 25 млн тонн. Проблема Самотлора в высокой обводненности нефти. На 100 тонн добытой жидкости только 5 тонн нефти. Поэтому без преференций это будет нерентабельно. Я был там в прошлом году и могу сказать, что есть возможности понемногу наращивать добычу, а параллельно искать новые технологии и уже есть наработки по снижению обводненности. Иногда говорят о выпадающих налогах. Не будем добывать на Самотлоре – не будет никаких налогов.

Возвращаясь к столпам, следует отметить финансирование. Отрасль сегодня недофинансирована. В одном из своих выступлений министр энергетики А. Новак отметил, что в 2018 г. было затрачено 20 млрд долл. США на развитие добычи и разведки. Много это или мало? Я сделал простой подсчет. В мире на каждую добытую тонну нефти тратится 100 долл., а у нас меньше 30. Надо вкладывать деньги в обустройство месторождений, в поиск технологий. 100 долл. – это средняя цифра, в США она составляет 200–300 долл. В России не вкладывают деньги в поиск технологий.

Когда нефть стоила 100 долл. и выше, мы не смогли создать эффективно работающую банковскую систему. Российские банки готовы выдать кредиты



под 15–20 % на 2–3 года. Под такие кредиты невозможно построить капиталоемкий объект. Тот же «Ямал-СПГ» окупится через 10–15 лет. Иностранные банки дают кредиты под 2–3 % на 15 лет, они понимают, что Северный поток не построить за полгода.

Четвертый кит – кадры. В погоне за Болонской системой мы ликвидировали нашу систему кадров. Нехватка квалифицированных специалистов сказывается на всех этапах. Сервис начинается с геологии, затем идет бурение, КРС, обустройство месторождений – все завязано в сервисе. И одна из задач, стоящих перед государством и Союзом нефтегазопромышленников, – это поддержка нефтесервиса.

Большой удельный вес в нефтесервисе принадлежит иностранным компаний – Halliburton, Schlumberger, Baker Hughes и др. С одной стороны, это неплохо. Это компании мирового уровня, они приходят к нам, приносят свои технологии, обучают кадры. Сегодня примерно 25% сервиса приходится на долю иностранцев. Но если взять интеллектуальный сервис, то на долю этих компаний приходится 80%. Это грозит тем, что объемы добычи нефти и газа нам начнут диктовать из Вашингтона и Лондона. Сегодня мы проигрываем конкурентам в технологии, стоимости бурения, в издержках и сроках, которые у нас достаточно велики.

Поэтому одна из основных задач, стоящих перед российскими нефтесервисными компаниями, – снижение издержек.

В нефтесервисе сегодня существует ряд проблем. Одна из них связана с тем, что компании зачастую не заинтересованы в обновлении оборудования. Нужна целая система мер по регулированию их деятельности. И Союз нефтегазопромышленников разработал такую систему. Была составлена дорожная карт, которая обсуждалась в присутствии А. Новака и нефтесервисных компаний. Но эта карта лежит в архивах Минэнерго. Сегодня мы работаем по вопросам, связанным с импортонезависимостью. В России появились компании, которые производят оборудование для тех же ГРП, но пока они единичны,

ФАКТЫ

1 МЛН ТОНН

составили среднеизвлекаемые запасы на 90 открытых в 2018 г. месторождениях

а уровень этого оборудования недостаточно высок для того, чтобы делать многостадийный ГРП, максимум 9–10 стадий.

– Каково сегодня состояние парка бурового оборудования?

– У 85% буровых установок истек срок службы. Их нужно менять, а менять не на что. Поэтому закупаем в Китае. Было время, когда один только Уралмаш производил 365 комплектов бурового оборудования в год. Сегодня производят в 10 раз меньше.

– Это не высокотехнологичное оборудование, в чем проблема его производства?

– Китайское оборудование дешевле нашего и по качеству вполне удовлетворительное. Одна из ведущих нефтесервисных компаний, занимающихся бурением, ССК в течение двух лет проводила испытание китайских установок. Испытания показали, что при значительно более низкой цене качество этого оборудования не уступает качеству оборудования, производимого российскими компаниями. Поэтому вопрос, связанный с заменой оборудования, будет упираться в то, где взять и какие деньги за это платить. Несколько лет назад я был в Италии и попал на производство компании Дриллмет, это небольшое предприятие, выпускающее порядка 30 установок в год, но они это оборудование поставляют ведущим российским компаниям (Лукойлу, Сургутнефтегазу и другим). Газа и нефти у них нет, а оборудование они производят хорошее.

Делать можно все, это лишь вопрос заинтересованности. Лет пять назад у нас было 70% импорта, сегодня это 50 на 50.

– За счет железа, а в наукоемком, технологичном оборудовании стопроцентная зависимость в некоторых сегментах…

– Да, это касается автоматики, телемеханики, там большая зависимость от импорта. Но и по компаниям цифры разные. Например, в Транснефти используется 93% оборудования российского производства. Газпром работает в основном с российскими предприятиями.

Мы никогда не ставили задачу полностью вытеснить импорт, это нереально. Если нужен один станок из-за него не будешь строить завод. Оптимальной была бы пропорция 80% российского оборудования и 20% иностранного.

– Мы не воспользовались хорошими моментами, не создали систему, связанную с кредитованием, в то время, когда был удачный момент. Т.е. «пряник» не помог, а «кнут» в виде санкций?

– А кнут помог. На одной из конференций в Башкирии, выступающие говорили: «Спасибо американцам за санкции, наше руководство наконец-то повернулось к производству отечественной продукции».

– Что еще должно сделать государство?

– Надо изменить отношение государства к нефтегазовому комплексу. Комплекс, который кормит страну, заслуживает к себе другого отношения. В 12 нацпроектах нет ни слова о нефтегазе.

– Подразумевается, что это кормушка, из которой мы тянем в бюджет.

– Корову, которая дает молоко, надо кормить. Не проходит недели, чтобы не было конференции, посвященной вопросам нефти и газа, специалисты выступают с предложениями, пишутся документы и рассылаются во все инстанции. Не могу сказать, что реакции нет совсем, но это реакция с очень большим сдвигом по срокам. То, о чем мы говорили 15–20 лет назад, сегодня только начинает озвучиваться. А фактор времени сегодня является самой непосредственной экономической категорией, не успел сегодня – отстанешь навсегда. Сегодня мы говорим, что надо поддержать малый бизнес в нефтянке.

– А он есть?

– В очень небольшом количестве. Было время, когда малый бизнес давал почти 20% добычи нефти. Сегодня в США малый бизнес дает 50% добычи. У нас – 2%. В России примерно 200 добывающих компаний, у американцев – более 10 тысяч компаний, которые добывают, огромное количество нефтесервисных предприятий. Более 25 тысяч скважин в нашей стране простаивает. Для больших компаний скважина, имеющая дебит менее 4 тонн в сутки, считается нерентабельной и уходит в простаивающий фонд. У американцев скважина, дающая 500 литров в сутки, считается рентабельной, т.к. там другая система налогообложения. Почему бы нам не отдать эти неработающие скважины малым компаниям?

– Они выживут на этом рынке?

– Выживут. У них меньше обоз, мы могли бы за счет этого иметь дополнительно порядка 10–15 млн тонн нефти.

– Но это, вероятно, очень долгий вопрос, ведь надо не только как-то одноразово поддержать малый бизнес, а создать его, под него нужны особые налоговые системы и т.д.

ФАКТЫ

80 %

добычи приходится на старые, традиционные месторождения

– Да, многое нужно сделать. Но это будет оправданно. Есть пример Татарстана, где 30 малых компаний добывают 6 млн тонн нефти, это 20% добычи в республике.

– Мы выяснили, что должно делать государство для развития нефтесервисного рынка, а какова сфера ответственности компаний, что они должны делать?

– Компании должны заниматься снижением издержек. Миру нужна нефть, объемы добычи нефти увеличиваются, компании должны искать технологии.

Основная проблема в том, что в нефтянке мало управленцев-профессионалов, нефтяников, которые знают это дело. В. Алекперов, В. Богданов, Н. Маганов – вот и все профессионалы в отрасли. Как говорил мой друг: «Нашествие дилетантов страшнее саранчи». Это всего касается, но особенно – нефтяной сферы.

– Ваш прогноз, что ждет российский нефтесервис в обозримой перспективе?

– Большая беда в том, что, докладывая высшему руководству страны об основных показателях, никто не называет реальные цифры.

В свою бытность министром природных ресурсов Ю. Трутнев докладывал президенту, что российские компании прирастили 700 млн тонн нефтяных запасов. Я посчитал: когда мы открывали Самотлор, Холмогорку, эффективность разведочного бурения была 200 тонн на метр проходки. Сегодня нет таких месторождений, но если принять те же 200 и учесть, что мы бурим миллион, то, посчитав, получаем 200 млн. Но где же еще 500, о которых докладывал Трутнев? Поэтому надо, чтобы были люди, которые могли сказать правду, не оглядываясь на свое благополучие.

Поэтому, говоря о перспективах нефтесервиса, можно сказать, что все зависит от политической воли. Если такая воля будет, то за 5 лет можно существенно изменить ситуацию, потому что потенциал определенно есть.

Keywords: *oil service, extraction, drilling, technology, equipment.*

ДЕПРЕССОРНАЯ ПРИСАДКА ДЛЯ ПОНИЖЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ЗАСТЫВАНИЯ СЫРОЙ НЕФТИ – серии CP 38XX

ПРИСАДКИ ЛИНЕЙКИ TOTAL ДЛЯ СЫРОЙ НЕФТИ ПОЗВОЛЯЮТ ОПТИМИЗИРОВАТЬ ОПЕРАЦИИ ПРИ НЕФТЕДОБЫЧЕ; ОБЛЕГЧИТЬ И ОБЕЗОПАСИТЬ ПРОЦЕСС ТРАНСПОРТИРОВКИ. В СТАТЬЕ ОПИСАНА ЛИНЕЙКА, ИСПОЛЬЗУЕМАЯ ПОДРЯДЧИКАМИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА

ADDITIVES OF THE TOTAL LINE FOR CRUDE OIL ALLOW TO ENHANCE EFFICIENCY OF OIL PRODUCTION, FACILITATE AND SECURE THE TRANSPORTATION PROCESS. THE ARTICLE DESCRIBES THE LINE OF ADDITIVES WHICH IS USED BY CONTRACTORS IN ORDER TO ENSURE PRODUCTION SAFETY

Ключевые слова: *депрессорная присадка, промысловая химия, оптимизация процессов добычи, транспортировка нефти и газа, застывание сырой нефти.*

УДК 54

Исаев Мурат Сапарович
технический специалист отдела специальной химии ООО «ТОТАЛ ВОСТОК»

Гусев Дмитрий Сергеевич
менеджер по развитию продаж отдела специальной химии ООО «ТОТАЛ ВОСТОК»

Принцип действия

При воздействии температуры на парафинистую сырую нефть, ниже температуры ее застывания, парафины начинают кристаллизоваться и выпадать в осадок. Это явление приводит к увеличению вязкости или гелеобразованию сырой нефти. Процесс осаждения парафинов создает трехмерную сеть, которая полностью снижает подвижность нефти. Эффект структурирования парафинов ограничивает прокачиваемость, тем самым устанавливая более низкий температурный предел.

Процесс кристаллизации может контролироваться введением присадок, таких как депрессанты (CP), которые действуют как модификаторы кристаллизации парафинов.

Присадки линейки CP являются полностью органическими и действуют путем уменьшения размера кристаллов парафина и/или изменения их формы, чтобы нарушить кристаллическую сеть и облегчить холодную перекачку сырой нефти.

Присадки CP модифицируют кристаллизацию парафинов в сырой нефти и предотвращают рост слипающихся кристаллов.

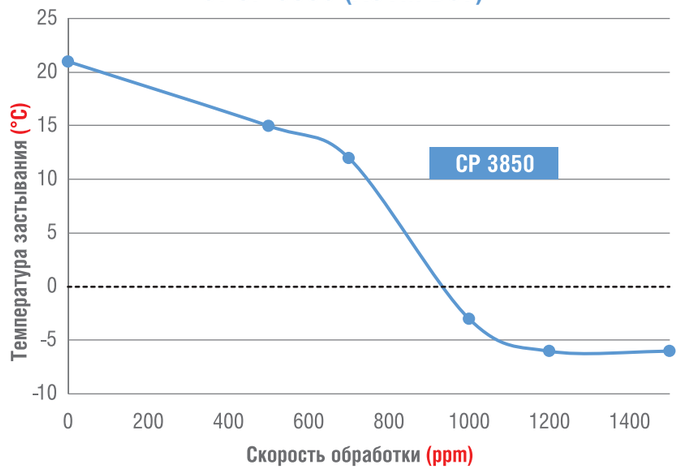
Присадки CP от Total представляют собой экономически эффективное решение для улучшения работоспособности парафинистой сырой нефти, а также тяжелых мазутов, атмосферных остатков и ВГО. Серия CP совместима с любыми другими видами присадок.



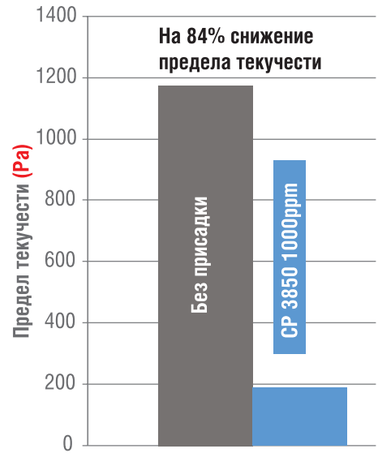
Преимущества присадок CP

- Уменьшают температуру застывания парафинистой сырой нефти;
- Уменьшает транспортные и складские ограничения и обеспечивает гибкость в цепочке поставок;

Кривая зависимости температуры застывания от CP 3850 (ASTM D97)



Вязкости сырой нефти из РФ без присадки по сравнению с CP 3850

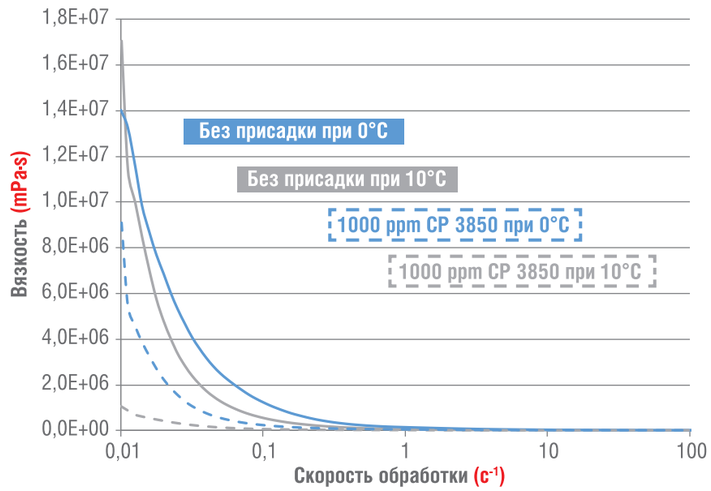


- Легкий способ транспортировки сырой нефти с высокой температурой застывания при ограниченных инвестициях;
- Легкий перезапуск после остановки добычи: снижение предела текучести;
- Обрабатывает широкий спектр парафинистой сырой нефти;
- Может также использоваться для обработки парафиновых мазутов и остатков.

Преимущества Total:

Большой опыт и знания в области создания присадок для углеводородов (топлива, тяжелые фракции, сырая нефть и т.д.) и управления проблемными свойствами, связанными с кристаллизацией парафинов, органическими отложениями, дисперсией и эмульсиями. Обширные знания в области создания присадок для контроля парафинов и агентов для дисперсии асфальтенов. Для этих целей Total разработана линейка специализированных присадок для контроля проблем, связанных с парафинами и асфальтенами. Также они обладают прочими свойствами

Вязкость сырой нефти из РФ при различных температурах с CP 3850



Пример из практики – Сырая нефть из РФ

Сырая нефть из РФ с высоким содержанием парафинов было трудно обрабатывать и перевозить при низкой температуре (ниже 0 °C). CP 3850, которая использовалась для данной нефти, способна снизить температуру застывания с 24 °C до 0 °C при дозировке 1000 ppm.

Эффект CP 3850 подтверждается реологическим анализом: снижение предела текучести (84 %); снижение вязкости при различных напряжениях сдвига и низкой температуре (снижение до 80 % при 10 c^{-1}). ●

Keywords: *depressor additives, field chemistry, optimization of production processes, transportation of oil and gas, solidification of crude oil.*

10 ТЕХНОЛОГИЙ В НЕФТЕСЕРВИСЕ

Россия богата углеводородными запасами, но их качество в последние годы неуклонно снижается. Вновь открываемые месторождения становятся все менее крупными, действующие месторождения истощаются, в разработку вводятся все более сложные запасы и ищутся ключи к освоению еще более сложные залежи. Точки будущего роста определены – шельф и трудноизвлекаемые запасы (ТрИЗ), но на их освоение требуется время, а на данный момент необходимо обеспечить поддержание добычи в регионах с уже развитой инфраструктурой. Эти факторы определяют значимость нефтесервисных услуг, которые все более и более усложняются в ответ на стоящие перед индустрией вызовы. Нефтесервис представляет собой широкий спектр услуг, тесно взаимосвязанных между собой, но можно выделить те технологии и решения, которые стали флагманскими и без которых дальнейшее развитие отрасли было бы невозможно

Сложно, еще сложнее!



Наиболее весомой частью нефтесервисного рынка является эксплуатационное бурение, в котором самой яркой тенденцией является усложнение конструкции скважин. В течение последних 10 лет в общем объеме эксплуатационного бурения в России все большую долю занимают горизонтальные скважины. В некоторых регионах нефтедобычи, например в Восточной Сибири и на Ямале, горизонтальные скважины стали основным методом разработки месторождений. Усложнение конфигурации скважин продолжается: растет доля многоствольных и многозабойных скважин, распространяется технология Fishbone, когда от одного горизонтального ствола отходят многочисленные ответвления, бурятся скважины со все большим отходом от вертикали. Строятся скважины, которые ранее были технически невозможными, – бурение с берега горизонтальных наклонно-направленных скважин, таких как скважины на месторождении Чайво проекта Сахалин-1, на Северной оконечности месторождения Чайво и Центрально-Ольгинская-1 на Таймыре

Интенсификация добычи – больше, чем ГРП



Методы увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов и интенсификации добычи не ограничиваются операциями гидроразрыва пласта. Это целый класс методов, включающий тепловые, химические, газовые, гидродинамические, физические методы и их комбинации. Основные перспективы развития МУН в России связаны с термическими методами, которые уже сейчас обеспечивают добычу высоковязкой нефти в Тимано-Печорской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинциях. Перспективы освоения баженовской свиты связаны с применением термогазовых МУН, заключающихся в закачке воздуха в пласт и его трансформации в эффективные вытесняющие агенты за счет низкотемпературных внутрипластовых окислительных процессов. Ключевым фактором для дальнейшего внедрения МУН является уровень налоговой нагрузки. За последний год были предприняты меры по стимулированию этого направления, в частности – запущены пилотные проекты по НДД для зрелых месторождений

На разрыв



Сейчас уже сложно представить себе горизонтальную скважину, в которой не был бы произведен гидроразрыв пласта (ГРП). Операции ГРП позволяют за счет закачки в пласт под высоким давлением смеси жидкости и специального расклинивающего агента (проппанта) образовать сеть трещин, по которым обеспечивается приток нефти к скважине. Растет количество стадий ГРП – еще три года назад речь шла о 6–7 стадиях, то сейчас можно прочитать о 20- и 30-стадийных ГРП. Усложняются и жидкости для ГРП. Наряду с традиционной гуаровой камедью, используются раствор полимеров, углеводородные гели, кислотные составы, устойчивые пены и прочее

КРС ГНКТ и не только



Старение фонда скважин и падение дебитов стимулирует дальнейшее увеличение числа операций капитального ремонта скважин (КРС) и их усложнение. Наиболее популярными среди КРС являются операции, связанные с поддержанием или наращиванием объемов добычи, такие как ввод и освоение скважин, подготовка к ГРП и освоение после ГРП, обработка призабойной зоны и др. Перспективным технологическим решением при проведении КРС становится колтюбинг, при котором используются установки с гибкой насосно-компрессорной трубой (ГНКТ). Применение ГНКТ позволяет закачивать жидкости в скважину в любой момент времени независимо от положения или направления движения оборудования

Даешь механизацию!



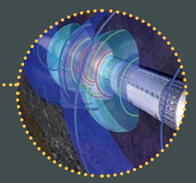
Те же самые факторы – рост объемов эксплуатационного бурения, количества скважин и увеличение доли ТрИЗ – способствуют развитию рынка механизированной добычи в России. В конкурентной борьбе между двумя основными типами насосов – УЭЦН (установка электрического центробежного насоса) и ШГН (штанговый глубинный насос) – уверенно побеждают первые. Доля скважин с УЭЦН стабильно растет, тогда как ШГН теряют свои позиции. На фоне повышающейся активности эксплуатации месторождений с ТрИЗ, внедряются насосы сверхмалых габаритов. В сегменте механизированной добычи, как и на рынке нефтесервиса в целом, все более отчетливо просматриваются результаты импортозамещения. Так, одним из значительных технологических рывков в механизированной добыче стал запуск российского производства вентильных двигателей

Требования решают



Продолжающийся рост объемов эксплуатационного бурения обеспечил последовательное развитие рынка цементирования скважин в России в течение последних 10 лет. Параллельно повышаются требования заказчиков к креплению эксплуатационных колонн, что обуславливает необходимость применения более дорого сервиса и материалов. В итоге операции становятся более дорогостоящими, на что также влияет и увеличение доли высокотехнологичного бурения в общих объемах

Точная картина



Чем сложнее скважина, тем точнее необходимо оценивать ее фактическую и прогнозировать дальнейшую траекторию. Помощь в этом оказывают телеметрические системы (MWD) и каротаж во время бурения (LWD), которые стали развиваться вслед за распространением горизонтального бурения и в ответ на усложнение его условий. В основном операции MWD/LWD активно используются при бурении горизонтальных скважин, а также при зарезке боковых стволов. Рынок LWD несколько уступает MWD, поскольку операции по каротажу не так распространены в Восточной Сибири из-за наличия магматитов. Технологии MWD/LWD набирают все большую популярность, развиваясь в сторону совершенствования навигационных датчиков и ПО, расширения каналов передачи данных, увеличения числа регистрируемых параметров бурения и повышения надежности

Геофизика – наше все



Разработка все более сложных запасов углеводородов и строительство сложных скважин позволяют в полной мере раскрыть потенциал геофизических исследований скважин (ГИС). Методы ГИС позволяют охарактеризовать разрез скважин, литологию, параметры пластов и др. характеристики и получить данные о строении недр и условиях в них. Ввод секторальных санкций в 2014 г. стал серьезным вызовом, когда мировые лидеры сегмента снизили активность в России, а отечественные компании вынуждены были найти собственные решения для таких сложных объектов, как горизонтальные скважины, ТрИЗ, шельф. Наиболее востребованными на данный момент являются ГИС при ГРП, бурении и КРС. Также значимый объем исследований проводится при зарезке боковых стволов. Мощными факторами развития ГИС в России становятся локализация и импортозамещение геофизического оборудования, совершенствование программного обеспечения (ПО) для интерпретации данных

Рецепт имеет значение



Рост глубин бурения скважин, повышение риска возникновения осложнений, ужесточение требований к качеству вскрытия и эффективности эксплуатации продуктивных пород – все это определяет важность подбора состава буровых растворов. Буровой раствор обеспечивает эффективность, экономичность и безопасность бурения, поэтому к составлению рецептуры, изучению свойств и испытанию растворов проявляется повышенное внимание. В последнее время в России становятся все востребованными буровые растворы на углеводородной основе и их альтернативные экологически безопасные решения. Это способствует развитию новых направлений, таких как использование поверхностно-активных веществ и эмульгаторов

Заканчивание по-умному



Заканчивание скважин включает в себя целый комплекс операций, которые необходимы для начала первоначальной добычи, поэтому с развитием новых технологий для оптимизации процесса все чаще используются интеллектуальные решения. Автоматизированное внутрискважинное оборудование обеспечивает непрерывный сбор и передачу на поверхность данных о параметрах добычи или закачки жидкости в пласт в реальном времени, ведя раздельный учет добычи по отдельным пластам, а также регулируя закачку воды по пластам в нагнетательных скважинах. Внедрение подобных систем – т.н. «умных скважин» – обусловлено повышенным вниманием к ТрИЗ, разработкой удаленных и шельфовых месторождений, освоением малолюдных технологий. Внедрение полностью интеллектуальных решений пока ограничивается именно такими ситуациями, но многие компании используют облеченный вариант, при котором скважины оснащаются системой внутрискважинного мониторинга, включающей датчики давления и температуры, распределенное температурное профилирование, а также внутрискважинные расходомеры

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

ВВОД В РАЗРАБОТКУ ЗАЛЕЖЕЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ И ОБЕСПЕЧЕНИЕ РЕНТАБЕЛЬНЫХ УРОВНЕЙ ДОБЫЧИ ЯВЛЯЕТСЯ АКТУАЛЬНОЙ ЗАДАЧЕЙ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЙ КАК В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ, ТАК И ЗА РУБЕЖОМ. ПРИ ЭТОМ ОТМЕЧАЕТСЯ УВЕЛИЧЕНИЕ ДИНАМИКИ ВОВЛЕЧЕНИЯ В РАЗРАБОТКУ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ И НЕТРАДИЦИОННЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. КАКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРЕДЛАГАЮТ РОССИЙСКИЕ УЧЕНЫЕ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ?

PUTTING HIGH-VISCOSITY OIL DEPOSITS INTO DEVELOPMENT AND ENSURING PROFITABLE PRODUCTION VOLUMES IS AN URGENT TASK FOR OIL AND GAS COMPANIES BOTH IN THE RUSSIAN FEDERATION AND ABROAD. AT THE SAME TIME, THE DYNAMICS OF INVOLVEMENT IN THE DEVELOPMENT OF HARD-TO-RECOVER AND UNCONVENTIONAL HYDROCARBON RESERVES HAVE INCREASED. WHAT TECHNOLOGIES DO RUSSIAN SCIENTISTS OFFER TO INTENSIFY THE PRODUCTION OF HIGH-VISCOSITY OIL?



УДК 622.276

Ключевые слова: *высоковязкая нефть, интенсификация добычи, реагенты-растворители, трудноизвлекаемые запасы, геолого-технические мероприятия.*

Рощин Павел Валерьевич
главный инженер проекта Специализированного института по разработке месторождений высоковязкой нефти ООО «СамараНИПИнефть»

Киреев Иван Иванович
главный менеджер по ключевым проектам, Специализированный институт по разработке месторождений высоковязкой нефти ООО «СамараНИПИнефть»

Демин Сергей Валерьевич
заместитель генерального директора по геологии и разработке ООО «СамараНИПИнефть»

В 2017 году представители Министерства энергетики Российской Федерации указывали на долю ТрИЗ в размере 65% от общих запасов нефти [1].

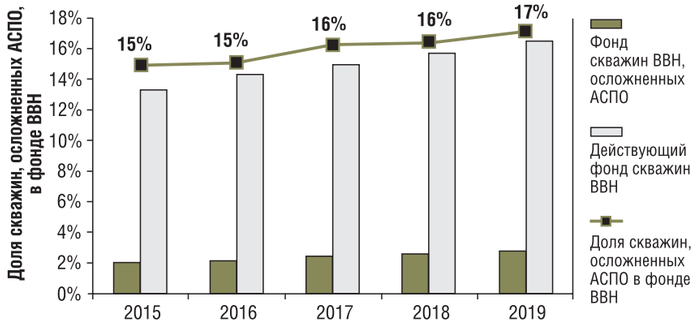
Согласно отчету компании British Petroleum (BP Statistical Review of World Energy 2019), наблюдается тенденция к увеличению добычи углеводородного сырья в мире. При этом большим преимуществом для добывающих компаний будет использование локальной инфраструктуры и персонала в хорошо обустроенных старых нефтегазодобывающих провинциях для обеспечения эффективной добычи, транспортировки и переработки продукции.

Перспективным направлением поддержания уровня добычи в нефтегазовых регионах является разработка месторождений высоковязкой нефти (ВВН). Однако для эффективного извлечения такого сырья необходимо проводить адаптацию классических и разработку новых технологий в ответ на ряд технологических вызовов [7, 8]. В первую очередь добыча ВВН осложняется высокой вязкостью продукции, проявлением аномальных реологических свойств, обусловленных повышенным содержанием асфальтенов, смол и парафинов в составе нефти [2, 5, 6, 9–11]. Это осложняет приток нефти из продуктивного пласта к добывающим скважинам, транспортировку по промысловым трубопроводам.

Отмечается склонность ВВН к формированию сложных асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО) как в призабойной зоне пласта, так и на внутрискважинном оборудовании и насосно-компрессорных трубах (НКТ). Высокое содержание смол и асфальтенов, являющихся естественными стабилизаторами водонефтяных эмульсий, приводит к осложнениям в процессах подготовки высоковязкой нефти при доведении ее до товарного качества. По результатам анализа работы фонда скважин АО «Самаранефтегаз» на объектах с ВВН в период с 2015 по 2019 гг. отмечается рост доли скважин фонда ВВН, осложненных АСПО (рисунок 1).

На основании анализа данных о химическом составе нефти, АСПО

РИС. 1. Увеличение доли скважин, осложненных АСПО, в общем фонде скважин на объектах ВВН в АО «Самаранефтегаз»

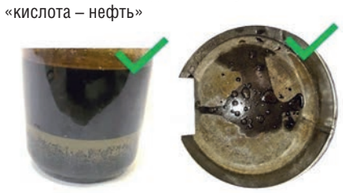


и условиях добычи, предложено применение углеводородных реагентов-растворителей для комплексного повышения ряда технологических процессов по интенсификации добычи ВВН. Сродство химического состава нефти и растворителей, простота применения на производстве, а также возможность проведения лабораторных испытаний с использованием минимального набора оборудования позволяют рекомендовать такие реагенты к внедрению при условиях экономической рентабельности.

В настоящее время для интенсификации добычи нефти применяется большое количество различных технологий. Наиболее распространенным геолого-техническим мероприятием (ГТМ) является традиционная кислотная обработка (КО) призабойной зоны пласта. Низкая стоимость проведения такого ГТМ обеспечивается возможностью использования стандартного оборудования, простотой операции, прогнозируемой эффективностью. Несмотря на кажущуюся простоту реализации, КО требует тщательного подхода к выбору составов и технологии проведения. Например, эффективность может зависеть от длительности выдержки кислотного состава в пласте до последующего освоения скважины [4]. При выборе кислотных обработок как способа интенсификации добычи на скважинах, эксплуатирующих объекты с ВВН, следует учитывать ряд возможных осложнений: формирование стойких и вязких кислых эмульсий КС с нефтью, риск выпадения АСПО в ПЗП и т.д. Данные процессы могут оказать негативное влияние на конечный результат, осложнить освоение и последующую эксплуатацию добывающей скважины.

Одним из наиболее простых способов повышения эффективности КО на объектах с ВВН является предварительная закачка оторочки растворителя в призабойную зону пласта перед проведением кислотной обработки. Путем проведения лабораторных испытаний для объектов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции было установлено, что применение предварительно подобранного реагента-растворителя позволяет очистить поверхность пор породы ПЗП от АСПО для обеспечения более полной реакции КС, повысить эффективность освоения скважины после проведения ГТМ за счет эффективного разделения эмульсии «кислотный состав – высоковязкая нефть». Оценка совместимости кислотного состава и ВВН может быть проведена следующим образом: нефть и кислотный состав в равных объемах наливаются в емкость, затем перемешиваются в течение получаса для моделирования наиболее неблагоприятного варианта взаимодействия флюидов в ПЗП. Аналогичный процесс выполняется с рядом других проб, но уже с добавлением реагента-растворителя в нефть. Далее емкости закрываются крышками и помещаются в термошкаф с установленной температурой, равной пластовой. Оценка качества разделения смесей проводится через 5 и 30 минут нахождения емкостей в термошкафу при пластовой температуре, затем смеси выливаются на сито с отверстиями 0,152 мм. Если флюиды совместимы друг с другом, то на поверхности сита после прохождения смеси не должно оставаться осадков и эмульсий. При добавлении совместимого с нефтью реагента-растворителя на поверхности сита осадок не наблюдается, также удается отметить отчетливый раздел фаз нефти и кислотного состава, что свидетельствует об отсутствии эмульсии (рисунок 2).

РИС. 2. Влияние растворителя на эффективность разделения эмульсии «кислота – нефть»



- **с добавлением ПАВ**
- **с добавлением растворителя**



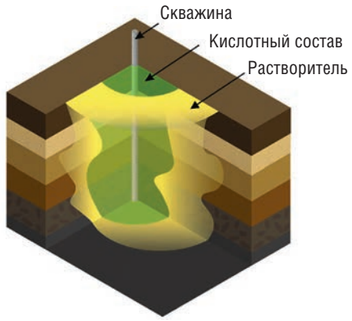
- **с добавлением ПАВ**
- **без добавления растворителя**

Несмотря на то, что ряд кислотных составов тестировался в товарной форме, с уже добавленными в них поверхностно-активными веществами, ни один из них не был совместим с образцом высоковязкой нефти. Добавление углеводородного реагента-растворителя обеспечило эффективное прохождение эмульсии через сито. Таким образом, проведение такого теста позволяет оперативно оценить варианты улучшения технологии проведения кислотной обработки ПЗП на месторождениях с высоковязкой нефтью.

На рисунке 3 представлена схема распределения растворителя и кислотного состава в призабойной зоне пласта при проведении операции на добывающей скважине.

Важной задачей при эксплуатации месторождений ВВН является обеспечение оптимального режима работы глубинно-насосного оборудования, а также предотвращение формирования

РИС. 3. Схема проведения обработки призабойной зоны пласта последовательной закачкой растворителя и кислотного состава



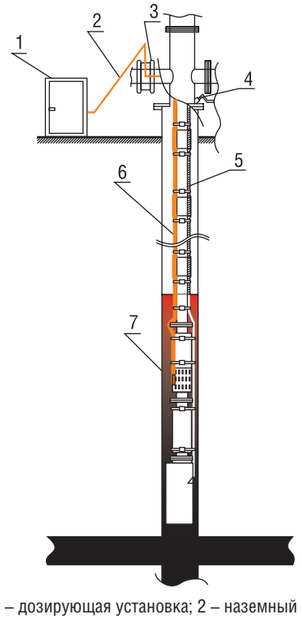
АСПО, понижение вязкости ВВН и др. Практический опыт показывает, что применение реагентов-растворителей позволяет эффективно управлять реологическими свойствами высоковязкой нефти на всем пути ее добычи и транспортировки – от забоя добывающей скважины до момента сдачи ВВН на переработку.

Одним из наиболее эффективных способов для ввода растворителя в ВВН является дозирование на прием насоса по капиллярной трубке (рисунок 4). Для этого на дневной поверхности размещаются установки дозирования реагентов, обычно в блочно-комплексном исполнении, а в скважину спускается капиллярная трубка, до приемной сетки насоса. Такой способ подачи реагента имеет ряд преимуществ. Во-первых, растворитель хорошо перемешивается с ВВН, вязкость продукции скважины понижается, за счет чего значительно уменьшается нагрузка на привод насоса (обычно это электродвигатель в различных вариантах исполнения). Во-вторых, современные установки дозирования реагентов позволяют точно регулировать подаваемый объем. Дополнительно снижается вероятность образования АСПО на НКТ, фонтанной арматуре и промысловых коммуникациях на дневной поверхности, обеспечивается понижение давлений в выкидных линиях. За счет этого значительно увеличивается межремонтный период скважины, отсутствуют периодические остановки скважины по причине перегрузки двигателя.

Для выбора наиболее эффективного и совместимого с нефтью реагента-растворителя проводятся предварительные лабораторные исследования. Одним из наиболее простых способов предварительной оценки реагента является проведение теста на совместимость. Растворитель и нефть смешиваются в концентрации 80 % и 20 % соответственно, затем выливаются на фильтр, установленный в воронке. Совместимый с нефтью растворитель не образует осадка асфальтеносмолопарафиновых веществ нефти.

Как видно из представленного рисунка, растворитель «А» показал плохую смешиваемость с ВВН и оставил осадок на фильтре, растворитель «Б» прошел через фильтр, не оставив на нем осадка. Таким образом, растворитель «Б» является совместимым с нефтью, что позволяет рекомендовать его к дальнейшим испытаниям и применению на скважине. Следует отметить, что существует ряд технологий, где процесс деасфальтизации высоковязкой нефти инициируется целенаправленно как в пластовых условиях, так и на

РИС. 4. Схема подачи реагента на прием электроцентробежного насоса



1 – дозирующая установка; 2 – наземный трубопровод; 3 – устройство ввода через боковой отвод фонтанной арматуры; 4 – устройство ввода через кабельный ввод фонтанной арматуры; 5 – питающий кабель УЭЦН; 6 – скважинный капиллярный трубопровод; 7 – клапан-распылитель

РИС. 5. Пример теста на оценку совместимости растворителей с нефтью (проверка наличия осадка на фильтрах) и визуальная оценка смешиваемости



дневной поверхности, однако в рамках данной работы они не рассматриваются.

Несмотря на схожий химический состав, различные растворители по разному влияют на реологические свойства высоковязкой нефти. На рисунке 6 представлены результаты лабораторных исследований по оценке эффективности снижения вязкости образца ВВН при добавлении реагентов в объемной концентрации 3 %.

На представленном графике видно, что растворители обладают различной эффективностью понижения вязкости ВВН. В данном случае растворитель № 1 показал самую низкую эффективность и не может быть рекомендован к применению на производстве.

Высокий интерес представляет применение углеводородных растворителей в комплексных технологиях термохимических обработок призабойной зоны пласта (рисунок 7). Такой подход позволяет увеличить приемистость и темп закачки за счет наиболее эффективного растворения АСПВ и дополнительного снижения вязкости нефти в ПЗП. Таким образом, химическое воздействие растворителем и последующее тепловое воздействие паром оказывают синергетический эффект на дополнительную добычу ВВН [3].

На рисунке 8 представлены результаты гидродинамического моделирования применения комплексной термохимической

РИС. 6. Пример результатов тестирования реагентов-растворителей для понижения вязкости ВВН (объемная концентрация 3 %)

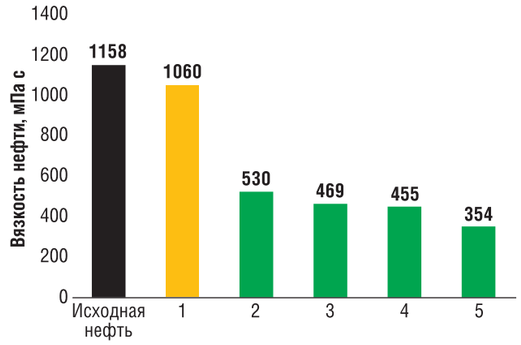
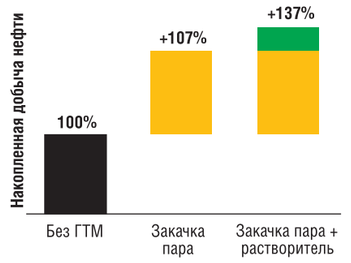


РИС. 7. Процесс обработки призабойной зоны пласта вертикальной скважины растворителем и паром на объекте с высоковязкой нефтью



РИС. 8. Пример результатов моделирования применения комплексной технологии обработки призабойной зоны пласта вертикальной скважины растворителем и паром на объекте с высоковязкой нефтью (нефтенасыщенная толщина 14 м, вязкость нефти в пластовых условиях 400 мПа·с, предварительная закачка оторочки ароматического реагента-растворителя)



ОПЗ растворителем и паром на одном из месторождений ВВН Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Таким образом, применение углеводородного растворителя в комплексе с тепловой обработкой призабойной зоны пласта паром позволит использовать преимущества химического и термического воздействия.

На основании представленного материала по приведенным способам применения реагентов-растворителей в процессах интенсификации добычи высоковязкой нефти, возможно сделать следующие выводы:

- Выбор и обоснование применения растворителей невозможны без проведения предварительных лабораторных исследований для каждого месторождения высоковязкой нефти. Необходимо тщательно изучать совместимость углеводородного растворителя с высоковязкой нефтью, а также с другими применяемыми реагентами, например, во избежание понижения проницаемости призабойной зоны пласта вследствие возникновения органических отложений.
- Обоснованное применение таких реагентов в классических технологиях интенсификации добычи нефти позволяет улучшить результаты и увеличить потенциал различных ГТМ. Закачка оторочки растворителя перед проведением кислотной обработки позволяет повысить эффективность работы кислотного состава и ускорить освоение скважины. Подача реагента на прием глубинного насоса позволяет осуществлять регулирование реологических свойств добываемой ВВН и, как следствие, повысить дебит скважины и снизить нагрузку на двигатель насоса. Предварительная закачка оторочки реагента-растворителя при проведении комплексной термохимической обработки скважины позволяет увеличить добычу нефти по сравнению с классической ОПЗ паром.
- Углеводородные реагенты-растворители производятся большим количеством нефтехимических предприятий и постоянно доступны на рынке. Простота внедрения реагентов-растворителей в ряд технологических процессов интенсификации добычи высоковязкой нефти с использованием стандартного оборудования дает возможность рассматривать варианты их оперативного внедрения на производстве. ●

Литература

1. *Воздвиженская А. (2017) Раскачают залежи [Интервью заместителя министра Кирилла Молодцова «Российской Газете» о перспективах добычи ТРИЗ] // Сайт rg.ru. 12 декабря (https://rg.ru/2017/12/12/minenergo-v-rf-k-2035-godu-vdvoe-uvelichitsia-dobycha-trudnoj-nefti.html). Просмотрено: 25.02.2020.*
2. *Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабиров М.М. Аномальные нефти. – Недра, 1975.*
3. *Зарипов А.Т., Береговой А.Н., Шайхутдинов Д.К., Князева Н.А., Бисенова А.А., Ибрагимов Н.Г. Исследование эффективности применения растворителей при разработке залежей сверхвязкой нефти пароциклическими горизонтальными скважинами. Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. С. 60–66. Выпуск № LXXXVI. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2019. – 340 с.*
4. *Литвин В.Т. Обоснование технологии интенсификации притока нефти для коллекторов баженовской свиты с применением кислотной обработки: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 25.00.17 – Санкт-Петербург, 2016. – 131 с.*
5. *Хамитов И.Г., Петров Н.А., Стручков И.А., Рощин П.В., Манасян А.Э., Павлов П.В. Осложнения при добыче парафинистой нефти в условиях выноса механических примесей. Нефтепромысловое дело. 2017. № 1. С. 36–40.*
6. *Ольховская В.А. Подземная гидромеханика. Фильтрация неньютоновской нефти. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011. – 221 с.*
7. *Петров Н.А. и др. Направления совершенствования технологий освоения залежей тяжелой нефти на примере Карабикуловского месторождения // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 3. – С. 26–32.*
8. *Пчела К.В., Горнов Д.А., Киреев И.И., Багрянцев М.С., Манасян А.Э., Амиров А.А., Кашаев Д.В., Середа И.А. Оптимизация технологических решений при разработке залежи сверхвязкой нефти на основе данных исследований керна и свойств нефти. Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 7. – С. 79–85.*
9. *Рощин П.В., Петухов А.В., Васкес Карденас Л.К., Назаров А.Д., Хромых Л.Н. Исследование реологических свойств высоковязких и высокопарафинистых нефтей месторождений Самарской области. Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2013. Т. 8. № 1. С. 12.*
10. *Проект пробной эксплуатации пласта У-2 Карабикуловского месторождения Самарской области. – Самара: ООО «СамараНИПИнефть», 2016.*
11. *Li X. et al. Solvent-dependent recovery characteristic and asphaltene deposition during solvent extraction of heavy oil //Fuel. – 2020. – Т. 263. – С. 1–13. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116716.*

KEYWORDS: *heavy oil, well stimulation, solvent reagents, hard-to-recover reserves, well intervention techniques.*



НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ГРП

В УСЛОВИЯХ, КОГДА ДОБЫЧА НЕФТИ СТАНОВИТСЯ ВСЕ БОЛЕЕ СЛОЖНОЙ И ДОРОГОЙ, КОМПАНИИ ВСЕ ЧАЩЕ ОБРАЩАЮТСЯ К НОВЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА. КАКИЕ МЕТОДИКИ ВНЕДРЯЮТ ДОБЫВАЮЩИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПЕРМСКОГО КРАЯ?

AS THE OIL PRODUCTION IS BECOMING INCREASINGLY COMPLEX AND EXPENSIVE, COMPANIES ARE MORE AND MORE OFTEN TURNING TO NEW TECHNOLOGIES FOR ENHANCING OIL RECOVERY. WHAT TECHNIQUES ARE INTRODUCED BY EXTRACTING ENTERPRISES IN THE PERM TERRITORY FIELDS?

УДК 622

Ключевые слова: *гидравлический разрыв пласта, увеличение нефтеотдачи, призабойная зона пласта, фаменские карбонатные отложения, терригенный коллектор.*

Рамиль Шарафеев

начальник отдела Управления планирования и сопровождения ГРП и ОПР Центра планирования и мониторинга геолого-технических мероприятий и промыслово-геофизических исследований филиала «ПермНИПИнефть» ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

На сегодня ГРП считается одной из самых эффективных технологий повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти. На территории Пермского края ГРП применяется с 1996 года. Сначала обработки выполнялись в единичных скважинах для очистки призабойной зоны пласта и создания незначительных по объему трещин. Для этого производилась малообъемная закачка с размещением в пласте от 1 до 3 тонн кварцевого песка.

Массовое применение ГРП в Прикамье началось в 2006 году, когда для проведения данных работ были привлечены специалисты зарубежных нефтесервисных предприятий, имеющих большой производственный опыт, в том числе, на российских объектах. После этого объем ГРП увеличивался ежегодно, при этом происходило расширение области применения технологии, усложнялся технологический процесс. В связи с этим возникла необходимость в комплексном научном подходе – от анализа состояния разработки, подбора скважин-кандидатов и лабораторных исследований до сопровождения работ на скважинах и анализа проведенных мероприятий.

Филиал «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» обеспечивает научно-инженерное сопровождение ГРП на месторождениях Пермского края с 2008 года, на месторождениях Республики Коми и Ненецкого автономного округа – с 2017 года. Для успешного применения технологии ГРП созданы совместные рабочие группы, включающие специалистов нефтегазодобывающих организаций, «ПермНИПИнефть» и сервисных предприятий, выполняющих ГРП.

На сегодняшний день на данных территориях накоплен значительный опыт выполнения различных модификаций ГРП – в частности, проведено более 3600 скважино-операций. Значительная дифференциация геолого-физических характеристик продуктивных пластов обуславливает формирование индивидуального подхода при выполнении ГРП для каждого эксплуатационного объекта. Подходы реализации ГРП постоянно совершенствуются.

Для эффективной реализации ГРП успешно подобраны модификации технологии, которых на текущий момент опробовано более 40, что позволило обеспечить более 16 млн тонн дополнительной добычи нефти, в том числе, за счет вовлечения в разработку запасов, ранее считавшихся нерентабельными.

На территории Пермского края изначально ГРП выполнялся только в скважинах с терригенным типом коллектора. Начиная с 2006 года, технология стала активно развиваться и применяться в скважинах с карбонатным типом коллектора. С расширением области применения, изменением геологических условий проведения работ, технология претерпела ряд модификаций и оптимизирована индивидуально для каждого объекта разработки. Так, для скважин, находящихся на участках залежи с пониженным пластовым давлением, где стандартные ГРП показывают недостаточную эффективность, сегодня успешно применяется технология азотно-пенного ГРП, для реализации которого, помимо стандартного флота ГРП, требуется привлечение флота азотных агрегатов.

Другой пример – фаменский объект Озерного месторождения (Красновишерский район), характеризующийся значительной мощностью (до 120 м), высокой расчлененностью, низкой









проницаемостью и пониженным пластовым давлением. На объекте в 2006–2017 годах испытано 7 различных технологий ГРП, средняя эффективность которых в процессе разработки снижалась с 29 до 5,2 тонн в сутки на фоне увеличения количества повторных ГРП. Для данного объекта на текущий момент подобрана технология высокорасходного кислотно-пропантного ГРП, позволяющая обеспечить рост эффективности мероприятий в среднем до 9,3 тонн в сутки. Для выполнения данных работ задействовано 2 комплекта оборудования флота ГРП для поддержания скорости закачки 8 кубометров в минуту.

Одним из последних успешных и показательных примеров модификации и подбора технологии ГРП является сакмарский пласт Шумовского месторождения (Чайковский район), сложенный карбонатными породами и находящийся на первой стадии разработки. Данный объект весьма сложен для разработки – он характеризуется низкой плотностью геологических запасов, низкой продуктивностью коллектора, высокой вязкостью нефти и высокой расчлененностью разреза. Средний дебит нефти скважин действующего фонда – около 0,7 тонн в сутки.

В соответствии с проектным документом, разработка сакмарской залежи предполагалась с применением теплового воздействия – закачки в нагнетательные скважины пара или горячей воды. Поскольку применение тепловых методов весьма затратно, на объекте были опробованы традиционные методы повышения нефтеотдачи, которые оказались неэффективными: максимальный прирост дебита нефти не превышал 1,7 тонн в сутки. Кроме того, на одной из скважин при стандартном пропантном ГРП произошел прорыв трещины в нижележащие водонасыщенные пропластки, вызвавший резкий – до 97 % – рост обводненности продукции.

Технология была значительно доработана – существенно снижены вязкость жидкости разрыва и скорость ее закачки в пласт. Кроме того, был пересмотрен типоразмер и концентрация применяемого для закрепления трещины пропанта, подобран более эффективный вид деструктора жидкости разрыва.

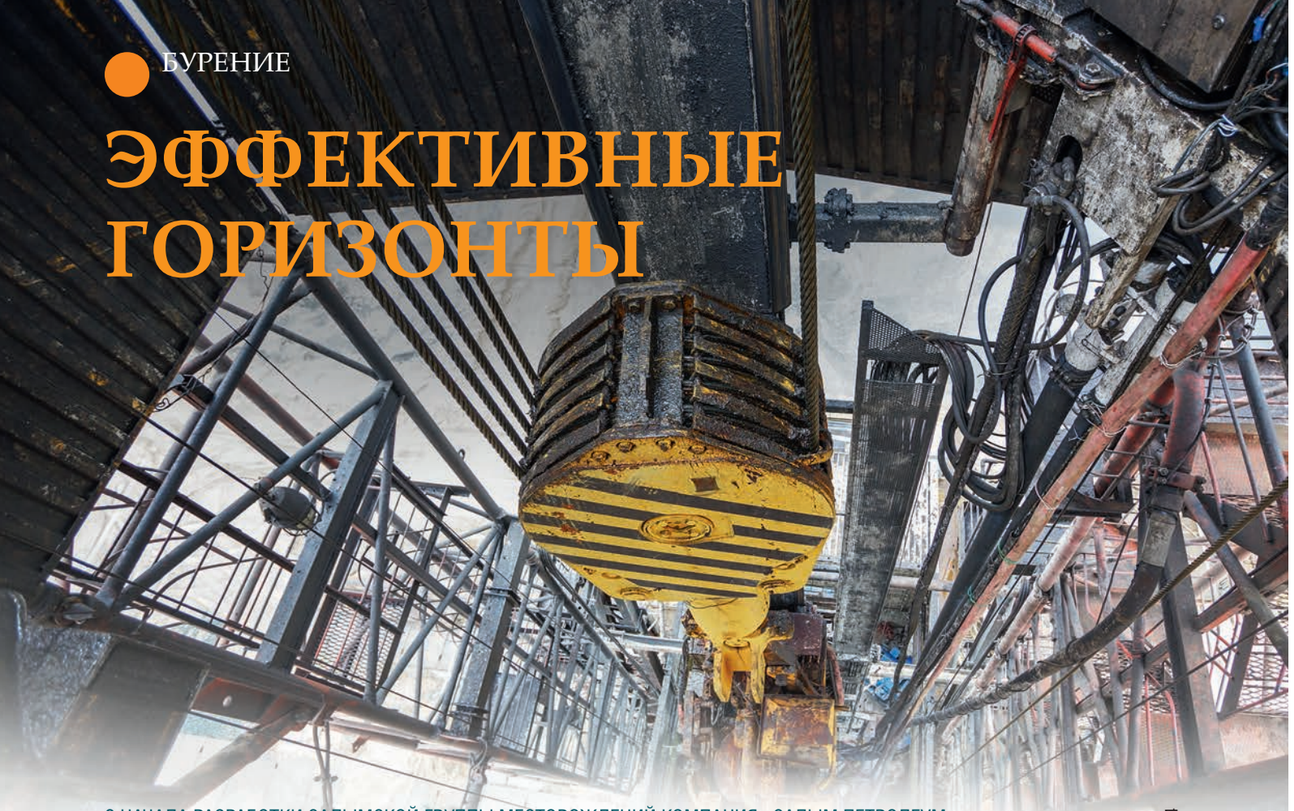
Модифицированная технология гибридного ГРП с применением маловязкой жидкости (геля) применена в 2018 году на скважине № 21 Шумовского месторождения. Результат превзошел все ожидания – дебит нефти составил 7,2 тонны в сутки. После выполнения ГРП скважина стабильно работает уже более года. Аналогичная технология применена в марте 2019 года на соседней скважине № 282, и тоже весьма успешно – скважина запущена в работу с дебитом нефти 6,6 тонн в сутки.

Для дальнейшей оптимизации технологии запланированы лабораторные исследования с использованием керна, а также комплекс промыслово-геофизических исследований в скважинах. Данные исследования позволят более эффективно применять уже реализованные технологические решения и в ближайшей перспективе вовлечь в разработку крупные запасы нефти – порядка 4,6 млн тонн. Для этого на Шумовском месторождения к 2027 году запланировано бурение более 140 скважин малого диаметра. Благодаря успешной реализации гибридных ГРП освоение скважин планируется осуществлять с применением оптимизированной технологии.

Суммарные запасы нефти в данных отложениях оцениваются более чем в 15,5 млн тонн. Для эффективного освоения этой значительной ресурсной базы при весьма сложных горно-геологических условиях правильный подбор технологий ГРП является важнейшим фактором успеха. ●

Keywords: *hydraulic fracturing, increased oil recovery, bottomhole formation zone, famensk carbonate deposits, terrigenous reservoir.*

ЭФФЕКТИВНЫЕ ГОРИЗОНТЫ



УДК 622.24

С НАЧАЛА РАЗРАБОТКИ САЛЫМСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КОМПАНИЯ «САЛЫМ ПЕТРОЛЕУМ» ПОСТРОИЛА СВЫШЕ 1450 СКВАЖИН И БОЛЕЕ 120 ИЗ НИХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ. В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ КОМПАНИЯ ДОБЫВАЕТ ОКОЛО 40 % СУТОЧНОЙ ДОБЫЧИ ИЗ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН. СЕГОДНЯ СРЕДНИЕ СКОРОСТИ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО БУРЕНИЯ СОСТАВИЛИ 3,36 ДНЯ НА 1000 МЕТРОВ ПРИ РЕКОРДЕ 2,80, ЧТО ЯВЛЯЕТСЯ ОДНИМ ИЗ ЛУЧШИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ В ОТРАСЛИ ДЛЯ СКВАЖИН С СОПОСТАВИМОЙ КОНСТРУКЦИЕЙ И В СХОЖИХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ БУРЕНИЯ. ЗА СЧЕТ ЧЕГО УДАЛОСЬ ДОСТИГНУТЬ РЕКОРДНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ?

DURING THE PERIOD OF DEVELOPMENT OF THE SALYM GROUP OF FIELDS, SALYM PETROLEUM BUILT OVER 1450 WELLS AND MORE THAN 120 OF THEM ARE HORIZONTAL. THANKS TO HORIZONTAL WELLS, CURRENTLY, THE COMPANY PRODUCES ABOUT 40% OF DAILY PRODUCTION. TODAY, AVERAGE HORIZONTAL DRILLING SPEEDS WERE 3.36 DAYS PER 1000 METERS WITH A RECORD OF 2.80, WHICH IS ONE OF THE BEST INDICATORS IN THE INDUSTRY OF WELLS WITH A COMPARABLE DESIGN AND IN SIMILAR GEOLOGICAL DRILLING CONDITIONS. HOW WAS IT POSSIBLE TO ACHIEVE SUCH RECORD RATES?

Ключевые слова: *бурение, горизонтальная скважина, строительство скважины, Салымская группа месторождений, Салым Петролеум, рекорды бурения, геологический контроль, автоматизация, цифровизация.*

Григорий Дашковский
начальник отдела проектирования и технической поддержки буровых работ, «Салым Петролеум»

Алексей Цурган
геолог по сопровождению бурения, «Салым Петролеум»

Рустам Яганшин
инженер по планированию бурения, «Салым Петролеум»

Наталья Приходько
советник департамента внешних связей, «Салым Петролеум»

Специалисты компании не сразу добились одних из самых высоких показателей в отрасли и положительной динамики. Начав работать с горизонтальными скважинами в 2015 году, компания достигла показателя в 4,85 дня на 1000 метров.

Последовавшие технологические вызовы и повышение требований к качеству нижнего заканчивания скважины привели к тому, что уже через год скорость строительства скважины снизилась на 18 %. Тогда компания поставила перед собой задачу стабилизировать, а затем и улучшить этот показатель без ущерба качеству и, главное, безопасности проводимых работ.

В тот же год управление бурения нефтяных скважин провело анализ технологических осложнений, возникавших при строительстве горизонтальных участков ствола, а также совместно с представителями компаний-акционеров (ПАО «Газпром нефть» и концерн «Шелл») и подрядными организациями определило ряд инициатив, направленных на снижение времени и удельной стоимости строящихся скважин. Планомерная реализация дорожной карты улучшений началась незамедлительно.

Для получения результатов были привлечены проверенные инструменты непрерывных улучшений: технический предел

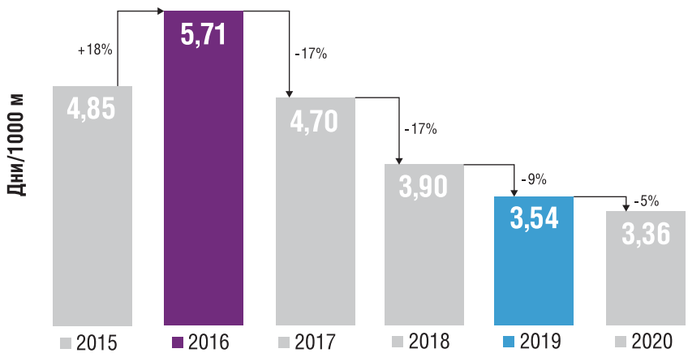
(re-Drill The Limit, rDTL), лучшее композитное время скважины, проработка минимальной технической спецификации нижнего заканчивания, перераспределение работ между операционными отделами в управлении. Также управление бурения разработало и внедрило единый регламент работ при строительстве горизонтальных скважин.

К концу 2017 года специалистам управления стало ясно, что технический предел основного инструмента – буровых станков – приближается. В связи с этим в «Салым Петролеум» началась работа по выбору и контрактованию буровых станков нового поколения. И уже в 2018 году компания располагала обновленным парком буровых станков со спецификациями, открывшими новые перспективы для горизонтального бурения. Благодаря модернизации было в значительной мере снижено непроизводительное время, повышена скорость проходки, расширены диапазоны достижимых глубин.

Значительные успехи в области горизонтального бурения позволили «Салым Петролеум» открыть новую страницу в освоении залежей Салымской группы месторождений и перейти на использование двуствольных скважин там, где это было экономически целесообразно. Эти скважины, имея в своей основе бурение двух горизонтальных стволов, в полной мере получили преимущества, достигнутые ранее. Результат не заставил себя долго ждать, и уже в начале 2020 года компания пробурила очередную двуствольную скважину за рекордные 18,9 дня, при этом был побит рекорд по бурению самой протяженной горизонтальной секции на Салымской группе месторождений. Новый рекорд – 1,397 м.

Работа над повышением эффективности бурения не прекращается и по сей день. Новые достижения во многом лежат в области взаимодействия с управлением геологии и разработки месторождений. На ежедневной основе специалистами двух управлений решаются сложные задачи по оптимизации режимов бурения, необходимой плотности данных каротажа, замеров, требуемым мероприятиям по заканчиванию скважин. Умение идти на компромиссы и работать единой

Продолжительность строительства ГС

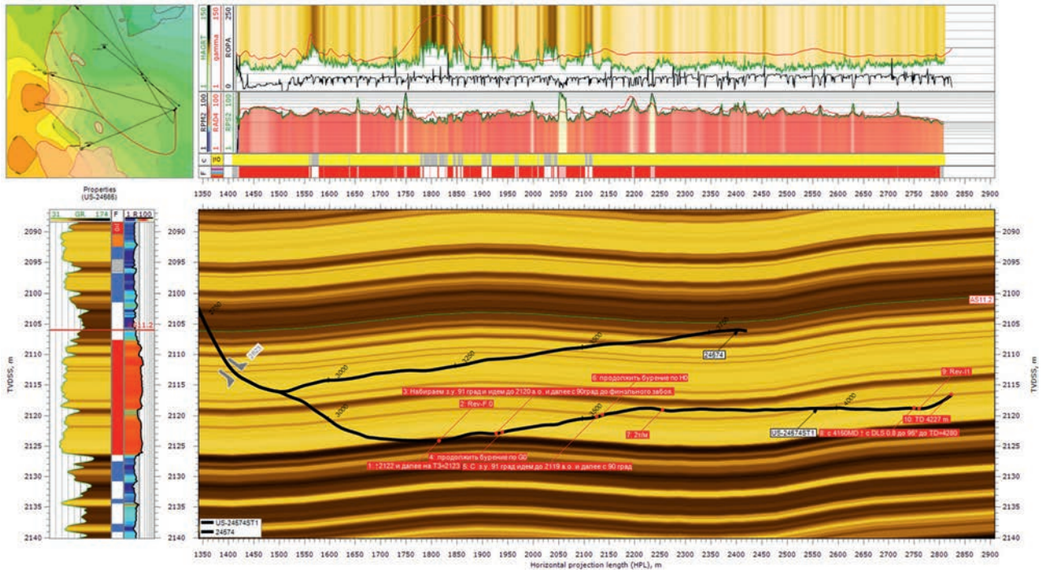


командой движет эффективность строительства скважины вперед без ущерба качеству и безопасности работ.

Вклад управления геологии и разработки месторождений в улучшение показателей по строительству скважин заслуживает отдельного внимания. Специалисты управления прошли обучение в Научно-техническом центре «Газпром нефти» по совершенствованию навыков сопровождения бурения, одновременно с этим компания формировала собственный цифровой ландшафт для улучшения процесса управления данными. Используя корпоративные системы управления данными, специалисты компании вышли на новый уровень планирования, бурения, освоения скважин и управления разработкой месторождений. Это стало возможным благодаря совершенствованию автоматизации текущих процессов, дистанционному управлению активом и высокому уровню интеграции всех дисциплин, вовлеченных в процесс бурения и строительства скважин.

В 2019 году на конференции Society Petroleum Engineers компания представила собственную разработку Well Delivery Strategy (WDS), которая внедрена в управлениях геологии, бурения и финансово-коммерческом департаменте и является единым информационным пространством для решения бизнес-задач компании. На интерактивной карте месторождений представлены все кустовые площадки в процессе бурения, по кустам и скважинам можно осуществлять поиск и видеть более 120 атрибутов по каждой скважине. На базе WDS автоматически строятся единый долгосрочный и краткосрочный графики бурения и освоения скважин. Здесь же реализован инструмент мониторинга строительства скважин в режиме реального времени. WDS интегрируется с Landmark EDM – ПО для бурения и заканчивания, позволяющее делать инженерные расчеты на основании ежедневных данных, а также CWI Strategy (технологической базой данных по фонду скважин), Openworks и SAP. Система мониторит основные показатели планирования бурения, (типы скважин, удельные временные и финансовые затраты), позволяет управлять и коммуницировать изменения информации конечным пользователям.

Еще одним важным инструментом стала интегрированная система Цифровое дело скважины – Well book, разработанная совместно управлениями геологии и бурения «Салым Петролеум». Система консолидирует данные из EDM, Openworks, CWI Strategy, WDS, визуализирует их и предоставляет онлайн-доступ к ним всем участникам процесса строительства скважины. Цифровое дело скважины применяется для оптимизации геологического контроля за процессом бурения и предоставляет доступ к данным всех скважин компании, хранящимся в едином структурированном формате. Основной функционал специалистов управления геологии в этой системе включает анализ и интерпретацию геолого-геофизической и технической информации (о бурении, керне, газах, данные MWD\LWD и кабельные данные), которые позволяют оценивать углеводородный потенциал



скважины, оценивать риски в ходе бурения и выбора обсадных колонн и точек отбора керна.

С 2019 года в «Салым Петролеум» развивает проект «Центр управления бурением», благодаря которому компания полностью контролирует геонавигацию и оптимизирует траектории всех горизонтальных скважин, строящихся на Салымской группе месторождений. В проекте используется программный комплекс Geosteering Office, предназначенный для геонавигации горизонтальных скважин в режиме реального времени. В центре работает мультидисциплинарная команда специалистов «Салым Петролеум», что существенно сокращает время коммуникаций, повышает согласованность действий, улучшает качество принимаемых решений и их эффективность. Основными целями создания центра сопровождения бурения являются, во-первых, повышение уровня безопасности на буровых посредством круглосуточного мониторинга производственного процесса, во-вторых, центр проектировался как площадка для тестирования и внедрения новейших цифровых решений, направленных на непрерывное технологическое совершенствование компании. Также целью центра является усовершенствование технологического процесса строительства скважин с целью повышения эффективности.

Уже сейчас команда проекта работает над поиском потенциала скрытого непроизводительного времени. В рамках развития центра управления бурением компания планирует провести апгрейд оборудования на буровых, совершенствование качества данных и многое другое, в частности применение разработок компаний-акционеров – ПАО «Газпром нефти» и концерна «Шелл» – по созданию интеллектуальной когнитивной системы с предиктивной аналитикой и возможностью геонавигации скважин в автоматическом режиме на основе анализа большого объема данных.

Весь этот комплекс инструментов позволяет компании улучшать эффективность проходки по горизонтальным стволам и горизонтальным зарезкам боковых стволов.

Рекордными показателями «Салым Петролеум» по горизонтальному бурению сегодня являются:

- Максимальная длина скважины 4 686 м **с горизонтальным стволом 910 м**
- Максимальная длина **горизонтального ствола 1 397 м** (забой 4 227 м)
- Самая быстрая горизонтальная скважина **10,4 дня** (забой 3 383 м, горизонтальный ствол 628 м)

Вместе с тем на регулярной основе компания мониторит 12 своих наилучших показателей в области комплексного строительства скважин, которые являются не только ориентиром, но и основной для новых достижениям. Компания продолжает совершенствовать технологии, методы управления и цифровую среду для еще более эффективного проектирования и строительства горизонтальных скважин. С первого дня разработки Салымской группы месторождений «Салым Петролеум» стремится сохранять высокое качество и эффективность во всех буровых операциях и сопутствующих видах работ, выполняя их без травм и происшествий.

«С первого дня разработки Салымского проекта мы уделяем особое внимание постоянным улучшениям. Это в равной степени касается работы с геологическими данными и создания эффективных цифровых инструментов, строительства скважин и управления эффективностью наших подрядных организаций, – отмечает **Ярослав Горбачев**, главный геолог «Салым Петролеум». *– И мы не ставим рекорды ради рекордов, наша главная задача – это постоянное улучшение всех процессов без ущерба для безопасности».*

Keywords: *drilling, horizontal well, well construction, Salym group of fields, Salym Petroleum, drilling records, geological control, automation, digitalization.*

ОБЕСПЕЧИМ ЛИНГВИСТИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ ВАШЕЙ ОТРАСЛИ

НАДЁЖНЫЙ ПОДРЯДЧИК С 2015 ГОДА

ПЕРЕВОДЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ **FORWARD TRANSLATE**

НАУКА | ТЕХНИКА | ЭКОНОМИКА | НЕФТЕГАЗ

forward-translate.ru
hello@forward-translate.ru
+7-999-067-67-88
Санкт-Петербург, пр. Ветеранов, д. 122

СЕРТИФИЦИРОВАНЫ DQS
Соответствуем международному стандарту ISO 17100:2015 «Услуги перевода - Требования к услугам перевода»

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ

наклонных и горизонтальных скважин

РАССМОТРЕН АНАЛИЗ ИССЛЕДОВАНИЙ ВЛИЯНИЯ ВИБРОУСКОРЕНИЙ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ БУРЕНИЯ СКВАЖИН, ОПИСАНЫ ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ВИБРАЦИЙ В КОМПОНОВКЕ НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ И СПОСОБЫ ИЗМЕРЕНИЙ, ИНТЕРПРЕТАЦИИ И ДЕТЕРМИНАЦИИ ДАННЫХ ТЕЛЕМЕТРИИ. ОБОСНОВАНА НЕОБХОДИМОСТЬ РАЗРАБОТКИ ТЕХНОЛОГИИ УПРАВЛЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКОЙ НАГРУЗКОЙ НА ДОЛОТО ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ВЫСОКОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ВИБРАЦИЙ

THE ANALYSIS OF VIBRATION ACCELERATIONS EFFECT ON THE WELL DRILLING EFFICIENCY RESEARCHES IS CONSIDERED. THE CAUSES OF VIBRATIONS IN THE BOTTOMHOLE ASSEMBLY AND METHODS FOR MEASURING, INTERPRETING AND DETERMINING DATA FROM TELEMETRY ARE DESCRIBED. THE NECESSITY OF TECHNOLOGY DEVELOPMENT FOR CONTROLLING THE DYNAMIC LOAD ON THE BIT TO PREVENT HIGH-ENERGY VIBRATIONS IS JUSTIFIED

Ключевые слова: *эффективность бурения скважин, вибрации, колебания, виброускорение, механическая удельная энергия, фактическая нагрузка, динамика удара долота.*

Двойников Михаил Владимирович
заведующий кафедрой бурения скважин Санкт-Петербургского горного университета, д.т.н., профессор

Куншин Андрей Андреевич
аспирант кафедры бурения скважин Санкт-Петербургского горного университета

УДК 622.24



Масштабный рост горизонтального бурения, с 10,8% в 2010 году до 46,4% всего эксплуатационного бурения на 2018 год, а к 2030 году может достичь уровня 74% [1], оказывает значимое влияние как на объемные, так и на структурные характеристики нефтесервисного рынка. Рост проходки в горизонтальном бурении в 2018 году составил +19% (до 13,4 млн м), в то время как проходка в вертикальном бурении снизилась на 13% [2].

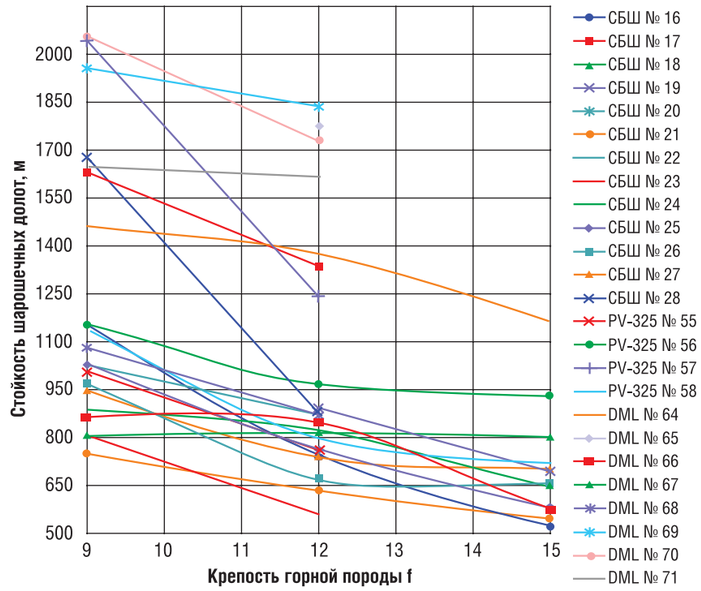
Как показывают статистические данные [2], наблюдается значительное снижение эффективности бурения с 26,6 т/м (2014 год) до 20,1 т/м (2018 год) и данная негативная тенденция продолжается. На снижение эффективности бурения скважин оказывают вибрации, основной причиной которых является эксцентричное вращение долота на забое. Известно [3], что эффективность работы долота может кратно снижаться в результате нарушения его соосности со стволом скважины.

Наиболее распространенными типами долот на сегодняшний день являются долота трехшарошечного типа, сюда же можно отнести и долота режущего типа – PDC и алмазные [4].

Бурение скважин с вращением часто сопровождается колебаниями крутящего момента, которые обусловлены заклиниванием долота из-за высоких трений в открытом стволе, последующим его срывом и значительным увеличением оборотов долота над предполагаемыми (стик-слип эффект). Следствием данной проблемы являются повреждения резцов долот, поперечные и осевые колебания компоновки низа бурильной колонны (КНБК) с образованием стрелы прогиба колонны бурильных труб (КБТ) и резким ростом аварийности.

Потеря устойчивости КНБК вследствие возникновения колебаний долота ведет к резкому падению механической скорости бурения и величины проходки. Данные осложнения ведут к росту непроизводственного времени. Непроизводственное время является главным источником снижения рентабельности деятельности подрядных предприятий. Необходимо рассмотреть основные причины потери устойчивости КНБК. Одним из ключевых факторов, влияющих на эффективность бурения скважин, является правильный подбор долота и технологических параметров бурения.

РИС. 1. Анализ проходки скважин шарошечными долотами [5]



Снижение популярности шарошечных долот обусловлено их невысокой надежностью: подшипники часто выходят из строя, в то время как PDC-долота позволяют производить бурение более протяженных участков скважин. Проходка шарошечным долотом может достигать как 2000, так и 500 метров, что негативно сказывается на скорости бурения. На рис. 1 приведен анализ проходки различными шарошечными долотами диаметром 215,9 и 244,5 мм.

Из представленного анализа проходки шарошечными долотами следует, что по причине больших нагрузок на долото происходит превышение запаса прочности подвижных элементов (шарошки, цанги, подшипники). Данные осложнения могут происходить по причине того, что не учитываются виброускорения, происходящие на забое: измерительные приборы калибруются для ускорения свободного падения (G) на поверхности, ближе к забою, как показано на рисунке 2, G может многократно превосходить значение, полученное на устье.

По причине многократного увеличения G (30–45 G, в то время как для стабильной работы по бурению скважин с винтовым забойным двигателем (ВЗД) или роторной управляемой системой (РУС) достаточно 3–5 G) БК теряет устойчивость и становится динамически нестабильной. Латеральные и осевые вибрации в БК присутствуют на всем интервале бурения скважины и не способствуют потере устойчивости и жесткости системы, но с увеличением амплитуды колебаний вследствие оказания высоких нагрузок на КНБК появляется высокоэнергетическая вибрация [6], которая может оказывать разрушительное влияние на компоненты КНБК, особенно на телеметрическую систему РУС. Пластические деформации БК и компонентов КНБК напрямую связаны с влиянием вибрации [7]. Вибрации на забое в основном вызваны резонансом [8], возникающим в следствие потери устойчивости БК.

Следует подробно рассмотреть разрушительное воздействие вибраций на КНБК на основе накопленного опыта изучения отдельных случаев.

Рассмотрим случай, представленный на рис. 3, работы Mitchell's R.F., Miska's S. и Aadnøy's B.S. Полевые испытания показали, что в большинстве случаев долото С, которое было конструкционно изменено с целью минимизации возникающих вибраций, не только демонстрировало меньшие осевые вибрации, в то же время показало значительно большую скорость проходки, несмотря на то, что обладало меньшей удельной энергией, чем немодифицированное долото D. При этом вибрации были отмечены как один из важных факторов износа долот любого типа [9].

Механическая удельная энергия (МУЭ) от долота, представленная на рис. 3 (а), используется в качестве параметра для оценки его производительности в случае, когда долото работает при постоянном режиме с минимальным воздействием вибраций. Если долото вращается эксцентрично, за счет влияния латеральных вибраций, то использование МУЭ для оценки производительности долота ненадежно, и результаты могут быть недостаточно достоверными.

Необходимо отметить, что трение о стенки скважины, плохая смазывающая способность бурового раствора (БР), недостаточная жесткость компоновки, также способствуют возникновению эксцентричных вращений КНБК [10]. Длительная

РИС. 2. Данные о виброускорении на забое (в единицах G)

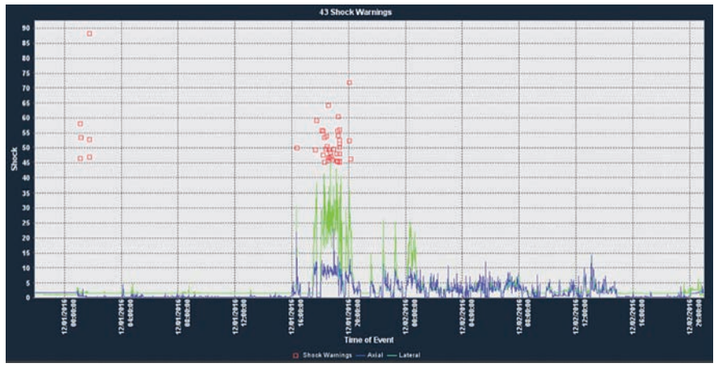
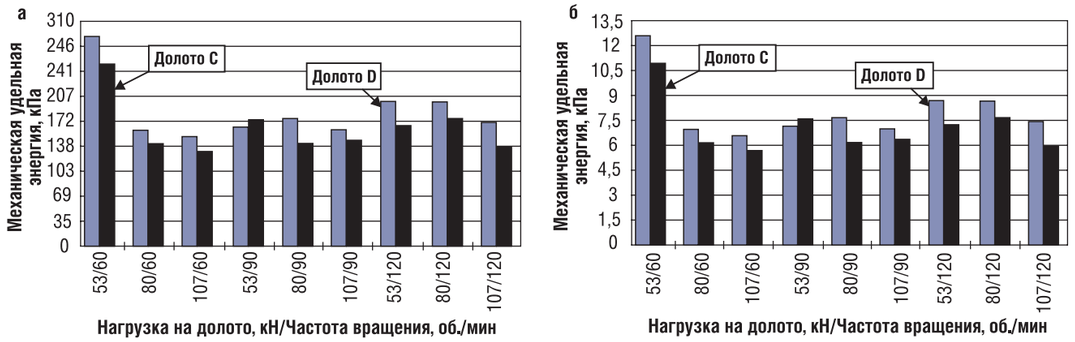


РИС. 3. Сравнение удельной энергии и скорости проходки от нагрузки и частоты вращения на долотах C и D



работа разбалансированной компоновки приводит к поломкам гидравлических двигателей и другого забойного оборудования [11]. Для выхода на стабильный (сбалансированный) режим бурения из вибрационного состояния, необходимо полностью остановить вращение и поднять инструмент над забоем. В противном случае, возможен быстрый и неконтролируемый переход в другую область или появление смешанного колебательного движения (осевое-вращательное-боковое).

В таблице 1 приведены технические ситуации, являющиеся источником возникновения вибраций в БК.

Колебания и последующие удары КНБК о стенки скважины могут привести к повреждению ее компонентов, смещению направления бурения и ухудшению качества проработки ствола скважины [13]. Опасность поперечного перемещения БК заключается в том, что в случае отклонения центра тяжести КНБК от оси скважины при вращении в секции УБТ будет возникать центробежная сила, приводящая к скручиванию колонны [14].

Измерения вибрации на забое скважины впервые были введены в нефтяной промышленности в начале 1990-х годов и в последние годы оказались жизненно важными для повышения эффективности бурения и снижения эксплуатационных расходов во всем мире. Сегодня использование инструментов измерения вибрации стало стандартной процедурой, и большинство операторов имеют встроенные датчики вибрации, работающие вместе с MWD и каротажем во время бурения (LWD). Данные в режиме реального времени позволяют оператору контролировать критичность вибраций в скважине и управлять параметрами бурения.

Понятие «в реальном времени» является не совсем корректным поскольку на сегодняшний день блок телеметрии находится на расстоянии 14–20 м от долота, в связи с этим происходит задержка в передаче данных на устье. В результате задержки информации с забоя, в ситуации когда происходит переход долота от твердых плотных пород к породам пластичным, начинается эксцентричное движение долота, вызывающее колебания, затяжки инструмента, что приводит к снижению скорости проходки, как говорилось ранее, и команде оператора повысить осевую нагрузку для преодоления ситуации. Цель состоит в том, чтобы уменьшить вибрации и увеличить срок службы компонентов КНБК. Крайне важно, чтобы инструменты не работали при сильных вибрациях.

ТАБЛИЦА 1. Механизмы воздействия на БК [12]

Физические механизмы	Начало воздействия	Вторичное воздействие
Дисбаланс масс в компоновке	Боковая вибрация	Смешанное колебание
Перекос компоновки	Боковая вибрация	Осевая вибрация
Бурение трехшарошечным долотом	Осевая вибрация	Вращательные боковые колебания
Потеря бурильной колонны	Смешанное колебание	–
Отклонение с вращением / без вращения	Боковая вибрация	Осевые вращательные колебания

Для большинства данных о пласте существуют стандарты, облегчающие сравнение и оптимизацию вычислительных операций. Несмотря на то, что вибрации БК получили повышенное внимание в последние годы, отраслевого стандарта по отбору, обработке и интерпретации данных о вибрации скважины по-прежнему нет.

Сервисные компании измеряют те же параметры, но имеют свой собственный способ измерений, интерпретации результатов с присвоением уровня серьезности. Schlumberger, Halliburton и Baker Hughes определяют рабочие пределы оборудования, группируя измеренные ускорения. Вибрации чаще всего измеряются акселерометром, установленным в MWD [11]. Значения перегрузок даны в ускорении свободного падения, где 1 G равно 9,81 м/с², которое является ускорением силы тяжести на уровне моря.

Бейкер Хьюз основывает свою систему на среднеквадратичных значениях (RMS) от мгновенных ускорений. Для осевых и поперечных колебаний определены восемь уровней тяжести вибрации (пронумерованные 0–7) (таблицы 2 и 3). Бейкер Хьюз не использует пиковые значения, и они, по-видимому, их не регистрируют для более точной интерпретации данных.

Бейкер Хьюз рассматривает крутильные колебания как часть более общей проблемы проскальзывания (стик-слип эффекта).

ТАБЛИЦА 2. Воздействие боковых колебаний

Боковые значения RMS	Опасность
Повторные боковые значения RMS от 3 до 5 g	Быстрый износ оборудования. Время безопасного воздействия – не более 3 часов
>5 g	Аварийная ситуация. Время безопасного воздействия – не более 20 минут

ТАБЛИЦА 3. Воздействие осевых колебаний

Осевые значения RMS	Опасность
от 3 до 5 g	Критическая, но редкая. Не должна длиться более 3 часов
>5 g	Критическая, но редкая. Не должна длиться более 20 минут

ТАБЛИЦА 4. Воздействие боковых и осевых колебаний (средние значения)

Тип вибраций	Среднее значение G	Опасность
Боковые	>4–6	Красная зона, не должна продолжаться более 18 минут
Осевые	4	Красная зона, не должна продолжаться более 8 минут

ТАБЛИЦА 5. Воздействие боковых и осевых колебаний (пиковые значения)

Тип вибраций	Пиковые значения G	Опасность
Боковые	более 150 ударов, >90 G	Моментальная критическая
Осевые	более 100 ударов, 20–40 G	Моментальная критическая

ТАБЛИЦА 6. Таблица тяжести осевых и боковых колебаний

Количество ударов	Опасность
Менее 50 000 ударов, >50 G	Уровень 0, нет риска поломки инструмента
Более 200 000 ударов, >50 G	Уровень 3 (красный), высокий риск поломки инструмента

Халибёртон разделяет измеренные G на три уровня серьезности: низкий (зеленый), средний (желтый) и высокий (красный). Как средние, так и пиковые значения G используются для классификации тяжести вибрации. Средние значения G рассчитываются за период в 4 секунды и зависят от величины G и промежутка времени воздействия.

Пиковый уровень G определяется как максимальное мгновенное G в интервале 4 секунды и классифицируется по величине и частоте возникновения (количество ударов). Определение каждого уровня варьируется для разных типов инструментов и является довольно сложным. Типичные значения приведены в таблицах 4 и 5.

Определенные пределы критичности, основанные на средних значениях G, относительно одинаковы для Бейкер Хьюз и Халлибёртон.

Шлюмберже использует иную систему количественного определения G, чем Бейкер Хьюз и Халлибёртон. Определяется порог, обычно 50 G/c, и подсчитывается количество ударов, когда G превышает данное значение (таблица 6). Шоки ниже данных уровней рассматриваются как не повреждающие инструмент. Воздействие шоков разделены на 4 уровня (0–3).

Как видно из таблицы выше, одна и та же система классификации применима как для осевых, так и для боковых колебаний. Крутильные колебания имеют другую систему классификации и измеряются отдельно.

Анализ результатов исследований показал, что методы и устройства снижения вибраций в полной мере не способны устранить колебательный процесс колонны.

Повышение эффективности бурения наклонных и горизонтальных скважин возможно при осуществлении оперативного управления и контроля параметров бурения, так как сбалансированность конструкции скважины, а также стабильность ее работы во многом зависит от технологических параметров, в наибольшей степени – от фактической (статической, динамической) нагрузки на долото. ●

Литература

1. *Данные аналитического отчета «Российский рынок бурения нефтяных скважин: текущее состояние и прогноз до 2030 года». – М.: RPI, март 2018.*
2. *Данные аналитического отчета «Обзор нефтесервисного рынка России – 2019» // Исследовательский центр компании «Делойт» в СНГ. – М.: Deloitte, 2019.*
3. *Симонов В.В., Выскребцев В.Г. Работа шарошечных долот и их совершенствование. – М.: Недра, 1975.*
4. *Палащенко Ю.А. Катастрофическое снижение эффективности бурения из-за эксцентричного вращения долота на забое скважины // Журнал «Бурение и нефть». – М.: ООО «Бурнефть», 2006. – № 9.*
5. *Гилев А.В., Бовин К.А., Шигин А.О., Белозеров И.Р. Анализ проходки шарошечных долот в условиях Олимпиадинского ГОКа // Современные проблемы науки и образования. – Пенза: ИД «Академия естествознания», 2015. – № 2–1, 153 с.*
6. *Alley, S.D., & Sutherland, G.B. The Use of Real-Time Downhole Shock Measurements to Improve BHA Component Reliability // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – USA: SPE, 1991.*
7. *Mitchell, R.F., Allen, M.B. Lateral vibration: the key to BHA failure analysis // World Oil, vol. 200 (4) – USA: N.p., 1985.*
8. *Dareing, D.W., and Livesay, J. Longitudinal and Angular Drill String Vibrations with Dampening // ASME. – USA: American Society of Mechanical Engineers, 1968. – pp. 671–679.*
9. *Mitchell R.F., Miska S. and Aadnøy B.S. Fundamentals of Drilling Engineering. – USA: Society of Petroleum Engineers, 2011. – 710 p.*
10. *Любимова С.В. Повышение эффективности бурения наклонно-направленных скважин с горизонтальными участками путем снижения прихватоопасности // Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Уфа: УГНТУ, 2012. – 195 с.*
11. *Osnes S.M., Amundsen P.A., Weltzin T., Nyrnes E., Hundstad B.L. & Grindhaug G. MWD Vibration Measurements: A Time for Standarisation. SPE / IADC 119877 presented at SPE / IADC Drilling Conference and Exhibition held in Amsterdam, The Netherlands, 17–19 March 2009.*
12. *Besaisow A.A., Payne M.L. A study of excitation mechanisms and resonances including bottomhole-assembly vibrations // SPE Drilling Eng, vol. 3 (1) – USA: SPE, 1988. – pp. 93–101.*
13. *Габзалилова А.Х., Янтурин Р.А., Янтурин А.Ш. Уменьшение затрат энергии от снижения коэффициентов трения при вращении колонны ротором // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ВНИИОЭНГ, 2012. – № 4. – С. 7–10.*
14. *Vandiver J.K., Nicholson J.W., Shyu R.J. Case studies of the bending vibration and whirling motion of drill collars // SPE 18652. – USA: SPE, 1990. – 14 p.*

KEYWORDS: *well drilling efficiency, vibrations, wabbling, vibration acceleration, mechanical specific energy, actual load, impact dynamics of the bit.*

САМЫЕ **ГЛУБОКИЕ** НЕФТЯНЫЕ **СКВАЖИНЫ** В МИРЕ

СКВАЖИНА OP-11
РОССИЯ

12 345 м

=

ДОМ ВЫСОТОЙ 3514 ЭТАЖЕЙ

3514
3471
3421
3381
3351
3321
3291

КОМПАНИЯ
«Эксон Нефтегаз Лимитед»

РАСПОЛОЖЕНИЕ
Дальневосточный шельф России, Одопту, одно из трех месторождений проекта «Сахалин-1»

Скважина пробурена за **60 дней**

ТЕХНИКА
буровая установка «Ястреб» — полностью закрытого типа, приспособлена к эксплуатации в зимних условиях. Использовали технологию скоростного бурения и комплексного контроля качества бурения, разработанные компанией

СКВАЖИНА BD-04A
КАТАР

12 289 м =

83
ПИРАМИДЫ ХЕОПСА

83
80
70
60
50
40
30
20
10

КОМПАНИЯ
Maersk Oil (Total Group)

РАСПОЛОЖЕНИЕ
нефтяной бассейн Аль-Шахин, Катар

Скважина пробурена за **36 дней**

ТЕХНИКА
платформа Transocean GSF Rig 127

«КОЛЬСКАЯ СВЕРХГЛУБОКАЯ» (СГ-3)
СССР

12 262 м =

15
НЕБОСКРЕБОВ БУРДЖ-ХАЛИФА В ДУБАЕ

15
10
5

Кольская комплексная геолого-разведывательная экспедиция глубокого бурения (с 1992 года преобразована в Научно-производственный центр «Кольская сверхглубокая»)

РАСПОЛОЖЕНИЕ Мурманская область, северо-восточная часть Балтийского щита

Скважину бурили с перерывами, **с 1970 по 1991 г.**

ТЕХНИКА Буровые установки «Уралмаш-4Э» и «Уралмаш-15000»

BERTHA ROGERS
США

9583 м =

СРЕДНЯЯ ВЫСОТА
ПОЛЕТА САМОЛЕТА

КОМПАНИЯ
GHK

РАСПОЛОЖЕНИЕ
округ Уошито, Оклахома, США

Скважина пробурена за **502 дня**

Работу пришлось прекратить, когда проходчики наткнулись на расплавленное месторождение серы

HAUPTBOHRUNG
ФРГ

9101 м =

РАССТОЯНИЕ ОТ МОСКВЫ
ДО БОЛГАРСКОГО ГОРОДА БЯЛА



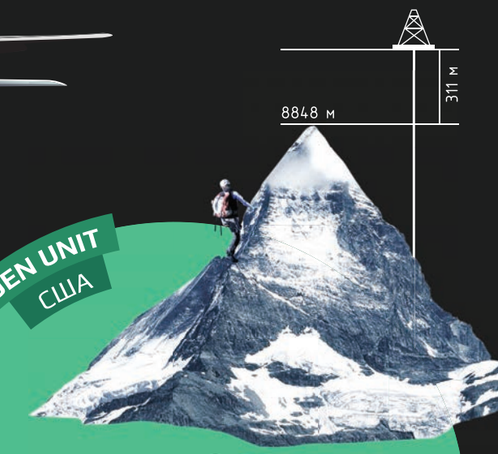
Немецкая программа континентального глубокого бурения

РАСПОЛОЖЕНИЕ
горы Баварии

Hauptbohrung бурили с **1990 по 1994 год**, проект пришлось заморозить из-за технологических трудностей. Сейчас на территории находится исследовательская лаборатория и музей

ТЕХНИКА
для проведения работ была построена вышка высотой 83 метра и буровая установка грузоподъемностью 800 тонн

BADEN UNIT
США



9159 м НА **311 м** БОЛЬШЕ ЧЕМ ЭВЕРЕСТ

КОМПАНИЯ Lone Star

РАСПОЛОЖЕНИЕ
вблизи г. Анадарко

Разработка началась в 1970 году и продолжалась на протяжении **545 дней**

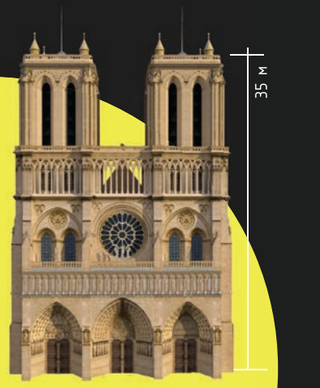
Всего на эту скважину ушло 1,700 тонн цемента и 150 алмазных долот

Полная стоимость обошлась компании в 6 млн долларов

«СААТЛИНСКАЯ» (СГ-1)
СССР

8324 м =

238
СОБОРОВ ПАРИЖСКОЙ БОГОМАТЕРИ



Программа сверхглубокого бурения Министерства Геологии СССР

РАСПОЛОЖЕНИЕ
Куринская впадина, г. Азербайджан

По данным из СГ-1 планировали построить геофизическую модель земной коры. Работу начали в **1977 г.** и прекратили по техническим причинам в **1982 г.**

ТЕХНИКА Буровая установка «Уралмаш-15000»

Neftegaz.RU
номер 4/2020 г.

УДК 66

НЕСЫРЬЕВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ



Иванов Виктор Петрович
Президент Российского Союза химиков

НЕФТЕГАЗОХИМИЯ – ОДНА ИЗ НАИБОЛЕЕ ДИНАМИЧНО РАЗВИВАЮЩИХСЯ ОТРАСЛЕЙ. СОГЛАСНО ДАННЫМ VYGON CONSULTING ОНА ВДВОЕ ПРЕВЫШАЕТ МИРОВОЙ ВВП ПО ТЕМПАМ РОСТА. СОХРАНИТСЯ ЛИ ЭТА ТЕНДЕНЦИЯ И ХАРАКТЕРНА ЛИ ОНА ДЛЯ РОССИИ? НА ЧТО ДЕЛАЮТ УПОР ОСНОВНЫЕ ИГРОКИ РЫНКА В РАЗВИТИИ СВОЕГО БИЗНЕСА? КАКОВА РОЛЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ КЛАСТЕРОВ И ГОСУДАРСТВА В УВЕЛИЧЕНИИ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ОТРАСЛИ? НА ЭТИ И ДРУГИЕ ВОПРОСЫ ОТВЕЧАЕТ ПРЕЗИДЕНТ РОССИЙСКОГО СОЮЗА ХИМИКОВ ВИКТОР ИВАНОВ

PETROLEUM CHEMISTRY IS ONE OF THE MOST DYNAMICALLY DEVELOPING SECTOR. ACCORDING TO VYGON CONSULTING, IT EXCEEDS TWICE THE WORLD GDP GROWTH RATES. WILL THIS TREND CONTINUE AND IS IT CHARACTERISTIC OF RUSSIA? WHAT ARE THE MAIN MARKET PLAYERS FOCUS ON IN DEVELOPING THEIR BUSINESS? WHAT IS THE ROLE OF TECHNOLOGY CLUSTERS AND THE STATE IN INCREASING THE ECONOMIC RESULTS OF THE INDUSTRY? VIKTOR IVANOV, THE PRESIDENT OF THE RUSSIAN UNION OF CHEMISTS, ANSWERS THESE AND OTHER QUESTIONS

Ключевые слова: *нефтегазохимия, газохимические комплексы, переработка сырья, высокие технологии, импортозамещение.*

– Виктор Петрович, за последние 20 лет мировой нефтегазохимический комплекс сильно изменился, появились новые продукты, компании, трансформировалась структура рынка и география размещения крупнейших мощностей. Как Вы оцениваете состояние отрасли в России?

– Самая главная трансформация, которая произошла за этот период – это полноценное взросление нефтегазохимии в мире в целом и в России, в частности. Структура нефтегазохимического потенциала стала важным фактором самоопределения в точке роста осмысленной зрелости, а также общих представлений о дальнейшем развитии и общей нефтегазохимической риторики. В США произошла сланцевая революция, трансформировавшаяся из частных экспериментов с приходом крупных игроков в самый амбициозный транснациональный проект современности. Китай со свойственной, пожалуй, только ему аккумулятивной практикой наработал впечатляющий потенциал, при котором самый внушительный национальный ВВП Поднебесной более чем в 1,5 раза уступает динамике развития ее отдельно взятой отрасли – нефтегазохимии. При этом продуктовый мировой рынок нефтегазохимии более чем на четверть занят продукцией китайского происхождения.

В России мы подошли к очень интересному этапу – созданию газохимических комплексов, позволивших более рационально использовать инвестиции в геологоразведку, наладить активное производство полимерной продукции из этана и других углеводородных газов. Дальше – больше, развивая на государственном уровне глубину переработку углеводородного сырья и приняв химизацию как основной вектор трансформации народного хозяйства, Россия способна вывести экономику на принципиально иной, качественный уровень и обеспечить свое достойное будущее в быстро меняющемся мире. Мы располагаем самыми современными технологиями и богатой инфраструктурой природного углеводородного сырья и относительно низкой себестоимостью их добычи. Это те козыри, которые мы должны разыграть максимально грамотно и дальновидно.

ФАКТЫ

217
МЛН ТОНН
составит экспорт российского СПГ к 2035 г.

– Один из основных сегментов отрасли – производство пластиков. Еще несколько лет назад по ряду позиций Россия была полностью зависима от импорта, изменилась ли ситуация сейчас?

– Важной частью нефтехимического комплекса является производство и переработка пластмасс. По самым скромным подсчетам, в этом секторе работает более 13 тысяч предприятий с совокупным штатом порядка 200 тысяч человек. Современный отечественный рынок пластмасс находится в стадии активного роста, его стимулирует постоянный спрос на внутреннем рынке. В минувшем году в целом по России был зафиксирован рост объема производства пластмасс в первичных формах на 6,5 % по сравнению с 2018 г. Производственные показатели по уровню выпуска этилена в первичных формах в 2019 г. YoY были увеличены более чем на 7%. Что касается объема производства полимеров стирола в первичных формах, он вырос незначительно, его прирост составил всего 0,1% YoY. Объем выпуска ПВХ, прочих галогенированных олефинов в первичных формах в целом за минувший год выросли почти на 3%.

По причине закрытия предприятий и производств эпоксидный смол, начиная с 2004 г. отрасль испытывала дефицит производства данной категории товаров. Ситуация осложнялась и тем, что сворачивались также производства эпихлоргидрина, очень

востребованных при производстве композитных материалов и ЛКМ. Сегодня ситуация по-прежнему сложная, но не критическая. В хорошей форме остается крупный производитель – Дзержинский завод им. Я.М.Свердлова. Его усилия по возрождению направления приносят видимые результаты, но в масштабах страны их явно недостаточно.

С точки зрения производства полимеров простых эфиров, поликарбоната, алкидных смол, полимеров сложных эфиров и аллилового спирта в первичных формах мы также отмечаем сокращение объемов производства почти на 5%.

Таким образом, можно сказать, что ситуация постепенно выправляется, наблюдается паритет объемов экспорта и импорта с некоторым превышением последнего. При этом заметный профицит мощностей наблюдается в сегменте полипропилена, а дефицит – в производстве эмульсионного ПВХ, ПЭТФ пленочного и волоконного назначения, а также линейного ПЭ.

В крупнотоннажном производстве пластмасс значительное влияние на производственные показатели уже начали оказывать инвестиционные проекты по производству базовых полимеров. Речь идет о «ЗапСибНефтехиме», проекте «Усть-Луга» – крупнотоннажных производителях ПЭ. Кроме того, известно о планах «Газпрома», в 2023–2024 гг. построить в Ленинградской области комплекс по переработке жирных газов в этан с последующей переработкой в продукцию на Балтийском комплексе. Его мощность может достичь 3 млн т в год. Есть и другие локальные проекты. Так, в Башкортостане «Газпром нефтехим Салават» планирует совместное с китайцами строительство комплекса по производству 416 тыс. т ПЭ и 617 тыс. т ПП в год. Иркутская нефтяная компания обдумывает проект завода, мощностью до 600 тыс. т в год ПВД и ПНД.

– Как можно охарактеризовать ситуацию с базовыми полимерами и сырьем?

– Положение текущего дня по базовым полимерам и сырью, я бы охарактеризовал лаконично: есть все для полимерного рывка, мощного и впечатляющего.

– Что можно сказать о динамике развития нефтегазохимии в нашей стране?

– В ближайшей перспективе положительная динамика выработки нефтегазохимического сырья и развития отрасли сохранится. К этой мысли подталкивает скорректированный в сторону серьезного увеличения прогноз Минэкономразвития по производству СПГ и его экспорту до 2035 г., озвученный в начале апреля текущего года. Рост экспорта российского СПГ должен составить порядка 217 млн тонн. Претерпел значительные изменения прогноз добычи природного газа, теперь эта цифра составляет 1 трлн м^3. Считаю, что ситуация по природному газу будет также развиваться в плюс, уступая в динамике только СПГ. Основанием для этого прогноза является общая картина поставок природного газа за последние 4 года. Для информации, только в 2018 году объем поставок в Европу превысил 200 млрд м^3. Основные импульсы в СПГ по-прежнему будут создавать перспективные мощности «НОВАТЭКа» («Ямал СПГ») и «Газпрома» («Турецкий поток», «Северный поток-2» и «Силы Сибири»).

ФАКТЫ

После **2020** года

цены на нефть стабилизируются на фоне снижения предложения нефти, в том числе из-за отработки самых эффективных месторождений

В **2019** г.

утверждена дорожная карта по развитию нефтегазохимического комплекса России

Потенциально привлекательным и рентабельным останется, в большей своей части, внутренний рынок сжиженных углеводородных газов. Значительных успехов в развитии этого направления можно достигнуть путем сооружения новых продуктопроводов к уже сформированным и перспективным нефтехимическим кластерам, а также реализуя отмену дорожного налога для автолюбителей, использующих СУГ.

Обвал цен на нефть сколько-нибудь резонансно не повлиял на отечественный рынок нефтехимии. Договор с ОПЕК состоялся, значит, существенной разбалансировки мирового рынка углеводородов ни в ближайшей, ни в среднесрочной перспективе не предвидится. Стабилизация цен на нефть будет происходить на фоне снижения предложения нефти в мире после 2020 г., в том числе из-за отработки самых эффективных месторождений.

Находясь в точке уверенного и стабильного спроса на конечные продукты нефтехимии, мы имеем все условия для мощного полимерного рывка за счет оптимизации работы по основным направлениям Амурского ГХК, «ЗапСибНефтехима», а также по ключевым проектам нефтехимических кластеров в Татарстане и Башкортостане.

Убежден, что понимание на государственном уровне всей важности поддержки нефтегазохимии в период общей рецессии, а также внятность государственного управления и планирования способны привести к кардинальным изменениям в структуре национальной экономики, сместив сырьевой акцент в сторону высокотехнологичных перерабатывающих отраслей.

– С введения санкций прошло почти пять лет, о их влиянии на нефтегазохимию существуют разные мнения, одни эксперты говорят о негативном влиянии санкций на развитие отрасли, другие видят в них импульс к развитию отечественных производств. Каково Ваше мнение?

– На мой взгляд, любые внешние ограничения про которые Вы говорите, скорее импульс к развитию и мобилизации внутренних сил, а не сигнал приближающегося бедствия. Влияние санкций на развитие отрасли неоспоримо есть, но он несоизмерим с барьерами и препятствиями, порожденными системными государственными сбоями в управлении, правовом поле, в беспрецедентных бюрократических барьерах, с которыми вынужден встречаться нефтегазохимический бизнес России. Санкции для России стали толчком для развития отечественных производств и импортозамещения. Продолжая ущербную практику санкций и ограничений в отношении России, США реально рискуют расшатать всю мировую экономику, внеся дисбаланс и регрессивные тенденции. С точки зрения нашей страны, отмечу, что все, что нас не убивает, то делает сильнее, гибче и адекватнее самым непредсказуемым вызовам времени. Любой санкционный порыв наших западных «друзей» мы должны научиться принимать максимально спокойно, не питая нездоровые амбиции Большого брата.

– Что можно сказать об инвестиционной привлекательности отрасли?

– Без гармонизации частно-государственного партнерства любая потенциально перспективная и инвестиционно привлекательная отрасль никогда не реализует весь имеющийся потенциал. Инвестиционная привлекательность нефтегазохимии очевидна, достойной альтернативы сырьевой энергетике пока не создано, потенциал нефтехимии неисчерпаем: каждый третий предмет вещественного мира, которыми современный человек окружил себя – продукт нефтехимии. Предпринимаемые государством шаги по модернизации отрасли в дальнесрочной перспективе местами хороши, но явно недостаточны в большей части в направлениях подготовки квалифицированных кадров, развитии high-tech технологий, а также отечественного машиностроения. Недостаточны меры по модернизации НПЗ. Государство не стимулирует их качественное развитие, не сближает с наукой и техникой, не стимулирует внедрение энергосберегающих и «зеленых» технологий.

В феврале 2019 г. утверждена дорожная карта по развитию нефтегазохимического комплекса России на период до 2025 г. Документ предусматривает комплекс действий по дальнейшему совершенствованию механизмов государственного регулирования в нефтегазохимической отрасли, в том числе финансовые, налоговые, таможенно-тарифные и прочие регуляторные меры поддержки. Это хороший посыл для гармонизации государственно-частного партнерства, но много ли мы можем привести примеров? Думаю, нет. При помощи реализации данных мер государство стремится создать условия для увеличения использования сжиженного углеводородного газа и этана в качестве сырья для нефтехимии, нарастить объемы производства крупнотоннажных полимеров и их экспорт на динамично развивающиеся рынки. Что по сути и логично, и перспективно.

Понятны и адекватны основным геополитическим акцентам базовые позиции дорожной карты развития нефтегазохимии в России – создание крупномасштабных производств для реализации импортозамещения на внутреннем рынке и увеличения несырьевого неэнергетического экспорта. Что тоже дает большие надежды, главное, чтобы они оказались оправданы.

– Во всем мире при поддержке государства формируются крупные кластеры. А как в России?

– А у нас, как во всем мире. По поручению В.В. Путина еще в 2011 г. Минэнерго разработало «План развития газо- и нефтехимии России до 2030 года», в котором была предпринята попытка решить проблемы отставания отрасли от мировых лидеров, снизить непроизводительные расходы, а также модернизировать отрасль за счет инноваций и создания 6 нефтехимических кластеров. По сути, программный документ содержал основы госпланирования по базовым продуктам нефтегазохимии с учетом модернизации имеющихся и ввода новых мощностей, а также сложившихся и возможных производственных цепочек, доступа к сырью и каналам сбыта исходя из географии размещения. Базовым элементом каждого кластера должны были стать пиролизные мощности, вокруг которых планировалось организовать производство пластиков, каучуков, и конечных изделий из продуктов нефтегазохимии. Все это мы наблюдаем сейчас. Главное – не сворачивать с намеченного пути.

– Какие основные точки роста российской нефтегазохимии можно выделить сегодня?

– На мой взгляд, такой точкой роста может стать кластеризация. Она вполне способна повысить конкурентоспособность отечественной нефтегазохимической отрасли на мировой арене, приведя ее к лидирующим позициям.

– Какую роль в развитии отрасли играют выставки?

– Химическая отрасль неразрывно связана с нефтегазодобывающей. Обмен опытом происходит, в том числе, в рамках отраслевых мероприятий. Выставка «Нефтегаз» – одно из наиболее значимых событий в жизни профессионального сообщества. Каждый год она собирает представителей ведущих компаний нефтегазовой и химической отраслей. Выставка дает возможность продемонстрировать лучшие достижения, поделиться наработанным опытом. В этом году выставки вынуждены переносить намеченные мероприятия, но, будем надеяться, в следующем году ситуация наладится и компании снова смогут вернуться к привычному формату общения и демонстрации своих достижений в рамках ведущей выставки отрасли. ●

KEYWORDS: *oil and gas chemistry, gas chemical complexes, raw material processing, high technologies, import substitution.*

АМУРСКИЙ ГПЗ НА ПИКЕ СТРОИТЕЛЬСТВА

Первый газоперерабатывающий завод на Дальнем Востоке станет одним из крупнейших в мире

ПОЧТИ СТОМЕТРОВЫЕ КОЛОННЫ ГАЗОРАЗДЕЛЕНИЯ УСТАНОВЛЕНЫ НА ТРЕХ ИЗ ЗАПЛАНИРОВАННЫХ ШЕСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЛИНИЙ НОВОГО ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА В ПРИАМУРЬЕ. ПРОГРЕСС РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА АМУРСКОГО ГПЗ УЖЕ ПРОШЕЛ СЕРЕДИННУЮ ОТМЕТКУ. В КОНЦЕ 2019 ГОДА ПРЕДСЕДАТЕЛЬ ПРАВЛЕНИЯ ПАО «ГАЗПРОМ» АЛЕКСЕЙ МИЛЛЕР ОТМЕТИЛ В НОВОГОДНЕМ ОБРАЩЕНИИ К ГАЗОВИКАМ: «СОВРЕМЕННЫЕ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫЕ ОБЪЕКТЫ МЫ СОЗДАЕМ ПО ВСЕЙ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ЦЕПОЧКЕ. ЯРКИЙ ПРИМЕР – ЭТО АМУРСКИЙ ГАЗОПЕРЕРААТЫВАЮЩИЙ ЗАВОД (ГПЗ). ОН СТАНЕТ ОДНИМ ИЗ КРУПНЕЙШИХ В МИРЕ. СТАТУС РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА – 54 %, ТО ЕСТЬ ЭКВАТОР ЭТОГО ПРОЕКТА УЖЕ ПРОЙДЕН»

ALMOST ONE HUNDRED METER GAS SEPARATION COLUMNS WERE INSTALLED ON THREE OF THE PLANNED SIX PRODUCTION LINES OF THE NEW GAS PROCESSING PLANT IN THE AMUR REGION. THE PROGRESS OF THE AMUR GAS PROCESSING PLANT PROJECT IS AT A MID-WAY POINT NOW. AT THE END OF 2019, GAZPROM CHAIRMAN ALEXEI MILLER IN A NEW YEAR'S ADDRESS TO GAS WORKERS NOTED: "WE ARE CREATING MODERN HIGH-TECH FACILITIES ALONG THE ENTIRE PRODUCTION CHAIN. THE AMUR GAS PROCESSING PLANT (GPP) IS A PRIME EXAMPLE. IT WILL BECOME ONE OF THE LARGEST IN THE WORLD. THE PROJECT IMPLEMENTATION STATUS IS 54%, THAT IS, THE EQUATOR OF THIS PROJECT HAS ALREADY BEEN COMPLETED

УДК 665

Ключевые слова: *газопереработка, Восточная газовая программа, Амурский ГПЗ.*

Александр Фролов
обозреватель

Для реализации проекта строительства первого газоперерабатывающего завода на Дальнем Востоке России в 2014 году в рамках Группы «Газпром» было создано специализированное предприятие – ООО «Газпром переработка Благовещенск». Сегодня оно является инвестором и заказчиком строительства Амурского ГПЗ, а в дальнейшем станет его эксплуатирующей организацией



Для повышения эффективности этого трубопроводного проекта и создания нового центра глубокой переработки газа на Дальнем Востоке вблизи города Свободного было принято решение строить крупный завод. Амурский ГПЗ станет одним из самых мощных газоперерабатывающих предприятий в мире. Годовой объем переработки – 42 млрд куб. м.

Еще до начала строительных работ на площадке завода была построена вся необходимая инфраструктура: возведены три вахтовых поселка более чем на 25 тысяч строителей, построено 27 км автодорог, железнодорожный перегон от Транссибирской магистрали до площадки завода протяженностью 17,5 км, временный причал на реке Зее для разгрузки крупнотоннажного оборудования.

На самом заводе из природного газа, поставляемого по «Силе Сибири», будут извлекаться ценные компоненты – этан, пропан, бутан, пентан-гексановая фракция и гелий. Очищенный метан отправится дальше – в КНР, а извлеченные фракции пойдут на производство высокомаржинальных продуктов на территории России. В Приамурье сейчас растет мощный газохимический производственный кластер, который будет использовать продукцию Амурского ГПЗ в качестве сырья.

Проект строительства Амурского ГПЗ включает шесть технологических линий. Первые две планируется запустить в эксплуатацию уже в 2021 году.

Ценное из «Силы Сибири»

Возведение Амурского ГПЗ является важным звеном в реализации Восточной газовой программы «Газпрома». Так, недавно введенный в строй газопровод «Сила Сибири» впервые в истории российской газовой отрасли позволил организовать трубопроводные поставки голубого топлива в Китай, а также заложил основу для более интенсивной газификации Дальнего Востока и создания в регионе нового газохимического кластера. Объем прокачки будет нарастать постепенно. В 2020 году в КНР поставят 5 млрд куб. м, вывод на плановые мощности (38 млрд куб. м) ожидается в январе 2025 года.



Итоги 2019

Весь прошедший год работы на Амурском ГПЗ велись в круглосуточном режиме, что позволило сохранить высокие темпы реализации проекта. Так, в 2019 году на стройке использовано 281 тыс. куб. м бетона (404,4 тыс. куб. м за весь период строительства), забито 47,5 тыс. свай, проведен монтаж основных металлоконструкций общим весом более 75 тыс. т.

Основные поставки крупнотоннажного оборудования для будущего ГПЗ осуществлялись в теплое время года водным транспортом. Это обусловлено географическими особенностями площадки строительства. Навигация прошлого года стала самой масштабной за время реализации проекта. С июня по октябрь доставлено 129 единиц крупнотоннажного оборудования общим весом 14,6 тыс. т, что на 8 единиц больше, чем предусмотрено планом.

К концу 2019 года был завершен монтаж оборудования первого пускового комплекса завода, смонтированы не только две

технологические линии по переработке природного газа (по 7 млрд куб. м в год каждая), но и установка очистки и сжижения гелия. Ее мощность – 20 млн куб. м газа в год, что в четыре раза превышает объемы гелия, производимые сегодня в России. Одна такая установка сможет обеспечить более 10% мирового спроса на гелий. Всего на Амурском ГПЗ будет три таких установки.

Активно шло строительство товарно-сырьевой базы, канализационных и очистных сооружений, административных зданий. Специалисты компании «Газпром переработка Благовещенск» начали подготовку к проведению пусконаладочных работ на объектах первой пусковой фазы.

Значительная масса строительно-монтажных работ в прошлом году проводилась на третьей линии Амурского ГПЗ. Так, в мае на ней были завершены фундаментные работы, а в навигационный период на площадку пришли гигантские колонны газоразделения.



Ключевое оборудование

С конца июня на третьей линии последовательно установили колонны удаления азота, выделения этана (деэтанизатор) и выделения метана (деметанизатор). Вес самой крупной из них (деметанизатора) в собранном виде составляет 1014 тонн, длина – 87 м, максимальный диаметр – 6 м. Колонна деазотирования весит 870 тонн, ее длина – 58 м, а диаметр 7,9 м. Каждая такая единица крупногабаритного оборудования Амурского ГПЗ по размерам – почти тридцатиэтажный дом.

Осенью для третьей и четвертой линий были установлены колонны выделения пропана (депропанизатор) и бутана (дебутанизатор), необходимые для выделения из широкой фракции легких углеводородов товарных фракций пропана и бутана. Депропанизатор весит 258 т, его высота – 54,3 м. Вес дебутанизатора – 134 т, а высота – 48 м.

Впечатляющим выглядит и холодный блок, который предназначен для охлаждения поступающего на завод природного газа перед подачей на колонны газоразделения. Общий вес оборудования составляет 1400 т, а высота превышает 77 м.

Летом и осенью также шли работы по монтажу оборудования на второй гелиевой установке, расположенной на третьей технологической линии. Так, в октябре прибыл из Санкт-Петербурга и был установлен второй спиральновитой теплообменник – продукт совместного предприятия Linde (Германия) и ПАО «Северсталь» (Россия), которое было организовано при поддержке ПАО «Газпром» по программе импортозамещения.

Российские поставки

Стоит отметить, что это далеко не единственный агрегат, произведенный в России, который используется при строительстве завода. Одна из отечественных разработок – газоперекачивающий агрегат (ГПА) «Ладога». Производится компанией «РЭП-холдинг» на одном из старейших машиностроительных заводов в Санкт-Петербурге. ГПА, которые поставляются на Амурский ГПЗ, имеют мощность 32 МВт и смогут выдержать характерные для региона низкие температуры (ниже -40 градусов), а также высокую сейсмическую активность (с магнитудой 8 по шкале Рихтера).

Первые четыре агрегата доставлены на площадку Амурского ГПЗ в 2019 году. Всего проектом предусмотрено 12 ГПА – по два на каждой из шести дожимных компрессорных станций.

«Ладоги» будут компримировать очищенный метан для дальнейшей его подачи в Китай по «Силе Сибири».

Что касается извлеченных на заводе из природного газа компонентов, то для них проектом предусмотрен масштабный парк хранения на территории общезаводского хозяйства – товарно-сырьевая база (ТСБ), состоящая из 20 шаровых резервуаров. На Амурском ГПЗ емкости имеют большой объем – 2400 куб. м каждый (тогда как чаще всего применяются стандартные «шары» по 600 куб. м). Здесь будут храниться сжиженные углеводородные газы. ТСБ будет вмещать трехсуточный запас пропана, бутана и пентан-гексановой фракции при пуске завода на полную мощность. Часть резервуаров изготовлены специально для Амурского ГПЗ на заводе «Уралхиммаш», часть поставляется из КНР. В 2019 году начался монтаж шаровых резервуаров.



Кредитный проект

Важным событием 2019 года стало завершение в декабре компаниями «Газпром» и «Газпром переработка Благовещенск» сделки по привлечению проектного финансирования общим объемом 11,4 млрд евро на строительство Амурского ГПЗ. Средства предоставляют 22 европейских, азиатских и российских банка.

Со стороны европейских и японских кредитных организаций в сделке участвуют 14 банков. Они выделяют до 3,66 млрд евро под страховое покрытие западных экспортно-кредитных агентств сроком на 17 лет. ООО «Газпром переработка Благовещенск» – первая российская компания, которая привлекает проектное финансирование под покрытие агентств на такой длительный срок. Еще 1 млрд евро сроком на 15 лет предоставляется без покрытия.

Со стороны китайских организаций проект финансируют Bank of China, China Construction Bank Corporation и China Development Bank. Среди них крупнейший кредитор – China Development Bank. Эти финансовые институты открывают кредитную линию в объеме 3,4 млрд евро сроком на 15 лет.

Российские организации (Газпромбанк (АО), Сбербанк России, Банк ВТБ, банк «Открытие» и Государственная корпорация развития «ВЭБ.РФ») предоставляют мультивалютные кредитные линии в объеме 1,08 млрд евро и 170 млрд руб. Около трети от общей суммы – под страховое покрытие Российского агентства по страхованию экспортных кредитов и инвестиций.

По объему проектного финансирования эта сделка – беспрецедентная в истории «Газпрома» и одно из крупнейших привлечений на долговом рынке Европы за последние несколько лет.

Новый Свободный

Активно строящийся завод уже оказывает позитивное воздействие на социально-экономическую сферу ближайшего города Свободного, поселений Свободненского района и всей Амурской области. Для города и района позитивный эффект очевиден: это дополнительные налоговые поступления, развитие инфраструктуры, новые рабочие места, повышение образовательных возможностей, а также благотворительные пожертвования, которых газовики вносят немало. На Общественном Совете Амурского ГПЗ глава администрации Свободненского района Эльвира Агафонова отметила, что налоговые поступления в районный бюджет увеличились в десятки раз. Только за счет уплаты НДФЛ с 2017 по 2019 годы поступило 463,94 млн руб. от реализации проектов газовой отрасли.

Сегодня в Свободном строится жилой микрорайон на 5000 человек (36 таунхаусов и 42 многоквартирных дома), включая школу, детский сад, поликлинику, Дом культуры и спорткомплекс. В городе идет обновление коммунальной инфраструктуры. Развивается бизнес, строительство завода-гиганта стимулирует предпринимательское местное сообщество: в городе появляются предприятия торговли и сферы услуг нового формата. К примеру, заработала дочерняя компания крупнейшего в России производителя вентиляционного оборудования – завода «Феррум» из Челябинской области.

Влияет стройка и на культурную жизнь территории реализации проекта. В сентябре прошлого года в Свободном прошел первый фестиваль национальных культур «Свободный – все свои», организованный компанией «Газпром переработка Благовещенск», Общественным советом Амурского ГПЗ и руководством города. Фестиваль собрал более 5 тыс. человек (10% населения города), которых ждала концертная программа, различные мастер-классы, а также 50 видов национальных блюд, приготовленных представителями коллектива масштабной стройки, собравшей вместе людей практически двух десятков национальностей.

Экологические аспекты

За время реализации масштабного проекта строительства Амурского ГПЗ в рамках компенсационных экологических мероприятий завезено и выпущено в реку Зею

порядка 60 тыс. штук молоди сазана. И это только одно из экологических мероприятий в зоне строительства.

На прилегающих к строительной площадке территориях, в рамках регулярного мониторинга окружающей среды, экологи отобрали свыше 2 тыс. различных проб грунта, поверхностных вод и донных отложений, атмосферного воздуха и даже шума. В течение всего периода наблюдений специалисты Центра лабораторного анализа и технических измерений по Дальневосточному федеральному округу регулярно подтверждают: строительство Амурского ГПЗ ведется в полном соответствии с российскими и международными экологическими стандартами. Более того, уже сегодня, на этапе строительства Амурского ГПЗ, эксперты считают: собственная ТЭС, которая возводится параллельно с заводом, благоприятно повлияет на микроклимат Свободного и Свободненского района, а планируемый переход котельных региона на газ – на атмосферу всего региона.

Социальный партнер

Позитивное влияние нового завода на регион реализуется и в политике социальной ответственности. Вклад ПАО «Газпром» в развитие детских спортивных учреждений Амурской области превысил 100 млн руб. Средства направлены на капитальный ремонт пришкольных стадионов в нескольких городах Амурской области. А в ближайшие годы Газпром построит в регионе несколько физкультурно-оздоровительных комплексов по программе «Газпром – детям».

Компания «Газпром переработка Благовещенск» только за 2019 год направила на благотворительность 7 млн рублей, а с начала проекта было перечислено более 50 млн руб. В 2019 году целый ряд школ Свободненского района получил средства на закупку оргтехники и спортивного инвентаря, были направлены средства на закупку медицинского оборудования для реабилитационного детского центра.

Шестнадцать подрядных организаций, участвующих в строительстве Амурского ГПЗ, перечислили Свободненскому району на благотворительные цели свыше 11,4 млн рублей. Также подрядчики Амурского ГПЗ регулярно оказывают помощь городу и району. Например, были выполнены строительные работы по модернизации главной котельной города Свободного, что позволило на 10% увеличить мощность котельной к началу текущего отопительного сезона. А в период паводка строительная техника была направлена на ликвидацию последствий стихии.

Кадровый вопрос

С начала прошлого года компания «Газпром переработка Благовещенск» начала набор производственного персонала для участия в пусконаладочных работах. До конца 2020 года работу непосредственно на заводе получит почти тысяча человек. После выхода на проектную мощность в 2025 году на Амурском ГПЗ будут работать порядка 2500 сотрудников. Сегодня на завод приезжают специалисты из «старых» нефтегазовых регионов страны – Оренбурга, Астрахани, Башкортастана, Татарстана, Коми, Тюмени, Сургута. При этом компания активно работает с образовательными учреждениями региона, чтобы обеспечить подготовку нового поколения газовиков непосредственно в Амурской области.

В мае прошлого года прозвенел последний звонок для одиннадцатиклассников первого набора подшефного «Газпром-класса» ООО «Газпром переработка Благовещенск». Специфика этого класса, укомплектованного на базе школы № 1 города Свободного, заключается в том, что учащиеся углубленно изучают предметы физико-математического профиля, участвуют в отраслевых олимпиадах и слетах учащихся, а также в конкурсах научно-исследовательских проектов. Такая образовательная практика позволяет со школьной скамьи реализовать потенциал талантливых амурских ребят, которые в будущем могут стать и становятся молодыми специалистами Амурского ГПЗ. Так, в сентябре 2019 года «Газпром переработка Благовещенск» приняла первых 14 молодых специалистов. Это вчерашние школьники из разных уголков Приамурья, которые прошли конкурсный отбор, а по результатам получили от Общества «путевку» на трудоустройство после успешного освоения основных профессиональных образовательных программ в ССУЗах и ВУЗах Амурской и Волгоградской областей.

И, разумеется, работа ведется не только со школами города Свободного. К примеру, в декабре 2019 года было заключено соглашение о подготовке кадров с Казанским национальным исследовательским технологическим университетом. Идет проработка масштабного сотрудничества между Амурским государственным университетом и РГУ имени М.И. Губкина.

Ранее, в 2018 году, было заключено соглашение с Дальневосточным федеральным университетом (ДВФУ). И в 2019-м учащиеся ДВФУ получили возможность встретиться с потенциальными работодателями из газоперерабатывающей отрасли. Во Владивостоке для них был презентован кадровый потенциал Амурского ГПЗ. Представители ООО «Газпром переработка Благовещенск» рассказали студентам о востребованных на газоперерабатывающем заводе специальностях, а также ответили на вопросы о трудоустройстве, условиях работы и возможностях повышения квалификации. В кадровый резерв ООО «Газпром переработка Благовещенск» уже входят 45 студентов ДВФУ. Кстати, пять человек обучаются по целевым программам: химическая технология, нефтегазовое дело и техносферная безопасность.

Начав активное привлечение специалистов в 2019 году, компания «Газпром переработка Благовещенск» моментально стала одним из ключевых работодателей Дальневосточного федерального округа.

А с учетом появления мощного предприятия в регионе ускорилось развитие предпринимательства и всей социально-экономической сферы. ●

KEYWORDS: *processing of natural gas, Eastern gas program, the Amur gas processing plant.*

Вакансии Амурского ГПЗ размещены на официальном сайте ООО «Газпром переработка Благовещенск» **http://blagoveshchensk-pererabotka.gazprom.ru**

Резюме можно направлять в Управление по работе с персоналом ООО «Газпром переработка Благовещенск» по адресу электронной почты: **ok@amurgpz.ru**

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:
в центре внимания, в центре Москвы



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ · МИНПРОМТОРГ РОССИИ · РСПП · Российское Газовое Общество · СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ · VDMA Process Plant and Equipment · ЭКСПОЦЕНТР МОСКВА · Messe Düsseldorf

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ХИМИЧЕСКОЙ ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

В РАБОТЕ ПРЕДСТАВЛЕН ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА. АВТОРЫ РАССМАТРИВАЮТ НАИБОЛЕЕ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ МЕТОДЫ ПЕРЕРАБОТКИ, ТАКИЕ КАК GTL, GTO, MTO, MTG, ПОЛУЧЕНИЕ ДИМЕТИЛОВОГО ЭФИРА

THE REVIEW OF MODERN METHODS OF NATURAL GAS PROCESSING WAS CARRIED OUT. THE MOST PERSPECTIVE WAYS OF PROCESSING (E.G. GTL, GTO, MTO, MTG, DME) WERE DISCUSSED

Ключевые слова: *нефтехимия, газохимия, переработка природного газа, диметиловый эфир, GTL-технологии.*

УДК 661.721.4.011.001.57

Вяткин Юрий Леонидович
доцент РХТУ им. Д.И. Менделеева, к.т.н.

Лищинер Иосиф Израилевич
заведующий лабораторией ОИВТ РАН, к.х.н.

Синицын Сергей Александрович
доцент РХТУ им. Д.И. Менделеева, к.т.н.

Кузьмин Алексей Михайлович
с.н.с., БГТУ Военмех им. Д.Ф. Устинова

Химическая переработка природного газа чаще всего ассоциируется с производством удобрений. И действительно, именно синтетические удобрения в течение многих лет были основным продуктом газопереработки, точнее сказать, газохимической переработки. А такие продукты как этилен, пропилен и целый ряд их производных традиционно вырабатываются из нафты. Цены на нафту, например, в Европе привязаны к ценам на нефть со всеми вытекающими последствиями. Дешевле получать эти продукты из этана, то есть на основе природного газа. Сегодня доля этана, используемого для получения наиболее крупнотоннажного базового полупродукта этилена, составляет в США свыше 40%, в Канаде – свыше 70%. Полностью на этановом сырье в США работает ряд крупных этиленовых установок, в частности, компаний Du Pont, Mobil Corp., Westlike Polymers и др., в Канаде – крупные этиленовые установки компаний NOVA Chemicals и Dow Chemical.



Интерес к развитию газохимического сектора в газовых компаниях понятен. Анализ ценовых характеристик природного газа, извлекаемых из него углеводородов, первичных газохимических полупродуктов и мономеров, а также получаемых из них синтетических полимеров и химических продуктов, свидетельствует о стремительном нарастании цен на продукцию по мере углубления химической переработки газа. Так, если соотношение цены исходного природного газа и цены индивидуальных углеводородов и синтезируемого из метана метанола, извлекаемых из этансодержащего природного газа и газового конденсата, составляет 1:2, соотношение цены газа и полиэтилена (полипропилена), получаемых из индивидуальных углеводородов, – 1:10, то соотношение цены газа и таких продуктов газохимии, как полиацеталей, поливинилацетата, полиметилметакрилата, поликарбоната и других специальных пластмасс и химикатов, находится в интервале 1: (20÷40) [9].

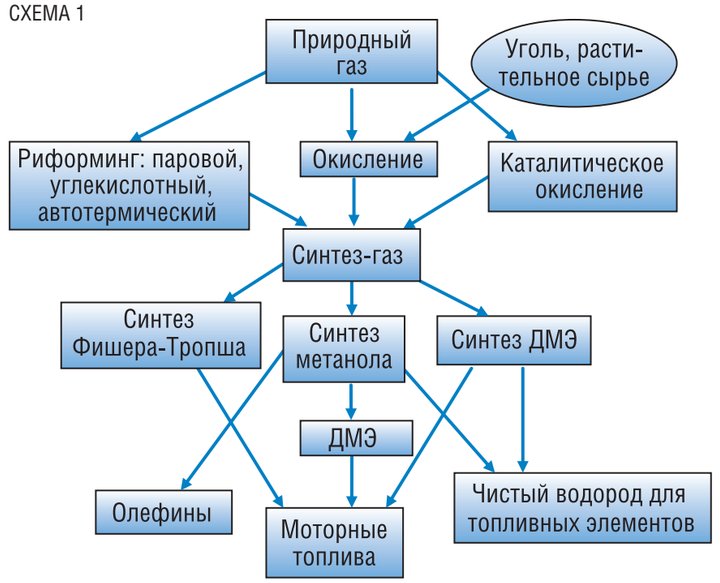
Основной и наиболее удобный во всех отношениях энергоресурс современной экономики – нефть, но ее запасы ограничены и быстро истощаются. На сегодняшний день из недр уже извлечена половина ее первоначальных запасов [1], что неизбежно привело к падению объемов добычи и росту цены на нефть [1–3]. Согласно обзору Бритиш Петролеум [4] 65% всех доказанных ресурсов нефти сосредоточено на Ближнем Востоке. На долю России приходится всего 5%.

Ресурсы каменного угля огромны и распределены более равномерно. Наибольшими запасами обладают три страны США, КНР и Россия (примерно по 25% мировых ресурсов). Объем мировой добычи угля увеличивается, и уголь частично отвоевывает некогда утраченные позиции. Велика доля угля в производстве электроэнергии: в КНР около 75%, в США – более 50%. Однако низкая производительность труда при добыче и транспортировке угля, а также серьезные экологические проблемы, связанные с его использованием в энергетике, сдерживают масштабы его применения. Департамент энергетики США выступил с инициативой разработки более чистых способов получения энергии из угля [5].

Предполагается, что типовая угольная электростанция 21 века будет использовать в качестве топлива не непосредственно уголь, а синтез газ или водород, полученные путем предварительной газификации угля. Необходимый для газификации кислород будут получать относительно дешевым мембранным разделением воздуха. Из очищенного от серо- и азотсодержащих соединений и твердых примесей синтез-газа на основе мембранных технологий будут выделять водород, используемый в качестве экологически чистого топлива для газовых турбин и топливных элементов. Монооксид углерода паровой конверсией будут превращать в дополнительное количество водорода и углекислый газ, последний – удалять из полученных газов без выделения в атмосферу.

В моменты минимума нагрузки часть полученного синтез-газа будет использоваться для выработки синтетических жидких углеводородов (СЖУ), необходимых для замещения истощающихся природных нефтяных ресурсов

СХЕМА 1



и производства синтетических моторных топлив, отвечающих новым жестким экологическим стандартам. Таким образом, основная ставка делается на передовые газохимические технологии производства и использования вторичных энергоресурсов.

Природный газ (ПГ) появился на арене мировой энергетики относительно поздно, лишь во второй половине двадцатого века, и в отличие от угля и нефти никогда не выступал в роли основного энергоресурса. Его доказанные [4] мировые ресурсы велики (около 155 трлн м^3) и постоянно пересматриваются в сторону увеличения. Они сосредоточены в двух основных регионах – в России и на Ближнем Востоке.

Ежегодная мировая добыча ПГ составляет около 2,5 трлн м^3. Располагая 12,8% мировой территории и 2,8% населения, Россия обладает 34% доказанных и более 40% потенциальных запасов природного газа. Именно это национальное богатство делает Россию ведущей энергетической державой XXI века.

Существуют еще огромные запасы метана в виде твердых газовых гидратов. По оценкам [6–8] ресурсы гидратного метана составляют около 20 тыс. трлн м^3, т.е. минимум на два порядка превышают его традиционные запасы.

В 1 м^3 гидрата метана содержится до 165 м^3 газа при нормальных условиях [8]. Активная разработка методов промышленной эксплуатации газогидратных месторождений в настоящее время ведется в США и Японии.

Природный газ по запасам, экономичности добычи и возможности использования, экологическим свойствам является наиболее перспективным ресурсом способным обеспечить потребности человечества в энергии и углеводородном сырье, по крайней мере, в течение текущего столетия. Природный газ и газохимия могут сыграть в мировой экономике и энергетике XXI века такую же роль, какую сыграли в XX веке нефть и нефтехимия.

На схеме 1 показана совокупность процессов переработки углеродсодержащего сырья в моторные топлива и олефины. Первая стадия почти во всех случаях является окислительной. Для природного газа это различные виды конверсии (риформинга), для твердых углеродсодержащих материалов – газификация. На второй стадии альтернативными направлениями являются синтез Фишера–Тропша (ФТ), синтез метанола и/или диметилового эфира (ДМЭ). Последние в, свою очередь, могут быть преобразованы в высокооктановый бензин, олефины, а также могут

СХЕМА 2



непосредственно использованы как моторное топливо или добавки к нему. Относительно новым направлением является использование метанола и ДМЭ в качестве источника водорода для нужд водородной энергетики [11].

Выбор процесса переработки синтез-газа обусловливает требования к его составу, в основном к отношению H_2/CO, что в свою очередь влияет на выбор метода переработки исходного природного газа или иного сырья. Наиболее жестки эти требования для синтеза метанола ($H_2/CO > 2$). В результате получают преимущество паровой и парокислородный риформинг природного газа, а для синтез-газа, получаемого в других процессах, требуется его обогащение водородом. Синтез ДМЭ, как и синтез Фишера – Тропша, менее прихотлив, так что становится приемлемым синтез – газ, полученный в углекислотном реформинге метана или при его окислении кислородом, при газификации угля и т.д.

В этом обзоре рассмотрим из схемы 1 пути превращения, показанные в схеме 2.

Метанол служит сырьем для производства формальдегида, уксусной кислоты, карбамидных смол, МТБЭ (антидетонатор) и других компонентов моторного топлива, пентаэритрита, поливинилового спирта, ацеталей и многих других химических продуктов. Впервые получение метанола из синтез-газа осуществлен в 1923 году в Германии фирмой BASF. Процесс проводился под давлением 200–350 атм на оксидных цинк-хромовых катализаторах в интервале температур 350–450 °С. Производительность первой установки составляла до 20 т/сутки. В настоящее время процесс усовершенствован. Разработаны катализаторы на основе оксидов цинка и меди с большей активностью и селективностью, что позволило снизить давление до 50–100 атм, а температуру – до 220–290 °С. Мощность реактора возросла до 2500 т CH_3OH/сутки. Выход метанола увеличился с 85% до 96–97%. Цена метанола на мировых рынках в настоящее время составляет 450–500 $/т.

В Советском Союзе в 70–80 гг. XX века были спроектированы и построены несколько отечественных агрегатов М-100 (сто тысяч тонн метанола в год), М-300 (300 тыс. т/год) по новой технологии, а также созданы и произведены в промышленном масштабе для них катализаторы СНМ-1, СНМ-3, СНМ-У.

На рынке метанола лицензиарами являются фирмы ICI, Davy Power Gas (UK), Methanex, Statoil, Foster Wheeler, Haldor Topsoe [23], Lurgi, Methanol Casale, НИИхимтехнология (Украина). В настоящее время мировое производство метанола уже достигло 66 млн т/год [10] и по прогнозам [12] к 2025 году оно может удвоиться. Метанол является удобным энергоносителем, который можно использовать в качестве моторного, котельного и газотурбинного топлива. Потенциальный мировой рынок метанола включает получение из него таких химических полупродуктов, как этилен и пропилен. В 2016 году Россия произвела 3,7 млн тонн метанола. Крупнейшими его производителями в России являются в настоящее время ООО «Метафракс» [28], «Сибметахим», «Томет».

В настоящее время метанол является сырьем главным образом для химической промышленности. Но по оценкам зарубежных специалистов, существует несколько областей применения метанола, которые при условии разработки новых экономичных технологий, могут в значительной мере повлиять на рост спроса на этот продукт.

В частности, высокие цены на нефть диктуют необходимость применения технологии «от метанола к олефинам» («МТО»).

Применение именно этой технологии целесообразно при очень низких ценах на природный газ, места добычи которого, как правило, значительно удалены от мест потребления. Эта проблема может быть решена путем строительства полного производственного комплекса, включающего переработку природного газа в метанол, метанола в олефины, олефинов в пластмассы. Альтернативой этому решению может быть транспортировка метанола на существующие крекинг-производства [20, 22].

В настоящее время разрабатывается множество технологий, предполагающих использование метанола в качестве топлива для прямого сжигания и для топливных элементов, а также для получения бензина. Продвижение технологии конвертирования метанола в бензин или другие продукты, получаемые в настоящее время только из нефти, может существенно поднять спрос на него.

Представляет интерес использование метанола в качестве дешевого топлива на силовых станциях, оборудованных газовыми турбинами с комбинированным циклом по топливу. По данным специалистов, потребуется незначительная модификация этих установок при переводе их на метанол.

Компания Foster Wheeler лицензировала процесс получения метанола топливного сорта. Компания планирует разработать этот процесс до коммерческого применения с целью получения метанола, который можно использовать в качестве альтернативного топлива на силовых электростанциях, работающих на сжиженном природном газе.

Компания Methanex и другие производители метанола химического сорта также рассматривают возможности выхода на этот рынок. В программы по созданию метанольных топливных элементов включились как крупнейшие компании по производству метанола – Methanex и Statoil, так и ряд автомобилестроительных фирм, в частности Форд и ДаймлерКрайслер, которые разрабатывают соответствующие двигатели.

По прогнозам, двигатели с метанольными топливными элементами могут появиться на рынке к 2015 г. По расчетам специалистов, затраты на заправочные станции для автомобилей с метанольными топливными элементами будут на приемлемом уровне, причем для этой цели могут быть переоборудованы существующие бензоколонки.

Диметиловый эфир – новый энергоноситель

Весной 1995 г. Группа всемирно известных фирм Amoco Co., Haldor Topsoe A/S, AVL Powertrain Engineering Inc., специализирующихся на нефте- и газопераработке, катализу, двигателям и транспорту, анонсировала на Международном конгрессе и выставке в Детройте новое экологически чистое дизельное топливо – диметиловый эфир (ДМЕ) [13–16].

Сопоставление свойств ДМЭ, традиционного дизельного топлива (ДТ) и альтернативных топлив – метанола, этанола, метана [17] – позволяет сделать вывод что ДМЭ как топливо для дизельного или компрессионного двигателя превосходит альтернативные, включая традиционное. Пониженная по сравнению с ДТ теплотворная способность частично окупается большей экономичностью двигателя и отсутствием затрат мощности на очистку выхлопа.

Сочетание высокого цетанового числа и низкой температуры кипения обеспечивает хороший «холодный старт» двигателя. В выхлопе сажа отсутствует, а содержание CO и NO_X отвечает требованиям стандартов без очистки.

Как видно из схемы 1, ДМЭ можно получать из метанола и непосредственно из синтез-газа. Некоторые показатели прямого синтеза на разработанном медьсодержащем катализаторе [18] по сравнению с синтезом метанола приведены в таблице 1.

Как видно, в прямом синтезе ДМЭ получают «за проход» конверсию и производительность намного выше, чем для синтеза метанола. Различия в технических показателях отражаются, естественно, на экономике. По оценке, сделанной в работе [19], себестоимость

ТАБЛИЦА 1

Процесс	P, МПа	Производительность т/$т_{кат}$ ч	Конверсия «за проход», %
Синтез метанола (катализатор ICI-51-2)	8	0.4	10–15
Синтез ДМЭ (катализатор ИНХС РАН)	10	0.6–1.6	60–89

ДМЭ при одностадийном синтезе из синтез-газа на 10–15% ниже себестоимости эквивалентного количества метанола, т.е. продукт дешевле сырья для двухстадийного процесса. При этом , как отмечено в работе [11], процесс прямого синтеза ДМЭ «всеяден»: в нем может быть использован синтез-газ, полученный в процессах и углекислотной конверсии газа, и газификации угля, растительных остатков, и при окислении метана воздухом. Катализатор обеспечивает высокую селективность, побочными продуктами являются только метанол, CO_2 и H_2O.

GTL-технологии

Резкий и уже, видимо, необратимый рост цен на нефть обострил интерес к проблеме конверсии природного газа в многотоннажные легко транспортируемые продукты. Это, вероятно, наиболее реальный путь освоения громадных запасов природного газа в удаленных регионах и на континентальном шельфе. Рассматриваются несколько технологий утилизации труднодоступных запасов газа, включая процессы конверсии газа в жидкость (Gas-to-Liquids, GTL), к которым в первую очередь относят синтетические жидкие углеводороды (СЖУ) и метанол. В этой же группе рассматриваются и сопутствующие технологии конверсии метанола в бензин (methanol-to-gasoline, MTG), метанола в олефины (Methanol-to-Olefins, MTO), получение диметилового эфира (ДМЭ).

Не так давно были разработаны коммерчески оправданные способы получения олефинов из метанола, который в данном случае играет роль промежуточного продукта. Соответствующие технологии получили название MTO (Methanol to olefins) и GTO (gas to olefins) [20].

Крупнейшие нефтегазовые компании мира уже обозначили свой интерес к этой проблеме, анонсировав планы проектирования и строительства новых предприятий. Это Mobil, Shell, ExxonMobil, Sasol, Rentech, Syntroleum, BP PLC, Conoco Inc., Intevep [10, 31].

Наибольший опыт (более 50 лет [24]) в разработке и эксплуатации технологии GTL с использованием метода Фишера-Тропша (ФТ) имеет фирма Sasol, которая на своих заводах в ЮАР вырабатывает 4,5 млн тонн жидких продуктов в год. Синтез ФТ позволяет получить из синтез газа углеводороды в одну стадию, однако из-за широкого молекулярно-массового распределения требуется дальнейшая переработка синтезируемых углеводородов, в принципе аналогичная переработке нефти. Недостатком процесса является низкая производительность применяемых катализаторов и трудно управляемая селективность [11].

В 70-е годы прошлого века фирма Mobil Oil создала новый синтетический катализатор на основе высококремнеземистых цеолитах, названных ZSM-5. Использование этих цеолитов в качестве носителей для катализаторов открыло возможность превращения метанола в смесь алифатических и ароматических углеводородов при температуре 350–400 °С и давлении 15 атм. Уникальная структура синтетических цеолитов (определенный размер пор и каналов) ограничивает число атомов углеродов до 11 (фракция C5-C11), и эта смесь выкипает в пределах температур, характерных для бензиновой фракции с октановым числом 92-95 и обладает более высоким качеством по сравнению с бензином, получаемым по методу ФТ. Процесс на ZSM-5 производит смесь углеводородов, на 50% состоящую из ценных высокоразветвленных парафинов.

Фирма ExxonMobil объявила о создании установки GTO [20]. В этой технологии природный

газ превращается сначала в метанол, легко транспортируемый к заказчику для переработки в олефины и далее в полимеры или в другие продукты, например, этиленгликоль (для антифризов) или перерабатываемый в олефины и далее в химикаты непосредственно на отдаленных промыслах.
Новый процесс в отличие от традиционного процесса крекинга нефти, который дает соотношение этилен:пропилен = 2:1, дает больше пропилена – соотношение 1:1.

ИК СО РАН (Новосибирск) разработал на цеолитном носителе катализатор конверсии метанола в низкомолекулярные олефины (этилен, пропилен) с выходом 80–90% для установки Томского НХК мощностью 450 тыс. тонн по метанолу. Побочные продукты при этом только CO_2 H_2O. После разделения на установке ЭП-300, олефины будут использованы в действующих производствах полиэтилена и полипропилена [21].

Большой интерес представляет процесс получения ДМЭ в одну стадию (см. схему 2), который разработал ИНХС РАН, где создан катализатор и дано научное обоснование получения из синтез-газа ДМЭ через метанол в одну стадию. Как видно из таблицы 1, синтез ДМЭ оказался существенно более эффективным по сравнению с синтезом метанола. Дальнейшее превращение ДМЭ в моторное топливо проводится на модифицированном катализаторе типа ZSM-5. Поскольку для получения ДМЭ пригоден синтез газ практически любого состава, то для синтеза топлив можно непосредственно использовать продукты газификации разнообразных твердых углеродсодержащих материалов, применение которых оказывалось слишком дорогим для получения синтез-газа «метанольного» состава [18].

В конце 90-х годов усилиями трех Российских институтов ИНХС РАН, ИОХ РАН и БГТУ Военмех им. Д.Ф. Устинова была построена опытно промышленная установка г.Приморск, которая работала по схеме получения бензина из газа через стадию образования ДМЭ. Качество бензина соответствовало норме Евро-5 (еще не введенному показателю на тот период времени).

В последнее время появилось еще одно из направлений по использованию метанола или ДМЭ. В связи с ростом дефицита нефтяных ресурсов многие отечественные и зарубежные научно-исследовательские институты начали активно разрабатывать новые методы получения ароматических углеводородов, например получение ароматических углеводородов из метанола и попутных нефтяных газов (ПНГ) [32, 33]. Ароматические углеводороды, особенно легкие ароматические углеводороды, такие как БТК (бензол, толуол и ксилолы), являются важными основными органическими материалами.
С непрерывным развитием мировой промышленности и экономики в последние годы спрос на ароматические углеводороды непрерывно увеличивается.
В настоящее время ароматические углеводороды получают в основном при помощи процессов риформинга нафты и гидрирования пиробензина, в каждом из которых в качестве сырья используют нефть. Однако стоимость производства ароматических углеводородов из нефти резко возрастает из-за непрерывного потребления нефтяных запасов и увеличения цен на них. Таким образом. В долгосрочной перспективе производство ароматических углеводородов при помощи риформинга нафты и гидрирования пиробензина может оказаться не способным удовлетворить растущую потребность в ароматических углеводородах. В то же время избыточные объемы производства метанола в глобальном масштабе стали серьезной проблемой. Таким образом, непосредственное превращение метанола в ароматические углеводороды можно рассматривать в качестве весьма перспективного направления получения ароматических углеводородов.

Таким образом, схема 2 открывает универсальный путь переработки разнообразного сырья в различные углеводородные продукты. Следует учесть, что ДМЭ и получаемые из него моторные топлива обладают повышенным экологическим качеством. Все вместе позволяет ожидать, что получаемые этим путем синтетические продукты окажутся конкурентноспособными на фоне продуктов нефтяного происхождения. ●

Литература

1. *Campbell C.J., Loherrene J.H., Scientific American, 1998, № 3, p. 78.*
2. *Oil & Gas J., 2002, Aug. 26, p. 33–34.*
3. *Parker H.W., Oil & Gas J., 2002, Feb. 25, p. 40.*
4. *British Petroleum Statistical Review of World Energy, 2002. http://www.bp.com/centres/energy2002/).*
5. *Ritter S.K., Oil & Gas J., 2002, Oct 7, p. 30–32.*
6. *Валяев Б., Газовая промышленность, 1997, № 7, с. 6–9.*
7. *Якушев В.С., Истомин В.А., Там же, 2000, № 7, с. 34–36.*
8. *Макогон Ю.Ф., Там же, 2001, № 5, с. 10–16.*
9. *Брагинский О., Нефтегазовая вертикаль, № 11, 1999.*
10. *Арутюнов В.С., Лапидус А.Л., Рос. хим. ж., 2003, т. XLII, № 2.*
11. *Розовский А.Я., Лин Г.И., Изв. АН РАН, серия хим., 2004, № 11, с. 2352–2363.*
12. *Fleisch T.H., Pun R., Sills R.A. e.a., 6th Natural gas Conversion Symp Studies in Surface Science and Catalysis, Elsevier Science B V Amsterdam – London – New York – Oxford – Paris – Shannon – Tokyo, 2001, v. 136, p. 423–428.*
13. *T. Fleisch, C. McCarthy, A. Basu, C. Udovich, p. Charboneau, W. Slodowske, S.E. Mikkelsen, J. McCandless, SAE Paper 950061. 1995.*
14. *P.Kapus and H / Ofner, SAE Paper 950062, 1995.*
15. *J.B.Hansen, B. Voss, F. Joensen, I.D. Sigurdardottir, SAE Paper 950063, 1995.*
16. *S.C. Sorenson,S.E. Mikkelsen, SAE Paper 950064, 1995.*
17. *T.H. Fleisch, P.C. Meurer, Proc. AVL Conf. "Engine and Environment 1995", Graz (Austria), 1995.*
18. *Пат. РФ № 2218988, 2003; Бюл. изобрет. 2003, № 35.*
19. *T. Fleisch, A. Basu, M. J. Gradassi, J. G. Masin, Natural Gas Conversion IV. Studies in Surface Science and Catalysis, 1997, 107, 117.*
20. *The Lamp, Vol. 86, No. 3, 2004.*
21. *http:// www.sbras.ict.nsc.ru/cgi-bin/vesta/sbras/adv/.*
22. *RCCnews.ru, 4/07/2001.*
23. *http:// www.Haldortopsoe.com, www.topsoe.com.*
24. *М. Джетвей, Д. Рохан, Нефтегазовая вертикаль, № 2, 2000 г.*
25. *http:// www.ngv.ru/magazin/.*
26. *www.marketsurveys.ru обзоры российских и мировых товарных рынков.*
27. *www.csnt.ru ежемесячный бюлл. «Метанол в России».*
28. *www.metafrax.ru.*
29. *www.RCC.ru/Rus/обзоры цен на химические продукты.*
30. *www.nk.kama.ru.*
31. *www.exxonmobilchemical.com.*
32. *Пат. РФ 0002544241, 20.03.2015. Способ получения ароматических углеводородов из природного газа и установка для его осуществления.*
33. *EP (21) 201491154, 2014.11.28. Катализатор для получения параксилола путем совместной конверсии метанола и/или диметилового эфира и сжиженного газа C_4, способ приготовления этого продукта и способ его использования. https://findpatent.ru/patent/260/2607633.html.*

KEYWORDS: *petrochemistry, gas-to-chemicals, natural gas processing, dimethyl ether, GTL technology.*

КОМПОЗИТ-ЭКСПО
Тринадцатая международная специализированная выставка
23 - 25 июня, 2020
ufi Approved Event
Россия, Москва,
ЦВК «Экспоцентр», павильон 3

Основные разделы выставки:
• Сырье для производства композитных материалов, компоненты: смолы, добавки, термопластики, углеродное волокно и т.д.
• Наполнители и модификаторы
• Стеклопластик, углепластик, графитопластик, базальтопластик, базальтовые волокна, древесно-полимерный композит (ДПК) и т.д.
• Полуфабрикаты (препреги)
• Промышленные (готовые) изделия из композитных материалов
• Технологии производства композитных материалов со специальными и заданными свойствами
• Оборудование и технологическая оснастка для производства композитных материалов
• Инструмент для обработки композитных материалов
• Измерительное и испытательное оборудование
• Сертификация, технический регламент
• Компьютерное моделирование
• Утилизация

Специальный раздел: КЛЕИ И ГЕРМЕТИКИ

Expo Rating выставка участник системы
независимый выставочный аудит

Параллельно проводится выставка:
ПОЛИУРЕТАНЭКС
Двенадцатая международная специализированная выставка
www.polyurethanex.ru





Информационная поддержка:

Дирекция:
Выставочная Компания «Мир-Экспо»
115230, Россия, Москва, Хлебозаводский проезд,
дом 7, строение 10, офис 507 | Тел.: 8 495 988-1620
E-mail: info@composite-expo.ru | Сайт: www.composite-expo.ru
YouTube youtube.com/user/compoexporussia @compoexporus @ocompo

Организаторы:
Мир-Экспо
Выставочная компания

НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА

10 ПРОЕКТОВ В НЕФТЕПЕРЕРАБОТКЕ

Самый МОЩНЫЙ НПЗ в Европе

НПЗ Shell Pernis в г. Ротердаме, мощностью 20,5 млн т/год, является самым мощным НПЗ в Европе. Завод площадью 5 км^2 был запущен в 1936 г. НПЗ Pernis играет настолько значимую роль в нефтепродуктообеспечении Северо-Западной Европы, что во время пожара на нем в 2017 г. в регионе резко подскочили цены на дизтопливо

Самый МОЩНЫЙ завод в России

Омский НПЗ Газпром нефти, установленная мощность которого достигает 20,9 млн т, – самый мощный завод в России. Благодаря тому, что на Омском НПЗ технологические цепочки построены на базе наиболее современного на сегодняшний день оборудования, глубина переработки нефти здесь достигает 90,6 %, а количество видов продукции доходит до 50. Это топливо различных марок, бытовой газ широкого назначения, толуол, параксилол, бензол, битум, техническая сера, кокс и другие широко востребованные рынком продукты нефтепереработки

Самый большой газоконденсатный завод в мире

НПЗ Звезда Персидского Залива, мощностью 15,7 млн т/год, находится на Юге Ирана в г. Бендер-Аббасе на берегу Ормузского залива. Он был построен специально для переработки газового конденсата, добываемого на гигантском газовом месторождении Южный Парс. Строительство завода началось в 2006 г., и только в начале 2019 г. президент Ирана Х. Рухани запустил последнюю, 3-ю очередь завода, которая наконец-то позволила Ирану отказаться от импорта бензина и даже открыть его экспорт. Звезда Персидского залива производит 36 млн л/год бензина. Его запуск был приурочен к 40-летию победы Исламской революции. На данный момент Иран планирует строительство 4-й очереди

Самый масштабный цифровой проект в нефтепереработке

Компания Valero Energy Corporation, работающая в Северной и Южной Америке, внедрила на всех своих НПЗ единую систему онлайн-мониторинга производства, энергопотребления и безопасности с использованием SAP MII. Данные о технологических параметрах оборудования, перемещении активов, потреблении энергии и безопасности сотрудников в реальном времени выводятся на портал для руководителей 15 НПЗ и на панели управления – для топ-менеджеров. Благодаря этому ключевые руководители компании могут сравнивать работу разных заводов, выделять лучшие НПЗ и тиражировать их опыт. Кроме того, они могут оперативно отслеживать процент выполнения плана переработки. Каждое отклонение параметров производства от нормы можно оперативно проанализировать с руководителем, ответственным за процесс или актив



Первый НПЗ в России

Промышленное значение нефть приобретает с 18 века. Именно тогда в России стали появляться первые нефтеперерабатывающие предприятия. Формально первый в мире нефтеперегонный «завод» в 1745 г. построил на берегу р. Ухты архангельский купец Ф. Прядунов. На нем кустарным методом нефть перегонялась в керосин. И хотя завод справлялся со своей задачей, назвать крохотный деревянный промысел НПЗ в современном смысле слова довольно тяжело. Первый же по-настоящему промышленный НПЗ появился в России в 1874 г. Именно тогда высочайшее утверждение императора Александра II получил устав первой в России ВИНК – Бакинское нефтяное общество. В сектор нефтепереработки компании вошли: «завод со всеми принадлежащими к нему зданиями, аппаратами, машинами и сходящим из земли горючим газом стоимостью 1 млн 200 тыс. руб.». Общество было призвано снизить зависимость Российской империи от импорта американского керосина. Компания успешно достигла этой цели – за 3 года своей производственной деятельности БНО увеличило производство керосина более чем в 3 раза с 297, 3 тыс. пудов в 1874/75 гг. до 903,3 тыс. пудов в 1876/77 гг.

Крупнейший международный консорциум в нефтехимии

6 крупных компаний с нефтехимическим участием в Европе BASF, Borealis, BP, LyondellBasell, Total и SABIC в 2019 г. создали крупнейший международный консорциум, который займется исследованиями в нефтехимии. По соглашению о НИОКР консорциум будет разрабатывать электрический крекинг, что потенциально может сократить выбросы парниковых газов. Основные химические вещества для производства полимеров, как, например, этилен, пропилен, бутадиен, производятся на установках парового крекинга. Т.к. в целом полимеры вносят существенный вклад в ресурсосбережение и энергоэффективность и оказывают положительное влияние на общество, консорциум решил снизить вредное влияние на экологию от их производства, путем замены ископаемых топлив для печей крекинга на электричество, генерируемое ВИЭ

Самый старый из ныне действующих НПЗ

Старейшим НПЗ в мире, продолжающим вести производственную деятельность, является Ярославский НПЗ, запущенный в 1879 г. Завод был основан русским промышленником В. Рагозиным в Романово-Борисоглебском уезде в селе Константиновском. Ярославский НПЗ известен тем, что в 1881 г. по приглашению В. Рагозина на заводе работала группа сотрудников во главе с великим русским ученым-энциклопедистом Д. Менделеевым. В это время там впервые был установлен стопудовый аппарат – куб для непрерывной перегонки нефти. С 1934 г. Ярославский НПЗ носит имя великого русского ученого Д. Менделеева

Самый большой и мощный НПЗ в мире

Крупнейший и одновременно самый мощный НПЗ в мире находится в индийском г. Джамнагаре. Его перерабатывающая мощность составляет порядка 70 млн т/год, и занимает он невероятную площадь в 30 км^2. Джамнагарский НПЗ – частный, принадлежит Reliance Industries, которая инвестировала в модернизацию завода колоссальную сумму в 6 млрд долл. США. Инвестиции не пропали даром – RIL является лидером на нефтехимическом рынке Индии. Владелец RIL М. Амбани – самый богатый человек в Индии. По данным Forbes его состояние в 21 млрд долл. США ставит его на 39 место в списке самых богатых людей мира. Несмотря на размер этого нефтеперерабатывающего монстра, который занимает площадь подмосковного г. Серпухова, его сотрудники, скорее всего, чувствуют себя прекрасно, ведь завод окружен огромной манговой плантацией, с которой ежегодно экспортируется 7 тыс. т плодов

Первый НПЗ в мире

Первый НПЗ (в современном представлении) по переработке нефти в мире был построен польским химиком-технологом и предпринимателем, имеющим армянские корни, И. Лукашевичем около Ясло, Австрийская империя (современная Польша) в 1856 г. Он создал метод получения керосина путем дистиллирования сырой нефти. На заводе из нефти производили не только керосин, но и также асфальт и различные смазочные масла. И. Лукашевич известен также тем, что изобрел керосиновую лампу

Самый северный НПЗ в мире

Примечательно, что самый северный НПЗ в мире был запущен в эксплуатацию именно в России. Строительство НПЗ Енисей мощностью 1,3 млн т/год завершилось в 2011 г. в г. Усинске в Коми. Завод производил мазут и дизтопливо, в т.ч. арктическое, в основном для нужд потребителей региона. Однако в 2015 г. самый северный завод в мире приостановил работу. Налоговый маневр в нефтяной отрасли РФ сделал производство мазута нерентабельным и НПЗ обанкротился

УДК 33

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ВЕКТОРЫ КАЗАХСТАНА



Журебеков Мурат Утемисович
первый вице-министр энергетики Республики Казахстан

ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ В РЕСПУБИКЕ КАЗАХСТАН ОЦЕНИВАЮТСЯ В 4,1 МЛРД ТОНН, ЗАПАСЫ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА – В 300 МЛН ТОНН. ПРИ ЭТОМ ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ МОГУТ УДВОИТЬСЯ ЗА СЧЕТ РАЗВЕДКИ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ГОРИЗОНТОВ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ. НЕУДИВИТЕЛЬНО, ЧТО НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ ЗАНИМАЕТ ВЕДУЩЕЕ МЕСТО В ЭКОНОМИКЕ РЕСПУБЛИКИ. КАКИЕ ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ СТОЯТ СЕГОДНЯ ПЕРЕД ОТРАСЛЬЮ И КАК ОНИ РЕШАЮТСЯ НА ГОСУДАРСТВЕННОМ УРОВНЕ, ГДЕ БУДУТ ИСКАТЬ НЕФТЬ И ГАЗ ПОСЛЕ ИСЧЕРПАНИЯ ЗАПАСОВ ТРЕХ ОСНОВНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ, КАКИЕ ПРЕФЕРЕНЦИИ ГОТОВЫ ПРЕДОСТАВИТЬ ВЛАСТИ И КТО БУДЕТ РАЗРАБАТЫВАТЬ ТРИЗ? РАССКАЗЫВАЕТ ПЕРВЫЙ ВИЦЕ-МИНИСТР ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН МУРАТ ЖУРЕБЕКОВ

KAZAKHSTAN'S RECOVERABLE OIL RESERVES ARE ESTIMATED AT 4.1 BILLION TONS WHILE PROJECTIONS OF GAS CONDENSATE RESERVES ARE AT 300 MILLION TONS RESPECTIVELY. MEANWHILE, HYDROCARBON RESERVES MAY DOUBLE THANKS TO EXPLORATIONS OF THE DEEP HORIZONS OF THE CASPIAN LOWLAND. IT IS HARDLY SURPRISING, THAT THE OIL AND GAS INDUSTRY IS THE ECONOMIC LEADER OF THE REPUBLIC. WHAT ARE THE SOME OF THE MAJOR CHALLENGES FACED BY THE INDUSTRY AND HOW ARE THEY BEING RESOLVED AT A STATE LEVEL? WHERE WILL CRUDE OIL BE SOURCED AFTER THE DEPLETION OF THE PRIMARY RESERVES OF THE REPUBLIC? WHAT PRIVILEGES HAVE THE AUTHORITIES PREPARED TO GRANT AND WHO WILL DEVELOP HTRR? THE FIRST DEPUTY MINISTER OF ENERGY OF THE REPUBLIC OF KAZAKHSTAN, MURAT ZHUREBEKOV ANSWERS THESE QUESTIONS

Ключевые слова: *Республика Казахстан, трудноизвлекаемые запасы, Тенгиз, Карачаганак, Кашаган.*



Мурат Утемисович, какие основные вызовы стоят сегодня перед министерством энергетики Республики Казахстан, на решение каких основных задач направлена деятельность министерства?

– Необходимо сосредоточиться на приоритетных направлениях, сохранив достигнутые в 2019 году все плановые производственные показатели в отраслях топливно-энергетического комплекса.

В целом приоритеты понятны. На расширенном заседании коллегии, которое состоялось 25 февраля т.г., рассмотрены итоги деятельности Министерства энергетики за 2019 год и задачи отрасли на 2020 год. Так, в 2019 году объем добычи нефти достиг рекордной отметки за всю историю нефтегазовой отрасли – 90,5 млн тонн. В текущем году добыча нефти ожидается на уровне 90 млн тонн.

Совместно с Комитетом геологии и недропользования Министерства экологии, геологии и природных ресурсов, АО «НК «КазМунайГаз» и КМГ «Инжиниринг» ведется работа по разработке программы геологической разведки на 2021–2025 годы.

На сегодняшний день правительством утверждена Концепция данной государственной программы. 2019 год также отмечен положительными темпами реализации инвестиционных проектов. Прежде всего, это масштабные проекты Тенгиз, Кашаган, Карачаганак.

По трем крупным проектам добыча составила 55,2 млн тонн (102,2% к 2018 году, 54 млн тонн) и 103,2% к плану, 53,5 млн тонн). План на 2020 год – 55,7 млн тонн.

Проект будущего расширения Тенгиза. В настоящее время около 230 отечественных сервисных компаний участвуют в строительных работах, изготовлении металлоконструкций и других работах.

В рамках проекта ПБР/ПУУД ожидается увеличение добычи ТШО на 12 млн тонн в год.

ФАКТЫ

39,8
млрд баррелей
доказанные запасы нефти и газового конденсата в Республике Казахстан

На Кашагане достигнута стабильная добыча в 400 тыс. баррелей в сутки благодаря проведенному капитальному ремонту в 2019 году и переводу двух добывающих скважин в нагнетательный фонд. Проекты дальнейшего наращивания добычи продолжаются в активном темпе.

Объем фактической добычи нефти в 2019 году на Кашагане составил 14,1 млн тонн, или 106,8% к уровню 2018 года.

В 2020 году на месторождении планируется добыть 15,5 млн тонн нефти и 10 млрд м^3 газа.

По проекту поддержания полки добычи на месторождении Карачаганак.

Для поддержания добычи на уровне 10–11 млн тонн в год ведется реализация Проектов поддержания полки добычи Этапа 2М (Снятие производственных ограничений по газу, 4-й компрессор закачки газа). Проекты поддержания полки добычи позволят дополнительно добыть 18,5 млн тонн жидких УВ до конца срока ОСРП, суммарные инвестиции составляют $1678 млн.

После реализации проектов Этапа 2М, для дальнейшего поддержания добычи ЖУ проектируется реализация Проекта Расширения Карачаганака (ПРК-1), который предусматривает установку двух новых компрессоров закачки газа (в 2023 г. и 2025 г.).

Одно из приоритетных направлений деятельности министерства – это развитие газовой отрасли и газификация. Как вы знаете, в декабре 2018 года на официальной церемонии с участием Елбасы дан старт проекту строительства магистрального газопровода «Сарыарка». На сегодняшний день строительство магистрального газопровода завершено, ввод в эксплуатацию объекта осуществлен 27 декабря 2019 года. Работа в данном направлении будет продолжена.

В нефтегазохимической отрасли предстоит огромная работа по реализации крупных проектов по производству полипропилена мощностью 500 тыс. тонн в год, стоимостью $1,9 млрд и полиэтилена мощностью 1,25 млн тонн в год.

В сфере электроэнергетики объем выработки электроэнергии составил 106,0 млрд кВт·ч, или 99,3% к 2018 году (106,8 млрд кВт·ч). План на 2020 год – 105,2 млрд кВт·ч. Потребление электроэнергии составило 105,1 млрд кВт·ч, или 102% к 2018 году (103,2 млрд кВт·ч), что свидетельствует о полном покрытии потребности экономики страны в электроэнергии.

Направление возобновляемой энергетики остается одним из приоритетных. В прошлом году введен в эксплуатацию 21 объект ВИЭ. Общий объем привлеченных инвестиций по проектам ВИЭ составляет 613 млн долларов США.

Проведены международные аукционные торги, большая работа по привлечению инвестиций. В 2020 году ожидается принятие Закона Республики Казахстан «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам поддержки использования возобновляемых источников энергии и электроэнергетики».

– Не секрет, что основная добыча углеводородов в Казахстане сосредоточена на трех крупнейших месторождениях: Тенгиз, Карачаганак и Кашаган. По мере исчерпания этих гигантов, на какие перспективные области будет направлено внимание ведомства?

– Извлекаемых запасов на месторождении Тенгиз хватит на 34 года, Кашаган – 147 лет, Карачаганак – 44 года. При условии добычи на уровне 2019 года (на основе данных по балансовым извлекаемым запасам по категориям на 1.01.2019 г. Комитета геологии Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан). Прирост объемов добычи нефти по стране в будущем будет обеспечиваться также за счет ввода в эксплуатацию морских месторождений. Кроме того, в настоящее время ведется работа по выработке предложений по стимулированию разработки высоковыработанных и находящихся на поздней стадии разработки нефтегазовых месторождений.

Также на сегодняшний день Министерством экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан совместно с Министерством энергетики и АО «НК «Казмунайгаз» разрабатывается «Программа геологической разведки на 2021–2025 годы». Данная программа будет направлена на проведение региональных геолого-геофизических исследований, определения потенциальных перспектив нефтегазоносности, повышения степени изученности этих территорий как базы для привлечения в дальнейшем частных инвестиций.

ФАКТЫ

1,8%
мировых запасов составляют запасы нефти в Казахстане

15
осадочных бассейнов, в которых сконцентрировано более 65% извлекаемых запасов нефти страны, насчитывается в Казахстане

– Минэнерго Казахстана разрабатывает ряд налоговых преференций для зрелых месторождений и месторождений с ТрИЗ. Расскажите, пожалуйста, подробнее о преференциях и льготах, а также методике определения эффективности предоставления мер господдержки в области нефтедобычи. Какие меры необходимы для интенсификации освоения новых месторождений углеводородов?

– В рамках поручения президента Республики Казахстан по итогам совещания о вопросах развития нефтегазовой отрасли Республики Казахстан от 5 сентября 2019 года проводится работа по изучению вопроса стимулирования дальнейшей разработки высоковыработанных и находящихся на поздней стадии разработки нефтегазовых месторождений.

В настоящий момент идет работа по:

- анализу текущей системы налогообложения недропользователей в РК на предмет выявления положений, препятствующих инвестиционной привлекательности высоковыработанных и находящихся на поздней стадии разработки нефтегазовых месторождений;
- изучению зарубежного опыта внедрения стимулирующих мер по поддержанию полки добычи на месторождениях на поздней стадии эксплуатации, внедрению новых технологий.

– Есть ли у Казахстана трудности с выполнением принятых обязательств в рамках Соглашения ОПЕК+? Будете ли в дальнейшем следовать плану, учитывая высокий уровень добычи на месторождении Кашаган? Какого эффекта Вы ожидаете от решения ОПЕК+ об исключении газового конденсата из механизма определения квот в рамках соглашения о сокращении добычи?

– Текущие обязательства Казахстана до конца марта 2020 г. в рамках ОПЕК+ составляют 1843 тыс. барр./сут (сокращение на 57 тыс. барр./сут от уровня ноября 2018 года). Мы планируем, что в среднем за период Казахстан выполнит обязательства.

Keywords: *Republic of Kazakhstan, hard-to-recover reserves, Tengiz, Karachaganak, Kashagan.*

МЕСТОРОЖДЕНИЯ-ГИГАНТЫ

с запасами свыше **2 млрд тонн**



САМОТЛОРСКОЕ

ОТКРЫТИЕ: 1965 год, экспедиция Абазарова В.
НАЧАЛО ПРОМЫШЛЕННОЙ ДОБЫЧИ: 1969 год
МЕСТОНАХОЖДЕНИЕ: Ханты-Мансийский автономный округ – Югра
ПЛОЩАДЬ: более 3 тыс. км²
Предполагаемые геологические запасы нефти: **7,1** млрд т
ОБЪЕМ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ: 2,7 млрд т
ЕЖЕГОДНАЯ ДОБЫЧА: 22 млн т
ОПЕРАТОР: ПАО «НК «Роснефть»
Исчерпан на 70%



РОМАШКИНСКОЕ

ОТКРЫТИЕ: 1948 год, бригадой Кузьмина С. и Халикова Р.
МЕСТОНАХОЖДЕНИЕ: Республика Татарстан, г. Альметьевск
Предполагаемые геологические запасы нефти: **5** млрд т
ОБЪЕМ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ: 3 млрд т
ЕЖЕГОДНАЯ ДОБЫЧА: 15 млн т
ОПЕРАТОР: ПАО «Татнефть»



ПРИОБСКОЕ

ОТКРЫТИЕ: 1982 год
НАЧАЛО ПРОМЫШЛЕННОЙ ДОБЫЧИ: 1988 год
МЕСТОНАХОЖДЕНИЕ: Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, с. Селиярово
Предполагаемые геологические запасы нефти: **5** млрд т
ОБЪЕМ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ: 2,4 млрд тонн
ЕЖЕГОДНАЯ ДОБЫЧА: 40 млн т
ОПЕРАТОР: ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром нефть»



ЛЯНТОРСКОЕ

ОТКРЫТИЕ: 1965 год.
НАЧАЛО ПРОМЫШЛЕННОЙ ДОБЫЧИ: 1978 год.
МЕСТОНАХОЖДЕНИЕ: ХМАО, Сургутский район, на реке Пим вблизи города Лянтор
Предполагаемые геологические запасы нефти: **2** млрд т
ОБЪЕМ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ: 380 млн тонн
ЕЖЕГОДНАЯ ДОБЫЧА: около 7,5 млн т
ОПЕРАТОР: ПАО «Сургутнефтегаз»



ФЕДОРОВСКОЕ

ОТКРЫТИЕ: 1971 год, экспедиция Морозова Н.
НАЧАЛО ПРОМЫШЛЕННОЙ ДОБЫЧИ: 1973 год
МЕСТОНАХОЖДЕНИЕ: ХМАО, вблизи города Сургут
Предполагаемые геологические запасы нефти: **2** млрд т
ОБЪЕМ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ: 189,9 млн тонн (данные на конец 2009 г.)
ЕЖЕГОДНАЯ ДОБЫЧА: 2004 год – 12,5 млн т, 2012 год – 8,275 млн т
ОПЕРАТОР: ПАО «Сургутнефтегаз»

МУЛЬТИФАЗНЫЕ НАСОСНЫЕ СИСТЕМЫ BORNEMANN

и насосное оборудование для нефтегазодобывающей промышленности

РЕКЛАМА

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ ДВУХВИНТОВЫЕ НАСОСЫ ПРОИЗВОДСТВА КОМПАНИИ BORNEMANN, РАБОТАЮЩЕЙ В ОБЛАСТИ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИИ МУЛЬТИФАЗНОЙ ПЕРЕКАЧКИ, ИНЖИНИРИНГА, ПРОИЗВОДСТВА И ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ВО ВСЕМ МИРЕ. НА СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ ТАКИЕ НАСОСНЫЕ СИСТЕМЫ ЯВЛЯЮТСЯ УНИВЕРСАЛЬНЫМ РЕШЕНИЕМ ДЛЯ ПЕРЕКАЧКИ НЕОБРАБОТАННОГО И НЕПРОГНОЗИРУЕМОГО ФЛЮИДА ИЗ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

THE ARTICLE PRESENTS TWO-SCREW PUMPS MADE BY THE BORNEMANN COMPANY THAT WORKS IN THE FIELD OF RESEARCH AND DEVELOPMENT OF MULTIPHASE PUMPING, ENGINEERING, PRODUCTION AND COMMISSIONING OF SPECIALIZED EQUIPMENT AROUND THE WORLD. TODAY SUCH PUMPING SYSTEMS ARE A UNIVERSAL SOLUTION FOR PUMPING UNPROCESSED AND UNPREDICTABLE FLUIDS FROM OIL WELLS

Ключевые слова: *насосные системы, мультифазная перекачка, инжиниринг, специализированное оборудование, двухвинтовые насосы.*

Чемякин Александр Михайлович
региональный менеджер Россия и СНГ Bornemann

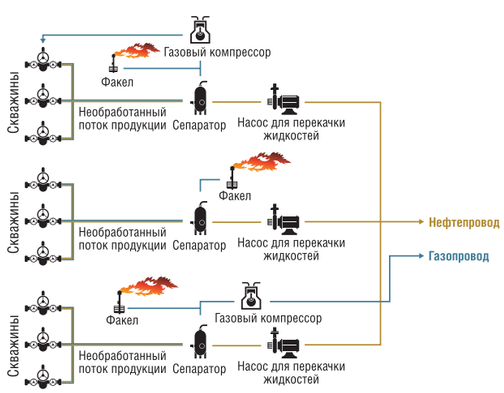
Основанная в 1853 году компания Bornemann входит в число мировых лидеров по производству винтовых насосов и насосных станций для мультифазных и жидких сред.

Основное назначение многофазных насосных систем Bornemann (рис. 1) – перекачка газожидкостной смеси из нефтяных скважин без предварительной подготовки и очистки. Применение данной технологии позволяет отказаться от разделения скважинной продукции на жидкую и газовую фазы для дальнейшей транспортировки на центральный пункт сбора.

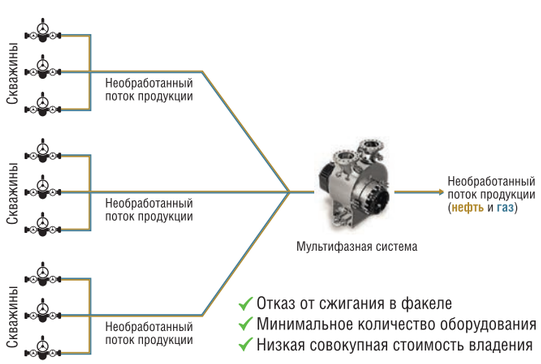
Транспорт разделенных потоков – более дорогостоящее решение по сравнению с мультифазной перекачкой, а сжигание газа вредно для окружающей среды. Также применение мультифазных насосов позволяет отказаться от применения дополнительного оборудования (промысловых сепараторов, резервуаров, компрессоров, жидкостных насосов и т.д.), а добываемый газ можно использовать для выработки энергии, закачки в пласт или продажи. Помимо этого, сокращаются объем работ и затраты на техническое обслуживание.

РИС. 1

Традиционная технология



Применение технологии мультифазной перекачки Bornemann



Основу мультифазной системы Bornemann составляют двухвинтовые насосы (рис. 2), которые являются самым универсальным решением для перекачки необработанного и непрогнозируемого флюида из нефтяных скважин. Высокий газовый фактор и газовые пробки, механические примеси, высоковязкие смолистые отложения, большая концентрация коррозионно-активных веществ – это не полный список вызовов, с которыми может столкнуться мультифазный насос в своей работе. Запатентованные технические решения наряду с отдельными инновационными особенностями от Bornemann

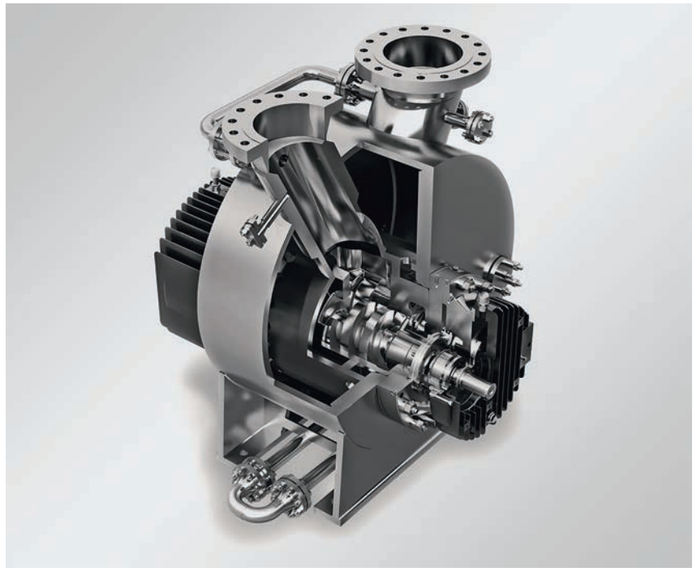
РИС. 2



гарантируют высочайшую производительность и надежность эксплуатации, не смотря на сложность поставленной задачи. К уникальным инженерным решениям относятся:

1. Конструкция корпуса мультифазного насоса Bornemann с внутренней рециркуляцией жидкости (рис. 3) позволяет перекачивать газожидкостные смеси с 99% содержанием газа, а краткосрочно и до 100%, без применения внешних систем удержания жидкости.

РИС. 3



Перегрева оборудования при перекачке не происходит, т.к. необходимое количество жидкости циркулирует в увеличенном корпусе и частично возвращается в область всасывания, за счет чего обеспечивается теплообмен.

2. Сборный ротор (рис. 4), состоящий из отдельных валов и винтов, позволяет выполнить вал из механически прочного материала для уменьшения прогиба и минимизации внутренних зазоров, и соответственно увеличения эффективности. При этом материал винтов выбирается под химический состав перекачиваемого флюида для обеспечения длительного срока службы. Данная конструкция

РИС. 4



также позволяет заказчикам оптимизировать расходы на запасные части.

3. Винтовая пара работает без контакта металл-по-металлу, что существенно снижает износ деталей проточной части насоса. А для применений с высоким газосодержанием, Bornemann рекомендует использовать винты с дегрессивным шагом (рис. 5).

РИС. 5

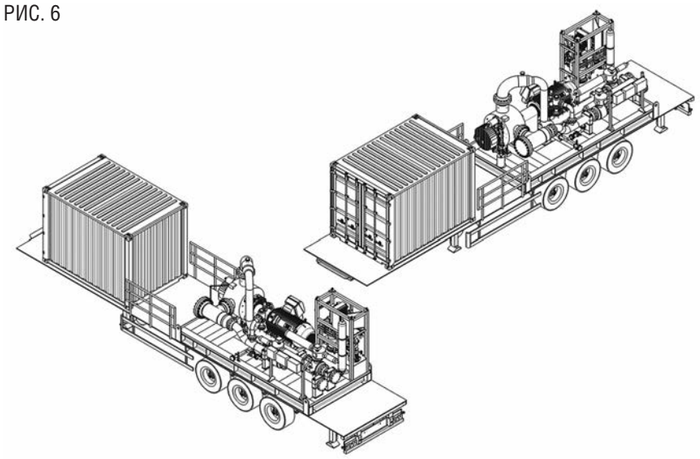
Стандартный винт



Винт с дегрессивным шагом



РИС. 6



Данная конструктивная инновация позволяет повысить эффективность перекачки и сократить стоимость владения за счет уменьшения размера привода и снижения энергопотребления.

Возвращаясь к теме применения винтовых насосов в качестве мультифазных, нельзя не отметить, что их внедрение обеспечивает снижение эксплуатационных расходов и повышение производительности системы нефтедобычи в целом ввиду того, что многофазная система создает пониженное стабильное давление в устье скважины. Это их свойство позволяет использовать МФНС не только в стационарном, но и в мобильном исполнении (рис. 6).

Мобильные многофазные системы могут применяться, например, для решения следующих задач:

- для восстановления отдачи малопродуктивных/закрытых нефтяных скважин. Как известно, в течение жизненного цикла месторождения происходит падение пластового давления, и существует вероятность того, что все большее количество скважин будет закрыто, либо снижена возможность получения продукции из них за счет естественного фонтанирования. В связи с этим вопрос продления жизненного цикла месторождения посредством оптимизации отбора продукции из скважин становится крайне важным. В настоящее время для ввода в работу бездействующих скважин нефтяные компании применяют различные методы. Порой эти способы являются неэффективными, дорогостоящими и неоптимальными для поддержания дебита. Мультифазные насосные системы могут быть использованы в качестве альтернативного перспективного подхода для ввода в работу таких скважин с целью повышения их продуктивности и получения дополнительных объемов жидкости за счет создания пониженного стабильного давления в устье скважины.

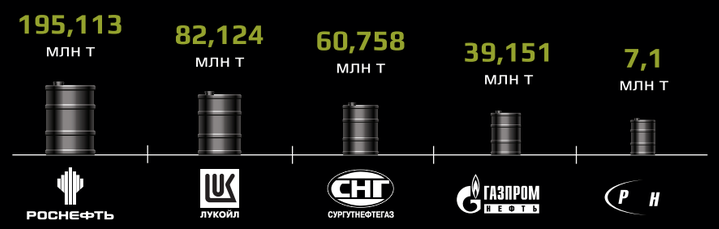
- для удаления жидкости из газовых скважин. Зачастую, в газовых скважинах, особенно в старых, происходит увеличение дебита жидкости (воды и нефти), из-за этого увеличивается давление в стволе скважины и уменьшается отдача газа. В последствии производительность скважины снижается, пластовое давление падает, и работа скважины может прекратиться. Для предотвращения этой ситуации необходимо обеспечить удаление жидкости. Существует ряд методов, но традиционный способ, связанный с отключением скважины от трубопровода, является экологически вредным, в связи с попаданием летучих углеводородов в атмосферу, а иные способы являются менее выгодными экономически и низкоэффективными. Применение мобильных мультифазных систем для решения этой задачи является наиболее технологическим и максимально безопасным для окружающей среды. МФНС создает перепад давления, при этом понижает давление на оголовке скважины, а также откачивает жидкость из скважины. В дальнейшем работа скважины восстанавливается до необходимого дебита газа, а мобильная установка может быть передислоцирована на другие объекты с подобной проблематикой.

Обладая более чем двадцатипятилетним опытом в области исследований и развития технологии мультифазной перекачки, инжиниринга, производства и ввода в эксплуатацию специализированного оборудования во всем мире, компания Bornemann способна поставить полнокомплектное решение для широкого спектра производственных и климатических условий. А в рамках стратегии по работе с российскими заказчиками, Bornemann сотрудничает с рядом местных авторизированных партнеров, которые способны обеспечить производство насосных систем «Bornemann» с максимальным уровнем локализации.

Внедрение винтовых насосов обеспечивает снижение эксплуатационных расходов и повышение производительности системы нефтедобычи, благодаря многофазной системе, обеспечивающей стабильное давление в устье скважины. Это позволяет использовать МФНС в стационарном и мобильном исполнении

Keywords: *pumping systems, multiphase pumping, engineering, specialized equipment, twin-screw pumps.*

КРУПНЕЙШИЕ **МЕСТОРОЖДЕНИЯ** НЕФТИ **В РОССИИ**



Суммарная добыча нефти в России в 2019 году

560,2 млн т



МАМОНТОВСКОЕ

ОТКРЫТИЕ: 1965 год, экспедиция Шаповалова И.
НАЧАЛО ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ: 1970 год
МЕСТОНАХОЖДЕНИЕ: ХМАО, вблизи города Пыть-Ях

Предполагаемые геологические запасы нефти: **1,4** млрд т

ОБЪЕМ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ: 93,4 млн т
ЕЖЕГОДНАЯ ДОБЫЧА: 7–7,5 млн т
ОПЕРАТОР: ООО «РН-Юганскнефтегаз» – ведущее добывающее предприятие ПАО «НК "Роснефть»



САХАЛИН-5

БУРЕНИЕ первой скважины: 2004 год
МЕСТОНАХОЖДЕНИЕ: Охотское море, северо-восточная часть шельфа острова Сахалин

Предполагаемые геологические запасы нефти: **1,5** млрд т

ДОКАЗАННЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ: 550 млн т
ЕЖЕГОДНОЕ ИЗВЛЕЧЕНИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА: около 18 млн т
ВЛАДЕЛЬЦЫ ПРОЕКТА: ПАО «НК «Роснефть» (31%), British Petroleum (49%)



САЛЫМСКАЯ ГРУППА

ОТКРЫТИЕ первого месторождения группы (Верхне-Салымское): 1966 год
НАЧАЛО ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ Верхне-Салымского месторождения: 2004 год
МЕСТОНАХОЖДЕНИЕ: ХМАО, в 120 км к юго-западу от Сургута

Предполагаемые геологические запасы нефти: **1,4** млрд т

ОБЪЕМ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ по группе: 139 млн т
ЕЖЕГОДНАЯ ДОБЫЧА: около 8 млн т
КОМПАНИИ-разработчики: СП «Газпром нефть» и Shell – Salym Petroleum Development (SPD)



КРАСНОЛЕНИНСКАЯ ГРУППА

ОТКРЫТИЕ первого месторождения группы (Каменное): 1962 год
НАЧАЛО ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ: 1965 год
МЕСТОНАХОЖДЕНИЕ: запад ХМАО, центр нефтедобычи в г. Нягань

Предполагаемые геологические запасы нефти: **1,2** млрд т

ОБЪЕМ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ: 552 млн т
ЕЖЕГОДНАЯ ДОБЫЧА по группе: около 7 млн т
ОПЕРАТОР: ПАО «Лукойл»

НИЗКОПРОНИЦАЕМЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ

Повышение эффективности разработки с использованием современных технологий



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



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



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



Раянов Роберт Ришатович
руководитель направления Центра физико-химических и газовых методов увеличения нефтеотдачи АО «ВНИИнефть», к.т.н.

ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ АДАПТАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЛЕГКОЙ НЕФТИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ С УЧЕТОМ ПРОТЕКАЮЩИХ ФИЗИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СНИЖАЮЩИХ ДЕБИТЫ И ПРИЕМИСТОСТИ СКВАЖИН, НА ОСНОВЕ КОТОРЫХ ПРОВЕДЕН СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗРАБОТКИ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ, ВОДОГАЗОВОМ И ГАЗОВОМ ВОЗДЕЙСТВИИ

RESULTS OF ADAPTING OF HYDRODYNAMIC MODELS OF LOW-PERMEABILITY RESERVOIRS IN TERRIGENOUS DEPOSITS OF LOW-DENSITY OIL IN WESTERN SIBERIA, TAKING INTO ACCOUNT ONGOING PHYSICAL PROCESSES THAT DECREASE MASS FLOWRATE AND INJECTION CAPACITY OF WELLS, ARE PRESENTED, BASED ON WHICH A COMPARATIVE ANALYSIS OF TECHNOLOGIES FOR EXPLOITATION DURING WATER FLOODING, WATER-ALTERNATED-GAS AND GAS INJECTION WAS CONDUCTED

Ключевые слова: *низкопроницаемые коллекторы, терригенные отложения, дебит скважины, заводнение, газовое воздействие.*

УДК 622

Основную долю разрабатываемых и вводимых в освоение трудноизвлекаемых запасов нефти Западной Сибири составляют запасы легкой нефти в низкопроницаемых терригенных коллекторах (порядка 80%), в то время как их выработка не превышает 17% [4, 5]. Разработка указанных запасов осуществляется с использованием заводнения на основе применения горизонтальных скважин (ГС), зарезки боковых стволов (ЗБС), гидравлического разрыва пласта (ГРП).

Несмотря на достигнутые результаты в исследовании процессов разработки указанных коллекторов, имеет место существенное завышение расчетных (с использованием гидродинамических симуляторов) показателей разработки по сравнению с фактическими. Результаты обобщения промыслового опыта разработки исследуемых месторождений с применением горизонтальных скважин свидетельствуют о недостижении проектных дебитов по жидкости, вплоть до 50%.

При этом имеет место высокий темп падения дебитов: по ряду скважин за 90 суток дебит по жидкости снизился до 60 и 87%, в соответствии с рисунками 1, 2 [4, 5].

Проведенный анализ основных проблем разработки исследуемых месторождений указывает на низкую эффективностью подсистемы поддержания пластового давления при заводнении, вследствие чего залежи разрабатываются при падении пластового давления, а добывающие скважины – при вынужденном снижении забойного давления. При разработке протекают деформационные процессы, которые часто сопровождаются процессами кольматации и облитерации, вследствие фильтрационного разрушения и диспергирование глинистых частиц потоком флюида. При этом имеет место заиливание щелевого фильтра, скопление невынесенного осадка в нижней части ГС. В нагнетательных скважинах имеет место кольматация призабойной зоны твердыми взвешенными частицами.

В статье приведены результаты численных исследований эффективности современных технологий нефтеизвлечения, таких как газовое, водогазовое воздействие и заводнение с применением ГС и ГРП при учете снижения приемистости нагнетательных скважин и дебитов добывающих скважин вследствие протекающих физических процессов.

Геолого-промысловая характеристика объектов исследования

Пласты имеют сложное геологическое строение, которое выражено чередованием прослоев и линз, характеризуется невыдержанностью нефтенасыщенной толщины по разрезу, крайне низкой вертикальной проницаемостью (вплоть до нуля). Фильтрационно-емкостные свойства низкие, высокая начальная водонасыщенность, низкая фазовая проницаемость по нефти (см. таблицу 1). Пласты сложены рыхлыми, слабосцементированными породами с повышенным содержанием глинистой составляющей, что вызывает протекание деформационных процессов, сопровождающихся процессами кольматации и облитерации [2, 4, 5].

Моделирование загрязнения призабойной зоны нагнетательной скважины

Учитывая наличие низкопроницаемых составляющих (до 3 мД), расхождение проектных и фактических данных может быть вызвано существенным снижением приемистости нагнетательных скважин при заводнении пресными и сточными водами из-за наличия в закачиваемой воде твердых взвешенных частиц (ТВЧ), размер которых соизмерим с размерами поровых каналов. Это приводит к процессам кольматации и облитерации в призабойных зонах нагнетательных скважин. С другой стороны, качество закачиваемой воды, размеры и концентрация ТВЧ не учитываются при использовании гидродинамических симуляторов, что приводит к существенному

РИС. 1. Темп падения дебитов по жидкости в ГС

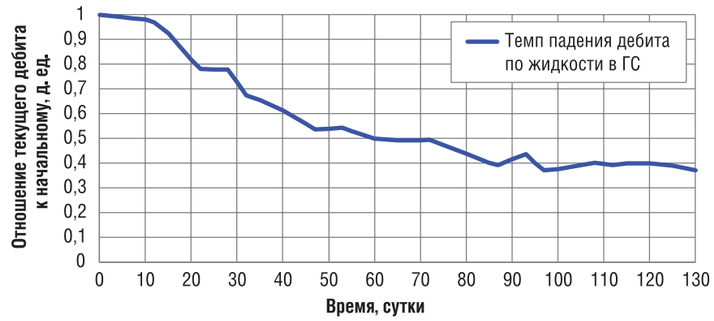


РИС. 2. Темп падения дебитов в горизонтальной скважине с ГРП

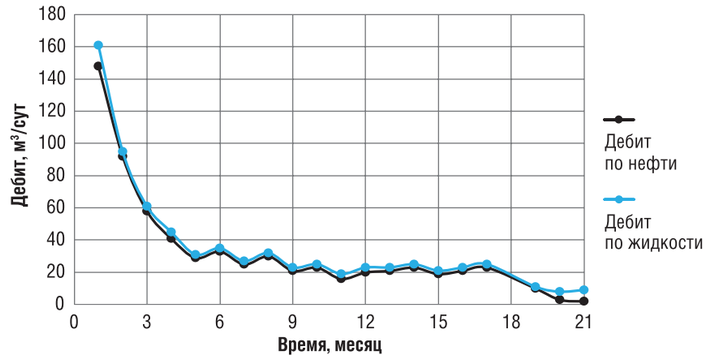


РИС. 3. Распределение проницаемости вблизи нагнетательной скважины

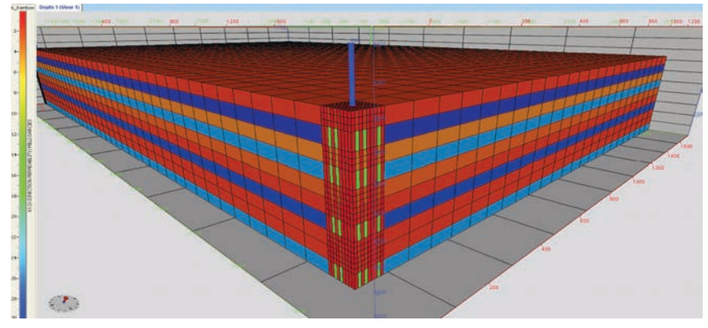


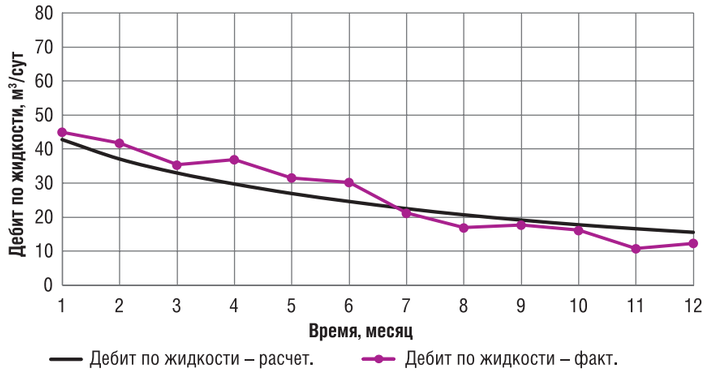
ТАБЛИЦА 1. Геолого-промысловая характеристика ачимовских отложений легкой нефти

Параметр	Значение
Тип коллектора	терригенно-поровый
Количество пропластков, в среднем	от 14 до 16
Средняя нефтенасыщенная толщина	18,9 м (от 15,7 до 22,1 м)
Проницаемость	от $0{,}8 \cdot 10^{-3}$ до $30 \cdot 10^{-3}$ мкм^2
Среднее значение пористости	18%
Начальная нефтенасыщенность	52%
Пластовое давление	28 МПа
Давление насыщения	9 МПа
Вязкость нефти в пластовых условиях	1,16 мПа·с
Плотность нефти в пластовых условиях	783 кг/м^3

ТАБЛИЦА 2. Рекомендуемые интервалы снижения проницаемости в измельченных ячейках призабойной зоны нагнетательной скважины

Интервал проницаемости основной сетки, мД	Снижение проницаемости в измельченной области, мД
< 3	0,1 мД
3,1 < k < 5	От 1 – до соответствующей проницаемости прослоя
5 < k < 10	От 1,5 – до соответствующей проницаемости прослоя
> 10	Без изменения

РИС. 4. Результаты адаптации гидродинамической модели для одной из скважин



завышению расчетных показателей разработки (завышение оценки КИН порядка 50 %).

На основе обобщения результатов численных и промысловых исследований, проведенных авторами, для моделирования загрязнения призабойной зоны нагнетательных скважин предлагается использовать локальное измельчение скважинной ячейки, снижая проницаемости околоскважинных ячеек измельченной области. При воспроизведении динамики показателей разработки для условий, близких к условиям юрских и ачимовских отложений, выявлены интервалы проницаемости основной сетки, для которых необходимо снижение проницаемости в измельченных ячейках в соответствии с таблицей 2.

Получена хорошая сходимость расчетных и фактических значений отборов жидкости, в соответствии с рисунком 4, на котором приведены результаты адаптации по одной из скважин. Первичные техногенные процессы, связанные с бурением, освоением и эксплуатацией скважин могут быть оценены посредством задания соответствующего скин-фактора.



Деформационные процессы

Исследования, проведенные авторами, по количественной оценке влияния изменения эффективного давления на фильтрационно-емкостные параметры низкопроницаемых, рыхлых слабосцементированных коллекторов Западной Сибири свидетельствуют о возникновении квазипластических деформаций, при которых упругое уплотнение пласта сопровождается процессами кольматации и облитерации. Это приводит к необратимым потерям ФЕС и, как следствие, гистерезису пористости и проницаемости [1,3]. Получена и апробирована количественная зависимость проницаемости от изменения эффективного давления, в основе которой лежит тот факт, что в процессе снижения пластового давления происходит изменение коэффициента изменения проницаемости в экспоненциальной зависимости, т.е. после каждого дополнительного снижения пластового давления коэффициент α_k увеличивается:

$$\alpha_k(p) = \alpha_0 e^{\eta(p_0 - p)}, \qquad (1)$$

где α_0 – коэффициент изменения проницаемости в возмущенном пласте при начальном пластовом давлении, 1/МПа;

η – коэффициент, учитывающий изменение коэффициента $\alpha_k(p)$, 1/МПа.

Зависимость проницаемости системы от пластового давления на основе формулы 1 может описываться уравнением [1, 2]:

$$k(p) = k_0 e^{\left[\frac{\alpha_0}{\eta}\left(1 - e^{\eta(p_0 - p)}\right)\right]} \qquad (2)$$

Типичный вид зависимостей проницаемости от пластового давления и индикаторных линий, полученных по данным мониторинга для условий Ем-Еговской площади Красноленинского месторождения и ачимовской залежи месторождений Западной Сибири, представлен на рисунках 5 и 6.

При воспроизведении динамики показателей разработки оценен диапазон изменения коэффициента, учитывающего необратимые потери коллекторских свойств для викуловских отложений Ем-Еговской площади Красноленинского месторождения и ачимовской залежи, который изменяется соответственно от 03 до 0,45 1/МПа и от 0,2 до 0,3 1/МПа; параметр α_0 изменяется от 0,001 до 0,002 1/МПа.

Можно полагать, что при достижении критической депрессии дебит скважины резко снижается, поскольку процессы кольматации и облитерации становятся определяющими, резко снижая пропускную способность коллектора и дебит скважины, в соответствии с рисунками 5, 6. Аналогичные результаты получены для юрских отложений по данным мониторинга скважин, в соответствии с рисунком 6 [1, 3, 5].

С учетом описанных выше исследований была проведена адаптация гидродинамических моделей для исследуемых пластов; получена хорошая сходимость расчетных и фактических данных. На рисунке 7 приведены расчетная и фактическая динамики накопленной добычи нефти по одной из горизонтальных скважин Ем-Еговской площади. Следует отметить, что для учета деформационных процессов и роста газонасыщенности пласта, а также кольматации призабойной зоны нагнетательной скважины необходимо локальное измельчение скважинных ячеек, а в некоторых случаях и главной сетки.

Результаты исследований и рекомендации по применению технологий газового, водогазового воздействия и заводнения на основе применения ГС для условий ачимовских отложений

В расчетах использовалась гидродинамическая модель трехмерной трехфазной фильтрации, в которой учтены

РИС. 5. Индикаторные диаграммы скважин пласта $ВК_1$ Каменной площади Красно-ленинского месторождения, по данным мониторинга

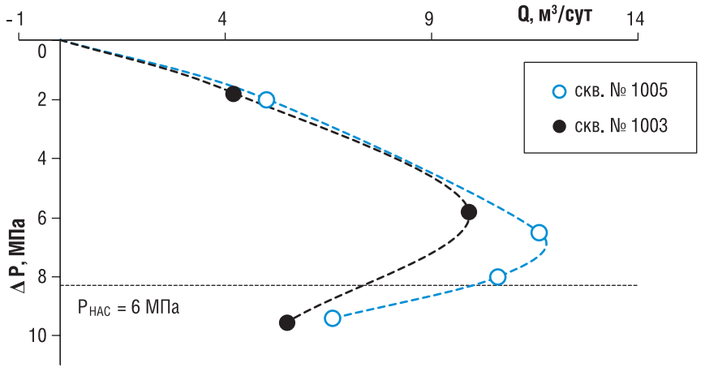


РИС. 6. Индикаторные диаграммы скважин по данным мониторинга для скважин ачимовских отложений

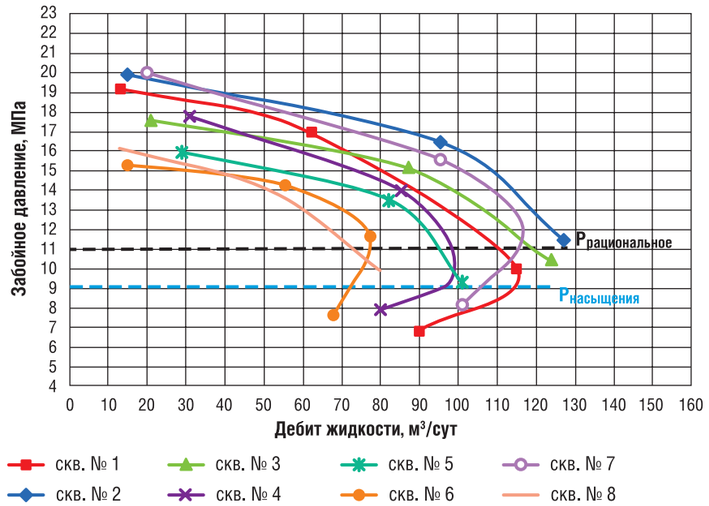


РИС. 7. Динамика накопленной добычи жидкости по одной из горизонтальных скважин (викуловские отложения); расчет 1 проведен без учета деформационных процессов

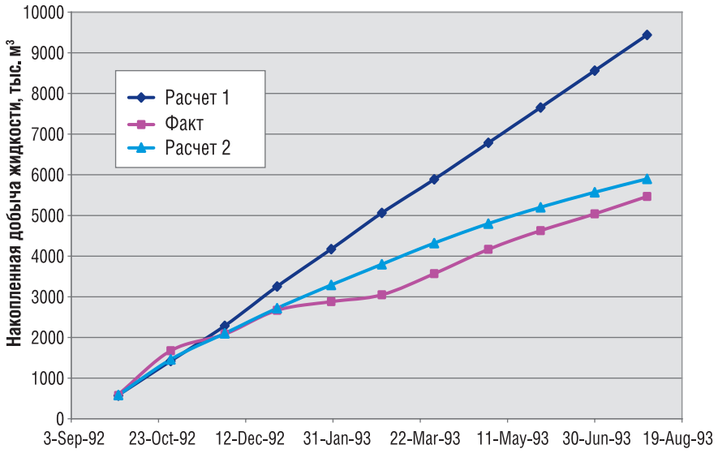


РИС. 8. Рядная система расстановки скважин на карте эффективных нефтенасыщенных толщин

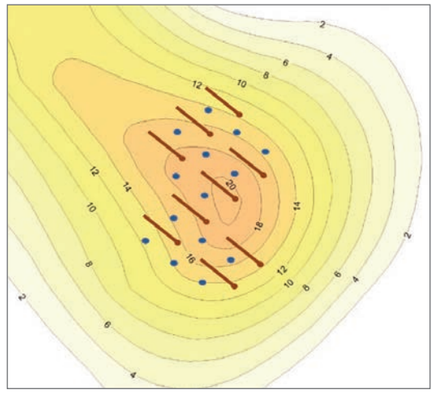


ТАБЛИЦА 3. Варианты моделирования и полученные результаты

Технология воздействия	Конечный КИН,% /срок разработки, г.					
	Забойное давление, МПа					
	7		11		15	
Стационарное заводнение	39,3	42	42,5	45	42,4	56
Закачка газа	33,7	8	33,2	9	33,5	11
ВГВ	42,5	60	46,9	67	42,2	79

наиболее характерные геолого-промысловые особенности ачимовской залежи. Расчеты проведены на модели, охватывающей купольную часть залежи, имеющей наибольшие нефтенасыщенные толщины (рисунок 8). Добывающие скважины являются горизонтальными и вскрывают всю толщину пласта, забойные давления – 7, 11, 15 МПа; нагнетательные – наклонно-направленные (ННС).

При моделировании учтены указанные выше физические процессы, снижающие дебиты добывающих и приемистости нагнетательных скважин, а также снижение приемистости нагнетательных скважин вследствие гистерезиса относительных фазовых проницаемостей в системе «газ – вода», причем принималась величина остаточной газонасыщенности порядка 30 %.

Все скважины вводятся в эксплуатацию с проведением гидравлического разрыва пласта (ГРП). Наличие выделенного направления развития трещины ГРП в северо-западном направлении учтено изменением направления рядов добывающих горизонтальных и нагнетательных наклонно- направленных скважин вдоль развития трещины ГРП. В данном случае снижаются риски уменьшения коэффициента охвата, быстрого роста обводненности за счет «кинжального» прорыва закачиваемых вод.

Водогазовое воздействие осуществлялось путем чередующейся закачки оторочек воды и газа. Размер каждой оторочки составлял 10 % от начального объема нефти в пластовых условиях участка пласта, охваченного воздействием нагнетательной скважины. При чередующемся ВГВ вода и газ закачиваются сменяющими друг друга оторочками.

По характеру вытеснения нефти газом моделировалось несмешивающееся вытеснение с учетом массообмена между нефтью и газом, который сопровождается изменением их физико-химических свойств в переходной зоне. Состав газа для закачки в пласт соответствует углеводородному газу, который представлен сухим газом (доля метана более 90 %). Состав оторочки газа однородный. Для реализации ВГВ и закачки газа использован попутный газ, добываемый только с исследуемой залежи. Более подробно указанные численные исследования приведены в [5].

Результаты численных исследований по адаптированной гидродинамической модели, представленные в таблице 2, позволяют обосновать выбор технологии водогазового воздействия с применением рядной системы разработки с добывающими горизонтальными и нагнетательными наклонно-направленными скважинами. При заводнении обоснована оптимальная длина горизонтального участка 500 м, расстояние между рядами нагнетания и отборов – 300 м.

Забойное давление для добывающих ГС принято равным 11 МПа, что соответствует обоснованной критической величине. По сравнению с вариантом разработки с традиционным заводнением с забойным давлением 11 МПа при водогазовом воздействии с забойным давлением 11 МПа с применением наклонно-направленных добывающих скважин увеличение КИН составляет 7,9 %; с применением горизонтальных добывающих скважин увеличение КИН составляет 9,5 %. ●

Литература

1. *Мищенко И.Т., Бравичев К.А., Бравичева Т.Б. Обоснование энергосберегающих экологически безопасных технологических решений по управлению разработкой трудноизвлекаемых запасов с учетом изменения эффективного напряжения. «Вестник ассоциации буровых подрядчиков», № 3, 2019. С. 2–5.*
2. *Р.Р. Раянов, К.В. Казаков, К.А. Бравичев «Поиск оптимального варианта разработки низкопроницаемого и неоднородного ачимовского пласта месторождения Западной Сибири», «Нефть, Газ и Бизнес», № 2, 2016 г., с. 23–29.*
3. *Мищенко И.Т., Бравичев К.А., Загайнов А.Н. Обоснование технологии циклического заводнения пластов с суперколлекторами в условиях упругих деформаций // Нефтяное хозяйство, 10/2014, с. 89–91.*
4. *Боксерман А.А., Мищенко И.Т. Пути преодоления негативных тенденций развития НТК России // Технологии ТЭК. – 2006. – № 4. – С. 30–36.*
5. *Раянов Р. Р. Обоснование технологии разработки низкопроницаемых неоднородных коллекторов с применением горизонтальных скважин: дисс. канд. техн. наук: 25.00.17 / Раянов Роберт Ришатович М.: 2016. – 146 с.*

KEYWORDS: *low-permeable reservoirs, terrigenous deposits, flow rate of wells, flooding, gas impact.*

САУДОВСКАЯ АРАВИЯ СОБИРАЕТСЯ ОБРУШИТЬ НА МИР МОЩНУЮ НЕФТЯНУЮ ВОЛНУ

The Telegraph

Эд Клауз

Saudi Aramco собирается вывести добычу на максимальную мощность.

Мировой рынок залит нефтью из-за жесткой борьбы между Россией и Саудовской Аравией после того, как они не смогли договориться о дальнейшем сокращении добычи. Д. Трамп и В. Путин собираются решить, что можно сделать, чтобы установить нижний порог цены на сырую нефть. Нефтяной рынок обрушился в результате падения мирового спроса, поскольку были приостановлены пассажирские перевозки и торговля на фоне



значительной перенасыщенности рынка. Некоторые аналитики прогнозируют, что в ряде регионов цены на нефть могут стать отрицательными, когда возникнет дефицит мощностей для хранения нефти, и компаниям приходится платить покупателям, чтобы избавиться от излишков. Американские сенаторы-республиканцы обвинили Россию и Саудовскую Аравию в том, что те, обрушив цены на нефть, начали «экономическую войну» против Америки. Падение цен на нефть стало ударом для американских производителей сланцевой нефти, и многим из них грозит банкротство.

ГАЗПРОМ ПЛАНИРУЕТ ЭКСПАНСИЮ В ЕВРОПУ ПРИ ПОМОЩИ ДЕМПИНГА

Handelsblatt

Андрэ Баллин

Минувшая зима оказалась теплой. Европейские хранилища на конец зимы были заполнены на 55,5 % – это наивысший показатель в истории. Цены на мировом рынке



уже несколько месяцев снижаются, но Газпром увеличивает продажи. В марте он продал 2,46 млрд м^3 газа – в два с половиной раза больше, чем за тот же период 2019 года. Впрочем, доходы при этом сильно просели. Год назад газ стоил более 200 долл., в начале этого года – 113 долл. Усилилась конкуренция со стороны американского СПГ и со стороны российского НОВАТЭКа. Газпром всегда выступал против спотового рынка и продавал топливо по долгосрочным контрактам. Но теперь на электронных торгах Газпром снизил цену. Соответственно, многие клиенты Газпрома перешли на ETP. Не исключено, что Газпром умышленно обостряет конкуренцию через ETP, чтобы выдавить с рынка конкурентов. Но эта стратегия рискованна для самого Газпрома. Его бюджет планировался с учетом цены 200 долл. за 1000 м^3. При этом остаются недостроенным дорогостоящие проекты, в частности «Северный поток-2». Прогнозы тоже неутешительны: эксперты Оксфордского института энергетических исследований считают, что летом рынок достигнет «дна».

РОССИЯ ОСОЗНАННО СПРОВОЦИРОВАЛА КРИЗИС НА МИРОВОМ НЕФТЯНОМ РЫНКЕ

RZECZPOSPOLITA

Анджей Ломановский

Огромным удивлением для всех стал отказ российской делегации подписывать соглашение в рамках ОПЕК+. В бюджет России заложена цена на уровне 40 долл. за барр., и, как считается, если она упадет еще ниже, Кремлю придется ограничивать расходы и повышать налоги, а это вызовет рост общественного недовольства. Такого сценария на фоне кампании, предваряющей внесение изменений в конституцию, к которым россияне и так относятся без энтузиазма, власти хотели бы избежать.



Однако нынешние руководители России – это специалисты по жизни и деятельности в условиях хаоса, а также достижению своих целей в условиях кризисов. Чаще всего эти кризисы, как сегодняшний, они создают самостоятельно. Вопрос, следовательно, звучит так: чего хочет добиться Кремль, рискуя своими государственными финансами? Президент поддался на уговоры ближайшего соратника И. Сечина, который выступает против соглашений, ограничивающих добычу. Глава Роснефти утверждал, что от таких мер выигрывают только американские компании, добывающие сланцевую нефть. Он полагает, что американцы не выдержат падения цен ниже отметки в 40 долл., тогда как россияне способны выжить даже при цене в 30 долл. Россия включилась в борьбу за увеличение своей доли на рынке. ●

10 МОРСКИХ ПЛАТФОРМ

Самая большая нефтяная платформа



Самая большая нефтяная платформа – Петрониус – установлена на одноименном месторождении, названном в честь римского писателя Петрония. Длина глубоководной платформы 610 м, что позволяет ей делить 4 место в списке **самых высоких сооружений человечества**. Результаты, конечно, оспариваются, ведь большая ее часть – 535 м – расположена под водой, а надводная часть составляет всего 75 м. Петрониус находится в Мексиканском заливе, в 210 км от г. Новый Орлеан. Ее эксплуатирует Chevron. Размеры палубы – 60×43 м, вес – 43 тыс. т. На платформе установлены 21 скважина, которые добывают в день примерно 50 тыс. барр. нефти и 2 млн м³ природного газа. Постройка Петрониуса обошлась в 500 млн долл. США. Введена в эксплуатацию в 1997 г.

Самая большая газодобывающая платформа

Самая большая газодобывающая платформа Тролль в высоту достигает 483 м, а ее вес составляет 656 тыс. т. Тролль находится на территории континентального шельфа Норвегии в 60 км от берега. Это самый большой объект на планете, созданный человеком и передвинутый относительно поверхности Земли. Ее достраивали уже в открытом море. Буксировка до места установки, которую осуществляли 7 буксиров, заняла целую неделю. Основание платформы – огромные бетонные цилиндры – имеет высоту 303 м. В каждом из цилиндров есть лифт, подъем наверх занимает 9 мин. Стенки цилиндрических «ног» имеют толщину более 1 м. В 1996 г. платформа внесена в книгу рекордов Гиннеса в качестве «крупнейшей оффшорной газовой платформы»

Нестандартная платформа



Turritella – платформа, ведущая добычу на самой большой глубине. Но это не совсем платформа. Под гигантскую плавучую установку по добыче и хранению нефти на верфях Keppel в Сингапуре по проекту SBM Offshore переоборудовали бывший танкер Suezmax. Turritella. Stones – самый глубоководный проект по добыче нефти в мире. Глубина достигает 2,9 км. Turritella спроектирована с учетом сезонных штормов в Мексиканском заливе: в случае тяжелых погодных условий, она может отстыковаться от подводной инфраструктуры и уплыть в безопасное место

Первая в мире платформа

Первая нефтяная стационарная платформа была построена в США независимой нефтяной компанией Superior Oil (входит в ExxonMobil) и Pure Oil (входит в Chevron). Платформа была помещена в прибрежную область штата Луизиана в 1,5 км от берега в Мексиканском заливе в 1938 г. Глубина воды на месте установки всего 4,3 м. В том же году с платформы была пробурена первая скважина и открыто месторождение Creole



Самая старая платформа из действующих

Старейшая из действующих нефтяных платформ находится в Каспийском море неподалеку от побережья Азербайджана. Фактически этой целый город на сваях. Он расположен на металлических эстакадах, сооруженных в 1949 г. Гавани Северная и Южная находятся у западного берега острова и образованы затопленными судами. Здесь расположены буровые вышки, соединенные эстакадами, на которых размещен вахтовый поселок рабочих. Общая протяженность дорог, соединяющих объекты Нефтяных Камней, составляет 350 км. Нефтяные Камни числится в списке Книги рекордов Гиннеса как «старейшая морская нефтяная платформа». Нефтяные Камни даже появилась в одном из фильмов «бондианы» – «И целого мира мало»

Самая северная нефтяная платформа

В апреле 2015 г. с южнокорейской верфи Hyundai в Норвегию была доставлена платформа Голиаф, предназначенная для добычи с одноименного месторождения. Голиаф является самым северным месторождением в мире. Инновационная добычная платформа сферической формы, разработанная Sevan Marine, была сдана и установлена на месторождении с задержкой в два года. Оператор проекта Eni озвучивал планы о введении ее в эксплуатацию через несколько недель, однако они растянулись на месяцы. Инспекция властей на предмет безопасности выявила целый ряд недочетов, а эксперты заявили об убыточности разработки арктического проекта в условиях низких цен и колоссального роста издержек при строительстве платформы – стоимость проекта уже превысила 6 млрд долл. США.

Единственная арктическая нефтяная платформа



МЛСП Приразломная – единственная платформа, ведущая добычу нефти на российском арктическом шельфе. Платформа находится в 55 км к северу от пос. Варандей в НАО. Уникальность Приразломной в том, что впервые в мире добыча углеводородов на арктическом шельфе ведется со стационарной платформы в сложных условиях дрейфующих ледовых полей. Платформа способна выдержать максимальные ледовые нагрузки

Полностью сгоревшая нефтедобывающая платформа

Piper Alpha была построена в 1975 г., добыча нефти стартовала в 1976 г. 6 июля 1988 г. на платформе случилась крупнейшая катастрофа в истории отрасли. В результате утечки газа и последующего взрыва, а также в результате непродуманных и нерешительных действий персонала погибли 167 человек из 226 находившихся в тот момент на платформе. Это самое большое количество жертв, к которым приводили аварии на платформах. Все застрахованные потери составили около 3,4 млрд долл. США

Платформа, нанесшая самый большой экологический ущерб



Deepwater Horizon – полупогружная нефтяная буровая платформа сверхглубоководного бурения с системой динамического позиционирования. Построена в 2001 г. южнокорейской Hyundai Heavy Industries по заказу R&B Falcon. 20 апреля 2010 г. в 80 км от побережья штата Луизиана в Мексиканском заливе на платформе произошел взрыв и пожар. На глубине 1500 м за 152 дня вылилось около 5 млн барр. нефти, нефтяное пятно достигло площади 75 тыс. км², что составляет около 5 % площади Мексиканского залива. Последовавший после аварии разлив нефти стал крупнейшим в истории США

Самая глубоководная нефтяная платформа

Платформа с красивым название Perdido – самая глубоководная нефтяная платформа в мире, глубина воды в месте ее установки – 2450 м. Она была построена по заказу американской Shell Oil Company в Финляндии в 2008 г. Морская баржа Mighty Servant перевезла эту платформу из Балтийского моря в Мексиканский залив, после чего ее установили в 320 км от побережья Техаса. Огромная глубина не позволяет установить опоры, поэтому эту платформу закрепили на плавучей опоре, а всю конструкцию держат стальные тросы на морском дне. Платформа имеет три палубы, собственно буровую установку и жилые помещения. Эта платформа выкачивает нефть и газ из 30 скважин из трех месторождений – Great White, Tobago и Silvertip. Ее стоимость составила около 3 млрд долл. США, а управляют ею совместно Shell, Chevron и BP



ВНЕДОРОЖНИК С ПРИСТАВКОЙ «NEXT»

НЕСКОЛЬКО МЕСЯЦЕВ НАЗАД СТАРТОВАЛИ ПРОИЗВОДСТВО И ПРОДАЖИ ВНЕДОРОЖНОГО ГРУЗОВИКА «САДКО NEXT». ЭТО ПРЕДСТАВИТЕЛЬ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ ЗНАМЕНИТОЙ ЛИНЕЙКИ ВНЕДОРОЖНИКОВ МАРКИ ГАЗ, КОТОРЫЙ СОХРАНИЛ ВНЕДОРОЖНЫЕ СПОСОБНОСТИ СВОИХ ПРЕДШЕСТВЕННИКОВ ПРИ ЭТОМ ЗАМЕТНО ПРИБАВИВ В КОМФОРТЕ, НАДЕЖНОСТИ И ФУНКЦИОНАЛЕ

A FEW MONTHS AGO, PRODUCTION AND SALES OF THE SADKO NEXT OFF-ROAD TRUCK WERE STARTED. THIS IS A REPRESENTATIVE OF THE NEW GENERATION OF THE FAMOUS GAZ OFF-ROAD VEHICLE BRAND, WHICH HAS RETAINED THE OFF-ROAD CAPABILITIES OF ITS PREDECESSORS, WHILE SIGNIFICANTLY INCREASING COMFORT, RELIABILITY AND FUNCTIONALITY

Ключевые слова: *Садко, внедорожник, грузовик, грузоподъемность, пневматическая тормозная система.*

УДК 629

Говоря слово «предшественник», мы, конечно, вспоминаем легендарный ГАЗ-66. «Садко NEXT» является прямым потомком культового вездехода! В конце 1990-х на смену ГАЗ-66 пришел грузовик ГАЗ-3308 «Садко». Взяв основные конструктивные решения «шестьдесят шестого», он отличался от него наличием капотной кабины и дизельного двигателя. И вот в прошлом году «Садко» обзавелся приставкой «NEXT».

На самом деле, за этой приставкой скрывается масса технических отличий. В первую очередь, это стильная и современная кабина от «ГАЗона NEXT». При этом, учитывая специфику эксплуатации модели, ее создатели сразу же предусмотрели возможность установки шноркеля (внешнего воздухозаборника) и лебедки. Вдобавок инженеры внедрили модернизированные колесные диски и другие внедорожные шины, чтобы повысить грузоподъемность.

Грузоподъемность «Садко NEXT» составляет 3 тонны (пошасси). Разумеется, этого удалось добиться не только благодаря новым колесам: оригинальную раму пришлось дополнить мощными усилителями, а поперечины получили измененный профиль.

Кроме того, лонжероны штампуются из стали другой марки, чтобы достичь необходимого запаса прочности. Возросшая грузоподъемность позволяет устанавливать тяжелые настройки – например краны-манипуляторы и при этом оставляет достаточный запас для транспортировки грузов весом более тонны.

Еще одно приятное удивление для потребителей: ГАЗ считает конструкцию нового грузовика настолько прочной и долговечной, что готов ставить заводское тягово-сцепное устройство. Оно позволит буксировать 2,5-тонный прицеп. При этом водитель и владелец не будут бояться, что кустарно установленное ТСУ отрицательно скажется на жесткости рамы (что, к сожалению, встречается очень часто).

Рамы подвергают катафорезному грунтованию, что гарантирует уверенную защиту от коррозии.

Кабина тоже не боится ржавчины, поскольку отштампована из оцинкованной стали, плюс подвергается вышеупомянутому «катафорезу». Крылья сделаны из практичного ударопрочного пластика. Борта сделаны катаными (без сварных швов): такая технология позволяет изготовить борт любой длины, а при грунтовании защитный состав попадает во все полости и предохраняет их от ржавчины.

В перечень новшеств также входят мосты, пережившие глубокую модернизацию. У них усиленные редукторы, которые рассчитаны на передачу заметно большего крутящего момента. На самих мостах отныне установлены новые тормозные механизмы: их отличает большая производительность и пневматический привод. Таким образом, внедорожник марки ГАЗ впервые получил полностью пневматическую тормозную систему.

Что касается силового агрегата, то под капотом «Садко NEXT» скрывается современный и надежный турбодизель ЯМЗ-534. Заявленная отдача этого двигателя – 149 л.с. мощности и 490 Нм момента. С ним агрегатирована переработанная 5-ступенчая коробка передач, для управления которой вскоре внедрен компактный «джойстик» вместо традиционного рычага.

Управление внедорожным арсеналом, как подобает современному автомобилю, переведено на кнопки. Поэтому, чтобы подключить передний мост или заблокировать дифференциалы, достаточно нажать соответствующую клавишу на передней панели. Для регулировки давления в шинах («NEXT» сохранил эту важную вне дорог опцию) также применяются кнопки, которые пришли на место архаичного крана.

Еще одно важное нововведение – интегральный рулевой механизм, который существенно облегчает управление грузовиком. Обширный список конструктивных новшеств эффективнее всего доказывает, что «Садко NEXT» – это действительно

«Садко NEXT» перенял от своих предшественников хорошую геометрическую проходимость, наличие понижающей передачи и блокировки межколесных дифференциалов, а также систему подкачки шин

новое поколение грузовых внедорожников марки ГАЗ, а не попытка представить старую технику под новым именем. Впрочем, преемственность тоже есть!

Так, «Садко NEXT» перенял от своих предшественников хорошую геометрическую проходимость, наличие понижающей передачи и блокировок межколесных дифференциалов, а также упоминавшуюся выше систему подкачки шин. Величина клиренса сохранилась на прежней отметке – под балками мостов остались 315 мм, что стоит признать очень достойным показателем для машин такого класса.

Эргономичный блок микроклимата позволяет управлять режимами, не отвлекаясь от процесса вождения

Кстати, учитывая высокое расположение кабины, специалистам Горьковского автозавода пришлось поработать над тем, чтобы сделать процесс посадки/высадки водителя и пассажиров максимально удобным. В кабину ведут три ступеньки, включая практичный подвес из стального троса. Вдобавок на входе установлены несколько поручней, без которых не удалось бы обеспечить оптимальную эргономику процесса.

Внутри, в первую очередь, удивляет обзорность. Несмотря на капотную компоновку, водитель прекрасно видит, что происходит вокруг машины, а также перед ней. При этом водитель может занять действительно удобное для себя положение: в стандартную комплектацию входит удобное подрессоренное водительское сиденье.

И, конечно, нельзя не отметить современный интерьер, который достался новому «Садко» от «Газона» последнего поколения. У панели приборов есть множество подстаканников и отсеков, включая огромные емкости, куда помещаются полуторалитровые бутылки. Продолжает список достоинств эргономичный блок микроклимата: управлять режимами можно даже «вслепую», не отвлекаясь от процесса вождения.

Будущих собственников, конечно же, волнует вопрос гарантии. Она увеличилась до двух лет или 100 тысяч километров, тогда как прежние условия – 1 год или 30 тысяч. Сервисные интервалы тоже стали вдвое больше: обслуживать «Садко NEXT» нужно через десять тысяч пробега. Раз речь зашла об экономии, упомянем, что расход топлива, несмотря на возросшие мощность и грузоподъемность, уменьшился: по паспорту – примерно на 2 л/100 км.

И все эти плюсы доступны по весьма привлекательной цене. За внедорожный «некст» сегодня просят от 2 424 500 рублей. Пока клиентам доступна одна версия модели – со стандартной колесной базой и одинарной 3-местной кабиной, а также различные варианты спецтехники – вахтовые автобусы, крапово-манипуляторные установки и другие. Но вскоре ГАЗ выведет на рынок длиннобазный вариант внедорожника, а в качестве опции на него предложит двухрядную 7-местную кабину.

Почему мы ничего не сказали об уникальной проходимости, которой всегда славились вездеходы из Нижнего Новгорода и Горького? Обсуждать ее просто не имеет смысла – она осталась впечатляюще высокой. Ведь сохранив исходные параметры прежнего «Садко», инженеры Горьковского автозавода лишь добавили полезные опции (шноркель и лебедку), а также подтянули уровень конструкции до актуальных требований. ●

Keywords: *Sadko, suv, truck, load capacity, pneumatic brake system.*

РЕМОНТ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ



Аскаров Роберт Марагимович

ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», доцент, д.т.н.



Тагиров Марсель Бариевич

ООО «Газпром трансгаз Уфа», инженер 2 категории Инженерно-технического центра



Кукушкин Александр Николаевич

ООО «Научно-производственный центр «Внутритрубная диагностика», заместитель заведующего лабораторией неразрушающего контроля



Аскаров Роман Германович

ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», магистрант кафедры Сооружение и ремонт ГНП и ГНХ

УДК 621.644

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ КОНСТРУКЦИИ НАДЗЕМНЫХ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С ОТВОДАМИ ХОЛОДНОГО ГНУТЬЯ В ЗАЩЕМЛЕНИЯХ, КОТОРЫЕ НЕРЕДКО ВСТРЕЧАЮТСЯ НА ПРАКТИКЕ. УСТАНОВЛЕНО, ЧТО В НАДЗЕМНОЙ ЧАСТИ ТАКИХ НАДЗЕМНЫХ ПЕРЕХОДОВ ВОЗНИКАЮТ НЕНОРМАТИВНЫЕ ИЗГИБНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ, ДЛЯ УСТРАНЕНИЯ КОТОРЫХ ПРОИЗВОДИЛСЯ РЕМОНТ ВРЕЗКОЙ ОТВОДОВ ХОЛОДНОГО ГНУТЬЯ. В НОРМАТИВНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ПРИМЕНЕНИЕ ОТВОДОВ ХОЛОДНОГО ГНУТЬЯ НА НАДЗЕМНЫХ УЧАСТКАХ ПЕРЕХОДОВ НЕ ПРЕДУСМОТРЕНО, НО И ПРЯМОГО ЗАПРЕТА НЕТ. АВТОРАМИ ВЫДВИГАЕТСЯ ГИПОТЕЗА О ВОЗНИКНОВЕНИИ В ПЛАСТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ ОТВОДОВ ХОЛОДНОГО ГНУТЬЯ ШАРНИРНОГО, ЗАЩЕМЛЯЮЩЕГО И КОМПЕНСИРУЮЩЕГО ЭФФЕКТОВ. ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ПАРАМЕТРОВ ТРАНСПОРТА ГАЗА (ТЕМПЕРАТУРНОГО ПЕРЕПАДА И ВНУТРЕННЕГО ДАВЛЕНИЯ) НА РАДИУСЫ ИЗГИБА ОТВОДОВ ХОЛОДНОГО ГНУТЬЯ, ПО ДАННЫМ ЧЕТЫРЕХ ПРОПУСКОВ СНАРЯДОВ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ (2013, 2015, 2017 И 2019 ГГ.), ПРЕИМУЩЕСТВЕННО ПОДТВЕРДИЛИ ПОЛОЖЕНИЯ ГИПОТЕЗЫ. ПРИ ЭТОМ УСТАНОВЛЕНО, ЧТО ПОТЕНЦИАЛЬНО ОПАСНЫМ ФАКТОРОМ ЯВЛЯЕТСЯ РАДИУС ИЗГИБА В ПЛАСТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ ОТВОДОВ ХОЛОДНОГО ГНУТЬЯ НАДЗЕМНОЙ ЧАСТИ ПЕРЕХОДА. ДАННЫЙ ФАКТОР В ДАЛЬНЕЙШЕМ МОЖЕТ ПРИВЕСТИ К ОБРАЗОВАНИЮ ТРЕЩИНОПОДОБНЫХ ДЕФЕКТОВ

THE ARTICLE DISCUSSES THE DESIGN OF AERIAL CROSSING OF TRUNK PIPELINES WITH COLD BENDING PIPELINE OUTLET IN JAMMING, WHICH ARE OFTEN MAY OCCUR. IT HAS BEEN ESTABLISHED THAT IN THE ABOVE-GROUND PART OF SUCH AERIAL CROSSINGS ABNORMAL BENDING STRESSES ARISE. TO ELIMINATE SUCH FACTOR REPAIR WORK FOR INSERT WAS CARRIED OUT TO COLD BENDING PIPELINE OUTLET. IN THE NORMATIVE DOCUMENTATION, THE USE OF COLD BENDING PIPELINE OUTLET IN THE ABOVE-GROUND PART OF THE CROSSINGS IS NOT PROVIDED, BUT THERE IS NO DIRECT PROHIBITION. THE AUTHORS PUT FORWARD A HYPOTHESIS ABOUT THE OCCURRENCE OF ARTICULATING, JAMMING AND COMPENSATING EFFECTS IN THE PLASTIC ZONE OF COLD BENDING PIPELINE OUTLET. STUDIES OF THE INFLUENCE OF GAS TRANSPORT PARAMETERS (TEMPERATURE DIFFERENCE AND INTERNAL PRESSURE) ON THE BENDING RADII OF COLD BENDING PIPELINE OUTLET ACCORDING TO 4 PASSES OF IN-PIPELINE DIAGNOSTICS SHELLS (2013, 2015, 2017 AND 2019) MAINLY CONFIRMED THE HYPOTHESIS. IT WAS FOUND THAT A POTENTIALLY DANGEROUS FACTOR IS THE BENDING RADIUS IN THE PLASTIC ZONE OF THE COLD BENDING PIPELINE OUTLET OF THE ABOVE-GROUND PART OF THE CROSSINGS. THIS FACTOR CAN SUBSEQUENTLY LEAD TO THE FORMATION OF CRACK-LIKE DEFECTS

Ключевые слова: *магистральный трубопровод, отвод холодного гнутья, напряженно-деформированное состояние, изгибные напряжения, температура и давление газа, радиус изгиба отводов холодного гнутья.*

Одним из обязательных элементов линейной части магистральных газопроводов (ЛЧМГ) являются надземные переходы (НП). В данной работе исследуются однопролетные балочные переходы, где трубопровод рассматривается как балка, защемленная по концам.

Опорой для таких переходов служит грунт береговых откосов, который может дополняться опорной плитой снизу, в месте выхода его из грунта (защемления). Согласно [1], протяженность однопролетного, бескомпенсаторного НП (в зависимости от диаметра) не должна превышать 30–50 м. Напряженно-деформированное состояние (НДС) надземной части НП регулируется ее прогибом, в [2] приводятся расчетные рекомендации по протяженности надземной части.

Из вышеприведенных материалов следует, что применение отводов холодного гнутья (ОХГ) в надземных переходах преимущественно не предусматривалось, но прямого запрета нет. В целом НДС ОХГ изучено недостаточно, например, расчеты НДС участков с использованием ОХГ нормативами не предусмотрены [3]. Статистика аварий по причине ОХГ не ведется [4, 5, 6], но, например, в ООО «Газпром трансгаз Уфа» 7 из 11 аварий на МГ случились на ОХГ [7].

На сегодняшний день в ПАО «Газпром» внедрена технология выявления потенциально опасных участков (ПОУ) с использованием внутритрубной диагностики (ВТД), способная строить план и профиль обследуемого участка, а также измерять радиус изгиба газопровода [8]. Данная технология позволяет с достаточной точностью измерять искривления трубопровода с радиусом изгиба от 4000 м и менее и таким образом выявлять зоны ненормативных (непроектных) напряжений, по [9, 10]. Кроме того, в отчетах ВТД отражены технические данные отводов холодного гнутья (ОХГ): радиус и угол изгиба, направление изгиба (вверх, вниз, вправо, влево).

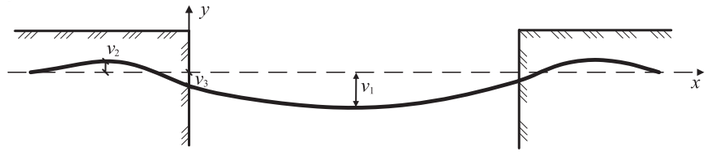
Самое распространенное исполнение НП на практике – прямолинейное, как наиболее простое в конструктивном отношении. НП из прямых труб в месте защемления также выполнены из прямых труб [1, 2, 11]. Обычно такое техническое решение характерно для сравнительно ровной местности, пересекающей, например, непротяженные овраги, балки, без значительных перепадов высот.

На рисунке 1 для наглядности приводится расчетная схема однопролетного бескомпенсаторного перехода с примыкающими в защемлении участками [11].

Под воздействием равномерно распределенной поперечной нагрузки, изменения температуры и внутреннего давления продукта трубопровод прогибается, как правило, вниз v_1, в защемлении прогиб обратного знака – выпуклостью вверх v_2. Расчетная модель грунта в защемлении принимается в виде упругого (винклеровского) основания, считается, что сопротивление грунта пропорционально поперечным перемещениям трубы. Эта модель грунта хорошо описывает работу трубопровода на примыкающих подземных участках, учитывая малость поперечных перемещений [11]. Из этого следует, что защемление не полное, изменения прогиба надземной части v_1 влияют и на НДС в защемлении подземной части v_2, а значит, и на картину НДС в целом. Визуально в защемлении, кроме стрелки прогиба вверх v_2, это выражается в отклонении оси от прямолинейности вниз v_3, на границе сред «земля–воздух».

Если местность холмистая, крутые откосы, значительный перепад высот и т.д., то могут быть варианты конструктивного исполнения НП. В [7] приводится вариант уникального НП, где не только защемление, но и надземная часть выполнена из ОХГ. По сути, это вынужденный вариант, так как крутизна склонов не позволяла выполнить прямой НП за счет ОХГ из защемления. НП (надземная часть) в комбинированном исполнении (прямые трубы с ОХГ) в технической литературе или на практике авторам неизвестны.

РИС. 1. Расчетная схема однопролетного бескомпенсаторного перехода с примыкающими участками



Другое конструктивное исполнение, пример участка МГ с двумя надземными переходами, построенный по данным ВТД [12], приводится на рисунке 2. Конструктивное исполнение НП, приведенное на рисунке 1, технически нецелесообразно, так же, как и только из ОХГ в надземной части.

Чтобы избежать строительства более дорогого и сложного подземного (подводного перехода) или с компенсаторами в надземной части, НП должен соответствовать следующим техническим требованиям:

- высота надземной части должна обеспечить пропуск воды в период паводка (временный водоток);
- протяженность надземной части не должна превышать максимально рекомендуемого для такого конструктивного исполнения 50 м [1];
- выход из подземной части (защемления) выполняется с использованием ОХГ, в зависимости от крутизны откосов ОХГ могут быть в наборе.

По этой схеме построены два НП – 341 км (15150 м от камеры запуска внутритрубного устройства) и 342 км (15 600 м), расстояние между ними 450 м [12]. Такое конструктивное исполнение на практике встречается часто, а исследования картины НДС в научно-технической литературе авторам не известны. На рисунке 3 приводится схема НП с ОХГ в защемлениях.

Согласно [13], на обоих НП в надземной части выявлены ненормативные радиусы изгиба $\rho_{ненорм}$. В этой работе на примере

РИС. 2. Профиль участка МГ, построенный по данным ВТД, включающий надземные переходы 341 км (15150 м) и 342 км (15600 м)

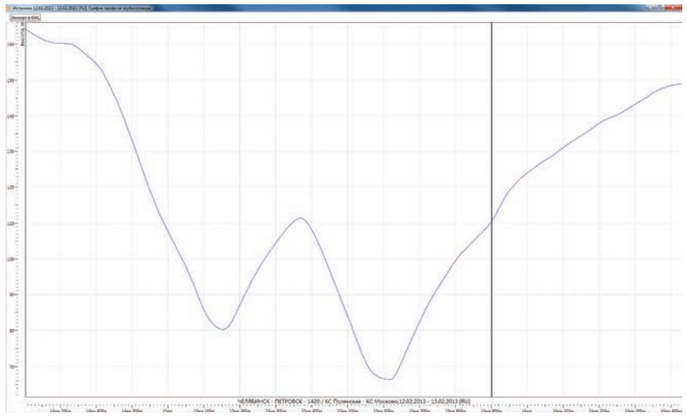


РИС. 3. Схема НП с ОХГ в защемлениях

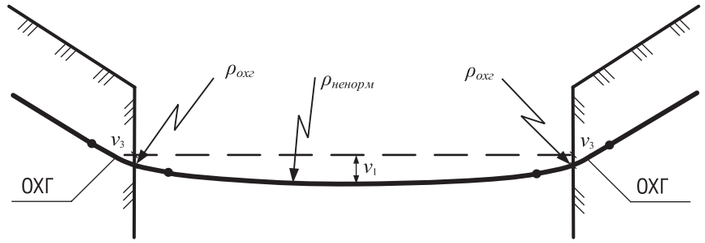


РИС. 4. Схема НП, выполненная с использованием ОХГ в надземной части и защемлениях

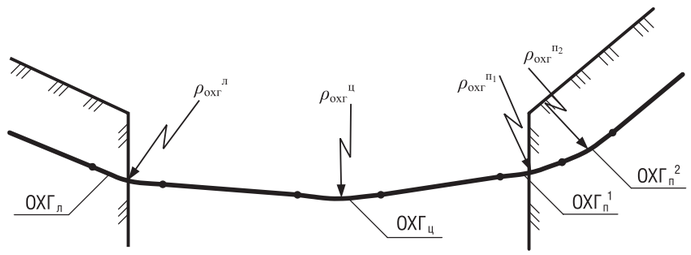
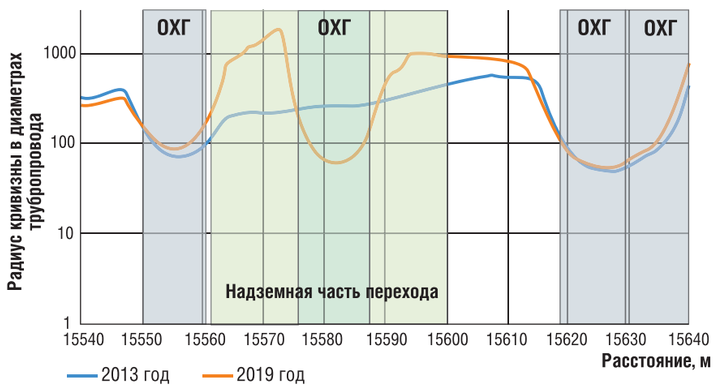


РИС. 5. Совмещенный график радиусов изгиба на НП: синий – 2013 год; оранжевый – 2019, после врезки ОХГ в 2014 году

РИС. 6. Совмещенный график радиусов изгиба НП: синий – 2013 год; оранжевый – 2019, после врезки ОХГ в 2014 году



этих двух НП приводится сравнительная технология ремонта с целью приведения изгибных напряжений надземной части НП к нормативным показателям:

- общепринятый, с разрезкой по центру и врезкой ОХГ в надземной части;
- предлагаемый, с определением точки минимального радиуса изгиба и врезкой ОХГ [13, 14].

По аналогии с рисунком 3 приводится схема НП с использованием ОХГ не только в защемлении, но и надземной части (рисунок 4). Согласно [13, 14], после разрезки концы труб разошлись под углом 6°, в обоих случаях врезаны ОХГ 6°, с нормативным радиусом изгиба 40D м [15].

Таким образом, на рисунке 4 представлена классическая схема грунтового защемленного участка, в котором при повышении температуры нужно ожидать уменьшение радиуса (увеличение прогиба v_1) по центру и его увеличение в грунтовых защемлениях, при понижении – наоборот.

С высокой долей вероятности можно утверждать, что прямолинейное защемление, аналогичное рисунку 1, с образованием прогиба обратного знака v_2 маловероятно, вектор продольных сил воздействует на ОХГ в защемлении горизонтально и под незначительным углом, где уже имеется угол ОХГ, прогиб «выпуклостью вниз», и изменить его положение на «выпуклостью вверх» v_2 (рисунок 1) не представляется возможным. В то же время изменение прогиба в надземной части v_1 вызовет изменение прогиба в защемлении v_3, а значит и радиуса ОХГ.

Известны «классические» подходы к конструктивным решениям защемления по правилам строительной механики – это шарнирное, жесткое или упругие опоры [16]. Если модель, приведенная на рисунке 1, подходит к определению «упругие опоры», то модель (рисунок 4) ближе всего соответствует комбинированной, состоящей из шарнирной (в пластической зоне ОХГ) и упругих опор на участке от пластической зоны ОХГ до выхода из защемления, в особенности учитывая защемляющий и компенсирующий эффект ОХГ, рассмотренный в [17].

ТАБЛИЦА 1. Данные ВТД по радиусам изгиба ОХГ за 2013, 2015, 2017 и 2019 гг. [12, 18–20]

км	№ трубы	Период проведения ВТД							
		2013, февраль		2015, май		2017, февраль		2019, февраль	
		t = 9,5°	P = 5,8 МПа	t = 9,0°	P = 5,5 МПа	t = 12,0°	P = 6,3 МПа	t= 7,0°	P = 5,3 МПа
		Радиус ОХГ, м		Радиус ОХГ, м		Радиус ОХГ, м		Радиус ОХГ, м	
1	2	3		4		5		6	
341	1373(ОХГ)	122		97		68,5		79,0	
	1375	165D		(1375аб ОХГ) 48		45		50,5	
	1378 (ОХГ)	64		64		73		93,8	
	1379 (ОХГ)	77		70		66,6		89,2	
342	1413 (ОХГ)	89		62		75,6		90,9	
	1415	250D		(1416 ОХГ) 65		40,6		55,6	
	1419 (ОХГ)	46		53		55,9		74,7	
	1420 (ОХГ)	97		66		68		71,5	

В качестве примера приводится совмещенный график радиусов изгиба участка МГ на 341 км, построенный по результатам ВТД за 2013 и 2019 гг. (рисунок 5).

Из графика видно, что ситуация после ремонта в общем улучшилась: слева нормативные радиусы более 1000*D*, однако справа на расстоянии 15 140–15 150 м имеют место ненормативные радиусы около 250*D*, т.е. необходим ремонт правой части [13]. Ситуацию по ОХГ схема не отражает.

На рисунке 6 приводится совмещенный график радиусов изгиба участка МГ на 342 км, построенный по результатам ВТД за 2013 и 2019 гг.

Из графика видно, что ситуация благодаря ремонту значительно улучшилась: слева нормативные радиусы более 1000*D*, справа 500*D* и более, в диапазоне рекомендуемых [17].

Данные из рисунка 6 визуально подтверждают преимущества предлагаемой технологии ремонта врезкой ОХГ, радиусы изгиба прямых труб надземной части соответствуют нормативам [9] по минимальным радиусам изгиба 1000*D* и более. Ситуацию по НДС ОХГ схема не отражает.

Поэтому представляет интерес оценка влияния изменения параметров транспорта газа (температура и давление) на НДС ОХГ, и если последуют соответствующие изменения радиусов изгиба в их пластической зоне, это будет доказательством гипотезы о его шарнирном эффекте.

В таблице приводятся данные радиусов изгиба пластической части ОХГ по результатам четырех пропусков ВТД (2013, 2015, 2017 и 2019 гг.) [12, 18–20] в зависимости от изменения конструкции НП, а также параметров транспорта газа (температура и давление).

Для наглядности представим данные таблицы в виде графика зависимости радиусов изгиба от изменения конструкции НП и колебаний температуры и давления газа:

РИС. 7. График изменения радиусов изгиба по данным ВТД (341 км) в зависимости от колебаний температуры и давления газа

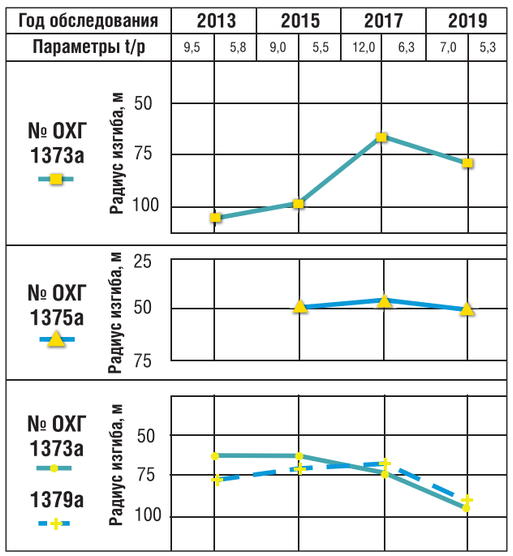
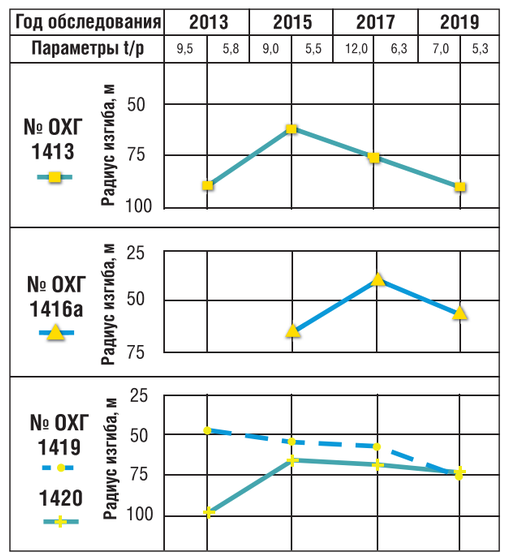


РИС. 8. График изменения радиусов изгиба по данным ВТД (342 км) в зависимости от колебаний температуры и давления газа



- рисунок 7 (участок 341 км);
- рисунок 8 (участок 342 км).

Из таблицы и графиков видно, что параметры газа по данным 2013 и 2015 (столбцы 3, 4) близки по значениям (в пределах погрешности измерений) и, соответственно, не могут в значительной степени повлиять на радиусы изгиба, но проведенный ремонт изменил конструкцию НП. По данным за 2017 и 2019 годы, параметры заметно отличаются: по температуре на +3° и -5°, давлению +0,8 и -1,0 МПа.

Анализ динамики радиусов ОХГ участка МГ на 341 км

ОХГ №1373. Особенность ОХГ: примерно 2/3 в грунтовом защемлении, 1/3 надземная часть. За счет врезки ОХГ в 2015 году радиус пластической части значительно уменьшился – с 122 до 97 м (20,5%), это означает, что после разрезки концы трубы разошлись [14], минимизировав напряжения, а врезка ОХГ № 1375аб должна закрепить такое положение. С одной стороны, из [21] известно, что резкое уменьшение радиуса в пластической зоне ОХГ может привести к появлению и развитию трещин, характерных для поперечного коррозионного растрескивания под напряжением (КРН), с другой стороны, это возврат к номинальному радиусу ОХГ – 60 м. Обращает внимание – все радиусы больше номинала 60 м, что доказывает компенсирующий эффект ОХГ [22]. Шарнирный эффект новой конструкции проявился по результатам 2017 и 2019 годов, с повышением температуры на 3° радиус изгиба уменьшился с 97 до 68,5 м, с понижением на 5° увеличился с 68,5 до 79 м.

ОХГ №1375а. Ремонт врезкой ОХГ №1375а проведен в 2014 году, поэтому в отчете ВТД за 2013 год его нет. Поведение ОХГ в центре полностью соответствует физическим законам, характерным для защемленного участка, увеличение на 3° привело к уменьшению радиуса с 48 до 45 м, понижение на 5° к увеличению с 45 до 50,5 м. Все радиусы изгиба значительно ниже предельно допустимого 40D = 56 м [15], т.е. проявился шарнирный эффект, в соответствии с рисунком 4. Все значения ниже номинала ОХГ – 60 м (до 25%), есть риск образования трещин на пластической части.

ОХГ №1378, №1379. Параметры по результатам 2017 года не менялись, несмотря на врезку ОХГ 1375а, на обоих ОХГ изменений радиусов не произошло.

Особенность этого защемления ОХГ: №1378 на 2/3 в грунте, а №1379 – полностью. При увеличении температуры на 3° – 2017 год, ОХГ №1378а радиус увеличился с 64 до 73 м, ОХГ №1379 – уменьшился с 70 до 66,6 м (соответствует схеме, рисунок 4). Это свидетельствует, что осевые усилия передались и на ОХГ №1379, на котором проявился компенсирующий эффект в виде уменьшения радиуса.

При понижении температуры на 5° (2019 год) радиус на обоих ОХГ увеличился, с 73 до 93,8 м и с 66,6 до 89,2 м, что не соответствует базовой схеме, рисунок 4. Такое несоответствие объясняется ненормативными радиусами изгибов, «передающих усилия» труб №№ 1376 и 1377.

Некоторые особенности реакции ОХГ на изменение параметров транспорта газа можно объяснить ненормативными радиусами изгиба прямолинейных труб, сопротивлением грунта в защемлениях, а также компенсирующим и защемляющим эффектом ОХГ. Резкое уменьшение радиусов изгиба на выпуклой части пластической зоны ОХГ, не соответствующие ГОСТ [15], с радиусами изгиба до 33% ниже номинала в этой зоне, позволяет отнести их к потенциально опасным участкам (ПОУ), значит, при последующих ВТД необходим контроль на предмет возникновения и развития трещиноподобных дефектов.

Анализ динамики радиусов ОХГ участка МГ на 342 км

ОХГ №1413. Этот ОХГ на 2/3 в грунте. После врезки ОХГ № 1416а радиус изгиба уменьшился с 89 до 62 м. Сработал эффект снятия напряжений после разрезки трубы [14], которая заняла свое естественное положение, закрепленное врезкой ОХГ в центре. Логичным выглядит увеличение радиуса изгиба в защемлении после увеличения температуры на 3° с 62 до 75,6 м в 2017 году (соответствует базовой схеме, рисунок 4). Увеличение радиуса с 75,6 до 90,9 м при понижении температуры на 5° в 2019 году можно объяснить компенсирующими свойствами ОХГ.

ОХГ №1416а. Поведение ОХГ в центре полностью соответствует физическим законам, характерным для защемленного участка и шарнирного эффекта (рисунок 4), увеличение на 3° в 2017 году привело к уменьшению радиуса с 65 до 40,6 м, понижение на 5° в 2019 году к увеличению с 40,6 до 55,6 м. Это может означать, что примыкающие трубы имеют нормативные радиусы изгиба и отсутствует сопротивление грунта. В данном случае, минимальный радиус в 2017 году ниже номинала до 40%, ярко выраженное несоответствие ГОСТ [15], имеет место опасность возникновения ПОУ. При более серьезном повышении температуры с уменьшением радиуса изгибные напряжения пластической зоны ОХГ соответственно увеличатся.

ОХГ №1419, №1420. Особенность этого защемления в том, что, помимо защемления ОХГ №1419 и 1420, прямая труба №1418 также находится в грунте, возможно, сползшего с крутого склона в процессе эксплуатации [13], это какое-то особое состояние и не защемление и не надземная часть, но, безусловно, будет препятствовать всякому изменению положения трубы от предусмотренных на рисунке 4. Изменение конструкции сказалось на ОХГ №1419, в 2015 году радиус увеличился незначительно с 46 до 53 м, на ОХГ №1420 – уменьшился с 97 до 66 м, что можно объяснить компенсирующими возможностями ОХГ. К тому же не исключено «прямое» воздействие температуры на радиус ОХГ, не связанное с надземной частью.

По результатам 2017 года увеличение температуры на 3° на радиусы изгиба не повлияло.

По результатам 2019 года снижение температуры на 5° привело к увеличению радиуса изгиба на ОХГ №1419 с 55,9 до 74,7 м, на радиусы изгиба ОХГ № 1420 не повлияло.

Реакция ОХГ (шарнирный, компенсирующий, защемляющий эффекты) на изменение параметров транспорта газа в основном укладывается в рамки защемленного участка с ОХГ по краям и в центре, рисунок 4. Чистоте эксперимента «помешал» грунт, сползший со склона на трубу №1418. По сравнению с 341 км, более ярко шарнирный эффект проявился по центру надземной части, рисунки 7, 8.

Таким образом, выводы, полученные в [13], о преимуществах картины НДС труб НП 342 км по сравнению с НП 341 км относятся и к ОХГ, которые в большей степени реагируют на изменения параметров транспорта газа. В то же время проведенные исследования показывают, что этот способ ремонта [14] имеет серьезный недостаток – это высокий уровень напряжений выпуклой, пластической зоны надземного ОХГ, с радиусами изгиба значительно меньше номинала в 60 м (до 33%), что позволяет отнести такие НП к ПОУ. Отслеживание динамики изменения радиусов изгиба по результатам ВТД (через 2–5 лет) может оказаться недостаточным. Необходим плановый контроль выпуклой зоны ОХГ надземной части на предмет возникновения усталостных трещин.

Выводы

- Конструктивный анализ участков защемления бескомпенсаторных надземных переходов (НП) показал, что они могут выполняться не только из прямых труб, но и из отводов холодного гнутья (ОХГ) выпуклостью вниз в защемлении на относительно крутых склонах, данный метод в научно-технических источниках изучен недостаточно.
- Протяженность бескомпенсаторных НП ограничивается нормативами, а его напряженно-деформированное состояние (НДС) регулируется прогибом упругой надземной части. Приведенные примеры показали, что нередки случаи, когда НДС НП не соответствуют нормативам из-за ненормативных радиусов изгиба и требуется ремонт, например врезкой ОХГ в надземную часть, вследствие чего возникает расчетная схема – с ОХГ в защемлениях и надземной части.
- Исследование НДС расчетной схемы с ОХГ в защемлениях и надземной части после врезки ОХГ и изменении параметров транспорта газа (температуры и давления), по данным четырех пропусков снарядов внутритрубной диагностики (ВТД) за 2013, 2015, 2017 и 2019 годы, показали:

– в надземной части НП реакция ОХГ на изменение параметров газа соответствует шарнирному эффекту на защемленном участке, при увеличении температуры радиус уменьшается, при уменьшении – увеличивается. Более ярко этот эффект проявился на участке МГ (342 км), что можно объяснить нормативными радиусами изгиба его надземной части;

– радиусы изгиба в защемлении из одного ОХГ (слева) преимущественно соответствовали перемещениям ОХГ в надземной части. Некоторое несоответствие вызвано ненормативными радиусами прямых труб надземной части;

– радиусы изгиба в защемлении из двух ОХГ (справа) преимущественно соответствовали перемещениям ОХГ в надземной части. Некоторое несоответствие вызвано ненормативными радиусами прямых труб надземной части. Кроме того, установлено, что ОХГ из защемления передает осевое воздействие на полностью подземное ОХГ.

- Проведенные исследования показали, что наиболее потенциально опасный фактор – это радиус изгиба пластической зоны ОХГ надземной части, который значительно ниже номинального значения в 60 м (в нашем случае до 33%), к тому же он значительно ниже предельно допустимого 40D = 56 м. Радиус изгиба необходимо контролировать на предмет возникновения и развития трещиноподобных дефектов в выпуклой части ОХГ не только при ВТД, но и службой дефектоскопии, так как они могут обнаружить его зарождение на более ранней стадии. ●

Литература

1. *Мустафин Ф.М., Быков Л.И., Васильев Г.Г. Технология сооружения газонефтепроводов. Учебное пособие. Уфа: Нефтегазовое дело. 2007. – 632 с.*
2. *Быков Л.И., Мустафин Ф.М., Рафиков С.К. и др. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов. Учебник. Санкт-Петербург: Недра, 2011. – 748 с.*
3. *Инструкция по определению по данным геодезической съемки фактического напряженно-деформированного состояния участков газопроводов, расположенных на территориях с опасными геодинамическими процессами, и оценке их работоспособности: утв. генеральным директором ООО «ВНИИГАЗ». – М., 2006. – 52 с.*
4. *Годовые отчеты о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору [Электронный ресурс]: архив 2004–2012 гг. – Режим доступа: http://www.gosnadzor.ru/public /annual_reports/ (дата обращения: 16.12.2018).*
5. *Gas Pipeline Incidents. 8th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group [Электронный ресурс]. Doc. No EGIG 11.R.0402, December 2011. – Режим доступа: http://www.egig.eu/reports (дата обращения: 16.12.2018).*
6. *Чучкалов М.В. Разработка методов выявления, торможения и предотвращения коррозионного растрескивания под напряжением на магистральных газопроводах. Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук. 2015. – 371 с.*
7. *Тагиров М.Б., Мустафин Ф.М., Аскаров Р.М., Бакиев Т.А. Исследование напряженно-деформированного состояния потенциально опасного участка магистрального газопровода // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья – 2017. – № 2. – С. 9–14.*
8. *Пат. № 2602327 РФ. Способ определения потенциально опасного участка трубопровода с непроектным уровнем напряженно-деформированного состояния / Р.Р. Усманов, М.В. Чучкалов, Р.М. Аскаров, Р.В. Закирьянов. Заявлено 04.04.2015; Опубл. 20.11.2016, Бюл. № 32.*
9. *СП 86.13330.2014 Магистральные трубопроводы (пересмотр актуализированного СНиП III – 42-80* «Магистральные трубопроводы» (СП 86.13330.2012)). М.: Госстрой, ФАУ «ФЦС», 2014. – VI, 173 с.*
10. *СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*. М.: Госстрой, ФАУ «ФЦС», 2012. 93 с.*
11. *Айнбиндер А.Б., Камерштейн А.Г. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость – М.: Недра, 1982. – 341 с.*
12. *Отчет по внутритрубной дефектоскопии газопровода Челябинск – Петровск, ООО НПЦ Внутритрубная диагностика, 2015. – 893 с.*
13. *Аскаров Р.М., Чучкалов М.В., Тагиров М.Б., Кукушкин А.Н. О ремонте магистральных трубопроводов с ненормативными радиусами изгиба оси трубы // Neftegaz.Ru, 2019, № 12, С. 72–77.*
14. *Пат. № 2686133 РФ. Способ ремонта потенциально опасного участка газопровода [Текст] / Аскаров Р.М., Исламов И.М., Тагиров М.Б., Кукушкин А.Н. Заявлено 29.01.2018, Опубл. 24.04.2019, Бюл. № 12.*
15. *ГОСТ 24950-2019 Отводы гнутые и ставки кривые на поворотах линейной части стальных трубопроводов. Технические условия.*
16. *Биргер И.А., Мавлютов Р.Р. Сопротивление материалов. – М.: Наука, 1985. – 560 с.*
17. *Аскаров Р.М., Гумеров К.М., Кукушкин А.Н., Исламов И.М. О фактических радиусах изгиба линейной части магистральных газопроводов. Трубопроводный транспорт [теория и практика] – № 6. – 2017. – С. 28–33.*
18. *Отчет по внутритрубной дефектоскопии газопровода Челябинск – Петровск, ООО НПЦ Внутритрубная диагностика, 2013. – 877с.*
19. *Отчет по внутритрубной дефектоскопии газопровода Челябинск – Петровск, ООО НПЦ Внутритрубная диагностика, 2017. – 1086 с.*
20. *Отчет по внутритрубной дефектоскопии газопровода Челябинск – Петровск, ООО НПЦ Внутритрубная диагностика, 2019. – 1122 с.*
21. *Исламов И.М., Чучкалов М.В., Аскаров Р.М. Оценка ресурса магистрального газопровода в условиях поперечного коррозионного растрескивания под напряжением // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья – 2018. – № 2. – С. 35–38.*
22. *Аскаров Р.М., Чучкалов М.В., Исламов И.М., Тагиров М.Б., Кукушкин А.Н. Особенности расчета продольных напряжений магистрального газопровода на основе данных внутритрубной диагностики // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2018. – № 3. – С. 37–44.*

KEYWORDS: *main pipeline, cold bend branch, stress-strain state, bending stresses, gas temperature and pressure, bending radius of cold bend branches.*

«ДЕЛОВОЙ СОЮЗ»: СОХРАНЯЕМ РЕСУРСЫ ТИТАНОВ

РЕКЛАМА

ВОТ УЖЕ 20 ЛЕТ ООО «ДЕЛОВОЙ СОЮЗ» ПРОИЗВОДИТ ТОПЛИВО-ЗАПРАВОЧНЫЕ КОМПЛЕКСЫ ТЗК-100, ОБОРУДОВАНИЕ СЛИВА И НАЛИВА НЕФТЕПРОДУКТОВ, ЭСТАКАДЫ И МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИИ, ОБОРУДОВАНИЕ БЕЗОПАСНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ. О ТОМ, КАК РАЗВИВАЛАСЬ КОМПАНИЯ И КАКИЕ ПЛАНЫ ПОСТАВЛЕНЫ НА БУДУЩЕЕ, ЖУРНАЛИСТУ NEFTEGAZ.RU РАССКАЗАЛА ВЛАДЕЛЕЦ КОМПАНИИ АННА БАРАНОВА. ДЛЯ ЛИЧНОЙ ВСТРЕЧИ ЕХАТЬ ДАЛЕКО НЕ ПРИШЛОСЬ – ПРОИЗВОДСТВО НАХОДИТСЯ НА ЮГЕ ПОДМОСКОВЬЯ, РЯДОМ С ИСТОРИЧЕСКИМ ГОРОДОМ СЕРПУХОВ

FOR ALMOST 20 YEARS, DELOVOI SOIUZ LLC PRODUCES TZK-100 REFUELING COMPLEXES, OIL PRODUCTS DUMPING AND LOADING EQUIPMENT, LOAD RACKS AND METAL FRAMEWORKS, SAFE SERVICE EQUIPMENT. THE COMPANY'S OWNER, ANNA BARANOVA, TOLD THE NEFTEGAZ.RU JOURNALIST ABOUT THE DEVELOPMENT OF THE COMPANY AND WHAT PLANS FOR THE FUTURE WERE SET UP. FACE-TO-FACE MEETING DID NOT REQUIRE A LONG TRIP – PRODUCTION FACILITY IS LOCATED AT THE SOUTHERN TERRITORY OF THE MOSCOW REGION, NEAR THE HISTORICAL CITY OF SERPUKHOV

Ключевые слова: *топливо-заправочные комплексы, оборудование слива-налива, эстакады, металлоконструкции, оборудование для нефтегазовой отрасли.*



Баранова Анна Вадимовна
ООО «ДЕЛОВОЙ СОЮЗ»

– Анна Вадимовна, расскажите, пожалуйста, чем сейчас занимается Ваша компания?

– Наша компания занимается производством и продажей оборудования для нефтегазовой отрасли. Уникальные комплексы коммерческого учета нефтепродуктов ТЗК-100 обеспечивают бесперебойную работу нефтебаз и исключают потери топлива на всех этапах нефтепродуктообеспечения.

– А в чем заключается уникальность Вашего оборудования?

– Оборудование производится по индивидуальным требованиям заказчика. Именно поэтому у нас так много модификаций комплекса ТЗК-100. Весомый плюс наших установок – это межповерочный интервал. Он составляет 3 года. Это важное преимущество, так как чтобы провести поверку средств измерений, нужно остановить работу всей нефтебазы. Это ведет к простою и потере прибыли. Чем больше межповерочный интервал, тем меньше дохода теряется на этом этапе.

– Да, это действительно важно! Расскажите, как Вы пришли к созданию такого оборудования?

– История нашей компании берет свое начало в 2000 году. Тогда у меня возникла идея создания уникального на тот момент для российского рынка оборудования, которое сможет осуществлять точный коммерческий учет нефтепродуктов. Собственно, с этой идеи все и началось.

Выйти на большой рынок было непросто. Один компьютер, два факса, пара столов и пять человек – вот все мои ресурсы на старте. Компания новая, неизвестная. Нас, как говорится, «рассматривали под микроскопом». Но мы верили в идею. Команда буквально «горела» своим делом. И первые клиенты не заставили себя ждать. Доверие крупных игроков нефтегазового рынка «окрылило». Дела пошли в гору. Компания стала стремительно развиваться.

– А сколько сейчас человек в Вашей команде?







– Сейчас штат уже более 120 человек, и мы продолжаем расти. За годы работы я неоднократно повторяла: «Что бы ни произошло, как бы не обернулась ситуация, самое ценное в компании – это сплоченная команда, нацеленная на успех!». Поэтому «Кадры – наше все!» для меня не просто слова. Мы стремится создать максимально комфортные и привлекательные условия для наших сотрудников.

> «Что бы ни произошло, как бы не обернулась ситуация, самое ценное в компании – это сплоченная команда, нацеленная на успех!»

– Анна Вадимовна, расскажете, о самых значимых для Вас проектах?

– Все, что связано с компанией «ДЕЛОВОЙ СОЮЗ», – моя большая гордость. За годы работы мы сотрудничали с такими титанами нефтяного рынка, как ПАО «НК «Роснефть»», ПАО «Газпром Нефть», ПАО «Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ»», ПАО АНК «Башнефть», ПАО «ТРАНСНЕФТЬ» и другие. И каждый проект для меня по-своему важен.

> «Сегодня «ДЕЛОВОЙ СОЮЗ» сотрудничает с ПАО «НК «Роснефть»», ПАО «Газпром Нефть», ПАО «Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ»», ПАО АНК «Башнефть», ПАО «ТРАНСНЕФТЬ» и др.

Накануне Олимпийских игр 2014 года мы участвовали в строительстве сложного объекта – «Сочинская нефтебаза». Эта нефтебаза осуществляла повышенную перевалку транспорта, обеспечивающего проведение игр всем необходимым. Выбор подрядчика был очень тщательный. И мы прошли этот скрупулезный отбор. Здесь мы реализовали несколько инновационных решений: гидравлические трапы, опускающиеся нажатием одной кнопки, консоли верхнего налива, которые с помощью гидравлического привода опускаются в люк бензовоза. Таким образом, минимизировалось участие человека.

Хочется отметить, что во время проведения Олимпийских игр эта нефтебаза осуществила отгрузку несколько миллионов литров топлива, благодаря чему были полностью обеспечены все заправочные станции юга Краснодарского края. Я очень горжусь, что моя компания, причастна к этому.

– Впечатляет!

– Чуть ранее, летом 2012 года, в результате погодных аномалий произошло наводнение в Краснодарском крае. Для проведения спасательных работ





требовалось множество транспорта, и поэтому перевалка значительно увеличилась. Основная нагрузка упала на нефтебазу «Крымск», где было установлено оборудование ООО «ДЕЛОВОЙ СОЮЗ». И хотя нефтебаза была частично затоплена, она продолжала бесперебойно функционировать, что, в конечном счете, спасло жизнь местным жителям.

– Это действительно повод для гордости…

– Еще один знаковый объект – заправочная станция «Вода-берег» на реке Нева в Санкт-Петербурге для компании ПАО «НК «Лукойл». Сложность проекта заключалась в том, что заправочная станция с резервуаром для автомобилей находилась на берегу, а понтон для заправки судов с ТРК стоял на воде. Эту сложную задачу наши проектировщики решили на пять с плюсом.

Не могу не поделиться одной из наших последних побед. В прошлом году ПАО «НК «Роснефть»» осуществляло масштабную программу модернизации автоматизированных систем верхнего и нижнего налива в автоцистерны на своих нефтебазах. Наша компания стала победителем конкурсной процедуры данного заказа. Это был самый крупный тендер в нашей отрасли: более 90 установок ТЗК-100, систем налива нефтепродуктов, эстакад, металлоконструкций и оборудования технологического контроля на 22 нефтебазы.

– Сложно было реализовать такой масштабный проект?

– Конечно, непросто. На исполнение договорных обязательств у нас было около 4 месяцев, что является кратчайшим сроком изготовления такого количества установок учета нефтепродуктов. Усложнялся процесс производства тем, что изготавливать оборудование требовалось в различных модификациях в зависимости от требований заказчика. Это послужило необходимостью разработки индивидуальной проектной документации под каждый объект. Уложиться в заявленные сроки позволило наличие собственного проектного отдела.

Стоит сказать, что таких сложных и нестандартных заказов с каждым годом становится все больше. И я горжусь, что к нам часто обращаются как к экспертам в этом направлении. Мы и дальше «будем держать высокую планку».

– У меня в этом нет сомнений. Ваша компания из небольшой команды превратилось в одно из ведущих производственных предприятий в своей области. А каковы перспективы развития?

– Вы верно заметили: на отечественном рынке мы заняли ведущие позиции. Теперь задача – покорить страны СНГ. Мы получили разрешительную документацию, регламентирующую деятельность в республиках Беларусь, Казахстан и Кыргызстан, и осуществили поставку нашего оборудования заказчикам. И я не планирую останавливаться на достигнутом.

Тем более, что сегодня ООО «ДЕЛОВОЙ СОЮЗ» возглавляет группу компаний, которые не только производят оборудование для оснащения нефтебаз и НПЗ, но и занимаются проектными работами, поставкой запчастей, осуществляют шеф-монтажные и пуско-наладочные работы. Я вижу: интерес к нашим услугам растет, все больше компаний доверяет нам и сотрудничает с нами по разным направлениям. Такое отношение воодушевляет и дает сил совершенствоваться и развиваться. ●

Keywords: *fuel-filling complexes, equipment for draining and filling, overpasses, metal structures, equipment for the oil and gas industry.*



10 САМЫХ-САМЫХ ТРУБОПРОВОДОВ МИРА

Трубопроводный транспорт по праву считается наиболее удобным и экономичным способом транспортировки жидкостей и газов. Поэтому трубопроводы широко используются для доставки нефти, нефтепродуктов и газа, а также других газообразных, жидких и даже твердых веществ (правда, в виде раствора). Среди трубопроводов встречаются свои рекордсмены и по-настоящему уникальные объекты

Самый многострадальный

Нефтепровод Кано Лимон – Ковенас

Соединяет месторождения на востоке Колумбии с портом Ковенас на карибском побережье страны. Протяженность 780 км, мощность 210 тыс. барр. в сутки



Вооруженный конфликт в Колумбии, длящийся уже более 50 лет, наносит огромный ущерб промышленности страны. За период с момента запуска в 1986 г. нефтепровод был атакован более 10 тыс. раз. В ответ власти страны ввели военное положение, а в течение нескольких лет в регионе действовал налог на безопасность для нефтедобывающих компаний. В 2018 г. нефтепровод Кано Лимон – Ковенас был атакован 89 раз, за 280 дней 2019 г. – 35 раз. В целом трубопроводная инфраструктура компании Ecopetrol, владеющей в т.ч. и многострадальным Кано Лимон – Ковенас, в 2019 г. страдала от терактов чаще одного раза в 5 дней

Самый волнительный



Газопровод Северный поток-2

Соединяет Усть-Лугу (Россия) и Грайфсвальд (Германия) по дну Балтийского моря. Протяженность 1230 км, мощность 55 млрд м³ в год

Пожалуй, ни с одним строящимся газопроводом в мире не было связано столько переживаний, сколько с Северным потоком-2. Сначала Польша заблокировала запланированный Газпромом вариант финансирования проекта, затем Дания более двух лет затягивала выдачу разрешения на строительство. В октябре 2019 г. разрешение от Дании было получено, в ноябре началось строительство последнего, датского, участка газопровода. Но уже в конце декабря 2019 г. проект был приостановлен из-за санкций. Российское трубоукладочное судно «Академик Черский» спешит в Балтийское море, куда может прибыть в мае 2020 г. Ввод газопровода в эксплуатацию ожидается в 2020 г.

Самый протяженный

За звание самого протяженного трубопровода для транспортировки углеводородов практически на равных борются российский нефтепровод Дружба и китайский газопровод Запад – Восток

Нефтепровод Дружба

Соединяет Альметьевск в Республике Татарстан с Шведтом в Германии (северная нитка) и с Шаги в Венгрии (южная нитка). Протяженность 8900 км, мощность 66,5 млн т в год

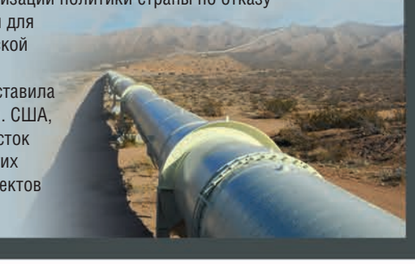


Нефтепровод Дружба, а точнее система магистральных нефтепроводов, является крупнейшим в мире. Построен в 1960-е годы для доставки нефти с месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной района в страны Восточной Европы. Нефтепровод идет от Унечи до Мозыря в Белоруссии, после чего разветвляется на две нитки: северную (ведет через Белоруссию в Польшу и Германию) и южную (идет по территории Белоруссии, Украины, Чехии, Словакии, Венгрии и Хорватии). Эта масштабная система трубопроводов включает в себя 46 насосных станций, 38 промежуточных насосных станций, резервуарные парки которых вмещают 1,5 млн м³ нефти

Газопровод Запад – Восток

Соединяет месторождения газа на востоке Китая и в Туркменистане с районами на западе Китая. Протяженность 8704 км, мощность 30 млрд м³ в год

Запад – Восток представляет собой систему газопроводов и включает в себя одну магистральную линию и восемь газопроводов-отводов, ведущих в различные регионы Китая. Этот проект оказался самым масштабным и наиболее сложным проектом в газовой отрасли. Трасса газопровода проходит через различные природные зоны: плато, горы, пустыни и реки, чтобы соединить Таримский бассейн в Синцзянь-Уйгурском автономном округе и Туркменистане с регионами, лежащими в дельтах рек Янцзы и Чжуцзян. Благодаря этому газопроводу создана возможность для промышленного развития западных регионов Китая и реализации политики страны по отказу от угольной генерации для улучшения экологической ситуации в стране. Стоимость проекта составила свыше 22,5 млрд долл. США, что делает Запад – Восток одним из самых дорогих газотранспортных проектов в мире



Самый высокогорный

Газопровод Дзуарикау – Цхинвал

Протяженность 162 км, мощность 252,5 млн м³ в год



Строительство газопровода стало сложной технической задачей. Газопровод проходит в горной части Большого Кавказа, преодолевая пять горных хребтов. Почти половина трассы газопровода проложена на высоте более 1500 м, а максимальной отметки газопровод достиг на перевале Кударский – 3148 м. Строительство велось в тяжелых геологических и климатических условиях, в районах высокой сейсмичности, оползневых, селеопасных и лавиноопасных участков, а также зонах тектонических разломов. Тем не менее строительство завершилось в сжатые сроки – с конца 2006 г. по август 2009 г.

Самый морской

Северный поток

Соединяет российский Выборг и город Любмин в Германии по дну Балтийского моря. Протяженность 1124 км, мощность 55 млрд м³ в год



Северный поток является рекордсменом сразу по двум параметрам. Это самый протяженный морской газопровод – его длина свыше 2200 км. На счету Северного потока и глубоководный рекорд – максимальная глубина прохождения трубы 210 м. Но у Северного потока на подходе два сильных конкурента. По протяженности его обгонит Северный поток-2, протяженность которого 1230 км. А рекордсменом по глубине станет газопровод East Med. Протяженность газопровода составит 2100 км, максимальная глубина строительства – 3000 м

Самый героический

Ладожский нефтепродуктопровод

Соединял мыс Кареджи (ныне остров) в юго-западной части Ладожского озера и блокадный Ленинград. Протяженность 30 км, мощность 300–350 т в сутки



Ладожский трубопровод был построен для поставок бензина в блокадный Ленинград, что спасло не одну жизнь и обеспечило топливом войска, защищающие город. Протяженность трассы трубопровода 30 км, из них 8,5 км на суше и 21,5 км – по дну Ладоги, на глубине от 1 до 12,5 м. «Артерия жизни» действовала 20 месяцев, в течение которых Ленинград получил более 40 тыс. т горючего

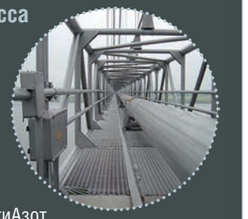
НЕ ТОЛЬКО НЕФТЬ И ГАЗ

Трубопроводы используются не только для транспортировки нефти, нефтепродуктов и газа. Продукты, транспортируемые по таким трубопроводам, могут быть неожиданными, а сами трубопроводы – уникальными

Самый редко-технологический

Аммиакопровод Тольятти – Одесса

Протяженность 2417 км, мощность 2,5 млн т/год



Аммиакопровод – редкий технологический объект, в мире их насчитываются единицы. По территории России и Украины проходит самый большой в мире аммиакопровод, соединяющий ТольяттиАзот и Одесский припортовый завод. Поскольку аммиак химически очень агрессивен, при строительстве трубопровода был реализован ряд мер для повышения его безопасности. Коррозия исключена благодаря изоляционному покрытию и электрохимзащите. На особо ответственных участках был применен принцип «двойной трубы», когда между основной внутренней и защитной внешней трубой содержится азот

Самый химический

Серопровод Кэролайн – Шанц

Соединяет месторождения газа в канадской провинции Альберта с газоперерабатывающим заводом в Шанце. Протяженность 41 км, мощность 1,9 млн т в год



Транспортировка расплавленной серы представляет собой сложную технологическую задачу. Сера – твердое вещество, поэтому для транспортировки ее нужно разогреть до 120–140 °С. Обычно подогрев осуществляется с помощью нагретой воды или пара. Подземный трубопровод проходит по пересеченной местности в предгорьях Скалистых гор, что сильно усложнило проект

Самый спиртовой

Этанолопровод Тампа – Орландо

Протяженность 136 км, мощность 1,9 млн т/год



В США широко распространено производство топливного, использующегося в качестве добавки к бензину, а также обычного пищевого спирта (этанола). При транспортировке этанола по трубам возникает та же проблема, что и с аммиаком – сильная коррозия, разрушающая трубы. Также этанолопровод более чувствителен к попаданию воды, поскольку этанол имеет тенденцию поглощать воду, что способствует коррозии уплотнителей. Решаются эти проблемы за счет различных присадок

СНАБЖЕНИЕ В АРКТИКЕ

УДК 629



фото: Алена Кондурина

Ермолаева Анна Николаевна
генеральный директор АО «Беломортранс»

АКТИВНОЕ РАЗВИТИЕ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В СЕВЕРНЫХ РЕГИОНАХ ЗА ПОСЛЕДНИЕ НЕСКОЛЬКО ЛЕТ ПРИВЕЛО К ЕЩЕ БОЛЬШЕЙ ВОСТРЕБОВАННОСТИ ЛОГИСТИЧЕСКИХ УСЛУГ. В УСЛОВИЯХ КОНКУРЕНЦИИ ФОРМИРУЕТСЯ СЕГМЕНТ СЛОЖНОГО КОМПЛЕКСНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ, ПОЯВЛЯЮЩИЕСЯ ЛИДЕРЫ ПРОДОЛЖАЮТ УКРУПНЯТЬСЯ И ЗАХВАТЫВАТЬ ВСЕ БОЛЬШИЕ ОБЪЕМЫ РЫНКА. ОДИН ИЗ ТАКИХ КРУПНЫХ ПРОВАЙДЕРОВ В ПРОМЫШЛЕННОМ СЕКТОРЕ – АО «БЕЛОМОРТРАНС», РАБОТАЮЩИЙ УЖЕ ОКОЛО 29 ЛЕТ И СПЕЦИАЛИЗИРУЮЩИЙСЯ НА КОМПЛЕКСНОЙ ЛОГИСТИКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ПРОМЫШЛЕННЫХ ОБЪЕКТОВ, А ТАКЖЕ НА УПРАВЛЕНИИ ОПЕРАЦИОННОЙ ЛОГИСТИКОЙ В НЕФТЕГАЗОВОМ И СТРОИТЕЛЬНОМ СЕКТОРЕ ПРЕИМУЩЕСТВЕННО В АРКТИЧЕСКОМ РЕГИОНЕ. КАКОВА СПЕЦИФИКА РАБОТЫ ЛОГИСТИЧЕСКОЙ КОМПАНИИ В СЕВЕРНЫХ РЕГИОНАХ, С КАКИМИ ВЫЗОВАМИ ПРИХОДИТСЯ СТАЛКИВАТЬСЯ И КАК РЕШАЮТ ВОЗНИКАЮЩИЕ ЗАДАЧИ ЛИДЕРЫ РЫНКА?

ACTIVE DEVELOPMENT OF INDUSTRY IN NORTHERN REGIONS FOR THE LAST FEW YEARS HAS LED TO EVEN MORE DEMAND FOR LOGISTICS SERVICES. UNDER THE INFLUENCE OF COMPETITION, A SEGMENT OF COMPLEX INTEGRATED SERVICES FORMS, AND EMERGING LEADERS KEEP EXPANDING AND CLAIMING EVER-GREATER MARKET VALUES. ONE OF SUCH LARGE PROVIDERS IN THE INDUSTRY SECTOR IS BELOMORTRANS JSC, WHICH HAS BEEN IN BUSINESS FOR AROUND 29 YEARS AND IS SPECIALIZED IN INTEGRATED LOGISTICS OF DEPOSITS AND INDUSTRIAL SITES, AS WELL AS IN MANAGEMENT OF OPERATIONAL LOGISTICS IN OIL-GAS AND CONSTRUCTION SECTOR OF MOSTLY ARCTIC REGION. WHAT ARE THE SPECIFICS OF WORK OF LOGISTICS COMPANY IN NORTHERN REGIONS, WHAT ARE THE CHALLENGES THAT IT FACES AND HOW DO THE MARKET LEADERS SOLVE THE TASKS THAT EMERGE?

Ключевые слова: *логистика в Арктике, Ямал, Северный морской путь, инфраструктура, грузопоток.*

– Ваша компания уже более 20 лет занимается промышленной логистикой в суровых арктических условиях. С какими сложностями приходится сталкиваться и как Вам удается их преодолевать?

– Компания сама родом из Архангельска, и что такое Арктика мы знаем не понаслышке: суровые зимы, полярные ночи и дни, ограниченность ресурсов, и сложностей иной раз более чем достаточно. Давайте их разделим. Есть сложности, обусловленные географической спецификой, – особенности климатической зоны, отсутствие инфраструктуры и работа на автономных территориях. Есть отраслевые сложности – устаревшая инфраструктура, оставшаяся еще со времен Советского Союза, нехватка современных логистических активов. Любая сложность – это вызов для компании и проверка на реакцию и гибкость, а также на умение планировать и прогнозировать. И немаловажную роль в этом играет профессионализм сотрудников компании.

То, что невозможно изменить, требует умения приспособиться: мы не можем поменять климатические условия в Арктике, но мы можем построить ту инфраструктуру на месте проведения работ, что обеспечит непрерывный технологический процесс – подготовить людей и технику, обеспечить связь и питание на автономии, приготовить достаточный уровень запасов на непредвиденные ситуации. Мы уже настолько изучили все нюансы ведения работ в Арктике, что ввели их в собственные регламенты, которые изначально предусматривают все требования техзаданий наших заказчиков.

– Ямал благодаря проектам нефтегазовой отрасли в последние годы активно развивается. Сказалось ли это на деятельности Вашей компании в регионе? Увеличился ли объем работ?

– Да, мы стали мыслить более масштабно, увеличился объем работ, но и увеличились требования к организации логистики на всех этапах. Активное развитие отрасли повлияло и на рост конкурентной среды. Особенно это стало заметно с момента начала проекта «ЯМАЛ СПГ» на Сабетте. За последние 5–7 лет рынок логистических услуг в нефтегазовом секторе стал видоизменяться. Возникло понятие «комплексный логистический оператор», который, в отличие от транспортной компании, занимается не просто экспедированием грузов и перевозкой, но и обеспечивает заказчикам контроль и учет целых сегментов логистических операций и ТМЦ, не говоря уже о целом перечне дополнительных услуг по обработке груза. По запросу рынка сформировалась и наша специализация в нефтегазовом секторе – аутсорсинг логистических услуг для добывающих и промышленных компаний. В этом направлении мы работаем с дочерними компаниями НОВАТЭКа, РОСНЕФТи и БАШНЕФТи.

> «Мы не можем изменить климатические условия в Арктике, но мы можем построить инфраструктуру на месте проведения работ, которая обеспечит непрерывный технологический процесс

– С Северным морским путем государство связывает большие надежды в плане развития логистики и экономической привлекательности региона. Что Вы думаете по этому поводу?

– Очень хотелось бы верить, что все именно так и будет и что вместе с этим будет принята программа развития инфраструктуры Арктики. Не далее как в ноябре 2019 года правительство озвучило грандиозные цифры по развитию Арктики – увеличение грузооборота до 80 млн тонн в 2024 году (для сравнения: в 2023 году – план на 45 млн тонн, 2022 г. – 32 млн тонн, 2021 г. – 26 млн тонн). Это очень большая цифра, и если планы перейдут в реальность, то я предполагаю большие сложности именно в секторе логистики по СМП (Северный морской путь). Потому что так и нет государственной программы строительства арктического флота, строящиеся суда работают под флагами других государств, нет концепции организации и строительства единых логистических центров по обеспечению арктической экспансии, каждая компания, которая заходит в Арктику, решает возникающие задачи по завозу грузов самостоятельно.

Увеличение грузопотока в Арктике обеспечит новые рабочие места, появятся новые компании, новые направления, интересные логистические задачи, требующие не тривиального подхода для решения. Поэтому со стороны государства хотелось бы видеть поддержку не только добывающим компаниям, но и их непосредственным подрядчикам, которые обеспечивают снабжение арктических проектов.

– Промышленная логистика на Севере – это индивидуальные решения для каждой компании или все же комплексный подход к логистическим услугам?

– Мы рассматриваем это не как взаимоисключающие альтернативы, а наоборот – комплексный подход, который может быть адаптирован под индивидуальные требования каждой компании. Вся наша работа построена на бизнес-процессах, которые обеспечивают своевременное технологическое исполнение задач – эти задачи достаточно однотипны по перечню услуг в каждой компании-заказчика. А вот основной сегмент адаптации – учет и документооборот – это требует детальной проработки, как с точки зрения бизнес-процессов, так и с точки зрения реализации – автоматизация учетных форм и документов по требованиям заказчика. Поэтому решение все равно в итоге индивидуальное.

– Усложнились ли в последние годы требования к работе со стороны заказчиков или государства?

– Вести частный бизнес в России вообще не просто – скорость изменения экономических условий и законодательства у нас на порядок отличается от большинства стран. К этому приходится адаптироваться и нам, и заказчикам.
Зачастую проекты заказчиком согласовываются годами, и к тому моменту, когда происходит их реализация, уже совсем другие нормы действуют. Приходится уже по факту находить оптимальные решения, творчески подходить к процессам. Со стороны заказчиков ужесточились требования в части охраны труда и безопасности, и мы на самом деле только рады этому. Заказчики диктуют требования рынка – дешевле, лучше, быстрее. Мы же совместно с ними ищем оптимальное решение для поставленных задач.

– Как развиваются цифровые инструменты логистики в Вашей компании?

– Еще в 2012 году наша компания столкнулась с необходимостью разработки собственного ПО – все существующие на тот момент программы не подходили



фото
http://nvinder.ru/

под складской учет и контроль на автономии (приемка грузов на удаленных территориях-автономиях в Северном регионе). В них были ограничения по вариантам учета и номенклатуры грузов, по набору операций, «долгий ответ»

> «Беломортранс» предоставляет широкий спектр услуг: от комплексной логистики месторождений, аутсорсинга складской логистики и входного контроля до северного завоза, ПО по учету и документообороту и управления логистическими активами

на обработку данных, «подвисание» программы, невозможность работы в офлайн-режиме, высокие затраты на адаптацию, высокие расходы на передачу данных. Мы выбрали свой вариант: разработать ПО, которое бы отвечало основным нашим требованиям – работа с большим массивом данных, возможность внедрения любых учетных и отчетных форм документов по требованиям заказчика, возможность работы в офлайн-режиме, низкие затраты на передачу данных и адаптацию, возможность синхронизации или экспорта данных в 1С.

Сейчас это наш рабочий инструмент (название ПО – КОНДОР), который позволяет подключать к сквозному комплексному учету несколько договоров заказчика. Например, мы приняли груз на ж/д станции – он сразу же попал в нашу программу (учет операций, учет по хранению, оформление первичных документов), далее перевезли груз с базы временного хранения на склад в автономии (перенос в базе с одного склада на другой, учет в перевозках, оформление

> «Беломортранс», являясь крупным участником рынка, разрабатывает собственное ПО, отвечающее основным требованиям – работа с большим массивом данных, возможность внедрения любых учетных и отчетных форм документов по требованиям заказчика, возможность работы в оффлан-режиме, низкие затраты на передачу данных и адаптацию, возможность синхронизации или экспорта данных в 1С



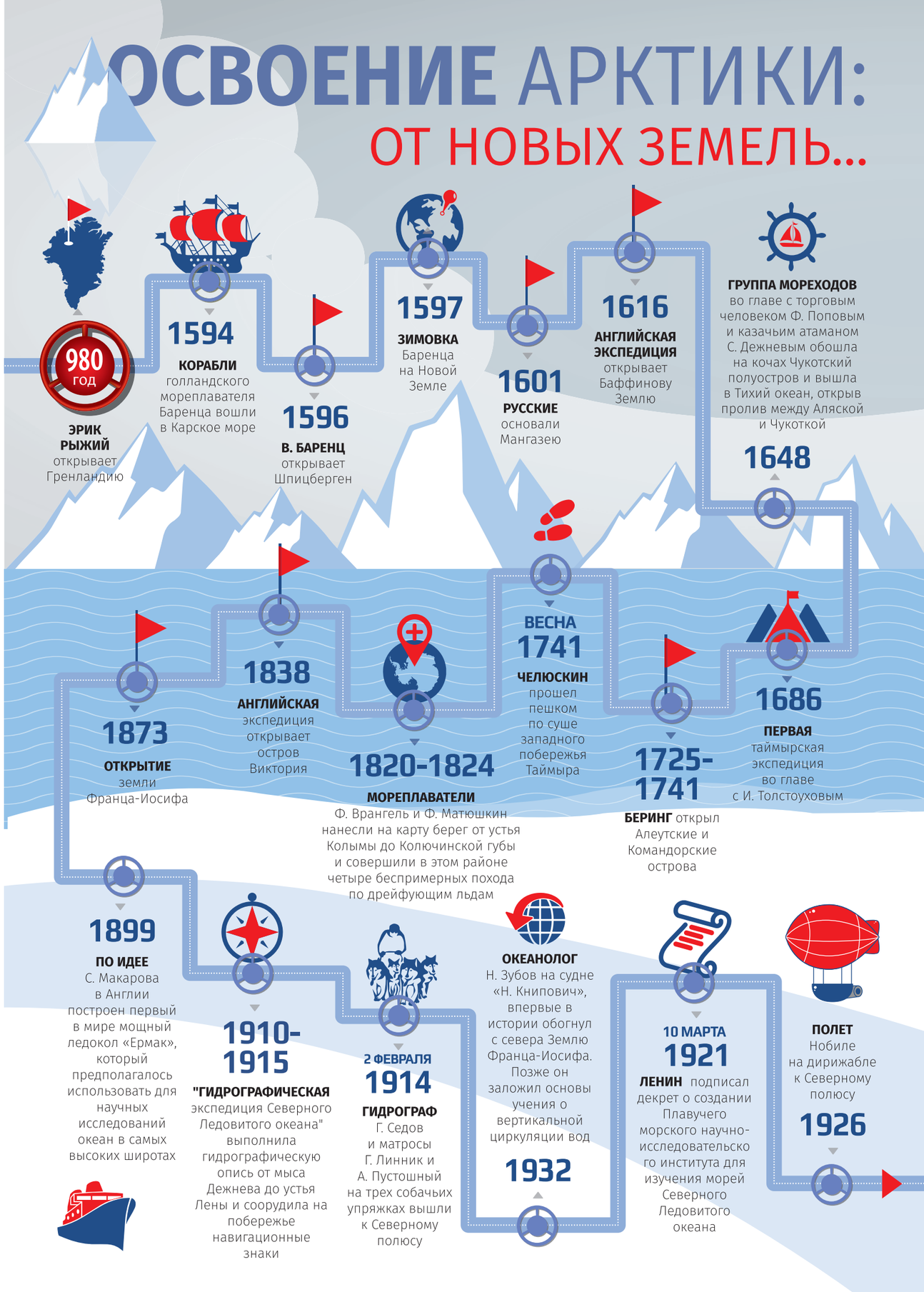
первичных документов), потом приняли на складе в автономии, а оттуда уже перевезли на кустовые площадки. При этом мы можем отследить весь путь каждой единицы груза, определить все время движения партии в цепочке поставки, рассчитать затраты в цепочке поставки на каждую единицу груза.

Эта информация не всегда требуется заказчикам, т.к. практически все ведут управление цепями поставок в собственном SAP, но она доступна в качестве аналитической справки, и для своих собственных нужд мы ее используем.
У данного ПО есть также упрощенная клиентская версия по складскому учету и оформлению документов – АРМ-склад – мы дорабатываем ПО под требования конкретного клиента, внедряем в него необходимые документы, осуществляем тех.поддержку. Данное ПО сейчас дорабатывается новым функционалом, и мы пока не выпускаем его в пакетном варианте, но планируем это сделать в будущем.

– Какие планы у «Беломортранса» на среднесрочную перспективу? Какие ожидания связываете с ЯНАО в плане развития бизнеса?

– Большая часть наших заказчиков – компании нефтегазового сектора, и в этом смысле мы полностью зависим от экономической ситуации по нефтедобыче не только в России, но и в мире. В силу текущей «лихорадки» на рынке в среднесрочной перспективе мы допускаем временное сокращение некоторых программ, но хотелось бы верить, что это не затронет наш сектор глобально. В связи с этим наши стратегические планы на текущий момент остаются связанными с географической экспансией и частичной диверсификацией услуг под требования рынка. И в этом смысле ЯНАО для нас регион номер один по своему потенциалу развития на ближайшие годы.

Keywords: *logistics in the Arctic, Yamal, Northern sea route, infrastructure, cargo flow.*



...ДО НОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

«РОСНЕФТЬ»
ввела в промышленную эксплуатацию Ванкорское месторождение на севере Красноярского края. Месторождение стало основой для освоения Восточно-Сибирской нефтегазоносной провинции

21 АВГУСТА
2009

11 ОКТЯБРЯ
2010

РАСПОРЯЖЕНИЕМ
Правительства РФ принят Комплексный план по развитию производства СПГ на п-ве Ямал

АВГУСТ
2012

«РОСНЕФТЬ»
приступила к ГРР работам в Карском, Печорском и Охотском морях. С 2012 по 2018 гг. на участках арктического шельфа компания провела 144 тыс. пог. км 2D-сейсморазведочных работ

2012

НАЧАЛОСЬ строительство морского порта Сабетта, предназначенного для транспортировки СПГ. Проведены дноуглубительные работы, построены два подходных канала общей длиной 5 км, шириной до 495 м и глубиной 15,1 м

18 ДЕКАБРЯ
2013

КОМПАНИЯ принято окончательное инвестиционное решение по проекту«Ямал СПГ». Строительство завода по сжижению природного газа осуществляется тремя очередями с запуском в 2017, 2018 и 2019 гг. и предусматривает ежегодное производство около 16,5 млн тонн СПГ и до 1,2 млн тонн газового конденсата

ДЕКАБРЬ
2013

НА ПРИРАЗЛОМНОМ
месторождении началась добыча нефти

2014

ПРОБУРЕНА скважина Университетская-1 в акватории Карского моря, открыто нефтегазовое месторождение «Победа» с извлекаемыми запасами (по категории С1+С2) 396 млрд. м 3 свободного газа и 130 млн.т нефти

25 МАЯ
2016

НАЧАЛАСЬ отгрузка нефти через арктический терминал «Ворота Арктики». Это единственный в мире терминал, расположенный в пресных водах за Полярным кругом. Он позволяет отгружать жидкие углеводороды в объеме до 8,5 млн тонн в год

2008

ВВЕДЕН
в эксплуатацию стационарный морской ледостойкий отгрузочный причал Варандей в Баренцевом море проектной мощностью 12 млн т в год. Занесен в Книгу рекордов Гиннеса как самый северный круглогодично действующий нефтяной терминал в мире

ДЕКАБРЬ
1995

ТОРЖЕСТВЕННАЯ
закладка МЛСП «Приразломная»

РОССИЯ
стала первым арктическим государством, подавшим заявку в ООН на установление внешней границы континентального шельфа в Северном Ледовитом океане

2001

СОВЕТСКАЯ
комплексная геодинамическая экспедиция изучает Исландию, составлена первая геологическая карта Исландии

1971-1973

ВЕЛИКОБРИТАНИЯ
начала добычу нефти в Северном море

1975

НОРВЕГИЯ
начала добычу газа в Северном море

1971

В. ВИЗЕ
выдвинул идею создания первой полярной научной дрейфующей станции, в 1937 г. идея стала реальностью

1929

1937

ПЕРЕЛЕТ
Чкалова через Северный полюс

АПРЕЛЬ
2017

НАЧАТО бурение самой северной поисковой скважины на российском арктическом шельфе – Центрально-Ольгинской-1. По итогам бурения «Роснефть» открыла месторождение на Хатангском участке недр в море Лаптевых

АПРЕЛЬ
2017

«ГАЗПРОМ НЕФТЬ»
пробурила первую многозабойную скважину по технологии «рыбья кость» на арктическом шельфе

18 ЯНВАРЯ
2017

ЗАПУЩЕН нефтепровод Заполярье – Пурпе – Самотлор – самый северный МГП в России протяженностью около 900 км. Нефтепровод связывает месторождения северных районов Красноярского края и Ямала с перерабатывающими мощностями на юге Сибири, а также нефтепроводом Восточная Сибирь – Тихий океан

21 СЕНТЯБРЯ
2016

ВВЕДЕНО
в промышленную эксплуатацию Восточно-Мессояхское месторождение – самое северное материковое нефтяное месторождение в России

2018

НА ООО «ССК «ЗВЕЗДА»
состоялась закладка четырех многофункциональных судов-снабженцев усиленного ледового класса для бурения в Арктике

2018

НАЧАТО строительство первоочередных объектов энергоснабжения и бурение эксплуатационных скважин, строительство причальной набережной для проекта Арктик СПГ-2, предусматривающего три технологические линии по производству СПГ мощностью 6,6 млн т в год каждая и стабильного газового конденсата до 1,6 млн т в год

2018

«НЕФТЕГАЗХОЛДИНГ»
приступил к бурению на Пайяхском нефтяном месторождении. Вместе с Ванкорским кластером Пайяхская группа месторождений станет базой для арктического проекта «Восток Ойл»

2018

ПРИНЯТО
окончательное инвестиционное решение по проекту строительства Арктик СПГ-2 мощностью 19,8 млн т/год СПГ. Запуск первой линии намечен на 2023 г.

К 2050 году

АРКТИЧЕСКИЙ
шельф будет обеспечивать от **20** до **30** процентов всей российской нефтедобычи

ГЛАВНЫЕ ВОПРОСЫ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ

Ампилов Юрий Петрович
профессор МГУ им. М.В. Ломоносова, д.ф.-м.н., заслуженный деятель науки РФ

Старостин Виктор Иванович
заведующий кафедрой геологии, геохимии и экономики полезных ископаемых МГУ им. М.В. Ломоносова, д.г.-м.н., заслуженный деятель науки РФ

УЧИТЫВАЯ ПАДАЮЩУЮ ДОБЫЧУ, НИЗКИЕ ЦЕНЫ НА НЕФТЬ И ОТСУТСТВИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ДОБЫЧИ НА ШЕЛЬФЕ АРКТИКИ, РОССИЙСКИЕ ВИНКИ ОТКЛАДЫВАЮТ ОСВОЕНИЕ СВОИХ ЛУ НА 2030–2035 ГГ. И ДАЛЕЕ. А ЧТО БУДЕТ, ЕСЛИ ВСЕ-ТАКИ ПОЙТИ ПО ПУТИ ПОЛНОГО ВЫПОЛНЕНИЯ ЛИЦЕНЗИОННЫХ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ НА ВСЕХ УЧАСТКАХ И ИЗЫСКИВАТЬ НЕМАЛЫЕ СРЕДСТВА ДЛЯ ПРОДОЛЖЕНИЯ РАЗВЕДКИ И ПОСЛЕДУЮЩЕГО ОСВОЕНИЯ? НАЙДУТ ЛИ ЭТИ НЕФТЬ И ГАЗ СВОЕГО ПОТРЕБИТЕЛЯ? ПО КАКИМ ЦЕНАМ И В КАКИХ КОЛИЧЕСТВАХ ИХ МОЖНО БУДЕТ ПРОДАТЬ? ИЛИ, МОЖЕТ БЫТЬ, РОССИЙСКИЙ АРКТИЧЕСКИЙ РЕГИОН БОЛЕЕ ПЕРСПЕКТИВЕН ДЛЯ ОСВОЕНИЯ В ИНОМ РАКУРСЕ?

GIVEN THE FALLING EXTRACTION ACTIVITIES, LOW OIL PRICES AND THE LACK OF PRODUCTION TECHNOLOGIES IN THE ARCTIC REGION, RUSSIAN VERTICALLY INTEGRATED OIL COMPANIES ARE PUTTING OFF PRODUCTION ON THEIR LICENSE AREAS FOR 2030-2035 AND FURTHER. AND WHAT WILL HAPPEN IF, NEVERTHELESS, WE GO ALONG THE PATH OF FULL FULFILLMENT OF LICENSE OBLIGATIONS IN ALL AREAS AND FIND CONSIDERABLE FUNDS TO CONTINUE EXPLORATION AND SUBSEQUENT DEVELOPMENT? WILL THESE OIL AND GAS FIND THEIR CONSUMER? AT WHAT PRICES AND IN WHAT QUANTITIES CAN THEY BE SOLD? OR, PERHAPS, THE RUSSIAN ARCTIC REGION IS MORE PROMISING FOR DEVELOPMENT IN A MORE FORWARD-LOOKING ASPECT?

Ключевые слова: *Арктика, альтернативная энергетика, экспорт нефти и газа, добыча углеводородов, российский шельф.*

УДК 332

Экспортные пути шельфовых углеводородов

Вопрос о том, будут ли востребованы нефть и газ в том объеме, в котором их можно добыть, задействуя потенциал арктического шельфа, крайне важен, и игнорировать его при реализации масштабных проектов никак нельзя. К сожалению, на деле он оставлен «за кадром» во всех известных авторам программах развития работ на шельфе. Молчаливо предполагается, что стоит разведать и добыть нефть и газ, тут же найдутся те, кому их можно выгодно продать. Между тем одной из основных причин остановки крупнейшего Штокмановского проекта стало, в том числе, отсутствие рынка сбыта для этого газового гиганта. Первоначально предполагалось, что одна часть газа пойдет через трубопровод в Европу, а вторая, более значительная, после сжижения газа на берегу Кольского залива пойдет на рынок США, который в тот момент казался бездонным. И что же теперь? США в значительной мере обеспечивает себя газом, выйдя на первое место в мире по его добыче. Строятся заводы по сжижению природного газа (СПГ) в США и Канаде, чтобы в ближайшей перспективе экспортировать газ, в том числе и в Европу, вытесняя оттуда Россию. Пока мы все уговариваем сами себя, что этого не будет, поскольку сланцевый газ очень дорогой, время идет, и технологии развиваются и удешевляются. Да и не только сланцевый газ наш конкурент, но и новые запасы обычного газа в мире открываются год за годом в более благоприятных экономико-географических условиях, чем шельф Арктики и Дальнего Востока.

Как мы видим в последние три года, борьба за рынки сбыта углеводородного сырья в мире сильно обострилась. Ситуация вокруг Украины с ее с газотранспортной системой, препятствование Евросоюза прокладке «Южного потока», противодействие США строительству «Северного потока-2» и развернутое строительство новых терминалов регазификации в Европе тоже находятся в цепи этих событий. Имея в виду эту непростую ситуацию в Европе, все сейчас обратили свои взоры на страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР). Нефть и газ сильно востребованы, а цены в полтора раза превышают европейские. И все надеются, что такое положение вещей сохранится и в будущем. Давайте попытаемся беспристрастно проанализировать эту ситуацию, тем более, что вблизи этого рынка расположены крупнейшие в России морские нефтегазовые промыслы на месторождениях, входящих в проект «Сахалин-1» и «Сахалин-2», а только что стартовала добыча на Киринском месторождении проекта «Сахалин-3». Сахалин – это первый и самый значимый добывающий нефтегазовый кластер на российском шельфе. (Добыча в Арктике на Приразломном пока находится в самой начальной стадии, а Юрхаровское месторождение НОВАТЭКа в Тазовской губе все же нельзя назвать шельфовым, равно как и другие субаквальные месторождения Обской губы.)

Сейчас сахалинские шельфовые проекты пополняют российский бюджет более чем сотней миллиардов рублей ежегодно, хотя в 90-е годы при запуске схемы СРП у многих депутатов и чиновников были большие сомнения в правомерности этого шага. Но государство в сахалинских проектах почти ничего не потратило, т.к. основные расходы в рамках СРП взяли на себя иностранные компании. Здесь получили работу и прошли школу морской нефтегазодобычи многие тысячи российских специалистов, а Сахалинская область из депрессивного региона превратилась в передовой технологический район с развитой промышленной и социальной инфраструктурой. Самый современный и пока единственный в России завод по сжижению газа исправно поставляет продукцию в Японию, Корею и Китай, а вскоре планируется запуск его третьей очереди.

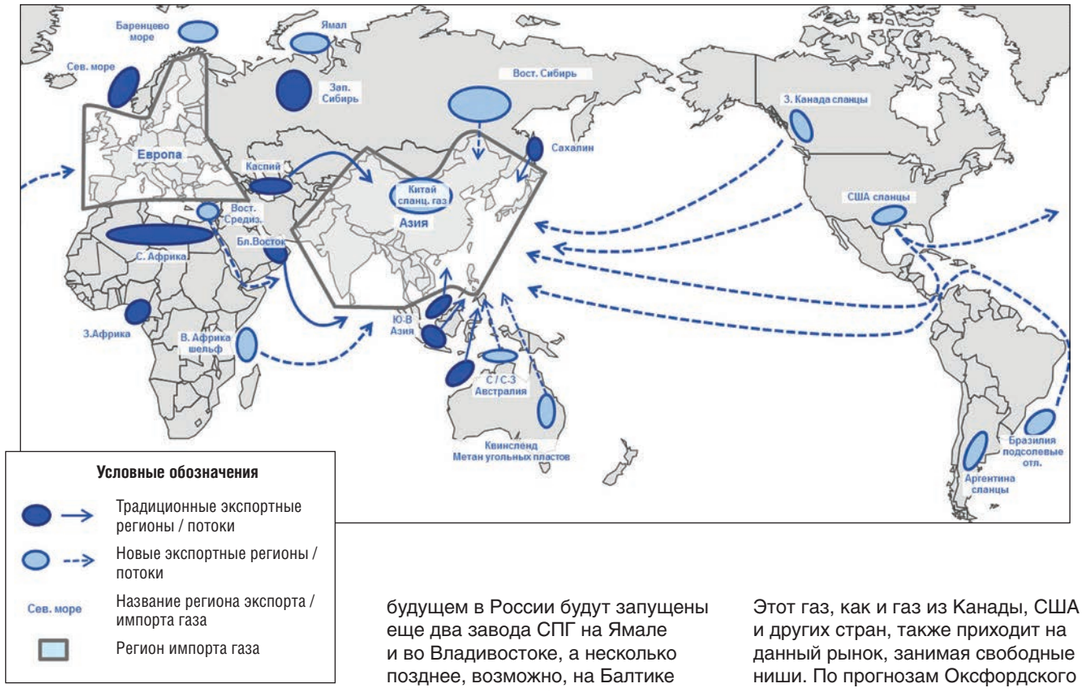
В противоположность этому проекты в Баренцевом море, «проглотив» огромное количество государственных денег за тридцать лет, так и не дали реальной отдачи. Это говорит о крайней неэффективности административно-командной системы управления, которая там была реализована в отличие от Сахалина, где в 90-х годах настояли на схеме СРП. При том, что запасы Баренцевоморского региона многократно выше сахалинских.

Азиатский рынок совсем недавно мог бы принять больше нефти и газа с Сахалинского шельфа. Но давайте посмотрим, что может быть в недалеком будущем? Планировалось, что в ближайшем будущем в России будут запущены еще два завода СПГ на Ямале и во Владивостоке, а несколько позднее, возможно, на Балтике и Печоре. Уже сейчас ясно, что будут задержки, в том числе и из-за санкций. К тому же дальневосточный СПГ на первых порах тоже рассчитывали заполнять газом Сахалина в 2018 году, поскольку газ из Восточной Сибири с Чаяндинского и Ковыктинского месторождений в необходимых объемах к этому сроку не поступит. А на Сахалине пока нет подготовленных к добыче новых месторождений и построенный газопровод «Сахалин – Хабаровск – Владивосток» загружен меньше чем на четверть. Недавно открытое на шельфе крупное Южно-Киринское месторождение имеет много осложняющих моментов, включая наличие нефтяной оторочки, и в такой короткий срок не может быть запущено. На нем еще продолжается разведка. В итоге строительство СПГ во Владивостоке пока снято с повестки дня.

А что же к тому времени станет с рынком в Азии? Сейчас туда основной объем СПГ поступает из Катара, который предпочитает этот рынок европейскому из-за высокого уровня цен. В 2017–2019 гг. введены в строй большие мощности СПГ в Австралии, что привело к утроению производства сжиженного газа в этой стране за 5 лет, и она на некоторое время может вырваться в лидеры по данному виду топлива. Этот газ, как и газ из Канады, США и других стран, также приходит на данный рынок, занимая свободные ниши. По прогнозам Оксфордского института энергетических исследований производство СПГ в мире удвоится к 2024 году по сравнению с 2013-м.

Первоначально основные потоки, скорее всего, пойдут и уже идут на премиальный рынок АТР, в результате чего цены там постепенно снижаются до тех пор, пока с учетом транспортных издержек не сравняются со среднеевропейскими (рис. 1). При такой глобализации в недалеком будущем все относительные цены должны фактически выровняться рынком, хотя в абсолютных значениях по регионам они будут различаться в связи с разной удаленностью от источников поставки. А это значит, что азиатский рынок не готов принимать российский газ по тем высоким ценам, на которые еще вчера ориентировались некоторые экономисты при прогнозе эффективности проектов, в том числе шельфовых. Да и свободной ниши на нем в настоящее время уже не так много. Запускаемые уже сейчас масштабные австралийские шельфовые проекты СПГ наталкиваются на серьезные проблемы со сбытом газа по адекватным ценам, обеспечивающим их рентабельность, и частично сворачиваются.

РИС. 1. Традиционные и новые развивающиеся газо-экспортные регионы мира (OIES, МЭА, 2014)



Запущенный недавно российский проект «Ямал СПГ» также первоначально ориентировался в значительной мере на рынок АТР с текущими ценами $600–700 за тысячу куб. м, но уже сейчас там цены упали до $250–300, что резко снижает конкурентные преимущества нашего проекта на том рынке. А в Европе цены на газ почти вдвое ниже, и данный проект может безубыточно функционировать в текущих условиях во многом потому, что получил беспрецедентные налоговые льготы в виде многолетних налоговых каникул и нулевой экспортной пошлины, а почти вся транспортная инфраструктура построена за счет государственных средств. Таким образом, российский бюджет в своей доходной части еще очень долго не сможет рассчитывать на какие-либо существенные поступления с проекта «Ямал СПГ». Декларируемое ранее увеличение рабочих мест до десятков тысяч единиц благодаря проекту тоже оказалась под вопросом. Дело в том, что значительное технологическое участие в проекте китайской стороны обусловлено привлечением специалистов и рабочих из Поднебесной, и компания НОВАТЭК, главный акционер проекта, вынуждена на это идти.

Широко обсуждаемый новый проект «Арктик СПГ-2» нуждается в еще более серьезных льготах, которые практически обнулят будущие возможные доходы государства с этого проекта. В таком случае требуется дополнительно объяснить экономический смысл такого мероприятия, когда собственник недр не будет получать дохода, зато его получат добывающие частные и иностранные компании, пользующиеся общенародной собственностью практически безвозмездно.

По данным агентства Fich, на период 2019–2022 гг. придется избыточное предложение СПГ в мире за счет ввода мощностей в Австралии и США (Fich, 2018), что приведет к существенному снижению цен на газ и сделает еще более проблемным рентабельное функционирование российских арктических шельфовых проектов. Пока этот фактор реально не учитывается в долгосрочных планах.

А что же с нефтью, которой на российском шельфе тоже прогнозируется в немалом количестве, хотя значительно меньше, чем газа? Здесь тоже налицо изменения. При нынешней, уже несколько выросшей цене на нефть до $60–70 за баррель, США по прогнозам могут обогнать даже Саудовскую Аравию по суточной добыче нефти и выйти на первое место в мире.

По данным американского агентства RIPA, добыча сланцевой нефти в США при цене $55–60 сохранится на высоком уровне 2018–2019 гг., а при цене $75 к 2030 году может вырасти вдвое. Даже если этот прогноз слишком оптимистичен, мы понимаем, что и цену $75 мало какие новые шельфовые проекты выдержат. Налоговые новации нового президента США Д. Трампа в отношении американских нефтяников, скорее, склоняют чашу весов в сторону реалистичности такого прогноза, сдерживающего в перспективе существенный рост мировых нефтяных цен. А значит, у компаний не будет большой мотивации вести геологоразведку в новых отдаленных и неосвоенных районах.

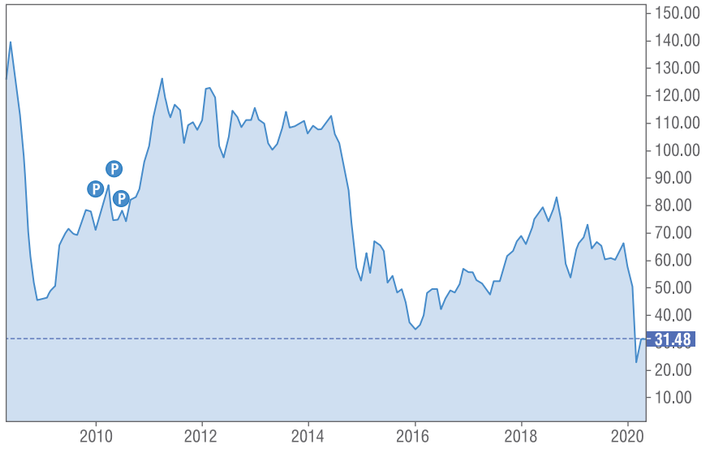
Расширение добычи нефти в США имеет и последствия для глобального мира, ведь они и Китай – главные потребители нефти и газа на планете. Куда же пойдут образовавшиеся излишки добываемых в других странах углеводородов, которые США теперь не нужны в таких количествах? Понятно, что они будут выброшены на мировой рынок и «работать» на понижение цены. А если вспомнить, что в мире еще много нефти и газа в таких странах, как Ливия, Иран, Ирак, которые пока не могут их поставлять в полном объеме из-за внутренних и внешних проблем, то можно понять, что дефицита углеводородов нет и пока не предвидится. Напротив, в отдельные периоды наблюдается профицит нефти и газа, приводящий к заметному снижению цен. И в эти периоды будут в выигрыше те, у кого низкая себестоимость добычи. А российские углеводородное сырье имеет высокую себестоимость добычи и доставки к потребителю, кратно превосходящую ту, которая есть, например, на месторождениях Ближнего Востока. И потому вероятность попасть в зону убытков при снижении отпускных цен у них очень высока даже в отдельных традиционных районах добычи, не говоря уже о шельфе.

Случившийся в начале 2020 года обвал цен на нефть (в отдельные дни до $20 за баррель) существенно отразился и на текущих, уже обустроенных, нефтегазовых промыслах, а большинство новых проектов поставил в режим «стоп», даже в доступных регионах с развитой инфраструктурой. Понятно, что периоды падения цен на нефть сменяются периодами роста, однако, как видно из рис. 2, каждый следующий рост заметно ниже предыдущего. А если учесть, что с 2008 года цены на работы и услуги в мире выросли примерно вдвое, то нынешние $30 за баррель эквивалентны $15 в ценах 2008 года. Обратите внимание, что тогда нефть стоила $140 за баррель. Приходится признать, что нефтегазовый бизнес уже никогда не будет сверхприбыльным, как это было всего лишь 10–15 лет назад, и делать на него ставку в долгосрочных планах является стратегической ошибкой.

Нельзя сбрасывать со счетов, что Европа 10–15 лет назад с энтузиазмом взялась за развитие альтернативной энергетики, и уже всерьез обсуждается вопрос о запрете использования бензиновых двигателей в отдельных странах с 2025 года. Пока нам это кажется маловероятным, но не проспать бы этот момент так же, как мы проспали сланцевый американский бум, который вкупе с другими причинами привел к нынешнему профициту нефти в масштабах планеты, пусть и временному.

Высокозатратные арктические шельфовые проекты, скорее всего, будут ждать своего часа много десятилетий. Поэтому в складывающейся ситуации программа изучения и освоения шельфа, безусловно, должна быть скорректирована в пользу финансирования наиболее перспективных проектов в прибрежных и транзитных зонах вблизи районов добычи с развитой инфраструктурой, прежде всего в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и на Приямальском шельфе. В остальных районах следует «держать руку на пульсе». Это ведь наши недра, о которых нам надо знать как можно больше. Но пока для этого мы можем себе позволить относительно дешевые геофизические методы и единичные параметрические скважины в неизученных районах. Амбициозные дорогостоящие программы с неясной рыночной перспективой сейчас нам не по карману, когда

РИС. 2. Изменение среднемесячной цены нефти марки «брент» с $140 (2008) до $31 (апрель 2020). Каждый следующий рост цены значительно ниже предыдущего (!!!)



денег недостаточно даже на самые необходимые расходы и проекты.

Наш видный государственный и общественный деятель, мудрейший Евгений Максимович Примаков, на счету которого немало заслуг перед Россией, успел незадолго до своего ухода из жизни высказаться весьма конкретно по данному вопросу. На заседании 13 января 2015 г. в Центре международной торговли Москвы он сказал буквально следующее: «На арктическом шельфе рентабельность добычи обеспечивается только при цене 100–120 долларов за баррель. Стоит ли нам в таких условиях форсировать добычу на шельфе Ледового океана? Почему при всей важности этого региона для России не сделать паузу в освоении арктических нефтегазовых месторождений? Такую паузу уже сделали некоторые наши конкуренты. США пробурили последнюю скважину на арктическом шельфе в 2003 году, Канада – в 2005 году…» (Примаков Е.М., 2015).

К сказанному следует добавить, что давно открытые гигантские месторождения шельфа имели отрицательную оценку ЧДД при ставке дисконтирования 10% даже в докризисных ценах 2013 г. (Маммадов и др., 2017), а именно $110–120 за баррель, которые имел в виду Е.М. Примаков. Что уж говорить о неоткрытых месторождениях шельфа восточной Арктики и сегодняшних ценах на нефть и газ, кратно меньших, чем в 2013 г.

В то же время освоенная сухопутная часть российской Арктики, в отличие от шельфа, еще долгое время будет важнейшей нефтегазовой кладовой России и требовать к себе повышенного внимания.

Возможности Арктики

Действительно, Арктика и Северный Ледовитый океан для России являются чрезвычайно важными, прежде всего в геополитическом и глобальном оборонном аспекте, о чем не всегда принято говорить, хотя эта цель одна из важнейших. Поэтому развивать этот регион бесспорно надо. Но мотивировка такого шага высоким углеводородным потенциалом шельфа на сегодняшний день не вполне уместна по причинам, которые мы указали выше. Вероятно, в этом вопросе в значительной мере присутствует лоббирование интересов крупных промышленных корпораций, которые в первую очередь горят желанием осваивать большие финансовые вливания. Большие траты здесь действительно неизбежны, но следует более вдумчиво определить стратегию развития данного огромного региона. Каковы веяния времени сейчас? Попробуем хотя бы примерно обозначить отдельные проблемные моменты.

Альтернативная энергетика в данном районе может быть вполне востребованной, но прежде всего для самообеспечения небольших «островков цивилизации», существующих здесь на бескрайних незаселенных просторах. Ведь не секрет, что северный завоз топлива, осуществляемый при колоссальных затратах, не способствует созданию здесь какого-либо конкурентоспособного производства, а прокладка каких-либо серьезных трубопроводов или ЛЭП пока неуместна по экономическим причинам. Каковы же тогда возможные источники энергии здесь?

Во-первых, по потенциальной ветровой энергии этот регион объективно является самым привлекательным на планете. Но разработанные для теплой Европы ветровые генераторы пока не адаптированы для местных суровых климатических условий. Неужели эта задача не под силу российскому инженерному корпусу? Ведь мир уже существенно продвинулся в этом направлении, в то время как у нас этим серьезно никто не занимается. К тому же имеющиеся уже сейчас единичные установки попросту некому квалифицированно обслуживать из-за серьезных проблем с привлечением квалифицированных кадров в эти районы.

Во-вторых, солнечная энергия, себестоимость получения которой в мире кратно снизилась за последние несколько лет, по словам специалистов тоже может быть с успехом использована и на севере, особенно в условиях полярного дня, продолжающегося здесь от 4 до 6 месяцев. Но это тоже требует адаптации имеющегося в мире оборудования под местные климатические условия либо разработки нового, специфического для данного региона. Чем не задача для отечественных НИОКР?

В-третьих, российская Арктика весьма богата газогидратами, залегающими здесь зачастую вблизи поверхности. И если до промышленного использования этих ресурсов в мире еще далековато, несмотря на прогресс, достигнутый в последнее время японскими и китайскими исследователями, то для местного энергопотребления, не требующего транспортировки энергоресурсов, данная задача уже сейчас не кажется фантастической. Опять же, следует озадачиться разработкой соответствующих отечественных технологий. Причем для гидратов метана, залегающих на суше в Арктике в зонах многолетнемерзлых пород, эти технологии представляются не столь сложными по сравнению с морскими

придонными газогидратами, над технологиями добычи которых много лет трудятся японские инженеры.

Несмотря на утверждения пессимистов о том, что в условиях невысоких цен на нефть альтернативная энергетика сейчас по себестоимости проигрывает углеводородному сырью, это может оказаться совсем не так для многих районов Арктики. Если корректно подсчитать ежегодную стоимость доставки грузов на отдаленные, плохо оборудованные причалы с учетом зачастую ледокольной проводки и последующую сложную логистику по их распределению конечным потребителям, то цена доставки в расчете на тонну топлива может оказаться очень внушительной. И тогда проекты с альтернативными источниками энергии могут окупиться за вполне разумные сроки. К тому же в 2018 году очень многие компании в Европе и мире уже вышли на рентабельную энергетику в бездотационном режиме на основе возобновляемых источников, прежде всего ветра и солнца. Так, суммарная мощность ветроэнергетики только в Германии на сегодняшний день превышает все мощности российских АЭС вместе взятых. А мощности ветрогенерации в мире в 2018 году составляли около 600 ГВт, что почти втрое превышает мощности всех вместе взятых российских электростанций – ГЭС, ТЭС, АЭС и др.

Но энергоснабжение – это только средство. Что еще следует развивать в Арктике, кроме гипотетической будущей добычи нефти и газа на шельфе и решения очевидных задач по укреплению обороноспособности страны в этом важнейшем стратегическом направлении?

Во-первых, никакая хозяйственная деятельность в Арктике невозможна без надежного ***гидрометеорологического обеспечения***, Арктика – это «кухня погоды» для всей планеты. А сейчас гидрометслужба здесь находится в плачевном состоянии и держится только на энтузиазме людей. Оборудование безнадежно устарело, количество работающих точек наблюдения уменьшилось в несколько раз. Естественно, качество работы по этим причинам далеко от современных требований. Возродить эту службу и поднять ее на должный уровень следует даже при текущей незначительной хозяйственной активности в этом регионе, не говоря уже о более серьезных будущих проектах.

Во-вторых, это ***Северный морской путь***, для которого также требуется гидрометеослужба высокого уровня. О нем еще с 30-х годов прошлого века говорят как об альтернативном торговом маршруте поставок товаров из Европы в Азию и обратно, который по продолжительности на 15–25 дней короче традиционных маршрутов грузопотоков через три океана: Атлантический, Индийский и Тихий. И чтобы Севморпуть действительно стал таковым, следует вложить немалые средства в строительство причалов, пунктов бункеровки судов и сопутствующей инфраструктуры по всему маршруту. Сейчас при отсутствии таковой осуществляется проход незначительного количества судов в летнюю навигацию. С конца 2018 года курирование вопроса передано «Росатому», а новая государственная программа предусматривает увеличение грузопотока по СМП к 2024 году до 80 млн тонн с последующим увеличением до 120 млн тонн. Эта цифра была «спущена» во все ведомства с жестким предписанием набрать заявленные объемы. Но ничего существенного, кроме планируемых объемов СПГ на рынки АТР, а также таймырского угля, найдено не было. Про стагнацию спроса на газ и кратно «рухнувшие» цены, мы писали выше, а перспективы масштабного освоения высококачественного угля Таймыра также оказались призрачными. Созданная в том числе и для этого компания «Востокуголь» намеревалась уже к 2022–2023 гг. добывать здесь до 30 млн тонн, что учитывалось в планах по Севморпути. Однако в 2019 году эти планы были значительно снижены, а в настоящее время владельцы пытаются продать весь свой бизнес на Таймыре, просчитав его реальные перспективы и затраты. Ведь человечество сознательно постепенно уходит от угля как топлива, дающего самые масштабные выбросы CO_2 в атмосферу, а использование угля в черной металлургии уже неактуально, поскольку современные технологии базируются на бездоменном производстве.

Если серьезно обсуждать вопросы будущего масштабного международного торгового судоходства в Арктике, то эта комплексная проблема должна рассматриваться на совершенно другом уровне, нежели сейчас, когда она опирается на высокозатратные проекты, не имеющие обоснованных рыночных перспектив.

Однако бесспорно то, что эту транспортную артерию будущего надо развивать, и это потребует немалых средств. Но вкладывать их надо только глубоко продуманно и бережливо, исходя не только из сиюминутных посылов, многие из которых являются ошибочными.

В-третьих, надо всерьез рассмотреть ***вопросы разведки и разработки других полезных ископаемых*** в данном регионе.

В период после окончания сталинских репрессий и закрытия многочисленных зон, где отбывало незаслуженное наказание большое количество образованных специалистов, завершились и едва начавшиеся первые изыскания в северных районах, наиболее перспективных на наличие рудных полезных ископаемых. Среди них – восточная часть Кольского п-ва, Архангельская область, о. Новая Земля, приполярный Урал и Пай Хой и многие другие (рис. 3). Лишь компания АЛРОСА повысила геологоразведочную активность в некоторых районах Арктики, направленную на поиск алмазов, и небезуспешно. А компания «Норильский никель», по сути, единственная, которая развивает горнорудный и металлургический бизнес цветных металлов в Российской Арктике.

Но, прежде всего, важны потенциальные рудные месторождения на севере Восточной Сибири. Новые векторы технического развития человеческой цивилизации ставят на повестку дня вопросы поиска и разведки различных металлов и полупроводников, необходимых для изготовления солнечных батарей нового поколения, современных экономичных ветрогенераторов, а также для длительного хранения накопленной электрической энергии, как в промышленных масштабах, так и для нарождающегося электромобилестроения, которое, возможно, станет массовым.

Вероятность открытия в данном регионе крупных месторождений полиметаллических руд

РИС. 3. Неразведанные перспективные рудные районы Российской Арктики



и редкоземельных элементов не подлежит сомнению. Медь, цинк, никель, кобальт, золото, свинец, олово, титан, литий, кадмий, уран и еще десятки элементов таблицы Менделеева – вот далеко неполный список ценных полезных ископаемых. Они, бесспорно, найдут применение в условиях развивающейся энергетики ВИЭ и в будущих технологиях аккумулирования энергии. Все эти металлы и элементы наверняка имеются в районе Анабарского щита и на других участках прибрежной восточной Арктики. Но никто пока не организовывает даже предварительную и недорогую на первых стадиях геологоразведку на данные виды рудного сырья, добыча которого может стать гораздо более выгодной, чем запредельные по себестоимости нефть и газ шельфа Арктики с неясными рынками сбыта.

Следует также отметить, что месторождения твердых полезных ископаемых (ТПИ) кратно менее затратны в обустройстве по сравнению с шельфовыми, а объемы транспортировки руды или готовой продукции несопоставимо меньше, чем УВ сырья. Но выйти на мировой рынок с данным сырьем также очень непросто, поскольку он уже в значительной мере контролируется китайскими компаниями. Однако перспективы здесь более долговременные.

И, наконец, никак не сбросить со счетов ***проблемы коренного населения***, занятого преимущественно оленеводством и рыболовством и находящегося на грани исчезновения. Сейчас в этих вопросах имеется целый ряд вопиющих проблем, которые государство не замечает. Например, для оленеводов теперь главный товар не мясо животных, а рога молодых самцов (панты), которые сбываются за бесценок в огромных количествах представителям Поднебесной. Те в свою очередь по десятикратной цене переправляют их к себе на родину, где имеется «бешеный» спрос на этот товар. В результате средняя масса одного животного упала на треть за последние 10 лет, поскольку их мясо здесь никому не нужно, а чтобы организовать логистику и сбыт оленьего мяса на материк, требуются немалые инвестиции и тщательная и целенаправленная маркетинговая политика. В условиях полного попустительства и невнимания государства к этим вопросам за данный бизнес никто не берется, в то время как он весь криминализован и находится в тени. А если вложить средства, чтобы правильно организовать сбор и первичную переработку пантов, то при соответствующем налогообложении отдельные северные регионы, возможно, могли бы отчасти себя обеспечивать.

Ведь нефтегазовый бизнес при нынешних и прогнозируемых экономических условиях здесь наверняка будет дотационным, и генерировать более существенные убытки, не говоря уже о возможных катастрофических *экологических последствиях*. А такие последствия могут принести гораздо большие убытки, чем компания BP понесла после известной аварии 2010 г. на платформе Deepwater Horizon в Мексиканском заливе. Фактические затраты BP по устранению последствий этой аварии превысили 63 млрд долларов США. Даже при оптимистическом ценовом сценарии суммарный расчетный чистый дисконтированный доход всех будущих шельфовых нефтегазовых проектов Российской Арктики вместе взятых не достигнет этой величины. А ведь шельф Арктики – это не Мексиканский залив, где во время аварии рядом находились тысячи судов и ничего не могли сделать в течение нескольких месяцев. В Арктике, когда вокруг почти никого нет на тысячи километров, устранение последствий аналогичной аварии при худшем сценарии превысило бы финансовые возможности всего российского государства.

Выводы

Следует разработать концепцию разведки и освоения твердых полезных ископаемых арктического региона России, которые будут востребованы в грядущем новом технологическом укладе человеческой цивилизации, неизбежно сопровождающемся существенным изменением структуры энергопотребления.

Оставаясь в плену неизменных традиционных представлений, Россия рискует оказаться в числе технологически отсталых стран, потратив при этом большие силы и средства на малоперспективные и дорогостоящие проекты.

Для Арктического региона следует всерьез рассматривать и прорабатывать другие направления развития, не основанные на добыче углеводородного сырья или иных полезных ископаемых. ●

Литература

1. *Ампилов Ю.П. Сланцевая нефть России: перспективы добычи в условиях санкций и падения цен на нефть // Oil & Gas Journal Russia, 2015, № 3, с. 24–31.*
2. *Ампилов Ю.П. Новые вызовы для российской нефтегазовой отрасли в условиях санкций и низких цен на нефть. – Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2017, № 2, с. 38–50.*
3. *Ампилов Ю.П. Освоение недр российской Арктики: углеводороды или новые тренды? // Энергетическая политика, 2019, № 3 (141), с. 42–53.*
4. *Ампилов Ю.П., Важенин Ю.И., Шмаль Г.И. Что изменилось за последние годы в наших представлениях об освоении российского шельфа? // NEFTEGAZ.RU, № 8, 2019, с. 50–61.*
5. *Ампилов Ю.П., Старостин В.И. Геологоразведка в Арктике: нерешенные проблемы и новые возможности. В кн. Смирновский сборник – 2019, издательство ООО «МАКС Пресс» (Москва), с. 316–333.*
6. *Маммадов С.М. Ампилов Ю.П., Холодилов В.А., Хоштария В.Н. Сколько стоят месторождения шельфа Арктики в условиях кризиса? – Газовая промышленность, 2017, № 6, с. 16–22.*
7. *Примаков предлагает РФ сделать паузу в освоении арктического шельфа. РИА Новости, 13.01.2015 https://ria.ru/economy/20150113/1042426281.html.*
8. *Fitch: «Арктик СПГ-2» могут подкосить совсем не американские санкции https://tekhoblog.ru/2017/12/31/86013.*

KEYWORDS: *Arctic, alternative energy, oil and gas exports, hydrocarbon production, Russian shelf.*

10 МАЛОЧИСЛЕННЫХ НАРОДНОСТЕЙ СЕВЕРА

На Крайнем Севере добывают до 90 % всей российской нефти и газа. Этот регион не только сырьевая база, но и родина малочисленных народностей со своей уникальной культурой. Добывая нефть на территории, близкой к проживанию этих народностей, компании стараются не нарушить их традиционный уклад, и даже способствуют его поддержанию и сохранению

*Сегодня на **Чукотке** работает компания «Сибнефть», за 2004 год она потратила на культурное и социально-экономическое развитие 6 млрд руб.*



Последний керек

1 человек

Neftegaz.RU нашел последнего керека на Земле. В середине века насчитывалось сто кереков, согласно переписи 2010 г. – четыре. Редакция Neftegaz.RU в январе 2020 г. сделала запрос в Росстат, и выяснилось, что на Земле остался всего один керек.

Кереки частично сохранили родной язык, который относится к чукотско-камчатской семье. Они исповедуют шаманизм, рыбачат, занимаются морским пушным промыслом охотой и собирательством. У кереков принято относиться к детям с особым почетом. В сказках дети всегда оказываются умнее родителей. Это связано с поверьями о том, что дети – это переродившиеся предки и пока они не выросли, помнят прошлую жизнь, а значит, хранят мудрость и опыт старшего поколения



Тысяча чуванцев

1002 человека

Чуванцы значит «приморские, береговые жители». В начале XIX в. разделились на две группы: оседлых, расселившихся вдоль р. Анадырь, и кочевых, которые были ближе к оленеводческой культуре чукчей и коряков. С принятием христианства они восприняли многие русские традиции, но сохранили обычай оставлять табак в гробу у мужчин и орудия рукоделия у женщин

Эскимосы, созданные Силья

В племенах абенаков и атабасков их называют «сыроедами», то есть «тот, кто ест сырую рыбу». Самим эскимосам это определение не нравится, они предпочитают «инуиты», то есть «люди». Эскимосы изобрели снежный дом – иглу – куполообразную постройку из ледяных блоков и поворотные гарпуны с отделяющимся от древка наконечником. Они верят в силы природы и духов во главе с верховным богом Силья, создавшим мир. А за богатства морских недр отвечает Седна



1529 человек

***Сахалинская область** – один из лидеров по добыче нефти и газа. Основные компании Эксон Нефтегаз Лтд, Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд и «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»*

Исчезающие ороки

В конце XIX века ороки (или нани) обратились в христианство, но остались верны анимистическому пантеизму, поклоняясь морским животным, духам и силам природы. Сохранили ритуал возвращения морскому духу, по его правилам, черепа убитых животных выбрасывали в море (вероятно, их видели промышленные водолазы, устанавливая подводные добычные комплексы). Во время промышленного освоения Сахалина территория ороков сократилась на 90 %



259 человек

***В Хабаровском крае** в 13 км от железнодорожной станции Адникан находится Адниканское месторождение с запасами в 1,553 млрд м3, разрабатываемое «ООО Дальгазресурс». В Хабаровском крае живет восемь коренных малочисленных народов*



480 человек

Суеверные негидальцы

Негидальцы имеют свой язык, но говорят на русском, традиционную одежду шили из рыбьей кожи, украшенной орнаментом из трехлистников, считавшихся лучшим амулетом. Поклоняются горам и скалам, а также верховному богу Богху. Жизнь негидальцев подчинена обрядам и верованиям: перед промыслом говорили не «рыба плещется», а «листья падают», зайца называли «стариком», а медведя «дедушкой», перед ночевкой в лесу на дереве вырезали лицо, чтобы оно отгоняло злых духов

*Открытие группы Пайяхских месторождений привлекло нефтегазовые компании в **Красноярский край**, который населяют народы, чья численность не превышает 250–1200 человек*



Чулымцы, не имеющие письменности

145 человек

Чулымцы – тюркский коренной народ Севера. Они говорят на родном бесписьменном чулымском языке. Исповедуют православие, сохранив традиции шаманизма. В советское время чулымцев брали на работу в лесную промышленность. Они хорошо вырезали из дерева, занимались производством саней, посуды, лодок и ножен из бересты. Официально народ был признан в 2001 г., до этого их причисляли к хакасам, некоторые чулымцы до сих пор ими себя и считают



Изобретательные энцы

221 человек

Энцы почитают силы природы, поклоняются духам, сжигая мясо и тотемные фигурки. До публикации энецкого алфавита Н. Терещенко в 1986 году их язык был бесписьменным. В 1995 г. вышла первая книга на энецком языке – «Евангелие от Луки». С 2012 г. местные дети изучают родной язык по новозеландской методике, благодаря которой удалось спасти язык аборигенов маори. В охоте энцы проявляют немалую изобретательность: рога манщиков (домашних оленей) обвивают ремнями и отправляют в дикое оленье стадо. Незнакомый манщик вызывает агрессию у самцов, они нападают на него и путаются рогами в ремнях



Кеты, бегущие за дангольсом

957 человек

Кет в переводе – человек. Их основное занятие – рыболовство и охота. На зверя кеты традиционно ходят с луками. Кеты почитают зверя и птицу, охотиться на некоторых из них (лебедя, орла, гагару) у кетов запрещено. Считают, что животные понимают человеческий язык, поэтому о животных нельзя говорить плохо, чтобы те не начали мстить, также нельзя разговаривать на охоте, обнаружив берлогу, надо ударить посохом о лыжи. Удачу на охоте обеспечивает дангольс – изображение предка в виде валика из материи, покрытой миниатюрной одеждой. Дангольс бежит впереди охотника, приманивая добычу

***Приморский край** лежит на пути следования по Северному морскому пути. К 2022 г. на его территории появятся перевалочные терминалы, в строительстве которых принимают участие «Независимая Нефтегазовая компания» и АО «Нефтегазхолдинг»*



Долгожители тазы

253 человека

Они сформировались в конце XIX века, когда нанайцы и удэгейцы смешались с маньчжурами и китайцами, переняв у последних мудрость народной медицины. Сами того не подозревая, из скудного рациона, состоящего из орехов, злаков и ягод, они создали здоровую диету, позволяющую доживать до 100 лет. Они применяли акупунктуру, при помощи серебряных игл намазывали кожу глиной, рассчитывая, что она вытягивает токсины и шлаки, строго следили за гигиеной



Родственники тигров – удэгейцы

793 человека

Их родной язык похож на орочский, но говорят они в основном по-русски. Русские же научили удэгейцев письменности, в 1930 году был составлен первый алфавит удэгейского языка. Пока удэгейцы не приняли христианство, они верили в силы природы и родство людей с медведем и уссурийским тигром. Проводили ритуалы воздушного погребения, когда тело просто подвешивали в воздухе для предания духам (на деле его просто съедали лесные животные и птицы)

Забота о сохранении культурных традиций Севера – одна из задач недропользователей. Но нефтедобычные компании в отдельных случаях сталкиваются с недовольством коренных народов: одни довольны компенсациями и бесплатными услугами, другие хотят участия в определении маршрутов прокладки труб и выборе точек бурения

ПТПА:

МЫ ГОТОВЫ К НОВЫМ ВЫЗОВАМ



Арматура ПТПА в составе подводного манифольда

ПОСЛЕДНИЕ ПЯТЬ ЛЕТ ПРОШЛИ ДЛЯ РОССИЙСКОГО ТЭК ПОД ЗНАКОМ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ. ВСЕ БОЛЬШЕ КРУПНЫХ КОМПАНИЙ СТРЕМИТСЯ ЗАДЕЙСТВОВАТЬ ОБОРУДОВАНИЕ РОССИЙСКОГО ПРОИЗВОДСТВА. В ЧАСТНОСТИ, ЭТО КАСАЕТСЯ РЫНКА ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ. НО ГОТОВЫ ЛИ ПРОИЗВОДИТЕЛИ ПОКРЫТЬ ПОТРЕБНОСТИ РАСТУЩЕГО СПРОСА И ПРЕДОСТАВИТЬ ПРОДУКТ, НЕ УСТУПАЮЩИЙ ЗАРУБЕЖНЫМ АНАЛОГАМ?

THE LAST FIVE YEARS HAVE PASSED FOR THE RUSSIAN FUEL AND ENERGY COMPLEX UNDER THE SIGN OF IMPORT SUBSTITUTION. MORE AND MORE LARGE COMPANIES ARE STRIVING TO TAKE FULL ADVANTAGE OF THE RUSSIAN-MADE EQUIPMENT. IN PARTICULAR, IT CONCERNS THE PIPELINE VALVES MARKET. BUT ARE MANUFACTURERS READY TO MEET THE NEEDS OF GROWING DEMAND AND PROVIDE A PRODUCT THAT DOES NOT CONCEDE TO FOREIGN ANALOGUES?

Ключевые слова: *трубопроводная арматура, шаровые краны, арматура для сверхвысоких и сверхнизких температур, узлы затвора, добычная арматура.*

УДК 621

Смирнов Максим Алексеевич

технический директор ООО «ТД ПТПА»

– В настоящее время все нефтегазовые компании большое внимание уделяют программе импортозамещения, создаются новые производства. Участвует ли ПТПА в этой программе и есть ли какие-то результаты на сегодняшний день?

– Для того, чтобы успешно производить оборудование, не уступающее по техническим характеристикам и качеству лучшим импортным образцам, совсем не обязательно открывать новое предприятие. ПТПА был одним из первых заводов на российском рынке, который освоил производство скребковых шаровых кранов для запуска и приема очистных поршней, запорно-регулирующих шаровых кранов, клапанов обратных осевого потока, кранов шаровых с уплотнением «металл по металлу». Все эти изделия уже давно входят в нашу номенклатуру и успешно поставляются для нефтегазовых компаний.

Российские компании все больше переходят на использование зарубежных технологий и международные EPC компании здесь очень активно присутствуют. Наша компания имеет большой опыт в проектировании, наши специалисты знают нормативы, касающиеся стандартов ГОСТ, API (в том числе и ASME), международных стандартов PED, DIN и других, что неоднократно подтверждается нашей сертификацией. Помимо этого, ПТПА освоило серийное производство шаровых кранов с комбинированным уплотнением PMSS (первичное металлическое – вторичное мягкое уплотнение) и даже осуществило поставки ряду предприятий. Также активно идут поставки по кранам на 25,0 МПа и 32,0 МПа, в компании разработан и испытан образец на 42,0 МПа.

На предприятии сейчас накоплен большой конструкторский опыт, благодаря которому мы можем в относительно короткие сроки разработать и освоить с нуля выпуск новой техники. В состав проектного отдела группы компаний входит конструкторское бюро PTPA Middle East (нашей второй производственной площадки в Арабских Эмиратах), в котором работают инженеры с многолетним стажем на крупнейших международных арматурных предприятиях. Это дает нам возможность расширить номенклатуру в соответствии с любыми потребностями нефтегазовых компаний.

– Какие цели ставит перед собой предприятие в плане дальнейшего развития?

– Высшим пилотажем в нашей отрасли считаются системы, которые могут решать комплексные задачи или применяются на сверхвысокие параметры. ПТПА постепенно движется в этом направлении. Как пример можно привести краны на кислые среды. На нашем производстве отработаны технологии, позволяющие выполнять сверхстойкие наплавки – Инконель 625, сталь 316, стеллит. Эти возможности расширяют функциональность и область применения изготавливаемого оборудования.

Также мы движемся и в направлении комплексных предложений. В настоящее время мы готовы поставлять на рынок системы защиты от повышенного давления HIPPS. Это узкоспециализированная установка для системы безопасности, которая широко применяется в добычных комплексах на Ближнем Востоке. HIPPS состоит из двух антипомпажных клапанов с быстродействующими гидравлическими приводами и системы снятия параметров давления. HIPPS непрерывно мониторит любые изменения давления, и когда достигается критичная точка, перекрывает трубу за долю секунды.

> «На предприятии накоплен большой конструкторский опыт, благодаря которому мы можем в относительно короткие сроки разработать и освоить с нуля выпуск новой техники

Если говорить в целом о новых направлениях, то, с одной стороны, ПТПА движется в сторону расширения номенклатуры, которая позволит охватить большую часть рынка. А с другой стороны, мы идем в технологическую и в добычную систему, там, где мы раньше не были представлены, и осваиваем более сложную и узкоспециализированную арматуру.

– Какие сегменты нефтегазового рынка ПТПА рассматривает для себя как приоритетные в пополнении номенклатурной линейки?

– Мы сейчас активно осваиваем два направления. Это расширение присутствия в нефтехимическом сегменте с применением нашей продукции на технологических линиях и освоение номенклатуры добычной тематики – фонтанная арматура, «ёлки» как готовый продукт.

– Какую именно продукцию предприятие готово предложить для нефтехимической отрасли?

– Традиционно в нефтехимии и переработке применяются стандартные затворы и задвижки ПТПА, но сейчас мы идем в освоение более сложной номенклатуры – это арматура для высоких температур и криогенная арматура на сверхнизкие температуры. На данный момент полностью отработана конструкция кранов на температуру до +350 °С, успешно пройдена подопытная эксплуатация изделий и ведется расширение линейки и подготовка к серийному выпуску. У нас есть готовый продукт, на который можем принимать заказы и вести доработки уже под конкретные требования проекта. Следующий шаг в данном направлении – это отработка конструкции на температуру до +550 °С.

Что же касается криогенной арматуры, то специалисты компании уже разработали образцы на нашей второй площадке PTPA Middle East. По ним были проведены испытания и пройдена сертификация, в том числе по стандарту Shell. Этот стандарт как минимум вдвое превышает по объему требований общепринятые стандарты BS или ISO, которые являются основополагающими у нас в России. На данный момент ведется работа по локализации производства: на сентябрь запланирован монтаж уже закупленного оборудования – испытательных камер для изделий среднего диаметра.

– ПТПА также производит добычную арматуру, каковы планы компании по развитию этого сегмента?

– В первую очередь, это освоение непосредственно добычной арматуры по стандарту API 6A. Кроме наземной арматуры, в нашем ассортименте представлены изделия для подводной установки. На площадке PTPA Middle East завершили сертификацию по стандарту API 6D SS и освоили шиберные задвижки и шаровые краны для объектов подводной добычи. Кстати, PTPA-ME стала первой компанией на Ближнем Востоке, которая прошла данную сертификацию. Также по подводной технике у нас уже были первые поставки в рамках освоения ОКР



«ПТПА расширяет номенклатуру, которая позволит охватить еще большую часть рынка, а также осваивает новые для себя сферы – производство узкоспециализированной арматуры для добычи нефти и газа

по проекту импортозамещения ПАО «Газпром» для подводного манифольда, изготовлением которого занимались Ижорские заводы.

– А что касается серийной продукции ПТПА, будут ли здесь какие-то изменения в ближайшее время?

– На ПТПА сейчас завершаются работы по модернизации производства шаровых кранов, ведется плановый переход и подготовка к их выпуску. Основное отличие кранов – это сниженный крутящий момент, что дает возможность подбирать для эксплуатации приводы с меньшим энергопотреблением. Чтобы добиться такого эффекта, вся конструкция крана была подвергнута тщательному анализу. Переработке подверглись практически все детали крана – пробка, седла, пружины, цапфы, уплотнительные кольца. В итоге мы получили возможность при помощи рычага открыть и закрыть кран, который раньше можно было провернуть только редуктором.

Хотелось бы отметить, что в компании освоено производство большого числа вариантов по узлу затвора. В отличие от других производителей, конструкция нашего крана позволяет предложить потребителю выбор: свободная заделка (полиуретан, FKM), жесткая заделка (NYLON, DEVLON, PEEK), металл по металлу, комбинированное уплотнение PMSS. У нас есть весь спектр уплотнений в этом плане, и теперь вид исполнения затвора зависит не от наших возможностей, а от желания заказчика.

В настоящий момент ПТПА представляет собой объединение двух производственных площадок, что позволяет нам быть максимально активными в плане внедрения новых технологий и освоения новой техники. Наш опыт, технический и конструкторский потенциал могут быть основой для реализации проектов любой степени сложности.

ПТПА – международная группа компаний, специализирующаяся на изготовлении высокотехнологичной трубопроводной арматуры для нефтяной, газовой, энергетической и других отраслей промышленности, включая объекты с критическими условиями эксплуатации. Производственные мощности группы расположены в России в городе Пензе и за рубежом (Шарджа, ОАЭ). ПТПА предоставляет своим партнерам широкие возможности по модернизации продукции под конкретные требования проекта. Подробная информация на сайте компании **www.ptpa.ru**

Keywords: *pipeline fittings, ball valves, fittings for ultra-high and ultra-low temperatures, gate assemblies, mining fittings.*

РЕКЛАМА

ЗАО «ИСТЮНИОН»

ПЕРЕЛЁТЫ ПО ПЛАНЕТЕ ЗЕМЛЯ

АРЕНДА БИЗНЕС-ДЖЕТА

ЧАРТЕР В ЛЮБЫХ НАПРАВЛЕНИЯХ В РЕЖИМЕ 24/7/365

12 ЛЕТ УСПЕШНОЙ РАБОТЫ НА РЫНКЕ · ЗАКАЗ САМОЛЕТА В ЛЮБОЙ МОМЕНТ
СЕРТИФИЦИРОВАННАЯ ДИСПЕТЧЕРСКАЯ СЛУЖБА · СОБСТВЕННАЯ СЛУЖБА НАЗЕМНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПОЛЕТОВ
ОФИЦИАЛЬНЫЙ ПРЕДСТАВИТЕЛЬ РЕАКТИВНЫХ БИЗНЕС-ДЖЕТОВ CESSNA CITATION В РОССИИ И СНГ

EASTUNION Business Aviation

Cessna A Textron Company

телефон +7 (495) 921 35 29 | факс +7 (495) 269 02 16 | sales@eastunion.ru | www.eastunion.ru
Елена Малова +7 985 786 29 33 | Денис Клепов +7 968 759 45 24

НАУКОЕМКИЙ КРЕПЕЖ завода «БЕРВЕЛ»



УДК 669

РАЗВИТИЕ ОТДАЛЕННЫХ СЕВЕРНЫХ РЕГИОНОВ И ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА – ОДИН ИЗ ОСНОВНЫХ НАЦИОНАЛЬНЫХ ПРИОРИТЕТОВ. В СВЯЗИ С ЭТИМ ВСЕ АКТИВНЕЕ СТРОЯТСЯ ЗАВОДЫ, ПРОКЛАДЫВАЮТСЯ КОММУНИКАЦИИ, ОСВАИВАЮТСЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ В РАЙОНАХ, НАХОДЯЩИХСЯ ВЫШЕ СОРОКОВОЙ ПАРАЛЛЕЛИ. ДЛЯ РАЗВИТИЯ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В ЭТИХ ОСОБЕННЫХ ПО СВОЕМУ КЛИМАТУ И ГЕОГРАФИИ РЕГИОНАХ ТРЕБУЮТСЯ ОСОБЕННЫЕ МАТЕРИАЛЫ И ОБОРУДОВАНИЕ. КАКИЕ РАЗРАБОТКИ ПРЕДЛАГАЮТ ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ ЗАВОДЫ?

DEVELOPMENT OF DISTANT NORTH REGIONS AND FAR EAST IS ONE OF THE MAIN NATIONAL PRIORITIES. DUE TO THIS, PLANTS ARE BEING CONSTRUCTED MORE AND MORE ACTIVELY, COMMUNICATIONS ARE BEING LAID, DEPOSITS IN THE AREAS THAT ARE LOCATED ABOVE THE PARALLEL CIRCLE ARE BEING DEVELOPED. SPECIALIZED MATERIALS AND EQUIPMENT ARE REQUIRED TO DEVELOP INDUSTRY IN THESE REGIONS, WHICH ARE SPECIAL IN TERMS OF CLIMATE AND GEOGRAPHY. WHICH TECHNOLOGIES DO RUSSIAN PLANTS PROPOSE?

Ключевые слова: *крепежные изделия, атмосферостойкие стали, наукоемкое производство, современные технологии, металлургия.*



Медведев Юрий Викторович
Генеральный директор ЗВК «БЕРВЕЛ»

– Юрий Викторович, несколько лет назад был дан старт работе завода с уникальной проектной мощностью: 30 тысяч тонн в год калиброванного проката и 27 тысяч тонн крепежа. С чем была связана уверенность, что вся эта продукция найдет спрос?

– Перед тем, как начать этот проект, мы, конечно же, подробно изучили российский рынок крепежных изделий. Объем этого рынка измеряется не в десятках, а в сотнях тысяч тонн в год. По разным оценкам, 60–70% спроса на крепежную продукцию удовлетворяется импортом. Поэтому мы понимали, что нам есть место на этом рынке. Другой вопрос, что рынок этот разнородный, как разнородна и продукция, которую мы обобщенно называем «крепежом». Главное было правильно понять, в каком именно сегменте крепежного рынка нам стоит сосредоточить свои усилия и ресурсы. Думаю, что мы не ошиблись, занявшись именно высокопрочным крепежом. Мы построили завод с самым современным оборудованием и технологиями, с оснащенным по последнему слову лабораторным центром. У нас есть все условия для того, чтобы производить сложный крепеж и крепеж с самыми высокими характеристиками, в том числе и такой, который до этого в нашей стране вообще не производился. И мы активно занимаемся его освоением. Но, конечно, это процесс не простой, он требует отвлечения значительных ресурсов. Но именно в производстве сложных видов крепежа мы видим свою главную задачу. При этом, мы, конечно, производим и будем производить и широко востребованный рынком традиционный крепеж, но на новом уровне качества.

– Насколько российский рынок зависим от импорта и как повлиял на эту ситуацию факт запуска завода?

– На мой взгляд, сегодня на рынке крепежа существует два вида импорта. Есть импорт, который я бы назвал вынужденным. Это когда потребитель просто не может купить крепеж в России из-за того, что такой вид крепежа у нас вообще не производится или производится, но не удовлетворяет требованиям по качеству. А есть импорт, вызванный тем, что российские производители крепежа не могут удовлетворить весь спрос по приемлемым ценам.

В первом случае речь идет в основном об импорте с Запада, во втором – с Востока. Завод «БЕРВЕЛ» вносит свой вклад в решение проблемы замещения обоих этих видов импорта. Но приоритетной мы все же считаем



> Наша главная задача – выпускать крепеж такого качества, чтобы отечественным предприятиям не приходилось задумываться об импорте

работу в первом направлении, в освоении сложного крепежа с самыми высокими требованиями к качеству. Абсолютно неприемлемо, на мой взгляд, что в нашей стране некоторые потребители вынуждены покупать крепеж за рубежом. Наша главная задача – выпускать крепеж такого качества, чтобы отечественным предприятиям не приходилось задумываться об импорте, а наше место на глобальном рынке определялось только экономической целесообразностью нашего там присутствия как для нас, так и для иностранных потребителей. В идеале должно быть безупречное качество продукта, а дальше и потребители, и производители сами разберутся, где им продавать и покупать – внутри страны или за рубежом, для этого есть законы рынка и критерии экономической безопасности собственного производства.

– Производство крепежных изделий – это наукоемкое производство? Как часто появляются новинки, внедряются инновационные разработки в производстве самой продукции или оборудовании, задействованном при ее изготовлении?

– Люди, далекие от нашего производства, традиционно считают, что крепеж – это что-то совсем простое. Болты, гайки, шайбы – ну что тут особенного?! На самом деле, производство крепежа – это технологически очень сложное и наукоемкое производство, которое всегда должно использовать самые передовые достижения как металлургии, так и машиностроения. ЗВК «БЕРВЕЛ» имеет полный цикл производства: от подготовки металла до нанесения покрытий. Это и уже ставшее традиционным горячее цинкование, и абсолютно новое для российского рынка цинк-ламельное покрытие.

> Разработка и внедрение в массовое производство инновационных продуктов и технологий – одно из основных направлений деятельности «БЕРВЕЛ»

Мы постоянно ведем исследовательскую работу совместно со специалистами различных научных институтов. Разработка и внедрение в массовое производство инновационных продуктов и технологий – одно из основных направлений нашей деятельности.

Мы регулярно выводим на рынок новые виды продукции. Например, мы первые в России освоили массовый выпуск крепежа из атмосферостойкой стали. Как следует из самого названия, атмосферостойкие стали не подвержены коррозии и, следовательно, не требуют какой-либо дополнительной защиты. Изделия из атмосферостойкой стали не нуждаются в покрытиях. В последнее время в строительстве, например, в мостостроении, начали использовать металлоконструкции из атмосферостойкой стали. Такие конструкции не требуют окраски, и это является их главным преимуществом перед традиционными марками стали. Это особенно важно для удаленных и труднодоступных регионов. На наш взгляд, в перспективе эта продукция должна заинтересовать и другие отрасли промышленности.

– Готовясь к беседе с Вами, мы выяснили, что у предприятия есть собственная железная дорога, состоящая из двух путей. Расскажите, пожалуйста, подробнее, каково ее предназначение, какие пункты она соединяет.

– Собственная железнодорожная ветка нам нужна прежде всего для доставки сырья на наше производство, круглого проката в бунтах и прутках. Ну и, конечно же, для отгрузки готовой продукции.

– Как в целом строится логистическая политика в компании?

– Одно из важных преимуществ нашего предприятия – его удачное местоположение. Это было одним из критериев при выборе места его постройки. Завод находится практически на федеральной трассе М5, что делает очень удобными поставки автомобильным транспортом. Большая часть потребителей крепежа и калиброванного проката получает от нас продукцию именно автомобильным транспортом. При этом (как я уже сказал) у нас есть также возможность получать и отгружать продукцию железной дорогой.

Что касается внутризаводской логистики, то здесь у нас практически все производство сосредоточено «под одной крышей». Сейчас мы запускаем в эксплуатацию новый складской корпус с зоной обработки готовой продукции. Это позволит нам значительно повысить уровень оперативности и качества поставок крепежной продукции нашим потребителям, что является одной из наших приоритетных задач.

– Говоря о крупных производствах, невозможно обойти стороной главный общеотраслевой тренд – цифровизацию. Расскажите о том, какие процессы на заводе автоматизированы, чье оборудование и ПО используется и какие результаты это уже принесло?

– С момента начала проектирования нашего завода вопрос автоматизации и цифровизации всех процессов стоял чуть ли не на первом месте. Мы сразу же заложили всю инфраструктуру для обеспечения автоматизации производственных процессов. Дальше началось самое сложное – внедрение системы управления производством. Свой выбор мы сделали в пользу российского продукта 1С ERP. Это и очевидные плюсы в технической поддержке по сравнению с импортными решениями, и относительная простота в использовании. Сейчас уже можно сказать, что данный выбор был полностью оправдан. Полностью внедрен регламентированный учет, управление запасами и поставками, заканчивается внедрение управления качеством и проведением ТО и ППР, ну и, конечно же, основное предназначение любой ERP-системы – планирование всей деятельности предприятия. По плану-графику внедрения полноценное функционирование всей системы мы увидим к концу текущего года.

– С какими основными проблемами приходится сталкиваться (правовыми, логистическими, производственными и т.д.)?

– Как и у любого предприятия, у нас тоже проблем хватает. Основная проблематика – это сложность планирования производства. Как и говорил выше, надеюсь, с полноценным внедрением ERP мы сможем это решить.

– Металлургия традиционно считается грязным производством, какие экологические программы работают на предприятии?

– Завод хоть и относится к металлургической отрасли, но все-таки мы ближе к металлообработке, то есть к более глубоким переделам. Учитывая, что ЗВК «БЕРВЕЛ» – это абсолютно новое предприятие, то и требования при вводе в эксплуатацию к нам применялись максимально жесткие. У нас есть собственная станция очистки ливневых стоков, станция химической очистки, системы очистки от промышленных дымов и так далее. Кроме того, у нас функционирует система внутреннего экологического контроля. Ну и федеральные, и областные надзорные органы не дают дремать.

– Типичная беда многих производств – нехватка квалифицированных кадров. Вам пришлось столкнуться с этой проблемой? Где Вы берете специалистов, как построена кадровая политика на предприятии?

– Наличие квалифицированных рабочих и инженерных кадров в регионе также было одним из критериев выбора места постройки завода. Но учитывая тот факт, что завод оснащался самым современным оборудованием, найти достаточное количество сотрудников с опытом работы именно на подобном оборудовании в любом регионе практически невозможно. Конечно, мы много уделили внимания обучению наших работников и постоянно продолжаем обучение. И речь идет не только об операторах оборудования. Обучаться приходится постоянно практически всему техническому персоналу. Ведь не только оборудование, но и технологии производства у нас новые, поэтому надеяться на «готовых» специалистов нам не приходится.

– Каким Вы видите завод в обозримом будущем (новые рынки, расширение номенклатуры продуктовой линейки, увеличение объемов производства)?

– В перспективе мы всегда видим освоение новых видов продукции, и, как следствие, новых рынков. Впрочем, верно и обратное: выход на новые рынки заставляет нас осваивать новые виды крепежа. Поскольку завод «БЕРВЕЛ» обладает уникальным оборудованием и самыми передовыми технологиями, мы считаем приоритетной задачей освоение именно высокотехнологичной крепежной продукции: сложных изделий, изделий высокой прочности с передовыми видами покрытий. ●



Keywords: *fasteners, weather-resistant steel, high-tech production, modern technologies, metallurgy.*

ПРИОРИТЕТ
юридическая компания

Тендерный
КОНСАЛТИНГ

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



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

+7 495 987 18 50 (многоканальный)

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

РЕКЛАМА

ТОЧКИ РОСТА ЭКОНОМИКИ:

российско-швейцарское партнерство как механизм формирования шестого технологического уклада

УДК 339

ОСНОВА ЛЮБОГО БИЗНЕСА – ВЗАИМОВЫГОДНОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО. РАЗВИВАТЬ ГЛОБАЛЬНЫЕ ОТРАСЛИ, ОДНОЙ ИЗ КОТОРЫХ, В ЧАСТНОСТИ, ЯВЛЯЕТСЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ, НЕВОЗМОЖНО БЕЗ НАДЕЖНЫХ ПАРТНЕРОВ. С КЕМ СЕГОДНЯ РОССИЙСКИЕ КОМПАНИИ ВЫСТРАИВАЮТ ДЕЛОВЫЕ ОТНОШЕНИЯ, СПОСОБСТВУЮЩИЕ РОСТУ ЭКОНОМИКИ?

THE BASIS OF ANY BUSINESS IS MUTUALLY BENEFICIAL COOPERATION. WITHOUT RELIABLE PARTNERS, IT IS IMPOSSIBLE TO DEVELOP GLOBAL INDUSTRIES, IN PARTICULAR, THE OIL AND GAS INDUSTRY, AS ONE OF THEM. WITH WHOM ARE RUSSIAN COMPANIES ESTABLISHING A BUSINESS RELATIONSHIP THAT CONTRIBUTE TO ECONOMIC GROWTH?

Ключевые слова: *Швейцарский центр содействия бизнесу в России, российско-швейцарское партнерство, нефтегазовая отрасль, малый и средний бизнес, инвестиционный климат.*



Лоренц Видмер

директор
Swiss Business Hub Russia,
экономист

– Г-н Видмер, чем занимается Швейцарский центр содействия бизнесу в России? Какие задачи Вы ставите перед возглавляемым Вами ведомством в отношении развития партнерства двух стран?

– Швейцарский центр содействия бизнесу в России (Swiss Business Hub Russia) – московское представительство официальной организации по продвижению международной торговли и инвестиций Switzerland Global Enterprise (S-GE). Центр является частью посольства Швейцарии и способствует развитию экспорта товаров и услуг в Россию, а также популяризирует идеи и осуществляет продвижение возможностей для ведения бизнеса в Швейцарии.

Swiss Business Hub Russia (Швейцарский центр содействия бизнесу в России при Посольстве Швейцарии в Москве) оказывает услуги для малого и среднего бизнеса из Швейцарии и Лихтенштейна по расширению присутствия на рынке России. Также центр оказывает поддержку для российских компаний, заинтересованных в открытии собственного подразделения в Швейцарии или поиске швейцарских деловых партнеров

Двухсторонние экономические отношения между нашими странами развиваются успешно, но я убежден в том, что потенциал партнерства реализован не полностью, поэтому мы ставим себе задачи развивать его дальше. Для этого мы предоставляем информацию о бизнес-возможностях и помогаем наладить контакты.

– И в каких же отраслях можно более полно раскрыть этот потенциал? Чем интересна Россия?

– Традиционно швейцарские компании успешно работают в таких отраслях, как фармацевтика, машиностроение, производство электронных товаров и инструментов и, конечно, в сфере потребительских товаров.

Хочу отметить, что помимо известных швейцарских глобальных лидеров существует большое количество малых и средних игроков, как правило, занимающих узкую нишу, в которой они часто претендуют на технологическое лидерство. Я думаю, что такие компании особенно интересны потенциальным российским партнерам. Как правило, они очень открыты и готовы к совместному поиску оптимального формата сотрудничества.

– Насколько, по Вашему мнению, в России сформирован инвестиционный климат?

– За последние годы, несомненно, многие сферы деловой жизни в России стали более профессиональными. Рамки, создаваемые государством для бизнеса, стали более четкими и взаимодействие с государственными властями более удобным. Об этом, например, свидетельствует улучшенный показатель «легкости ведения бизнеса» Всемирного банка. Если говорить именно об инвестициях, то главный вызов – это слабость некоторых общественных институтов, в особенности тех, которые касаются частной собственности и судов. Именно такую точку зрения выражают наши клиенты – представители малого и среднего бизнеса.



Химическая промышленность – одна из важнейших отраслей швейцарской экономики

– Какие швейцарские компании ведут сегодня бизнес в России в нефтегазовом секторе и сопутствующих отраслях? О каких успешно реализованных совместных проектах Вы могли бы рассказать?

– Швейцарские компании успешно поставляют технологии и специализированную химию в российский нефтегазовый сектор. Примеры таких технологий включают в себя оборудование и решения для процессов разделения в нефтехимии, компрессоры и установки подготовки газа, детали механического инжиниринга для бурения, как например: коробки передач для высоких мощностей, детали для строительства нефте- и газопроводов, в том числе – соединения без сварки. Наконец, Швейцария производит инструменты, в том числе для работы во взрывоопасной среде.

Помимо компаний с мировым именем, как ABB или Sulzer, в этом секторе работают малые высокотехнологичные и высокоспециализированные предприятия, о которых знают только эксперты рынка. Например Enerproject SA – производитель газокомпрессорного оборудования из кантона Тичино реализует проекты в России совместно со своим партнером – компанией ЭНЕРГАЗ. Недавний пример их сотрудничества – оснащение Грозненской ТЭС тремя компрессорными установками Enerproject. Оборудование швейцарское, запуск и обслуживание обеспечили российские специалисты Группы ЭНЕРГАЗ.

– Какие особенности работы швейцарских компаний в России Вы могли бы обозначить? И каковы особенности работы российских компаний в Швейцарии?

– Что касается швейцарских компаний в России, то, наверное, главная сложность на начальной стадии – это поиск подходящего и надежного партнера. От этого многое зависит, и этот момент следует крайне тщательно проработать. Швейцарский центр содействия бизнесу как раз очень часто поддерживает швейцарские компании, которые предпринимают первые шаги на российском рынке в этом направлении.

Если говорить о работе российских компаний в Швейцарии, то ситуация принципиально отличается тем, что чаще всего Швейцария не рассматривается как отдельный рынок. У российских компаний, которые открывают свой бизнес в Швейцарии, амбиции глобальные или как минимум европейские. Они рассматривают Швейцарию в качестве площадки, через которую завоевываются самые разные рынки. Такую стратегию можно, например, наблюдать у российских IT-компаний.

– Какие опасения останавливают швейцарские компании развивать бизнес в России?



Самые мощные в России винтовые компрессорные установки Enerproject обеспечивают топливным газом турбины Грозненской ТЭС



ДКС низкого давления на базе установок Enerproject перекачивает низконапорный ПНГ на Варандейском месторождении ЛУКОЙЛ-Коми

– На данный момент очень сложно говорить об опасениях, поскольку все зависит от глубины глобального кризиса, который сейчас только разворачивается и который Россию не минует. Если оставить в стороне нынешний кризис, за последние годы многие компании, являющиеся нашими клиентами, внимательно следят за тем, какую модель развития в дальнейшем выберет Россия. Здесь имеются в виду такие категории, как огосударствление бизнеса или открытость/авторкия. Швейцарский бизнес в любом случае будет продолжать работать на российском рынке, но модели сотрудничества будут зависеть от этих стратегических решений.

– Не секрет, что российские предприятия нуждаются в европейских технологиях, но технологии не производятся на продажу, они разрабатываются в исследовательских центрах внутри компаний «для собственного потребления». По Вашим ощущениям, насколько охотно швейцарские компании готовы делиться этими технологиями с российскими предприятиями?

– Я убежден, что здесь есть интересные перспективы для сотрудничества со швейцарским малым и средним бизнесом. Если говорить о развитии технологии, то у российских предприятий есть, грубо говоря, два пути: либо самим развивать собственные технологии, либо приобрести готовые технологии путем партнерства с крупным зарубежным игроком. Первый путь – процесс, который требует значительных временных затрат, второй путь обозначает определенную утрату контроля. Есть однако же третий путь, который состоит в том, чтобы компания сама развивала свои технологии, но при этом прибегала к специализированным инжиниринговым компаниям, которые могут помочь ускорить процесс. Я знаю, что это делается в других отраслях, и предполагаю, что это тоже применимо к нефтегазовой отрасли.

– Как Вы считаете, влияние санкций отражается только на российских компаниях, против которых направлены запретительные меры, или они сказываются и на европейских партнерах России?

– Во-первых, важно понимать, что Швейцария не применяет санкции ни Евросоюза, ни США. Наша нейтральная позиция состоит в том, что мы предприняли определенные меры для того, чтобы наша территория не была использована для обхода санкции.

Что касается влияния западных санкций и российских контрсанкций на швейцарский бизнес, то оно, естественно, есть, в том смысле, что любые ограничения мешают развитию экономической деятельности.

– Каковы, по Вашему мнению, перспективы сотрудничества России и Швейцарии в нефтегазовой отрасли? Расскажите о планах Швейцарского центра содействия бизнесу по развитию партнерских отношений на ближайшую перспективу.

Осенью, с 26 по 30 октября, мы соберем группу швейцарских компаний на бизнес-миссию в нефтегазовой отрасли в Москву и Астрахань. Мы уже получили очень хороший отклик со стороны наших компаний и убеждены в том, что бизнес-миссия состоится в интересном составе. Это будет наш конкретный вклад в развитие партнерских отношений в этом году!

– Как я говорил выше, швейцарские компании успешно работают в нефтегазовой отрасли в России, включая и большие корпорации, и предприятия поменьше. Некоторые из этих компаний уже локализовали, по крайней мере, часть продукции в России, другие пока только набирают обороты. Мы определенно видим потенциал для дальнейшего развития, поэтому мы в этом году инвестировали в небольшое исследование российской нефтегазовой отрасли с точки зрения потенциала для швейцарских предприятий. Мы хотим использовать это исследование, в первую очередь, для швейцарского малого и среднего бизнеса.

Швейцарский центр содействия бизнесу занимается продвижением международной торговли и инвестиций, в том числе через организацию швейцарских павильонов на выставках. ●

Keywords: *Swiss Business Hub Russia, Russian-Swiss partnership, oil and gas industry, small and medium-sized businesses, investment climate.*

О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД…



Частные нефтяные компании приглашают к шельфу

В апреле 2010 года Минэнерго высказало готовность обсуждать с негосударственными нефтяными компаниями их планы по разработке шельфа. Согласно действующему законодательству о недрах, работать на шельфе могут только две государственные компании – Газпром и Роснефть. Однако в Минприроде полагают, что этих двух компаний недостаточно.



• Комментарий Neftegaz.RU

В марте 2020 г. Госдума приняла законопроект о льготах для инвесторов, работающих в Арктике. Резидентом Арктической зоны смогут стать ИП и коммерческие организации, зарегистрированные в Арктической зоне. Резидентам полагаются налоговые льготы: нулевая ставка по налогу на прибыль в течение десяти лет; снижение налога на добычу нефти и газа до 5 % на 15 лет; нулевая ставка по НДПИ в течение 12 лет для производства сжиженного газа и газохимии; нулевая ставка НДПИ в течение первых 12 лет с поэтапным выходом на полную ставку с 13 года по 17 год – для новых нефтяных провинций в Восточной Арктике. Правительство надеется, что с этим законопроектом к 2030 году удастся привлечь в Арктику частные инвестиции в размере 7 трлн руб.

Бурятии дадут газу

Президент Бурятии намерен продолжать газификацию региона. Об этом В. Наговицын заявил 26 апреля 2010 года, выступая с ежегодным посланием к Народному Хуралу республики. «В 2010–2011 годах предусматривается газификация за счет увеличения поставок сжиженного газа с заводов «Газпрома» железнодорожным транспортом до станции Онохой (Транссиб)», – отметил глава республики.

• Комментарий Neftegaz.RU

В 2020 г. правительство Республики Бурятия и «Газпром СПГ технологии» изучат возможность газификации региона с использованием СПГ. Для реализации проекта стороны уже наметили всесторонний план действий, охватывающий все его этапы – от ГРР до привлечения финансирования под строительство комплекса сжижения.



Главным вопросом в газификации Бурятии до сих пор остается спрос на газ. Низкий потенциал потребления газа не позволил ранее реализовать проект по газификации региона. Власти республики в последние годы неоднократно поднимали вопрос газификации, что позволило бы отказаться от использования угольных и мазутных котельных, которые вредят экологии.

Россия даст миру больше нефти

Международное энергетическое агентство пересмотрело в сторону увеличения прогноз на 2010 г. производства нефти странами, не входящими в ОПЕК. Согласно опубликованной им сегодня новой оценке, в 2010 г. на мировой рынок дополнительно поступит 600 тыс. барр./сутки.

• Комментарий Neftegaz.RU

В 2020 г. Россия по-прежнему готова дать миру больше нефти, однако теперь члены ОПЕК к этому не готовы. В марте 2020 г. в Вене страны соглашения ОПЕК+ не смогли договориться об условиях продления соглашения после окончания первого квартала 2020 г. Россия отказалась сокращать добычу до 1,5 млн барр./сутки в первом квартале и до 500 тыс. барр./сутки во втором. В итоге с 1 апреля 2020 г. все участники соглашения ОПЕК+ будут свободны от ограничений по добыче нефти. Об увеличении добычи и экспорта нефти, а также о снижении цен и скидках уже объявили Саудовская Аравия, ОАЭ, Кувейт и Ирак. Результатом срыва соглашения ОПЕК+ стала дестабилизация нефтяного рынка и резкое падение цен на нефть. Одной из причин отказа России снижать добычу нефти стали технические сложности. ●

СПГ В РОССИИ

Путь производственных мощностей

СОПЕРНИЧЕСТВО США И РОССИИ В СФЕРЕ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ НАЧАЛОСЬ ЕЩЕ ВО ВТОРОЙ ПОЛОВИНЕ XIX В. РАЗДЕЛ НЕФТЯНОГО РЫНКА МЕЖДУ ДВУМЯ ВЕЛИКИМИ ДЕРЖАВАМИ С ПЕРЕМЕННЫМ УСПЕХОМ ПРОДОЛЖАЕТСЯ ДО СИХ ПОР, А С СЕРЕДИНЫ ПРОШЛОГО ВЕКА АКТИВИЗИРОВАЛАСЬ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ ИНЖЕНЕРОВ И УЧЕНЫХ ОБЕИХ СТРАН В ОБЛАСТИ КРИОГЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, КОТОРЫЕ СЕГОДНЯ НАИБОЛЕЕ ВОСТРЕБОВАНЫ НА РЫНКЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА

THE RIVALRY BETWEEN THE UNITED STATES AND RUSSIA IN THE FIELD OF HYDROCARBON PRODUCTION BEGAN IN THE SECOND HALF OF THE 19TH CENTURY. THE OIL MARKET-SHARING BETWEEN THE TWO GREAT POWERS WITH MIXED SUCCESS CONTINUES TO THIS DAY, AND FROM THE MIDDLE OF THE LAST CENTURY, THE ACTIVITIES OF ENGINEERS AND SCIENTISTS OF BOTH COUNTRIES IN THE FIELD OF CRYOGENIC TECHNOLOGIES, WHICH ARE MOST IN DEMAND ON THE NATURAL GAS MARKET, HAVE INTENSIFIED

Ключевые слова: *сжиженный природный газ, малотоннажный СПГ, арктический каскад, газовая отрасль, экспорт СПГ, заводы, история газовой отрасли, СПГ-проекты.*

Карпов Алексей Борисович
ассистент кафедры Газохимии РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Мещерин Игорь Викторович
доцент кафедры Газохимии РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, к.т.н.

Козлов Андрей Михайлович
доцент кафедр Газохимии и Оборудования нефтегазопереработки РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, к.т.н.

Бутырская Ксения Георгиевна
старший преподаватель кафедры сооружения и ремонта газонефтепроводов и хранилищ РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В 1944 г. после запуска первого в мире завода СПГ (в штате Огайо США) в СССР создается правительственная комиссия под руководством заместителя председателя Совета народных комиссаров Сабурова М.З. по изучению возможностей аналогичного советского производства [1].

Первый проект завода СПГ появился в нашей стране в 1945–1947 гг., когда остро встал вопрос о регулировании суточной неравномерности потребления газа из газопровода «Саратов – Москва». Было принято решение о строительстве в конце газопровода (ныне поселок Развилка Московской области) завода по сжижению природного газа. По мере появления избытка природного газа завод должен был его сжижать, извлекая при этом гелий. Полученный таким образом сжиженный газ, хранящийся в специальных наземных изотермических хранилищах, при появлении дефицита путем регазификации должен был снова превращаться в газ и подаваться потребителям.

Однако этому решению не суждено было сбыться. Мир вступал в эпоху холодной войны, и американские фирмы, которые по ленд-лизу должны были комплексно поставлять оборудование для газопровода, отказались от завершения поставки оборудования для этого завода. СССР же в то время не располагал собственным производством изотермических резервуаров для хранения в них сжиженного природного газа при температуре -165 °С [2]. В результате от СПГ отказались и проект был переориентирован на газгольдерное хранение под давлением.

Рассматривался и экспортный вариант производства. В 1949 году правительственная комиссия по изучению возможностей производства СПГ пришла к выводу, что в СССР наиболее оптимальным сырьем для СПГ, который будет в основном экспортным продуктом, является газ Нижнего и Среднего Поволжья. Экспортировать продукт планировали через Астрахань или Новороссийск. К концу 1953-го планировалось утвердить окончательный вариант, как сейчас говорят, СПГ-кластера – южнее г. Куйбышева или вблизи Астрахани. Но уже весной того же года проект, как и многие другие индустриальные планы, был отменен [1].

В тот же период было решено отказаться от хранения газа в газгольдерах и построить в подмосковном поселке Развилка установку СПГ. Мини-завод СПГ был построен в 1953 году. В 1954 году получен жидкий метан, освоена

СПГ-проекты в России

- **1944** — В СССР создается **правительственная комиссия** по изучению возможностей производства СПГ
- **1945–1947** — **Первый проект** завода СПГ в СССР
- **1953** — Построен **мини-завод СПГ** в п. Развилка
- **1954** — Освоена схема производства **жидкого метана**
- **80-е** — **ВНИИГАЗ разработал** «Генеральную схему размещения комплексов СПГ для покрытия пиковых нагрузок газопотребления в СССР»
- **1983** — Разработки по использованию СПГ в качестве **моторного топлива**
- **1989** — **Опытный самолет ТУ-155**, один из моторов которого использовал для работы СПГ, поднялся в воздух
- **90-е** — **Разработан ТУ-156** на СПГ, проект закрыт из-за недостатка финансирования
- **1991** — **Полностью заморожены** исследовательские, проектные работы по использованию СПГ в качестве моторного топлива
- **1993** — Опытное **производство СПГ** появилось под Петербургом
- **1999** — **Малотоннажные производства СПГ** на газораспределительной станции «Никольское»
- **2002** — **Малотоннажные производства СПГ** на газораспределительной станции «Выборг»; На АГНКС в г. Первоуральске начато **сжижение газа** в рамках НИОКР
- **2004** — На **АГНКС-500 «Развилка»**, спустя 30 лет, возобновлено производство СПГ
- **2005** — «Газпром» осуществил **первую поставку** СПГ на американский рынок
- **2006** — Правительство снизило **экспортную пошлину на СПГ** до нуля; Начаты **подготовительные работы** на площадке Видяево для СПГ Штокман
- **2009** — СПГ с проекта «Сахалин-2» **отправлен на азиатский рынок**
- **2010** — Организовано **малотоннажное производство** на АГНКС в Кингисеппе; **Запуск КСПГ** на ГРС-4 Екатеринбург
- **2011** — «Газпром» **начал откладывать** Штокман
- **2013** — **Комплекс** мощностью 3 т/ч на ГРС в Калининградской области; **Частичная либерализация** экспорта СПГ
- **2014** — В Пермском крае вводится проект по **автономной газификации** с использованием СПГ
- **2016** — **Начало строительства комплекса СПГ** в районе КС «Портовая»; **Малотоннажный завод** в Пскове
- **2017** — Запущена **первая линия** завода «Ямал СПГ»
- **2018** — Запущены **вторая и третья линии** завода «Ямал СПГ»; **НОВАТЭК запатентовал** технологию сжижения газа «Арктический каскад»
- **2019** — **Терминал** по производству и перегрузке СПГ в порту Высоцк; «Криогаз-Калининград» **завершил строительство** малотоннажного комплекса СПГ производительностью 7 т/ч



РИС. 1. Опытный завод в пос. Развилка (в 1970-х)

схема его производства, слива в спецхранилища и регазификации с возвратом в газопровод «Саратов–Москва» [3].

Следующие попытки нашей страны развивать индустрию СПГ начались в 1970-х годах, когда Министерство газовой промышленности СССР рассматривало возможность поставок газа на американский рынок в период относительной разрядки во время Холодной войны. Проект «Северная Звезда» в начале 1970-х годов предполагал участие американских компаний в потенциальной разработке газовых месторождений на полуострове Ямал, газопровода в Мурманск, где должен был быть построен завод по сжижению газа и последующий экспорт СПГ на американский рынок [4].

Примерно в это же время шли переговоры с Японией о поставках газа из Якутии для сжижения на тихоокеанском побережье. Оба проекта закончились ничем, и продуманная стратегия по производству СПГ была затем отложена, поскольку президент США Рональд Рейган остановил все сотрудничество с Советским Союзом, тем самым заставив Россию возвращаться к своей традиционной роли экспортера трубопроводного газа в Европу. Технологии производства СПГ отошли на второй план.

В 80-х годах ВНИИГАЗом была разработана «Генеральная схема размещения комплексов СПГ для покрытия пиковых нагрузок газопотребления в СССР», первым пилотным проектом в которой стал комплекс по производству и хранению СПГ в Ереване. Но в 1989 году на стадии 95-процентной готовности его строительство было заморожено [5].

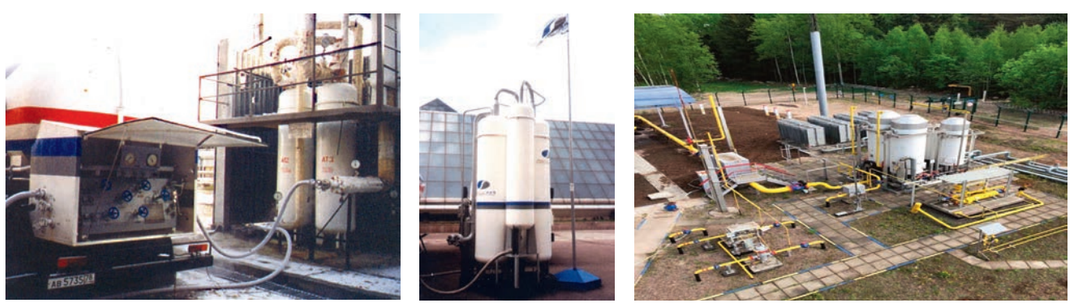
Также шли разработки по использованию СПГ в качестве моторного топлива. «Госплану СССР и Государственному комитету СССР по науке и технике подготовить с участием заинтересованных министерств и ведомств и представить в ноябре 1983 г. в Совет Министров СССР предложения по применению в качестве моторного топлива на автомобилях и тепловозах сжиженного природного газа», – говорилось в постановлении Совета министров СССР № 1041.

В 1989 г. опытный самолет ТУ-155, один из моторов которого использовал для работы СПГ, поднялся в воздух. Этот и последующие полеты показали реальную перспективу использования в авиации метана. В 90-х на базе ТУ-155 был разработан ТУ-156 на СПГ, однако из-за недостатка финансирования проект был закрыт. «Все опытные разработки, – по словам Седых А.Д. – автора книги «По пути к большому газу», – снабжались сжиженным газом с завода в Развилке». С 1991 года положение изменилось в корне. Были полностью заморожены исследовательские, проектные, внедренческие работы по данной тематике.

В 1990-е годы «Газпром», взявший под свой контроль российский экспорт газа, а также большую часть его добычи в постсоветскую эпоху, время от времени упоминал о возможных проектах СПГ в Баренцевом море или на побережье Балтийского моря.

В начале 90-х по инициативе будущего министра энергетики Петра Родионова «Лентрансгаз», «Уралтрансгаз» и «Пермтрансгаз» учредили специализированную компанию «Криогаз». Первое же в России (но второе на постсоветском пространстве) опытное производство СПГ появилось в Петродворце под Петербургом в 1993 году. Установка, работающая по дроссельному циклу высокого давления, имела производительность 400 кг в час. Проект разрабатывался «Гипроспецгазом» под руководством Валерия Финько и Геннадия Шахова. Были апробированы вихревая труба, теплообменники и резервуары.

Затем, благодаря энергии Сергея Сердюкова, появились малотоннажные производства СПГ на газораспределительных станциях «Никольское» (1999 г.) и «Выборг» (2002 г.) в Ленинградской области. Потребителями СПГ с мини-заводов в основном являлись крупные промышленные



а) б) в)

РИС. 2. Установки СПГ в Петродворце (а), на ГРС «Никольское» (б) и ГРС «Выборг» (в)

предприятия и другие объекты автономной газификации. Тогда же была исследована проблема стратификации СПГ в резервуарах.

В первом десятилетии 2000-х годов в мире произошел настоящий всплеск активности, связанный с СПГ-проектами. Катализатором вновь стал потенциал американского рынка. Растущий спрос на СПГ побудил «Газпром» разработать новую стратегию развития криогенного сегмента и рассмотреть три проекта: Штокман (Штокмановское месторождение в Баренцевом море), завод СПГ в Усть-Луге на Балтийском море под Санкт-Петербургом и проект «Харасавэй» на полуострове Ямал в Западной Сибири. Кроме того, компания начала переговоры по инвестициям в проект «Сахалин-2» на Дальнем Востоке России, имея потенциал для продажи СПГ в Азию.

В это же время с целью закрепления российского игрока в глобальной торговле СПГ формируется компания «Газпром маркетинг и трейдинг» [6] и ее специализированный филиал «Газпром СПГ глобал».

Коммерческая и политическая логика перехода России на СПГ была очень сильна. «Газпром» стремился осваивать новые рынки, на которые не могли вывести трубопроводы, особенно в Северной Америке и Азии, а также стремился заявить о себе как о мировом газовом гиганте с широким и гибким портфелем вариантов поставок.

С политической точки зрения была очевидна возможность расширения геостратегических связей с широким кругом стран на основе прочного торгового взаимодействия, поэтому российское правительство также стремилось сделать СПГ новой областью специализации газового холдинга, чтобы катализировать развитие энергетической экономики. Соответствующая задача была поставлена «Газпрому», и для достижения этих целей, пользуясь своей монополией на экспорт газа, компания начала активно взаимодействовать с международными партнерами в новой сфере.

Хотя «Газпром» взял под свой контроль Штокмановское месторождение в Баренцевом море еще в 1995 году, только



РИС. 3. Производственный комплекс «Пригородное» (Сахалин)

в начале 2000-х годов компания обратила свои взоры за пределы европейского газового рынка в сторону СПГ-возможностей, которые могли сделать ее глобальным газовым игроком. Действительно, в своем ежегодном отчете за 2005 год [7] «Газпром» объявил о своей первой поставке СПГ на американский рынок, и в течение оставшегося десятилетия компания продолжала придавать СПГ все большее значение в своей долгосрочной стратегии.

Российское правительство разделяло энтузиазм компании, рассматривая СПГ как путь к достижению ряда ключевых целей, поэтому энергетическая стратегия, опубликованная в 2009 году, также предусматривала быстрый рост объемов производства российского СПГ – планировалось достичь 15% от общемирового объема. Для достижения этой цели российское правительство в 2006 г. предоставило стимул путем снижения экспортной пошлины на СПГ до нуля (по сравнению с 30%-ной ставкой для экспорта трубопроводного газа). Освобождение от пошлины должно было оказать прямую господдержку «Штокману», но, как показала история, впоследствии ею воспользовался «НОВАТЭК» для проекта «Ямал СПГ».

Несмотря на то, что многие элементы первоначальной стратегии остаются актуальными и сегодня, ряд глубоких изменений на мировом газовом рынке вынудил впоследствии российские власти пересмотреть детализацию планов страны по сжижению природного газа.

Особая проблема заключалась в том, что большинство ранних планов «Газпрома» были нацелены на западные рынки, особенно на США, хотя в 2005–2006 годах возник интерес к Азии, когда «Газпром» начал переговоры и в конечном итоге приобрел 50% плюс одну акцию в проекте «Сахалин-2», выкупив свою долю у «Shell» и японского консорциума. При этом «Shell» продолжала управлять проектом до тех пор, пока он не был запущен в 2009 г., и таким образом в первые годы своего участия «Газпром» фактически был портфельным инвестором.

«Сахалин-2» отправил свой первый груз на азиатский рынок в апреле 2009 г., и теперь «Газпром» взял под свой контроль оператора проекта «Сахалин Энерджи». Уверенность в будущем СПГ начала расти, и в презентации своей стратегии в феврале 2010 года компания вновь подтвердила потенциал добычи на Ямале, Штокмане и Сахалине для обслуживания североамериканского и азиатского рынков.

В течение следующих двух лет компания продолжала уделять значительное внимание Штокману в качестве жизнеспособного СПГ-проекта, но, к сожалению, совокупность последствий экономического кризиса 2008–2009 года и роста добычи сланцевого газа в США привели к тому, что по мере роста сметной стоимости разработки спрос на газ значительно упал.

Несмотря на это, «Газпром» совместно с «Total» и «Statoil» сформировал проектную компанию,



а)



б)

РИС. 4. Установки СПГ на АГНКС в г. Первоуральске (а) и в пос. Развилка (б)

которая была свернута уже в августе 2012 года. В 2013 году газовая монополия, заявила, что месторождение будет разрабатываться только «будущими поколениями».

По другой – конспирологической – версии, Штокман был закрыт из-за конфликта интересов с «Total» и «Statoil» и набравшим сегодня ход НОВАТЭКом.

Тем не менее провал этого проекта в некоторой степени отразился на способности «Газпрома» отойти от своего основного трубопроводного бизнеса и, возможно, стал предвестником его будущих проблем с развитием СПГ-бизнеса.

Параллельно с «гигантами» СПГ-отрасли в стране продолжали появляться и развиваться новые малотоннажные установки.
В 2002 году сжижение газа в рамках НИОКР было начато на АГНКС в городе Первоуральске Свердловской области на базе «Уралтрансгаза». В Московской области производство СПГ после почти 30-летнего перерыва было возобновлено в 2004 году, когда ожижитель природного газа заработал на автомобильной газонаполнительной компрессорной станции АГНКС-500 «Развилка» [8].

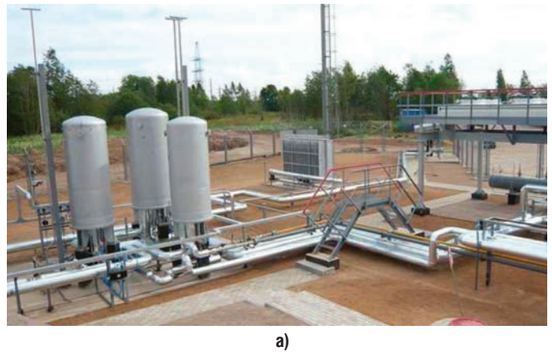
В 2006 году прошла модернизацию установка на ГРС «Никольское». Еще одно малотоннажное производство (производительностью 800 кг в час) в Ленинградской области было организовано в 2010 году на автомобильной газонаполнительной компрессорной станции в Кингисеппе.

В 2008–2010 гг. в рамках реализации программы организации на полигоне Свердловской железной дороги опытной эксплуатации тепловозов на сжиженном и сжатом природном газе на ГРС-4 г. Екатеринбурга был построен комплекс сжижения газа производительностью 3 т/ч [9].

Руководство страны начало уделять все большее внимание СПГ в контексте «поворота России на Восток». В феврале 2013 года на заседании президентской энергетической комиссии было заявлено: «Если мы не будем проводить активную политику, то рискуем почти полностью потерять этот рынок» [10]. Позже в том же году за этим заявлением последовало решение частично либерализовать экспорт СПГ.

Со стороны новых конкурентов «Газпрома» – «Роснефти» и «НОВАТЭКа» в повестке дня энергетической политики появились СПГ-проекты. «Роснефть» начала масштабное расширение своего внутреннего газового бизнеса и добавила к своему портфелю планов завод «Дальневосточный СПГ», первоначально размещавшийся на Сахалине, но затем перенесенный на материк, на место существующего нефтяного терминала в Де-Кастри.

«НОВАТЭК», чей проект «Ямал СПГ» на полуострове Ямал разрабатывался в течение десяти лет, активно занимался маркетинговыми мероприятиями и закупочными контрактами, а также успешно привлекал иностранных спонсоров.



а)



б)

РИС. 5. КСПГ на АГНКС в г. Кингисеппе (а) и на ГРС-4 в г. Екатеринбурге



а)



б)



в)

РИС. 6. КСПГ в Калининграде (а), Пскове (б) и Пермском крае (в)

Тем временем «Газпром» начал ориентироваться на торговлю СПГ и малотоннажные проекты, направленные на поставку газа для транспортного рынка.

Дочерние компании запускают в 2013 г. комплекс мощностью 3 т/ч на ГРС в Калининградской области и в 2016 г. аналогичный комплекс – в Псковской области. Основными направлениями поставок СПГ становится Северо-Западный регион России и экспорт в Европу [11]. А вот одна из первых установок СПГ на ГРС «Выборг» в 2015 году выводится из эксплуатации и консервируется [12]. В декабре 2014 года в Пермском крае вводится проект по автономной газификации с использованием сжиженного природного газа. Оборудование было поставлено немецкой компанией «Cryotec» для двух комплексов, однако второй так и не был построен.

В том же году «Газпром» также представил планы по новому крупномасштабному проекту (10–15 млн тонн/год) во Владивостоке с поставками сырьевого газа из широко анонсированного газопровода «Сила Сибири». На тот момент многим аналитикам казалось, что к 2020 году «Газпром» сможет производить до 25–35 млн тонн СПГ в год.

По планам проект «Балтийский СПГ» должен был быть запущен в эксплуатацию к 2019 году, завод во Владивостоке – к 2018 году. Компания также подписывает соглашение с «Shell» о расширении «Сахалина-2» и строительстве там третьей технологической линии.

Однако к 2016 году стало ясно, что, грандиозные амбиции сами по себе не ведут к результату. Чуть ранее в «Газпроме» был ликвидирован Департамент стратегического развития, который долгое время был драйвером создания в компании нового сегмента бизнеса. Динамика рыночных условий и растущие сложности координации одновременного ведения нескольких крупных инженерных проектов, в том числе с использованием технологий, по которым у компании было мало опыта, вызывали значительные задержки.

В феврале 2016 года «Владивосток СПГ» был отложен из-за неопределенности в отношении поставок газа и экономики проекта, «Балтийский СПГ» был отодвинут на 2021 год, а расширение «Сахалина-2» также осталось под вопросом на фоне путаницы с источником газа для проекта.

При этом в 2016 году начато строительство комплекса по производству, хранению и отгрузке сжиженного природного газа в районе КС «Портовая» (Комплекс СПГ КС «Портовая»), расположенного в Выборгском районе Ленинградской области на северо-восточном побережье Финского залива.

Проектная производительность Комплекса составит 1,5 млн тонн в год. Объект ориентирован, в частности, на рынки стран региона Балтийского и Северного морей, бункеровку судов СПГ в Балтийском море, а также для газоснабжения Калининградской области через морской терминал по приему газа и плавучую регазификационную установку «Маршал Василевский» [13]. По первоначальным планам завод должен был быть запущен в 2018 году, однако потом сроки запуска были перенесены сначала на 2019 год, а потом сдвинуты уже на 2020 год.

В то же время в апреле 2016 года из китайского порта Циндао в порт Сабетта начались поставки крупнотоннажных модулей завода



РИС. 7. Комплекс СПГ КС «Портовая»



РИС. 8. Завод «Ямал СПГ»

«Ямал СПГ». Всего за период строительства завода с 2014 г. ввезено 129 модулей общим весом более 613 тыс. т. Последние модули для завода прибыли в середине 2017 года.

Первая линия «Ямал СПГ» была запущена по плану, в декабре 2017 г., а дальше проект реализовывался опережающими темпами: вторая линия запущена в августе 2018 г. (на 6 месяцев раньше срока), третья линия стартовала в декабре 2018 г. (более чем на год раньше срока).

Очевидно, что «Ямал СПГ» действительно обошел СПГ-проекты «Газпрома». Уже в конце 2017 г. «НОВАТЭК» представил свою стратегию ведения бизнеса до 2030 года с амбициозным планом развития компании. Основное место в нем уделялось производству и экспорту сжиженного природного газа (СПГ). По планам производственные мощности к 2030 году должны достигнуть 55–57 млн тонн СПГ, а после 2030 года – уже 70 млн тонн.

«НОВАТЭК» в своей стратегии довольно много внимания уделил созданию российской промышленной технологии производства СПГ, которой, по сути, не было в стране. В 2018 г. компания запатентовала технологию сжижения природного газа по циклу высокого давления с предохлаждением этаном и переохлаждением азотом «Арктический каскад» и в том же году приступила к строительству четвертой опытно-промышленной линии в рамках «Ямал СПГ». Производительность этой линии составит порядка 0,9 млн т СПГ в год. И пусть технологические подходы, лежащие в основе нового производства, не выглядят научно-обоснованными, отечественная промышленность получила значительный опыт.

На фоне успехов «НОВАТЭКа» в 2017 году «Газпром» реанимировал «Владивосток СПГ», правда, уже в ином формате – с переориентацией под поставку топлива для бункеровки судов. Теперь проект предполагает строительство в районе Владивостока завода по производству сжиженного природного газа мощностью до 1,5 млн т/год.

Деятельность «гигантов» индустрии СПГ в России в последние годы привела к активизации независимых производителей СПГ. В 2016 году на железнодорожной станции Нижний Бестях в Республике Саха (Якутия) построен СПГ завод мощностью около 1 т/ч. В 2017 году «Сибирь-Энерго» ввела в эксплуатацию завод мощностью 1,5 т/ч в Кемеровской области. А в 2018 году «ПСК «Сахалин» запустила в селе Дальнее (о. Сахалин) установку мощностью 1,6 т/ч.

В 2018 году на месте демонтированной установки СПГ на АГНКС в поселке Развилка Московской области компанией «Газпром газомоторное топливо» запущен мобильный комплекс по производству сжиженного природного газа мощностью 0,6 т/ч.

Следующим реализованным, но уже среднетоннажным проектом «НОВАТЭКа» стал проект Высоцк СПГ мощностью 660 тыс. т в год с ресурсной базой магистрального газопровода «Ленинград – Выборг – Госграница» [13]. Терминал по производству и перегрузке сжиженного природного газа в порту Высоцк Ленинградской области – интегрированный проект по производству, хранению и отгрузке СПГ потребителям, который реализован в 2019 г. совместным предприятием «НОВАТЭКа» и «Газпромбанка».

В конце 2019 года компанией «Криогаз-Калининград» завершены работы по строительству второго малотоннажного комплекса в Калининградской области производительностью 7 т/ч.

В течение многих лет «Газпром» находился в авангарде российской стратегии СПГ, которая изначально была направлена на освоение запасов острова Сахалин для азиатского рынка и развития Штокмановского СПГ и Балтийского СПГ для рынков в Атлантическом бассейне. Хотя первый проект был успешным, во многом благодаря раннему партнерству с «Shell», последние проекты разочаровали, и в результате правительство решило дать возможность новым игрокам выйти на российскую СПГ-арену. «НОВАТЭК» не упустил свой шанс и после успешного развития «Ямал СПГ» стал чемпионом России по СПГ. «Роснефть» действовала медленнее, поэтому все еще находится на пороге СПГ-отрасли. Но и «Газпром» не сдается, в 2019 году переформатировав проект «Балтийский СПГ» в Комплекс переработки этансодержащего газа (КПЭГ) в Усть-Луге, компания планирует в рамках перспективной связки ГПЗ-ГХК организовать производство СПГ мощностью 13 млн т. Тем временем «НОВАТЭК» продолжает развивать как новые крупнотоннажные проекты, такие как «Арктик СПГ-2», «Обский СПГ» и «Арктик СПГ-1», так и малотоннажные (завод 5 т/ч в Магнитогорске), расширяя свое присутствие на рынке СПГ и охватывая различные сегменты применения СПГ, в т.ч. на транспорте.

Анализ показывает, что Россия не сможет претендовать на роль глобального газового игрока без значительного производства СПГ, поскольку ряд крупных рынков не доступен по трубопроводам. Не исчезли стратегические преимущества, связанные с превосходной сырьевой базой, выгодным расположением по отношению к основным потребителям и возможностями синергии с имеющимися трубопроводным и СПГ-бизнесом. Пусть страна сильно отстала «на старте» от лидеров отрасли, но потенциал ускорения отечественного СПГ очевиден. «Русские долго запрягают, но быстро ездят». ●



а)



б)



в)



г)

РИС. 9. Установки СПГ на станции Нижний Бестях, Республика Саха (Якутия) (а), в Кемеровской области (б), в селе Дальнее (о. Сахалин) (в) и в поселке Развилка Московской области (г)



РИС. 10. Терминал по производству и перегрузке сжиженного природного газа в порту Высоцк

Литература

1. *«Газовая перчатка» Америки [Электронный ресурс] / Игорь Плянко. – 2016: URL: http://www.stoletie.ru/ekonomika/gazovaja_perchatka_ameriki_216.htm (дата обращения – 06.04.2020).*
2. *Самсонов Р.О., Бузинов С.Н., Рубан Г.Н., Джафаров К.И. История организации подземного хранения газа в СССР – России // Георесурсы. 2010. № 4 (36) С. 2–7.*
3. *О компании [Электронный ресурс] URL: https://mgpz.ru/o-kompanii (дата обращения: 06.04.2020).*
4. *James Henderson, Vitaly Yermakov Russian LNG: Becoming a Global Force / OIES PAPER: Oxford Institute for Energy Studies. № NG 154. 2019. 31 p.*
5. *«Газпром» разжижается. Освоение рынка сжиженного природного газа будет происходить постепенно и планомерно / Газета «Коммерсантъ» № 93. 26.05.2004, С. 20. Our history [Электронный ресурс] URL: http://www.gazprom-mt.com/WhoWeAre/OurHistory/Pages/default.aspx (дата обращения: 06.04.2020).*
6. *Годовой отчет 2005 / М.: ОАО «Газпром». 2006. 124 с.*
7. *Перспективы производства СПГ [Электронный ресурс] / ЦДУ ТЭК – 2018: URL: http://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2018/1/457/ (дата обращения: 06.04.2020).*
8. *Крюков А.В. Развитие рынка СПГ в Уральском регионе // Газовая промышленность. 2018. № S1 (766). С. 30–34.*
9. *Заседание Комиссии по вопросам стратегии развития ТЭК и экологической безопасности [Электронный ресурс] / 2013: URL : http://kremlin.ru/events/president/news/17511 (дата обращения: 06.04.2020).*
10. *Кондратенко А.Д., Карпов А.Б., Козлов А.М., Мещерин И.В. Российские малотоннажные производства по сжижению природного газа // Нефтегазохимия. 2016. № 4. С. 31–36.*
11. *Технические сведения УСПГ г. Выборг [Электронный ресурс] URL:http://spb.gazpromlpg.ru/download/npa/npa_300718_1.pdf (дата обращения: 06.04.2020).*
12. *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.*

KEYWORDS: *lliquefied natural gas, low-tonnage LNG, Arctic cascade, gas industry, LNG exports, plants, history of the gas industry LNG projects.*

10 КРУПНЕЙШИХ АВАРИЙ В ИСТОРИИ МИРОВОГО НЕФТЕГАЗА

Крупные аварии в истории мировой нефтегазовой отрасли происходили не раз. Некоторые из них оборачивались экологическими катастрофами. Это негативный опыт, который специалистам крайне важно учитывать в своей деятельности, чтобы избежать повторения подобных ситуаций в будущем. Предлагаем вспомнить 10 самых серьезных происшествий XXI века



Июль 2000 года, Бразилия

на нефтеперерабатывающем заводе Petrobras произошла авария. В реку Игуасу вытекло свыше **3 тыс. тонн нефти**. Пятно начало распространяться по течению. Для ликвидации последствий было построено несколько заградительных барьеров и только благодаря пятому удалось остановить разлив нефти. Какая-то часть топлива была собрана с поверхности воды, другая ушла по специально построенным отводным протокам

Октябрь 2002 года

В октябре 2002 года на французском танкере **Limburg** прогремел взрыв. Судно следовало из Ирана и перевозило **почти 55 тыс. тонн нефти**. Пожарные пытались потушить пламя, но к утру следующего дня танкер уже догорел. Французы посчитали, что причиной взрыва стал теракт. Однако власти Йемена опровергли эту версию и предположили, что инцидент произошел из-за технической неисправности

Ноябрь 2002 года, Бискайский залив

Крупнейшая морская экологическая катастрофа в истории Европы произошла в водах Бискайского залива 13 ноября 2002 года. Топливное судно «Престиж» попало в сильный шторм и дало трещину, а затем раскололось на две части и затонуло недалеко от берегов Галисии. В воды Атлантического побережья попало около **80–90 тыс. тонн нефти**. После этого события Франция и Испания официально установили запрет на вход в воды танкеров, имеющих одинарный корпус

Август 2006 года, Филиппины

11 августа 2006 года на Филиппинах потерпел бедствие танкер Solar 1. Судно, перевозившее **2 тысячи тонн нефти**, ушло на глубину 300 метров в районе острова Гуимарис. Большая часть топлива попала в море. Побережье было сильно загрязнено. Операции по очистке заняли очень много времени. Правительственная комиссия признала, что причиной катастрофы стало нарушение правил транспортировки: корабль был перегружен примерно на 150 тонн

Июль 2003 года, Пакистан

Одной из крупнейших за последнее десятилетие считается катастрофа в Пакистане 27 июля 2003 года. Танкер Tasman Spirit сел на мель на подходе к порту у города Карачи, а затем раскололось надвое. Часть нефти из танкера успели перекачать. Но в море вылилось около **15 тыс. тонн топлива**. Авария привела к самой крупной в истории Пакистана экологической катастрофе, нефть залила километры пляжей

Декабрь 2007 года, Южная Корея

7 декабря 2007 года с нефтяным танкером Hebei Spirit, стоявшим на якоре в порту Инчхон на западном побережье Южной Кореи, столкнулась дрейфовавшая из-за поломки буксирного троса баржа Samsung I. Из-за повреждения обшивки танкера около **10 тыс. тонн сырой нефти** из него вытекло в Желтое море. Авария произошла в 8 км от побережья, и нефтяные пятна загрязнили около 300 км береговой линии

Ноябрь 2007 года, Керченский пролив

11 ноября 2007 года из-за шторма в Керченском проливе четыре судна затонули, шесть сели на мель и еще два получили повреждения. В результате разгула стихии танкер «Волгонефть-139» разломился надвое во время перевозки мазута. В воду вылилось около **2 тыс. тонн нефтепродукта**. Собрать его сразу помешала непогода. Поэтому часть мазута успела проникнуть на дно моря. Эта экологическая катастрофа стала самой масштабной в регионе

Апрель 2010 года, Мексиканский залив

Самой колоссальной экологической катастрофой признан взрыв 20 апреля 2010 года на нефтяной платформе Deepwater Horizon, бурившей скважину в Мексиканском заливе у побережья США. На платформе прогремел мощный взрыв газа, затем начался пожар. Позже платформа затонула. Взрыв и пожар привели к неконтролируемому выбросу нефти. Она поступала из поврежденной скважины в воды Мексиканского залива в течение нескольких месяцев. Утечка составляла около **700 тонн в сутки**

Декабрь 2014 года, Израиль

5 декабря 2014 года в пустыне Арава произошла самая крупная авария за всю историю Израиля. Из-за неосторожного проведения ремонтных работ был поврежден трубопровод, из которого вылилось около **3 тыс. тонн нефти**. В результате аварии сильно пострадали природоохранные зоны в области загрязнения. Ученые утверждают, что на восстановление окружающей среды загрязненного района потребуется много лет

Август 2012 года, Венесуэла

25 августа 2012 года на крупнейшем нефтезаводе Венесуэлы Paraguana Refining Center произошел мощный взрыв. Как выяснилось позже, причиной техногенной катастрофы стала утечка газа. Пожар перекинулся на расположенные поблизости трубопроводы, автомобили и казарму. Потушить его удалось только через три дня

ВТОРИЧНОЕ СЫРЬЕ ДЛЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕХИМИИ

проблемы и решения

РАССМОТРЕНЫ ПРОБЛЕМЫ В СФЕРЕ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКОЛОГИИ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕХИМИИ И НЕФТЕДОБЫЧИ ПО РЕАЛИЗАЦИИ ВАЖНЕЙШИХ НАЦИОНАЛЬНЫХ ПРОЕКТОВ. К ИХ ЧИСЛУ МОЖНО ОТНЕСТИ ЗАГРЯЗНЕНИЕ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА ВЫБРОСАМИ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ И ФОРМИРОВАНИЕ ФОТОХИМИЧЕСКОГО АГРЕССИВНОГО СМОГА, ЭМИССИЮ В АТМОСФЕРУ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ И СВЯЗАННОЕ С ЭТИМ ИЗМЕНЕНИЕ КЛИМАТА НА НАШЕЙ ПЛАНЕТЕ, ЗАГРЯЗНЕНИЕ ВОЛЖСКОГО БАССЕЙНА СТОКАМИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ, ОБУСЛОВЛИВАЮЩИХ ЦВЕТЕНИЕ ВОДЫ И ЗАСОЛЕНИЕ ОКРУЖАЮЩИХ ТЕРРИТОРИЙ, НАКОПЛЕНИЕ КРУПНОТОННАЖНЫХ ОТХОДОВ В ВИДЕ НЕФТЕШЛАМОВЫХ АМБАРОВ И ДРУГИЕ. ПРАКТИЧЕСКИ ПО ВСЕМ ПЕРЕЧИСЛЕННЫМ ПРОЕКТАМ ПРОВЕДЕНЫ ПРИКЛАДНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, ЗАЩИЩЕННЫЕ ПАТЕНТАМИ

THE PROBLEMS IN THE FIELD OF INDUSTRIAL ECOLOGY AT THE PETROCHEMICAL AND OIL PRODUCTION ENTERPRISES FOR THE IMPLEMENTATION OF MAJOR NATIONAL PROJECTS ARE CONSIDERED. THESE INCLUDE AIR POLLUTION BY HARMFUL EMISSIONS AND THE FORMATION OF AGGRESSIVE PHOTOCHEMICAL SMOG, THE EMISSION OF GREENHOUSE GASES INTO THE ATMOSPHERE AND THE RELATED CLIMATE CHANGE ON OUR PLANET, POLLUTION OF THE VOLGA BASIN BY INDUSTRIAL EFFLUENTS CAUSING BY WASTE STREAMS FROM INDUSTRIAL PLANTS ASSOCIATED WITH BLOOMS AND SALINIZATION OF THE SURROUNDING TERRITORIES, AND THE ACCUMULATION OF LARGE-TONNAGE WASTE IN THE FORM OF OIL SLUDGE PIT AND OTHERS.PRACTICALLY ALL OF THE ABOVE PROJECTS HAVE APPLIED RESEARCH PROTECTED BY PATENTS

Ключевые слова: *инновационная деятельность, промышленная экология, парниковый эффект, фотохимический смог, загрязнение водоемов, вторичное сырье.*

УДК 628

Афанасьев Сергей Васильевич

начальник БРиЗОИС ПАО «Тольяттиазот», кандидат химических наук, доктор технических наук, доцент по экологии

Волков Владимир Антольевич

директор ООО «Дельта-пром инновации», г. Самара, кандидат технических наук

Поступательное развитие любого государства сегодня немыслимо без тесной интеграции с мировым сообществом, широкого обмена информацией в области авторского права и других форм интеллектуальной собственности [1]. Несмотря на то, что Россия является ведущей державой по ряду приоритетных направлений науки и техники, для нее также крайне важно заимствовать передовые наукоемкие технологии высокоразвитых стран для решения широкого спектра назревших проблем.

Сегодня на ряде отечественных предприятий эксплуатируется морально и физически устаревшее оборудование, использование которого сопряжено с опасностью техногенных катастроф. Как никогда ранее, все большее количество городов сталкивается с такой проблемой, как фотохимический смог, который обусловлен формированием агрессивной атмосферы в результате попадания в нее больших количеств таких загрязняющих компонентов, как оксиды азота, формальдегид, углеводороды и др. [2].

Этому способствует и такая глобальная задача, как потепление климата на планете, вызванное антропогенной деятельностью



ТАБЛИЦА 1. Составы исследованных поглотителей сероводорода

Композиция	Концентрация ингредиентов, % масс.					плотность, г/см³	pH	$t_{заст}$, °C, не выше
	МДЭА	КФК-85	этанол	N-МП	вода			
Дельта НС-1	37,0	–	–	–	63,0	1,088	8,7	-20
Дельта НС-4	22,2	40,0	–	10	27,8	1,166	8,5	-25
Дельта НС-5	–	40,0	60,0	–	–	0,975	7,7	-35

и выбросом в атмосферу огромных количеств парниковых газов, прежде всего диоксида углерода [3].

Становится все более значимой проблема переработки промышленных отходов, например нефтесодержащих шламов, накопления которых также ухудшает экологическую ситуацию во многих регионах России.

Достаточно кризисная обстановка сложилась и для реки Волги. По информации ученых Института экологии Волжского бассейна РАН, загрязнения водоемов настолько значительны, что поставлена под сомнение способность реки к самовосстановлению.

Возможно ли решить эти общенациональные взаимосвязанные проблемы?

Рассмотрим возможность их реализации на примере Самарской области, в которой собраны многочисленные кластеры, и прежде всего нефтехимический, автомобильный, аэрокосмический. Соответственно, огромна антропогенная нагрузка на окружающую среду. Только в Тольятти выбросы углекислого газа с двух крупных ТЭЦ и химических предприятий превышают 60 миллионов тонн/год, и на каждого жителя города приходится более 80 тонн диоксида углерода. Из этого количества на технологические нужды расходуется лишь около одного процента в производствах карбамида и метанола. Все остальное выбрасывается в атмосферу в виде газообразных отходов и, тем самым, формирует парниковое одеяло в атмосфере.

В 2019 году Россия подписала Парижское соглашение по снижению выбросов парниковых газов. Механизм реализации данного мероприятия до настоящего времени не раскрыт и должен быть увязан с ростом промышленного производства. Не нужно доказывать сложность поставленной задачи. Применительно к таким индустриальным центрам, как Тольятти, сокращение выбросов диоксида углерода трудноосуществимо, так как коснется выработки тепла на действующих ТЭЦ и уменьшения объемов выпуска нефтехимической продукции.

В аналогичной ситуации могут оказаться и другие регионы России.

В этой связи назрела необходимость создания и внедрения новых инновационных решений, в которых ныне выбрасываемый углекислый газ будет представлять реальный сырьевой резерв для экономики, ибо на нынешнем нефтехимическом рынке сжиженный продукт реализуется по цене около 7000 руб/т.

В обзорной статье «Углекислый газ как сырье для крупнотоннажной химии» рассмотрены главные направления переработки данного сырьевого компонента, основанные на многочисленных исследованиях и внедренных технологических процессах [4]. Помимо технологий получения карбамида, метанола, моторных топлив, уксусной кислоты и других базовых продуктов, по нашему мнению, заслуживает внимания использование сжиженного углекислого газа в нефтедобыче с целью ее интенсификации. Способ запатентован и проведена успешная его апробация в Самарской области, организованная ООО «Ритэк». Достигаемый положительный эффект обусловлен хорошей растворимостью углекислого газа в нефти и снижении ее вязкости.

Надо признать, что, несмотря на явную выгоду, широкому использованию оригинальной технологии препятствует монополизм существующих производителей диоксида углерода и его повышенная стоимость. Для извлечения углекислоты из дымовых газов сегодня разработаны усовершенствованная технология и мобильная установка, которые проходят патентование в ФГУ ФИПС.

Надеемся, что с их внедрением найдет применение и предложенная нами газоциклическая закачка диоксида углерода в нефтедобывающие скважины [5]. Способ окажется незаменимым для месторождений нефти с повышенной вязкостью или выработанным ресурсом. Подобные технологии газоциклической закачки широко применяются в США и в других крупнейших нефтедобывающих странах.

Наряду с предложенной технологией извлечения диоксида углерода из дымовых газов успешно решена важная задача утилизации отработанных абсорбентов – этаноламинов и поташных растворов. Крупнотоннажные отходы моноэтаноламина оказались ценным сырьем в производстве карбамидоформальдегидных смол из карбамидоформальдегидного концентрата марки КФК-85, формовочных смесей для металлургических предприятий, синтетических олиф и красок, огнезащитных составов и др. [6–9].

На основе отработанного метилдиэтаноламина (МДЭА) с агрегатов аммиака и метанола создана и успешно апробирована высокоэффективная композиция для нейтрализации сероводорода в нефтях (табл. 1).

В ее состав наряду с отходом МДЭА были включены карбамидоформальдегидный концентрат марки КФК-85 и N-метилпирролидон (N-МП).

Выполненные исследования показали, что для нефти с содержанием в ней сероводорода 160 ppm расход наиболее эффективного Дельта НС-4, необходимый для достижения в ней концентрации H_2S в 20 ppm, составляет 1,29 кг/тонну нефтепродукта [10]. Это гораздо ниже, чем для известных в отрасли продуктов.

Достаточно интересным можно признать и способ переработки

другого абсорбента углекислого газа с агрегатов аммиака предприятий нефтехимии – поташного раствора Бенфильд [11].

На его основе предложена жидкость глушения для нефтедобывающих скважин, отвечающая требованиям ТУ 2458-01167048683–2015, которая предназначена для предотвращения выброса нефти или газа из пласта. В состав композиции наряду с отработанным раствором «Бенфилд» включено гидрофобизирующее ПАВ – многофункциональный реагент «МЛ СУПЕР» ТУ 2383-002-51881692–2000, разработанный ООО «Дельта-пром инновации» и позволяющий снижать межфазное натяжение на границе с нефтями, предотвращая тем самым образование эмульсий.

Указанный солевой состав не содержит частиц твердой фазы размером более 2 мкм и не оказывает отрицательного влияния на проницаемость терригенных коллекторов. Согласно проведенным испытаниям предложенная для использования композиция способствует увеличению естественной проницаемости кернового материала и проявляет одновременно свойства ингибитора коррозии благодаря связыванию сероводорода карбонатом калия.

Также установлено, что ее внедрение позволит:

- снизить межфазное натяжение на границе углеводород – вода;
- подавить процессы глинонабухания;
- сохранить коллекторские характеристики пласта;
- уменьшить затраты, связанные с освоением и выходом на режим скважин в послеремонтный период;
- повысить дебит по нефти и коэффициент продуктивности скважин за счет разрушения водонефтяных эмульсий и улучшения фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта;
- свести к минимуму коррозионное разрушение нефтепромыслового оборудования за счет ингибирующих свойств.

Следует отметить, что переработка дымовых газов глубоко востребована не только для получения товарного углекислого газа.

В г.о. Тольятти за последние годы резко обострилась ситуация

ТАБЛИЦА 2. Объемы выбросов оксидов азота и углеводородов с предприятий нефтехимии и энергетики г. Тольятти

Источник	ТЭЦ	Химические предприятия	Транспорт
Выбросы NO_x, тн/г	10 000	5000	5000
Углеводороды, тн/г	–	6000	6000

с фотохимическим смогом, возросло количество различных заболеваний.

При исследовании причин данного негативного явления нами выявлены главные источники выбросов оксидов азота и углеводородов (табл. 2). В атмосфере, как в химическом реакторе, под действием солнечного света они взаимодействуют друг с другом с образованием агрессивных перекисных радикалов, озона, формальдегида и других высокотоксичных соединений в соответствии с приведенной схемой [3].

$$C_2H_6 + O_2 \rightarrow CH_3CHO + H_2O$$
$$CH_3CHO + HO^* \rightarrow CH_3CO^* + H_2O$$
$$CH_3CO^* + O_2 \rightarrow CH_3C(O)OO^*$$
$$CH_3C(O)OO^* + NO_2{}^* \rightarrow CH_3C(O)OONO_2$$
$$CH_4 + 4O_2 + 2h\nu \rightarrow HCHO + 2O_3 + H_2O$$

Из приведенных данных следует, что главным загрязнителем воздушного бассейна выступает не автотранспорт, а стационарные источники в виде ТЭЦ и химических предприятий.

В отличие от других технических решений предлагаемый нами способ обезвреживания оксидов азота, защищенный патентом на изобретение RU № 229600, предусматривает применение в качестве аммиаксодержащего восстановительного агента танковых газов аммиачных заводов, сжигаемых в печах риформинга [3, 12].

Достаточно непростой на сегодняшний день является ситуация с защитой водоемов Волжского бассейна р. Волга. На реализацию программы ее оздоровления государством выделены огромные средства, однако в намеченных мероприятиях не учитывается производственная деятельность многих крупных загрязнителей.

В частности, в процессе производства обессоленной воды с использованием ионообменной технологии формируется огромное количество минерализованных стоков, которые сбрасываются в водохранилища. Только на предприятиях г.о. Тольятти годовой объем образующегося сульфата натрия превышает 15 тысяч т/год, что равнозначно сбросу в Волгу 6–7 железнодорожных составов.

Для решения данной экологической задачи разработана быстроокупаемая технология утилизации минерализованных стоков с получением гидрокарбоната натрия и азотного удобрения, защищенная патентом на изобретение [13].

Процесс описывается двумя параллельно протекающими реакциями

$$CO_2 + NH_3 + H_2O \leftrightarrow NH_4HCO_3 \qquad (а)$$
$$Na_2SO_4 + 2NH_4HCO_3 \leftrightarrow$$
$$\leftrightarrow 2NaHCO_3 + (NH4)_2SO_4 \qquad (б)$$

Конвертирование сульфата натрия в востребованные продукты удается реализовать при контакте высокоминерализованного стока с газообразным аммиаком и углекислым газом в аппарате с перемешивающим устройством или в абсорбционной насадочной колонне с последующим охлаждением реакционной смеси, отделением выпавшего в осадок плохорастворимого гидрокарбоната натрия и переводом непрореагировавшего аммиака в фильтрате в сульфат аммония раствором серной кислоты.

Весьма актуальна и проблема переработки нефтешламов, которых только в Самарском регионе накопилось за последние десятилетия около 400 тысяч тонн [14].

С экологической точки зрения и рентабельности в качестве перспективного варианта рассматривается сверхкритическая флюидная экстракционная технология (СКФЭТ) переработки нефтяных шламов. При этом в роли экстрагента рекомендуется использовать пропан-бутановую смесь или диоксид углерода.

ТАБЛИЦА 3. Параметры работы печи риформинга с реакционными трубами разного диаметра и толщины

Производительность, т/сутки	1950–2000	1750–1800	1440	1440 (база)
Внутренний диаметр трубы, мм	101	101	101	89
Толщина трубы, мм	12	12	12	18
Температура конвертированного газа, °С:				
– в центре трубы	718,5	721,1	732,1	732,9
– у стенки	743,5	745,8	755,6	752,4
Линейная скорость, м/с:				
– в центре трубы	2,233	2,084	1,996	2,536
– у стенки	2,288	2,126	2,002	2,549
Содержание метана в сухом газе на выходе из трубы, мол. %	13,2557	12,1942	11,7262	12,6346
Соотношение пар : газ на выходе из реакционной трубы	0,8831	0,8533	0,8009	0,8260

Критические параметры пропана и бутана характеризуются следующими значениями: пропан: $T_{кр}$ = 96,67 °С, $P_{кр}$ = 4,247 МПа; бутан $T_{кр}$ = 151,85 °С, $P_{кр}$ = 3,797 МПа.

Внедрение СКФЭТ применительно к нефтяным шламам позволит выделить из них до 96–98 мас. % обезвоженных и без механических примесей нефтепродуктов. Отделенная вода окажется пригодной для использования в технических целях без дополнительной очистки, а тяжелый остаток является хорошим сырьем для дорожного строительства.

Большой практический интерес представляют и прикладные разработки в области материаловедения по созданию ассортимента жаропрочных сплавов нового поколения для производства реакционных труб к печам риформинга и пиролизным установкам [15].

Создание аустенитных сплавов с интерметаллидным упрочнением и повышенными физико-механическими показателями при экстремальных значениях температуры и давления позволило уменьшить толщину выпускаемых реакционных труб и увеличить их внутренний диаметр, улучшить тем самым теплоперенос через стенку труб в печи риформинга и, как результат, снизить разность температур между их наружной поверхностью и выходящим синтез-газом [16]. Одновременно с этим удалось снизить перепад давления по катализаторному слою, сократить расход топливного газа на проведение конверсии, существенно увеличить выработку синтез-газа на агрегатах аммиака (табл. 3).

Параллельно с этим сокращены расходные нормы по природному газу и выбросы в атмосферу оксидов азота.

Анализируя опыт создания и внедрения инноваций, нами сделан вывод о том, что в число факторов, тормозящих решение глобальных экологических проблем, входят:

Первое. Несовершенство существующей нормативной базы по оценке антропогенного воздействия промышленных объектов на окружающую среду.

Второе. Неэффективность рычагов стимулирования изобретательской и инновационной деятельности в сфере промышленной экологии на предприятиях нефтехимии и нефтедобычи.

Третье. Отсутствие региональных целевых экологических программ с указанием конкретных целей, достижение которых должно иметь точные сроки выполнения и необходимый бюджет, а контроль за исполнением и достижением цели должны осуществлять руководители регионов.

Механизм осуществления экологических проектов можно заимствовать у Федерального бюджетного учреждения «Фонд содействия инновациям», предусматривающий использование бюджетных средств и частных инвесторов.

Рассмотренные в статье технические решения ценны тем, что отходы промышленных предприятий рассматриваются в качестве вторичного сырья, переработка которого в востребованную продукцию позволит одновременно решить и назревшие экологические проблемы. ●

Литература

1. *Афанасьев С.В. Совершенствование изобретательской работы на промышленных предприятиях и в вузах. Тезисы докладов межд. научно-практ. конф. РОСПАТЕНТА (Москва, 27 марта 2019 г.) / XXII Моск. Межд. Салон изобретений и инновационных технологий «Архимед-2019». – М.: ФИПС, 2019. С.3 – 15.*
2. *Афанасьев С.В., Трифонов К.И. Физико-химические процессы в техносфере. Учебник для ВУЗов. Под ред. д.т.н. Афанасьева С.В. – Самара: Изд. Сам. научного центра РАН. 2014. – 195 с.*
3. *Афанасьев С.В., Волков Д.А., Трифонов К.И., Волков В.А. Физико-химические основы природных и антропогенных процессов в техносфере. Учебник для ВУЗов. Под ред. д.т.н. Афанасьева С.В. – Самара. – Изд. Сам. научного центра РАН. 2019. – 252 с.*
4. *Афанасьев С.В. Углекислый газ как сырье для крупнотоннажной химии // Neftegaz.RU. 2019. № 9. С. 94–106.*
5. *Патент RU № 2652049. Способ газоциклической закачки жидкого диоксида углерода при сверхкритических условиях в нефтедобывающую скважину / 2018 г.*
6. *Рощенко О.С Способы переработки кубового остатка МЭА-очистки производства аммиака // Химическая промышленность сегодня. 2011. № 12. С. 21–25.*
7. *Афанасьев С.В., Махлай С.В. Карбамидоформальдегидный концентрат. Технология. Переработка. Монография под ред. д.т.н. Афанасьева С.В. – Самара: Изд. Сам. научного центра РАН. 2012. – 298 с.*
8. *Патент RU №2241571. Холодно-твердеющая смесь для изготовления литейных форм и стержней / 2004 г.*
9. *Патент RU №2250238. Способ получения карбамидоформальдегидного наполнителя /2005 г.*
10. *Патент RU № 2561169. Нейтрализатор (поглотитель) сероводорода и способ его использования / 2015 г.*
11. *Афанасьев С.В., Волков В.А. Жидкость глушения нефтяных скважин на основе отходов агрегатов аммиака // Химическая техника. Межотраслевой журнал для главных специалистов предприятий. 2016. № 9. С. 43, 44.*
12. *Патент RU № 2696450. Совмещенный способ получения гидрокарбоната натрия и азотного удобрения смешанного типа / 2019 г.*
13. *Афанасьев С.В., Садовников А.А., Дульнев А.В. и др. Очистка газов от оксидов азота // Neftegaz.RU. 2018. № 2. С. 56–63.*
14. *Афанасьев С.В., Кравцова М.В., Паис М.А., Носарев Н.С. Анализ методов переработки нефтешламов. Проблемы и решения. Сборн. матер. и докл. 2-й Всероссийской научно-практ. конф. Инновации и «зеленые» технологии (Тольятти, 19 апреля 2019 г.) – Самара: Сам. научн. центр РАН. 2019. С. 17–22.*
15. *Афанасьев С.В. Реакционные трубы для нефтехимии и нефтепереработки // Neftegaz.RU. 2020. № 3. С. 18–22.*
16. *Сергеев С.П., Афанасьев С.В., Рощенко О.С. Технология получения синтез-газа паровой конверсией углеводородов // Химическая техника. Межотраслевой журнал для главных специалистов предприятий. 2016. № 6. С. 30–32.*

KEYWORDS: *innovation, industrial ecology, greenhouse effect, photochemical smog, water pollution, secondary raw materials.*

10 КРАСНОКНИЖНЫХ ЖИВОТНЫХ, ОБИТАЮЩИХ В РЕГИОНАХ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

Любые промышленные процессы так или иначе влияют на экологическое благополучие местности. Добыча и переработка нефти и газа не являются исключением. Однако негативное воздействие на природу можно минимизировать, например, путем усиления охраны краснокнижных животных, обитающих в регионах добычи. Какие виды нуждаются в дополнительной защите?



Орлан-белохвост

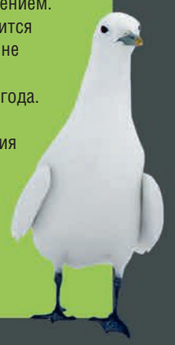
– редкий вид, имеющий статус уязвимого. Его ареал обитания охватывает почти всю Евразию и часть Гренландии. Чаще хищник живет около водоемов и питается рыбой. При этом он может подвергаться как прямому воздействию загрязнением нефти (загрязнение нефтью оперения, гнезд, яиц и птенцов, отравление), так и косвенному (гибель фито-, зоопланктона, макрофитов и рыб)

Скопа

– хищная птица, обитающая на всех континентах за исключением Антарктиды. Около двух лет назад экологи обнаружили ее гнезда на Федоровском месторождении. По просьбе коренного населения нефтяники «Сургутнефтегаза» установили там жесткий пропускной режим, и количество представителей редкого вида пернатых стало расти. Теперь скопа, предпочитающая спокойные места, останавливается на территории производственного объекта каждый раз, когда двигается на юг

Белая чайка

– приполярная птица, которая выделяется среди других полностью белым оперением. Как правило, она гнездится на равнинах и скалах и не покидает территорию океана в течение всего года. По оценкам экологов, во всех ареалах обитания численность белой чайки резко сокращается из-за изменения климата, таяния ледников и разливов нефти



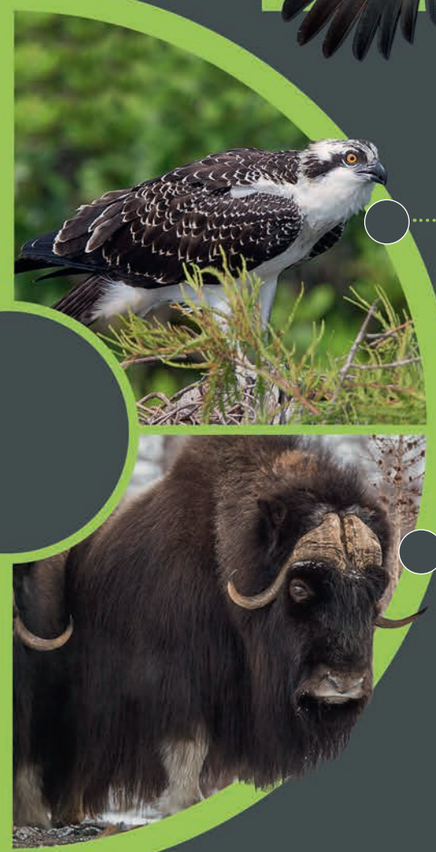
Гренландский кит

– одно из самых долгоживущих млекопитающих и единственный вид усатых китов, который проводит всю свою жизнь в холодных полярных водах. В мире осталось лишь несколько сотен особей, и они нуждаются в особой защите. Гренландские киты очень чувствительны, из-за сейсморазведочных шумов и повышенной активности в районе добычи или разведки нефти млекопитающие могут уходить из обычных мест обитания. Более того, нефтепродукты, попадающие в воду, вызывают у них патологические болезни и уничтожают их главный корм – планктон



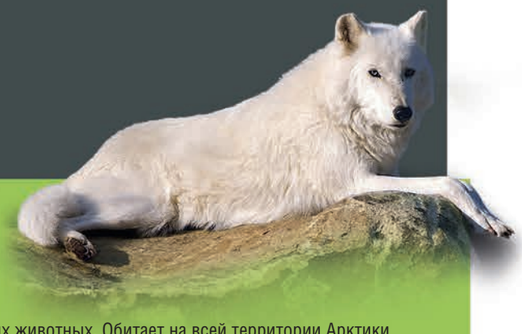
Белые медведи

обитают в приполярных областях в Северном полушарии Земли. Их популяция в России составляет около 5 тыс. особей. Разливы нефти в местах добычи – важный фактор, влияющий на сокращение их численности. С 2015 года «Роснефть» реализует программу по поддержке и защите белых медведей. Она включает в себя опеку животных в зоопарках, изучение их жизни с помощью современных технологий, а также спасение и реабилитацию осиротевших молодых медведей



Полярный волк

– одно из самых редких животных. Обитает на всей территории Арктики и в тундре. Поскольку в этих регионах усложнены поиски пищи, полярный волк приспособился есть любой корм. Сейчас численность крупнейшего хищника полярного круга сокращается вместе с развитием промышленности, в том числе нефтяной, которая уничтожает его привычные природные угодья



Овцебык, или мускусный бык

пока также является охраняемым арктическим видом. Его популяция постоянно растет. Поэтому в скором времени млекопитающее могут исключить из Красной книги. Овцебыки уникальны: это единственные травоядные, которые полностью приспособлены к обитанию в высоких широтах. Живут они как на равнинах, так и в гористой местности. И большую часть года питаются сухими растениями, которые находят под снежным покровом

Атлантический морж

– один из самых крупных обитателей Арктики. Для проживания он выбирает наиболее чистые районы северных морей. В настоящее время вид находится на грани исчезновения. Одна из причин – освоение нефтегазовыми компаниями арктического шельфа. Это повышает риск разливов нефти, последствия которых не так просто ликвидировать в ледовых условиях



Нарвал

– крупное морское животное, отличительной особенностью которого является длинный бивень, за который его прозвали морским единорогом. Млекопитающее водится исключительно в Арктике. Разлив нефтепродуктов очень негативно влияет на его жизнь. У нарвалов возникают раздражения кожи и глаз, снижается способность к плаванию, а также страдает жировой слой: он теряет способность удерживать тепло и воду, что приводит к нарушению терморегуляции. В 2018 году «Газпром нефть» запустила программу по изучению нарвала для оценки текущего состояния его популяции и разработки комплекса мер по сохранению вида и его среды обитания

Северный олень

– млекопитающее, которое обитает в тундре и тайге Евразии и Северной Америки, а также на ряде островов Северного Ледовитого океана. Основной причиной снижения их количества стало освоение Севера и бурение нефтяных скважин. В настоящее время животные находятся под защитой, поэтому численность их мировой популяции относительно стабилизировалась



Спикеры конференции Рынок перевозок нефтеналивных грузов

Г. Аверьянов

Участники конференции Рынок перевозок нефтеналивных грузов

Участники конференции Механизированная добыча-2020

Стройплощадка Амурского ГПЗ

А. Моторин

Члены президиума конференции Рынок перевозок нефтеналивных грузов

Посетители выставки Интерлакокраска

И. Мацкевич, В. Гриб

Участники выставки Интерлакокраска-2020

Участники выставки Интерлакокраска

Участник конференции Авиатопливо-2019

Участники выставки Интерлакокраска-2020

Монтаж буферной емкости для хранения гелия на Амурском ГПЗ

Участники НАНИ

Ф. Керимов с коллегами

Сотрудники компании Sekavar

Участники выставки Металлэкспо 2019

Спикеры конеренции Рынок перевозок нефтеналивных грузов

Четвертая Лизинговая конференция Стратегии лидеров. Борьба за новые рынки

Центр восстановления деталей горячего тракта Зульцер. Пресс-тур. Екатеринбург

А. Скорочкин

Экспонент выставки Интерлакокраска-2020

Стенд компании Afaya на выставке Интерлакокраска

ПРОГРАММНО-АППАРАТНЫЙ КОМПЛЕКС ПРАНА –

предиктивная аналитика и удаленный мониторинг

прана

2 *Сервис, услуги и технологии в НГК*

2.5 *Общие и сопутствующие услуги для нефтегазового комплекса*

2.5.9 *Программное обеспечение*



ПРАНА ***– это индустриальное IoT-решение, выявляющее дефекты в работе промышленного оборудования за 2–3 месяца до возможной неполадки. Система объединяет методы статистического анализа, цифровой образ изделий, инструментальный метод работы с большими данными и технологии машинного обучения***

ПРАНА – это система предиктивной аналитики, основанная на математической модели, машинном обучении и искусственном интеллекте

На основе выборки параметров ПРАНА создает эталонную модель. Система приеняет передовые методы моделирования и в реально времени сравнивает состояние оборудования с эталонной моделью

ПРАНА выявляет наиболее критичные отклонения, идентифицирует и отбирает 10 наиболее релевантных отклонению параметров

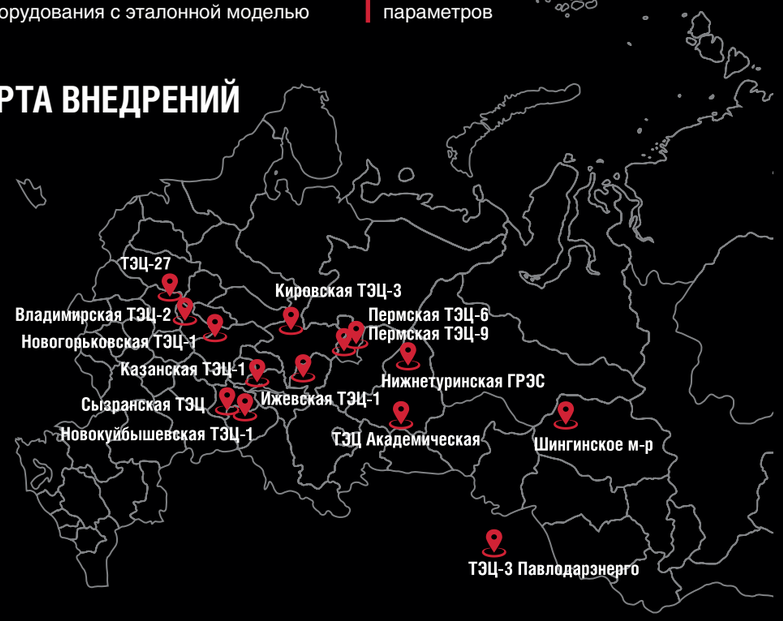
В коммерческой эксплуатации с 2015 года как независимое от OEM решение для прогнозирования состояния промышленного оборудования, управления надежностью и мониторинга

Поддерживает оборудование:

- Газовые турбины
- Паровые турбины
- Генераторы и трансформаторы
- Котлы и сопутствующее оборудование
- Дожимные компрессоры

и другие типы оборудования

КАРТА ВНЕДРЕНИЙ



ЦЕННОСТЬ ДЛЯ БИЗНЕСА

Оптимизация простоев

Контроль технического состояния позволяет проводить дополнительный объем работ в период плановых остановов. Это снижает время незапланированного простоя оборудования.

Ситуационный центр и круглосуточный мониторинг, резервное хранение данных и автоматические уведомления об экстренных ситуациях

Информационные сообщения при выявлении негативных тенденций в параметрах работы оборудования и рекомендации по предотвращению аварийных ситуаций

Снижение затрат

ПРАНА сокращает расходы на ремонт оборудования за счет прогноза остаточного ресурса, долгосрочного планирования, своевременной закупки запчастей и оптимизации логистики

Отчет о состоянии оборудования, от кратких уведомлений до полных квартальных отчетов

Объективная оценка качества обслуживания и ремонта оборудования

Повышение контроля

Делает техническое состояние оборудования измеримым, а значит, управляемым параметром

Онлайн данные и результаты глубокой аналитики доступны через **веб-интерфейс и тонкий клиент**

Мобильные приложения для топ-менеджеров – простой и эффективный **способ контролировать состояние основных производственных активов**

ПРАНА В ЦИФРАХ

1 секунда

необходима Системе **для выявления** отклоняющегося параметра

2,5 тысячи

сигналов **каждую секунду** обрабатывает ПРАНА с одного энергоблока

›3,5 миллиона

цифровых часов работы оборудования проанализировано Системой

18 патентов

защищают систему уже сегодня, еще **26 патентных заявки** находятся на рассмотрении с патентным приоритетом

21 свидетельство

зарегистрировано в USA Copyright office и Едином реестре российских программ для электронных вычислительных машин и баз данных

›300 предупреждений

выпустил Ситуационный центр Системы ПРАНА

МОБИЛЬНАЯ ВАКУУМНО-НАГНЕТАТЕЛЬНАЯ УСТАНОВКА УВН-5

1 *Оборудование и инструмент в НГК*

1.6 Оборудование для добычи нефти и газа

1.6.6 Продукция строительного, дорожного и коммунального машиностроения



Назначение

- Вакуумный сбор, гидроразмыв, перекачка и закачка в трубопровод размытой нефти, газового конденсата, донных осадков РВС, РГС, ЖБР, железнодорожных цистерн.
- Вакуумный сбор и перекачка с избыточным давлением.
- Вакуумный сбор и транспортировка.
- Водозабор для систем орошения полей в сельском хозяйстве.

Область применения

- **Забор воды из водоема со сложной береговой линией** (длина заборной линии до 150 м).
- **Тушение пожаров** (высокие напорные характеристики).
- **Дренажные накопители** (глубина забора до 25 метров).
- **Ликвидация прорывов трубопроводов** (производительность – до 130 м³/час).

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Производительность	**до 130 м³/час**
Рабочее давление	**до 10 кг/см² и более**
Рабочий режим	**длительный**
Пропускная способность по мех. примесям	**10 мм**
Вакуумный насос	**в зависимости от тех. задания заказчика**
КО-505А вакуумнасос	**общепромышленного исполнения**
ВК-6М2Н	**вакуумнасос для работы на взрывоопасных производственных объектах**
Максимальная глубина забора	**25 м (с погружным снарядом)**
Максимальная длина заборной линии	**до 150 м**

- **Откачка и раскачка донных осадков РВС** (длительный рабочий режим).
- **Откачка из ЖД цистерн вязких и застывающих продуктов** (пропускная способность по мех. примесям – 10 мм).

ГИДРОПРИВОДНОЕ УСТРОЙСТВО ГПУ-80

1 *Оборудование и инструмент в НГК*

1.1 Оборудование для добычи нефти и газа

1.4.1.2.4 Насосы поршневые



Преимущества

- **Защита от перегрузок.** Встроенный клапан в гидросистеме позволяет избежать поломок штока и штанг
- **Режим «холодного пуска».** Обеспечивает безопасный запуск гидропривода при температуре окружающей среды до -50 °С; увеличивает срок службы всего оборудования
- **Режим «встряхивания».** Позволяет увеличить срок службы подземного оборудования за счет избавления от излишков механических примесей. Помогает поддерживать постоянный суточный дебит скважины
- **Повышенная производительность.** Интеллектуальные алгоритмы ИЭСУ позволяют достигнуть максимальной экономии в потреблении энергии.
- **Простота в обращении.** Небольшая масса и компактная конструкция. Монтаж и демонтаж занимает не более 4 ч.
- **Обслуживание.** Плановое техническое обслуживание, гарантийное и постгарантийное сервисное обслуживание ведется специализированной сервисной бригадой предприятия.

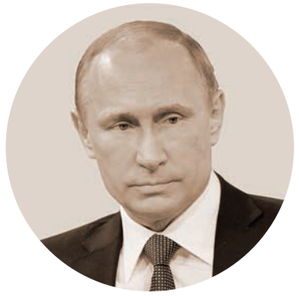
ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Марка привода	**ГПУ-80**
Максимальная нагрузка на шток, кН (тс)	**60 (6,0) / 80 (8,0)**
Длина хода устьевого штока	**до 3 м**
Шаг изменения длины хода	**Бесступенчатый**
Число двойных ходов в минуту	**от 1 до 6**
Изменение числа двойных ходов	**Бесступенчатое**
Уравновешивание	**Грузовое**
Установленная мощность двигателя	**до 22 кВт**
Экономия электроэнергии по сравнению со станком-качалкой при равной производительности	**до 35 %**
Система управления	**Электронная, микропроцессорная**
Возможность интеллектуализации	**Есть**
Масса снаряженного комплекта (блок-бокс, мачта-опора с цилиндром)	**до 3000 кг**
Объем масла	**200 л**

ЦИТАТЫ



А. Лукашенко

«Нефть дешевеет, и это на руку Белоруссии»



В. Путин

«Давайте не будем надеяться на наш русский «авось»



Д. Трамп

«Цена нефти сейчас та, о которой я мог только мечтать»



В. Зеленский

«О каком импорте может быть в целом речь, если страны, из которых мы импортируем, не пускают нас на свои рынки»



П. Сорокин

«Мы ни с кем не соревнуемся. Мы не гонимся за круглыми цифрами, мы не гонимся за местами в рейтинге. В 2020 году мы добудем от 10 млн т дополнительно»



С. Собянин

«Чтобы помочь с теплом и уютом, мы готовы доставить на садовые участки дрова и уголь по льготным ценам»



С. Иванов

«Люди – вторая нефть»



Л. Федун

«Цена на нефть, которая накануне впервые за 17 лет опустилась ниже 25 долл. США за баррель, является катастрофической для России»



И. Сталин

«Воевать без нефти нельзя, а кто имеет преимущество в деле нефти, тот имеет шансы на победу в грядущей войне»

РЕКЛАМА

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
ГРУППА КОМПАНИЙ

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА


Дожимные и вакуумные компрессорные станции


Системы комплексной газоподготовки


Блочные пункты подготовки газа


Теплообменное оборудование




Проектирование и производство


Доставка и монтаж


Наладка, испытания, обучение персонала


Комплексный сервис, ремонт и модернизация

ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ

105082, Москва, ул. Б. Почтовая 55/59, стр. 1. Тел.: +7(495) 589-36-61. Факс: +7(495) 589-36-60.

info@energas.ru www.energas.ru



ССК 20 Сибирская Сервисная Компания

Надежность в партнерстве!

Качество в работе!

Уверенность в будущем!

www.sibserv.com

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

Тел./факс:
+7 (495) 225-75-95