ТРИЗЫ ЯРЕГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ • УВЕЛИЧЕНИЕ КИН НА ИСТОЩЕННЫХ ЗАЛЕЖАХ • ТЕХНОЛОГИИ БУДУЩЕГО

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

ISSN 2410-3837

[6] 2018

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

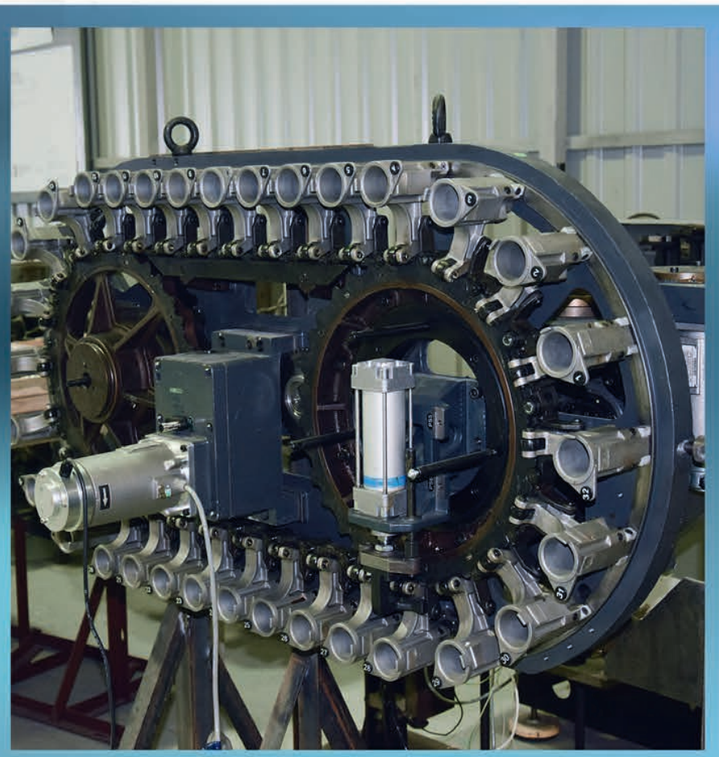
ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ В УСЛОВИЯХ ПАДАЮЩЕЙ ДОБЫЧИ

Входит в перечень ВАК

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ КОНЦЕРН

ТЕХМАШ

ВОЗЬМИ НА ВООРУЖЕНИЕ



КОНТАКТЫ

Москва, ул. Ленинградское шоссе, д. 58 стр. 4

(495) 459-99-05

info@tecmash.ru

www.tecmash.ru

ПРЕДПРИЯТИЯ

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ 1

- АО «Ленинградский механический завод имени Карла Либкнехта»
- ОАО «Завод имени М.И. Калинина»

Ленинградская область 2

- АО «Научно-производственное объединение «Поиск»

Смоленская область 3

- ОАО «Смоленский завод радиодеталей»

Пензенская область 8

- ОАО «Нижнеломовский электромеханический завод»

Республика Татарстан 10

- ОАО «Производственное объединение «Завод имени Серго»

Самарская область 9

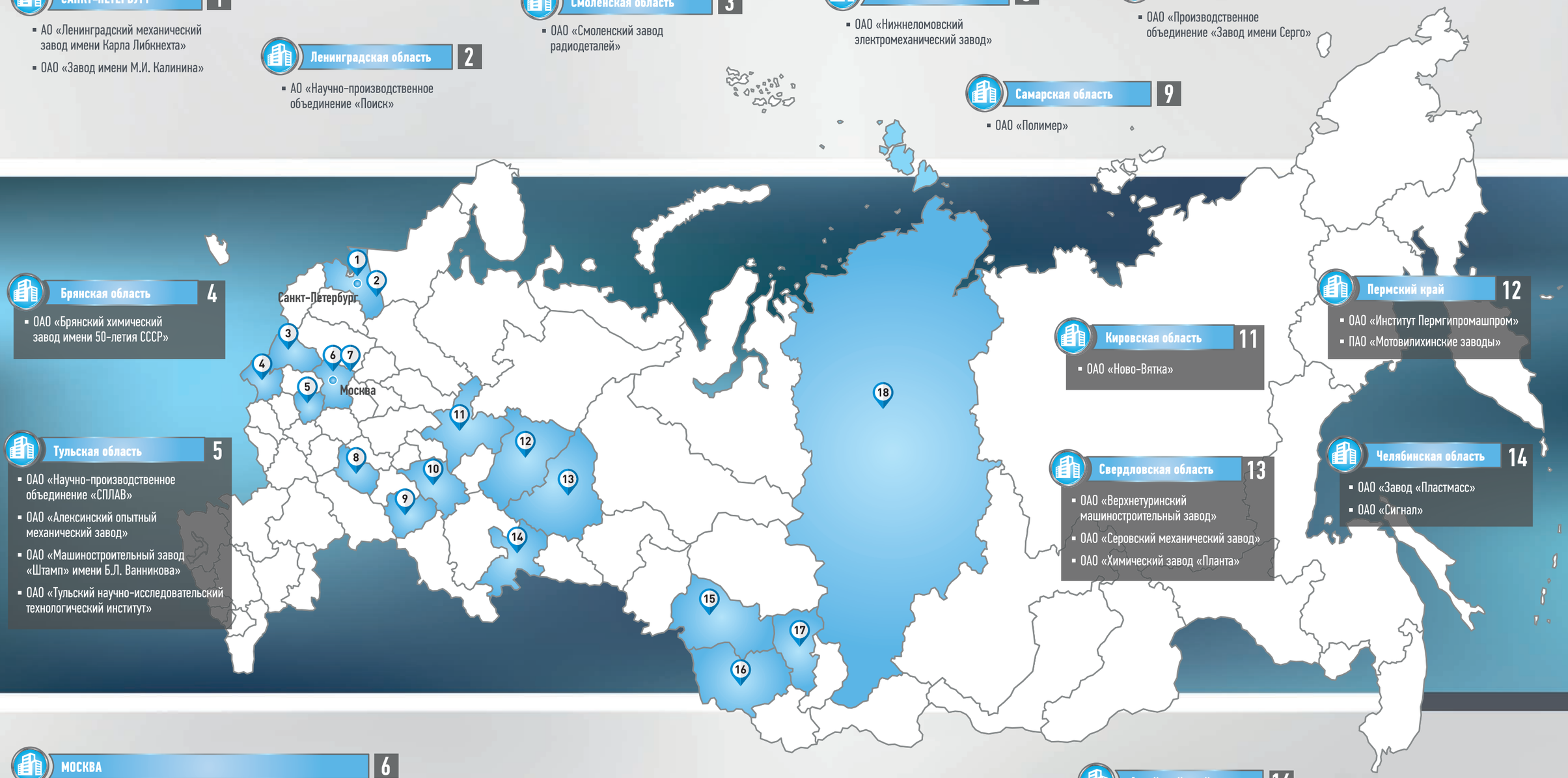
- ОАО «Полимер»

Брянская область 4

- ОАО «Брянский химический завод имени 50-летия СССР»

Тульская область 5

- ОАО «Научно-производственное объединение «СПЛАВ»
- ОАО «Алексинский опытный механический завод»
- ОАО «Машиностроительный завод «Штамп» имени Б.Л. Ванникова»
- ОАО «Тульский научно-исследовательский технологический институт»



Кировская область 11

- ОАО «Ново-Вятка»

Пермский край 12

- ОАО «Институт Пермгипромашпром»
- ПАО «Мотовилихинские заводы»

Свердловская область 13

- ОАО «Верхнетуринский машиностроительный завод»
- ОАО «Серовский механический завод»
- ОАО «Химический завод «Планта»

Челябинская область 14

- ОАО «Завод «Пластмасс»
- ОАО «Сигнал»

МОСКВА 6

- АО «Научно-исследовательский машиностроительный институт»
- ОАО «Научно-производственное объединение «Прибор»
- ОАО «Научно-производственное объединение «Базальт»
- АО «Центральное конструкторско-технологическое бюро полимерных материалов с опытным производством
- ОАО «Научно-производственное предприятие «Дельта»
- ОАО «Научно-производственное предприятие «Темп»
- ОАО «Центральное научно-конструкторское бюро»

Московская область 7

- АО «Научно-исследовательский инженерный институт»
- ОАО «Красноармейский научно-исследовательский институт механизации»
- ОАО «Научно-исследовательский технологический институт имени П.И. Снегирева»

Новосибирская область 15

- ОАО «Научно-исследовательский институт электронных приборов»
- ОАО Новосибирский завод искусственного волокна»

Алтайский край 16

- ОАО «Бийское производственное объединение «Сибприбормаш»

Кемеровская область 17

- ОАО «Кемеровский механический завод»

Красноярский край 18

- ОАО «Ремонтно-механический завод «Енисей»

Резиденция Тверская

MOSCOW, TVERSKAYA STREET

ДОМ СДАН!

Элитный Жилой Комплекс
с дизайнерской отделкой и мебелью,
расположен в престижном районе Тверской улицы,
в самом сердце Москвы

Срок сдачи – 1-й квартал 2018 г. Застройщик ООО «Технокомтрейд». Проектная декларация на сайте www.technocom-trade.ru

- Расширенный гостиничный сервис 24 часа в сутки
- Клубная инфраструктура: тренажерный зал, СПА-комплекс, студия красоты, детская игровая комната, переговорная и сигарная комнаты
- Повышенная безопасность, трехуровневая система контроля доступа в помещение
- Аппартамент сдается в эксплуатацию с полной отделкой под ключ

Москва, ул. 2-я Брестская, д.6
residence-tverskaya.com
8 (804) 333-80-80

ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОЕ И ЭКСПЛУАТАЦИОННОЕ БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН, В Т.Ч. ГОРИЗОНТАЛЬНОЕ

РАЗРАБОТКА И СОПРОВОЖДЕНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ, ПОДБОР РЕЦЕПТУР

ТЕКУЩИЙ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН

ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИН

УСЛУГИ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ СОПРОВОЖДЕНИЮ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

ГЕОГРАФИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Крупнейшие нефтегазоносные территории России:

Нефтеюганский филиал: +7 (3463) 313-331
Ремонт скважин: +7 (3463) 313-340
ССК-Технологии: +7 (3463) 313-336
Управление цементирования скважин: +7 (3463) 313-334

Красноярский филиал: +7 (391) 278-87-90
Томский филиал: +7 (3822) 90-95-96
Ямальский филиал: +7 (3494) 23-99-99

ССК
Сибирская Сервисная Компания

Надежность в партнерстве!
Качество в работе!
Уверенность в будущем!

ПАРТНЕРЫ

РОСНЕФТЬ · ГАЗПРОМ НЕФТЬ · ЛУКОЙЛ · НОВАТЭК · РУССНЕФТЬ · БАШНЕФТЬ · САЛЫМ ПЕТРОЛЕУМ · ИРКУТСКАЯ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ · Нефтиса Нефтяная компания

www.sibserv.com

РЕКЛАМА

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

СОДЕРЖАНИЕ

Попытка № 2

10

ГМТ зеленый свет

12

Энергия для дальних рубежей

16

ТрИЗы Ярегского месторождения

30

Эпохи НГК 8

РОССИЯ ***Главное***

Попытка № 2 10

ГМТ зеленый свет 12

События 14

ПЕРВОЙ СТРОЧКОЙ

Энергия для дальних рубежей 16

ДОБЫЧА

Технологии будущего на месторождениях Газпрома 18

Технико-технологические аспекты геомеханического воздействия на пласт 24

ТрИЗы Ярегского месторождения 30

ДОБЫЧА

Оптимизация работы высокотехнологичных скважин 38

Энергоэффективность в условиях падающей добычи 46

Роль ТрИЗ в условиях ухудшения структуры запасов 52

Применение технологии обратной закачки газа в пласты Новопортовского НГКМ 58

Увеличение КИН на истощённых залежах с низким пластовым давлением 64

ОБОРУДОВАНИЕ

Экологическое машиностроение 70

Ижорские заводы: опыт и инновации 74

От проекта до опытного производства: насосное оборудование ГК «Корвет» 78

Комплекс технических средств «Арт-оснастка» для обеспечения оптимальных условий спуска обсадных колонн 80

Энергоэффективность в условиях падающей добычи

46

Роль ТрИЗ в условиях ухудшения структуры запасов

52

Экологическое машиностроение

70

Режим ликвидации парафиновых пробок в нефтяных скважинах

110

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

Министерство природных ресурсов и экологии РФ отметило Почетной грамотой геолога Сибирской Сервисной Компании 82

ОТДЫХ

«Сокол» – будущее деревянного домостроения 84

ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ

Проектирование огнезащиты опасных производственных объектов нефтегазового сектора в условиях углеводородного горения 86

ТРАНСПОРТИРОВКА

Механическая защита трубопроводов на северных объектах Газпрома 90

АВТОМАТИЗАЦИЯ

Новое решение АО «Кодекс»: «СУ НТД. Базовый вариант 94

«Прософт-Системы»: возможности промышленной автоматизации в России 98

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

20 футов для химии 100

Современные технологии учета тепла 104

Фонтанная арматура для шельфа 109

НЕФТЕСЕРВИС

Режим ликвидации парафиновых пробок в нефтяных скважинах 110

ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ

Определение факторов техногенных событий при эксплуатации объектов ТЭК 114

БУРЕНИЕ

МГРП: численная модель работы горизонтальной скважины 122

Классификатор 126

Хронограф 129

Нефтегаз Life 130

Цитаты 132

ЭПОХИ НГК

316 лет назад

В 1702 году царь Петр I издал указ об учреждении первой регулярной печатной российской газеты Ведомости. И в первом же выпуске была опубликована статья о том, как была обнаружена нефть на реке Сок в Поволжье.

215 лет назад

В 1803 году бакинец Гаджи Гасымбек Мансурбеков первым приступил к добыче нефти из двух скважин, находящихся на море, в бухте Биби-Эйбат на расстоянии 18 и 30 м от береговой линии. Однако сильный шторм разрушил первую залежь через 20 лет.

95 лет назад

В 1923 году экспорт нефти в России после революционного упадка, благодаря притоку западного капитала, вернулся на дореволюционный уровень.

81 год назад

С 1937 по 1964 г. в США ежегодно бурилось в среднем около 28 тыс. новых нефтяных и газовых скважин.

58 лет назад

В начале 1960-х годов СССР вытеснил Венесуэлу со второго места по добыче нефти в мире. Выброс больших объемов дешевой советской нефти на рынок вынудил многие западные нефтяные компании снизить цены на нефть, добываемую на Ближнем Востоке. Это уменьшение доходов было одной из причин создания ОПЕК.

46 лет назад

В 1972 году в США был достигнут максимальный объем нефтедобычи за всю историю – 528 млн тонн.

30 лет назад

В 1988 году Советский Союз достиг нового рекордного уровня добычи в 11,4 миллиона баррелей в день.

9 лет назад

В 2009 году, благодаря разработке сланцевых месторождений, США вышли на первое место в мире по нефтедобыче, обогнав Россию и Саудовскую Аравию.

5 лет назад

В 2013 году добыча нефти в России выросла до 523,3 млн тонн, поставив очередной постсоветский рекорд, а экспорт снизился в связи с ростом поставок сырья на переработку внутри страны.

Деловой журнал Neftegaz.RU

Neftegaz.RU

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Ведущий аналитик
Артур Гайгер

Журналисты
Анна Игнатьева,
Елена Алифирова,
Ольга Цыганова
Денис Савосин

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

Редколлегия
Ампилов Ю.П.
Алюнов А.Н.
Галиулин Р.В.
Гриценко А.И.
Гусев А.Ю.
Данилов А.М.
Данилов-Данильян В.И.
Загривный Э.А.
Макаров А.А.
Мастепанов А.М.
Салыгин В.И.
Третьяк А.Я.

Neftegaz.RU

Издательство:
ООО Информационное агентство Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Ольга Иванова
Ольга Щербакова
Юлия Косыгина
Юлия Неруш
Екатерина Романова
Валентина Горбунова
Ольга Ющенко

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

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

Отдел по работе с клиентами
Юлия Смирнова

Выставки, конференции, распространение
Татьяна Петрова

Служба технической поддержки
Сергей Прибыткин
Алексей Бродский

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»

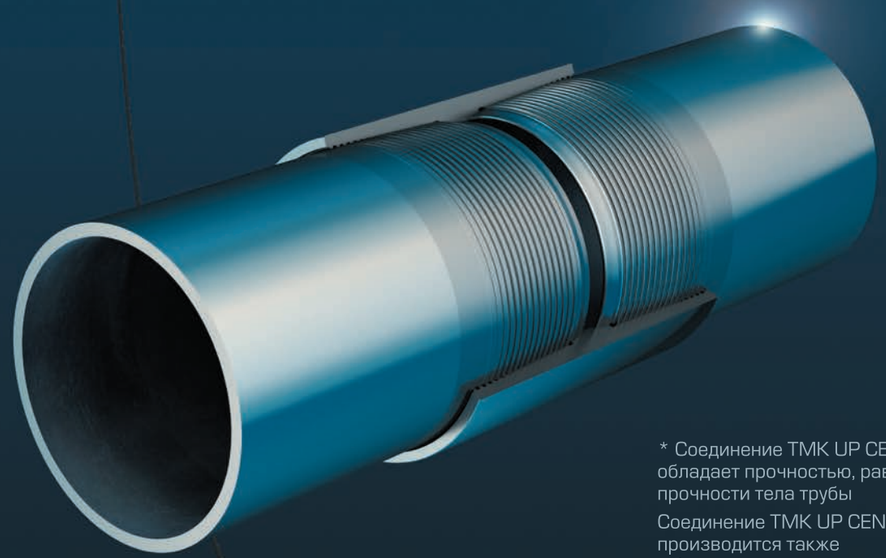
Заявленный тираж
8000 экземпляров

9 772410 383004

РЕКЛАМА

TMK UP CENTUM

100% эффективность* соединения



* Соединение TMK UP CENTUM обладает прочностью, равной прочности тела трубы

Соединение TMK UP CENTUM производится также с бессмазочным покрытием GreenWell

CO_2 CAL-4 Cr 13

TMK
105062, Россия, Москва, ул. Покровка, д.40, стр. 2а
тел.: +7 495 775-7600, факс: +7 495 775-7601
www.tmk-group.ru

Самое опасное для экономики – откладывание реформ

Правительству поручено обеспечить создание информационно-телекоммуникационной инфраструктуры доступной для всех домохозяйств

ПОПЫТКА № 2

Анна Павлихина

Во второй день ПМЭФ на деловом завтраке Сбербанка Г. Греф провел опрос среди финансистов и экономистов на предмет того, чего стоит опасаться российской экономике. Оказалось, что самым опасным явлением, страшнее санкций, кризиса и падения цен на нефть, подавляющее большинство – 61,5 % опрошенных – посчитали откладывание реформ.

После инаугурации переизбранный в очередной раз на пост президента В. Путин подписал так называемый майский указ, в котором обозначил основной путь движения страны на ближайшие шесть лет.

Задачи очередной шестилетки звучат очень достойно. По обозначенному пути хочется следовать, а целей – добиваться. Как и 6 лет назад, когда после очередной инаугурации президент подписал серию из 13 указов.

Итак, до 2024 г. в стране должен быть обеспечен рост численности населения, устойчивый рост реальных доходов граждан, снижение уровня бедности в два раза, ускорение технологического развития, увеличение количества организаций, осуществляющих технологические инновации, обеспечение ускоренного внедрения цифровых технологий в экономике и социальной сфере, Россия должна войти в число 5 крупнейших экономик мира, темпы экономического роста должны превысить мировые при сохранении макроэкономической стабильности, в базовых отраслях экономики, прежде всего в обрабатывающей промышленности, должен быть создан высокопроизводительный экспортно ориентированный сектор, обеспеченный высококвалифицированными кадрами и развивающийся на основе современных технологий.

Большое внимание уделено уже давно шагающей по миру, но вошедшей сравнительно недавно в моду в России цифровизации. Правительству поручено увеличить внутренние затраты на развитие

В обрабатывающей промышленности должен быть создан высокопроизводительный экспортно ориентированный сектор

Исполнению указов 2012 г. препятствовали кризис и санкции

цифровой экономики за счет всех источников не менее чем в три раза по сравнению с 2017 г. и обеспечить создание устойчивой и безопасной информационно-телекоммуникационной инфраструктуры высокоскоростной передачи, обработки и хранения больших объемов данных, доступной для всех организаций и домохозяйств. Даже тех 40 % домохозяйств, которые, по признанию А. Миллера, топят дровами, и тех, к которым в период весенней распутицы не ведет ни одна дорога. При этом органы местного самоуправления и федеральные чиновники должны постараться использовать российское ПО. Несколько лет назад на чиновниках уже пытались опробовать отечественное программное обеспечение, но что-то пошло не так и эксперимент свернули. Очевидно, наши разработчики пока не столь сильны в этой сфере и принудительное внедрение – не лучшее решение.

Согласно майскому указу президента РФ должны быть сформированы глобальные конкурентоспособные несырьевые секторы. Общая доля экспорта в них к 2024 г. должна составить 20 % ВВП. Хочется в это верить, но любой прогноз основывается на предшествующем опыте, а он говорит, что проводимая до этого политика развития конкурентоспособных экспортных товаров особых результатов не принесла. И это при низких ценах на сырье. Что же говорить о сегодняшнем дне, когда цены на нефть растут?

Да и стоит ли задаваться таким вопросом, если совершенно очевидно, что цели завышены, задачи нереальны и потому весь намеченный путь становится липовым?

Исполнению указов 2012 г. препятствовали кризис и санкции, о чем заявлял Д. Медведев, но и сам президент еще в 2013 г. признался, что намеренно «завысил планку» в указах, что, однако, не должно было стать поводом для их неисполнения. В результате региональные власти бросились выполнять «завышенную планку» в ущерб нуждам своих регионов.

Требуемый майским указом прорыв во всех сферах жизни приведет к увеличению расходов на одни сферы жизни за счет других, с одной стороны, и к повышению налогов – с другой. Но, может, вторая попытка будет удачней?..

ГМТ ЗЕЛЕНЫЙ СВЕТ

Денис Савосин

На долю России приходится 16% добываемого в мире газа. Только в 2017 г. Россия добыла 690,9 млрд м^3. А по экспорту газа наша страна занимает первое место. При таких показателях грех не использовать этот ценнейший продукт для собственного потребления. Поэтому В. Путин дал ряд поручений по развитию рынка газомоторного топлива (ГМТ) в России.

Во-первых, определить федеральный орган исполнительной власти, ответственный за развитие рынка ГМТ. В функции этого органа будет входить создание сети газозаправочных станций и увеличение парка автотранспортных средств на ГМТ. Доложить о работе по этому направлению премьер-министр РФ Д. Медведев должен до 1 июля 2018 г.

Во-вторых, обеспечить разработку и внедрение программы развития рынка ГМТ с учетом ранее данных поручений. При этом правительству необходимо будет обратить особое внимание на необходимость разработки схем территориального размещения заправочных станций и газопроводной инфраструктуры по каждому субъекту РФ; развития газозаправочной сети и обеспечения ее загрузки до коммерчески эффективного уровня; увеличения парка транспортных средств, использующих газ в качестве моторного топлива, с учетом программ обновления муниципального пассажирского и грузового транспорта, такси, школьных автобусов и транспорта экстренных и оперативных служб, в т.ч машин скорой помощи и пожарных машин, стимулирования роста парка частных транспортных средств, использующих газ в качестве моторного топлива. Доложить В. Путину о разработке программы ГМТ Д. Медведев должен до 1 октября 2018 г, а далее – раз в полгода.

В-третьих, представить предложения по механизмам определения персональной ответственности руководителей субъектов РФ по развитию рынка ГМТ.

С необходимостью развивать рынок ГМТ согласны и читатели Neftegaz.RU: 33% опрошенных считают, что это отличное применение газу, которого в России добывают очень много, 28% отдают предпочтение газомоторному топливу как наиболее экологичному и 4% принявших участие в опросе считают транспорт, работающий на ГМТ, транспортом будущего. По оценкам Минэнерго, в 2020 г. объем потребления природного газа в качестве моторного топлива ожидается уже в объеме 1,26 млрд м^3, число объектов газозаправочной инфраструктуры увеличится до 743, количество транспортных средств – до 370 тыс. единиц.

Рейтинги Neftegaz.RU

Госдума приняла закон о контрсанкциях, в котором перечислены шесть направлений, по которым они могут быть введены. Мнения относительно полезности нововведения разошлись: одни полагают, что закон ничего не изменит, ведь у правительства и ранее были аналогичные полномочия, другие – что действие закона может навредить отдельным российским предприятиям.

Надо ли вводить закон о контрсанкциях?

- **23%** Да, это будет способствовать импортозамещению
- **1%** Нет, это ударит по российскому бюджету
- **33%** Да, нельзя оставлять без ответа выпады против России
- **10%** Нет, это сделает инвестклимат в России еще менее привлекательным
- **1%** Да, для полноценного развития Россия не нуждается в иностранных компаниях
- **31%** Нет, это еще больше затруднит сотрудничество с иностранными партнерами, что плохо отразится на экономике страны

Производство необходимой стране продукции на отечественных предприятиях – задача в первую очередь государственная, ведь именно экономическая и товарная независимость позволяет чувствовать себя свободно на международной арене. При этом капиталистический уклад предполагает жизнь по рыночным законам, в которых государству отводится не главная роль. Каким должно быть участие государства в построении импортозамещающей промышленности?

Должно ли государство финансировать крупные проекты в импортозамещении?

- **33%** Да, именно оно больше всех заинтересовано в автономной промышленности
- **7%** Нет, прибыль от продаж получат компании, они и должны вкладывать в разработки
- **8%** Да, многие проекты даже самые крупные компании не потянут в одиночку
- **7%** Нет, достаточно нефинансовых преференций
- **13%** Да, но не более чем на 50 %
- **33%** Нет, государство должно создать условия, при которых любое новое производство априори импортозамещающее

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

РЕКЛАМА

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

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

Рекорды «Турецкого потока»

Газпром завершил глубоководную укладку морского участка 1-й нитки МГП «Турецкий поток». На строительство морского участка, начавшегося 7 мая 2017 г. в мелководной части, потребовалось менее года. Строительство участков береговых примыканий на российской стороне тоже завершено, осталось выполнить эти работы на турецкой стороне. В ходе строительства глубоководной части 1-й нитки МГП «Турецкий поток» судно-трубоукладчик «Pioneering Spirit» установило мировой рекорд скорости укладки морских газопроводов. Максимальная производительность – 5,6 км/сутки – была достигнута в феврале 2018 г. Средняя скорость строительства на глубоководье составила 4,3 км/сутки.

Еще один рекорд МГП «Турецкий поток» – впервые в мире труба диаметром 81 мм уложена на глубине 2 200 м.

Рекорды «Ямал СПГ»

«Ямал СПГ» произвел отгрузку 2 млн т СПГ с момента запуска 1-й технологической линии завода. Загрузка первого танкера состоялась 8 декабря 2017 г. Рубеж в 1 млн т отгруженного СПГ был достигнут в начале марта 2018 г, т.е. спустя три месяца с момента запуска завода. На преодоление рубежа в 2 млн т потребовалось два месяца.

Поставки СПГ осуществляются с декабря 2017 г. танкерами-газовозами ледового класса Arc7 вместимостью 170 тыс. м3 (около 74 тыс. т). С апреля 2018 г. начались поставки СПГ по долгосрочным контрактам, в рамках которых уже отгружено 4 партии СПГ.

Первая линия «Ямал СПГ» 15 мая 2018 г. остановлена на профилактическое обслуживание на две недели. Отгрузка СПГ на время остановки осуществлялась из созданных запасов.

Сверхпроводники для электроэнергетики

В ходе заседания Научно-технического совета Россетей был рассмотрен вопрос применения сверхпроводящего кабеля постоянного тока в электросетевом комплексе.

Использование сверхпроводимости отдельных материалов становится все более актуальным. Это связано с открытием высокотемпературных сверхпроводников, не требующих сложных и дорогих охлаждающих приборов. Такие устройства

способны работать при охлаждении дешевым и легкодоступным жидким азотом. Их уникальным свойством является отсутствие электрического сопротивления при сверхнизких температурах и большая плотность тока, что в совокупности позволяет передавать в разы большую мощность. Внедрение ВТСП на кабельных линиях в условиях мегаполисов позволит передавать электроэнергию с минимальными потерями, снизить затраты на строительство до 20 %, сократить затраты при строительстве энергомостов и кольцевых схем, а также передавать мощности энергоемким потребителям, для которых не могут использоваться высоковольтные линии.

Пилотный проект реализуется в г. Санкт-Петербурге.

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

Катализаторы от Института им. Г.К. Борескова

Институт катализа СО РАН Институт катализа им. Г.К. Борескова СО РАН перешел к опытно-промышленному производству катализаторов для получения биотоплива и намерен поставить в 2018 г. увеличенную партию нидерландской компании, которая специализируется на этих видах топлива. Бионефть не может напрямую использоваться в качестве компонента для топлива, потому что она вязкая и имеет повышенную кислотность. После гидрооблагораживания она становится похожей на бензин и ее можно добавлять в традиционное топливо. Гидрооблагораживание – это сложный процесс, включающий в себя комплекс различных каталитических реакций, таких как крекинг, декарбонилирование, декарбоксилирование, гидрокрекинг, гидродеоксигенация и гидрирование.

Институт катализа СО РАН делает катализаторы для так называемого гидрооблагораживания бионефти, когда катализатор убирает из топлива лишний кислород и замещает его водородом: таким образом бионефть становится пригодной для добавки в углеводородное топливо.

ММ УКПГ для ПНГ от НТЦ Газпрома

В НТЦ Газпром нефти впервые в России совместно с НИИ Энергетического машиностроения МГТУ им Н.Э. Баумана реализуется инновационный технологический проект по созданию мобильных модульных комплексов для подготовки ПНГ.

Мобильная модульная установка подготовки газа (УКПГ) позволяет снизить энергопотребление на 20 %, уменьшить число и размеры основных аппаратов, использовать высокоэффективное оборудование в блочно-модульном исполнении высокой заводской готовности. Уникальность ММ УКПГ заключается в использовании эффективного цикла охлаждения газа, позволяющего при низком энергопотреблении добиваться высокой холодопроизводительности.

На текущий момент создана математическая и трехмерная модель установки, разработаны технические решения, общие и компоновочные чертежи и ТЗ на ее изготовление.

Симулятор от Роснефти

В сервисной дочке Роснефти РН-ГРП завершено внедрение РН-ГРИД – первого в Евразии промышленного симулятора ГРП. Симулятор позволяет точно описывать сложную геометрию трещины, возникающей в породе при проведении ГРП, и обеспечивает выполнение всех операций и инженерных расчетов, необходимых для проектирования гидроразрыва, в частности визуализацию исходных данных, создание геомеханической модели пласта, анализ диагностических закачек, расчет дизайна и анализ фактически проведенных операций ГРП с использованием обширной базы данных технологических жидкостей и проппантов.

Анализ параметров выполненных работ и показатели добычи скважин после ГРП подтвердили высокую достоверность результатов проектирования в РН-ГРИД.

ГРП является ключевой технологией обеспечения и интенсификации добычи нефти как на традиционных коллекторах, так и на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами.

После проведения ГРП дебит скважины, как правило, резко возрастает или существенно снижается депрессия. ●

ЭНЕРГИЯ ДЛЯ ДАЛЬНИХ РУБЕЖЕЙ

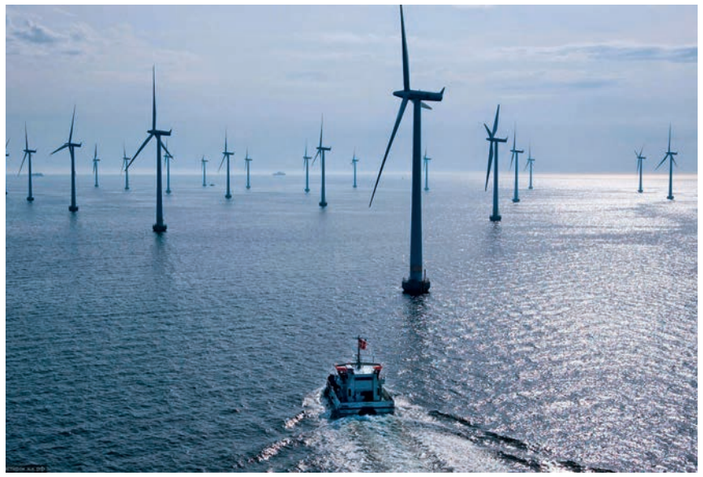
СНАБЖЕНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЕЙ – ОДНА ИЗ СЕРЬЕЗНЫХ ЗАДАЧ, СТОЯЩИХ СЕГОДНЯ ПЕРЕД ЛЮБОЙ РОССИЙСКОЙ ДОБЫВАЮЩЕЙ ИЛИ ПОДРЯДНОЙ КОМПАНИЕЙ, РЕАЛИЗУЮЩЕЙ ПРОЕКТ В УДАЛЕННЫХ ОТ РАЗВИТОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ РЕГИОНАХ. НИ ДЛЯ КОГО НЕ СЕКРЕТ: ДЛЯ ТОГО ЧТОБЫ РАЗРАБОТАТЬ УГЛЕВОДОРОДНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕОБХОДИМО НАЛАДИТЬ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ ТАКОГО ПРОМЫСЛА

Мария Кутузова

Так, например, ведущие российские компании «Газпром», «ЛУКОЙЛ» с целью минимизации затрат на электроэнергию для добычи газа и нефти специально вошли в энергетический бизнес и теперь обеспечивают как свои собственные потребности, так и продают свободные мощности на рынке. Обеспечение энергией стало камнем преткновения на пути освоения Штокмановского газоконденсатного месторождения в Арктике. Протянуть кабель на расстояние более 600 км от берега в жестких условиях Крайнего Севера – непростая задача.

Тем не менее у российских добывающих и подрядных организаций огромный опыт в реализации проектов в арктических условиях. В рамках каждого из них специалистам пришлось решать задачи обеспечения проводимых работ электроэнергией и создания соответствующей инфраструктуры, одновременно защищая хрупкую экологию в удаленных регионах.

Каждый из проектов требует собственного подхода к решению задачи энергообеспечения. Лишь на некоторых объектах инфраструктуры в Заполярье существует возможность подвести линию электропередачи (ЛЭП) требуемой мощности. Но как показала практика, осуществить это возможно далеко не везде. Зачастую приходится использовать комбинированную схему электроснабжения, при которой часть электроэнергии подается при помощи ЛЭП, а часть вырабатывается на месте.



Как правило, в рамках проектов, выполняемых на Крайнем Севере, приходится полностью снабжать объект энергией собственными мощностями при помощи мобильных дизельных электростанций (ДЭС). Выглядят они как 20-футовый контейнер, внутри которого и находится такая электростанция в так называемом «арктическом исполнении». Потребление топлива на пике нагрузок может достигать 80–100 т солярки в месяц. Что касается строительства и подключения подводных объектов к береговой инфраструктуре, например Киринского месторождения на Дальнем Востоке, весь комплекс проводимых работ обеспечивался энергией по специальному подводному кабелю с установленных на берегу генераторов.

Строгое соблюдение сроков реализации проекта – критически важный момент в условиях Арктики. Компаниям приходится завозить оборудование на Крайний Север в короткий период летней навигации. Специалисты отмечают: обязателен 20–30%-ный запас мощности электростанции, при этом учитывается уровень максимальной нагрузки на все время реализации проекта и наличие резерва мощностей. Например, в рамках проекта строительства арктического порта Сабетта один из подрядчиков задействовал одну основную дизельную электростанцию и две резервных. Вся техника проходит обязательную проверку перед отправкой на объект, регулярно проводится ее сервисное обслуживание. Приходится обеспечивать ее запасом запчастей и горючего на весь период между навигациями.

В удаленных районах, с полным отсутствием какой бы то ни было инфраструктуры, выход из строя электростанции означает серьезные неприятности. Без электроэнергии не только остановится производство, самое опасное заключается в том, что рабочий поселок с персоналом, может лишиться отопления при температуре воздуха в -50°С.

Сейчас «Газпром нефть» для электроснабжения отдаленных промыслов, как правило, применяет электростанции, использующие попутный нефтяной газ. Однако еще одной возможностью, обладающей огромным потенциалом, является использование возобновляемой энергетики, чистой ветровой и солнечной энергии. «Альтернативные источники энергии в Арктике – неисчерпаемый ресурс. Поэтому их преобразование в производственные мощности – это техническое решение, которое лежит на поверхности», – считают в компании.

Дочерняя «Газпромнефть-Ямал» установила на побережье Карского моря, в акватории Обской губы, экспериментальную ветро-солнечную установку. Гибридный комплекс «Юрта», состоящий из двух ветрогенераторов и тридцати солнечных панелей, а также блока аккумуляторных батарей, размещен в районе села Мыс Каменный. Установка предназначена для обеспечения электричеством первого блока системы управления приемо-сдаточного пункта Новопортовского месторождения. Электроэнергия необходима для работы напорного трубопровода, ведущего от центрального пункта сбора нефти до приемо-сдаточного пункта промысла. Как поясняют в компании, в случае тумана или штиля «Юрта» будет работать, используя резервную энергию, предварительно накопленную в аккумуляторных батареях.

Станция установлена на побережье, где среднегодовая скорость ветра составляет 5,5 м/с и наблюдается высокая солнечная активность. Как рассказали в компании, ветрогенераторы комплекса «Юрта» имеют вертикальную форму конструкции, что позволяет им вырабатывать электричество независимо от направления воздушных потоков. Вертикальная конструкция ветрогенератора имеет только один вращающийся узел, что повышает ее надежность, по сравнению с горизонтальными ветрогенераторами, и снижает эксплуатационные расходы.

Оборудование для электростанции изготовлено на российских предприятиях и спроектировано специально для работы при температурах до -60°С. Работу энергоэффективного комплекса специалисты компании «Газпромнефть-Ямал» контролируют удаленно. В режиме онлайн можно отследить количество вырабатываемой электроэнергии, уровень заряда аккумуляторных батарей и величину нагрузки, подключенной к установке. Сейчас «Юрта» проходит опытно-промышленные испытания, по результатам которых будет рассматриваться возможность внедрения подобных установок на других месторождениях «Газпром нефти».

Экспериментальная установка – первая на полуострове Ямал. В перспективе с помощью данной технологии компания сможет обеспечить электроэнергией объекты, удаленные на десятки километров от основных сетей. Внедрение ветро-солнечной электростанции абсолютно безопасно для природы Арктики, что является серьезным преимуществом технологии.

Созданию инфраструктуры «с нуля» в удаленных и малонаселенных районах предшествует этап основательного планирования. При этом необходимо учесть множество факторов – близость источника питьевой воды, возможность подведения ЛЭП, особенности вечномерзлых почв (глубина сезонного оттаивания и замерзания может достигать одного метра), удобство снабжения и многое другое. На график завоза людей, материалов и техники в рамках арктических проектов влияет короткий период летней навигации, а также дороговизна зимних поставок, осуществляемых судами ледового класса в сопровождении атомного ледокола.

Особое внимание при проведении работ на Крайнем Севере компаниям необходимо уделять защите окружающей среды. При строительстве порта Сабетта был применен селективный сбор отходов, использование при ремонте техники специальных поддонов, исключающих проливы нефтепродуктов, хранение металлолома на специально отведенных площадках. Весь строительный мусор вывозился со стройплощадки порта морским транспортом в период навигации.

При реализации проектов по прокладке сухопутной части трубопроводов специалисты пристально наблюдают за состоянием почвы. В арктических условиях нарушение естественного уровня кислотности почвы может привести к эрозии плодородного слоя, и без того тонкого и крайне чувствительного к техногенным воздействиям. После окончания проекта специалисты компании производят восстановление плодородного слоя и высадку именно тех растений, которые характерны для данной экосистемы.

Если работа ведется под водой, то еще на этапе планирования проекта, производится математическое моделирование распределения «облака» породы, поднятого в результате работы техники, рассчитывается возможный ущерб поголовью рыбы. На основании этих данных после окончания работ на объекте, компания выпускает мальков именно тех видов рыб, которые могли погибнуть из-за деятельности техники. Во время укладки трубопровода для Киринского месторождения на Дальнем Востоке России на пути миграции серых китов, занесенных в Красную книгу, осуществлялся специальный мониторинг за их перемещением. При приближении серого кита в район прокладки газопровода все работы моментально прекращались до тех пор, пока киты не скрывались из виду.

РЕКЛАМА

МЗКТ-800300 **МЗКТ-700300** **МЗКТ-750440**

ШАССИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

VOLAT – один из ведущих мировых производителей дорожной и внедорожной колесной автотехники высокой проходимости и большой грузоподъемности под монтаж бурового, кранового и другого технологического оборудования для нефтегазового комплекса.

VOLAT является безоговорочным лидером рынка Российской Федерации в сфере производства многоосных полноприводных шасси под монтаж мобильных буровых установок.

VOLAT двигается в ногу со временем, совершенствуя и кастомизируя свою технику, улучшает ее технические характеристики и надежность, применяет уникальные технические решения.

VOLAT готов предложить своим заказчикам широкий ассортимент шасси под монтаж различных установок, задействованных при проведении разведки, бурения, ремонта и сервисных работ в нефтегазовой отрасли: колтюбинговое оборудование, азотные станции, компрессорные, цементировочные установки, оборудование для выполнения геологоразведочных работ и пр.

ТЕХНИКА, НЕ ЗНАЮЩАЯ ПРЕГРАД

ОАО «Минский завод колёсных тягачей»
пр-т Партизанский, 150,
220021, г. Минск,
Республика Беларусь
тел. (+375 17) 330-19-54
www.mzkt.by

VOLAT

ТЯГАЧ СЕДЕЛЬНЫЙ

Внедорожное полноприводное шасси МЗКТ-800500 (14х14) предназначено под монтаж навесного оборудования мобильных буровых установок грузоподъемностью до 200 тонн.

Шасси оснащено двумя дизельными 6-цилиндровыми двигателями Caterpillar C15 ACERT, мощность каждого составляет 433 кВт (580 л.с.), которые отвечают за перемещение шасси по бездорожью и осуществляют привод и работу механизмов специализированного технологического оборудования и агрегатов. МЗКТ-800500 оснащено двумя гидромеханическими передачами Allison 4700 OFS с установленным суммирующим редуктором собственного производства.

ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИ:

- Рама-платформа
- Увеличенная ширина колеи
- Низкий центр тяжести
- Пять управляемых мостов
- Гидробалансирная подвеска

ПРЕИМУЩЕСТВА:

- Отсутствие необходимости установки дополнительного надрамника для размещения оборудования
- Снижение веса конечного изделия мобильной буровой установки за счет того, что рама выполняет одновременно несущую функцию шасси и функцию платформы для размещения оборудования
- Возможность установки дополнительного оборудования
- Упрощение и ускорение процесса сборки МБУ на шасси
- Повышение устойчивости установки
- Улучшение параметров проходимости

ТЕХНИКА НЕ ЗНАЮЩАЯ ПРЕГРАД

ОАО «Минский завод колёсных тягачей»
пр-т Партизанский, 150,
220021, г. Минск,
Республика Беларусь
тел. (+375 17) 330-19-54
www.mzkt.by

Neftegaz.RU
номер 6/2018 г.

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ В УСЛОВИЯХ ПАДАЮЩЕЙ ДОБЫЧИ

Маришкин Владислав Анатольевич,
начальник Производственно-диспетчерской службы

Нурдинова Снежанна Александровна,
начальник Отдела энергосбережения Инженерно-технического центра

Коваленко Игорь Александрович,
заместитель начальника Отдела энергосбережения Инженерно-технического центра

Степаненко Анатолий Анатольевич,
ведущий инженер Отдела энергосбережения Инженерно-технического центра

Гулак Мария Константиновна,
инженер 2-й категории Отдела энергосбережения Инженерно-технического центра

ООО «Газпром добыча Ноябрьск»

ОСНОВНЫЕ ЗАПАСЫ ГАЗА В РОССИИ СОСРЕДОТОЧЕНЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ. ОДНАКО ДОБЫЧА НА ЭТИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПРОДОЛЖАЕТ ПАДАТЬ. ПОЭТОМУ ПЕРВОЙ ЗАДАЧЕЙ ДЛЯ ДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЙ СТАНОВИТСЯ ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ ГАЗА. КАКИЕ МЕТОДЫ ДЛЯ ЭТОГО ИСПОЛЬЗУЮТ НА СОВРЕМЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ?

THE MAIN GAS RESERVES IN RUSSIA ARE CONCENTRATED IN THE FIELDS OF WESTERN SIBERIA. HOWEVER, PRODUCTION AT THESE FIELDS CONTINUES DECREASING. THEREFORE, THE FIRST TASK FOR PRODUCING COMPANIES IS TO INCREASE THE ENERGY EFFICIENCY OF GAS PRODUCTION. WHAT METHODS ARE USED TO ACHIEVE THIS AT MODERN ENTERPRISES?

Ключевые слова: *энергоэффективность, месторождения газа, падающая добыча, энергопотребление, снижение затрат при добыче.*

УДК 622.276

Анализ показателей удельного энергопотребления ООО «Газпром добыча Ноябрьск» позволил сделать заключение об их росте за последние семь лет. При этом объемы добычи с каждым годом неуклонно снижаются.

Это объясняется тем, что месторождения «Газпром добыча Ноябрьск», как и большинство месторождений Западной Сибири, на долю которых приходится более 90 % добычи ПАО «Газпром», вступило в стадию падающей добычи газа. Стоимость топливного газа в последнее время растёт из-за постоянной индексации ставки НДПИ, что сказывается на увеличении доли энергетических затрат в себестоимости газа. В связи с этим возрастает актуальность решения задач снижения затрат на энергетическую составляющую при добыче газа.

Стадия падающей добычи является самой энергозатратной и характеризуется обводнением скважин и выбытием добывающих скважин из эксплуатационного фонда по этой причине, необходимостью проведения затратных капитальных и подземных ремонтов скважин, увеличением потерь давления в системах промыслового сбора газа, снижением пластового давления и давления на входе в ДКС. Также стоит отметить моральное старение технологического оборудования.

ФАКТЫ

Более 90 %
добычи ПАО «Газпром» приходится на долю месторождений Западной Сибири

1,2 %
минимальный уровень ежегодного снижения удельного расхода газа на собственные нужды ПАО «Газпром», установленный Концепцией энергосбережения и повышения энергоэффективности компании

Для сокращения расхода газа при добыче и поддержания энергетической эффективности объектов добычи необходимо использование дорогостоящих технологий и разработка новых технических инновационных решений, что чаще всего экономически необоснованно для месторождений с падающей добычей.

Кроме того, действующей Концепцией энергосбережения и повышения энергетической эффективности ПАО «Газпром» установлен минимальный необходимый уровень ежегодного снижения удельного расхода газа на собственные нужды на 1,2 % по сравнению с предыдущим периодом, что на этапе падающей добычи невыполнимо. На основании сложившейся ситуации и в отсутствие возможности выполнять поставленную Концепцией цель, Обществом был установлен основной принцип повышения энергоэффективности – сдерживание темпов роста удельных показателей энергопотребления. В условиях падающей добычи зачастую отсутствует возможность обновления основного оборудования, внедрения дорогостоящих инновационных проектных решений, поэтому применяемые методы направлены на усиление контроля за энергоэффективностью и рациональным использованием энергоресурсов.

РИС. 1. Динамика изменений объемов добычи и удельного расхода топливно-энергетических ресурсов на единицу объема добычи ООО «Газпром добыча Ноябрьск» в период 2011–2017 гг.

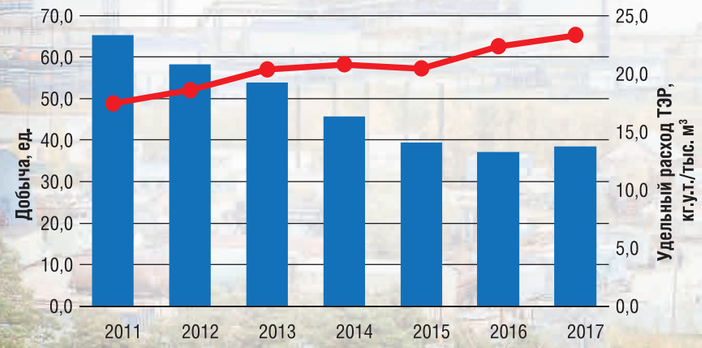


ТАБЛИЦА 1. Характеристика различных этапов жизненного цикла месторождений

Классификационный признак	Этапы жизненного цикла			
	начальный	постоянная добыча	«падающая» добыча	
Характер изменения объёмов добычи	увеличиваются	не изменяются	снижаются	
Характер изменения пластового давления	снижается			
Наличие компрессорных мощностей	Бескомпрессорный период	Компрессорный период		
Ввод или вывод компрессорных мощностей в эксплуатацию		ввод мощностей	ввод мощностей	вывод мощностей, применение МКУ
Характер изменения потребления топливного газа	возрастает		снижается	
Характер изменения удельных показателей	возрастает		условно постоянен	возрастает

ТАБЛИЦА 2. Статьи расхода газа на технологические потери на разных этапах разработки месторождения

Этапы жизненного цикла месторождения				
Обустройство месторождения	Нарастающая добыча	Постоянная добыча	«Падающая» добыча	Завершающая стадия разработки
Геологические потери (продувка скважин)				
очистка ствола после бурения	очистка ствола после бурения			
		ликвидация жидкостных пробок	ликвидация жидкостных пробок	ликвидация жидкостных пробок
		очистка ствола после КРС	очистка ствола после КРС	очистка ствола после КРС
			очистка ствола после ПРС	очистка ствола после ПРС
	проведение исследований	проведение исследований	проведение исследований	проведение исследований
Эксплуатационные потери (ГСС, УППГ, УКПГ, ДКС)				
	ликвидация гидратных пробок		ликвидация жидкостных пробок	ликвидация жидкостных пробок
	ремонтные работы	ремонтные работы	ремонтные работы	ремонтные работы

Действующим инструментом для осуществления контроля рационального использования энергоресурсов в «Газпром добыча Ноябрьск» стала система энергетического менеджмента. В ООО «ГДН» создан единый центр ответственности, на который возложены все функции в рамках работ по энергосбережению и повышению энергетической эффективности – это Отдел энергосбережения Инженерно-технического центра, ответственный за внедрение и функционирование СЭнМ.

Система энергетического менеджмента предполагает выделение значимых энергетических аспектов, т.е. самых затратных расходных статей, которые способны повлиять на энергопотребление в целом по Обществу. Энергетический аспект является значимым, если на него приходится значительная доля общего энергопотребления и с ним связан потенциал для более эффективного использования энергии. Основным расходным ресурсом для газодобывающего общества является природный газ. Расход природного газа состоит из технологических потерь и газа, расходуемого на собственные нужды производства. Как видно из диаграмм, на продувки скважин в структуре технологических потерь приходится от 70 до 85%. На топливный газ ГПА – до 99% в структуре газа собственных нужд. Таким образом, выделенные направления являются приоритетными.

ФАКТЫ

Оперативный контроль за разработкой газовых месторождений – самое актуальное решение для поддержания падающей энергоэффективности на старом фонде скважин

РИС. 2. Структура расхода природного газа на газовых промыслах ООО «Газпром добыча Ноябрьск»

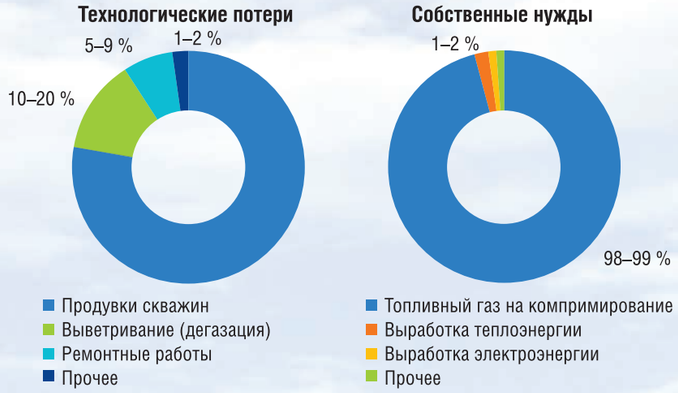
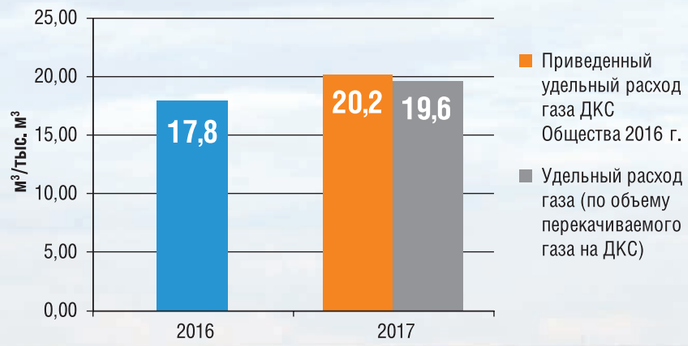


РИС. 3. Удельный расход природного газа на нужды ДКС Общества в 2017 году при приведении к сопоставимым условиям 2016 года



В части регулирования и оперативного контроля за значимым процессом «Компримирование» Обществом совместно с ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработана Методика оценки энергоэффективности газодобывающих организаций.

Энергоэффективность оценивается при приведении к сопоставимым условиям предыдущего периода. Оценивается влияние как нерегулируемых факторов (снижение пластового давления, изменение температуры окружающей среды), так и влияние изменения КПД ГПА, режима работы ДКС.

Анализ графиков (рисунки 3, 4), построенных по приведенным методикам, показывает, что в сравнении с 2016 годом фактический удельный расход топливного газа ДКС увеличился с 17,8 до 19,6 м³/тыс. м³. Но при приведении к сопоставимым условиям 2016 года удельный расход ТГ ДКС в 2017 году составил 20,2 м³/тыс. м³. Таким образом, энергоэффективность в целом по Обществу улучшилась по сравнению с 2016 годом. Помесячный анализ указывает на то, что в первые два месяца 2017 года энергоэффективность Общества ухудшалась в сравнении с 2016 годом. С марта 2017-го (когда критерий становится положительным) отмечается повышение энергоэффективности.

Наряду с ретроспективным анализом энергетической эффективности метод позволяет оперативно определять тенденции изменения показателей энергоэффективности ДКС, оценивать корректность данных, поступающих в адаптивную базу данных информационно-управляющей

РИС. 4. Критерий энергоэффективности компримирования газа ДКС в 2017 году

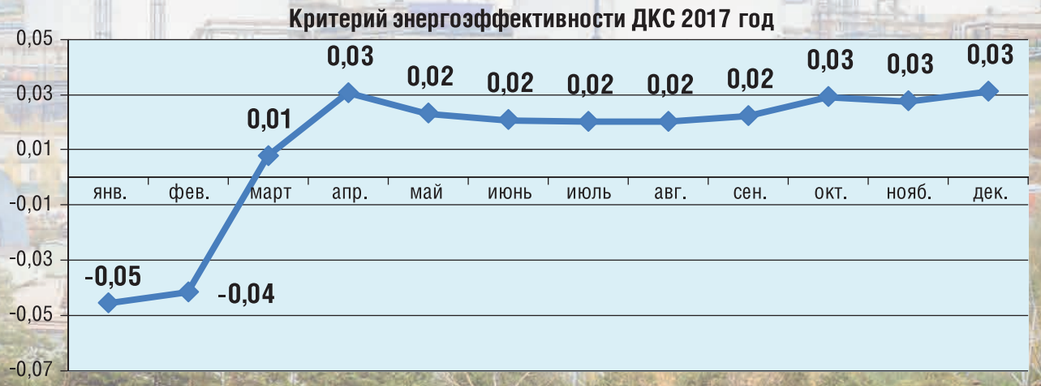
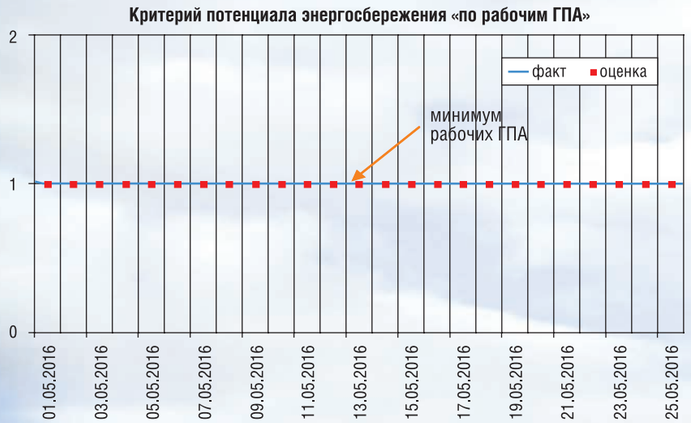


РИС. 5. Критерий энергоэффективности компримирования газа ДКС в 2017 году



системы (ИУС), принимать решение о целесообразности изменения рабочих режимов ДКС (перераспределение отборов газа между ГП, перераспределение отношения давлений между ступенями сжатия). Кроме того, это позволяет выявить технологические ограничения, приводящие к повышенному расходу газа, т.е. выявить потенциал для повышения энергоэффективности, а также снизить влияние человеческого фактора при регулировании.

С целью поддержания падающей энергоэффективности на старом фонде скважин актуальным решением на сегодняшний день остаётся оперативный контроль за разработкой газовых месторождений.

Стандартные промыслово-геофизические исследования (ПГИ), которые выполняются подрядными организациями, недостаточно эффективны для старого фонда скважин. Они охватывают не весь фонд скважин, к тому же это весьма затратный вид работ. Специалистами ООО «Газпром добыча Ноябрьск» для решения данной проблемы разработан и опробован на месторождениях Общества новый метод контроля изменения положения газоводяного контакта (ГВК) в эксплуатационных скважинах, не вскрывающих флюидальный контакт. Метод позволяет осуществлять гибкий контроль выработки запасов на месторождениях, вступающих в этап падающей добычи газа без привлечения дополнительных инвестиций (в зону повышенного внимания попадают скважины с признаками изменения ГВК, полученными на основе данного метода).

Контроль за обводнением и оптимизация режимов работы скважин приводит:

- к снижению скорости локального подъёма ГВК;
- к увеличению срока безводного периода работы скважин, а в некоторых случаях даже к сокращению количества ремонтов скважин, а также к сокращению продувок скважин и газосборной системы (ГСС) с целью ликвидации жидкостных пробок;
- равномерной выработке запасов;
- к увеличению конечного коэффициента газоотдачи и дополнительной добыче газа.

ФАКТЫ

70-85 %
технологических потерь приходится на продувки скважин

До 19,6
$м^3$/тыс. $м^3$ увеличился фактический удельный расход топливного газа ДКС в сравнении с 2016 г.

Менее значимые энергетические аспекты контролируются благодаря проведению ежеквартального энергетического анализа, который включает в себя анализ фактического потребления ТЭР (природного газа, электроэнергии, теплоэнергии) по каждой расходной статье в сравнении с предыдущим периодом и с установленной энергетической базовой линией, а также позволяет отслеживать тенденции изменения удельных показателей и выявлять причины несоответствий.

Кроме того, в рамках функционирования данной системы ежегодно реализуются Программы энергосбережения, разрабатывается энергетическая базовая линия и цели в области СЭнМ, проводятся внутренние аудиты, действует рабочая группа по энергосбережению, проводится работа по популяризации идеи энергосбережения среди сотрудников, что в целом положительно сказывается на энергоэффективности Общества.

Применение инновационных методов контроля расхода топливного газа компримирования и контроля за обводнением скважин в рамках системы энергетического менеджмента позволяет сдерживать темы роста показателей энергопотребления в условиях снижения пластового давления газа и «падающей» добычи, что в перспективе может быть использовано и другими газодобывающими дочерними Обществами ПАО «Газпром».

KEYWORDS: *energy efficiency, gas deposits, declining production, energy consumption, reduction in production costs.*

РЕКЛАМА

КОМПЛЕКСНЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ ЭЛЕКТРООБОГРЕВА

- Обогрев протяженных и сверхпротяженных трубопроводов
- Защита от замерзания емкостей и резервуаров
- Обогрев оборудования в опасных и взрывоопасных зонах
- Поддержание температуры жидкостей и газов
- Системы обогрева для морских ледостойких платформ и подводных комплексов
- Система обогрева нефтяных скважин
- Теплоизоляция и антикоррозийные покрытия
- Обеспечение работы агрегатов и технологического оборудования при низких температурах
- Системы управления и контроля, низковольтные комплексные устройства (НКУ)

ПРОЕКТ • ПОСТАВКА • МОНТАЖ • ПУСКОНАЛАДКА • СЕРВИС

ЭНЕРГО МОНТАЖ

141008, Московская область,
г. Мытищи, Проектируемый проезд 5274, стр. 7
Тел/факс: +7 495 627-72-55
www.sst-em.ru, www.sst.ru
email: info@sst-em.ru

Инжиниринговая компания «ССТэнергомонтаж» — российский разработчик и поставщик систем электрообогрева и теплоизоляции для различных отраслей промышленности. «ССТэнергомонтаж» входит в Группу компаний «Специальные системы и технологии», которая является лидером российского рынка электрообогрева более 25 лет.

Наши преимущества:
- Полный комплекс услуг: от проектирования до сервисного обслуживания
- Единственный в России производитель проводящих пластмасс и саморегулирующихся кабелей полного цикла
- 27 лет успеха на рынке
- 100% контроль качества
- Единая точка ответственности

ТМС ГРУПП

TMC-POWER MAN™

Пневмогидравлический привод штангового скважинного насоса

РЕКЛАМА

Преимущества

- Кратно низкие металлоемкость и масса по сравнению с другими приводами ШСН.
- Сокращение сроков монтажно-демонтажных и пусконаладочных работ до 3-х часов.
- Автоматизация процесса добычи нефти (дистанционное управление гидроприводом).
- Применение энергоэффективного комплектующего оборудования в составе гидропривода (настраиваемый насос, стандартные баллоны с газом и т.д.).
- Бесступенчатое изменение числа качаний и длины хода плунжера насоса без остановки привода одним оператором в течение 5 минут.
- Задержка плунжера насоса в верхнем положении (увеличение коэффициента заполняемости насоса).
- Наличие функции «расхаживания» (вывод скважины из заклинивания).
- Сокращение энергозатрат до 30%.
- Возможность модернизации узлов гидропривода для установки дополнительного оборудования по желанию Заказчика.

Назначение

Привод пневмогидравлический «TMC-POWER MAN»™ предназначен для придания возвратно-поступательного движения плунжеру штангового скважинного насоса при откачивании жидкости из нефтяных скважин.

Область применения

- Освоение скважин после бурения и капитального ремонта.
- Оперативный подбор оптимальных параметров эксплуатации скважин в период освоения.
- Эксплуатация на скважинах, оснащенных однолифтовыми установками одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ).
- Проведение исследований обводненности скважины благодаря возможности оперативного изменения параметров работы плунжера ШСН при переключении с одного пласта на другой (в течение 5 минут одним оператором).
- Эксплуатация периодически работающего фонда скважин, выведенного в бездействие. Возможность эксплуатировать ШСН в широких диапазонах, минимальная длина хода — 0,25 м.
- Проведение реанимационных работ на скважинах, имеющих риск зависания и заклинивания штанговых колонн.

8-800-250-79-39 tmcg@tmcg.ru www.тмс-групп.рф

TMC GROUP

TMC-POWER MAN™

Pneumohydraulic drive of a deep well pump

Advantages

- Multiply low metal consumption and mass compared to other deep well pump drives.
- Reducing the terms of the installation, dismantling and commissioning works up to 3 hours.
- Automation of the oil extraction process (remote control of the hydraulic drive).
- Application of energy-efficient accessory equipment in the hydraulic drive (adjustable pump, standard cylinders with gas, etc.).
- Continuously variable reciprocating speed and stroke length of the pump plunger without stopping the drive by one operator within 5 minutes.
- Pump plunger retention in the upper position (increase in the pump fill rate).
- Presence of reciprocation function (withdrawal of the well from jamming).
- Reduction of energy consumption up to 30%.
- Possibility of modernization of the hydraulic drive units for the installation of additional equipment upon Customer's request.

Application

Pneumohydraulic drive TMC-POWER MAN™ designed to reciprocate a plunger of deep well pump when pumping liquid from the oil wells.

Field of application

- Well development after drilling and major repairs.
- Operative selection of optimal parameters of well operation during the development period.
- Operation at wells equipped with single-lift units of dual completion.
- Conducting water encroachment studies due to the possibility of an operative change of the deep well pump plunger operation when switching from one formation to another (within 5 minutes by one operator).
- Operation of a periodically working well stock withdrawn into inactivity. Possibility to operate the deep well pump in wide ranges, the minimum stroke length is 0.25 m.
- Recovery of wells with the risk of hanging and jamming of the rod strings

8-800-250-79-39 tmcg@tmcg.ru www.tmcg.ru

ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ГЕОМЕХАНИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

Закиров Сумбат Набиевич,
д.т.н.,
главный научный сотрудник ИПНГ РАН

Дроздов Александр Николаевич,
доктор технических наук, профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Закиров Эрнест Сумбатович,
д.т.н.,
главный научный сотрудник ИПНГ РАН

Индрупский Илья Михайлович,
д.т.н.,
зав. лабораторией газонефтеконденсатоотдачи пластов ИПНГ РАН

Дроздов Николай Александрович,
кандидат технических наук, генеральный директор ООО «Инновационные нефтегазовые решения»

Аникеев Даниил Павлович,
к.т.н.,
старший научный сотрудник ИПНГ РАН

УДК 622.276.344

РАНЕЕ В НЕФТЕПРОМЫСЛОВОМ ДЕЛЕ СЧИТАЛОСЬ, ЧТО ПРИ СОЗДАНИИ ВЫСОКОЙ ДЕПРЕССИИ НА ПЛАСТ ИМЕЮТ МЕСТО ТОЛЬКО НЕОБРАТИМЫЕ ПРОЦЕССЫ СНИЖЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ, ПОРИСТОСТИ И ПРОДУКТИВНОСТИ ВО ВРЕМЕНИ ЗА СЧЕТ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ. ОДНАКО, КАК СВИДЕТЕЛЬСТВУЕТ ПРОМЫСЛОВАЯ ПРАКТИКА, ПРИ СНИЖЕНИИ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТЬ СКВАЖИН НЕ ВСЕГДА УМЕНЬШАЕТСЯ. В СТАТЬЕ ПРИВЕДЕНЫ ФАКТИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ, ПОДТВЕРЖДАЮЩИЕ СУЩЕСТВОВАНИЕ ПОЛОЖИТЕЛЬНОГО ЭФФЕКТА ГЕОМЕХАНИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ В НЕФТЯНЫХ ПЛАСТАХ, ПРИВОДЯЩЕГО В РЯДЕ СЛУЧАЕВ К ФОРМИРОВАНИЮ СИСТЕМЫ МИКРОТРЕЩИН В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ И УВЕЛИЧЕНИЮ ПРОНИЦАЕМОСТИ. КРОМЕ ТОГО, ПРЕДЛОЖЕНЫ РАЗЛИЧНЫЕ ВАРИАНТЫ ЭФФЕКТИВНОЙ РЕАЛИЗАЦИИ ГЕОМЕХАНИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ И ПЕРЕХОДА К ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩЕЙ ИЛИ НАГНЕТАТЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ БЕЗ ГЛУШЕНИЯ

EARLIER IN THE OIL INDUSTRY, A HIGH RESERVOIR DEPRESSION GENERATION WAS ONLY CONSIDERED TO BE ACCOMPANIED BY IRREVERSIBLE PROCESSES OF REDUCING PERMEABILITY, POROSITY AND PRODUCTIVITY THROUGH GEOMECHANICAL PROCESSES. HOWEVER, FIELD EXPERIENCE SHOWS THAT, WHEN REDUCING THE RESERVOIR PRESSURE, WELL PRODUCTIVITY DOES NOT ALWAYS DECREASE. THE ARTICLE CONTAINS ACTUAL DATA CONFIRMING THE EXISTENCE OF A POSITIVE EFFECT OF GEOMECHANICAL IMPACT IN OIL RESERVOIRS, CAUSING, IN SOME CASES, THE FORMATION OF THE MICRO-FRACTURES SYSTEM IN THE SURFACE ZONE AND INCREASING THE PERMEABILITY. IN ADDITION, IT OFFERS DIVERSE VARIANTS OF EFFICIENT IMPLEMENTATION OF GEOMECHANICAL IMPACT AND THE TRANSITION TO EXPLOITATION OF A PRODUCTION OR INJECTION WELL WITHOUT KILLING

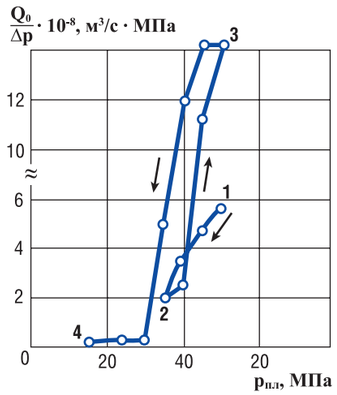
Ключевые слова: *добыча нефти, проницаемость, геомеханическое воздействие, струйный насос, установка погружного центробежного насоса.*

Проявления геомеханических процессов обнаружены при разработке многих месторождений нефти и газа в мире. Эти явления вызывают просадки дневной поверхности, техногенные землетрясения, осложнения при бурении и эксплуатации скважин [1].

Согласно [2], при разработке многих месторождений вследствие значительного снижения пластового давления происходят необратимые деформации коллекторов. При этом величины необратимой деформации определяются не только тем, насколько снизилось пластовое давление, но также палеоглубиной и современной глубиной залегания пластов, литологическим составом пород, длительностью воздействия дополнительных нагрузок на продуктивные отложения. Экспериментальные исследования [2] показали, что при создании высокой депрессии на пласт происходят необратимые процессы снижения проницаемости, пористости и продуктивности во времени.

Однако при снижении пластового давления продуктивность не всегда необратимо уменьшается. Под руководством д.т.н., профессора С.Н. Закирова для условий карбонатного коллектора месторождения Тенгиз были выполнены специальные эксперименты [3].

РИС. 1. Зависимость коэффициента продуктивности от изменяющегося внутрипорового давления в экспериментах на керне месторождения Тенгиз [3]



На рис. 1 представлена зависимость коэффициента продуктивности (отношения дебита к перепаду давления) от изменяющегося внутрипорового (пластового) давления, определенная на одном из исследованных кернов месторождения Тенгиз [3].

На рис. 1 точка 1 соответствует моменту начала эксперимента по определению зависимости коэффициента продуктивности от изменяющегося внутрипорового давления на керне месторождения Тенгиз. Точка 2 – окончание первого этапа снижения давления, точка 3 – максимальное давление при его обратном увеличении. Точка 4 – окончание этапа повторного снижения давления.

За счет обжима образца керна моделировали реальные величины горного давления (до 100 МПа), а давлением жидкости в порах образца моделировали пластовое давление (до 60 МПа). Создание и изменение депрессии также реализовывали путем изменения порового давления флюида при постоянном давлении обжима керна. В данном эксперименте происходило снижение пластового (внутрипорового) давления (отрезок 1–2), обратное повышение давления (отрезок 2–3) и повторное его снижение (отрезок 3–4). Направление изменения коэффициента продуктивности в процессе эксперимента показано стрелками. При заданных значениях эффективного давления определяли величину коэффициента продуктивности. Динамика изменения коэффициента продуктивности в эксперименте, представленном на рис. 1, напрямую связана с изменением проницаемости керна.

Эти результаты объясняются следующим образом. При увеличении эффективного напряжения (при снижении внутрипорового давления) в керне под действием сдвиговых деформаций формируются микро- и макротрещины, а при снижении эффективного напряжения (при повышении внутрипорового давления) они раскрываются, что и приводит к росту проницаемости.

Кроме того, в качестве одного из примеров промысловой практики можно привести эксплуатацию скважины № 36 Сосновского нефтяного месторождения Белоруссии (интервал перфорации 2736–2758 м, тип коллектора – карбонатный, эксплуатационный горизонт – межсолевой задонский) [4]. Первоначальное пластовое давление составляло около 30 МПа. Несмотря на снижение пластового давления до 11,7 МПа при эксплуатации скважины различными способами, в том числе установками ЭЦН5-80-1550 и ЭЦН5-125-1200 без газосепараторов и с газосепараторами, продуктивность скважины не уменьшалась, коэффициент продуктивности составлял 156 м³/(сут·МПа).

Природные проявления геомеханических процессов могут в определенных условиях приводить к интенсификации добычи нефти при эксплуатации скважин.

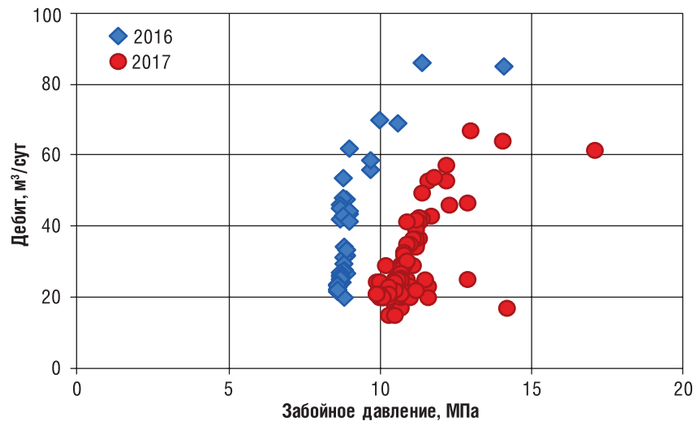
Рассмотрим эти проявления, имевшие место при периодической добыче нефти на одном из месторождений севера Европейской части России с карбонатным коллектором.

Месторождение находится в труднодоступной местности. На сегодня отсутствует промысловая и внешняя инфраструктура, к месторождению нет автодорог и нефтепровода. Поэтому добыча нефти на стадии опытно-промышленной эксплуатации производится лишь в зимнее время. Нефть вывозится автотранспортом по зимнику. Система поддержания пластового давления отсутствует. Все скважины практически безводные. Весной добывающие скважины останавливают и запускают их вновь в работу при наступлении следующей зимы. Глубина залегания основного продуктивного пласта составляет около 3000 м, начальное пластовое давление 32,1 МПа, начальная пластовая температура 61°С, давление насыщения 8,1 МПа, газосодержание нефти 51,9 м³/т, вязкость нефти в пластовых условиях 6,5 мПа·с.

Одна из скважин месторождения оборудована установкой погружного центробежного насоса ЭЦН4-80-2300, спущенной на глубину 2350 м с термоманометрической системой ТМС. Зависимости дебита этой скважины от забойного давления при эксплуатации в 2016 и 2017 годах приведены на рис. 2.

При понижении забойного давления в скважине в 2016 году происходило резкое уменьшение дебита. Поскольку забойные давления были выше давления

РИС. 2. Зависимости дебита скважины от забойного давления (в 2016 и 2017 годах)



насыщения, данный факт падения продуктивности объясняется смыканием естественных трещин в карбонатном коллекторе под действием силы горного давления (веса вышележащих пород) при уменьшении забойного давления.

Затем в скважине, простоявшей после остановки в 2016 году несколько месяцев, забойное и пластовое давления возросли. После запуска в работу в январе 2017 года были получены данные, свидетельствующие о том, что зависимость дебита от забойного давления в 2017 году не совпала с данными 2016 года.

В 2017 году более высокие дебиты достигались при меньших депрессиях на пласт, что наглядно показано на рис. 2 и 3. При этом значения давления у входа в насос в 2017 году были существенно выше, чем в 2016 году (см. рис. 4). Следовательно, в 2016 году под действием силы горного давления происходило не только смыкание естественных трещин, но и образование новых трещин в призабойной зоне при эксплуатации скважины установкой ЭЦН с большими значениями депрессии на пласт. Затем, после остановки скважины, в течение нескольких месяцев по мере роста забойного (и пластового) давления происходило раскрытие новых микро- и макротрещин. Это природное проявление геомеханического воздействия повысило продуктивность скважины и позволило интенсифицировать добычу нефти.

Фактические данные подтверждают, таким образом, возможность увеличения производительности скважин за счет природных проявлений геомеханического воздействия в карбонатных коллекторах, обычно отличающихся определенной хрупкостью и склонностью к трещиноватости.

Чтобы не уповать только на природные проявления, необходимо разрабатывать технологии, позволяющие проводить целенаправленное геомеханическое воздействие на призабойную зону с целью интенсификации добычи нефти, увеличения продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин не только для карбонатных, но и для плотных терригенных коллекторов.

Одной из таких технологий является разработанная в ИПМех РАН технология направленной разгрузки пласта (георыхления), в которой депрессия создается на забое скважины в процессе её подземного ремонта с помощью струйного насоса [5]. Этот метод успешно применялся на ряде месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ», ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», АО «РИТЭК», ПАО «НГК Славнефть» в Западной Сибири и Пермской области при освоении, капитальном ремонте добывающих и нагнетательных скважин. Однако в настоящее время данная технология вследствие ряда недостатков не используется в нефтяной промышленности.

Для будущего развития хорошие перспективы имеет новая технология повышения продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин за счет геомеханического воздействия на коллекторские свойства пласта в призабойных зонах и перехода к эксплуатации добывающей или нагнетательной скважины без глушения [6].

В предлагаемом способе, включающем создание вокруг ствола скважины зоны вторичной трещиноватости путем снижения и восстановления забойного давления, забойное давление снижают постепенно до минимально технологически возможной величины за счет использования заранее подобранной компоновки скважинного и наземного оборудования, обеспечивающей создание глубокой депрессии на пласт и возможность последующей эксплуатации добывающей или нагнетательной скважины в проектном режиме, при этом последующий рост забойного давления осуществляют путем постепенного снижения депрессии до остановки скважины, после чего переходят к эксплуатации в проектном режиме добычи или закачки без глушения скважины.

РИС. 3. Сопоставление динамики дебитов скважины в 2016 и 2017 годах

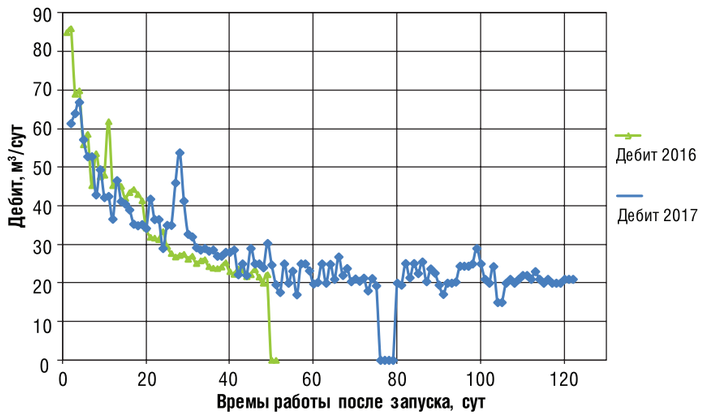
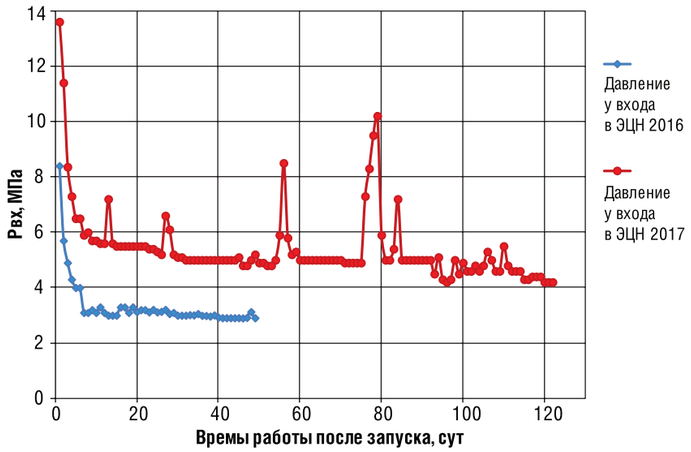


РИС. 4. Сопоставление динамики давлений у входа в насос при эксплуатации скважины в 2016 и 2017 годах



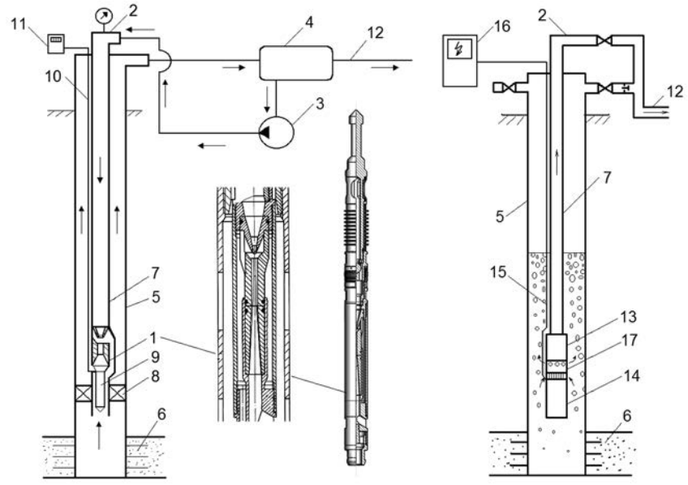
На рис. 5 приведены некоторые варианты компоновок оборудования для нового метода геомеханического воздействия без глушения скважины.

Компоновка может содержать погружной струйный насос 1 с возможностью смены проточной части гидравлическим способом или канатной техникой, устьевую арматуру 2, наземный силовой насос 3 и сепаратор 4. Насос 1 спущен в скважину 5, пробуренную на пласт 6, на насосно-компрессорных трубах 7. Затрубное пространство перекрыто пакером 8. На приеме насоса 1 установлен глубинный манометр 9, показания которого по кабелю 10 передаются на вторичный прибор 11, расположенный на поверхности земли. На выходе сепаратора 4 установлена выкидная линия 12.

В способе возможно также применение компоновки, включающей установку погружного центробежного насоса 13, спущенную на насосно-компрессорных трубах 7 в скважину 5, пробуренную на пласт 6. Электроэнергия к погружному двигателю 14 с термоманометрической системой подводится по кабелю 15. Установка 13 может быть снабжена станцией управления с частотным преобразователем 16. Установка погружного центробежного насоса 13 может спускаться в скважину 5 не только на насосно-компрессорных трубах 7, но и на кабель-канате, что ускоряет спуско-подъёмные операции. В состав установки погружного центробежного насоса 13 может входить также газосепаратор 17. Скважина 5 снабжена устьевой арматурой 2 и выкидной линией 12.

При использовании заранее подобранной компоновки скважинного и наземного оборудования с применением струйного насоса 1 нагнетают рабочую жидкость насосом 3 через устьевую арматуру 2 и колонну насосно-компрессорных труб 7 в рабочее сопло струйного насоса 1, который создает депрессию в зоне под пакером 8 и откачивает продукцию из пласта 6. Смешанный поток рабочей жидкости и откачиваемой продукции направляется по затрубному пространству между эксплуатационной колонной скважины 5 и насосно-компрессорными трубами 7 на поверхность и далее – в сепаратор 4, откуда пластовая продукция идет в выкидную линию 12, а рабочая жидкость – на прием насоса 3. При этом осуществляют контроль забойного давления с помощью глубинного манометра 9. Информация с него передается по кабелю 10 на вторичный прибор 11.

РИС. 5. Схемы некоторых компоновок для реализации нового метода геомеханического воздействия без глушения скважины [5]



1 – погружной струйный насос с возможностью смены проточной части гидравлическим способом или канатной техникой, 2 – устьевая арматура, 3 – наземный силовой насос, 4 – наземный сепаратор, 5 – скважина, 6 – пласт, 7 – НКТ, 8 – пакер, 9 – глубинный манометр, 10 – геофизический кабель, 11 – вторичный прибор, 12 – выкидная линия, 13 – установка погружного центробежного насоса, 14 – погружной двигатель с ТМС, 15 – кабель, 16 – станция управления с частотным преобразователем, 17 – газосепаратор

Забойное давление снижают постепенно, повышая с помощью насоса 3 расход рабочей жидкости через сопло струйного насоса 1, который увеличивает депрессию на пласт 6. Забойное давление снижают до минимально технологически возможной величины, обеспечивающей создание глубокой депрессии на пласт.

В процессе снижения забойного давления осуществляют непрерывный пассивный сейсмомониторинг наземными датчиками или датчиками, размещаемыми в соседних остановленных скважинах. По данным оперативной интерпретации сейсмомониторинга отслеживают начало и развитие процесса формирования вокруг скважины вторичной трещиноватости.

После прекращения процесса формирования микро- и макротрещин депрессию постепенно снижают до полной остановки скважины. Это осуществляют, уменьшая с помощью насоса 3 расход рабочей жидкости через сопло струйного насоса 1, что приводит к снижению депрессии на пласт 6.

После этого переходят к эксплуатации в проектном режиме добычи без глушения скважины. При необходимости замены проточной части струйный насос 1 извлекают на поверхность гидравлическим способом – переключением с прямой закачки рабочей жидкости на обратную. Это можно сделать также с помощью канатной техники. Затем спускают на забой скважины струйный насос 1 с другой проточной частью, обеспечивающей эксплуатацию в проектном режиме добычи. Все это проводят без глушения скважины. После смены струйного насоса 1 скважину 5 запускают в работу, а затем останавливают и

кратковременно испытывают со снятием кривой восстановления забойного давления (КВД). Из данных исследований определяют коэффициент проницаемости и величину скин-фактора.

В случае необходимости последующей работы скважины 5 в качестве нагнетательной из нее извлекают струйный насос 1 без глушения, а затем осуществляют закачку воды в пласт 6 из водовода высокого давления через устьевую арматуру 2 и насосно-компрессорные трубы 7.

Скважину 5 пускают в эксплуатацию с проектной функцией (добычи или закачки) на разных режимах с постепенным наращиванием депрессии/репрессии на пласт и осуществлением сейсмомониторинга. В результате определяют оптимальную величину депрессии/репрессии и при необходимости корректируют ранее запланированные параметры проектного режима эксплуатации.

В случае горизонтальной скважины 5 для горизонтального ствола в продуктивном пласте 6 применяют хвостовик с щелевидными отверстиями.

При использовании заранее подобранной компоновки скважинного и наземного оборудования с применением УЭЦН снижение забойного давления осуществляют путем откачки пластового флюида из скважины 5 установкой погружного центробежного насоса 13. При этом

контролируют забойное давление с помощью расположенной в погружном двигателе 14 термоманометрической скважинной системы, передающей информацию по кабелю 15 на вторичный прибор станции управления 16. С помощью частотного преобразователя станции управления 16 меняют режимы работы установки погружного центробежного насоса 13, регулируя таким образом процесс создания депрессии на пласт. В случае высокого газового фактора для защиты от вредного влияния свободного газа устанавливают газосепаратор 17, отделяющий свободный газ и направляющий его в затрубное пространство. В одном из вариантов способа с целью снижения времени и затрат на спуск оборудования используют компоновку, включающую установку погружного центробежного насоса 13, спускаемую в скважину 5 на кабель-канате.

После завершения процесса создания микро- и макротрещин в пласте в вышеприведенных вариантах реализации способа скважину останавливают.

Затем, после стабилизации устьевого давления, скважину вводят в эксплуатацию с непрерывным снижением забойного давления. При использовании описанных вариантов компоновок забойное давление можно снижать до 0,5–1 МПа.

Далее скважину эксплуатируют на разных режимах с постепенным наращиванием депрессии/репрессии на пласт и осуществлением сейсмомониторинга. В результате определяют оптимальную величину депрессии/репрессии и при необходимости корректируют ранее запланированные параметры проектного режима эксплуатации.

Кроме того, осуществляют запись и интерпретацию данных КВД/КПД (кривой падения давления в нагнетательной скважине) для оценки изменения значений проницаемости и скин-фактора.

Затем вводят скважину в эксплуатацию в соответствии со скорректированным проектным режимом по депрессии/репрессии.

В технологии могут быть использованы струйные насосы [7, 8], обеспечивающие глубокие депрессии на пласт, установки погружных центробежных насосов с сепараторами механических примесей [9] и другие компоновки.

Техническое решение [6] может быть усилено за счет роста амплитуды изменения забойного давления при геомеханическом воздействии путем циклического снижения и повышения забойного давления. Воздействие при этом будет реализовываться путем повторяющихся циклов снижения и роста забойного давления. Каждый из них состоит из этапов создания максимально технологически возможной депрессии на пласт, поддержания данного давления на период 1–2 суток, закрытия устья скважины и снятия кривой восстановления давления, принудительного повышения забойного давления путем нагнетания в скважину газа или жидкости до достижения стационарной величины технологически реализуемого максимального забойного давления, поддержания данного давления на период 1–2 суток, снижения давления на устье до атмосферного давления со снятием кривой падения давления. При этом циклы повторяют до достижения стабильных значений коэффициентов продуктивности или приемистости, а после окончания циклов воздействия вводят скважину в эксплуатацию при проектных режимах.

Технико-технологическийрезультат предложенных решений заключается в создании за счет циклического геомеханического воздействия на пласт системы множественных микро- и макротрещин в объеме пласта, увеличивающих продуктивность добывающих и приемистость нагнетательных скважин.

При реализации данной технологии геомеханического воздействия можно обеспечить кратное увеличение продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин.

С целью увеличения эффективности геомеханического воздействия

целесообразно также проводить его совместно с вибросейсмическим воздействием [10], позволяющим усилить процесс образования трещин в призабойной зоне.

Кроме того, новая технология геомеханического воздействия важна для развития методов водогазового воздействия на пласт [11, 12] и позволяет увеличить приемистость нагнетательных скважин не только для закачки воды, но и водогазовых смесей.

Выводы

1. Фактические данные подтверждают существование положительного эффекта геомеханического воздействия в нефтяных пластах, приводящего к формированию системы трещин в призабойной зоне и увеличению проницаемости.

2. Предложены технико-технологические варианты повышения продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин за счет геомеханического воздействия на коллекторские свойства пласта в призабойных зонах и перехода к эксплуатации добывающей или нагнетательной скважины без глушения. Для реализации данной технологии могут быть использованы струйные насосы и установки погружных центробежных насосов, а также другие компоновки скважинного оборудования.

3. Разработаны технические решения, позволяющие повысить эффективность геомеханического воздействия за счет роста амплитуды изменения забойного давления путем его циклического снижения и повышения. ●

Литература

1. *Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. М. Недра, 1982, 308 с.*
2. *Сонич В.П., Черемисин Н.А., Батурин Ю.Е. Влияние снижения пластового давления на фильтрационно-емкостные свойства пород // Нефтяное хозяйство. – 1997.– № 9. – С. 52–57.*
3. *Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Струна, 1998, 628 с.*
4. *Игревский В.И., Дроздов А.Н. Освоение скважины погружным центробежным электронасосом в условиях высокопродуктивного трещиноватого пласта // Нефтяное хозяйство. – 1987. – № 5. – С. 52–56.*
5. *Карев В.И., Коваленко Ю.Ф. Управление напряженным состоянием – способ строительства идеальной скважины // Нефть и газ Евразия. – 2012. – № 11. – С. 16–56.*
6. *Патент № 2620099, РФ. М. кл. E 21 B 43/18, 43/26, 43/12. Способ повышения продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин / С.Н. Закиров, А.Н. Дроздов, Э.С. Закиров и др. – Заявл. 10.05.2016, опубл. 23.05.2017, Б.И. № 15.*
7. *Дроздов А.Н., Териков В.А. Применение установок погружных гидроструйных насосов с двухрядным лифтом для эксплуатации осложненных скважин // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 6. – С. 68–72.*
8. *Орлов Д.Г., Териков В.А., Дроздов А.Н. и др. Промысловые испытания экспериментальных образцов беспакерной компоновки гидроструйного насоса с двухрядным лифтом на Самотлорском месторождении // Нефтепромысловое дело. – 2003. – № 11. – С. 20–24.*
9. *Вербицкий В.С., Дроздов А.Н., Деньгаев А.В., Рабинович А.И. Новая технология защиты установки электроцентробежного насоса от влияния механических примесей // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 12. – С. 78–81.*
10. *Патент № 2206729, РФ. М. кл. E 21 B 28/00, 43/25. Способ и установка для вибросейсмического воздействия на залежь / Г.Г. Иванов, А.Н. Дроздов, Р.Г. Ямлиханов, В.С. Вербицкий. – Заявл. 29.05.2001, опубл. 20.06.2003, Б.И. № 17.*
11. *Патент № 2190760, РФ. М. кл. E 21 B 43/20. Способ водогазового воздействия на пласт / А.Н. Дроздов, А.А. Фаткуллин. – Заявл. 25.01.2001, опубл. 10.10.2002, Б.И. № 28.*
12. *Дроздов А.Н., Егоров Ю.А., Телков В.П. и др. Технология и техника водогазового воздействия на нефтяные пласты // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2006. – № 2. – С. 54–59.*

KEYWORDS: *oil production, permeability, geomechanical effect, jet pump, submersible centrifugal pump unit.*

Neftegaz.RU
номер 6/2018 г.

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

УДК 622.276; 532.133

ТРИЗЫ ЯРЕГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ УЛЬТРАЗВУКОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТОВУЮ СИСТЕМУ ЛЫАЕЛЬСКОЙ ПЛОЩАДИ

Сергей Михайлович Дуркин,
к.т.н., доцент кафедры РЭНГМ и ПГ,
Ухтинский государственный технический университет

Александр Александрович Латышев,
к.т.н., доцент, заместитель начальника отдела корпоративного центра исследований пластовых систем,
ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухте

Антон Владимирович Поляков,
начальник лаборатории экспериментальных исследований пластовых флюидов филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухте

Павел Павлович Ракк,
аспирант, инженер 2-й категории,
филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

УНИКАЛЬНОЕ ЯРЕГСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ РАЗРАБАТЫВАЕТСЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ ПАРОТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ. ПРАКТИЧЕСКИЙ ОПЫТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРИНЯТЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПОКАЗЫВАЕТ, ЧТО ИЗ-ЗА НЕОДНОРОДНОСТИ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА В ЗОНЕ ПРОГРЕВА НАХОДЯТСЯ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫЕ УЧАСТКИ, ДОЛЯ КОТОРЫХ МОЖЕТ ДОСТИГАТЬ 25–35 % И ИЗВЛЕЧЕНИЕ НЕФТИ ИЗ КОТОРЫХ ОКАЗЫВАЕТСЯ В СИЛУ ИХ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ЗАТРУДНЕННЫМ ИЛИ ВООБЩЕ НЕВОЗМОЖНЫМ. ИЗ ИЗВЕСТНЫХ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДООТДАЧИ ПЛАСТОВ НАИБОЛЕЕ ПОДХОДЯЩИМ, С УЧЕТОМ ОСОБЕННОСТЕЙ ПЛАСТОВОЙ СИСТЕМЫ ЯРЕГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ЯВЛЯЕТСЯ МЕТОД, ОСНОВАННЫЙ НА ПРИМЕНЕНИИ УЛЬТРАЗВУКОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ. ДЛЯ ОЦЕНКИ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЭТОЙ ТЕХНОЛОГИИ НА ЯРЕГСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ БЫЛИ ПРОВЕДЕНЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ИЗУЧЕНИЮ УЛЬТРАЗВУКОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТОВУЮ СИСТЕМУ ЛЫАЕЛЬСКОЙ ПЛОЩАДИ ЭТОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, РЕЗУЛЬТАТЫ КОТОРЫХ ПРЕДСТАВЛЕНЫ В НАСТОЯЩЕЙ РАБОТЕ. В РЕЗУЛЬТАТЕ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ УСТАНОВЛЕНЫ ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ В КЕРНОВОМ МАТЕРИАЛЕ И МОДЕЛЬНОЙ ПЛАСТОВОЙ СИСТЕМЕ ЯРЕГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ УЛЬТРАЗВУКОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ. НА ОСНОВАНИИ ПОЛУЧЕННЫХ ДАННЫХ ПОКАЗАНА ПЕРСПЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТОВУЮ СИСТЕМУ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ЯРЕГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

THE UNIQUE YAREGA FIELD OF HIGH-VISCOSITY OIL IS DEVELOPED USING STEAM-HEAT TREATMENT TECHNOLOGY. PRACTICAL EXPERIENCE IN IMPLEMENTING THE ADOPTED TECHNOLOGICAL SOLUTIONS SHOWS THAT BECAUSE OF THE HETEROGENEITY OF THE PRODUCTIVE LAYER IN THE HEATING ZONE THERE ARE LOW PERMEABLE AREAS, THE SHARE OF WHICH CAN REACH UP TO 25-35%, AND THE EXTRACTION OF OIL FROM THEM IS DIFFICULT OR IMPOSSIBLE AT ALL BECAUSE OF THEIR RESERVOIR PROPERTIES. OF THE KNOWN METHODS FOR INCREASING THE HYDROCARBON OUTPUT OF SEAMS, THE MOST SUITABLE METHOD, TAKING INTO ACCOUNT THE SPECIFIC FEATURES OF THE YAREGA DEPOSIT SYSTEM, IS THE METHOD BASED ON THE APPLICATION OF ULTRASONIC ACTION. TO ASSESS THE POSSIBILITY OF USING THIS TECHNOLOGY AT YAREGA FIELD, EXPERIMENTAL STUDIES WERE CONDUCTED TO STUDY THE ULTRASONIC EFFECT ON THE RESERVOIR SYSTEM OF THE LYALLA AREA OF THIS FIELD, THE RESULTS OF WHICH ARE PRESENTED IN THIS PAPER. AS A RESULT OF EXPERIMENTAL STUDIES, REGULARITIES OF TEMPERATURE CHANGE AND DISTRIBUTION IN THE CORE MATERIAL AND THE MODEL RESERVOIR SYSTEM OF THE YAREGA DEPOSIT DURING THE ULTRASONIC ACTION WERE ESTABLISHED. ON THE BASIS OF THE OBTAINED DATA, THE PROSPECTS OF USING ULTRASONIC TECHNOLOGY OF INFLUENCE ON THE RESERVOIR SYSTEM FOR IMPROVING THE OIL RECOVERY OF THE YAREGSKOYE FIELD ARE SHOWN

Ключевые слова: *Ярегское месторождение, ультразвуковое воздействие, керн, высоковязкая нефть, модель пласта, физическое моделирование.*

Уникальное Ярегское месторождение тяжелой нефти разрабатывается уже в течение нескольких десятков лет. За это время технология извлечения тяжелой нефти практически не изменилась и физически основана на тепловом методе воздействия на продуктивные пласты. Доставка тепловой энергии в пласт осуществляется путем закачки в пласт водяного пара в специальные пробуренные скважины. На основе геолого-геофизических данных разработаны геолого-технологические и математические модели, в соответствии с которыми в настоящее время реализуется технология разработки Ярегского месторождения.

Вместе с тем практической опыт реализации принятых технологических решений показывает, что в силу неоднородности продуктивного пласта в зоне прогрева тем не менее находятся низкопроницаемые участки, извлечение нефти из которых оказывается в силу их коллекторских свойств затрудненным или вообще невозможным. Этот факт указывает на то, что в этих участках, несмотря на тепловое воздействие, нефть оказывается гидродинамически неподвижной. Доля таких участков по отношению к зоне воздействия может достигать по оценкам порядка 25–35%, поэтому актуальным является поиск технологических решений, направленных на извлечение нефти из этих участков, что будет способствовать повышению нефтеотдачи по месторождению в целом.

ФАКТЫ

В 1960-Х

в нефтегазовой отрасли начали применять волновые технологии

Анализ этих методов повышения нефтеотдачи пластов, а также специфичность пластовой системы этого месторождения указывают на необходимость дополнительной закачки энергии в пласт. Возможности изменения энергии пласта за счет теплоносителя практически исчерпаны и следует рассматривать альтернативные варианты. В этом плане значительный

интерес представляет применение для решения обозначенной задачи волновых методов воздействия, а точнее ультразвукового воздействия. Применение ультразвукового воздействия привлекательно по нескольким причинам и, прежде всего, как энергетическим, так и по экологическим соображениям. Кроме того, известно, что ультразвуковая волна в зависимости от частотного диапазона может проникать на глубину до нескольких десятков метров, а ее энергия на этих расстояниях полностью переходит в тепловую. Таким образом, применение ультразвуковой обработки пласта позволит целенаправленно воздействовать на определенные участки пласта и изменять реологические (гидродинамические) свойства пластового флюида, как за счет вибрационного воздействия на межмолекулярное взаимодействие нефть-горная порода, так и за счет изменения вязкости пластового флюида в результате теплового нагрева.

В нефтегазовой отрасли начало применения волновых технологий относится к 1960-м гг. [1–5], когда метод виброударного воздействия, разработанный в институте МИНХиГП им. И.М. Губкина, стал применяться в дополнение к кислотным обработкам на месторождениях Азербайджана и ООО «Куйбышевнефть», а далее как самостоятельный метод – на нефтепромыслах Башкирии [6]. С этого момента волновые методы получили достаточно мощный толчок в развитии и применении для решения нефтегазовых задач.

Начиная с 60-х годов прошлого столетия были разработаны, испытаны в промысловых условиях различные волновые методы воздействия, отличающиеся по способам возбуждения упругих волн в продуктивных пластах, расположению, частотным и энергетическим характеристикам генераторов и источников волн, зонам и глубине воздействия на продуктивные пласты, включая призабойную зону пласта или залежь в целом. За это время проведены широкомасштабные промысловые испытания технологий волнового воздействия, успешность которых составляла 60–80% при длительности последействия от 1,0–1,5 до 2,5–5,0 лет.

Особый интерес, благодаря возможности управления воздействием (направлением и глубиной) на продуктивный пласт, в том числе на призабойную зону, определяющей добывные возможности скважин, представляет технология, основанная на применении ультразвуковой (УЗ) волны. Тем более, что в настоящее время, в связи с появлением малогабаритной аппаратуры высокой мощности, для этой технологии открываются новые перспективы ее применения, в том числе на новых объектах, включая нефтегазоконденсатные месторождения и месторождения высоковязких нефтей [7, 8].

Как показывает практический опыт применения волновых технологий к их отличительным особенностям и преимуществам можно отнести [1–3, 5, 9–12]:

ФАКТЫ

16,0-

19,0 кГц – частота УЗ излучателя, используемого для создания в образце керна ультразвуковой волны

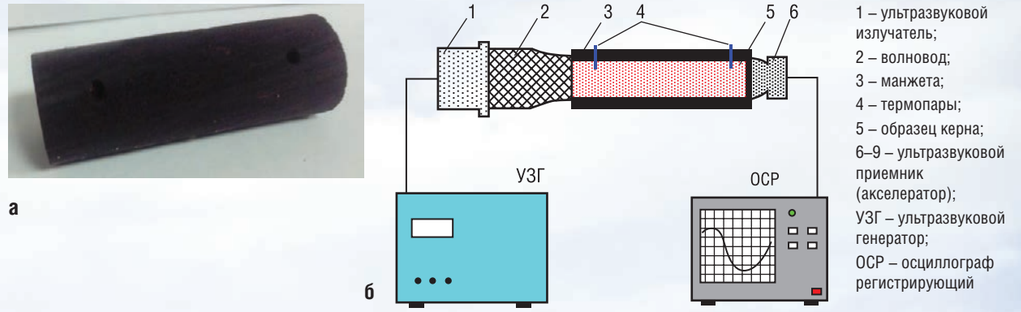
- возможность применения на месторождениях с осложненными условиями эксплуатации скважин при неэффективности и нерентабельности других методов;
- комплексность в сочетании с другими методами воздействия (тепловыми, химическими и др.);
- вариацию глубины и охвата воздействием продуктивной залежи;
- возбуждение спектра дополнительных волновых эффектов и физико-химических явлений, сопровождающих монопольное волновое воздействие;
- возможность восстановления фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта и интенсификация притока флюида в скважины;
- изменение реологических свойств флюида за счет различных физических эффектов волнового воздействия на флюидальную систему;
- экологичность.

Вместе с тем перед специалистами, работающими в данном направлении, с самого начала внедрения УЗ технологий стоит ряд неразрешенных вопросов:

- выбор оптимальных параметров обработки (частот воздействия, интенсивности, времени обработки и т.д.) для каждого конкретного случая (характеристики породы, свойства флюида, пластовые давления и температура и т. д.);
- определение степени влияния составляющих УЗ обработки (тепловая компонента, и, соответственно, волновая механика);
- оценка эффективности и долгосрочности эффекта от УЗ обработки.

С учетом вышеизложенного основной целью настоящей работы было экспериментальное изучение влияние ультразвукового воздействия на пластовую систему Ярегского месторождения, результаты которых позволили бы обосновать в последующем

РИС. 1. Образец керна Лыаельской площади (а) и экспериментальная установка для УЗ озвучивания образца керна (б)



технологические решения применения этого метода для повышения УВ отдачи продуктивных пластов этого месторождения.

Для оценки ультразвукового воздействия на пласт Ярегского месторождения были проведены экспериментальные исследования на нефтенасыщенном образце керна Лыаельской площади и нефти Ярегского месторождения, а также модельной системе, имитирующей пластовую систему этого месторождения.

Керновый материал был отобран из продуктивной толщи Лыаельской площади Ярегского месторождения и из него был выбурен параллельно напластованию образец длиной 70 мм и диаметром 30 мм. В этом образце на расстоянии 15 и 66 мм от одного из его торцов были просверлены небольшие отверстия глубиной 4 мм, в которые при проведении эксперимента для измерения температуры внутри образца керна устанавливались термопары (рисунок 1а).

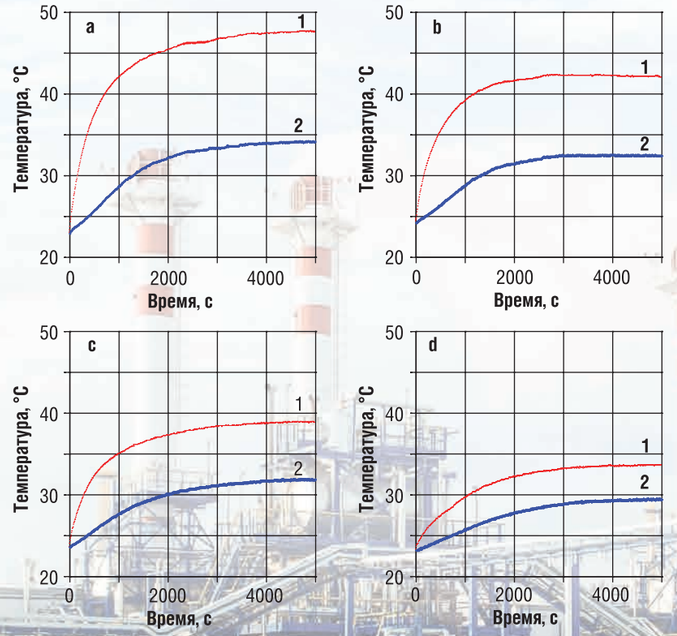
Для создания в образце керна ультразвуковой волны использовался УЗ излучатель, который имел следующие технические характеристики: частота излучения 16,0–19,0 кГц; выходная мощность УЗ генератора до 1 кВт.

Для проведения экспериментальных исследований была собрана установка, изображенная на рисунке 1б и состоящая из: генератора УЗГ колебаний с излучателем УЗ волны (2); образца озвучиваемого керна (5); термопар (4); регистратора показаний сигнала термопар.

Экспериментальные исследования на нефтенасыщенном образце керна проводились на частоте 18,3 кГц с выходной мощностью УЗ излучателя в диапазоне 400–1000 Вт соответственно при значениях: 400; 600; 800 и 1000. Озвучивание образцов керна проводилось на каждой из указанной выходной мощности генератора УЗ колебаний в непрерывном режиме в течение примерно 4 часов.

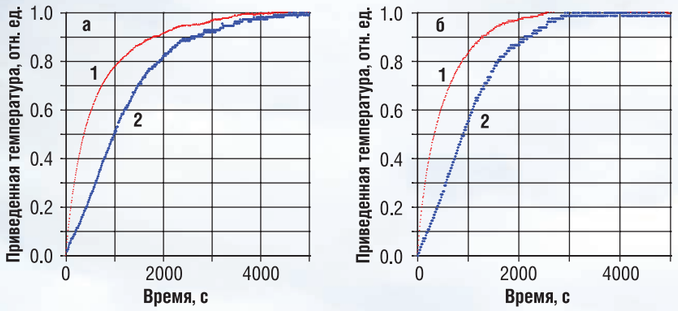
Результаты изменения температур образца керна в процессе УЗ облучения представлены на рисунке 2. Видно, что

РИС. 2. Изменение температуры образца керна в зависимости от выходной мощности генератора: 1000 (a); 800 (b); 600 (c) и 400 (d) Вт



1 – термопара на входе образца керна; 2 – термопара на конце образца керна

РИС. 3. Изменение приведенных значений температуры образца керна в зависимости от выходной мощности генератора: 1000 (а); 800 (б) Вт



после включения УЗ излучателя температура образца керна экспоненциально нарастет в течение примерно 2000 с и плавно достигает насыщения в последующих 2000–3000 с. При этом значения температуры на ближней термопаре, выходят на стабилизацию немного раньше (3000–4000 с), а на дальней термопаре примерно после 4000–5000 с, что закономерно и связано с дополнительным «медленным» притоком тепла, от близлежащей к излучателю части керна, вследствие теплопроводности. При этом максимально достижимые в образце керна значения температуры T оказываются прямо пропорциональными мощности УЗ генератора P и описываются уравнениями:

$$T(15\text{ мм}) = 0{,}2359 \cdot P + 24{,}59\ (R^2 = 0{,}9969), \quad (1)$$

$$T(66\text{ мм}) = 0{,}079 \cdot P + 26{,}62\ (R^2 = 0{,}9378). \quad (2)$$

Коэффициенты пропорциональности определяют скорость нагрева образца керна в точках, расположенных на разных расстояниях от источника УЗ волны. Естественно, что наибольшая скорость нагрева соответствует точке, находящейся ближе всего к излучателю.

Следует отметить, что нагрев образца керна при разных значениях выходной мощности УЗ излучателя (400…1000 Вт) подчиняется одной и той же закономерности. Это наглядно прослеживается на данных приведенных значений температур, построенных путем отношения текущих показаний температуры к максимально достигнутому значению температуры образца керна при данной мощности УЗ излучателя (рисунок 3).

На основании статистической обработки полученных данных установлено, что эта зависимость описывается уравнением вида ($R^2 = 0{,}9950$):

$$-2{,}51 \cdot 10^{-21} \cdot t^6 + 7{,}7 \cdot 10^{-17} \cdot t^5 - 9{,}3 \cdot 10^{-13} \cdot t^4 + 5{,}62 \cdot 10^{-9} \cdot t^3 - 1{,}81 \cdot 10^{-5} \cdot t^2 + 2{,}99 \cdot 10\text{-}2 \cdot t + 25{,}4.$$

Полученные закономерности указывают на то, что при всех значениях мощности УЗ озвучивания керна термический нагрев осуществляется за счет одних и тех же физических механизмов. Интересным является факт, что стабилизация температуры образца керна происходит примерно через час при непрерывной подаче УЗ энергии. Это означает, что по мере накачки УЗ энергии в керн и его нагрева за счет поглощения энергии волны постепенно подключаются конкурирующие процессы теплопередачи. Наиболее вероятными будут механизмы, связанные с теплопотерями через поверхность образца керна за счет конвекции и излучения, «скорости» которых пропорциональны градиенту температур «образец-окружающая среда». С позиции технологического применения УЗ волны для воздействия на продуктивный пласт Ярегского месторождения эти процессы будут оказывать дополнительное положительное термическое воздействие на пластовую систему.

ФАКТЫ

4 ч

проводилось озвучивание образцов керна на каждой выходной мощности генератора УЗ колебаний в непрерывном режиме

На втором этапе экспериментальных исследований для изучения термического воздействия УЗ волны на нефтяную подсистему Ярегского месторождения был собран экспериментальный стенд на базе стандартного кернодержателя для моделей пласта производства ЗАО «Геологика» (рисунок 4), представляющего собой цилиндрическую трубу длиной 1 м и диаметром 5 см, на боковой образующей которой имеются отверстия для установки термопар. Для возбуждения ультразвукового воздействия

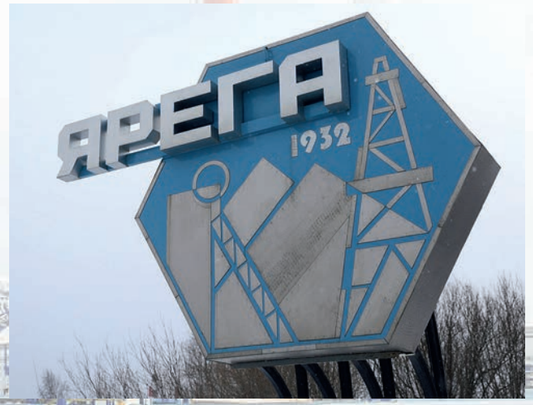
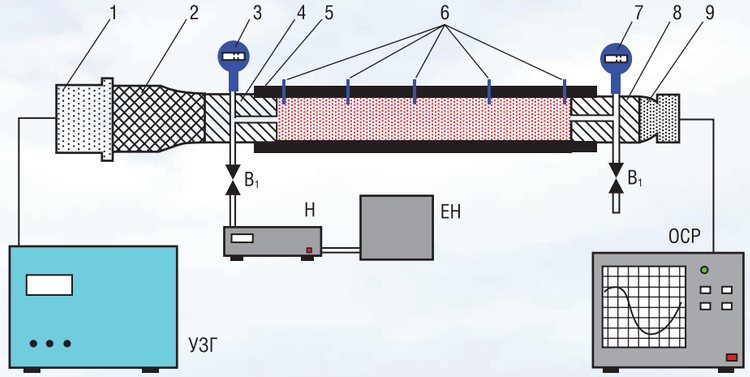


РИС. 4. Блок-схема стенда

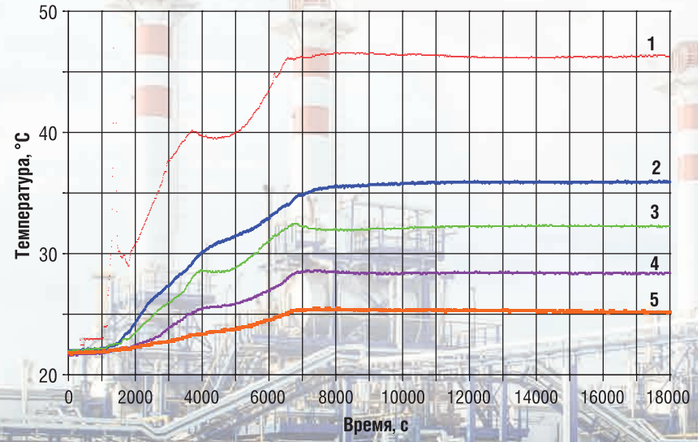


1 – ультразвуковой излучатель;
2 – волновод;
3, 7 – манометры;
4, 8 – торцевые втулки;
5 – корпус модели пласта;
6 – термопары;
9 – ультразвуковой приемник (акселератор);
B1, B2 – вентили;
УЗГ – ультразвуковой генератор;
Н – насос;
ЕН – емкость с нефтью;
ОСР – осциллограф регистрирующий

использовались те же УЗ генератор и УЗ излучатель, применявшийся при озвучивании образца керна.

Для сопряжения УЗ излучателя и модели пласта были изготовлены торцевые втулки с резиновыми прокладками, обеспечивающие акустическую развязку излучателя, приемника и корпуса модели пласта. Торцевые втулки были изготовлены такой длины, чтобы в них укладывалось для наилучшего прохождения УЗ энергии целое число длин полуволны. Втулки имели сквозное отверстие для прокачки через них нефти и в них были высверлены углубления для установки термопары. К входной втулке крепился УЗ излучатель, а к выходной втулке УЗ приемник, выход которого коммутировался с регистрирующим осциллографом, по показаниям которого велся контроль прохождения УЗ волны, через закаченную в модель пласта нефть

РИС. 5. Изменение температуры нефти от времени излучения по показаниям термопар, установленных по длине модели пласта при выходной мощности УЗ генератора 800 Вт



1 – 0 см; 2 – 13,5 см; 3 – 36,5 см; 4 – 59,5 см; 5 – 71,0 см

Ярегского месторождения. В процессе УЗ озвучивания велся контроль прохождения УЗ волны и температуры нефти по длине модели пласта с помощью термопар, установленных на расстояниях от входной втулки: 13,5; 36,5; 48,0 и 71,0 см.

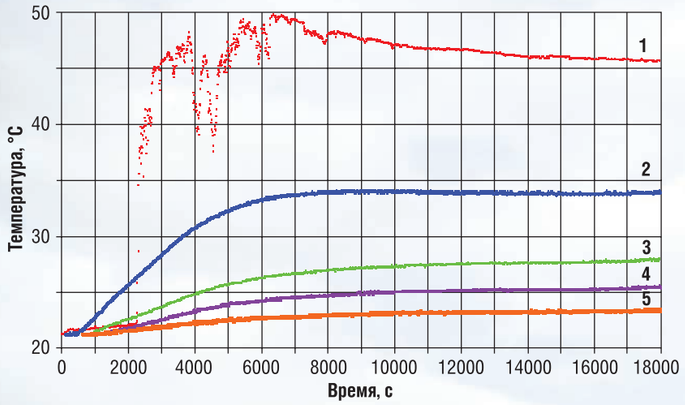
УЗ воздействие на нефть проводилось на частоте 18,6 кГц в течение пяти часов при выходной мощности УЗ генератора, равной 800 Вт.

Результаты изменения температуры нефти в процессе озвучивания представлены на рисунке 5. Видно, что в процессе УЗ воздействия происходит постепенный нагрев нефти с последующей стабилизаций ее температуры по длине модели пласта примерно через 8000–9000 сек. Стабилизация температуры нефти в процессе ее УЗ нагрева в модели пласта указывает на существование конкурирующих процессов, которые обсуждены выше.

Наблюдаемые в начальный период УЗ воздействия температурные колебания на термопаре, установленной непосредственно на входе модели пласта, обусловлены, вероятнее всего, изменением акустического импеданса УЗ излучателя и нефти при повышении температуры. Небольшая подстройка частоты излучателя приводила к исключению этих температурных колебаний.

Распределение температуры нефти по длине модели пласта *r*, возникающее

РИС. 6. Изменение температуры насыпной модели от времени излучения по показаниям термопар, установленных по длине насыпной модели пласта при выходной мощности УЗ генератора 800 Вт



1 – 0 см; 2 – 13,5 см; 3 – 36,5 см; 4 – 48,0 см; 5 – 71,0 см

при УЗ воздействии, хорошо описывается экспоненциальной зависимостью, задаваемой формулой

$$23{,}038 \cdot e^{-0{,}033 \cdot r}, \qquad (3)$$

соответствует теоретическому распределению, которое могло бы возникнуть вследствие разогрева нефти за счет диссипации ультразвуковой энергии. Коэффициент, стоящий в показателе экспоненты, по сути определяет глубину прогрева нефти и определяется как коэффициентом затухания УЗ волны в нефти, так и величиной энергии ультразвука, подаваемой на озвучиваемую нефть.

На заключительном этапе работ по экспериментальному изучению УЗ воздействия была создана модельная пластовая система на основе насыпной модели пласта, имитирующая пластовую систему Ярегского месторождения.

Насыпная модель пласта готовилась на основе специально подготовленной (промытой, просушенной) фракции песка размером 110–150 мкм, которая помещалась в описанный выше кернодержатель и тщательно трамбовалась. По завершении трамбования песка модель пласта закрывалась торцевыми втулками и проводилось определение ее рабочего объема и абсолютной газопроницаемости по гелию методом стационарной фильтрации по ГОСТ 26450.2-85. По результатам этих измерений пористость модели оказалась примерно равной 38 %, а средняя проницаемость на разных режимах расхода газа – 19,21 мкм². Затем модель пласта была отвакуумирована, заполнена под избыточным давлением нефтью Ярегского месторождения и к ней были подсоединены УЗ излучатель и УЗ приемник.

Экспериментальные исследования по ультразвуковому воздействию на модельную пластовую систему выполнялись в непрерывном режиме на частоте 18,3 кГц в течение пяти часов при мощности на выходе УЗ генератора 800 Вт. В процессе эксперимента контролировались прохождение УЗ волны и с помощью термопар – температура по длине модели пласта.

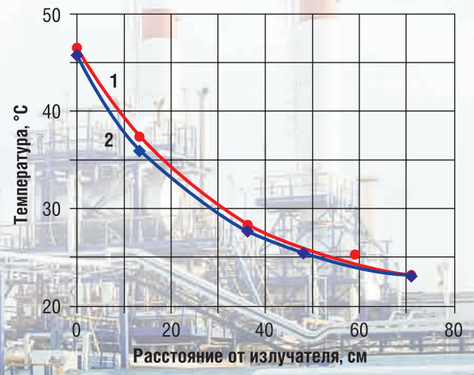
На рисунке 6 показано изменение температуры насыпной модели пласта в зависимости от времени. Видно, что изменение температуры, как и в случае ультразвукового нагрева нефти, происходит немонотонно и примерно через два часа (к 8000–9000 с) достигает максимальных значений и стабилизируется.

При этом стабилизация температуры на торцевой втулке, на которой установлен УЗ излучатель, происходит существенно позднее (лишь к 16000–18000 с), по сравнению с самой моделью пласта. Причем температура в этой области достигает сначала более высоких значений, которые наблюдаются при стабилизации температуры. Наблюдаемое изменение температуры в этой области еще раз свидетельствует о том, что по мере разогрева модели пласта все большую роль с ростом температуры начинают играть конкурирующие процессы теплопередачи, приводящие к стабилизации температуры в модели пласта. Очевидно, что эти процессы, стабилизирующие температуру в модели пласта, в реальных пластовых условиях

ФАКТЫ

При одинаковой выходящей энергии УЗ излучателя наблюдается одинаковое распределение температурного поля в модели пласта. Это указывает на то, что в матрице УЗ волна поглощается очень слабо

РИС. 7. Распределение приведенной температуры в нефти (1) и модельной пластовой системе (2) по длине модели пласта от расстояния до излучателя



будут исключены. Поэтому в пластовых условиях следует ожидать достижения больших значений температуры за счет УЗ нагрева, поскольку все процессы тепло- и температуропереноса будут направлены в пласт.

На рисунке 7 показано в сравнении распределение температуры по длине модели пласта при УЗ воздействии на нефть и модельную пластовую систему. Видно, что при одинаковой выходящей энергии УЗ излучателя (800 Вт) наблюдается практически одинаковое распределение температурного поля, которое устанавливается после стабилизации показаний температуры в модели пласта, заполненной нефтью или пластовой модельной системой. Этот факт представляет большое практическое значение, поскольку указывает на то, что в матрице (горной породе) УЗ волна поглощается очень слабо. Основное поглощение энергии УЗ волны обусловлено в пластовой системе, насыщающей ее нефтью, в результате чего происходит разогрев последней и повышение температуры примерно до 40 °С и более, что будет сопровождаться, в частности, уменьшением ее вязкости примерно в 10–20 раз.

Таким образом, в результате экспериментальных исследований по изучению ультразвукового воздействия на образцах керна, нефти и модельной пластовой системе, имитирующей Ярегское месторождение, получены следующие результаты:

- при УЗ воздействии за счет диссипации энергии волны происходит нагревание образцов керна, нефти и модельной пластовой системы;
- изменение температуры образцов керна линейно зависит от величины энергии ультразвуковой волны;
- изменение (увеличение) температуры при ультразвуковом воздействии на всех исследованных объектах (керн, нефть, модельная система) происходит подобным образом по экспоненциальному закону;
- значения температур нефти и модельной пластовой системы при одинаковой выходящей энергии УЗ излучателя оказываются одинаковыми, что указывает на практически важный результат – преимущественное рассеяние энергии волны в насыщающей коллектор Ярегского месторождения нефти и, следовательно, возможность ультразвукового воздействия на ее физико-химические свойства, в том числе и ее гидродинамическую подвижность. ●

ФАКТЫ

До **1945** г.

Ярегское месторождение разрабатывалось обычным скважинным методом, извлечено 38,5 тыс. тонн

Литература

1. *Кузнецов О.Л., Ефимова С.А. Применение ультразвука в нефтяной промышленности. – М.: Недра, 1983. – 192 с.*
2. *Повышение продуктивности и реанимация скважин / В.П. Дыбленко, Р.Н. Камалов, Р.Я. Шарифуллин и др. – М.: Недра, 2000. – 381 с.*
3. *Сургучев М.Л., Кузнецов О.Л., Симкин Э.М. Гидродинамическое, акустическое, тепловое циклические воздействия на нефтяные пласты. – М.: Недра, 1975. – 184 с.*
4. *Влияние ультразвуковых полей на проницаемость горных пород при фильтрации воды / Н.В. Черский, В.П. Царев, В.М. Коновалов и др. // ДАН СССР, 1977. – Т. 232. – № 1. – С. 201–205.*
5. *Падалка Е.С. Ультразвук в нефтяной промышленности. – Киев: Гостехиздат УССР, 1962. – 67 с.*
6. *Кучумов Р.Я. Применение метода вибровоздействия в нефтедобыче. – Уфа: Башк. кн. изд-во, 1988. – 112 с.*
7. *Латышев А.А. О возможном механизме ультразвукового воздействия на газоконденсатные системы / А.А. Латышев, В.О. Некучаев, П.П. Ракк // Технологии нефти и газа, 2016. – № 5 (106). – С. 32–36.*
8. *Федоров И.А. Теоретические и экспериментальные исследования ультразвукового воздействия на газоконденсатную систему / А.А. Латышев, В.О. Некучаев, П.П. Ракк // Вести газовой науки, 2016. – № 4 (28). – С. 190 – 195.*
9. *Ганиев Р.Ф., Украинский Л.Е. Нелинейная волновая механика и технологии – М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2008. – 712 с.*
10. *Кузнецов О.Л., Симкин Э.М., Чилингар Дж. Физические основы вибрационного и акустического воздействия на нефтегазовые пласты. – М.: Мир, 2001. – 260 с.*
11. *Журавлев А.И., Акопян В.Б. Ультразвуковое свечение. – М.: Наука, 1977. – 135 с.*
12. *Музипов Х.Н. Интенсификация притоков нефти с помощью звуковых волн: автореф. дис. … канд. техн. наук: 25.00.17. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2005. – 24 с.*

KEYWORDS: *Yarega oil field, ultrasound impact, core, heavy oil, model of rock, physical model.*

ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫХ СКВАЖИН

ОДНОЙ ИЗ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЯВЛЯЕТСЯ ПРИМЕНЕНИЕ «УМНЫХ» СКВАЖИН. С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА И УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКОЙ ПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ, ОБОРУДОВАННЫХ НА УСТЬЕ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОЙ СКВАЖИНЫ, ПРЕДСТАВЛЯЕТСЯ ВОЗМОЖНЫМ УВЕЛИЧИТЬ ДЕБИТ СКВАЖИНЫ, ПОВЫСИТЬ КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИХ ДОБЫЧИ. В РАБОТЕ ПОЛУЧЕНА ЗАВИСИМОСТЬ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ СКВАЖИНЫ, ВСКРЫВШЕЙ ПРОДУКТИВНЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ, ОТ ДЕБИТА СКВАЖИНЫ НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА ВЗАИМНОГО ОТНОШЕНИЯ МЕЖДУ СТЕПЕНЯМИ ОТКРЫТОСТИ УСТРОЙСТВ КОНТРОЛЯ ПРИТОКА, ПЕРЕПАДОМ ДАВЛЕНИЯ И ПРИТОКОМ НА ОТДЕЛЬНЫХ ИНТЕРВАЛАХ ПЕРФОРАЦИИ. ПРЕДЛОЖЕН ПОДХОД К ПОСТРОЕНИЮ ИНДИКАТОРНЫХ КРИВЫХ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫХ СКВАЖИН С УСТАНОВКАМИ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ. ПРОВЕДЕННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ИМЕЮТ ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ ПО ОПТИМИЗАЦИИ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫХ СКВАЖИН

ONE OF THE INNOVATIVE TECHNOLOGIES FOR THE DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS IS THE USE OF "INTELLIGENT" WELLS. IT IS POSSIBLE TO INCREASE THE CAPACITY OF THE WELL, INCREASE THE RATE AND THE EFFICIENCY OF HYDROCARBONS RECOVERY WHEN USING THE SYSTEMS FOR MONITORING AND MANAGEMENT OF THE DEVELOPMENT OF PRODUCTIVE RESERVOIRS INSTALLED AT THE WELLHEAD OF A HIGH-TECH WELL. IN THE PAPER, THE DEPENDENCE OF THE BOTTOM-HOLE PRESSURE OF THE WELL THAT OPENED THE PRODUCTIVE RESERVOIRS ON THE WELL CAPACITY WAS OBTAINED ON THE BASIS OF THE ANALYSIS OF THE MUTUAL RELATIONSHIP BETWEEN THE DEGREES OF OPENNESS OF THE INFLOW CONTROL VALVE, THE DIFFERENTIAL PRESSURE AND THE INFLOW AT CERTAIN INTERVALS OF PERFORATION. THE PAPER PROPOSES USING AN APPROACH TO THE BUILDUP OF INDICATOR CURVES OF HIGH-TECH WELLS WITH COMMINGLING PRODUCTION UNITS. THE CONDUCTED RESEARCH HAS PRACTICAL APPLICATION TO SOLVE A PROBLEM ON OPTIMIZATION OF INDICATORS OF OPERATION OF HI-TECH WELLS

Ключевые слова: *умные скважины; одновременно-раздельная эксплуатация; индикаторные кривые скважины; устройство контроля притока.*

Ван Цзиньлон,
Колледж нефтяного машиностроения,
Исследовательский центр интеллектуальных скважин,
Университет Сиань Шийоу,
Кафедра разработки нефтегазовых месторождений,
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина,
Центр прикладных технологий бурения нефтяных скважин

Чжан Ниншенг,
Колледж нефтяного машиностроения,
Исследовательский центр интеллектуальных скважин,
Университет Сиань Шийоу

Золотухин А.Б.,
Чжоу Цяофэн,
Ибрагимов Ж.Ж.,

Кафедра разработки нефтегазовых месторождений,
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

УДК 622.276

Скважина с высокотехнологичной компоновкой (smart, intelligent well) – это скважина, в конструкции которой заложен ряд компонентов для сбора, передачи и анализа данных о добыче и пласте (например: температуре, давлении и притоке) в режиме реального времени, и дающих возможность управлять притоком на отдельных интервалах перфорации в целях оптимизации добычи, без проведения внутрискважинных работ [1–3]. По сравнению с применением скважин без высокотехнологичного заканчивания, «умные» скважины позволяют увеличить дебит, повысить коэффициент нефтеотдачи [4, 5], сократить эксплуатационные затраты путем оптимизации текущих показателей работы скважин и смягчить влияние геологических неопределенностей на экономические и технологические показатели [6, 7].

В работе авторами представлен подход к построению индикаторных кривых высокотехнологичных скважин с ОРЭ на основе теории Конопчинского (Michael Konopczynski). На примере «умной скважины» L1 одного из месторождений КНР была проиллюстрирована процедура её осуществления. По результатам анализа характеристик индикаторных кривых «умной скважины» L1 с установками ОРЭ осуществлялось управление давлениями и притоками (дебитами) из отдельных продуктивных коллекторов в целях увеличения суммарного дебита «умной скважины» L1. Полученные результаты имеют важное значение для решения задачи по оптимизации показателей работы высокотехнологичных скважин.

Модели расчета массовых расходов и обводнённости продукции из отдельных продуктивных коллекторов

Важным источником информации, необходимой для построения индикаторных кривых высокотехнологичных скважин и управления дебитами из отдельных коллекторов, являются такие данные, как давление, температура, обводнённость добываемой продукции и дебит скважины в режиме реального времени. На основе полученных результатов в работах [8–10], в данной работе предложены модели расчета обводнённости продукции и притоков из отдельных продуктивных коллекторов, дренируемых высокотехнологичной скважиной. С помощью анализа данных мониторинга в режиме реального времени, таких как давление и температура флюидов в затрубном пространстве и НКТ из отдельных продуктивных коллекторов, представляется возможным определить дебиты и обводнённость продукции, добываемой из разных продуктивных коллекторов.

Модели расчета массовых расходов из отдельных продуктивных коллекторов

Флюиды из отдельных продуктивных коллекторов в затрубном пространстве входят в НКТ через клапаны, установленные в устройствах контроля притока (ICV), и смешиваются в НКТ. Согласно смешанной модели температуры Mckinley [11], энергия флюидов после смешивания в НКТ равна сумме энергии флюидов в НКТ перед смешиванием и энергии флюидов, проникающих в НКТ из затрубного пространства скважины. В соответствии с этим, формула для расчета энергии флюидов после смешивания по закону сохранения энергии может быть представлена следующим образом:

$$Q_{mj,t}c_{pj,t}T_{tj,d} = Q_{m(j-1),t}c_{p(j-1),t}T_{tj,u} + Q_{mj,ICV}c_{pj,a}\left(T_{aj,u} - \Delta T_{ICVj}\right) \quad (1)$$

где

$$Q_{mj,t} = Q_{m(j-1),t} + Q_{mj,ICV} \quad (2)$$

$$\Delta T_{ICVj} = \zeta_{Jj,ICV}\left(p_{aj,u} - p_{tj,d}\right) \quad (3)$$

$$T_{tj,u} = T_{t(j-1),d} + x_j \frac{dT_{t(j-1)}}{dx_j} \quad (4)$$

Подставляя формулы (2), (3) и (4) в формулу (1), получим выражение для расчета массовых расходов флюидов, добываемых из отдельных продуктивных коллекторов:

$$Q_{mj,I} = \frac{\left[Q_{mj,t}\left(c_{p(j-1),t}\left(T_{t(j-1),d} + x_j\frac{dT_{tj}}{dx_j}\right) - c_{pj,t}T_{tj,d}\right)\right]}{\left[c_{p(j-1),t}\left(T_{t(j-1),d} + x_j\frac{dT_{tj}}{dx_j}\right) - c_{pj,a}\left(T_{aj,u} - \zeta_{Jj,ICV}\left(p_{aj,u} - p_{tj,d}\right)\right)\right]} \quad (5)$$

В формулах (1) – (5) использованы следующие обозначения:

$Q_{mj,t}$ – массовый расход смешанных флюидов в НКТ, соответствующий j-ому продуктивному коллектору, кг/с; $Q_{m(j-1),t}$ – массовый расход смешанных флюидов в НКТ, соответствующий (j-1)-ому продуктивному коллектору, кг/с; $Q_{mj,ICV}$ – массовый расход флюидов, входящих через ICV в НКТ из j-ого продуктивного коллектора, кг/с; $c_{pj,t}$ – удельная теплоёмкость смешанных флюидов в НКТ из j-ого продуктивного коллектора при постоянном давлении, Дж/(кг·°С); $c_{p(j-1),t}$ – удельная теплоёмкость смешанных флюидов в НКТ из (j-1)-ого продуктивного коллектора при постоянном давлении, Дж/(кг·°С); $c_{pj,a}$ – удельная теплоёмкость флюидов в затрубном пространстве из j-ого продуктивного коллектора при постоянном давлении, Дж/(кг·°С); $T_{tj,d}$ – температура флюидов в части НКТ, расположенной ниже клапана ICV в j-ом продуктивном коллекторе, °С; $T_{tj,u}$ – температура флюидов в части НКТ, расположенной выше клапана ICV в j-ом продуктивном коллекторе, °С; $T_{aj,u}$ – температура флюидов в затрубном пространстве, расположенном выше клапана ICV в j-ом продуктивном коллекторе, °С; ΔT_{ICVj} – изменение температуры флюидов в ICV в j-ом продуктивном коллекторе, °С; $T_{t(j-1),d}$ – температура флюидов в части НКТ, расположенной ниже клапана ICV в (j-1)-ом продуктивном коллекторе, °С; $\zeta_{Jj,ICV}$ – коэффициент Джоуля-Томсона ICV в (j-1)-ом продуктивном коллекторе; $P_{aj,u}$ – давление флюидов в части НКТ, расположенной выше клапана ICV в j-ом продуктивном коллекторе, °С; $P_{tj,d}$ – давление флюидов в части НКТ, расположенной ниже клапана ICV в j-ом продуктивном коллекторе, °С; x_j – толщина j-ого продуктивного коллектора.

Модели расчета обводнённости продукции из отдельных продуктивных коллекторов

Запишем массовый расход флюидов из j-ого продуктивного коллектора с учетом движущихся в пласте флюидов в следующем виде:

$$Q_{mj,I} = q_{j,I}y_{j,lg}\rho_{j,lg} + q_{j,I}y_{j,lw}\rho_{j,lw} + q_{j,I}\left(1 - y_{j,lg} - y_{j,lw}\right)\rho_{j,lo} \quad (6)$$

Поток флюидов из продуктивных коллекторов в затрубное пространство происходит при стационарном режиме течения. С использованием уравнения Бернулли и уравнения сохранения массы получено уравнение сохранения энергии флюидов, входящих в затрубное пространство:

$$Q_{mj,I}c_{pj,I}\left(T_{fj} - \Delta T_{\partial j}\right) = \left[q_{j,I}y_{j,lg}\rho_{j,lg}c_{pj,ag} + q_{j,I}y_{j,lw}\rho_{j,lw}c_{pj,aw} + \left(Q_{mj,I} - q_{j,I}y_{j,lg}\rho_{j,lg} - q_{j,I}y_{j,lw}\rho_{j,lw}\right)c_{pj,ao}\right]\left(T_{aj,u} - x_j\frac{dT_{aj}}{dx_j}\right) \quad (7)$$

Подставив соотношение (6) в формулу (7), получим выражение для расчета обводненности скважинной продукции из отдельных продуктивных коллекторов:

$$f_{wj} = \frac{c_{pj,I}\rho_{j,lw}\left[T_{fj} - \left(\zeta_{Jj,\partial}\left(\overline{p_{ej}} - p_{aj,u}\right)\right)\right]\left(\rho_{j,lg} - \rho_{j,lo}\right)}{\left(T_{aj,u} - x_j\frac{dT_{aj}}{dx_j}\right)\left[\rho_{j,lw}\left(\rho_{j,lg} - \rho_{j,lo}\right)\left(c_{pj,aw} - c_{pj,ao}\right) - \rho_{j,lg}\left(\rho_{j,lw} - \rho_{j,lo}\right)\left(c_{pj,ag} - c_{pj,ao}\right)\right]} - \frac{\left[c_{pj,ao}\rho_{j,lw}\rho_{j,I}\left(\rho_{j,lg} - \rho_{j,lo}\right) - \rho_{j,lw}\rho_{j,lg}\left(\frac{Q_{mj,I}}{q_{j,t}} - \rho_{j,lo}\right)\left(c_{pj,ag} - c_{pj,ao}\right)\right]\left(T_{aj,u} - x_j\frac{dT_{aj}}{dx}\right)_j}{\frac{Q_{mj,I}}{q}\left(T_{aj,u} - x_j\frac{dT_{aj}}{dx}\right)\left[\rho_{j,lw}\left(\rho_{j,lg} - \rho_{j,lo}\right)\left(c_{pj,aw} - c_{pj,ao}\right) - \rho_{j,lg}\left(\rho_{j,lw} - \rho_{j,lo}\right)\left(c_{pj,ag} - c_{pj,ao}\right)\right]} \quad (8)$$

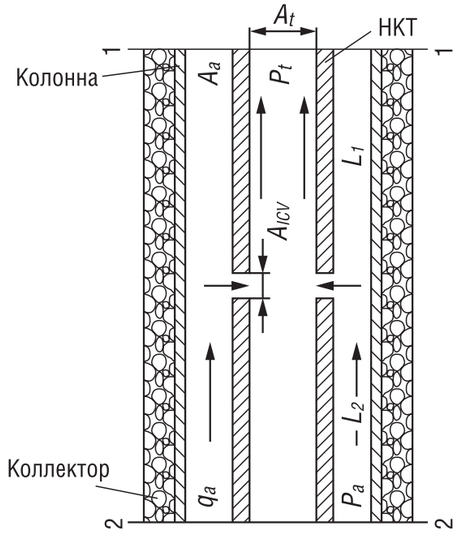
В формулах (6) – (8) использованы следующие обозначения:

$q_{j,l}$ – объемный расход флюидов из j-ого продуктивного коллектора, м³/с; $c_{pj,l}$ – удельная теплоёмкость флюидов из *j*-ого продуктивного коллектора при постоянном давлении, Дж/(кг · °С); $y_{j,lg}$ – объемная доля газовой фазы в флюидах из *j*-ого продуктивного коллектора; $y_{j,lw}$ – объемная доля водной фазы в флюидах из *j*-ого продуктивного коллектора; $\rho_{j,l}$ – плотность флюидов из *j*-ого продуктивного коллектора, кг/м³; $\rho_{j,lg}$ – плотность газовой фазы в флюидах из *j*-ого продуктивного коллектора, кг/м³; $\rho_{j,lw}$ – плотность водной фазы в флюидах из j-ого продуктивного коллектора, кг/м³; $\rho_{j,lo}$ – плотность нефтяной фазы в флюидах из *j*-ого продуктивного коллектора, кг/м³; T_{fj} – температура флюидов из *j*-ого продуктивного коллектора, °С; $\Delta T_{эj}$ – изменение температуры флюида из *j*-ого продуктивного коллектора из-за перфорации, °С; $c_{pj,aw}$ – удельная теплоёмкость водной фазы в флюидах в затрубном пространстве из *j*-ого продуктивного коллектора при постоянном давлении, Дж/(кг · °С); $c_{pj,ag}$ – удельная теплоёмкость газовой фазы в флюидах в затрубном пространстве из *j*-ого продуктивного коллектора при постоянном давлении, Дж/(кг · °С); $c_{pj,ao}$ – удельная теплоёмкость нефтяной фазы в флюидах в затрубном пространстве из *j*-ого продуктивного коллектора при постоянном давлении, Дж/(кг · °С); $\zeta_{\text{Jj,э}}$ – коэффициент Джоуля-Томсона в отверстии перфорации *j*-ого продуктивного коллектора; f_{wj} – массовая обводненность флюидов из *j*-ого продуктивного коллектора, %; $\overline{P_{ej}}$ – первоначальное пластовое давление в *j*-ом продуктивном коллекторе, МПа.

Анализ отношения между степенями открытости ICV, перепадом давления и расходами

Ключевым инструментом для управления притоком и давлением в продуктивных коллекторах является ICV. С помощью анализа взаимного отношения между степенями открытости ICV, перепадом давления и притоком, представляется возможным точно регулировать давление и дебит скважины.

РИС. 1. Схема течения флюида в ICV



В качестве управляющих переменных выступали степени открытости ICV высокотехнологичных скважин. С применением ICV реальной становится задача селективной выработки продуктивных коллекторов или их разработка с ограничением, что приводит к повышению коэффициента нефтеотдачи пласта.

Движение флюида происходит через клапаны ICV из затрубного пространства в НКТ. На рис. 1 представлена схема течения флюида в ICV, в которой использованы следующие обозначения:

P_a – давление флюида в секции №2, расположенной выше по течению флюида (верхняя часть ICV) в ICV; P_t – давление флюида в секции №1, продвигающегося через клапаны ICV вниз по течению; q_a – объемный расход флюида в затрубном пространстве; A_{ICV}, A_a и A_t – площади сечения клапана ICV, затрубного пространства и НКТ, соответственно; L_1 и L_2 – расстояние восходящего потока флюида вверх и вниз по расположению клапана ICV, соответственно.

Из рисунка 1 следует, что во время движения флюида из затрубного пространства в клапаны ICV происходит потеря местного напора $h_{ICV\text{-}u}$ из-за сужения ICV. В случае потока флюида из клапанов ICV в НКТ происходит потеря локального напора $h_{ICV\text{-}d}$ из-за расширения трубы. Исследования, проведенные D.S. Miller и другими, показали, что существует интерференция между потерями локального напора $h_{ICV\text{-}u}$ и $h_{ICV\text{-}d}$. В связи с этим, поправочный коэффициент интерференции введен в качестве расчета потери локального напора при течении флюида через клапаны ICV [12].

Потерями напора флюида при его течении по сегментам L_1 и L_2 можно пренебречь в связи с их незначительными величинами [13]. Уравнение Бернулли между секциями 1 и 2 представлено следующим образом:

$$\frac{p_a}{\rho_a g}+\frac{v_a^2}{2g}=\frac{p_t}{\rho_a g}+\frac{v_t^2}{2g}+C\cdot\left(h_{ICV-u}+h_{ICV-d}\right) \qquad (9)$$

Уравнение неразрывности запишется в следующем виде:

$$\rho_a q_a=\rho_a v_{ICV} A_{ICV}=\rho_a v_a A_a=\rho_a v_t A_t \qquad (10)$$

Местные потери напора $h_{ICV\text{-}u}$ и $h_{ICV\text{-}d}$ можно определить по формуле Вейсбаха[1]:

$$h_{ICV-u}=\left(0.5-\frac{A_{ICV}}{2A_a}\right)\frac{v_{ICV}^2}{2g} \quad h_{ICV-d}=\left(1-\frac{A_{ICV}}{A_t}\right)^2\frac{v_{ICV}^2}{2g}, \qquad (11)$$

Подставляя формулы (10) и (11) в уравнение (9), получим следующее выражение:

$$q_a=\frac{\sqrt{2}A_{ICV}}{\sqrt{\left(\frac{A_{ICV}}{A_t}\right)^2-\left(\frac{A_{ICV}}{A_a}\right)^2+C\cdot\left[1.5-\frac{A_{ICV}}{2A_a}-\frac{2A_{ICV}}{A_t}+\left(\frac{A_{ICV}}{A_t}\right)^2\right]}}\sqrt{\frac{\Delta p_{ICV}}{\rho_a}} \qquad (12)$$

[1] *Формула Вейсбаха в гидравлике – эмпирическая формула, определяющая потери напора или потери давления при развитом турбулентном течении несжимаемой жидкости на гидравлических сопротивлениях (предложена Юлиусом Вейсбахом в 1855 г.) [14].*

Определим комплексный коэффициент течения C_V как:

$$C_v=\frac{\sqrt{2}A_t}{\sqrt{\left[1-\left(\frac{A_t}{A_a}\right)^2\right]+C\cdot\left[\frac{3}{2\alpha^2}-\frac{A_t}{2\alpha A_a}-\frac{2}{\alpha}+1\right]}} \qquad (13)$$

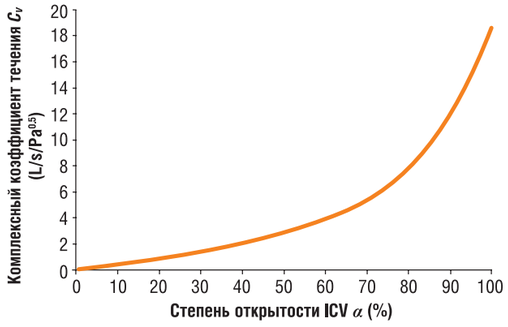
где α – степень открытости клапана ICV, определяемая из соотношения:

$$\alpha=\frac{A_{ICV}}{A_t} \qquad (14)$$

В формулах (9) – (14) использованы следующие обозначения:

v_a – средняя скорость течения флюида в затрубном пространстве, м/с; v_t – средняя скорость течения флюида в НКТ, м/с; v_{ICV} – средняя скорость течения флюида в клапанах ICV, м/с; C_v – комплексный коэффициент течения, л/с/Па^{0,5}; C – поправочный коэффициент интерференции; α – степени открытости клапана ICV, %; ρ_a – плотность флюида в затрубном пространстве, кг/м³.

РИС. 2. Зависимость комплексного коэффициента течения C_v от степени открытости ICV α



Из формулы (13) следует, что комплексный коэффициент течения C_v выступает в качестве функции степени открытости ICV. Зависимость комплексного коэффициента течения Cv от степени открытости ICV показана на рис. 2.

Подставляя формулу (13) в формулу (12), получим:

$$q_a=C_v\sqrt{\frac{\Delta p_{ICV}}{\rho_a}} \qquad (15)$$

Формула (15) характеризует зависимость между притоком (потоком) флюида, управляемым (обусловленным) ICV, и перепадом давления. Из формулы (15) видно, что поток флюида, протекающего через клапаны ICV, пропорционален перепаду давления.

Пример

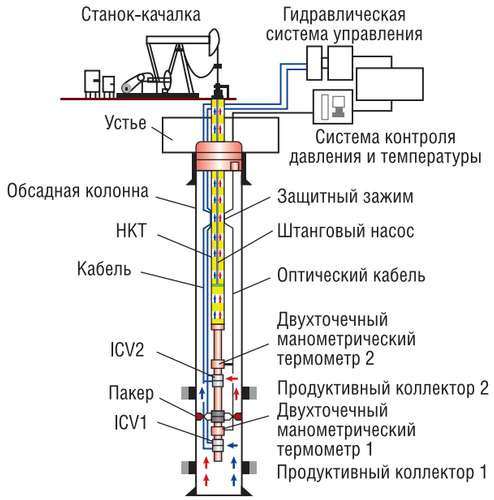
Высокотехнологичная скважина с установками ОРЭ «L1» расположена на участке тектонически экранированной залежи с подошвенной водой из одного месторождения КНР. Нефтеносная площадь данной залежи составляет 0,9 км². Она состоит из двух продуктивных коллекторов. Глубина залегания залежи изменяется в диапазоне от 2120 м до 2220. Газ представлен в растворенном в нефти виде. Коллекторные свойства залежи приведены в таблице 1. Совместная эксплуатация двух отдельных продуктивных коллекторов проводилась до применения установок ОРЭ. Средний дебит скважины по жидкости составляет 20,4 т/сут, средний дебит по нефти – 5,5 т/сут, средний дебит по воде – 14,9 м³/сут, обводненность – 73%. Данная скважина находится в фазе высокого обводнения. После превращения добывающей скважины в высокотехнологичную скважину с установками ОРЭ, благодаря управлению притоком из продуктивных коллекторов с помощью ICV, средний дебит скважины по жидкости увеличился до 24,96 т/сут, средний дебит по нефти – до 9,47 т/сут. Средний дебит по воде уменьшился на 0,59 м³/сут, обводненность упала до 62,1 %, КИН увеличился на 10,5 %.

Регулирование степени открытости ICV, установленного в «умной скважине» с установками ОРЭ, осуществлялось гидравлическим приводом. С помощью двухточечной системы контроля измерялись давление и температура флюидов в затрубном пространстве и НКТ из отдельных продуктивных коллекторов. После остановки скважины было замечено, что забойное давление в продуктивном коллекторе 2 выше, чем в коллекторе 1. В связи с этим ICV в коллекторе 1 настроен на полное открытие, а ICV в коллекторе 2 – в дроссельном состоянии в целях обеспечения одновременно равновесной эксплуатации

ТАБЛИЦА 1. Коллекторные свойства залежи

Параметры	Значение	Параметры	Значение
Глубина скважины, м	2240	Давление насыщения, МПа	12,5
Среднее пластовое давление, МПа	17,9	Глубина кровли продуктивного коллектора 2, м	2130
Первоначальная пластовая температура, °С	100	Эффективная толщина продуктивного коллектора 2, м	32
Проницаемость, 10^{-3}μм²	13,4	Глубина кровли продуктивного коллектора 1, м	2179
Пористость, %	14	Эффективная толщина продуктивного коллектора 1, м	25
Градиент давления, МПа/м	0,01	Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см³	0,8985
Градиент температуры, °С /м	0,034	Вязкость нефти в поверхностных условиях, мПа · с	17,22

РИС. 3. Принципиальная схема «умной скважины» с установками ОРЭ



двух коллекторов. На рис. 3 приведена принципиальная схема «умной скважины» с установками ОРЭ. Измеренные скважинные данные показаны на рисунках 4, 5, и 6.

РИС. 4. Динамика обводненности и общего дебита по жидкости, нефти и воде «умной скважины» с установками ОРЭ

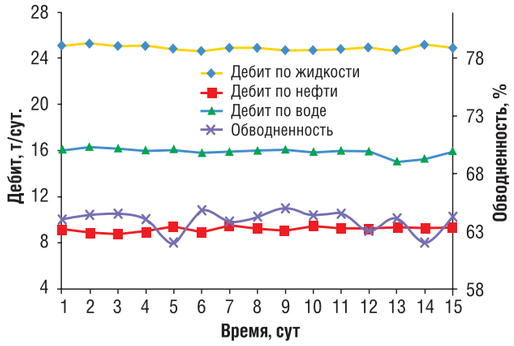


РИС. 5. Динамика давления «умной скважины» с установками ОРЭ в двух продуктивных коллекторах

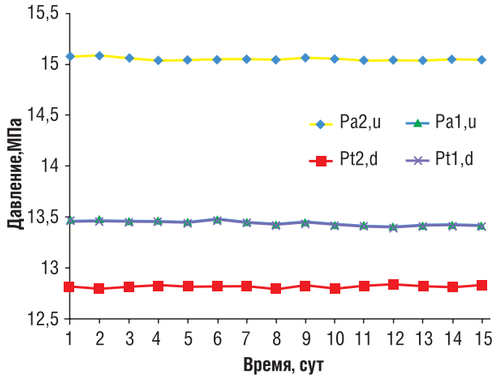
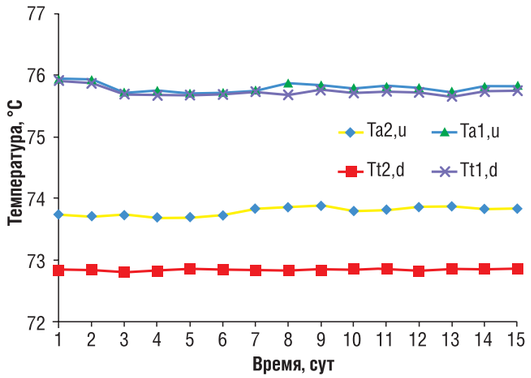


РИС. 6. Динамика температуры «умной скважины» с установками ОРЭ в двух продуктивных коллекторах



Расчеты дебитов и обводненности продуктивных коллекторов

Подставляя измеренные данные по давлению и температуре в модель для расчета дебита и обводненности, можно построить динамику изменения дебита и обводненности в двух коллекторах (см. рис. 7 и 8). Из рисунка 7 и 8 видно, что средний дебит скважины по жидкости из коллектора 2 составляет 20,28 т/сут, средний дебит по нефти – 5,51 т/сут, средний дебит по воде – 14,78 м³/сут, средняя обводненность – 72,8%; средний дебит скважины по жидкости из коллектора 1 составляет 4,67 т/сут, средний дебит по нефти – 3,96 т/сут, средний дебит по воде – 0,71 м³/сут, средняя обводненность – 15,5%. По результатам сравнительного анализа характеристик, показанных на рисунках 4, 7 и 8, следует, что тенденция динамики дебита по воде из коллектора 2 схожа с тенденцией динамики общего дебита по воде. При этом можно сделать вывод о том, что добыча воды происходит в основном из коллектора 2.

Построение индикаторных кривых высокотехнологичных скважин с установками ОРЭ

По данным манометрического термометра следует, что давление ICV в затрубном пространстве для коллектора 2 составляет $P_{a2,u}$. Объемный расход жидкости рассчитывается по формулам (5) и (8) для коллектора 2. Согласно теории Конопчинского (Michael Konopczynski), посвященной исследованию динамики притока к «умной скважине» с установками ОРЭ [15], построенная индикаторная кривая при полном открытии ICV (без дросселирования) проходит через точку H (q_2, $P_{a2,u}$). По уравнениям Petrobras [16] можно построить индикаторную кривую для коллектора 2 без учета эффекта дросселирования ICV.

Таким же образом можно построить индикаторную кривую для коллектора 1 при полном открытии ICV, в которой находится точка I (q_1, $P_{a1,u}$). Абсцисса q_1 представляет собой объемный расход жидкости и рассчитывается по формулам (5) и (8). Ордината $P_{a1,u}$ представляет собой давление ICV в затрубном пространстве, измеренное с помощью манометрического термометра.

РИС. 7. Динамика обводненности и дебита по жидкости, нефти и воде из коллектора 2

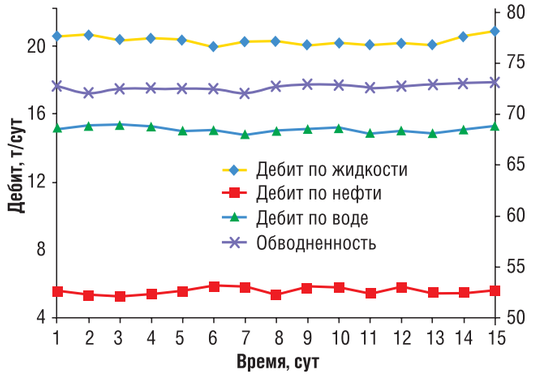
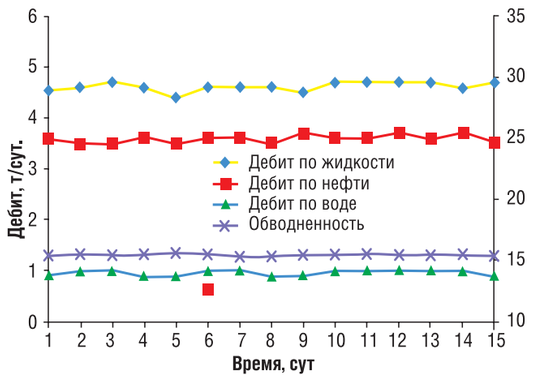


РИС. 8. Динамика обводненности и дебита по жидкости, нефти и воде из коллектора 1



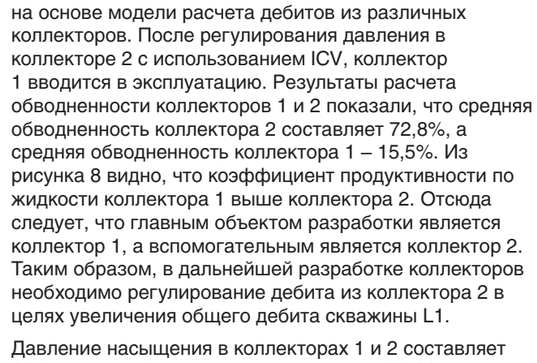
Согласно теории Конопчинского, посвященной исследованию динамики притока к «умной скважине» с установками ОРЭ [15], объемный расход жидкости, соответствующий точке пересечения J индикаторной кривой при совместной эксплуатации коллекторов 1 и 2 после дросселирования и индикаторной кривой НКТ, составляет q_3, значение которого равно сумме q_1 и q_2. Давление, соответствующее точке баланса J, составляет $P_{a1,u}$. Таким образом, координаты точки пересечения J представляют собой (q_3, $P_{a1,u}$).

По закону распределения расходов жидкости из разных коллекторов, прямая линия, на которой находится точка давления баланса J, и индикаторная кривая для коллектора 2 после дросселирования пересекаются в точке L. Объёмный расход из коллектора 2 составляет q_2, отсюда следует, что координаты точки пересечения L представляют собой (q_2, $P_{a1,u}$). По уравнениям Petrobras можно построить индикаторную кривую для коллектора 2 с учетом эффекта дросселирования ICV.

Подставляя комплексный коэффициент течения ICV, объемный расход из коллектора 2 после дросселирования и плотность жидкости в формулу (15), получим выражение для расчета перепада давления $\Delta P_{ICV\text{-}HH'}$, вызванного потоком жидкости в коллекторе 2 через ICV. По механизму работы ICV можно сделать вывод о том, что перепад давления $\Delta P_{ICV\text{-}HH'}$, вызванного потоком жидкости в коллекторе 2 через ICV, представлен в виде разницы PIPR-H и PTPC-H'. Из этого следует, что координаты точки H представляют собой (q2, Pa2,u- PICV-HH').

На основе координат точек H' и J с использованием уравнения Беггса-Брилла (Beggs-Brill) строится индикаторная кривая НКТ при устьевом давлении (0,06 МПа). Построены индикаторные кривые высокотехнологичных скважин с установками ОРЭ, представленные на рис. 9.

РИС. 9. Индикаторные кривые высокотехнологичных скважин с установками ОРЭ



Анализ характеристик индикаторных кривых высокотехнологичных скважин с установками ОРЭ

Из рисунка видно, что пластовое давление в коллекторах 1 и 2 неодинаково. Значение пластового давления коллектора 1 меньше, чем в коллекторе 2 и составляет 14 МПа. Давление в точке пересечения А индикаторной кривой НКТ и индикаторной кривой при совместной эксплуатации коллекторов 1 и 2 после дросселирования выше, чем пластовое давление коллектора 1. Это объясняется тем, что до превращения добывающей скважины в высокотехнологичную скважину с установками ОРЭ при действующем устьевом давлении в системе разработки объектов только коллектор 2 разрабатывается, а коллектор 1 практически не вырабатывается. Данное заключение совпадает с результатами, полученными на основе модели расчета дебитов из различных коллекторов. После регулирования давления в коллекторе 2 с использованием ICV, коллектор 1 вводится в эксплуатацию. Результаты расчета обводненности коллекторов 1 и 2 показали, что средняя обводненность коллектора 2 составляет 72,8%, а средняя обводненность коллектора 1 – 15,5%. Из рисунка 8 видно, что коэффициент продуктивности по жидкости коллектора 1 выше коллектора 2. Отсюда следует, что главным объектом разработки является коллектор 1, а вспомогательным является коллектор 2. Таким образом, в дальнейшей разработке коллекторов необходимо регулирование дебита из коллектора 2 в целях увеличения общего дебита скважины L1.

Давление насыщения в коллекторах 1 и 2 составляет 12,5 МПа, а забойное давление в НКТ – 13,44 МПа, поэтому дебит скважины может увеличиваться путем

ТАБЛИЦА 2. Коллекторные свойства залежи

Коллектор	Совместная эксплуатация коллекторов 1 и 2 с применением ICV при устьевом давлении 0,6 МПа			Совместная эксплуатация коллекторов 1 и 2 с применением ICV после снижения устьевого давления до 0,1 МПа			Обычная совместная эксплуатация коллекторов 1 и 2 после снижения устьевого давления до 0,1 МПа		
	Дебит по жидкости, ($м^3$/сут)	Дебит по нефти ($м^3$/сут)	Дебит по воде, ($м^3$/сут)	Дебит по жидкости, ($м^3$/сут)	Дебит по нефти, ($м^3$/сут)	Дебит по воде, ($м^3$/сут)	Дебит по жидкости, ($м^3$/сут)	Дебит по нефти, ($м^3$/сут)	Дебит по воде, ($м^3$/сут)
2	21,15	5,51	14,78	20,8	5,43	14,53	28,6	7,46	19,98
1	5,28	3,96	0,71	6,7	5	0,92	1	0,75	0,14
Итог	**26,43**	**9,47**	**15,49**	**27,5**	**10,43**	**15,45**	**29,6**	**8,21**	**20,12**

снижения забойного давления. Однако из-за того, что ICV находится в минимальном открытом состоянии, дросселирование не проводит к увеличению дебита скважины. В связи с этим, единственным способом регулирования дебита скважины является изменение устьевого давления. К настоящему моменту времени устьевое давление составляет 0,6 МПа. В данной работе устьевое давление уменьшалось до 0,1 МПа. При этом построена индикаторная кривая НКТ после снижения устьевого давления. На рис. 10 приведены индикаторные кривые высокотехнологичных скважин с установками ОРЭ после снижения устьевого давления.

Из рисунка 10 следует, что индикаторная кривая НКТ после снижения устьевого давления и индикаторная кривая при совместной эксплуатации коллекторов 1 и 2 после дросселирования пересекаются в точке *J'*, а индикаторная кривая НКТ после снижения устьевого давления и индикаторная кривая при совместной эксплуатации коллекторов 1 и 2 без дросселирования пересекаются в точке *A'*. Точка *J'* продвигалась направо относительно местонахождению точки *J* и соответствующее давление уменьшается, что проводит

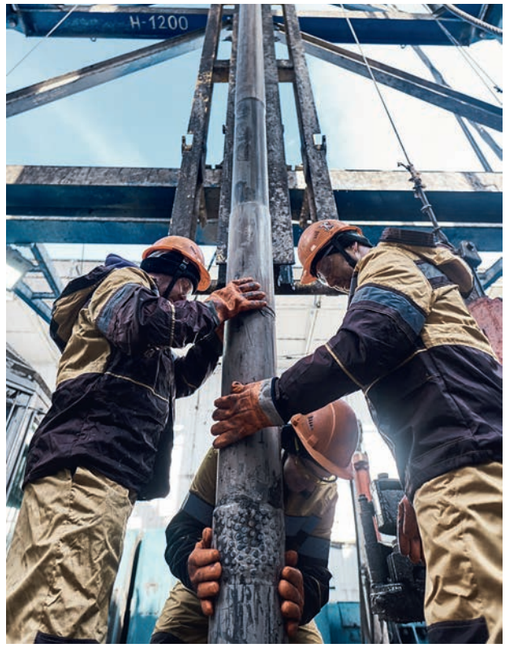
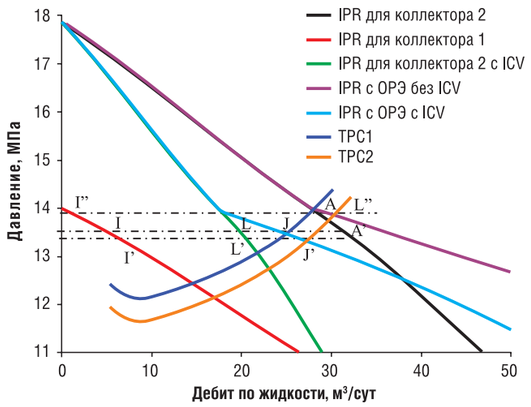


РИС. 10. Индикаторные кривые высокотехнологичных скважин с установками ОРЭ после снижения устьевого давления



к повышению дебитов из коллекторов 1 и 2. Точка *A'* продвигалась вправо относительно местонахождения точки *A*, и соответствующее давление уменьшается, что проводит к повышению дебитов из коллектора 2 и введению в эксплуатацию коллектора 1 без применения каких-либо мер для повышения дебитов. В табл. 2 приведено сравнение результатов расчетов дебитов высокотехнологичных скважин с установками ОРЭ до и после снижения устьевого давления.

По данным, приведенным в таблице 2, видно, что после снижения устьевого давления скважины, дебит по нефти с дросселированием из коллектора 2 уменьшился на 0,08 т/сут, однако дебит по нефти из коллектора 1 вырос на 1,04 т/сут, общий дебит по воде уменьшился на 0,04 т/сут, а обводненность скважины упала до 56,2%. По сравнению с обычной ОРЭ, общий дебит по нефти увеличился на 2,22 т/сут, в то время как общий дебит по воде снизился на 9,69 т/сут. Таким образом, после регулирования давления и дебита высокотехнологичной скважины исключение интерференции между продуктивными коллекторами способствует значительному увеличению дебита умной скважины – L1 и, следовательно, повышению нефтеотдачи пласта.

Выводы

В работе получена зависимость забойного давления скважины, вскрывшей продуктивные коллекторы, от дебита скважины на основе анализа зависимости между степенями открытости ICV, перепадом давления (в скважине) и притоком на отдельных интервалах перфорации. Полученная зависимость дает возможность осуществить проектирование устройств контроля притока.

На основе анализа характеристик притока к «умной скважине» с установками ОРЭ предложен подход к построению индикаторных кривых высокотехнологичных скважин с ОРЭ. С помощью построенных индикаторных кривых представляется возможным определить способы увеличения дебита скважины. ●

Данная исследовательская работа выполнена при финансовой поддержке Китайского Государственного Совета по стипендиям (China Scholarship Council) и Государственного фонда естественных наук Китая (National Nature Science Foundation of China).

Литература

1. *Wang Jinlong, Zhang Ningsheng, et al.: "The Technology Analytic of Foreign Intelligence Well Interval Control Valve", paper ICRSM00188 presented at the International Conference & Exhibition on Reservoir Surveillance and Management, China. 16–18 September 2013.*
2. *Wang Jinlong, Zhang Ningsheng, et al., The Study of Intelligent Well System Design[J]. Journal of Xi'an ShiYou University (Natural Science Edition), 2015, 30(1), 83–88.*
3. *A. A. Khrulenko, A. B. Zolotukhin : "A Case Study of Smart Well Deployment for Arctic Offshore Subsea Field Development", paper SPE138072 presented at the SPE Russian Oil & Gas Technical Conference and Exhibition, Russia, 26–28 October 2010.*
4. *Wang Jinlong, Zhang Bing, Wang Rui, Zhang Ningsheng, Wang Yuelong: "The Development of Intelligent Wells Downhole Inflow Control Valve", paper IPPTC2017867 presented at the International Petroleum and Petrochemical Technology Conference, Beijing, China. 20–22 March 2017.*
5. *Jinlong Wang, Ningsheng Zhang, Yuelong Wang, Bing Zhang, Yingru Wang. Development of a downhole incharge inflow control valve in intelligent wells[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 29(2016): 559–569.*
6. *Alexey Khrulenko, Anatoly B. Zolotukhin : "Approach for Full Field Scale Smart Well Modeling and Optimization", paper SPE149926 presented at the SPE Arctic and Extreme Environments Conference & Exhibition, Russia, 18–20 October 2011.*
7. *Zhiqiang Huang, et al., Study of the Intelligent Completion System for Liaohe Oil Field [J]. Procedia Engineering. 15(2011): 739–746.*
8. *Jinlong Wang, Ningsheng Zhang, Junbin Chen, Yingru Wang. Data Analysis of the Real-time Pressure and Temperature along the wellbore in Intelligent Well Lei 632 with Commingling Production in LH Oilfield [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 138(2016): 18–30.*
9. *Jinlong Wang, Ningsheng Zhang, et al., The analysis model of real-time pressure and temperature in intelligent well with commingling production [J]. Petrol. Geol. oilfield Dev. DaQing, 2015, 34 (6): 71–76.*
10. *K. M. Muradov, D. R. Davies: "Temperature Transient Analysis in a Horizontal, Multi-zone, Intelligent Well", paper SPE150138 presented at the SPE Intelligent Energy International, Netherlands, 27–29 March 2012.*
11. *Guo Haimin. Production logging introduction [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003: p. 287–289. (Published in Chinese)*
12. *Feng Jinmei. Fluid Mechanics[M]. Wu Han: Hua zhong University of Science & Technology Press, 2010: p. 150–152. (Published in Chinese)*
13. *Jia Liting, He Dongsheng, Lu Lingling, et al. Application Analysis of Flow Control Valve in Intelligent Well Completion [J]. Mechanical Research & Application, 2015, 28(1): 18–21. (Published in Chinese)*
14. *Yang Shuren, et al. Engineering Fluid Mechanics [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2006: p75–120. (Published in Chinese)*
15. *Michael Konopczynski, Arashi Ajayi: "Design of Intelligent Well Downhole Valves for Adjustable Flow Control", paper SPE90664 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, U.S.A., 26–29 September 2004. SPE90664.*
16. *Zhang Qi. Petroleum Engineering Principles and Design[M]. Qing Dao: China University of Petroleum Press, 2006: p. 19–21. (Published in Chinese).*

KEYWORDS: *Intelligent Well; Commingling production; Inflow Performance Relationship; Inflow Control Valve.*

ТЕХНОЛОГИИ БУДУЩЕГО НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ГАЗПРОМА

В СТАТЬЕ ОБОЗНАЧЕНЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЕКТЫ, РЕШАЮЩИЕ ЗАДАЧИ В РАМКАХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СТРАТЕГИИ БЛОКА РАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ КОМПАНИИ

THE PAPER OUTLINES THE TECHNOLOGICAL PROJECTS THAT SOLVE PROBLEMS WITHIN THE TECHNOLOGICAL STRATEGY OF EXPLORATION AND PRODUCTION BLOCK (EPB) OF THE COMPANY

УДК 622.276

Ключевые слова: *технологическое развитие, добыча нефти, техника и технология, опытно-промышленные испытания, подконтрольная эксплуатация, опытный образец, технологический проект, НИОКР.*

Кибирев Евгений Анатольевич,
Начальник управления

Кузьмин Максим Игоревич,
Руководитель направления по сопровождению новых технологий

Музычук Павел Стефанович,
Руководитель направления

Департамент по технике и технологиям добычи нефти ООО «Газпромнефть НТЦ»

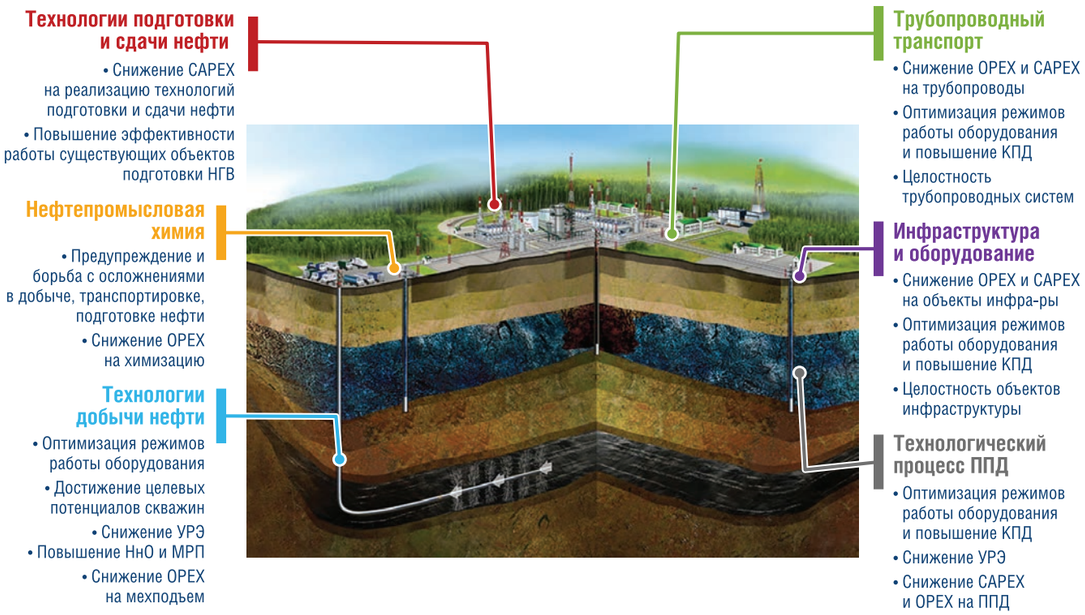
Технологическое развитие

В периметре ПАО «Газпром нефть» испытание и внедрение перспективных образцов эффективных техники и технологии добычи нефти производится в рамках долгосрочной стратегии по направлению работ «Технологии добычи нефти», направленной на достижение следующих основных целевых ориентиров к 2020 г.:

- Амцель по скважинам с УЭЦН гарантированная НнО 640 сут.
- Достижение значения коэффициента эксплуатации нефтяного фонда на уровне 0,98.
- Достижение целевого забойного давления на базовом фонде скважин в соответствии с реализацией проекта «Управление базовой добычей».
- Достижение целевого значения удельного расхода газлифтного газа до 630 м³/т за счет внедрения регуляторов расхода газа и давления в ГПН-Оренбург.
- Снижение удельных затрат на подъем 1 т нефти на 3%.

Направление работ «Технологии добычи нефти» входит в состав функции «Добыча, инфраструктура и операционная деятельность»

РИС. 1. Область работ функции «Добыча, инфраструктура и операционная деятельность»



Блока разведки и добычи (БРД) Компании и является одним из ключевых процессов в ней. Область ключевых работ и направлений функции отражена на рис. 1.

На основании анализа проблем в работе с механизированным фондом скважин была сформирована программа технологического развития, в основе которой представлен портфель потенциальных решений. Часть данных решений соответствует имеющимся на рынке предложениям опытного оборудования, требующего испытания в геолого-физических и климатогеографических условиях активов Компании. Эту задачу реализуют дочерние общества в рамках процедуры опытно-промышленных испытаний (ОПИ) и подконтрольной эксплуатации (ПЭ).

Новая техника/технология: это результат интеллектуальной деятельности, совокупность научно-технических знаний, технических решений, бизнес-процессов, оборудования и материалов в области геологоразведки и нефтегазодобычи, которые ранее не использовались в Компании или конкретном дочернем обществе с его уникальными климатогеографическими, геолого-физическими и другими условиями. К новым технологиям могут также относиться услуги, которые показали высокую эффективность в России и мире, но не были ранее оказаны Компании [2].

За трехлетний период в БРД Компании инициировано более 400 ОПИ и ПЭ по функции «Добыча, инфраструктура и операционная деятельность».

По результатам проведения ОПИ часть технологий признана успешной и переведена на стадию внедрения и тиражирования, другая часть – неуспешной, рекомендована к дальнейшей доработке конструкционной части и самих технических решений, остальные требуют продолжения и мониторинга со стороны дочерних обществ и дальнейшего вынесения результатов испытаний на рассмотрение научно-технического совета БРД Компании.

В силу накопления многочисленного материала на каждом из этапов проведения ОПИ и ПЭ и принятия в действие Стандарта Компании «Порядок организации работы по испытанию новых эффективных технологий Блока разведки и добычи» была реализована автоматизация данного бизнес-процесса в части разработки отдельного модуля «Система распространения знаний (СРЗ)» – «Передовые и новые технологии». Данный модуль предназначен для мониторинга и хранения структурированной информации о проводимых в Компании ОПИ и ПЭ на всех стадиях их жизненного цикла, начиная от инициации испытаний, заканчивая внедрением и тиражированием передовых и новых технологий на месторождениях Компании.

Основными целями создания модуля являются:

- Формирование и отображение реестра проводимых ОПИ и ПЭ в БРД Компании;
- Мониторинг проведения ОПИ и ПЭ на всех стадиях жизненного цикла;
- Обмен опытом среди специалистов БРД Компании по испытанию и внедрению передовых и новых технологий.

В модуле реализован удобный и интуитивный интерфейс, в нем предусмотрено транслирование самой схемы бизнес-процесса проведения ОПИ и ПЭ, а также всех необходимых документов на стадиях инициации испытаний, экспертизы, проведения научно-технического совета БРД Компании, результатов проведения испытаний, а также рекомендаций по дальнейшему внедрению и тиражированию передовых и новых технологий. Пользователь в онлайн режиме легко может найти и отследить всю цепочку проведения испытаний той или иной технологии, просмотреть отдельные дочерние общества и направления деятельности в каждом из них. Также в модуле предусмотрен вывод в отдельном разделе сводной аналитической информации по количеству и качеству проводимых ОПИ и ПЭ. Таким образом, сам процесс выявления и испытания новых технологий в БРД Компании стал наиболее прозрачным и управляемым, при этом повысилась эффективность операционной деятельности каждого ДО в отдельности и БРД в целом.

Развитие модуля «Передовые и новые технологии» (ПиНТ) будет способствовать росту числа и качества предложений по испытаниям новых технологий на активах Компании, вырастет доля успешно проведенных ОПИ и ПЭ, сократятся сроки реализации испытаний за счет оперативности процессов инициирования и согласования ОПИ экспертами НТЦ и кураторами работ со стороны Корпоративного центра Компании [1].

Ключевые испытания новой техники и технологий добычи на месторождениях Компании

Испытание высокооборотных УЭЦН АКМ

В период с 2016 по 2017 гг. на юго-западной части Шингинского месторождения были успешно испытаны интеллектуальные высокооборотные насосные установки с вентильным приводом серии УЭЦН АКМ производства «Лепсе». Особенностью оборудования является его габарит по длине (в 2–2,5 раза короче аналогов), что позволяет размещать УЭЦН на глубине, недоступной стандартным УЭЦН по параметру кривизны скважины. Сокращение веса и габарита комплекта позволяет выполнять завоз оборудования авиатранспортом вместо двух комплектов стандартного оборудования до четырех комплектов малогабаритного. По результатам испытаний трех комплектов оборудования было выявлено соответствие оборудования заявленным характеристикам, снижение среднесуточного удельного потребления электроэнергии на 20%, отсутствие отказов по вине подконтрольного оборудования в период проведения испытаний (в течение 180 суток). Также время монтажа установок АКМ в 3–4 раза меньше среднего времени монтажа серийного УЭЦН аналогичного типоразмера и напора (монтаж погружного электродвигателя, гидрозащиты и трех насосных секций, плюс время на заполнение маслом), т.к. на устье скважины комплект приходит в собранном виде.

Испытание технологии отбора газа из затрубного пространства с помощью мобильных компрессорных установок

С целью снижения забойного давления, возможности увеличения производительности глубинно-насосного оборудования и как результат увеличения добычи нефти и газа, на месторождениях «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» и «Газпромнефть-Хантос» проведены испытания технологии откачки газа из затрубного пространства компаний «ВЕТЭК» и «ТД «АДА» соответственно. На шести подконтрольных скважинах за период испытаний (180 суток согласно программе ОПИ) был получен среднесуточный прирост 6 тн/сут, при этом на ряде скважин удалось снизить затрубное давление до 0,5–1 атм. По результатам детального анализа испытаний было установлено, что мобильные компрессорные установки могут применяться на любых скважинах с высоким затрубным давлением, но для достижения максимальной эффективности и продолжительности эффекта необходима стационарная установка на скважину или группу скважин. Переброска оборудования требует длительных подготовительных работ, трудоемкого монтажа и обвязки на кустовой площадке, что в свою очередь приводит к дополнительным финансовым и трудовым затратам. Потенциал внедрения МКУ напрямую не зависит от энергетического состояния скважины, так как при снижении коэффициента продуктивности или пластового давления, применение МКУ за счет увеличения депрессии позволит снизить темпы падения дебита и продлить постоянный режим работы. Для достижения максимальной продолжительности эффекта предпочтительно, чтобы система ППД была полностью сформирована, подтверждена высокая эффективность закачки и видна реакция на нее скважин из окружения, а компенсация отборов закачкой должна быть достаточной.

ЭЦН с колесами по технологии МИМ

Испытания электроцентробежных насосов ЭЦН WR2-4-40/160-2500-6.0 с рабочими органами, изготовленными по технологии МИМ, и вентильным электродвигателем до 6000 об/мин производства ООО «ПК «Борец» проводились согласно утвержденной программе ОПИ на скважинах Крайнего месторождения Филиала «Газпромнефть-Муравленко», эксплуатирующих пласт Ю1, с содержанием механических примесей до 3 000 мг/л. Достижение плановой наработки на отказ 250 сут – частично выполнено (результативность 40 % от объёма внедрения), при этом предельно достигнутая наработка превысила 500 суток, что наряду с отсутствием износа разобранных ЭЦНWR2-4-40/160 свидетельствует о высоком конструктивном ресурсе УЭЦН МИМ; соответствие заявленным напорно-расходным характеристикам – выполнено. Ввиду широкого диапазона подач ЭЦН МИМ, имеется возможность эксплуатации скважин в постоянном режиме при снижении продуктивности после ГТМ. 3 из 5 подконтрольных ЭЦНWR2-4-40/160 отказали по причине конструктивных недостатков (недостаточный расширительный объем масла для работы в осложнённых условиях) и некачественных торцовых уплотнений серийной гидрозащиты 2ПБ92 производства ПК «Борец». Это указывает на необходимость комплектации ЭЦНWR2-4-40/160 специализированной гидрозащитой повышенной надёжности. Детали ЭЦНWR2-4-40/160, выполненные по технологии МИМ, не подвержены налипанию устойчивых солевых отложений, а также имеют повышенную устойчивость к абразивному и коррозионно-эрозионному износу, что подтверждено результатами разбора после работы в скважинах, осложнённых солями и механическими примесями. Внедрение ЭЦН МИМ наиболее целесообразно на скважинах,

осложнённых высоким выносом механических примесей, повышенной склонностью к солеотложению, а также скважинах с нестабильным притоком, например на Крайнем м/р Филиала «Газпромнефть-Муравленко».

Испытание клапана-отсекателя

С целью снижения времени и затрат на глушение, риска кольматации призабойной зоны пласта и снижения коэффициента продуктивности, времени вывода на режим, а также повышения коэффициента эксплуатации и получение дополнительной добычи нефти, была испытана технология «Комплекс защиты пласта» компании «Комплекс». Испытания проводились на трех комплектах оборудования на скважинах Восточного участка Оренбургского НГКМ. После запуска в работу погружного оборудования отмечено снижение времени выхода на режим работы скважин относительно сложившегося времени при проведении предыдущих ремонтов на каждой из скважин, начиная с первого ремонта после установки КЗП. Время ВНР составило двое суток. Во время ремонтов скважин при опресовке и выдержке КЗП герметичность подтвердилась.

Внедрение УЭЦН 2А габарита

На месторождениях Компании, с целью достижения максимально возможного потенциала скважин и оптимизации действующего фонда скважин, а также перевода малодебитного фонда в постоянный режим работы и сокращения времени выработки запасов при неизменном КИН, было внедрено более 40 установок ЭЦН 2А габарита. Суммарный прирост составил 83 тн/сут и средний прирост на 1 скв. – 2 тн/сут. Дополнительная добыча составила свыше 27 тыс. т, при средней текущей наработке 180 сут. Фактическое снижение Рзаб составило 42 атм.

Внедрение технологии АСУ ТП «Газлифт»

Автоматическая система регулирования расхода газлифтного газа представляет собой комплекс технических средств автоматической системы управления расходом газа, предназначенный для газлифтной добычи нефти. Достигнутые критерии успешности при внедрении более 100 комплектов оборудования на ВУ ОНГКМ: стабилизация давления и расхода газлифтного газа; снижение УРГГ до 44 %; снижение внутрисменных простоев, связанных с гидратообразованием, в среднем на 80 %. Эффект от внедрения составил свыше 3 000 т/год дополнительной добычи нефти.

Технологическая стратегия

Вторая часть потенциальных решений хоть и является достаточно перспективной, но, ввиду отсутствия готовых на рынке технологий и проработанных в достаточной мере решений или ранее уже успешно испытанных прототипов оборудования, формируется в пакет проектных решений. В данном направлении работ Блок по технике и технологиям добычи нефти в «Газпромнефть НТЦ» уже несколько лет активно расширяет сферу своей деятельности и компетенции, наращивая долю внутренних НИОКР в партнерстве с широким кругом производителей оборудования, в том числе и из смежных отраслей производства.

На сегодняшний день организован процесс консолидации технологических потребностей от добывающих подразделений Компании с последующей их оценкой в рамках бизнес-кейсов с экономическим обоснованием для включения в технологическую стратегию при регулярной ее актуализации. Из полученного массива потребностей дочерних обществ, после проведения ранжирования и определения приоритета по наиболее важным направлениям, ведется поиск решения и подбор потенциального бизнес-партнера с целью дальнейшей разработки оптимального технологического решения. В результате данной работы формируется технологический проект Компании – НИОКР, выполняемый на основании проработанной проблематики и технического задания совместно с организацией, имеющей конструкторский и производственный потенциал, необходимый для реализации данного проекта. Технологический проект – проект разработки, адаптации или внедрения технологических решений, реализуемый в соответствии с заданными КПЭ, направленный на преодоление одного или нескольких технологических вызовов. Схема реализации программы технологического развития представлена на рис. 2.

Портфель технологических проектов по направлению работ «Технологии добычи нефти»

В 2018 году специалистами Управления технологии добычи нефти (УТДН) «Газпромнефть НТЦ» ведется четыре запущенных технологических проекта.

Управляемый клапан-отсекатель для текущего ремонта скважин без операции глушения – создание автономного погружного комплекса,

РИС. 2. Система технологического менеджмента в БРД Компании

размещаемого над зоной перфорации скважины и способного перекрывать сообщение с пластом при помощи сигнала с устья скважины. Надежное изолирование пласта позволит сократить затраты на глушение скважины при текущем и капитальном ремонте, а также снизить потери нефти на период ремонта скважины.

Объемная насосная установка с линейным электродвигателем – создание насосной установки для малодебитного фонда скважин, сочетающей в себе преимущества УЭЦН и УШГН. Применение данной технологии позволит на малодебитном фонде скважин создать альтернативу применения УЭЦН в периодическом режиме и снизить операционный затраты.

Получение электроэнергии при утилизации попутного нефтяного газа в паровых микротурбинах низкого давления – технология выработки электроэнергии из «грязного» попутного нефтяного газа основана на сжигании предварительно отсепарированного ПНГ в паровом котле низкого давления (8–20 атм), при температуре 1000–1200°С по циклу Карно. Разработка мобильного комплекса для выработки электроэнергии при утилизации ПНГ позволит сократить затраты на эксплуатацию автономных объектов (разведочные скважины), а также вводимых в эксплуатацию (новые участки), где применяется генерация электроэнергии при помощи дизельных электроустановок, требующих значительного запаса дизельного топлива в период отсутствия дорожного сообщения.

Противополетное устройство для УЭЦН – разработка устройства, основанного на конструкции механических якорей для технологических пакеров с целью размещения в компоновке УЭЦН. В процессе эксплуатации при нарушении целостности НКТ данное устройство должно исключать падение на забой всей подвески НКТ с УЭЦН, сокращая при этом продолжительность ликвидации аварии.

На стадии подготовки к запуску находятся три технологических проекта:

Технология защиты погружного оборудования УЭЦН от выпадения солей в процессе эксплуатации – разработка модуля в компоновке УЭЦН, предотвращающего отложение солей на корпусе установки. Исключение образования твердых отложений на корпусе позволит снизить риск прихвата оборудования в эксплуатационной колонне, а также явления ухудшения теплообмена электродвигателя с внешней средой.

Высоконадежная система погружной телеметрии – разработка системы погружной телеметрии (СПТ) повышенной надежности в условиях высокой температуры добываемой жидкости, обеспечивающей надежную передачу данных с ресурсом не менее 700 суток. Обеспечение данных в такой продолжительный период позволит более качественно вести мониторинг режима работы УЭЦН и получать максимальный эффект добычи нефти при достижении целевого забойного давления.

Автономное устройство для удаления отложений НКТ – разработка комплекса по удалению отложений с внутренней поверхности НКТ в скважине без остановки эксплуатации путем применения устройства, перемещающегося циклически от устья скважины до выкида УЭЦН. Применение данного устройства, перемещающегося за счет собственного веса (вниз) и скорости восходящего потока (вверх) позволит сократить затраты на периодические операции по депарафинизации и снизить риск потерь нефти при снижении подачи.

Перспективы технологического развития

Обозначенные выше технологические проекты, хотя и имеют высокое значение, но потенциально решают только малую часть поставленных задач в рамках технологической стратегии БРД Компании. Фокус работ УТДН НТЦ постепенно смещается от сопровождения опытно-промышленных испытаний на месторождениях дочерних обществ к разработке технологий будущего с учетом технологических вызовов и долгосрочных программ технологического развития. В связи с чем все больше проблем будут находить глубоко проработанные ответы в виде высокотехнологичных решений – так называемые «технологические ключи» к вызовам Компании. ●

Литература

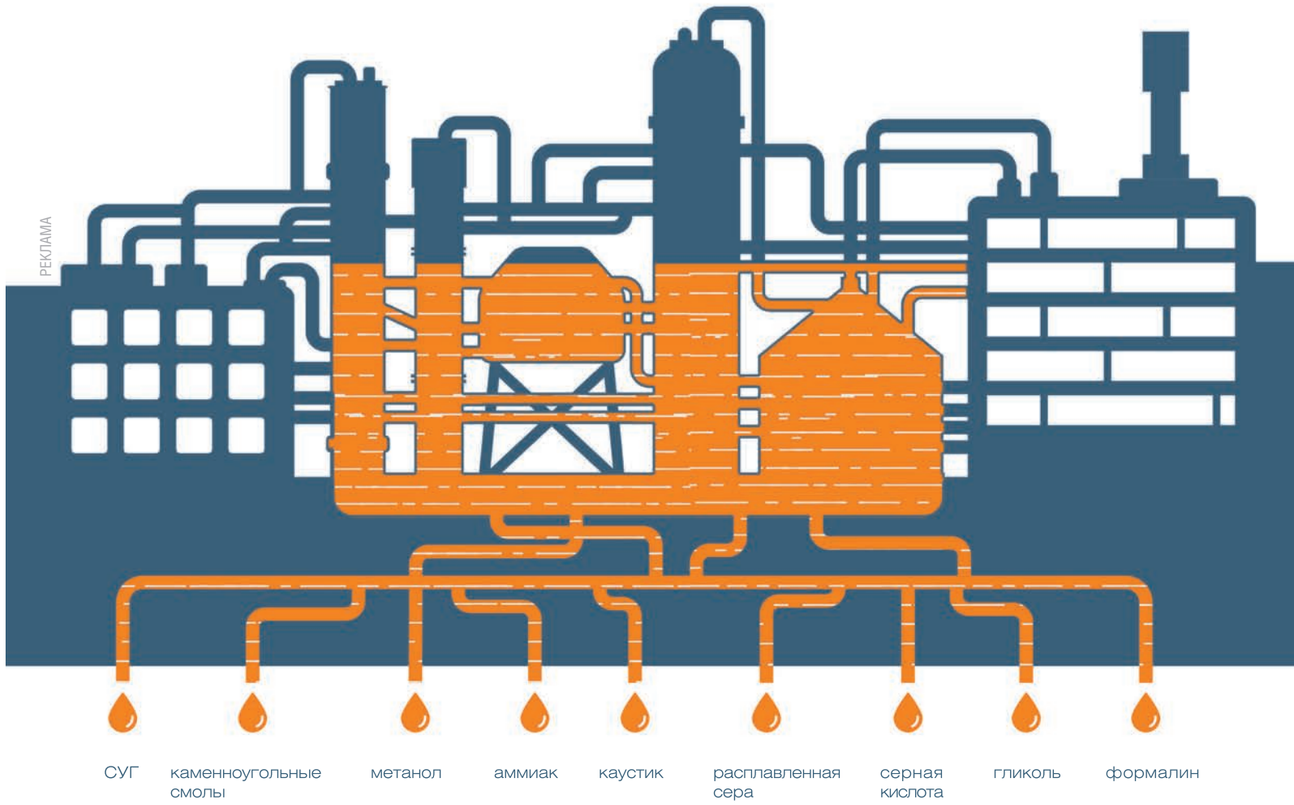
1. *Формирование и работа Системы распространения знаний как единой информационной площадки для обмена опытом среди сотрудников Блока разведки и добычи / А.Г. Комков (ОАО «Газпром нефть»), Н.М. Катрич, М.И. Кузьмин, к.т.н., Р.Т. Мударисов, И.В. Истомина, Е.Л. Кирьянов (ООО «Газпромнефть НТЦ») // Нефтяное хозяйство, – 2015. – № 12 – С. 24–27.*
2. *Стандарт Компании «Порядок организации работы по испытанию новых эффективных технологий Блока разведки и добычи».*

KEYWORDS: *technological development, oil production, equipment and technology, trial tests, managed maintenance, test piece, technological project, research and development.*

Задача № 2018

Вопрос:

Какой груз отправят первым?



Ответ:

Груз, для которого есть тара!

НПК «Объединенная Вагонная Компания» предлагает широкую номенклатуру цистерн для перевозки химических грузов, а также услуги по перевозке в танк-контейнерах.

ОВК ОБЪЕДИНЕННАЯ ВАГОННАЯ КОМПАНИЯ

www.uniwagon.com

+7 (499) 999-1520

sales@uniwagon.com
поставка вагонов

transport@unicon1520.com
услуги грузоперевозки

Neftegaz.RU
номер 6/2018 г.

УДК 622.279

РОЛЬ ТРИЗ В УСЛОВИЯХ УХУДШЕНИЯ СТРУКТУРЫ ЗАПАСОВ

Короткевич Артем Иванович,
начальник отдела подсчета запасов нефти и газа,
РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», БелНИПИнефть

ОДНИМ ИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗЕРВОВ УВЕЛИЧЕНИЯ ОБЪЕМОВ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ ВО ВСЕМ МИРЕ ЯВЛЯЕТСЯ ЭФФЕКТИВНЫЙ ВВОД В РАЗРАБОТКУ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ. СТРУКТУРА ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ ВЫНУЖДАЕТ ИСКАТЬ НОВЫЕ РЕЗЕРВЫ ВОСПОЛНЕНИЯ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ СТРАНЫ. В ТАКИХ УСЛОВИЯХ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ СТАНОВЯТСЯ ЭФФЕКТИВНЫМ РЕСУРСОМ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ И ПРИРАЩЕНИЯ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ

ONE OF THE MAIN RESERVES OF INCREASING PRODUCTION VOLUMES OF HYDROCARBONS WORLDWIDE IS THE EFFICIENT BRINGING OF HARD-TO-RECOVER RESERVES INTO DEVELOPMENT. THE STRUCTURE OF THE RESIDUAL HYDROCARBON RESERVES OF THE REPUBLIC OF BELARUS FORCES THE COUNTRY TO SEARCH FOR NEW RESERVES TO REPLENISH ITS COMMODITY BASE. UNDER SUCH CONDITIONS, HARD-TO-RECOVER RESERVES BECOME AN EFFECTIVE RESOURCE FOR INCREASING OIL RECOVERY AND INCREASING THE COMMODITY BASE

Ключевые слова: *трудноизвлекаемые запасы, нетрадиционные углеводороды, ресурсная база, добыча, технология.*

Одной из наиболее важных тенденций, наблюдаемых в настоящее время в мировой нефтедобывающей отрасли, является снижение добычи традиционных углеводородов, которые существующая экономическая система позволяет добывать рентабельно с достижением большой прибыли и высоких значений коэффициентов извлечения нефти и газа.

Ежегодный прирост традиционных углеводородов во всем мире начиная с 1984 года не компенсирует годовую добычу (рисунок 1). Ухудшение сырьевой базы углеводородов является одной из основных причин падения нефтегазовых доходов многих стран мира.

Сокращение запасов традиционной нефти вынуждает нефтяные компании обращать все большее внимание на трудноизвлекаемые источники углеводородов.

По оценке компании BP мировые извлекаемые запасы нефти составляют около 2,621 трлн бар. Из них на долю трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) приходится 39% (рисунок 2).

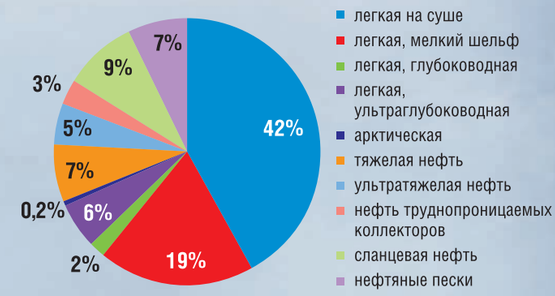
Годовая добыча нефти в мире в 2015 году составила около 31,8 млрд бар. Если вырабатывать только активную часть мировых запасов, то нефти хватит на 49 лет, однако при вовлечении в добычу ТРИЗ данный показатель увеличится на 33 года.

Таким образом, эффективный ввод в разработку ТРИЗ является резервом восполнения сырьевой базы и увеличения объемов добычи углеводородов во всем мире.

В настоящее время качество остаточных запасов нефти Республики Беларусь (РБ) неуклонно ухудшается ввиду опережающей выработки активных запасов, роста доли трудноизвлекаемых углеводородов. В таких условиях ТРИЗ становятся эффективным ресурсом повышения нефтедобычи и приращения сырьевой базы.

В Припятском прогибе – нефтедобывающем регионе Беларуси – открыто 84 месторождения углеводородов, среди которых самые большие по запасам находятся на заключительной стадии разработки (рисунок 3). На текущем этапе освоения ресурсов углеводородов региона значительно сокращен

РИС. 2. Распределение остаточных запасов нефти в мире



ФАКТЫ

В 1965 Г.

началась промышленная добыча углеводородов в Беларуси

РИС. 1. Соотношение мирового объема добычи нефти и разведанных запасов (по данным Hughes GSR)

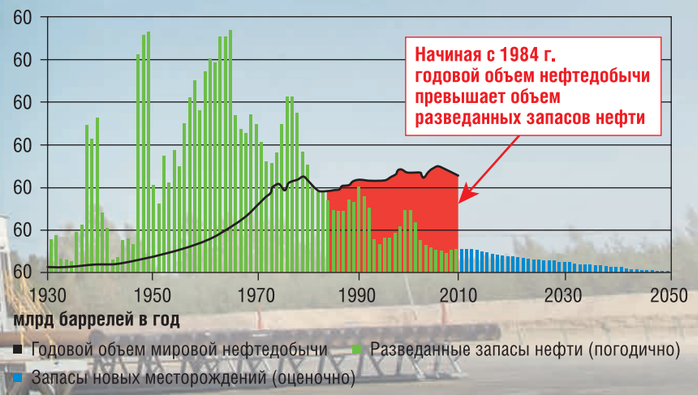
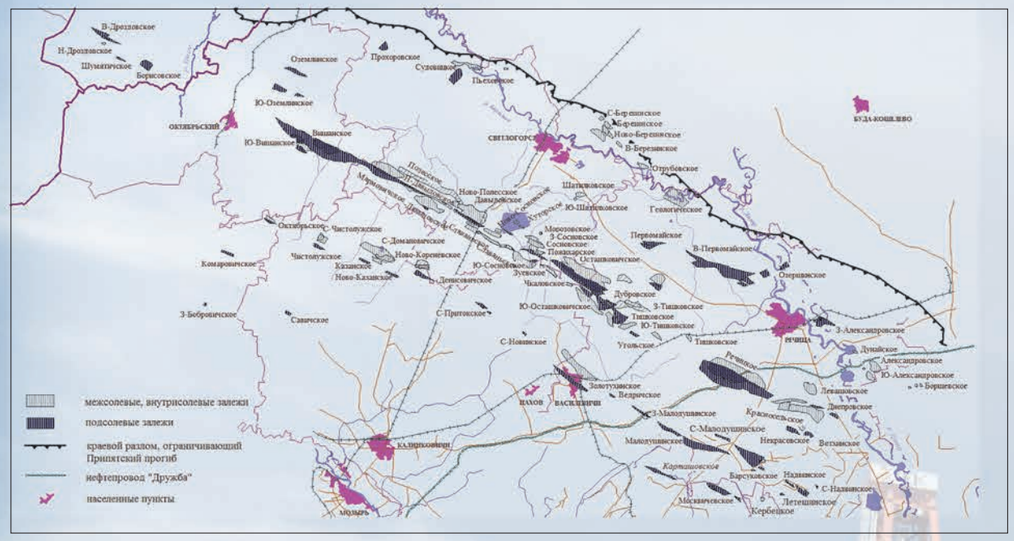


РИС. 3. Схема размещения нефтяных месторождений Республики Беларусь



потенциал открытия новых достаточно крупных месторождений в традиционных породах-коллекторах. Вводимые в последние 10–20 лет в разработку новые небольшие залежи и месторождения приурочены в основном к коллекторам с низкой проницаемостью, которые преимущественно характеризуются сложным строением продуктивных пластов и высокой степенью расчлененности. Тем не менее основная перспектива продления жизни белорусского региона связана именно с ними, поскольку самые крупные месторождения находятся на заключительной стадии освоения.

В настоящее время согласно действующей классификации в РБ выделены следующие классы ТРИЗ:

1) ТРИЗ по фильтрационно-емкостным свойствам и технологии разработки пласта:

- малопроницаемые коллекторы (коэффициент проницаемости менее 50 мД);
- высоковязкие нефти (вязкость более 30 МПа*с);
- подгазовые залежи.

2) Нетрадиционные запасы в низкопроницаемых коллекторах (коэффициент проницаемости менее 1 мД). Расположены в сложных геологических условиях, требуют применения новых нестандартных методов разведки и разработки.

В то же время с развитием техники и технологии разработки ТРИЗ границы и условия отнесения запасов к ТРИЗ постоянно уточняются. Так, согласно новой классификации, разработанной в 2017 г. в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», к первому классу ТРИЗ относятся малопроницаемые коллекторы с проницаемостью менее 10 мД [1]. Кроме этого, выделены новые категории ТРИЗ:

ФАКТЫ

793

добывающие скважины составляет общий фонд республики

- выработанные запасы больших и средних месторождений на последней стадии разработки (выработка более 70%, обводненность более 80%);
- запасы в залежах, залегающих на больших глубинах (более 4500 м);
- высокий газовый фактор (более 500 м³/т).

В условиях дефицита ресурсной базы углеводородов в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» все более активно вводится и реализуется целенаправленная адресная программа работ по увеличению темпов отбора из каждой категории ТРИЗ. Используется индивидуальный подход по работе с каждой категорией ТРИЗ. Основная задача – грамотно, правильно,

РИС. 4. Структура остаточных извлекаемых запасов нефти РБ на 01.01.2018 г.

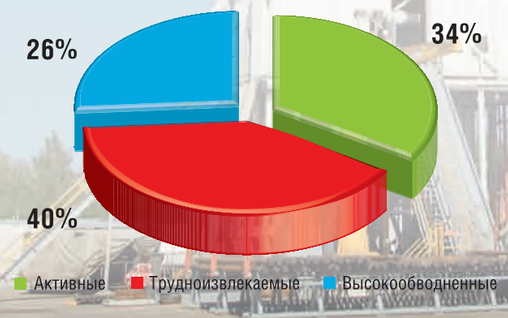


РИС. 5. Темпы отбора запасов нефти в РБ в 2017 году

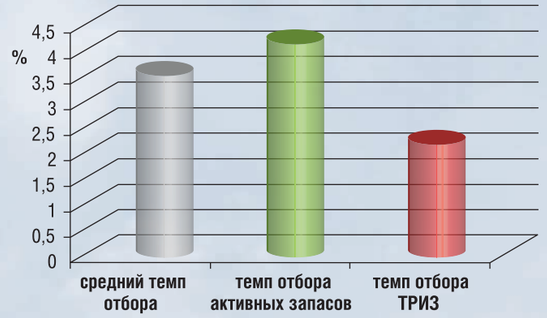
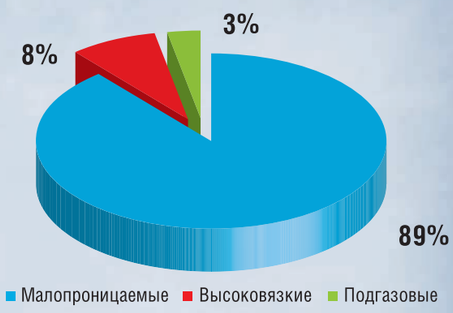


РИС. 6. Структура остаточных ТРИЗ РБ на 01.01.2018 г.



научно обоснованно подобрать технологии, которые после адаптации в белорусском регионе позволят качественно, адресно, на высоком инженерном уровне повысить добычу нефти [2].

В структуре остаточных извлекаемых запасов нефти РБ преобладают ТРИЗ и высокообводненные (сложноразрабатываемые) запасы, на долю которых приходится почти 2/3 остаточных запасов нефти в Беларуси (рисунок 4). Таким образом, на сегодняшний день можно говорить о том, что время «легкой» нефти в Беларуси прошло.

Основная добыча нефти в 2017 году в Беларуси велась из активных запасов – 40%, на долю высокообводненных запасов пришлось 36%, на долю ТРИЗ – 24% годовой добычи. В суммарной добыче нефти доля ТРИЗ постепенно возрастает, однако темпы увеличения добычи ТРИЗ не соответствуют их доле в объеме остаточных запасов. Основная причина – низкая рентабельность их добычи.

Рассматривая темпы отбора запасов нефти, следует отметить, что при средних темпах отбора 3,6% от суммарных остаточных запасов, темпы отбора активных составляют 4,2%, ТРИЗ – 2,2% (рисунок 5). Налицо дисбаланс в темпах отбора активных и трудноизвлекаемых запасов. Этот дисбаланс приводит к тому, что интенсивно сокращаются активные запасы и увеличивается доля ТРИЗ в суммарном балансе остаточных извлекаемых запасов нефти. Поэтому основные перспективы в поддержании добычи нефти в белорусском регионе связаны с увеличением темпов отбора и коэффициента извлечения ТРИЗ.

В общей структуре остаточных ТРИЗ Республики Беларусь преобладают запасы, приуроченные к малопроницаемым коллекторам (89%), к высоковязким нефтям приурочено 8% запасов, к подгазовым залежам – 3% (рисунок 6). Поэтому более активная разработка малопроницаемых коллекторов месторождений Беларуси является резервом добычи углеводородов для страны как в ближайшей, так и отдаленной перспективе.

Структура остаточных запасов углеводородов в Беларуси вынуждает искать новые резервы роста сырьевой базы, в том числе и в нетрадиционных источниках углеводородов.

ФАКТЫ

1 МЛН

670 тыс. т нефти планируется добыть в 2018 г. в Беларуси

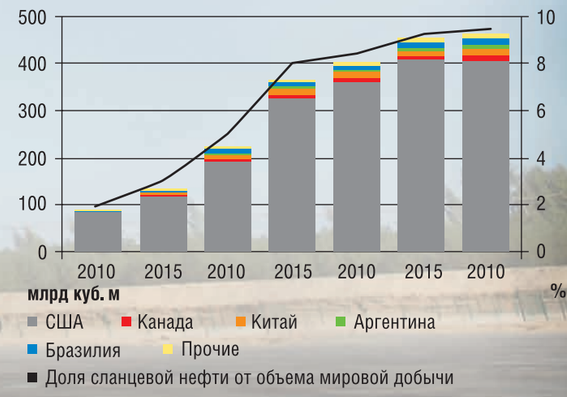
Большая часть доказанных запасов нефти в белорусском регионе относится к трудноизвлекаемым

Поэтому, наряду с продолжением геологоразведочных работ на традиционных месторождениях углеводородов и внедрением передовых технологий повышения нефтеотдачи разрабатываемых объектов, в регионе активно проводятся работы по выявлению залежей в резервуарах, сложенных низкопроницаемыми породами-коллекторами.

На сегодняшний день добыча нетрадиционных видов углеводородного сырья в мировом потреблении составляет первые проценты (около 3%) и приурочена в основном к США. Однако к 2040 году прогнозируется рост данного показателя до 10% (рисунок 7).

США за короткий период за счет разработки только двух месторождений сланцевой нефти – Баккен и Игл Форд – смогли преодолеть тенденцию падающей добычи и занять лидирующие позиции по добыче сланцевых углеводородов в мире.

РИС. 7. Прогноз добычи сланцевой нефти по странам мира (по данным ИНЭИ РАН)



Всплеск добычи сланцевых углеводородов в США был обусловлен:

- развитой технологией и инфраструктурой по добыче и переработке углеводородов;
- высокой степенью геолого-геофизической изученности недр;
- существенными льготами и государственной поддержкой при добыче нетрадиционных ресурсов углеводородного сырья.

Подобный пример в условиях ухудшения структуры запасов и остро стоящем вопросе об их воспроизводстве делает поиск «сланцевой» нефти в Беларуси крайне актуальным.

Результаты, полученные в 2014 году в рамках тематики «Оценка возможного потенциала нетрадиционных залежей углеводородов в пределах Припятского прогиба», позволили выделить перспективные объекты различной степени изученности, приуроченные к низкопроницаемым коллекторам с целью поисков и разведки скоплений углеводородов. Установлено, что наиболее перспективным объектом для поисков и разведки нетрадиционных залежей углеводородов являются межсолевые отложения в депрессионной (доманикитной) фации, занимающие значительную площадь на северо-востоке региона. Породы доманикового типа в нижнефаменских отложениях Припятского прогиба по своему литологическому составу (преобладанию карбонатов, аутигенного кварца и незначительной глинистости) близки к доманиковым фациям Тимано-Печерского нефтеносного бассейна.

В пределах Припятской нефтегазоносной области выделено семь перспективных участков и месторождений: Притокский, Василевичский, Восточно-Ельский, Савичско-Бобровичский, I–III пачки Речицкого месторождения и петриковские отложения Давыдовского и Мармовичского месторождений [3]. В 2015 году выполнена предварительная оценка возможных ресурсов углеводородов в низкопроницаемых коллекторах в пределах перспективных участков и месторождений. Суммарные предварительно оцененные геологические ресурсы по ним могут составить более 400 млн условных единиц.

ФАКТЫ

329

скважин составляет весь пробуренный фонд на Речицком нефтяном месторождении на 01.01.2018 г. Из них действующий эксплуатационный фонд – 168. Нагнетательный – 46. Ликвидировано – 101. Контрольные – 14

В 2016 году РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» приступило к реализации проекта по вовлечению в разработку I–III пачек (петриковско-елецкие отложения) межсолевого комплекса Речицкого месторождения (рисунок 8). Развитая инфраструктура, большое количество пробуренных транзитных скважин (целевые объекты разработки – отложения IV, VIII и IX пачек) значительно удешевляет стоимость проводимых работ по изучению возможного потенциала нетрадиционных углеводородов I–III пачек.

Проведенные исследования показали, что углеводороды в отложениях I–III пачек, по-видимому, имеют аутигенный генезис. Сформированные в глинистых прослоях, насыщенных органическим веществом, они «законсервировались» либо мигрировали в сопредельные прослои, сложенные низкопористыми доломитовыми мергелями, глинистыми доломитами и глинистыми водорослевыми известняками. Низкопроницаемые породы-коллекторы, развитые в отложениях I–III пачек, следует отождествлять со «сланцевыми резервуарами» (tight reservoirs) [4].

Таким образом, отложения I–III пачек межсолевого комплекса Речицкого месторождения на сегодняшний день являются первым полигоном в Беларуси по оценке возможного потенциала и перспектив освоения нетрадиционных углеводородов.

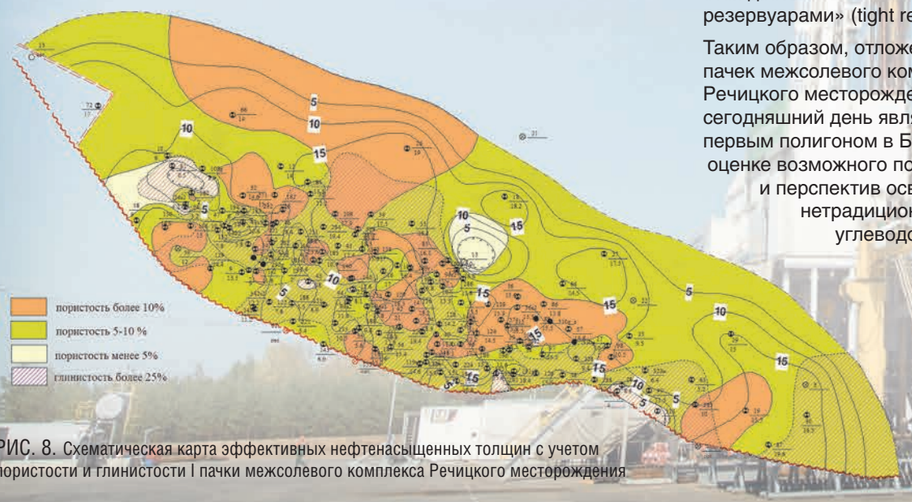


РИС. 8. Схематическая карта эффективных нефтенасыщенных толщин с учетом пористости и глинистости I пачки межсолевого комплекса Речицкого месторождения

РИС. 9. Комплексный подход к освоению ресурсов нетрадиционных углеводородов

1 Проведение исследований

- Подготовка кернового материала
- Проведение сейсмических исследований
- Комплексные исследования керна
- Комплексные исследования скважины в процессе бурения

2 Анализ полученной информации

- Уточнение петрофизической модели и методики интерпретации
- Переинтерпретация материалов ГИС с учетом уточненной петрофизической модели и методики интерпретации
- Построение и калибровка 3Д статической геомеханической модели

3 Выдача рекомендаций

- Анализ и обобщение геолого-геофизической, геохимической информации
- Локализация перспективных зон и оценка ресурсов УВ
- Выбор и обоснование объектов для постановки глубокого бурения и ГРП
- Обоснование длины горизонтального участка, направления, количества портов ГРП и расстояния между ними
- Подготовка дизайна ГРП

4 Бурение скважин с горизонтальным окончанием

- Проектирование объектов
- Бурение пилотного ствола скважины
- Проведение комплексных геофизических исследований пилотной скважины
- Уточнение местоположения, длины горизонтального участка, количества портов ГРП и дизайна ГРП
- Бурение горизонтальной скважины, начало ноября 2018 г.

В 2017 году в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» разработан комплексный подход к изучению и освоению низкопроницаемых нефтегазонасыщенных, нетрадиционных коллекторов, которые пока остаются малоизученными, а содержащиеся в них углеводороды – неучтенными. В настоящее время проводятся работы по выполнению «Дорожной карты» – «Оценке возможного потенциала и перспектив освоения углеводородов из нетрадиционных коллекторов в пределах Припятского прогиба». Данные работы включают в себя камеральные работы по прогнозированию, оконтуриванию, локализации перспективных объектов, разработку методологии оценки ресурсов, выполнению опытно-промысловых работ по освоению нетрадиционных запасов углеводородов (рисунок 9).

Согласно комплексному подходу к изучению и освоению нетрадиционных коллекторов на 2017–2019 гг. в пределах I–III пачек Речицкого месторождения запланированы и выполняются следующие виды работ:

1. Сейсморазведочные работы 2D +3D.
2. Бурение эксплуатационных транзитных скважин с испытанием, отбором керна и детальным комплексом ГИС.
3. Комплексные исследования керна АУ «НАЦРН им. В.И. Шпильмана», г. Ханты-Мансийск.
4. Изучение отложений одновозрастной стратиграфической приуроченности в городе Ельце (РФ).
5. Бурение пилотной скважины 147 с проведением детального комплекса ГИС до и после информационного ГРП.
6. Бурение горизонтальной скважины 411 g.

С 2019 года в РБ планируется прирост извлекаемых запасов нефти осуществлять, в том числе, за счет нетрадиционных углеводородов.

Освоение и активизация выработки ТРИЗ являются значительным резервом восполнения сырьевой базы и добычи углеводородов в Республике Беларусь. Для вовлечения этого резерва в технологический процесс необходима разработка и внедрение все более современных инновационных методов и технологий повышения темпов отбора и коэффициентов извлечения нефти, внедрение технологий широкомасштабного освоения и разработки нетрадиционных коллекторов.

ФАКТЫ

Основной объем углеводородов добывают на месторождениях: Речицкое, Осташковичское, Давыдовское, Вишанское (53% суммарной добычи за 2017 год)

Успешная реализация проекта освоения ТРИЗ позволит не только выполнить стратегические цели РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», но и придаст импульс инновационному развитию страны. ●

Литература

1. *Классификация трудноизвлекаемых запасов углеводородов Припятского прогиба и основные проблемы их разработки / Повжик П.П. – Гомель: РУП «ПО «Белоруснефть», 2017. – 13 с.*
2. *Опыт освоения трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов углеводородов в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»: проблемы и перспективы развития. Серебренников А.В., Повжик П.П., Демяненко Н.А., Жук И.В. // Межотраслевой НТЖ «Недропользование, XXI век», 2016, № 2, с. 114–125.*
3. *Бескопыльный В.Н., Грибик Я.Г., Дубинин Б.А. Краткая характеристика возможных объектов для поисков «сланцевых» углеводородов в Беларуси. – Гомель: РУП «ПО «Белоруснефть», 2014. – 56 с.: ил.*
4. *Природные нефтегазоносные полуколлекторы Припятского прогиба / Бескопыльный В.Н., Халецкий А.В., Рыбалко И.П. – Гомель: РУП «ПО «Белоруснефть», 2013. – 70 с.*

KEYWORDS: *: hard-to-recover reserves, unconventional hydrocarbons, commodity base, production, technology.*

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ОБРАТНОЙ ЗАКАЧКИ ГАЗА В ПЛАСТЫ Ю$_{2-6}$ НОВОПОРТОВСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

ДЕТАЛЬНО ОБОСНОВАНА ОБРАТНАЯ ЗАКАЧКА ГАЗА В ПЛАСТЫ Ю$_{2-6}$ НОВОПОРТОВСКОГО НГКМ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ. ПРИВЕДЕНЫ РАСЧЕТЫ УСЛОВИЙ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ, ОБОСНОВАНЫ МАКСИМАЛЬНЫЕ ДАВЛЕНИЯ НА ЗАБОЕ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН, ПРОВЕДЕНА ОЦЕНКА МАКСИМАЛЬНОЙ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН ДЛЯ ОБРАТНОЙ ЗАКАЧКИ ГАЗА, РАССЧИТАНЫ УСТЬЕВЫЕ ДАВЛЕНИЯ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН, ДАНЫ ОСНОВНЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ ОРГАНИЗАЦИИ ЗАКАЧКИ ГАЗА В ПЛАСТЫ Ю$_{2-6}$ НОВОПОРТОВСКОГО НГКМ

A DETAILED JUSTIFICATION FOR THE RE-INJECTION OF GAS INTO THE YU$_{2-6}$ LAYERS OF THE NOVOPORTOVSKOYE OGCF IN THE NORTH OF WESTERN SIBERIA HAS BEEN COMPLETED. THE CALCULATIONS OF THE HYDRATE FORMATION CONDITIONS ARE MADE, THE MAX PRESSURE AT THE BOTTOM OF THE INJECTION WELLS IS GROUNDED, THE MAX INJECTIVITY OF THE INJECTION WELLS FOR THE REVERSE INJECTION OF GAS IS ESTIMATED, THE WELLHEAD PRESSURES OF THE INJECTION WELLS ARE CALCULATED, AND THE MAIN RECOMMENDATIONS ARE GIVEN FOR THE ORGANIZATION OF INJECTION OF GAS INTO THE YU$_{2-6}$ LAYERS OF THE NOVOPORTOVSKOYE OGCF

Ключевые слова: *Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение, базовый объект, обратная закачка газа, пласты Ю$_{2-6}$, условия гидратообразования, нагнетательные скважины, максимальная приемистость.*

УДК 550.8(571.12)

Спирин Артём Андреевич,
аспирант кафедры Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Института геологии и нефтегазодобычи Тюменского индустриального университета

Учитывая опережающее формирование внутриконтурного заводнения при разработке нефтяной оторочки базового объекта Ю2-6, во избежание оттеснения нефти в газовую часть, необходимо поддерживать давление в газовой шапке на начальном уровне. Для этого целесообразно возвращать прорывной газ обратно в пласт. Такое решение позволит исключить альтернативные варианты, каждый из которых имеет существенные недостатки или ограничения, максимально используя прорывной газ для регулирования разработки залежей углеводородов.

Имеющиеся анализы устьевого и пластового газа Новопортовского месторождения показывают, что газ газовых, газонефтяных и газоконденсатно-нефтяных залежей является в основном метановым.

Концентрация метана в устьевом газе изменяется от 86,88 до 98,643, в пластовом газе – от 85,60 до 91,38 % мольных. Суммарное содержание этана, пропана, бутанов в устьевом газе варьирует от 0,21 до 11,92 %, в пластовом – от 4,50 до 11,74 % мольных. Содержание в устьевом газе компонентов С5+в изменяется от 0,043 до 0,330, в пластовом газе – от 0,96 – до 1,53 % мольных. В газе присутствуют неуглеводородные компоненты – CO2, N2, He, Ar, H2. Суммарное содержание в устьевом газе неуглеводородных компонентов изменяется от 1,100 до 2,155, в пластовом – от 0,780 до 3,130 % мольных. Относительная плотность устьевого газа изменяется от 0,5630 до 0,6492, пластового газа – от 0,6345 до 0,6794.

Концентрация метана в растворенном в нефти газе (устьевые пробы) изменяется от 87,699 до 90,651, суммарное содержание этана, пропана, бутанов – от 7,304 до 12,772 % мольных. Содержание компонентов С5+В изменяется от 0,100 до 1,090, суммарное содержание неуглеводородных компонентов (CO2, N2, He, Ar, H2) – от 1,422 до 3,818 % мольных. Относительная плотность газа изменяется от 0,6244 до 0,6597.

ТАБЛИЦА 1. Механические характеристики и классификация труб для магистральных трубопроводов

Компоненты, % моль								Относит. плотность газа	$T_{пкр}$, °К	$P_{пкр}$, МПа
CH_4	C_2H_6	C_3H_8	iC_4H_{10}	nC_4H_{10}	C_{5+B}	CO_2	N_2			
89,687	5,768	2,126	0,545	0,512	–	0,723	0,639	0,6275	203,79	4,61

ТАБЛИЦА 2. Равновесное давление гидратообразования закачиваемого газа

Метод	Температура, °С						
	0	5	10	15	20	25	30
	Давление, МПа						
Пономарев	0,78	1,45	2,70	5,03	9,37	17,71	33,00
Макогон-Схаляхо	0,87	1,57	2,92	5,60	11,10	23,03	48,64
Макогон-Схаляхо (м)	0,83	1,32	2,92	4,80	10,97	28,64	57,01

Плотность растворенного газа (глубинные пробы), полученного при однократном разгазировании, изменяется от 0,7420 до 0,8380, при ступенчатом разгазировании – от 0,6410 до 0,7310.

Для закачки в продуктивный пласт газ компримируется, проходит через соответствующее оборудование. Для безаварийной работы компрессорного и промыслового оборудования, в своем составе газ не должен содержать агрессивных компонентов. К разрушению компрессорного и промыслового оборудования приводят высокие концентрации углекислого газа, сероводорода, кислорода. Вред компрессорному оборудованию также наносит присутствие в газе воды и механических примесей.

ОАО «Газпром» установлены требования к подготовке газа (СТО Газпром 2-3.5-230-2008), предусматривающие концентрацию в нем углеводородных и неуглеводородных компонентов, механических примесей. Данные требования отвечают ОСТ 5140 и ГОСТ 5542.

Учитывая объемы добычи углеводородов в первый период времени, состав добываемого прорывного газа (устьевые пробы пластов Ю$_{2-6}$) к закачке подготовленного газа в пласт рекомендуется объект Ю$_{2-6}$.

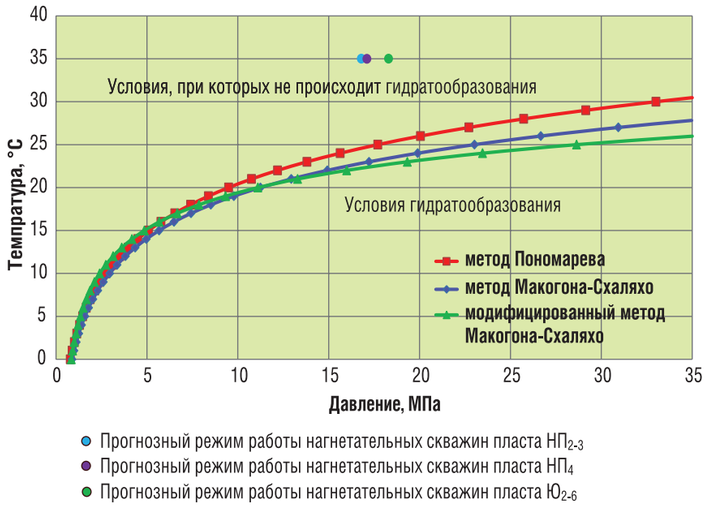
Состав газа для закачки (после компрессорной станции) приведен в таблице 1.

При обратной закачке газа в скважины в приустьевом оборудовании могут возникнуть условия для формирования гидратов.

Гидраты газов представляют собой слабосвязанные кристаллические химические соединения углеводородов и воды, в которых молекулы газа при определенных температурах и давлениях заполняют структурные пустоты кристаллической решетки молекул воды, т.е. молекулы газа встраиваются в каркас молекул воды. Следовательно, гидраты могут формироваться только при наличии влаги в составе газа (даже небольшого её количества), определенных термобарических условиях (сочетания низкой температуры и высокого давления) и наличии гидратообразующего вещества в составе смеси.

Газ, поступающий из скважин, всегда содержит влагу в жидкой и паровой фазе. Влагосодержание газа является важнейшим параметром, в значительной степени определяющий технологический процесс добычи, сбора и подготовки газа. Для удаления влаги из газа широко используют осушку (т.е. удаление водяных паров) как способ снижения вероятного проявления гидратообразования. При качественной многоступенчатой осушке газа, т.е. при полном исключении свободной капельной воды, формирования гидратов газов невозможно.

РИС. 1. Равновесные кривые гидратообразования закачиваемого газа



- Прогнозный режим работы нагнетательных скважин пласта $НП_{2-3}$
- Прогнозный режим работы нагнетательных скважин пласта $НП_4$
- Прогнозный режим работы нагнетательных скважин пласта $Ю_{2-6}$

Исходя из данных состава газа, закачиваемого в скважины (таблица 1) Новопортовского месторождения, были рассчитаны давления и построены равновесные кривые гидратообразования (рисунок 1) по нескольким методам, имеющим место в мировой практике. Сравнительные показатели приведены в таблице 2.

Методы Г.В. Пономарева и Макогона-Схаляхо основаны на универсальных эмпирических формулах, полученных на основе обработки экспериментальных данных по условиям гидратообразования природных газов различного состава и в определенной степени учитывающих влияние состава газа. О.В. Калашников (Институт газа НАН Украины, Киев) модифицировал формулу Макогона-Схаляхо (м) и получил результаты, имеющие меньшие отклонения от экспериментальных данных. В зарубежной практике для определения параметров гидратообразования используют метод Катца, основанный на использовании констант равновесия системы газ-вода-гидрат.

Графики равновесных кривых гидратообразования в пределах температуры 10°С и давления 25 МПа практически совпадают по своим значениям. При увеличении температуры и давления имеют небольшие расхождения между собой, что соответствует допустимым погрешностям.

По рекомендуемому варианту закачки газа в пласты $Ю_{2-6}$ фактический диапазон давлений нагнетания газа на устье находится в пределах 25 МПа. В данном случае температура гидратообразования составит до 30°С.

По данным ЗАО «РусГазИнжиниринг» (письмо № 01226-13 от 22.02.2013 г.) прогнозная температура на устье нагнетательных скважин Новопортовского месторождения определена на уровне 35–36°С, что превышает температуру образования кристаллогидратов. В соответствии с графиками равновесных кривых гидратообразования при поддержании устьевых температур выше 30°С и максимального давления закачки газа на уровне 27,5 МПа, принятом по протоколу № ТП/28 от 29.04.2013 г., учитывая подготовку газа путем осушки, в приустьевом оборудовании гидраты образовываться не будут.

Однако в период подготовительных работ, пуска скважин в эксплуатацию, изменения технологических режимов приустьевого и наземного оборудования (ДКС и др.) из-за перепада давлений на устье и сезонных колебаний температуры окружающей среды (зима-лето), возможно повышение содержания паров воды в газе и, следовательно, возникновение условий гидратообразования.

В настоящее время существует несколько способов предупреждения и предотвращения образования гидратов:

- понижение давления ниже давления гидратообразования при заданной температуре;
- поддержание температуры газового потока выше температуры гидратообразования при заданном давлении с помощью подогревателей, теплоизоляции оборудования и подбора режима эксплуатации, обеспечивающего оптимальную температуру газового потока;
- понижение точки росы паров воды в газовом потоке ниже рабочей температуры (осушка газов);
- ввод в газовый поток различных веществ (ингибиторов), понижающих температуру гидратообразования.

Снижение давления путем постепенного стравливания приводит к разложению гидратов. Этот метод дает эффект при положительных температурах образования гидратов, при отрицательных температурах результат слабо выражен или отсутствует.

На изменение температуры образования гидратов влияют: состав газа, чистота воды, турбулентность, наличие центров кристаллизации и т.д. Предупреждение образования гидратов методом подогрева газа заключается в том, что при сохранении давления в системе температура газа поддерживается выше равновесной температуры образования гидратов. Эффективен также локальный подвод тепла к элементам технологического оборудования или размещение оборудования в отапливаемых помещениях. Данный способ достаточно результативен в борьбе и предупреждении образования гидратов, хотя и требует значительных капиталовложений.

Основываясь на опыте разработки месторождений в условиях Крайнего Севера Западной Сибири и низких температурных показателей, наиболее продуктивным методом поддержания безгидратного режима оборудования является ввод ингибиторов в смесь флюида. Ингибиторы, введенные в поток газа, содержащего влагу, частично поглощают водяные пары, переводя их вместе со свободной водой в раствор, который либо совсем не образует гидратов, либо образует их при температурах ниже температуры гидратообразования.

В качестве ингибиторов применяют метанол, растворы этиленгликоля, диэтиленгликоля, триэтиленгликоля, хлористого кальция.

Для существующих условий Новопортовского месторождения в качестве рекомендуемого варианта для предупреждения и борьбы с образованием гидратов предлагается ввод метанола в газовую смесь, для чего необходимо предусмотреть строительство метанолопровода.

Также рекомендуется рассмотреть предложения об использовании регулятора давления газа РДУ-Т с теплогенератором (завод ОАО «Старооскольприбор»), сконструированного специально для предотвращения гидратообразования.

При сооружении и эксплуатации ВПХГ в зависимости от горно-геологических и геолого-физических характеристик пласта и флюидов могут возникать различного рода сложности (опасность ухода или прорыва газа за пределы структуры, образование высоких репрессионных воронок пластового давления и т.д.).

ТАБЛИЦА 3. Геолого-физическая характеристика объектов для закачки газа Новопортовского месторождения

Параметры	Значения
	$Ю_{2-6}$
Средняя глубина залегания пласта, м	1 967
Пористость, д. ед.	0,18
Коэффициент сжимаемости пор, 10-4*1/МПа	4,56
Коэффициент сжимаемости породы, 10-4*1/МПа	0,4
Пластовое давление, МПа	20,1
Эффективная газонасыщенная толщина, м	14,7
Суммарная толщина покрышки, м	63,7
Коэффициент Пуассона для коллекторов, д. ед.	0,23
Коэффициент Пуассона для покрышки, д. ед.	0,4

ТАБЛИЦА 4. Расчетные данные по максимальному забойному давлению и боковым горным давлениям пласта-покрышки и пласта-коллектора, а также коэффициент превышения над Рначпл

Пласт	$Ю_{2-6}$
Начальное пластовое давление, МПа	20,1
Максимальное забойное давление, МПа	26,4
Коэффициент превышения над начальным пластовым давлением, д. ед.	1,31
Боковое горное давление пласта-коллектора, МПа	20,7
Боковое горное давление пласта-покрышки, МПа	26,9

ТАБЛИЦА 5. Характеристика дебитов газовых скважин, полученных по результатам испытаний в разведочных и эксплуатационных скважинах

Параметры	$Ю_{2-6}$	
	Дебит скважин, тыс. $м^3$/сут	Абсолютно свободный дебит, тыс. $м^3$/сут
Диапазон изменения	13,0–246,6	19,3–500,9
Среднее значение	119,8	238,6
Кол-во скважин	14	14

Поэтому решающим фактором при обосновании темпов закачки и объемов хранения газа в ВПХГ является допустимое давление нагнетания газа.

Согласно таким требованиям, давление на забое скважины не должно превышать сдерживающее горное давление пласта, в противном случае это приводит к образованию трещин ГРП.

Впервые в работе «Деформация горных пород» Ю.П. Желтовым была решена задача оценки прочности геологических структур, включающая определение предельно допустимого давления нагнетания с точки зрения недопущения образования вертикально направленных трещин ГРП в глинистой покрышке [1].

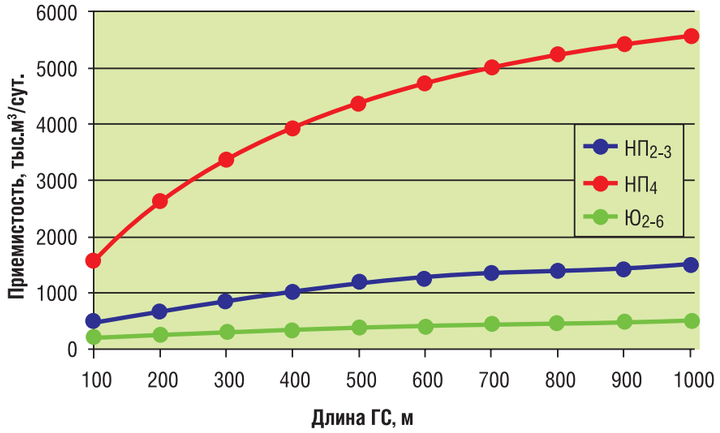
На основании уточнения теории Ю.П. Желтова разработана модель Симонсона (E.R. Simonson) для расчетов максимально допустимых давлений нагнетания. Модель применима к геологическим объектам хранения, представленным разными парами литотипов горных пород, и позволяет получить значения, адекватные данным мирового опыта проведения ГРП [2].

При расчете максимально допустимого давления нагнетания газа в пласт принимался ряд допущений:

- в призабойной зоне скважины имеется естественная трещина, пронизывающая коллектор и покрышку;
- однородный коллектор толщиной hкол перекрыт сверху и снизу покрышками толщиной hпокр;
- давление от стенки скважины до контура ее питания принимается постоянным и равным Рпл.

Таким образом, принимая во внимание принятые допущения, можно сделать вывод о дополнительном технологическом запасе при определении максимально допустимого давления нагнетания газа. Так, например, при наличии в пласте-коллекторе пропластков неколлекторов, расчетное максимально допустимое давление будет ниже фактического давления раскрытия трещины [3, 4]. Это объясняется просто, поскольку давление раскрытия трещины в пропластках неколлекторов чаще всего выше, чем в коллекторах, такие пропластки будут создавать

РИС. 2. Зависимость приемистости скважины от длины горизонтального участка ствола



дополнительный барьер для распространения трещин.

Геолого-физическая характеристика пластов $Ю_{2-6}$ представлена в таблице 3.

В таблице 4 приведены данные расчетов максимально возможного и рекомендуемого забойного давления и боковых горных давлений пласта-покрышки и пласта-коллектора. Полученные результаты хорошо согласуются с данными мирового опыта проведения ГРП. Так, для ПХГ на Карашурском, Калужском, Щелковском, Полторацком и других месторождениях [5–7] коэффициент превышения максимально допустимого давления нагнетания над начальным пластовым изменяется в диапазоне 1,17–1,64, для пластов Новопортовского месторождения полученные значения составили: 1,31 – для пластов $Ю_{2-6}$.

Также для оценки справедливости расчетов максимально допустимое забойное давление должно быть не выше бокового горного давления покрышки и не ниже бокового горного давления пласта-коллектора. В нашем случае это условие выполняется.

Расчеты проведены как для вертикальных скважин, так и для горизонтальных, с длиной горизонтального ствола от 100 до 1000 м, с шагом 100 м.

По результатам определения приемистости рассчитывалось количество скважин, необходимых для закачки добываемого в период 2017–2020 гг. газа обратно в пласт.

Максимальный уровень обратной закачки газа составит 1,11 млрд м³ для объекта $Ю_{2-6}$.

Зависимость приемистости скважины от длины горизонтального участка ствола по пластам $НП_{2-3}$, НП4, $Ю_{2-6}$ представлена на рисунке 2.

Исходя из расчетов, при длине ГС до 400 м приемистость прирастает значительно (от 10 до 30 %), а при длине ГС в 600 м и более прирост составляет от 0,1 до 1,0 %.

ТАБЛИЦА 6. Исходные данные для расчета устьевого давления нагнетательных скважин Новопортовского месторождения

Объект	$Ю_{2-6}$
Глубина спуска НКТ (абс. отм), м	2031
Забойное давление, МПа	26.4
Репрессия, МПа	6.3
Пластовое давление, МПа	20.1
Приемистость, тыс.м3/сут	381
Устьевая температура, оС	35
Пластовая температура, оС	61

ТАБЛИЦА 7. Рекомендуемые значения устьевых давлений газонагнетательных скважин в зависимости от диаметра эксплуатационной колонны

Значения диаметров	$Ю_{2-6}$
Диаметр НКТ 89 мм	37,1 МПа
Диаметр НКТ 114 мм	24,9 МПа
Диаметр НКТ 127 мм	24,1 МПа
Диаметр НКТ 146 мм	23,3 МПа
Диаметр НКТ 168 мм	22,8 МПа
Диаметр НКТ 178 мм	22,7 МПа

Таким образом, для закачки добытого газа обратно в пласт в период 2017-2020 гг., на пласт $Ю_{2-6}$ планируется пробурить 25 скважин.

Одной из важнейших задач на всех стадиях разработки месторождения является сокращение затрат на добычу, подготовку, а также транспорт добываемой продукции. Процесс освоения Новопортовского месторождения предполагает организацию технологии компрессорного нагнетания газа в пласт. В этой связи снижение энергозатрат при разработке месторождения является актуальной задачей.

Необходимо отметить, что коэффициент полезного действия компрессорной установки определяется технологическим режимом работы газонагнетательных скважин и зависит от многих факторов, в том числе от конструктивных особенностей строения эксплуатационных скважин. В зависимости от использования типоразмера лифтовых колонн, установленных в нагнетательных скважинах, изменяется величина потерь давления при движении газа в стволе, следовательно снижается или увеличивается давление нагнетания газа на устье, что приводит к изменению параметров работы поверхностного оборудования.

Согласно техническим требованиям на проектирование компрессорной установки для закачки газа в пласт на рассматриваемом месторождении, рабочей средой является осушенный отбензиненный природный газ, что определяет однофазное, газообразное состояние закачиваемой смеси в рабочем диапазоне величин температуры и давления. В этом случае потери давления за счет эффектов проскальзывания жидкой и газовой фазы отсутствуют. Поэтому основными параметрами, влияющими на расчет устьевого давления, являются силы гравитации (гидростатическое давление) и потери на трение.

В работе рассмотрено несколько вариантов прогноза устьевого давления по нагнетательным скважинам с учетом изменения основных геолого-технологических показателей при закачке газа – пластового давления, репрессии, приемистости, геометрии скважин и диаметров лифтовых труб – согласно запроектированной конструкции нагнетательных скважин.

Исходные данные для расчёта устьевого давления газонагнетательных скважин Новопортовского месторождения представлены в таблице 6.

Согласно проведённым расчётам, для обеспечения максимальной приёмистости газонагнетательных скважин (381 тыс.м³/сут для пласта $Ю_{2-6}$), в зависимости от диаметра эксплуатационной колонны, устьевое давление для каждого из пластов будет соответствовать значениям в таблице 7.

Аномально высокое давление нагнетания при использовании насосно-компрессорных труб диаметром меньше 114 мм обусловлено возникновением в столе скважины дополнительных гидравлических потерь давления на преодоление сил трения, в этом случае применение НКТ представленного диаметра нецелесообразно.

ТАБЛИЦА 8. Основные технологические параметры работы газонагнетательных скважин

Технологические параметры	Ю2-6
Dнкт, мм	168
Руст, МПа	22,8
Рзаб, МПа	26,4
Qгаза, тыс. м³	381

Параметры работы скважин, в которых предусмотрен спуск лифтовых труб диаметром от 114 до 178 мм, можно считать удовлетворительными. Скорость движения газового потока в период максимальной приемистости по пластам $НП_{2-3}$ и $НП_4$ составит 13,1 м/с и 16,5 м/с соответственно. Необходимо отметить, что распределения давления в скважинах, оборудованных НКТ диаметром 168, 178 мм имеют одинаковый характер, расхождения по расчетным данным минимальные, к примеру, устьевое давление нагнетания газа в пласт НП4, в случае применения лифтовой колонны 168 мм, отличается против использования компоновки диаметром 178 мм не более, чем на 1,5 %. В этой связи спуск труб меньшего диаметра (168 мм) по экономическим и технологическим соображениям будет предпочтительнее.

Рекомендуемые параметры работы газонагнетательной скважины представлены в таблице 8.

Основные выводы и рекомендации

Учитывая объемы добычи углеводородов в первый период времени, состав добываемого прорывного газа (устьевые пробы пластов $Ю_{2-6}$) и геологические особенности пласта коллектора к закачке подготовленного газа в пласт рекомендуются пласты $Ю_{2-6}$.

Исходя из данных состава газа, закачиваемого в скважины Новопортовского месторождении, температуры соответствующих пластов и модели Симонсона (E.R. Simonson) для расчетов максимально допустимых давлений нагнетания, были рассчитаны максимальные забойные давления, при работе на которых не происходит гидратообразования: для газонагнетательных скважин, вскрывающих горизонт – пласт $Ю_{2-6}$ – 24,9 МПа.

На основе зависимости приемистости скважины от длины горизонтального участка ствола, а также промысловых испытаний скважин была определена длина горизонтального участка ствола скважины – 500 м и максимальная величина приёмистости газовой нагнетательной скважины: для пласта $Ю_{2-6}$ – 381 тыс. м³.

С целью определения режима работы газонагнетательных скважин с учетом изменения геолого-технологических параметров (приемистость, репрессия, пластовое давление и др.), проведены расчеты для определения устьевого давления гозонагнетательных скважин. Таким образом, для пласта $Ю_{2-6}$ устьевое давление составило 22,8 МПа. ●

Литература

1. *Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений, РД 153-39.0-047-00. Минтопэнерго РФ, Москва, 2000 г.*
2. *Методические указания по построению постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. (Часть 1. Геологические модели). ОАО «ВНИИОЭНГ» Москва, 2002 г.*
3. *Грачев С.И., Телков А.П. Гидромеханика пласта применительно к прикладным задачам разработки нефтяных и газовых месторождений (учебное пособие с грифом УМО вузов РФ по НГО). Тюмень ТюмГНГУ. – 2009. – 240 с.*
4. *Грачев С.И., Телков А.П. Гидромеханика пласта применительно к прикладным задачам разработки нефтяных и газовых месторождений (учебное пособие с грифом УМО вузов РФ по НГО). Тюмень ТюмГНГУ. – 2009. – 380 с. (ч. 2.).*
5. *Грачев С.И., Черняев А.В., Шпуров И.В. Совершенствование разработки коллекторов юрских отложений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2012. – № 4. – С. 53–57.*
6. *Стрикун М.М., Грачев С.И., Стрикун С.М., Кашуба А.В. Проектирование систем разработки горизонта ЮС2 месторождений Сургутского свода // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 11.– С. 20–23.*
7. *Сохошко С.К., Грачев С.И. Способ образования направленной вертикальной или горизонтальной трещины при гидроразрыве пласта // патент на изобретение RUS 2176021 11.06.1998.*

KEYWORDS: *Novoportovskoye oil and gas condensate field, base facility, gas injection, layers Yu_{2-6}, hydrate formation conditions, injection wells, maximum injectivity.*

Neftegaz.RU
номер 6/2018 г.

УДК 553.04

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

УВЕЛИЧЕНИЕ КИН НА ИСТОЩЕННЫХ ЗАЛЕЖАХ С НИЗКИМ ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ

Повжик Пётр Петрович,
РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», заместитель генерального директора по геологии, к.т.н., доцент

Демяненко Николай Александрович,
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, главный специалист Центра технологий разработки месторождений, к.т.н., доцент

Сердюков Дмитрий Вячеславович,
РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» НГДУ «Речицанефть», начальник отдела разработки нефтяных месторождений

Галай Михаил Иванович,
РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» БелНИПИнефть, ведущий инженер-технолог отдела развития инновационных технологий

ЗА ПОЧТИ ПОЛУВЕКОВУЮ ИСТОРИЮ ДОБЫЧИ НЕФТИ В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ ОСНОВНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВСТУПИЛИ НА ЗАВЕРШАЮЩИЕ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ. ДЛЯ НИХ ХАРАКТЕРНА ВЫСОКАЯ СТЕПЕНЬ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ (60–90%) И ОБВОДНЕННОСТЬ ДОБЫВАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ (ДО 80–90%). НА ТЕКУЩИЙ МОМЕНТ В РУП «ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ «БЕЛОРУСНЕФТЬ» ОКОЛО 44% ОТ ОСТАТОЧНЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ КАТЕГОРИЙ АВС1, ЧИСЛЯЩИХСЯ НА БАЛАНСЕ, ОТНОСИТСЯ К КАТЕГОРИИ ТРУДНО ИЗВЛЕКАЕМЫХ

THROUGHOUT THE HISTORY OF OIL PRODUCTION IN THE REPUBLIC OF BELARUS SPANNING ALMOST HALF A CENTURY, THE MAIN FIELDS HAVE ENTERED THE FINAL STAGES OF DEVELOPMENT. THEY ARE CHARACTERIZED BY A HIGH DEGREE OF PRODUCTION OF RESERVES (60–90%) AND WATER CUT OF PRODUCTS (UP TO 80–90%). AT THE MOMENT, ABOUT 44% OF RESIDUAL RECOVERABLE OIL RESERVES OF CATEGORIES ABC1, LISTED ON THE BALANCE SHEET OF RUE "PRODUCTION ASSOCIATION "BELORUSNEFT", ARE CLASSIFIED AS HARD-TO-RECOVER RESERVES

Ключевые слова: *трудноизвлекаемые запасы, обводненность, завершающая стадия разработки, коэффициент извлечения нефти, добыча нефти.*

В Припятском прогибе – основном регионе деятельности РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» – 68,4% от суммарного количества всех открытых месторождений, составляют небольшие по запасам месторождения. Причем они обеспечивают менее 10% годовой добычи нефти предприятия. Последнее связано со сложным геологическим строением залежей данных месторождениях, незначительными запасами, низкими фильтрационными свойствами и неоднородностью пород-коллекторов.

Среди небольших по запасам месторождений выделяется достаточно большое количество залежей, вскрытых одиночными скважинами, разработка которых в настоящий момент либо не ведется, либо объемы добываемой нефти находятся на грани рентабельности. Геологические запасы нефти в пределах одной залежи на этих месторождениях ограничены и, как правило, не превышают 200–300 тыс. тонн. Поэтому разбуривание таких залежей дополнительным фондом скважин экономически не целесообразно. Для этих залежей характерно отсутствие влияния законтурной области и разработка ведется на упруго-замкнутом режиме до полного истощения пластовой энергии. При этом достигаемый коэффициент извлечения нефти при таких условиях разработки не превышает 3–7% [2]. Суммарные геологические запасы нефти категорий С1+С2 по этим залежам составляют более 52 млн тонн условных единиц, то есть в этих залежах сосредоточены достаточно большие ресурсы углеводородного сырья. Получение конечного коэффициента извлечения нефти (КИН) на таких залежах в пределах 25–40% с применением традиционных технологий разработки не представляется возможным. Необходимы специальные технологии разработки, которые бы позволяли получать максимально высокие КИН при относительно небольших затратах на организацию системы разработки одиночными скважинами.

Следует отметить, что в связи с большой глубиной залегания залежей (более 2500 м), даже насосная эксплуатация их не позволяет полностью исчерпать упругую энергию пласта. Это связано с необходимостью ограничения снижения динамических уровней (забойных давлений) в скважинах ниже критических (не более 1800–2000 м) из-за возникновения рисков нарушения эксплуатационной колонны. Следовательно, в залежах остаются еще значительные запасы, которые могут быть выработаны за счёт упругих сил пласта. Однако из-за технических ограничений их добыча невозможна. На таких объектах достижение проектного КИН с применением традиционных технологий технически невозможно. Все это негативно сказывается на экономических показателях эксплуатации скважин и залежей в целом, а также на объемах и уровнях добычи нефти. По предварительным оценкам, потеря конечного КИН в среднем составляет не менее 0,14 дол. ед.

ФАКТЫ

60-90 %
степень выработки запасов нефти в Республике Беларусь

80-90 %
степень обводненности добываемой продукции

Задачей исследования является создание способа добычи нефти, позволяющего снижать забойное давление в скважине при добыче нефти ниже предельно допустимых значений, не допуская при этом разрушения эксплуатационной колонны под действием горного давления. За счёт этого, снижая пластовое давление до предельного, близкого к нулю, полностью использовать упругий ресурс залежей для притока нефти в скважины. Это приведёт к увеличению конечного объема добычи нефти и КИН.

Поставленная задача была решена за счёт разработки и спуска в скважины специальной компоновки, объединяющей в себе насосное, пакерное оборудование, и искусственного создания противодавления на стенки эксплуатационной колоны для поддержания её целостности, что позволяет организовать добычу нефти до полного истощения пластовой энергии в залежи [3].

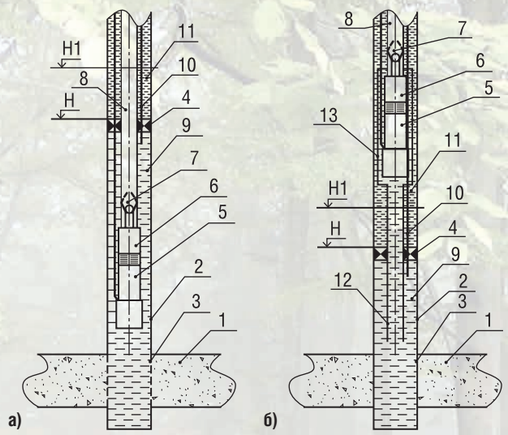
Алгоритм реализации предложенного способа добычи нефти включает:

- на скважине с целью определения текущих параметров пласта (Рпл, Рзаб, Кпрод) выполняют гидродинамические исследования;
- по стандартным методикам определяют предельно допустимый динамический уровень, при превышении которого существуют риски смятия эксплуатационной колонны;
- выполняют расчет необходимой компоновки скважинного оборудования (НКТ, пакера, высоконапорного трубопровода) и подбор насосного оборудования;
- определяют тип и плотность жидкости для создания противодавления на стенки эксплуатационной колонны для уравновешивания горного давления;
- выполняют расчёт ожидаемой дополнительной добычи нефти, прироста КИН и технико-экономическую оценку проекта;
- в скважину на колонне насосно-компрессорных труб спускают компоновку оборудования, включающую пакер, расположенный выше или ниже пакера погружной насос с газосепаратором и скважинный трубопровод из высоконапорных трубок (ВНТ), соединяющих подпакерное пространство с линией нефтесбора;
- пакер устанавливают в эксплуатационной колонне над интервалом перфорации на глубине на 20–50 м выше верхних дыр интервала перфорации;
- затрубное пространство скважины над пакером заполняют жидкостью, давление столба которой уравновешивает горное давление до глубины установки пакера;
- скважину запускают в работу;
- выделяющийся в подпакерной области при работе насосного оборудования свободный газ отводится по скважинному трубопроводу в линию нефтесбора;
- при снижении пластового давления в залежи и подпакерном пространстве до минимальных значений, когда эксплуатация скважины в постоянном режиме становится низкорентабельной, ее переводят в режим периодической эксплуатации.

Принципиальная схема компоновки представлена на рисунке 1, на котором: рис. 1а – изображена скважина с компоновкой для добычи нефти, в которой погружной насос расположен ниже пакера; рис. 1б – скважина с компоновкой для добычи нефти, в которой погружной насос расположен выше пакера.

На рис. 1а показано, что в скважине, вскрывшей продуктивный пласт в виде линзовидной залежи 1 с ограниченными запасами углеводородов, с отсутствием влияния законтурной области и разрабатываемой без организации системы ППД, установлена эксплуатационная колонна 2 с перфорационными отверстиями 3, в которой на глубине Н, ниже предельно допустимой глубины снижения динамического уровня Н1, установлен пакер 4, ниже которого расположен

РИС. 1. Принципиальная схема компоновки для добычи нефти из залежей с ограниченными ресурсами углеводородов



ФАКТЫ

44 %

от остаточных извлекаемых запасов нефти категорий АВС1 относится к ТрИ3

68,4 %

от суммарного количества всех открытых месторождений обеспечивают менее 10 % годовой добычи нефти «Белоруснефть»

погружной насос 5, например, электроцентробежный, оснащённый газосепаратором 6 и обратным клапаном 7. Вся компоновка связана с устьем скважины посредством колонны НКТ 8. В подпакерное пространство 9, гидравлически связанное через перфорационные отверстия 3 с линзовидной залежью 1, спущен скважинный трубопровод 10. Выделившийся свободный газ в подпакерной области отводится по скважинному трубопроводу в линию нефтесбора.

Для расчёта ожидаемой дополнительной добычи флюида за счёт применения компоновки с пакером можно применять следующую упрощенную схему:

$$\Delta q = (P1 - P2) * \nabla, \qquad (1)$$

где Δq – ожидаемая дополнительная добыча нефти, т;

Р1 – пластовое давление в залежи, при достижении которого динамический уровень будет близок к уровню, при котором существуют риски смятия эксплуатационной колонны, МПа;

Р2 – минимальное пластовое давление в залежи, которого можно достичь путем эксплуатации скважины с предложенной компоновкой скважинного оборудования, МПа;

∇ – удельный отбор пластового флюида на единицу снижения пластового давления в период до перехода на эксплуатацию залежи предлагаемой компоновкой оборудования, т/МПа.

Более точные прогнозные результаты по дополнительной добыче нефти можно получить, выполняя расчёт на гидродинамической модели.

Проведение опытно-промысловых работ по реализации предложенного способа и отработки технологии разработки и добычи запланировано на внутрисолевой баричевской залежи Хуторского месторождения.

Месторождение открыто в 1979 г. в результате бурения поисковой скважины №1 Хуторская, в которой при испытании в эксплуатационной колонне боричевских отложений лебедянского горизонта в интервале 2756–2765 м получен фонтанный приток нефти дебитом 105 м³/сут на штуцере диаметром 8 мм. Извлекаемые запасы нефти по залежи оцениваются в 50 тыс. тонн. Конструкция скважины представлена на рисунке 2.

Коллекторами служат известняки. Тип коллектора – каверново-порово-трещинный.

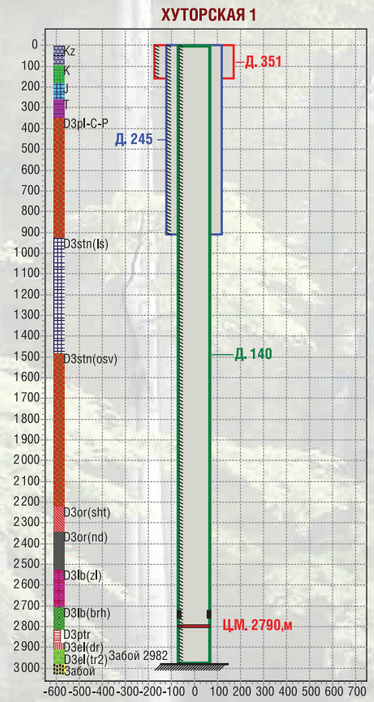
Эксплуатационная колонна в скважине №1 опрессована снижением уровня до предельно возможной глубины Н1 = 1400 м. В начальный период эксплуатации скважины и добычи нефти из пласта, до достижения динамическим уровнем значения Н1 = 1400 м, накопленная добыча нефти составила 28 050 тонн. При этом текущий КИН достиг значения 0,161 при проектном 0,287. Пластовое давление снизилось с 28,6 МПа до 16,5 МПа. Дальнейшая эксплуатация скважины при снижении забойного давления до значений, при которых динамический уровень будет снижаться ниже значения Н1 = 1400 м, может привести к нарушению целостности (смятию) эксплуатационной колонны, так как вскрытый линзовидный пласт 1 залегает в текучих пластичных солях.

Для продолжения эксплуатации скважины предложена следующая компоновка оборудования: насосное оборудование (УЭЦН), пакер с кабельным вводом и ВНТ для отвода газа. Пакер спускается и устанавливается ниже участка вероятного нарушения колонны над интервалом перфорации на глубине 2685 м. Затрубное пространство над пакером заполняется необходимым объёмом жидкости, обеспечивающей создание противодавления на стенки эксплуатационной колонны (водой с ингибитором коррозии). В состав УЭЦН, расположенного ниже пакера, включают мультифазный осевой насос, направленный на борьбу со свободным газом на приёме ЭЦН (рисунок 3).

Перечень оборудования включает (рис. 3):

1) Пакер с отводом газа по ВНТ и кабельным вводом 4ПМС-КВБ-112-ГТ. Глубина спуска и установки – 2685 м.
2) высоконапорные трубки ТГ 7/16-25, длина 2700 м.
3) ЭЦНД5-30-2000. Глубина спуска – 2696 м.
4) Мультифазный осевой насос МФОН5-200.
5) Погружной электродвигатель 40КВт.

РИС. 2. Конструкция скважины 1 Хуторской



Альтитуда ротора: 138,м
Колонны :
Кондуктор
0,м - 161,м д- 351,мм
1_Техническая (промежуточная)
0,м - 915,м д- 245,мм
1_Эксплуатационная
0,м - 2982,м д- 140,мм

Перфорация:
Общий интервал:
2724 - 2765,м - 08.11.2010
Подинтервалы:
Интервал1:
2724 - 2731,м
Интервал2:
2756 - 2765,м
Цементный мост:
2790,м

Забой: 2982,м

ФАКТЫ

57

залежей с НГЗ (начальные геологические запасы) менее 150 тыс.т

6) Обратный клапан – 2 ед.
7) Кожухи-протекторы для крепления ВНТ к колонне НКТ.

Для расчёта ожидаемой дополнительной добычи нефти и конечного КИН была создана гидродинамическая модель залежи. По результатам расчёта дополнительная добыча нефти ожидается в объеме 16,4 тыс. тонн, конечный КИН – 0,265 дол. ед. Прирост КИН составляет 0,104 дол. ед. или 39,2 %.

Выполнен расчёт экономической эффективности внедрения данной компоновки на рассматриваемой скважине. Были учтены все затраты на оборудование и КРС. Так же в расчёте брались текущие ставки налогов и себестоимость добычи нефти по Хуторскому месторождению. Минимальная стоимость барреля нефти, при которой будет сохраняться положительная чистая прибыль – $36. Таким образом видно, что проект экономически рентабелен.

Ожидается, что после снижения забойного давления ниже 12 МПа, которое соответствует давлению

насыщения нефти газом, в подпакерной зоне начнет интенсивно отделяться попутный газ. Отделяющийся газ поднимается вверх к пакеру и по скважинному трубопроводу отводится на устье в линию нефтесбора. Расчеты показали: эксплуатация скважины в постоянном режиме продолжится до снижения пластового давления до значения 7,3 МПа. Далее, из-за снижения дебита скважины ниже значений, при которых возможна устойчивая работа электроцентробежного насоса (работа без срывов подачи), скважину переведут в периодическую эксплуатацию с периодом отбора 2,5 часа и периодом накопления 7,5 часа. В период накопления нефти установленный в НКТ обратный клапан будет предотвращать переток ее из внутренней полости лифтовой колонны в подпакерное пространство. В периодическом режиме скважину планируется эксплуатировать до снижения пластового давления до значения 3,5 МПа, при котором дальнейшая добыча нефти становится нерентабельной. При этом пластовом давлении скважину переводим в консервацию.

Таким образом, организация добычи нефти по предлагаемому способу позволит снизить пластовое давление в залежи практически до предельного, близкого к нулю значения, без угрозы смятия эксплуатационной колонны и в последние периоды эксплуатации залежи, когда пластовое давление тоже будет минимальным, путем периодической эксплуатации отобрать все извлекаемые запасы, достигнув максимальных объемов добычи и КИН.

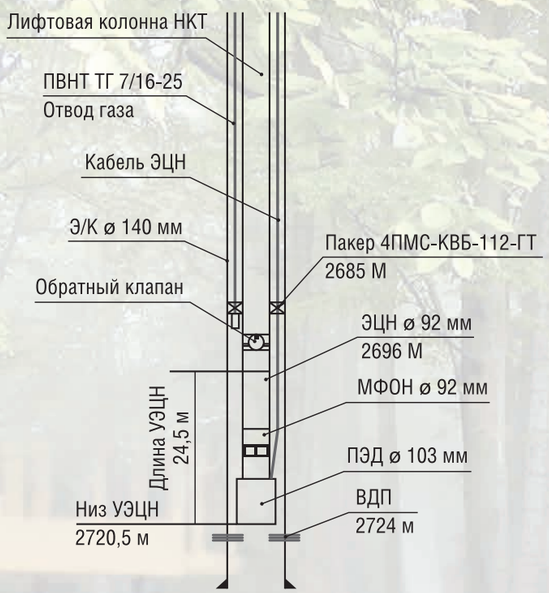
Детальный анализ имеющейся ресурсной базы предприятия и проведенные расчёты показали, что потенциальными объектами под внедрение данной технологии являются 57 залежей. Учитывая геологические особенности залежей, геолого-физические свойства коллекторов, установили, что возможный прирост КИН за счет внедрения технологии в среднем может составить 0,074 дол. ед. Ресурсная база извлекаемых запасов нефти по данным залежам, за счет внедрения предложенной технологии добычи нефти, увеличится на 309,5 тыс. тонн или 31 % при среднем ожидаемом КИН 0,24 дол. ед.

Ещё одним направлением применения предложенной компоновки и способа является её внедрение на старом фонде скважин с возможными рисками получения нарушений эксплуатационной колонны вследствие истончения стенок обсадной трубы, низких пластовых давлений в залежах и, следовательно, низких динамических уровней.

Учитывая старый фонд скважин предприятия, был выполнен расчёт потенциального смятия эксплуатационной колонны. Из проанализированного фонда скважин (99 скв) при расчёте выявлено, что потенциальное смятие эксплуатационной колонны возможно получить в 11 скважинах.

За счёт внедрения предлагаемой компоновки на данных скважинах, возможно, обеспечить безаварийную их дальнейшую эксплуатацию. При этом суммарный прирост дебит нефти по данным

РИС. 3. Схема подземного оборудования по скв. 1 Хуторской



ФАКТЫ

$36 США

минимальная стоимость барреля нефти, при которой будет сохраняться положительная чистая прибыль

скважинам составляет 69,4 т/сут. Годовая возможная дополнительная добыча нефти – 24 тыс.т.

Из вышеизложенного можно сделать вывод, что предлагаемый способ добычи нефти с использованием компоновки с пакером позволяет не допустить нарушения эксплуатационной колонны на скважинах со сниженными динамическими уровнями, эксплуатирующими залежи с низким пластовым давлением, повысить КИН, сократить затраты на РВР, бурение новых скважин и боковых стволов.

Литература

1. *Новые технологии в разработке нефтяных месторождений Республики Беларусь для увеличения коэффициента извлечения нефти и перспективы их развития. Демяненко Н.А., Повжик П.П., Серебренников А.В. и др. // НТЖ «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса», 2016, № 3, с. 47–54.*
2. *Классификация трудноизвлекаемых запасов углеводородов Припятского прогиба и основные проблемы их разработки. Повжик П.П., Халецкий А.В., Седач В.Г., Демяненко Н.А.// Недропользование, XXI век. 2017, декабрь. – № 6 (69). – С. 38–45.*
3. *Патент на изобретение №029770ЕАПВ. Дата публикации 31.05.2018. Способ добычи нефти.*

KEYWORDS: *Yarega oil field, ultrasound impact, core, heavy oil, model of rock, physical model.*

Коксохиммонтаж
В промышленном строительстве с 1930 года
Коксохиммонтаж:
с заботой о будущем
РЕКЛАМА

ЭКОЛОГИЧЕСКОЕ МАШИНОСТРОЕНИЕ

Системы газоочистного оборудования АО «НПК «Техмаш» как элемент контроля и предотвращения негативного воздействия на окружающую среду

НА СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ В РОССИИ ВСЕГО ЛИШЬ 300 ПРЕДПРИЯТИЙ В СОВОКУПНОСТИ ОБРАЗОВЫВАЮТ 60% ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ, ПРИЧЕМ НА ДОЛЮ ТЭК ПРИХОДИТСЯ ЧУТЬ МЕНЬШЕ ПОЛОВИНЫ ВРЕДНЫХ ПРОИЗВОДСТВ. ИМЕННО ПОЭТОМУ ПЕРЕВОД ЭКОНОМИКИ НА НАИЛУЧШИЕ ДОСТУПНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ГАРАНТИРУЮЩИЕ МАКСИМАЛЬНО ВОЗМОЖНУЮ ОХРАНУ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ – СТРАТЕГИЧЕСКАЯ ЗАДАЧА РОССИЙСКОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МАШИНОСТРОЕНИЯ. НЕУДИВИТЕЛЬНО, ЧТО КОМПАНИИ ВЕДУТ АКТИВНУЮ РАБОТУ В ЭТОМ НАПРАВЛЕНИИ. ТАК, ПРОЕКТЫ АО «НПК «ТЕХМАШ» ПОЗВОЛЯТ РЕАЛИЗОВЫВАТЬ ПРОИЗВОДСТВО И КОМПЛЕКСНЫЕ ПОСТАВКИ СИСТЕМ ОЧИСТКИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ЗАГРЯЗНЕНИЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ ГАЗООЧИСТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ В СФЕРЕ ОХРАНЫ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА, СИСТЕМ ВОДООЧИСТКИ ПРОМЫШЛЕННЫХ СБРОСОВ И Т.Д.

FOR TODAY, IN RUSSIA, IT IS 300 ENTERPRISES WHICH IN AGGREGATE ARE RESPONSIBLE FOR 60% OF THE EMISSIONS TO THE ATMOSPHERE, AND ONLY HALF OF ENTERPRISES IN THE FUEL AND ENERGY SECTOR ARE REFERRED TO ENVIRONMENTALLY HARMFUL PRODUCTION. THAT IS WHY SHIFTING OF THE ECONOMY TOWARDS THE BEST AVAILABLE TECHNOLOGIES THAT GUARANTEE THE MAXIMUM POSSIBLE ENVIRONMENTAL PROTECTION IS A STRATEGIC TASK OF RUSSIAN ECOLOGICAL ENGINEERING. IT IS NOT SURPRISING THAT COMPANIES ARE ACTIVELY WORKING IN THIS DIRECTION. SO, THE PROJECTS OF JSC SPC TECHMASH WILL ALLOW TO IMPLEMENT THE PRODUCTION AND COMPREHENSIVE DELIVERIES OF INDUSTRIAL POLLUTION TREATMENT SYSTEMS, INCLUDING GAS CLEANING EQUIPMENT IN THE FIELD OF ATMOSPHERIC AIR PROTECTION, INDUSTRIAL DISCHARGE WATER TREATMENT SYSTEMS, ETC.

Ключевые слова: *наилучшие доступные технологии, НДТ, АО «НПК «Техмаш», экологическое машиностроение, защита окружающей среды, продукция гражданского назначения, газоочистное оборудование, системы очистки промышленных загрязнений, водоочистка промышленных сбросов.*

РЕКЛАМА

Научно-производственный концерн «Технологии машиностроения» был образован Государственной корпорацией «Ростех» в 2011 году. На сегодняшний день Концерн включает в себя более 36 предприятий, находящихся в 17 субъектах РФ, и специализируется на разработках и производстве боеприпасов. Однако в соответствии со стратегической задачей по диверсификации ОПК АО «НПК «Техмаш» разрабатывает и производит и продукцию гражданского назначения, в т.ч. оборудование для компаний ТЭК, промышленные взрывчатые вещества, медицинское оборудование, системы управления, диспетчеризации и контроля и многое другое. Кроме того, инжиниринговая группа Концерна «Техмаш» разрабатывает комплексную проектную документацию на строительство новых и реконструкцию действующих объектов ОПК и объектов гражданского назначения.

Одним из приоритетных направлений деятельности Концерна в настоящее время является поиск проектов с высокотехнологичным и конкурентоспособным конечным продуктом – так называемые наилучшие доступные технологии (НДТ).

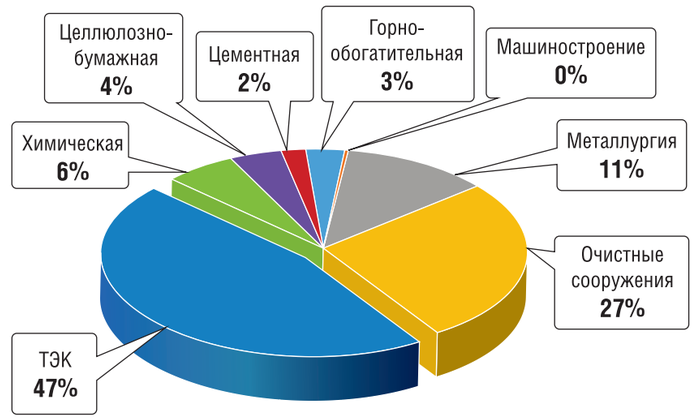
Не секрет, что перевод экономики на НДТ – стратегическая задача экологического машиностроения России, что неудивительно, поскольку именно такие технологии являются элементом контроля и предотвращения негативного воздействия на окружающую среду.

АО «НПК «Техмаш» понимает важность развития данного направления для страны, ведь на сегодняшний день в России всего лишь 300 производств в совокупности образовывают 60% выбросов в атмосферу, причем на долю ТЭК приходится 143 предприятия, т.е. чуть меньше половины списка.

Именно поэтому в ближайших планах Концерна, для достижения качественного результата в сжатые сроки, создание добровольного объединения компетенций ряда предприятий в виде консорциума «Экологическое машиностроение». По мнению АО «НПК «Техмаш», это может стать эффективным инструментом и позволит реализовывать контракты по производству и комплексным поставкам систем очистки промышленных загрязнений:

- газоочистного оборудования в сфере охраны атмосферного воздуха;
- систем водоочистки промышленных сбросов;
- технологического оборудования обращения с промышленными и бытовыми отходами и т.д.

Загрязнение окружающей среды.
300 предприятий



АО «НПК «Техмаш» выступает технологическим и производственным партнером в программе производства систем газоочистного оборудования, а технический аудит, проведенный на предприятиях Концерна, показал высокий уровень готовности производственной базы для производства комплектующих к системам газоочистного оборудования.

Пока АО «НПК «Техмаш» не имеет реализованных проектов, объединенных консорциумом «Экологическое машиностроение», но его перспективы не оставляют сомнений. Уже сегодня целый ряд предприятий АО «НПК «Техмаш» имеют в своих активах высокотехнологичные продукты и технологии.

Так, **«Ремонтно-механический завод «Енисей»** (г. Красноярск) и **«Алексинский опытный механический завод»** (г. Алексин Тульской обл.), входящие в Концерн, изготавливают емкости и резервуары для нефтяной и газовой отраслей промышленности, в т.ч. по технической документации заказчиков.

Подземные дренажные емкости используются для слива остатков светлых и темных нефтепродуктов, нефти, масел, конденсата, в т.ч. в смеси с водой, из технологических трубопроводов и аппаратов на предприятиях. Горизонтальные стальные резервуары предназначены для приема, хранения и выдачи нефтепродуктов плотностью до 1000 кг/м^3.

Еще одно из предприятий Концерна – **АО «НПП «Дельта»** (г. Москва) – производит газосигнализаторы, датчики газа и системы контроля загазованности. Они изготавливаются в стационарном, переносном, индивидуальном, в т.ч. во взрывозащищенном исполнении, с возможностью анализа 18-ти газов.

На предприятии разработан современный измерительный комплекс, предназначенный для комплектации систем безопасности и автоматизации производств. При необходимости он может быть интегрирован в комплексную систему управления предприятием.

Минимизировать вредные выбросы в атмосферу позволяет и использование агрегатов охлаждения воздуха косвенно-испарительного типа, производимых **АО НПО «СПЛАВ»**. Они предназначены для создания комфортных климатических условий в бытовых и производственных помещениях.

Принцип работы таких агрегатов построен на использовании эффекта поглощения тепла при испарении воды. Например, они на протяжении многих лет успешно используются Московским метрополитеном. Кроме того, в НПО «Сплав» ведутся активные работы по разработке трубопроводной запорной арматуры из полимерных термореактивных композиционных материалов.

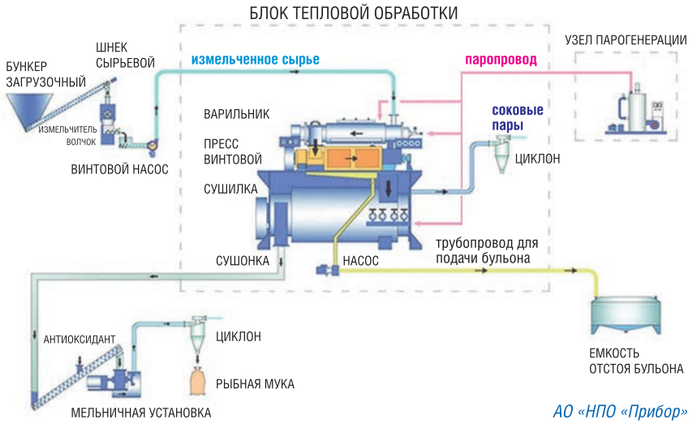
АО «НИИЭП» (г. Новосибирск) занимается непрерывным совершенствованием используемых технологий и модернизацией производства. Например, открыто новое производство в рамках программы «Умный город», одним из актуальных продуктов которой является «Автоматизированная система диспетчеризации, контроля и управления», востребованная для таких заказчиков, как РЖД и предприятия нефтегазового сектора.

Ее преимуществами являются полностью российская элементная база и функционал, полностью соответствующий лучшим зарубежным аналогам при меньшей стоимости.

Структурная схема АСДКУ

Установка утилизации рыбных отходов. Производительность 5, 10 т/сут

АО «НПО «Прибор» – изготовление оборудования утилизации биологических отходов



АО «НПО «Прибор»

Еще одним успешным направлением деятельности Концерна стало производство бытовой и медицинской холодильной техники под брендом **POZIS**. Компания АО «ПОЗиС» является первым и единственным российским серийным производителем фармацевтических холодильников, специализированных холодильных приборов для хранения крови и плазмы и высококачественной бытовой холодильной техники.

В свою очередь **АО «НПО «Прибор»** (г. Москва) выпускает малогабаритные рыбомучные установки для быстрой переработки рыбной продукции.

Оборудование представляет собой комплексный механизм, объединенный в одну технологическую линию. В процессе производства сырье перерабатывается в муку и упаковывается в мешки, а полученный жир направляется в емкости для дальнейшей переработки.

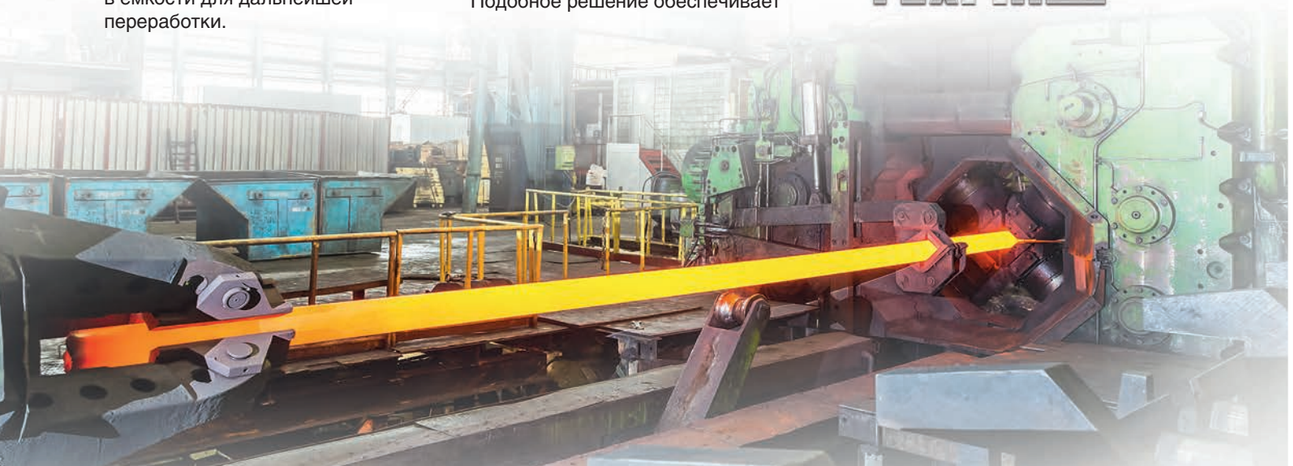
Модульное исполнение позволяет развернуть линию утилизации некондиционной рыбы и отходов рыбопереработки в местах, где отсутствуют внешние стационарные инженерные сети снабжения (энергетика, вода, канализация, пар). Подобное решение обеспечивает возможность мобильного размещения производства на короткий промежуток времени с последующим перебазированием модулей.

Также в НПО «Прибор» ведутся работы по созданию «Автономной установки «Вода-воздух» – А-250, А-500, А-1000 для получения воды из воздуха с автономным источником питания: от ветрового генератора и солнечной батареи, производительностью до 1000 литров питьевой воды в сутки. Установка актуальна в условиях, когда получение или доставка питьевой воды затруднено. На сегодняшний день зарубежных аналогов подобной установки нет.

Опасность загрязнения окружающей среды промышленными предприятиями сложно переоценить, и особенно важно, чтобы предприятия не только осознавали значимость данной проблемы и ответственность за свою деятельность, но и понимали необходимость усовершенствования и создания новых технологий для повышения эффективности производства и минимизации воздействия производства на окружающую среду. В этой связи особенно радует тот факт, что российские компании, такие как Концерн «Техмаш», идут в ногу со временем и не отстают от мировых трендов в области экологической политики. ●

Keywords: *best available technologies, NDT, NPK "Techmash", ecological engineering, environmental protection, production of civil appointment, the gas cleaning equipment, systems of cleaning of industrial pollution, water treatment of industrial discharges.*

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ КОНЦЕРН ТЕХМАШ



РЕКЛАМА

ЗАО «ИСТЮНИОН»

ПЕРЕЛЁТЫ ПО ПЛАНЕТЕ ЗЕМЛЯ

АРЕНДА БИЗНЕС-ДЖЕТА

ЧАРТЕР В ЛЮБЫХ НАПРАВЛЕНИЯХ В РЕЖИМЕ 24/7/365

7 12 ЛЕТ УСПЕШНОЙ РАБОТЫ НА РЫНКЕ 7 ЗАКАЗ САМОЛЕТА В ЛЮБОЙ МОМЕНТ
7 СЕРТИФИЦИРОВАННАЯ ДИСПЕТЧЕРСКАЯ СЛУЖБА 7 СОБСТВЕННАЯ СЛУЖБА НАЗЕМНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПОЛЕТОВ
7 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

ИЖОРСКИЕ ЗАВОДЫ: ОПЫТ И ИННОВАЦИИ

РЕКЛАМА

СЕГОДНЯ ПЕРЕД РОССИЙСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТЬЮ СТОИТ НЕПРОСТАЯ ЗАДАЧА – ПЕРЕХОД В РЕЖИМ ПРАКТИЧЕСКИ АВТОНОМНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ. РЕАЛИЗАЦИЯ ЭТОЙ НЕПРОСТОЙ ЗАДАЧИ СТАНОВИТСЯ ВОЗМОЖНОЙ, БЛАГОДАРЯ РАБОТЕ ПРЕДПРИЯТИЙ, ВЫПУСКАЮЩИХ СОВРЕМЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ОТВЕЧАЮЩЕЕ ПОСЛЕДНЕМУ СЛОВУ НАУКИ И САМЫМ АКТУАЛЬНЫМ ПОТРЕБНОСТЯМ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА. КАК РАЗВИВАЮТСЯ ЭТИ ПРЕДПРИЯТИЯ И КАКИЕ РЕШЕНИЯ ПРЕДЛАГАЮТ РЫНКУ?

TODAY, THE RUSSIAN INDUSTRY IS FACING A DIFFICULT TASK – TRANSITION TO A REGIME OF ALMOST AUTONOMOUS FUNCTIONING. SOLVING OF THIS DIFFICULT TASK BECOMES POSSIBLE THANKS TO THE WORK OF ENTERPRISES THAT PRODUCE MODERN EQUIPMENT THAT MEETS THE LATEST SCIENTIFIC AND THE MOST URGENT NEEDS OF THE FUEL AND ENERGY COMPLEX. HOW ARE THESE ENTERPRISES DEVELOPING AND WHAT SOLUTIONS DO THEY OFFER TO THE MARKET?

Ключевые слова: *атомные реакторы, химическое машиностроение, оборудование для нефтепереработки, оборудование для добычи, Ижорские заводы.*

Ижорские заводы, созданные по указу Петра Великого, за свою почти трехвековую историю прошли путь от лесопильной мельницы до современного машиностроительного предприятия, изготавливающего сложное высокотехнологичное оборудование для важнейших отраслей экономики – атомной энергетики и нефтегазопереработки.

Хотя широкую известность Ижорским заводам принесло именно производство оборудования для АЭС – атомные реакторы производства Ижорских заводов работают на более чем 50 энергоблоках атомных станций России, Украины, Армении, Болгарии, Финляндии, Индии, Китая и других стран. В настоящее время не менее важной сферой деятельности предприятия является производство оборудования для нефтегазопереработки.

Химическое машиностроение, как и атомное, началось на Ижорских заводах в 50–60-х годах прошлого столетия. Для важнейших строек зарождающейся химической промышленности на заводе успешно освоили выпуск сосудов высокого давления. Но при большой загрузке производственных мощностей атомным оборудованием это была совсем небольшая часть портфеля заказов.

В тяжелые 90-е, в условиях стагнации атомной энергетики, завод остался без заказов. Именно нефтехимия спасла предприятие от банкротства: помогла сохранить высококвалифицированный персонал, научную и испытательную базу, уникальные, отработанные на атомных заказах собственные технологии. И не только сохранить, но и расширить свои компетенции, изготавливая новое, сложнейшее оборудование для нефтепереработки.

На рубеже XX и XXI веков предприятиям нефтехимической промышленности остро потребовалось техническое перевооружение, и Ижорские заводы стали вновь браться за крупные заказы по нефтехимии, совершенно правильно выбрав для себя этот бизнес как перспективное направление, которое позволит загрузить производственные мощности специализированных энергомашиностроительных цехов.

Первым уникальным примером успешного освоения нового вида продукции в кратчайшие сроки стало изготовление в 1996 году реактора гидрокрекинга нефти для нефтеперерабатывающего завода «Лукойл-Пермнефтеоргсинтез». «Пермский реактор» можно было отнести к изделиям особой степени сложности и по весогабаритным характеристикам (высота – 41 метр, диаметр – 4,7 метра, масса – 850 тонн), и по предъявленным к нему требованиям российских стандартов и стандартов ASME и ASTM.

В начале третьего тысячелетия нефтехимический бизнес на Ижорских заводах стал набирать обороты. Весной 2010 года завершилось изготовление уникального заказа – двух реакторов гидрокрекинга, весом более 1200 тонн каждый, из новой, перспективной для химического машиностроения хром-молибден-ванадиевой стали для строящегося комплекса глубокой переработки нефти ОАО «ТАНЕКО». Следует

подчеркнуть, что оборудование с такими весогабаритными характеристиками и из такой марки стали было произведено в России впервые. Сроки выполнения заказа были крайне сжатыми. Технологии работы с новой для российских машиностроителей маркой стали отрабатывались непосредственно на производстве. Реакторы были сделаны и доставлены заказчику в полном соответствии с контрактными требованиями.

Начиная с 2010 года предприятие стало на равных конкурировать с иностранными поставщиками на перспективном рынке нефтеперерабатывающего оборудования и побеждать на международных тендерах.

Ижорские заводы являются одной из первых российских компаний, которая начала сотрудничать с мировыми лицензиарами в этой отрасли.

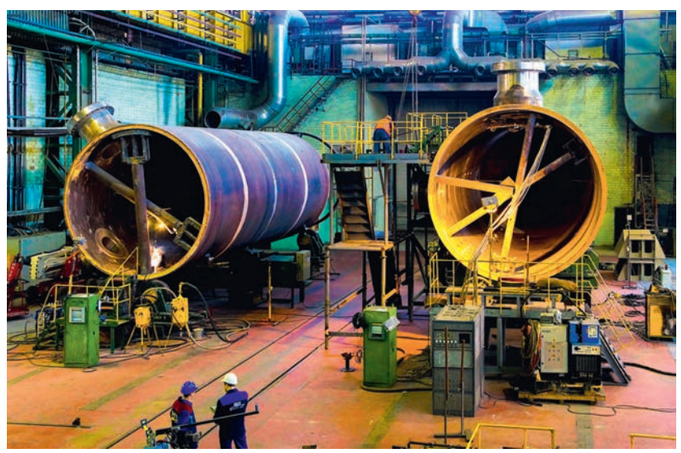
Еще один успешно реализованный масштабный проект – изготовление шести сверхтяжелых сосудов для ООО «РН-Туапсинский НПЗ» в 2012 году, в их числе реактор-гигант: вес – около 1400 тонн, высота – более 40 метров, диаметр – около 5,5 метра, толщина стенки – 235 мм. Изготовление сосудов осуществлялось в соответствии с требованиями Кода ASME и российских нормативных документов для оборудования нефтехимического производства. Лицензиаром проекта выступила компания Chevron Lummus Global (США) – одна из крупнейших мировых компаний по разработке новейших технологий глубокой переработки углеводородов.

Заказчиками Ижорских заводов стали крупнейшие российские компании: НК «Роснефть», ПАО «Татнефть», АО «Газпром нефть», «Славнефть» и другие. Изготовление оборудования осуществляется по проектам ведущих мировых лицензиаров, таких как Chevron Lummus Global, Shell Global Solutions, ExxonMobil, AXENS, UOP и других. За последние годы предприятием было изготовлено более 40 реакторов различного назначения для Куйбышевского, Сызранского, Новокуйбышевского нефтеперерабатывающих заводов, Ангарской нефтехимической компании, нефтеперерабатывающих заводов АО «Газпром нефть» (Московского НПЗ и Омского НПЗ) и других. Это оборудование уже большей частью смонтировано и пущено в эксплуатацию.

Имея в своем арсенале уникальный почти трехвековой опыт освоения новых видов продукции, огромный инновационный потенциал и умение работать на перспективу, Ижорские заводы и сегодня не стоят на месте.

Предприятие постоянно расширяет свои компетенции – прорабатывает возможности выпуска альтернативных продуктов, которые востребованы рынком сейчас и могут быть востребованы в ближайшем будущем.

Один из последних приоритетных заказов Ижорских заводов – участие в реализации масштабного проекта «Сахалин-2», в рамках которого строится мощный комплекс по добыче, транспортировке и переработке углеводородов на острове Сахалин. По заказу компании «Сахалин Энерджи» предприятие изготовило два трехфазных входных сепаратора для дожимной компрессорной станции объединенного берегового технологического комплекса. Эти уникальные сосуды общим весом около 1000 тонн имеют очень сложную конструкцию – каждый такой сосуд снабжен 42 отводами, необходимыми для подготовки газа, поступающего с морской платформы «Лун-А», к дальнейшей транспортировке на юг острова. Сепараторы изготовлены из двухслойного плакированного листа. Внутренний диаметр изделий – 4,5 метра, длина – 25,4 метра, толщина стенки – 153 миллиметра. В настоящее время Ижорские заводы закончили изготовление оборудования: сепараторы для проекта «Сахалин-2» сданы заказчику. Впервые на производственном объекте компании «Сахалин Энерджи» будут работать сепараторы, изготовленные на российском заводе.



В мае 2018 года предприятие выиграло тендер на изготовление реакторного и колонного оборудования: реактора предварительной очистки, реактора гидроочистки дизельной фракции, реактора гидроочистки керосина и колонны горячего сепаратора высокого давления – общим весом около 1300 тонн для установки гидроочистки средних дистиллятов Комплекса нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов ПАО «Татнефть» в городе Нижнекамске. Разработчик базового проекта установки – Shell GSI B.V. И это далеко не первый случай партнерства: Ижорские заводы и компания Татнефть имеют уже десятилетний опыт успешного плодотворного сотрудничества.

Реагировать на вызовы рынка, осваивая выпуск новых видов высокотехнологичного оборудования – задача амбициозная и далеко не самая простая. Но предприятие с этой задачей успешно справляется и поэтому пользуется доверием крупнейших мировых нефтеперерабатывающих компаний. Сегодня Ижорские заводы – надежный партнер и один из ключевых национальных поставщиков нефтегазоперерабатывающего оборудования на российском рынке. ●

Keywords: *nuclear reactors, chemical engineering, oil refining equipment, mining equipment, Izhorskiye Zavody.*

РЕКЛАМА

MIOGE Moscow
ufi Approved Event
15-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
НЕФТЬ И ГАЗ
18–21 июня 2018
МОСКВА • КРОКУС ЭКСПО
Павильон 3 • залы 13 и 14
www.mioge.ru

ВЕДУЩАЯ ВЫСТАВКА
по результатам опроса профессионалов отрасли
Лучший бренд в группе Российские нефтегазовые выставки
MIOGE Moscow | ITE

RPGC Moscow
14-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС
в рамках выставки
18–19 июня 2018
МОСКВА • КРОКУС ЭКСПО
www.oilgascongress.ru

ФАКТЫ MIOGE 2017
607 компаний-участников Выставки и Конгресса
35 стран-участников Выставки и Конгресса
18 500 посетителей
25 873 кв.м выставочной площади
50 мероприятий Конгресса и Технической программы Выставки
235 докладчиков
1 000 делегатов

ITE
ITE МОСКВА
+7 (499) 750 0828
oil-gas@ite-expo.ru
www.mioge.ru
ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5011
og@ite-events.com
www.oilgas-events.com

Совет Федерации ФС РФ
Государственная Дума ФС РФ
МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
МИНПРОМТОРГ РОССИИ
Министерство природных ресурсов и экологии РФ
РСПП Российский союз промышленников и предпринимателей
Союз нефтегазопромышленников России

ОТ ОПЫТНОГО ОБРАЗЦА ДО СЕРИЙНОГО ПРОИЗВОДСТВА

Насосное оборудование ГК «Корвет»

РЕКЛАМА

НЕФТЕГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ СЕГОДНЯ ОСОБЕННО ОСТРО НУЖДАЕТСЯ В ЭФФЕКТИВНОМ ОБОРУДОВАНИИ ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ПЕРЕКАЧКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ. ИННОВАЦИИ В ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ И ПЕРЕРАБОТКИ СЫРЬЯ ПРЕДЪЯВЛЯЮТ НОВЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К НАСОСНЫМ АГРЕГАТАМ И СТАНЦИЯМ. КАКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ СЕГОДНЯ ПРЕДЛАГАЮТ ВЕДУЩИЕ КОМПАНИИ?

TODAY, THE OIL AND GAS INDUSTRY IS IN DESPERATE NEED OF THE EFFICIENT EQUIPMENT FOR THE TRANSPORTATION AND PUMPING OF OIL PRODUCTS. INNOVATIONS IN THE TECHNOLOGY OF EXTRACTION AND PROCESSING OF RAW MATERIALS RAISE NEW REQUIREMENTS FOR PUMPING UNITS AND STATIONS. WHAT EQUIPMENT DO LEADING COMPANIES OFFER TODAY?

Ключевые слова: *нефтегазовая промышленность, насосы, перекачка нефтепродуктов, транспортировка углеводородов, нефтепереработка.*

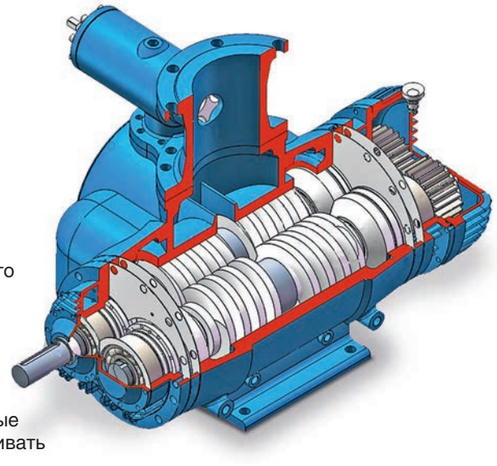
Васильев Андрей Александрович,
руководитель проекта, ГК «КОРВЕТ»

Передовые предприятия нефтегазовой отрасли используют образцы, в которых сочетаются последние научные достижения и высокая практичность.

Широкая сеть представительств в ключевых промышленных центрах России, высококвалифицированный персонал обеспечивают надежную обратную связь с заказчиком, накапливая опыт в реализации проектов «под ключ». Данное отношение к клиентам позволяет с полным правом считать ГК «Корвет» современным динамично развивающимся предприятием на рынке насосного оборудования.

Тесное сотрудничество непосредственно с конечными потребителями, знание условий работы производимого оборудования, сочетание опыта и новых технологий позволяют предлагать насосы, не уступающие зарубежным аналогам.

В арсенале предприятия широкий ассортимент насосов: оседиагональны двухвинтовые и мультифа многоступенчатые, встра центробежные, консольны



ГК «Корвет» – современное предприятие, чутко реагирующее на потребности рынка в новых технологиях

Принцип работы ГК «Корвет» – проектирование и разработка проектов по техническому заданию заказчика должны реализовываться в опытных производственных образцах и доводиться до запуска в серийное изготовление насосного оборудования.

центробежные, двухстороннего входа, питательные, сетевые, шестеренчатые.

Одним из перспективных направлений ГК «Корвет» является производство двухвинтовых насосов, которые позволяют не только перекачивать сверхвязкую нефть при рабочей температуре до 120°С но и экономить электроэнергию. Преимущества использования двухвинтовых насосов по достоинству оценили в компании «Татнефть» в рамках реализации программы поэтапного внедрения в производство этих агрегатов. Программа разработана по инициативе начальника НГДУ «Ямашнефть» Смыкова В.В. и поддержанная генеральным директором компании Магановым Н.У. Цель программы – снижение затрат на транспортировку и подготовку нефти. Эксплуатация двухвинтовых насосных установок подтвердила экономическую эффективность и окупаемость проекта, удалось не только

НАСОСНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ДОБЫЧИ

НАСОСНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ

НАСОСНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

НАСОСНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ

Эксплуатация двухвинтовых насосных установок экономит затраты электроэнергию и лптимизирует затраты на содержание оборудования

реально сэкономить затраты на электроэнергию, но и оптимизировать затраты на содержание оборудования.

Двухвинтовые насосы серии 2ВВ применяются для перекачки различных видов жидкости: сырая нефть, сверхвязкая нефть, мазут, смазочные материалы с вязкостью от 40 сСт до 3000 сСт, смеси воды с незначительными включениями механических примесей, а также жидкостей с содержанием газа – мультифазные жидкости.

Винтовые насосы по принципу действия относятся к типу объемных, и подача жидкости в них производится вращающимися винтами, находящимися в зацеплении. Перекачиваемая жидкость движется в корпусе насоса поступательно и при равномерном вращении винтов обеспечивается непрерывная подача ее без завихрений и пенообразования.

Винтовые насосы отличаются надежностью действия, самовсасывающей способностью, бесшумностью в работе и высоким КПД. Допустимое давление подаваемой жидкости определяется конструкцией винтовых пар и мощностью приводного двигателя.

Каждый двухвинтовой насос производства КОРВЕТ подбирается индивидуально. Основными критериями подбора является вязкость жидкости, концентрация и размеры механических примесей, режим работы насоса, а также необходимые заказчику производительность и давление на выходе насоса.

Использование передовых конструкторских решений в разработке нового оборудования ГК «Корвет» помогает создать отечественные насосы, способные заменить лучшие зарубежные аналоги по программе импортозамещения, а по соотношению «цена – качество» имеют преимущества перед зарубежными аналогами.

Keywords: *oil and gas industry, pumps, pumping of oil products, transportation of hydrocarbons, oil refining.*

ГК «Корвет»
456510, Челябинская область, Сосновский район, д. Казанцево, ул. Производственная, 9
тел: +7 (351) 225-10-55

КОМПЛЕКС ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ «АРТ-ОСНАСТКА»

для обеспечения оптимальных условий спуска обсадных колонн

СПУСК ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ В СКВАЖИНУ И ЕЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ЯВЛЯЮТСЯ НАИ¬БОЛЕЕ ОТВЕТСТВЕННЫМИ ОПЕРАЦИЯМИ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИМИ В КОНЕЧНОМ СЧЕТЕ КАЧЕСТВО ПРОБУРЕННОЙ СКВАЖИНЫ И ИХ ДОЛГОВЕЧНОСТЬ. В ПРОЦЕССЕ СПУСКА И ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН ЗАЧАСТУЮ ВОЗНИКАЕТ РЯД ОСЛОЖНЕНИЙ, СВОЕВРЕМЕННОЕ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ КОТОРЫХ ПОЗВОЛЯЕТ НЕ ДОПУСТИТЬ РИСК ВОЗНИКНОВЕНИЯ СЕРЬЕЗНОЙ АВАРИЙНОЙ СИТУАЦИИ, НАПРИМЕР, ТАКОЙ КАК НЕДОХОЖДЕНИЕ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ ДО ПРОЕКТНОЙ ГЛУБИНЫ. ОСОБУЮ АКТУАЛЬНОСТЬ ДАННЫЙ ВОПРОС ПРИОБРЕТАЕТ ПРИ КРЕПЛЕНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН СО СЛОЖНЫМ ПРОФИЛЕМ, ГДЕ ПОСАДКИ, ЗАТЯЖКИ, ПРИХВАТЫ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ В БОЛЬШИНСТВЕ СЛУЧАЕВ ЯВЛЯЮТСЯ НОРМОЙ

CASING RUNNING AND CEMENTING ARE THE MOST IMPORTANT OPERATIONS, ULTIMATELY DETERMINING THE QUALITY OF THE DRILLED WELL AND ITS DURABILITY. DURING THE CASING RUNNING AND CEMENTING OF CASING STRINGS, A NUMBER OF COMPLICATIONS OFTEN ARISE, THE TIMELY PREVENTION OF WHICH ALLOWS PREVENTING THE OCCURRENCE OF A SERIOUS EMERGENCY, FOR EXAMPLE, FAILURE TO REACH THE PLANNED DEPTH BY THE CASING STRING. THIS ISSUE BECOMES ESPECIALLY TOPICAL WHEN FASTENING HORIZONTAL WELLS WITH A COMPLEX PROFILE, WHERE LANDING, TIGHTENING, STICKING OF CASING STRING ARE IN MOST CASES THE NORM

Ключевые слова: *обсадная колонна, цементирование, крепление горизонтальных скважин, башмак, центратор.*

РЕКЛАМА

Асфандияров Ильнар Расимович,
Генеральный директор

Для решения задач по обеспечению оптимальных условий спуска обсадных колонн и достижения заданной глубины специалистами АО «АРТ-Оснастка» разработан следующий комплекс технических средств:

1. Башмак прорабатывающий механический разбуриваемый MOLE™ тип 1500

Данный башмак предназначен для оборудования низа обсадной колонны с целью её направления и возможности спуска с проработкой в наклонно-направленные и горизонтальные скважины с осложненными геолого-техническими условиями строительства скважины. Башмак обеспечивает улучшение условий спуска колонны труб в скважину и гарантированное достижение заданной проектной глубины. Отличительной особенностью башмака прорабатывающего MOLE™ тип 1500 является наличие специального механизма возвратно-поступательного действия (механический силовой привод), который предусмотрен в конструкции башмака. Данный механизм позволяет вращать башмак при приложении нагрузки на направляющую насадку, обособленно от обсадной колонны и без необходимости применения циркуляции. Башмак оснащен эксцентричной направляющей насадкой, изготовленной из разбуриваемого сплава цветного металла. Направляющая насадка имеет эксцентричную форму и армирована твердосплавным вооружением, выполненным в виде боковых спиральных лопастей. В направляющей насадке башмака имеется одно центральное циркуляционное отверстие и пять отверстий по окружности насадки. Таким образом, при столкновении с препятствием, башмак делает два полных оборота вокруг своей оси, тем самым обеспечивая проработку ствола скважины с разрушением породы и дальнейшим выносом на устье скважины. При отрыве колонны назад или его остановке, встроенный пружинный механизм перезаряжает башмак и возвращает его в рабочее положение. При этом башмак повторно делает два оборота вокруг своей оси. Механизм возвратно-поступательного действия защищен специальным кожухом, обеспечивающим защиту от повреждения в процессе спуска обсадной колонны. При необходимости башмак может быть оснащен одним или двумя обратными клапанами Real Seal II™ плунжерно-поплавкового типа (модификации 1501, 1502). Все внутренние детали башмака выполнены из разбуриваемых материалов и могут разбуриваться долотами любого типа, в том числе PDC.

2. Центратор полимерный спиральнолопастной HIGH SLICK™ с низким коэффициентом трения тип 560

Данный центратор предназначен для центрирования обсадных колонн и хвостовиков при спуске в вертикальные, наклонно-направленные и горизонтальные скважины, с целью обеспечения оптимальных условий спуска колонны труб в скважину и формирования сплошного цементного кольца в процессе цементирования. Спиральнолопастная конфигурация центратора обеспечивает турбулизацию восходящего потока жидкости в затрубном пространстве, улучшая вытеснение бурового раствора тампонажным. Центратор изготавливается способом литья под давлением из самосмазывающегося композитного полимерного материала, обладающего ультранизким коэффициентом трения, высокой прочностью на сжатие и износостойкостью. Используемый полимерный материал, специально разработанный дизайн центратора, правильно подобранное количество лопастей и их форма, обеспечивают прекрасное скольжение на теле трубы и в стволе скважины, а так же сокращение потерь на трение и крутящий момент при спуске колонны труб. Конструкция центратора позволяет применение в скважинах с любой кривизной ствола, в том числе с горизонтальным окончанием, а так же при спуске и цементировании обсадных колонн и хвостовиков с вращением.

Центратор полимерный спиральнолопастной HIGH SLICK™ с низким коэффициентом трения тип 560

В процессе разработки данных технических средств было проведено большое количество технических расчетов и стендовых испытаний. Центраторы полимерные HIGH SLICK™ тип 560 прошли полномасштабные скважинные испытания и на протяжении нескольких лет успешно применяются при цементировании обсадных колонн нашими Заказчиками.

Полученные результаты испытаний показали, что при комплексном применении, данные технические средства способствуют облегчению спуска обсадных колонн в скважину и гарантированному достижению проектной глубины. Башмак прорабатывающий MOLE™ тип 1500 обеспечивает проработку ствола скважины путем разрушения возникающих на пути спуска обсадной колонны препятствий, в виде сужений и уступов. Низкофрикционные полимерные центраторы HIGH SLICK™ тип 560 выполняют свою роль, обеспечивая свободный спуск колонны труб в скважину, без потерь на трение, и надежную центрацию.

Предлагаем опробовать представленные технологии и технические средства при решении задач по обеспечению оптимальных условий спуска обсадных колонн на Ваших объектах.

В заключении хочется отметить, на протяжении более четырнадцати лет АО «АРТ-Оснастка» непрерывно работает над совершенствованием выпускаемой продукции и разработкой новых технических средств. Нашим технологиям доверяют крупнейшие нефтегазодобывающие и нефтесервисные предприятия России и стран СНГ, уверенно применяя продукцию «АРТ-Оснастка», в том числе при строительстве скважин на месторождениях со сложнейшими геолого-техническими условиями бурения.

Мы всегда будем рады видеть Вас в числе наших клиентов!.

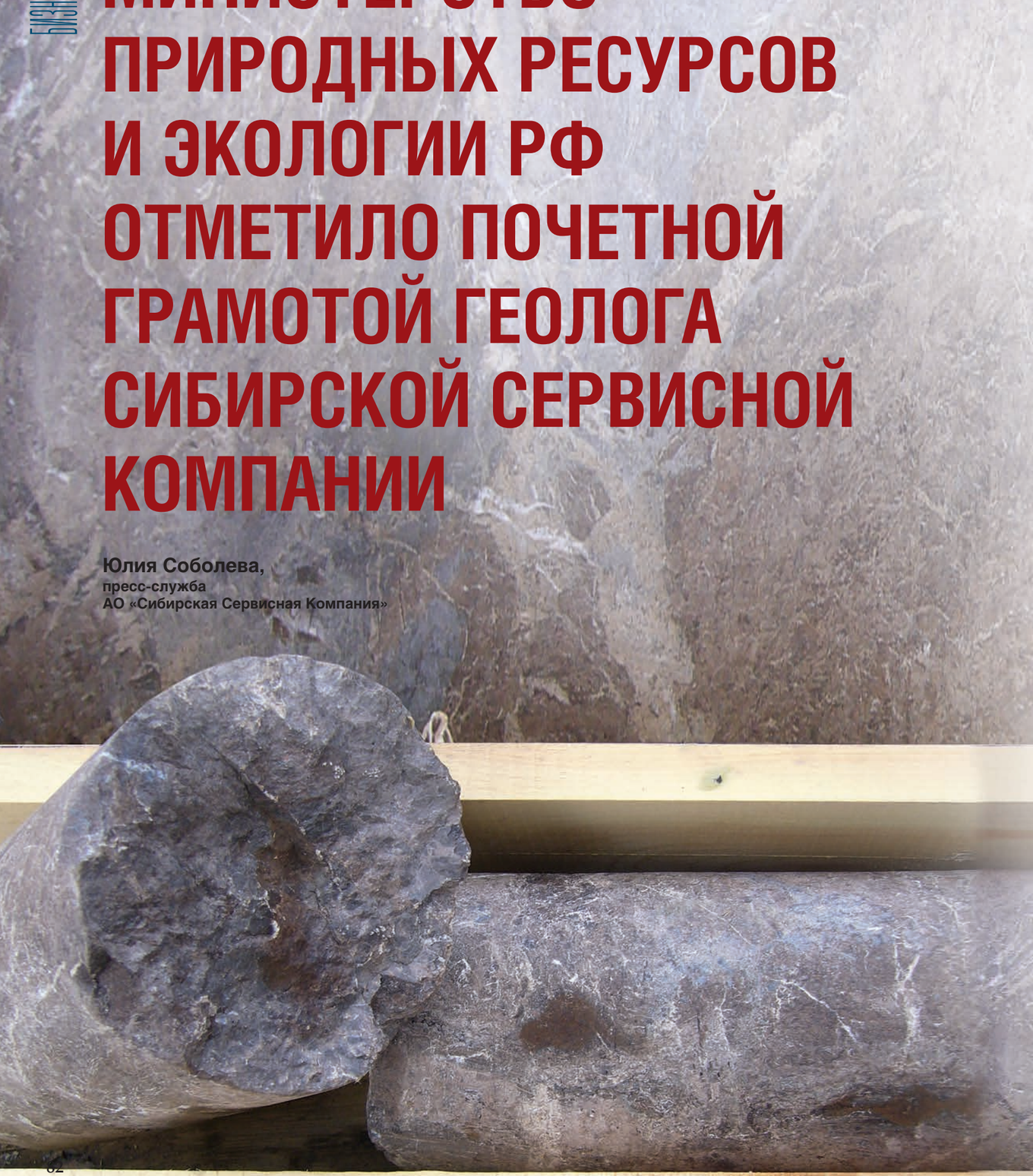
Keywords: *casing, cementing, horizontal well fixing, Shoe, centralizer.*

АРТ ОСНАСТКА
крепление скважин • технологии • технологическая оснастка

450095, РФ, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Крайняя, д. 2
Телефон/факс: +7 (347) 246-83-83
e-mail: mail@art-osnastka.ru
www.art-osnastka.ru

МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ РФ ОТМЕТИЛО ПОЧЕТНОЙ ГРАМОТОЙ ГЕОЛОГА СИБИРСКОЙ СЕРВИСНОЙ КОМПАНИИ

Юлия Соболева,
пресс-служба
АО «Сибирская Сервисная Компания»



РЕКЛАМА

СПЕЦИАЛИСТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СЛУЖБЫ СИБИРСКОЙ СЕРВИСНОЙ КОМПАНИИ, В ОЧЕРЕДНОЙ РАЗ УДОСТОЕНЫ ГОСУДАРСТВЕННОЙ НАГРАДЫ

SPECIALISTS OF THE GEOLOGICAL SURVEY OF THE SIBERIAN SERVICE COMPANY, ONCE AGAIN AWARDED THE STATE AWARD

Ключевые слова: *Сибирская Сервисная Компания, геологоразведка, месторождения Томской области, Министерство природных ресурсов и экологии РФ, Ямало-Ненецкий автономный округ.*

Андрей Николаевич Карапузов более 24 лет работает в геологоразведке на предприятиях нефтегазовой отрасли. Диплом «Геология нефти и газа» он получил в МГУ. В 1992 году он был геологом в Колпашевской НГРЭ, а уже через шесть лет занимал должность главного геолога Западной НГРЭ. Сейчас он трудится ведущим геологом в Томском филиале ССК.

Геолог по призванию: «Я просто работаю»

При участии Андрея Николаевича Карапузова были открыты новые залежи и получены промышленные притоки нефти на Двуреченском, Западно-Моисеевском, Лесмуровском, Урманском, Арчинском, Кулгинском и других месторождениях.

Под его руководством производились работы по бурению глубоких параметрических скважин Вездеходная-4, Восток-1, Восток-3, в результате которых получена ценная геологическая информация.

Внесен весомый вклад в геологоразведку ЯНАО. В ходе строительства скважины № 303 Северо-Русского лицензионного участка в Ямало-Ненецком автономном округе выявлено несколько новых залежей нефти, а в результате испытания юрских отложений скважины № 305 Северо-Русского лицензионного участка получен промышленный приток газоконденсата.

В Поволжском регионе при бурении Уранских поисково-оценочных скважин № 3 и № 8-ЗС и **в Архангельской области** (скв. № 1 Западно-Сюрхаратинская) геологическая информация позволила уточнить строение Уранского месторождения и открыть Западно-Сюрхаратинское месторождение, соответственно.

При бурении скважины № 30 месторождения имени Романа Требса **в Архангельской области** были выбраны к испытанию объекты, на которых в дальнейшем получены притоки нефти.

ФАКТЫ

До 1600

м³/сут нефти давали скважины при механической добыче после проведения ГРП

Андрей Николаевич Карапузов:

«Мои родители геофизики. Я родился в Колпашево, городе, который тесно связан с геолого-разведочной отраслью. Конечно, выбор мною профессии был логичен и не случаен. Честно скажу, эта награда неожиданна для меня. Я не совершаю никаких подвигов. Я просто работаю». ●

Keywords: *Siberian Service Company, geological exploration, field of Tomsk region, Ministry of natural resources and ecology of the Russian Federation, Yamalo-Nenets Autonomous district.*

СПРАВКА:

АО «Сибирская Сервисная Компания» – одно из наиболее значимых негосударственных российских предприятий. Основано 1 февраля 2000 года. Обеспечивает полный сервис по бурению и ремонту скважин для предприятий нефтегазодобывающего комплекса. Сегодня – это более 4,5 тысячи рабочих мест. География деятельности: ХМАО, ЯНАО, Томская область, Красноярский край, Поволжский регион, Республика Коми, Иркутская область, Якутия.

Производственные достижения: на долю АО «ССК» приходится около семи процентов общего ежегодного объёма бурения в Российской Федерации (более 1,6 млн метров проходки) и 8 процентов от всего объема разведочного бурения в стране. Количество выполняемых текущих и капитальных ремонтов скважин в год – порядка 3 200 (стабильный ежегодный прирост данных показателей составляет 5–7 %).

«СОКОЛ» – БУДУЩЕЕ ДЕРЕВЯННОГО ДОМОСТРОЕНИЯ

Дмитрий Руденко,
вице-президент
«Сегежа-Групп»

В ЗАГОРОДНОМ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ОДНИМ ИЗ НАИБОЛЕЕ КАЧЕСТВЕННЫХ МАТЕРИАЛОВ СЧИТАЕТСЯ КЛЕЕНЫЙ ДЕРЕВЯННЫЙ БРУС. ДОМА ИЗ НЕГО ПОЛЬЗУЮТСЯ ОГРОМНОЙ ПОПУЛЯРНОСТЬЮ, ПОСКОЛЬКУ ОТЛИЧАЮТСЯ ДОЛГОВЕЧНОСТЬЮ, ПРОЧНОСТЬЮ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬЮ И, ЧТО НЕМАЛОВАЖНО, ЭСТЕТИЧНОСТЬЮ. СОКОЛЬСКИЙ КОМБИНАТ (ТМ «СОКОЛ») – САМОЕ КРУПНОЕ И СОВРЕМЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ ОТРАСЛИ, ЧЬЯ ПРОДУКЦИЯ ВЫДЕЛЯЕТСЯ ПРОЧНОСТЬЮ СЕВЕРНОЙ ДРЕВЕСИНЫ И ВЫСОКИМ КАЧЕСТВОМ. ЧЕМ ОБУСЛОВЛЕН УСПЕХ НА РОССИЙСКОМ РЫНКЕ И ЗА РУБЕЖОМ?

ONE OF THE MOST HIGH-QUALITY MATERIALS IN THE COUNTRYSIDE CONSTRUCTION IS THE GLUED TIMBER BEAMS. HOUSES MADE OF THIS MATERIAL ARE VERY POPULAR, BECAUSE THEY ARE DURABLE, ENVIRONMENTALLY FRIENDLY, AND, IMPORTANTLY, AESTHETIC. SOKOLSKY COMBINE (TM "SOKOL") IS THE LARGEST AND MODERN ENTERPRISE OF THE INDUSTRY; ITS PRODUCTS ARE FAMOUS FOR THE STRENGTH OF NORTHERN WOOD AND HIGH QUALITY. WHAT IS THE REASON FOR SUCCESS IN THE RUSSIAN MARKET AND ABROAD?

Ключевые слова: *«Сокол», Сокольский деревообрабатывающий комбинат, НЛК «Домостроение», клееный брус, дома из клееного бруса, клееный профилированный брус.*

РЕКЛАМА

«Сокол», или Сокольский деревообрабатывающий комбинат (до 2018 г. торговая марка носила название НЛК «Домостроение») – один из ведущих производителей домов из клееного бруса в России. Он входит в ГК «Сегежа Групп», ведущий лесопромышленный холдинг России. На 23 га в городе Сокол Вологодской области расположена вся технологическая цепочка – от лесной биржи и лесопильного производства до цехов сушки и переработки пиломатериалов, производства клееных деревянных конструкций, наконец, брусового домостроения.

Основанный в 1942 г., завод – старейшина деревянного домостроения России. За свою более чем полувековую историю он расширил продуктовую линейку от зданий командных пунктов и сборно-щитовых построек до производства продуктов глубокой обработки древесины – клееных деревянных конструкций.

Использование северной древесины хвойных пород с собственных лесозаготовок в Карелии, Архангельской и Вологодской областях гарантирует высокое качество материалов. Речь идет о древесине плотной, прочной и малогигроскопичной, что высоко ценится в деревянном домостроении.

Первый цех домостроения был открыт на заводе еще в 1960 г. Тогда в конструкторском отделе завода была разработана унифицированная система деталей домов, позволявшая варьировать объемно-планировочные решения зданий. 1970-е – новый этап: передвижные дома и мобильные жилые комплексы, выпускаемые на «Соколе», отличались быстротой возведения, минимальными трудозатратами, надежностью в эксплуатации. Знаменитые дома-бочки выдержали испытания при температуре воздуха 65 °С и скорости ветра 60 м/с. Такие дома использовались при освоении севера в разработке газовых и нефтяных месторождений.

Превосходная производственная база и мощный конструкторский отдел позволили «Соколу» в конце 1980-х первым в России освоить изготовление клееного бруса для стен домов. В 1990-е настал черед клееного профилированного бруса – эта технология осваивалась параллельно с ведущими скандинавскими фирмами.

Сегодня основной вид продукции «Сокола» – это деревянные клееные конструкции и сами дома из клееного бруса, фахверковые и каркасно-панельные дома, пиломатериалы и строганные изделия для деревянного домостроения.

Почему дома из клееного бруса пользуются такой популярностью?

На этот вопрос довольно просто ответить, так как преимуществ у этого материала множество. Во первых, процесс строительства домов из клееного бруса отличается оперативностью, детали стен изготовлены по специально разработанной заводской технологии и имеют уникальный профиль, благодаря которому идеально укладываются друг на друга, образуя надежную конструкцию. Строение при этом практически не даёт усадки, что значительно ускоряет процесс строительства и позволяет уже в кратчайшие сроки начать эксплуатацию дома.

«Сокол», который выпускает весь набор элементов, необходимых для возведения дома: стеновых конструкций, столбов, балок, обеспечивает не только российский, но и зарубежный рынок. Сертифицированная в соответствии с европейскими стандартами продукция завода поставляется в Италию, Францию, Германию, Финляндию, Австрию, Грецию. Предприятие хорошо известно и в Японии – мировом лидере деревянного домостроения.

Изначально нацеленный на инновации, «Сокол» участвует в реализации амбициозных и экспериментальных проектов, среди которых – дом Деда Мороза в Великом Устюге и «Активный дом» в Подмосковье. Компания сотрудничает с ведущими архитекторами, которые работают с деревом. Дома, произведенные с применением древоматериалов завода, не раз становились лауреатами престижной премии АРХИWOOD.

Сегодня открываются новые перспективы, связанные с освоением последних по времени инновационных технологий. И именно «Сокол» выступил в роли генератора идеи по разработке двух современных комфортных деревянных кварталов для Москвы и Солнечногорска. Следующим логическим шагом станет расширение производственной базы, в том числе строительство в Вологодской области нового завода по производству CLT-панелей, из которых в мире давно строят многоэтажные дома. Об этом на последнем съезде Ассоциации деревянного домостроения объявил вице-президент «Сегежа-Групп» Дмитрий Руденко. ●

Keywords: *translation, translation, translation, translation, translation, translation, translation, translation, translation, translation.*

СОКОЛ
Сокольский деревообрабатывающий комбинат

+7 (495) 545 3636
sokoldok.ru

О3 – ЗАЩИТИМ БУДУЩЕЕ ВМЕСТЕ

О3 ЗАЩИТИМ БУДУЩЕЕ ВМЕСТЕ

Проектирование огнезащиты опасных производственных объектов нефтегазового сектора в условиях углеводородного горения

РЕКЛАМА

ПАССИВНАЯ ОГНЕЗАЩИТА СТРОИТЕЛЬНЫХ КОНСТРУКЦИЙ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ ЯВЛЯЕТСЯ ОДНИМ ИЗ БАЗИСОВ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ И НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ. КАКИЕ ЭФФЕКТИВНЫЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ПРОМЫШЛЕННЫХ ОБЪЕКТОВ ОТ КОРРОЗИИ, ОГНЯ И ТЕПЛОПОТЕРЬ ПРЕДЛАГАЮТ СОВРЕМЕННЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ?

PASSIVE FIRE PROTECTION OF BUILDING STRUCTURES IS ONE OF THE BASES OF INDUSTRIAL SAFETY AT THE FACILITIES OF OIL AND GAS PRODUCTION AND REFINERY. PERFORMANCE OF FIRE PROTECTION WORKS IS PRECEDED BY THE DEVELOPMENT OF DESIGN AND (OR) WORKING DOCUMENTATION

Ключевые слова: *антикоррозионные материалы, огнезащитные материалы, проектирование огнезащиты объектов, нефтегазодобыча, огневые испытания.*

Нагай Константин Валентинович,
руководитель отдела проектирования
АО «О3-Инжиниринг»

Проектирование огнезащиты объектов включает этапы: сбор исходных данных и предпроектное исследование; интеграция международных и российских стандартов, задействованных при проектировании; анализ и классификация объектов в зависимости от пожарной опасности, требований по огнестойкости конструкций и типа возможного пожара; подбор вида огнезащитных материалов в зависимости от условий эксплуатации; проверка технических решений по применению огнезащитных материалов в соответствии с требованиями по пожарной опасности, пределами огнестойкости, типами возможного пожара.

Основные требования к огнезащите объектов нефтегазового сектора, действующие на территории РФ, представлены в ФЗ № 123-ФЗ, СП 2.13130.2012, СП 4.13130.2013. В мировой практике при проектировании подобных объектов, на которых наиболее вероятным сценарием пожара является углеводородный, применяются международные стандарты: UL 1709, Lloyd Register, Det Norske Veritas и пр.

Для объектов, для которых отсутствуют нормативные требования, разрабатываются специальные технические условия – СТУ, с учетом требований которых в дальнейшем производится разработка всей проектной документации.

Структурные участки нефтегазовых объектов, которые непосредственно взаимодействуют с углеводородами, подвержены риску развития пожара по углеводородному сценарию горения; тогда как в административно-бытовых и инфраструктурных зданиях данных объектов существует риск возникновения так называемого целлюлозного пожара.

Температура углеводородного пожара, топливом в котором выступает нефть, нефтепродукты и природный газ, в течение уже первых 5–10 минут достигает 1100 °С, что существенно влияет на сохранение прочностных характеристик стальных конструкций.

Отметим, что до 2015 года в российской нормативной базе был выделен только один температурный режим горения – стандартный (целлюлозный).

Топливом при таком режиме горения выступает древесина, ткани и прочие отделочные материалы. Температура при целлюлозном горении достигает 550–800 °С в течение первых 5–10 минут с последующим ростом до 950–1100 °С.

С 1 июня 2015 года на территории Российской Федерации вступил в действие ГОСТ Р ЕН 1363-2-2014 «Конструкции строительные. Испытания на огнестойкость. Часть 2. Альтернативные и дополнительные методы». Стандарт является переводом европейского стандарта EN 1363-2:1999 «Fire resistance tests – Part 2: Alternative and additional procedures». Этот стандарт стал первым официальным стандартом, выделяющим углеводородный пожар в отдельный режим горения.

При разработке проектной документации для опасных производственных объектов нефтегазового сектора необходимо провести анализ надежности конструкций при применении огнезащитных материалов, рассчитанных на углеводородное горение и целлюлозное горение, а

Компания О3 является эксклюзивным партнером SHERWIN-WILLIAMS Protective & Marine Coatings в России, специализируясь в области огнезащиты опасных производственных объектов в условиях углеводородного горения материалами FIRETEX серии M90

также анализ рисков при замене материалов, сертифицированных на применение в условиях углеводородного пожара согласно UL 1709 или ГОСТ Р ЕН 1363-2-2014, на материалы, сертифицированные по ГОСТ 53295 (условия целлюлозного пожара).

Огневые испытания при режиме стандартного пожара не учитывают скорость увеличения температуры и в принципе более высокую температуру, в связи с чем применение огнезащитных покрытий, сертифицированных по результатам испытаний в условиях целлюлозного пожара (по ГОСТ Р 53295-2009), не гарантирует обеспечение требуемых пределов огнестойкости конструкций при пожаре углеводородов.

Для учета опасных факторов углеводородного пожара при выборе огнезащитных покрытий стальных конструкций объекта, находящихся в зоне возможного углеводородного пожара, необходимо пользоваться результатами испытаний при температурном режиме углеводородного пожара по ГОСТ Р ЕН 1363-2-2014 или UL 1709.

Для защиты металлоконструкций в условиях пожара, в ходе которого реализуется углеводородный режим горения, как правило, применяются огнезащитные материалы на основе эпоксидных связующих. В условиях быстрого подъема температуры до 1 100 °С, матрицы, состоящие из полимеров-термопластов (акрилаты, стиролакрилаты и т.п.), подвержены быстрому плавлению, которое приводит к стеканию материала с поверхности конструкции, и только трёхмерные сшитые полимеры – прежде всего эпоксиды – обеспечивают удержание массы антипиренов и газообразователей на время, достаточное для эффективного формирование пенококса. Образующийся высокопрочный пенококс способен обеспечить защиту металла не только в условиях обычного углеводородного пожара, но и при воздействии реактивной струи пламени.

Эпоксидные материалы для защиты от углеводородного горения FIRETEX серии M90 (производятся крупнейшим мировым производителем покрытий SHERWIN-WILLIAMS) успешно зарекомендовали себя на объектах нефтегазодобычи, нефтепереработки и морских проектах по всему миру и в России.

Компания О3 является эксклюзивным партнером SHERWIN-WILLIAMS Protective & Marine Coatings в России, специализируясь в области

серии М90. Основной объем работ по огнезащите был проведен на заводе по производству металлоконструкций в Нижнекамске и Калининграде специалистами Компании О3. Непосредственно на строительной площадке был осуществлен лишь ремонт монтажных соединений, что позволило сократить затраты на проведение работ по защите металла.

FIRETEX серии М90 был также выбран для защиты от углеводородного горения металлоконструкций блок-кондуктора для месторождения им. Ю. Корчагина (обустройство второй очереди проекта), ПАО «ЛУКОЙЛ». Специалисты нашей компании осуществили технический сервис по огнезащите данного объекта: разработку проекта огнезащиты, поставку материалов, нанесение огнезащиты и инспекционный контроль за выполнением работ.

Следуя миссии Компании О3 – ЗАЩИТИМ БУДУЩЕЕ ВМЕСТЕ, мы предлагаем эффективные антикоррозионные и огнезащитные материалы, защищаем от коррозии, огня и теплопотерь промышленные и инфраструктурные объекты, способствуя сохранению невозобновимых природных ресурсов и экосферы Земли. ●

*Наши специалисты готовы разработать проект по огнезащите и теплоизоляции для ваших объектов, просто напишите нам – **hello@o3-e**.ru или позвоните по телефону **8-800-500-56-35**. С примерами реализованных проектов вы можете ознакомиться на сайте **www.o3-e.ru***

KEYWORDS: *anticorrosion materials, fire-resistant materials, design of fire protection of objects, oil and gas production, fire tests.*

огнезащиты опасных производственных объектов в условиях углеводородного горения материалами FIRETEX серии М90.

О3 также является производителем защитных покрытий для металла и осуществляет комплексный технический сервис по выполнению работ по антикоррозионной, огнезащите и теплоизоляции объектов нефтегазового сектора, энергетики и инфраструктуры: от проектирования огнезащиты до инспекционного контроля и сдачи выполненных работ независимому технадзору.

В настоящее время Компания О3 реализует ряд проектов с применением материалов FIRETEX серии М90: объекты ОАО «Ямал СПГ», блок-кондуктор для месторождения им. Ю. Корчагина, ПАО «ЛУКОЙЛ».

FIRETEX серии М90 – эпоксидное толстослойное покрытие, используется для повышения собственного предела огнестойкости металлоконструкций до 240 минут в условиях углеводородного пожара, в том числе с реактивной струей пламени. Материал обладает высокой химстойкостью, характеризуется широким температурным диапазоном эксплуатации (-60 °С…+75 °С), что позволяет его применять в условиях открытой промышленной атмосферы холодного климата.

FIRETEX серии М90 сертифицирован UL 1709, Lloyd's Register, Det Norske Veritas, American Bureau of Shipping, а также соответствует требованиям российской нормативной документации.

Проект «Ямал СПГ» включает в себя строительство завода по производству сжиженного природного газа (СПГ) и сопутствующей инфраструктуры на базе Южно-Тамбейского месторождения на полуострове Ямал, которое является крупнейшим газоконденсатным месторождением в России. Запасы природного газа составляют 1,3 трлн кубометров, проект реализуется компанией «Новатэк» совместно с французской нефтегазовой компанией Total.

Ключевые объекты завода – здания укрытия компрессоров технологических линий № 1, 2, 3, а также внешние модули резервуаров хранения СПГ защищены от углеводородного горения материалами FIRETEX

Компания О3 реализует ряд проектов с применением материалов FIRETEX серии М90: объекты ОАО «Ямал СПГ», блок-кондуктор для месторождения им. Ю. Корчагина, ПАО «ЛУКОЙЛ»

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ · МИНПРОМТОРГ РОССИИ · РСПП · Российское Газовое Общество · СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ · ЭКСПОЦЕНТР МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНГРЕССЫ МОСКВА · Messe Düsseldorf

МЕХАНИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДОВ

на северных объектах Газпрома

В РАБОТЕ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ МНОЖЕСТВО ФАКТОРОВ ИМЕЮТ СУЩЕСТВЕННОЕ ВЛИЯНИЕ НА БЕЗОПАСНОСТЬ И СОБЛЮДЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ТРЕБОВАНИЙ. ЛЮБЫЕ ДЕЙСТВИЯ МОГУТ ПРИВЕСТИ К НЕПОПРАВИМЫМ ПОСЛЕДСТВИЯМ ДЛЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ПЕРСОНАЛА, А ТАКЖЕ К ЭКОНОМИЧЕСКИМ И ФИЗИЧЕСКИМ ПОТЕРЯМ, СВЯЗАННЫМ С НЕДОПОСТАВКОЙ ГАЗА, ПЕРЕКЛЮЧЕНИЯМИ И ВОССТАНОВЛЕНИЕМ РАБОТОСПОСОБНОСТИ. ОСОБЕННУЮ АКТУАЛЬНОСТЬ ЭТИ ВОПРОСЫ ПРИОБРЕТАЮТ, КОГДА РЕЧЬ ИДЕТ ОБ ИНФРАСТРУКТУРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЕВЕРНЫХ РЕГИОНОВ С ИХ ХРУПКОЙ ПРИРОДОЙ, КОГДА ОБЕСПЕЧИТЬ ДОЛЖНУЮ ЗАЩИТУ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ ГАЗА И ЕГО ТРАНСПОРТИРОВКИ ПОД СИЛУ ТОЛЬКО КОМПАНИЯМ С МНОГОЛЕТНИМ ОПЫТОМ, ОБЛАДАЮЩИМ НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ БАЗОЙ И СОВРЕМЕННЫМ ОБОРУДОВАНИЕМ, ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ КАЧЕСТВЕННЫХ МАТЕРИАЛОВ И КОНСТРУКЦИЙ

IN THE OPERATION OF THE GAS TRANSPORTATION SYSTEM, MANY FACTORS HAVE A SIGNIFICANT IMPACT ON SAFETY AND COMPLIANCE WITH MODERN ENVIRONMENTAL REQUIREMENTS. ANY ACTION CAN LEAD TO IRREPARABLE CONSEQUENCES FOR THE ENVIRONMENT AND PERSONNEL, AS WELL AS TO ECONOMIC AND PHYSICAL LOSSES ASSOCIATED WITH THE GAS SHORTAGE, SWITCHING AND OPERATION RESTORATION. THESE ISSUES BECOME ESPECIALLY TOPICAL WHEN IT COMES TO THE INFRASTRUCTURE OF THE FIELDS IN THE NORTHERN REGIONS WITH THEIR FRAGILE NATURE, WHEN ONLY COMPANIES WITH LONG-TERM EXPERIENCE WHICH HAVE A SCIENTIFIC AND PRODUCTION BASE AND MODERN EQUIPMENT CAN PROVIDE ADEQUATE PROTECTION FOR GAS PRODUCTION AND ITS TRANSPORTATION BY APPLYING HIGH-QUALITY MATERIALS AND CONSTRUCTIONS

Ключевые слова: *механическая защита трубопроводов, северные месторождения, Газпром СтройТЭК Салават, строительство и эксплуатация газопроводов.*

РЕКЛАМА

Павел Викторович Погребняков,
генеральный директор АО «Газпром СтройТЭК Салават»

– Газпром СтройТЭК Салават – одна из крупнейших компаний отрасли, в числе заказчиков которой ведущие предприятия топливно-энергетического комплекса. Расскажите, как давно ваша компания работает на рынке и каких результатов достигла за это время?

– Наша компания работает на рынке комплексных поставок специализированной продукции на объекты строительства, ремонта и реконструкции газопроводов с 2009 года. За это время было налажено сотрудничество с крупнейшими заводами-изготовителями России, запущены собственные производственные мощности, сертифицирована система менеджмента качества на соответствие требованиям ISO 9001:2008, ГОСТ ISO 9001-2011, СТО Газпром 9001-2012; организована работа собственных производственных лабораторий, укомплектованных современным аттестованным испытательным оборудованием.

Необходимо отметить, что в настоящее время нами осуществляется весь спектр работ от проектирования, производства, поставок, сопровождения применения и сертификации продукции до обеспечения цифровой защиты от контрафактной, фальсифицированной и несоответствующей продукции.

– Оказывает ли ваша компания еще и услуги по аудиту?

– Да, мы проводим работы по техническому аудиту производства заводов-изготовителей и контроля качества продукции, технический и авторский надзор всего процесса производства продукции, подлежащей вовлечению в производство работ на всех этапах до непосредственного применения.

Также Газпром СтройТЭК Салават является оператором системы «Цифровой контроль – Антиконтрафакт», позволяющей контролировать и предотвращать поставки и вовлечение в производство работ продукции, которая не соответствует установленным требованиям либо является контрафактной, в целях повышения надежности и долговечности объектов транспорта газа.

– Какие наиболее интересные проекты из уже реализованных Вы можете отметить?

– Компания приняла участие в реализации ряда крупных проектов для ведущих компаний топливно-энергетического комплекса.

Можно отметить строительство и пуск в эксплуатацию завода по производству обетонированных труб (ООО «Трубопроводные покрытия и технологии»). Это уникальный отечественный завод по производству наружного защитного и утяжеляющего бетонного покрытия для трубопроводов, применяемых в нефтегазовой, нефтехимической и жилищно-коммунальной отраслях.

Наружное защитное и утяжеляющее бетонное покрытие не имеет аналогов на территории Российской Федерации. Нанесение бетонного покрытия на стальные трубы позволяет значительно повысить надежность строящихся трубопроводов, в первую очередь в сложных природно-климатических и грунтовых условиях.

Завод успешно функционирует и на сегодняшний день является участником крупнейшего в мире инвестиционного проекта по поставке углеводородов европейским государствам «Северный поток-2» в части поставки обетонированных труб. Также продукция завода поставлялась и на другие объекты нефтегазового комплекса, например, для строительства трубопроводов «Краснодарский край – Крым», «Сочи – Кудепста».

Кроме того, работает наша производственная площадка в инновационном центре «Сколково», специализирующаяся на научных и лабораторных исследованиях, разработке, производстве и поставке наносиликатов и полимерных композиций на их основе. Выпускаемая продукция аттестована ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и уже применяется для нанесения наружного заводского изоляционного покрытия на трубы большого диаметра, в том числе для строительства газопровода «Сила Сибири».

– Над какими еще проектами Вы работаете с компанией Газпром?

– В первую очередь, наши совместные проекты – это комплектация строительства стратегически важных национальных объектов, таких как: МГ Сила Сибири, Северо-Европейский газопровод (СЕГ, 2-я нитка), СМГ Ухта – Торжок и т.д.

Кроме того, мы осуществляем предпроектную работу, разрабатываем нормативную документацию, используя собственные производственные мощности, работаем над запросами Газпрома по разработке новых видов специализированной продукции, отвечающим самым современным требованиям и вызовам отрасли.

– Какую продукцию производит и поставляет Газпром СтройТЭК Салават?

– Компания является комплексным поставщиком и непосредственным производителем специализированной продукции.

Номенклатура нашей товарной продукции насчитывает в настоящее время около 50 тысяч наименований и включает средства балластировки и закрепления трубопроводов на трассе, изоляционные материалы, геосинтетические, полимерные материалы и продукты, опорно-укрепительные конструкции и прочее.

– За последние годы добыча нефти и газа все активнее перемещается в северные регионы. В условиях низких температур и вечномерзлых почв к трубопроводным покрытиям предъявляют повышенные требования. Какую инновационную продукцию предлагает компания Газпром СтройТЭК Салават для защиты трубопроводов?

– Учитывая опыт нашей работы и регионы, в которых были реализованы крупные проекты, в ассортименте компании наряду с традиционной номенклатурой представлена широкая линейка продукции для механической защиты трубопроводов как в период строительства, так и его эксплуатации.

Например, монослойное покрытие МЕТАЛЕН ПЭ-21 – для применения на линейной части газопровода.

Покрытие производится на основе наномодифицированного полимера, созданного с применением наноразмерного активного наполнителя, введенного в композицию на основе полиэтилена высокой плотности и комплекса модифицирующих добавок.

Композиция МЕТАЛЕН ПЭ-21 предназначена для изготовления внешнего антикоррозионного защитного покрытия стальных трубопроводов диаметром до 1420 мм и отвечает всем требованиям к полиэтиленовым композициям согласно СТО Газпром 2-2.3-130-2007 «Технические требования к наружным антикоррозионным полиэтиленовым покрытиям

труб заводского нанесения для строительства, реконструкции и капитального ремонта подземных и морских газопроводов...»

– Какими преимуществами обладает покрытие?

– К его достоинствам следует отнести упрощение технологии производства: исключение применения адгезива при нанесении наружной антикоррозионной защиты, высокую скорость нанесения покрытия, большую производительность. Также отсутствие дефектов покрытия, растрескиваний и отслоений на концевых участках труб и высокое сопротивление механическим воздействиям: длительном хранении и перевозке, при погрузочно-разгрузочных работах.

Посредством применения МЕТАЛЕН ПЭ-21 обеспечивается длительная сохранность антикоррозионной изоляции труб – до 36 месяцев (согласно СТО Газпром).

Кроме того, материал обладает расширенным температурным диапазоном хранения, так как МЕТАЛЕН ПЭ-21 очень морозостойкий и эластичный материал.

Еще одним немаловажным преимуществом является упрощение технологии изоляции сварного шва, сокращение технологических операций при наложении манжеты и долговечность сварного шва под термоусадочной муфтой.

Еще один из инновационных продуктов нашей компании – это укрывной материал (УКМ), представляющий собой конструкцию из полимерного листа, ламинированного с обоих сторон стеклотканью. Он предназначен для предохранения наружного антикоррозийного защитного покрытия трубопровода диаметром до 1420 мм включительно в сложных условиях прокладки, в том числе при наличии крупных фракций скального грунта, при монтаже и в течение всего периода эксплуатации.

Одним из инновационных продуктов в нашей линейке является система футеровки «БАЛИТ», предназначенная для защиты покрытия трубопроводов диаметром до 1420 мм включительно от механических повреждений при использовании сооружении подводных переходов газопроводов. Футеровочная система «БАЛИТ» изготавливается из полимерного листа, ламинированного с обеих сторон стеклотканью, и листа вспененного полиэтилена, используемого в качестве подложки, закрепляемых на трубопровод.

– В целом в чем заключаются преимущества этих технологий?

– Прежде всего, за счет новых компонентов данные продукты дешевле существующих решений. Кроме того, продукцию отличает малая масса по сравнению с существующими решениями и, как следствие, отсутствие необходимости применения для монтажа грузоподъемных механизмов, а также повышенная стойкость к механическим повреждениям различного характера, неизменность характеристик при эксплуатации и, что очень важно, отсутствие негативного влияния на окружающую среду.

– Говоря об экологичных материалах, есть ли у Газпром СтройТЭК Салават экологические решения?

– Да, нашей научной лабораторией разработан инновационный продукт. Это биоразлагаемые торцевые заглушки для труб большого диаметра. Они предназначены для защиты труб при транспортировке, хранении и погрузочно-разгрузочных работах. Срок службы может устанавливаться по согласованию с заказчиком, исходя из требуемого времени до вовлечения трубной продукции в производство работ.

Главное преимущество биоразлагаемых заглушек связано с экологическим фактором и заключается в их разложении под воздействием окружающей среды на безопасные компоненты.

Кроме того, в линейке нашей продукции – покрытие «БиоСТЭК». Это покрытие изготавливается из одного или нескольких слоев биоразлагаемой основы и предназначено обеспечивать решение следующих основных задач: санация и реабилитация земель и стабилизация техногенных ландшафтов. Покрытие «БиоСТЭК» бывает нескольких видов, в зависимости от типа грунта и географии применения.

– Подбор качественных материалов, наверное, один из важнейших вопросов в работе с компаниями-поставщиками. С какими компаниями вы работаете и какие требования к ним предъявляете?

– В первую очередь поставщикам необходимо обеспечивать высокий уровень организации производства и контроля качества производимой продукции на всех этапах ее жизненного цикла, для этого мы проводим регулярный аудит производства.

Также очень важно обеспечение производства необходимых объемов продукции, наличие налаженных каналов поставки исходного сырья и комплектующих.

Кроме того, важно четкое соблюдение договорных условий, отсутствие штрафов, перерывов в деятельности, отсутствие судебных издержек, положительный информационный фон.

Мы несем ответственность и гарантируем качество продукции и качество оказания наших услуг, поэтому мы максимально минимизируем риски при работе с поставщиками как сырья и материалов, так и готовой продукции.

– Каковы планы компании на ближайшую и отдаленную перспективу? Планируете ли вы расширять географию работ, число заказчиков или будете работать в уже заданном направлении?

– Планы на ближайшую перспективу – диверсификация, которая состоит в расширении рынка сбыта специализированной продукции не только в газовой, но и других отраслях промышленности: нефтяной, автодорожной, химической и т.д.

Благодаря универсальности и функциональности специализированная продукция АО «Газпром СтройТЭК Салават» может применяться как на объектах гражданского, так и промышленного строительства.

Также мы продолжим работать в направлении развития собственного производства для расширения продуктовой линейки качественной специализированной продукции для ПАО «Газпром» и других отраслей. ●

Keywords: *mining, mechanical protection of pipelines, Northern fields, Gazprom Stroitek Salavat, construction and exploatation of gas transportation systems.*

РЕКЛАМА

ПРИ УЧАСТИИ

Министерство энергетики Российской Федерации

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

РОССИЙСКИЙ ЭКСПОРТНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСАР
РОСЭКСИМБАНК

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ

Правительство Санкт-Петербурга

NGV

Российское Газовое Общество

VIII ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ПРИЗНАННАЯ ПЛОЩАДКА ДЛЯ ДИСКУССИИ О РАЗВИТИИ МИРОВОЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

18+

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЁР
Газпром

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР
БАНК РОССИЯ

ПАРТНЁР КОНГРЕССНОЙ ПРОГРАММЫ
Energy Delta Institute
Energy Business School

ПАРТНЁРЫ
OMV
uniper
Комита
Газпром автоматизация
Трубная металлургическая компания
ГМС Группа
ЧТПЗ
Объединенная металлургическая компания

GAS-FORUM.RU

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ

+7 (812) 240 40 40
(доб. 2168, 2122)
gf@expoforum.ru

НОВОЕ РЕШЕНИЕ АО «КОДЕКС»:

«СУ НТД. Базовый вариант»

РАЗРАБОТЧИК СООБЩИЛ О ВЫПУСКЕ «СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ НОРМАТИВНОЙ И ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИЕЙ НА ПЛАТФОРМЕ «ТЕХЭКСПЕРТ» («СУ НТД. БАЗОВЫЙ ВАРИАНТ»)». ЭТО КОМПЛЕКСНОЕ ПРОГРАММНОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОЦЕССОВ, СВЯЗАННЫХ С УПРАВЛЕНИЕМ НОРМАТИВНОЙ И ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИЕЙ НА ПРЕДПРИЯТИИ. РЕШЕНИЕ ПРЕДНАЗНАЧЕНО ДЛЯ КРУПНЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ, ГДЕ ИСТОЧНИКИ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ РАЗРОЗНЕННЫ, ДОКУМЕНТАЦИЯ ХРАНИТСЯ В РАЗЛИЧНЫХ ИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМАХ, ЧТО ЗАТРУДНЯЕТ РАБОТУ С НЕЙ, А ТАКЖЕ НЕСЕТ МАТЕРИАЛЬНЫЕ РИСКИ ДЛЯ ПРЕДПРИЯТИЯ. НА ВОПРОСЫ О СИСТЕМЕ ОТВЕЧАЕТ ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР АО «КОДЕКС», РУКОВОДИТЕЛЬ ИНФОРМАЦИОННОЙ СЕТИ «ТЕХЭКСПЕРТ», СЕРГЕЙ ГРИГОРЬЕВИЧ ТИХОМИРОВ

THE DEVELOPER REPORTED ON THE RELEASE OF THE "SYSTEM FOR THE MANAGEMENT OF REGULATORY AND TECHNICAL DOCUMENTATION ON "TEKHEKSPERT" PLATFORM ("SM RTD. BASIC VERSION"). THIS IS A COMPREHENSIVE SOFTWARE SOLUTION FOR AUTOMATING PROCESSES RELATED TO THE MANAGEMENT OF REGULATORY AND TECHNICAL DOCUMENTATION IN THE ENTERPRISE. THE SOLUTION IS INTENDED FOR LARGE ORGANIZATIONS WHERE THE SOURCES OF NORMATIVE DOCUMENTS ARE UNRELATED, THE DOCUMENTATION IS STORED IN VARIOUS INFORMATION SYSTEMS, WHICH MAKES IT DIFFICULT TO WORK WITH IT, AND ALSO BEARS MATERIAL RISKS FOR THE ENTERPRISE. THE DIRECTOR GENERAL OF JSC "KODEKS", THE HEAD OF THE INFORMATION NETWORK "TEKHEKSPERT" SERGEI GRIGORIEVICH TIKHOMIROV ANSWERS THE QUESTIONS ABOUT THE SYSTEM

Ключевые слова: *автоматизация производства, программное обеспечение, система управления документацией, цифровизация, интернет вещей.*

Сергей Григорьевич Тихомиров,
генеральный директор АО «Кодекс», руководитель Информационной сети «Техэксперт»

– Сергей Григорьевич, расскажите, пожалуйста, о предпосылках создания «СУ НТД. Базовый вариант».

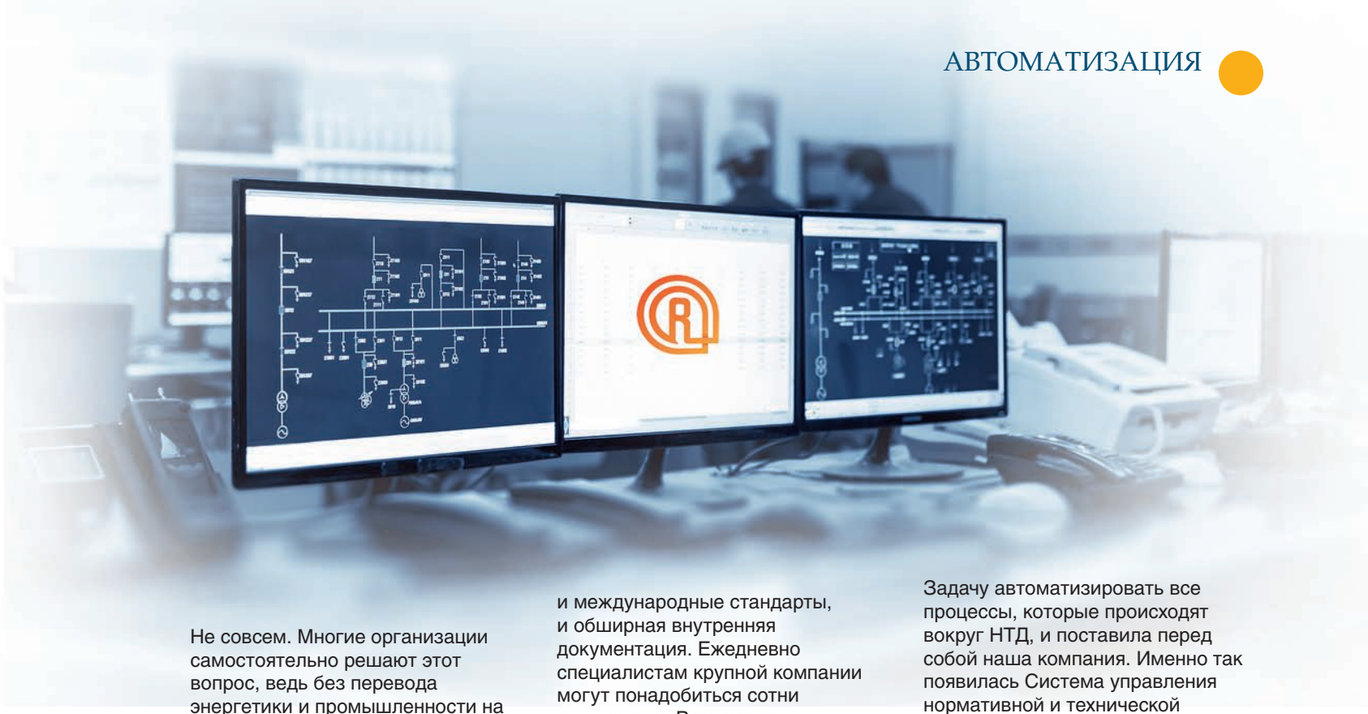
В 2017 г. Правительство РФ утвердило программу «Цифровая экономика Российской Федерации», которая призвана повысить эффективность всех отраслей экономики за счет информационных технологий. В программу вошло и наше профессиональное направление – цифровая стандартизация.

АО «Кодекс» начало свой путь в цифровую экономику задолго до появления государственной программы. Разработка решений по цифровой стандартизации стартовала в компании четыре года назад со следующей идеей: для того чтобы соответствовать требованиям цифровой экономики, сам стандарт должен стать цифровым. Соответственно, чтобы стандартизация была эффективной, она тоже обязана стать цифровой. Несколько лет назад мы вышли на рынок с первоначальным вариантом СУ НТД, предложив крупным пользователям индивидуальные программные решения по организации собственного электронного фонда документов и обеспечив этот фонд аналитическими сервисами. Пользователями стали ПАО «Транснефть», ПАО «Камаз», РСК «МиГ», ПАО «Новолипецкий металлургический комбинат», АО «Объединённая двигателестроительная корпорация» и др.

«СУ НТД. Базовый вариант» является типовой, что значительно уменьшает стоимость её внедрения. Современное решение позволяет организовать единый фонд электронной НД компании, основанный на наших технологиях, а также получить набор базовых сервисов для управления документами. Функции руководства типовыми бизнес-процессами вокруг документов берут на себя специальные модули управления НД, которые в готовом виде поставляются вместе с дистрибутивом системы.

– Разработка системы началась с перевода документов этих предприятий в электронный вид?

РЕКЛАМА



Не совсем. Многие организации самостоятельно решают этот вопрос, ведь без перевода энергетики и промышленности на применение НТД в электронном виде создание высокотехнологичной конкурентной продукции практически невозможно.

Например, одна из крупнейших автомобильных корпораций РФ ПАО «КАМАЗ» целенаправленно переходит на выпуск продукции исключительно на основе электронной документации. Речь идет не только о конструкторских и проектных документах, вся нормативно-техническая и управленческая документация компании находится в едином электронном фонде, созданном на платформе «Техэксперт». Внутренние стандарты ПАО «КАМАЗ» требуют, чтобы абсолютно все документы, как внешние, так внутренние и организационные, были помещены в эту систему. Только с ней имеют право работать специалисты, у которых есть те или иные права доступа.

В ПАО «Газпром» тоже интенсивно развивается процесс создания единого электронного фонда – как на уровне головной компании, так и на уровне дочерних предприятий, которые занимаются добычей, транспортированием и газораспределением.

Но сейчас ключевая проблема – разрозненность источников и ресурсов, в которых содержатся НТД, управленческие материалы, локальные акты и многое другое. Это и российская нормативная база, и внешняя документация, и международные стандарты, и обширная внутренняя документация. Ежедневно специалистам крупной компании могут понадобиться сотни документов. Разместить их на общей платформе, интегрировав в единое информационное пространство, снабдить инструментами аналитики – вот что необходимо современным предприятиям. Такой подход дает огромные возможности для оперирования всей документацией и открывает широкие перспективы для развития. И с этого мы начали работу.

– То есть простой перевод документов в электронный вид не решает всех проблем?

Конечно, нет. Как я уже говорил, здесь суть не в самом электронном фонде, а в бизнес-процессах, которые происходят вокруг документов. Необходимо следить за их актуальностью и вовремя изменять устаревшие нормативы. Нужно разрабатывать новые документы и иметь для этого корпоративный глоссарий терминов. Хорошо бы, чтобы документы создавались на основе заранее подготовленного шаблона – так будет легче их обсуждать, принимать, утверждать, использовать, юридически защищать и внедрять. Это всё отдельные бизнес-процессы, которыми должно управлять некое подразделение, например, отдел стандартизации или департамент по техническому регулированию и стандартизации. Им нужен не электронный фонд в чистом виде, а рабочие инструменты, позволяющие отслеживать все изменения в нем.

Задачу автоматизировать все процессы, которые происходят вокруг НТД, и поставила перед собой наша компания. Именно так появилась Система управления нормативной и технической документацией на платформе «Техэксперт».

Один из основных вопросов, которые мы закрываем с помощью базового решения, – это поддержание архива документов в актуальном виде. Нередки случаи, когда на компании накладываются штрафы и санкции из-за несвоевременной актуализации документов. Это сложная задача, особенно если у предприятия много филиалов и все они территориально удалены. Наш модуль «Контроль актуальности ссылочных документов» позволит решить ее вне зависимости от размера организации.

Или возьмем закрытое предприятие, которое жестко следит за оборотом любых документов. Важно понимать, кто имеет доступ к конкретной информации, как эту информацию защитить, как передать права на доступ нужному сотруднику. Для этого реализован модуль «Контроль оборота нормативных документов».

Часто в организациях отсутствует единый тезаурус терминов и понятий, из-за чего специалистам приходится тратить много времени на то, чтобы элементарно договориться о терминологии. У нас есть решение и этой проблемы.

– Чем больше организация, тем больше нетипичных задач, связанных с документооборотом. Не является ли предлагаемое решение узким?

Зачастую пользователям достаточно функционала базового варианта. Но если индивидуальные потребности заказчика выходят за рамки тиражного решения, в базовую систему могут быть встроены дополнительные модули управления НД, которые будут соответствовать локальным требованиям предприятия. Мы способны решать как типовые, так и узкоспециализированные задачи. Кроме того, у нас есть дополнительная услуга по переводу бумажного нормативного фонда в электронный вид.

– Какие уже достигнуты результаты и каковы перспективы развития СУ НТД?

Сейчас АО «Кодекс» – один из первых разработчиков в России, который уже готов закрыть часть запросов потребителей по переходу на стандарты цифровой экономики. Наши пользователи убедились, что внедрение системы напрямую влияет на эффективность предприятия, поэтому мы и дальше будем расширять комплектацию решения за счет автоматизации большего количества процессов, разрабатывать новые программные модули и предлагать новые услуги. Все это во многом облегчит работу отделов стандартизации и рядовых сотрудников.

Если говорить о цифровой экономике всерьез, то в перспективе даже СУ НТД окажется недостаточно. Предприятиям уже сейчас необходим набор требований к выпускаемому продукту на каждой стадии его жизненного цикла: конструктору при начале работ – документация по конструированию, линейному специалисту – ГОСТ на вытачиваемую в данный момент деталь, специалисту по контролю качества – требования, соответствующие стадии жизненного цикла изделия и т.д. Поэтому эволюцией СУ НТД и финальным этапом перехода к цифровой стандартизации станет создание систем управления требованиями. Именно на их разработку мы и взяли курс на ближайшие пять лет. Такие системы смогут предоставить каждому специалисту, занятому в работе над изделием, возможность мгновенно в цифровом виде получить набор требований по своему участку работ. Отпадет необходимость самостоятельно вычленять их из тысяч других стандартов, а сам стандарт превратится в сложную информационную систему. Такое будущее декларирует наша компания.

АО «Кодекс» продолжит исследовательскую работу и программную разработку условий, которые сделают проект цифровой стандартизации возможным. Это позволит тысячам российских предприятий соответствовать современным требованиям цифровой экономики и быть на передовой технического прогресса по качеству и скорости выпуска продукции. ●

ТЕХЭКСПЕРТ
СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ НОРМАТИВНОЙ И ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИЕЙ

СПРАВКА

«СУ НТД. Базовый вариант» – это готовая технология, на которой можно построить единый фонд электронной нормативной документации (ЕФЭНД) предприятия. Фонд представляет собой систематизированный архив документов с возможностью управления бизнес-процессами, связанными с ними. С помощью ЕФЭНД предприятие может организовать связь документов и поиск по ним в едином информационном пространстве, контролировать актуальность, достоверность и преемственность фондов внутренних и внешних документов, проверять соответствие выпускаемой продукции требованиям нормативных документов, чтобы не попадать под штрафы, и даже организовывать интеграцию с внешними системами (например, с «Компас-3D», «AutoCAD», «Siemens NX») и др.
В фонд может быть включена любая внешняя и внутренняя документация. Она хранится в архивном модуле «Банк документов».
Базовыми бизнес-процессами вокруг документов руководят модули управления НД. Среди них – «Банк документов», «Контроль оборота нормативных документов», «Контроль актуальности ссылочных документов», «Пользовательский словарь», а также профессиональные справочные системы «Техэксперт» для оперативного доступа к внешней документации. Модули нужны для выполнения таких задач, как:
- организация «одного окна» для получения информации обо всех необходимых требованиях к продукции и производственным процессам;
- контроль оборота документов в рамках предприятия;
- отслеживание актуальности внутренних документов.

Подробности о системе вы можете узнать по телефону горячей линии 8-800-555-90-25 или на сайте www.suntd.ru

KEYWORDS: *production automation, software, document management system, digitalization, Internet of things.*

«ПРОСОФТ-СИСТЕМЫ»:

возможности промышленной автоматизации в России

В ПОСЛЕДНИЕ ГОДЫ РЫНОК ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИХ КОМПОНЕНТОВ ДЛЯ АСУ ТП НЕПРЕРЫВНО РАСТЕТ. ШАГ ЗА ШАГОМ РОССИЙСКИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ УКРЕПЛЯЮТ ПОЗИЦИИ, НАЧИНАЯ СЕРИЙНО ВЫПУСКАТЬ ОБОРУДОВАНИЕ, КОТОРОЕ РАНЬШЕ СОЗДАВАЛОСЬ ТОЛЬКО ЗА ПРЕДЕЛАМИ СТРАНЫ. ИНЖЕНЕРНАЯ КОМПАНИЯ «ПРОСОФТ-СИСТЕМЫ» – ЯРКИЙ ПРИМЕР ПРЕДПРИЯТИЯ, ВНЕДРЯЮЩЕГО КОМПЛЕКСНЫЕ РЕШЕНИЯ В СФЕРЕ ПРОМЫШЛЕННОЙ АВТОМАТИЗАЦИИ ЛЮБОГО МАСШТАБА В РАЗЛИЧНЫХ ОТРАСЛЯХ ЭКОНОМИКИ. СЕГОДНЯ КОМПАНИЯ РЕГУЛЯРНО СОВЕРШЕНСТВУЕТ УРОВЕНЬ РАЗРАБОТОК, ЗАВОЕВЫВАЯ ИНТЕРЕС ЗАКАЗЧИКОВ В РОССИИ И ЗА РУБЕЖОМ

РЕКЛАМА

IN RECENT YEARS, THE MARKET FOR SOFTWARE AND HARDWARE COMPONENTS FOR AUTOMATED PROCESS CONTROL SYSTEMS HAS BEEN GROWING STEADILY. STEP BY STEP, RUSSIAN MANUFACTURERS ARE STRENGTHENING THEIR POSITIONS, STARTING TO PRODUCE EQUIPMENT IN BATCH QUANTITIES THAT WAS PREVIOUSLY CREATED ONLY OUTSIDE THE COUNTRY. THE ENGINEERING COMPANY "PROSOFT-SYSTEMS" IS A VIVID EXAMPLE OF AN ENTERPRISE IMPLEMENTING INTEGRATED SOLUTIONS IN THE FIELD OF INDUSTRIAL AUTOMATION OF ANY SCALE IN VARIOUS SECTORS OF THE ECONOMY. TODAY, THE COMPANY REGULARLY IMPROVES THE LEVEL OF DEVELOPMENT, WINNING THE INTEREST OF CUSTOMERS IN RUSSIA AND ABROAD

Ключевые слова: *промышленная автоматизация, интернет вещей, программное обеспечение, «Прософт-Системы», комплексные решения в автоматизации.*

Большая часть потребителей АСУ ТП в России – предприятия нефтегазовой промышленности и электроэнергетики, представляющие около 25% и 15% от общего числа соответственно. Очевидно, что наибольшей устойчивостью на рынке обладают компании, чей опыт и компетенции позволяют реализовывать проекты по разработке и внедрению систем управления технологическими процессами именно в этих отраслях. Продукты компании «Прософт-Системы» давно зарекомендовали себя на объектах крупнейших российских нефтегазовых и энергетических холдингов: это ПЛК REGUL R600 и R500 для построения ответственных отказоустойчивых систем, ПЛК REGUL R400 и R200 для локальных и распределенных АСУ ТП. Работая в расширенном температурном диапазоне, обладая усиленной защитой и высокими техническими характеристиками, эти контроллеры решают практически все задачи клиента.

Директор Департамента промышленной автоматизации ООО «Прософт-Системы» Андрей Ульянов отмечает:

– Мы выпускаем устройства, находящиеся на одном уровне с линейками зарубежных производителей оборудования для автоматизации предприятий. Имея опыт сотрудничества с известными мировыми вендорами, мы понимаем, что российской компании надо быть на шаг впереди, исключать недочеты продуктов, которые уже есть на рынке. Поэтому, изучив существующие решения, разработали универсальную линейку оборудования для промышленной автоматизации. А кроме того, сегодня выводим на рынок уникальный программно-технический комплекс AlfaRegul, предназначенный как для управления крупными технологическими объектами с четким разделением по функциональным признакам, так и для распределенных систем с каскадным регулированием. Базой для ПТК станут программируемые контроллеры REGUL семейства RX00, а верхний уровень будет реализован на основе программного комплекса Альфа платформа.

Как рассказал Андрей Ульянов, новый российский ПТК выделяется не только тем, что сделан в нашей стране, но и с точки зрения качественных характеристик: это законченное решение, предоставляющее пользователю максимально эффективный режим работы, сочетающее мощное, но простое в использовании программное обеспечение и надежную, гибкую аппаратную часть. Также в этом году компания «Прософт-Системы» представила концепцию контроллера REGUL R500S для систем ПАЗ до уровня безопасности SIL3. Соответствующий требованиям ГОСТ МЭК 61508 / IEC 61508 контроллер будет поддерживать уровень SIL3 даже в одноканальной конфигурации, а также различные схемы дублирования для повышения отказоустойчивости. По словам разработчиков, в данный момент контроллер не имеет аналогов российского производства.

Решения в сфере управления технологическими процессами – не единственное стратегическое направление деятельности компании «Прософт-Системы». С 1995 года она разрабатывает и внедряет оборудование и программное обеспечение для автоматизации энергоснабжения, которое широко применяется как в электроэнергетике, так и в различных областях промышленности. В 2017 году линейка соответствующего оборудования была серьезно обновлена. В настоящее время для объектов энергоснабжения в нефтегазовой отрасли компания предлагает многофункциональные контроллеры для АИИС ТМ, АСТУЭ ARIS 2808/2805/2803; контроллер присоединения ARIS C303; контроллеры ячейки 6-35 кВ серии ARIS 2203/2205/2208; контроллер РЗиА и АСУ ТП 6-35 кВ серии ARIS-2258, являющийся новинкой этого года; модульное устройство сбора и передачи данных УСПД ЭКОМ-3100.

Андрей Ульянов подчеркивает: создавая серию инноваций, ООО «Прософт-Системы» подтверждает статус одного из лидеров на рынке отечественной промышленной автоматизации. Разрабатываемые компанией инновационные продукты и комплексные решения для нефтегазовой отрасли нашли свое применение на объектах «Газпрома», «Транснефти», «Лукойла», «СИБУР Холдинга» и других системообразующих предприятий. Например, контроллеры REGUL управляют газотурбинной установкой газоперекачивающего агрегата нового поколения «Ладога-32» на магистральном газопроводе «Бованенково-Ухта», транспортирующем газ с полуострова Ямал в Единую систему газоснабжения России.

Стоит отметить, что с 2017 года контроллер REGUL R500 серийно применяется в составе систем измерения показателей качества нефти и в микропроцессорных системах автоматики на объектах ПАО «Транснефть». Оборудование компании «Прософт-Системы» контролирует

работу СИКН Омской ЛПДС, располагающей крупнейшим в регионе резервуарным парком и являющейся одним из важнейших производственных объектов АО «Транснефть – Западная Сибирь». Другой пример – создание микропроцессорной системы автоматизации станции очистки сточных вод на ЛПДС «Демьянское» Тобольского управления магистральных нефтепроводов АО «Транснефть – Сибирь». Микропроцессорная система пожаротушения «РЕГУЛ» и одноименный программно-технический комплекс для автоматизации насосных перекачивающих станций внесены в реестр основных видов продукции, закупаемой ПАО.

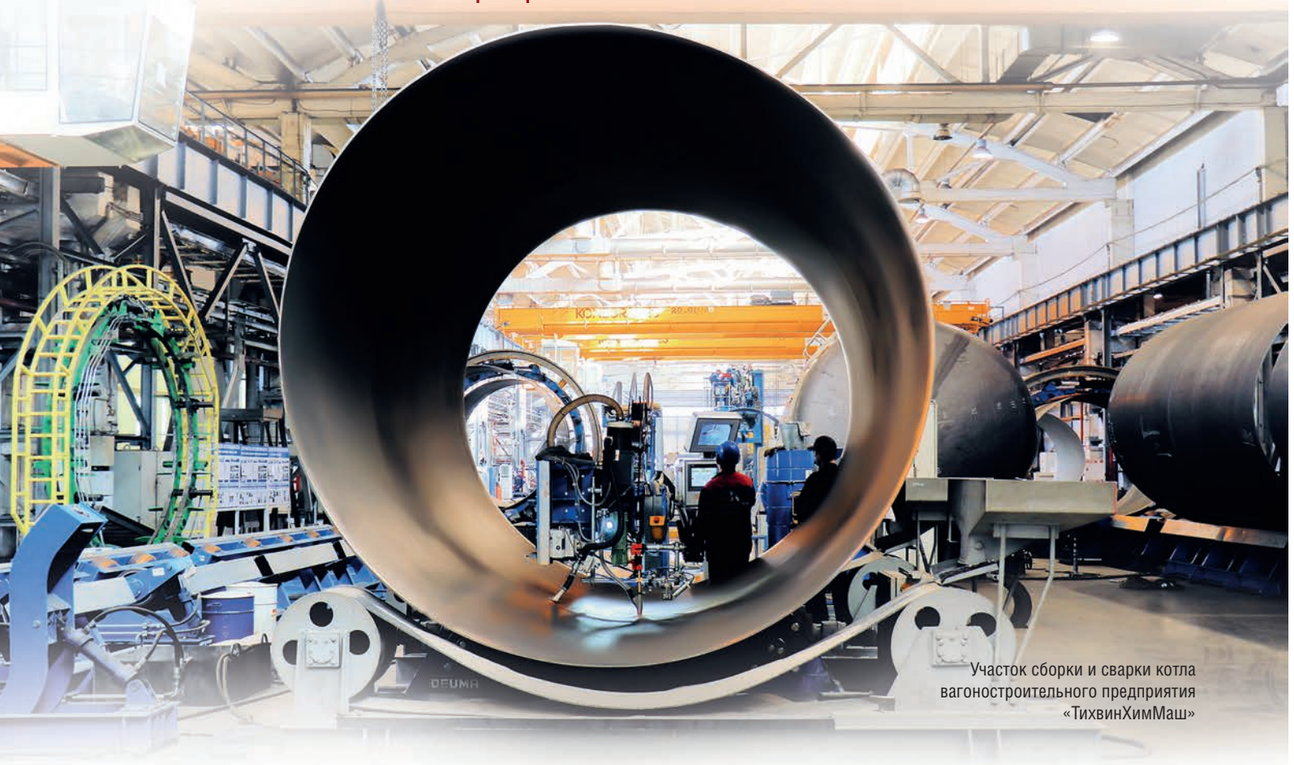
– «Прософт-Системы» – компания с мощным инженерным центром, – комментирует Андрей Ульянов. – У нас работают 650 высококвалифицированных специалистов, и более половины из них занимаются разработкой новых приборов и систем. Благодаря их знаниям, опыту и амбициям совершенствуются серийные изделия, а существующие линейки оборудования – расширяются. В последние годы компания «Прософт-Системы» нарастила производственные активы в два, а по отдельным позициям и в три раза, вписываясь в законы развития мирового рынка. Сегодня мы способны разработать оборудование любой отраслевой направленности – в планах в том числе сотрудничество со сферой атомной энергетики. Задачи по развитию у нас поставлены масштабные, и мы стремимся к их выполнению. Это сложно, но мы ни на миг не отказываемся от цели. ●

СПРАВКА

Компания «Прософт-Системы» входит в состав главных международных организаций, поддерживающих открытые технологии и стандарты: CIGRE, OPC Foundation, UCA International Users Group, EtherCAT Technology Group и другие.
В 2015 году компания открыла новый производственный центр площадью 12 тыс. кв. метров. Он оснащен самым современным оборудованием, начиная с автоматизированных линий поверхностного монтажа и селективной пайки выводных элементов и заканчивая многоступенчатым контролем качества. Технологические линии соответствуют требованиям концепции «Индустрия 4.0», что обеспечивает гибкость производства, открывает новые возможности для изготовления как серийной, так и единичной продукции и гарантирует прозрачность исполнения заказа на каждом этапе.

Keywords: *industrial automation, Internet of things, software, ProSoft-Systems, complex solutions in automation.*

20 ФУТОВ ДЛЯ ХИМИИ



Участок сборки и сварки котла вагоностроительного предприятия «ТихвинХимМаш»

РЕКЛАМА

ОТ СВОЕВРЕМЕННЫХ ПОСТАВОК НЕФТИ, НЕФТЕПРОДУКТОВ, СЖИЖЕННЫХ ГАЗОВ, ХИМИЧЕСКИХ ВЕЩЕСТВ И РЯДА ДРУГИХ ВАЖНЫХ ПРОДУКТОВ ЗАВИСИТ БЕСПЕРЕБОЙНАЯ РАБОТА НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ. ДЛЯ ПЕРЕВОЗКИ ЭТИХ ГРУЗОВ ВОТ УЖЕ БОЛЕЕ ПОЛУВЕКА ИСПОЛЬЗУЮТ ТАНК-КОНТЕЙНЕРЫ. ОСОБЕННО ЭТОТ ВИД ПЕРЕВОЗОК УДОБЕН В ТЕХ СЛУЧАЯХ, КОГДА В ЛОГИСТИЧЕСКОЙ СХЕМЕ ЗАДЕЙСТВОВАНЫ НЕСКОЛЬКО ВИДОВ ТРАНСПОРТА. ОДНАКО ДОЛГОЕ ВРЕМЯ ТАНК-КОНТЕЙНЕРЫ ЗАКУПАЛИСЬ ЗА РУБЕЖОМ, В РОССИИ ИХ НАЧАЛИ ПРОИЗВОДИТЬ СРАВНИТЕЛЬНО НЕДАВНО. СЕГОДНЯ НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ КОРПОРАЦИЯ «ОБЪЕДИНЕННАЯ ВАГОННАЯ КОМПАНИЯ» (НПК ОВК) ГОТОВИТСЯ ПРЕДЛОЖИТЬ РЫНКУ СОВРЕМЕННЫЕ ТАНК-КОНТЕЙНЕРЫ РОССИЙСКОГО ПРОИЗВОДСТВА. ПЕРВУЮ ПАРТИЮ ПЛАНИРУЕТСЯ ИЗГОТОВИТЬ УЖЕ В IV КВАРТАЛЕ 2018 ГОДА. КАКИМИ ОСОБЕННОСТЯМИ БУДЕТ ОБЛАДАТЬ НОВЫЙ ПРОДУКТ И НА КОГО ОН ОРИЕНТИРОВАН?

THE SMOOTH OPERATION OF PETROCHEMICAL PLANTS DEPENDS ON THE TIMELY SUPPLY OF OIL, OIL PRODUCTS, LIQUEFIED GASES, CHEMICALS AND A NUMBER OF OTHER IMPORTANT PRODUCTS. FOR TRANSPORTATION OF THESE CARGOES, TANK CONTAINERS HAVE BEEN USED FOR MORE THAN HALF A CENTURY. ESPECIALLY THIS KIND OF TRANSPORTATION IS CONVENIENT IN CASES WHEN SEVERAL TYPES OF TRANSPORT ARE INVOLVED IN THE LOGISTICS SCHEME. HOWEVER, FOR A LONG TIME TANK CONTAINERS WERE BOUGHT ABROAD, AND THEY BEGAN TO BE MANUFACTURED RELATIVELY RECENTLY IN RUSSIA. TODAY, THE RESEARCH AND PRODUCTION CORPORATION "UNITED WAGON COMPANY" (RPC UWC) IS PREPARING TO OFFER THE MARKET MODERN TANK CONTAINERS OF RUSSIAN PRODUCTION. THE FIRST CONSIGNMENT IS PLANNED TO BE MANUFACTURED IN THE FOURTH QUARTER OF 2018 ALREADY. WHAT FEATURES WILL THE NEW PRODUCT HAVE AND WHO IS IT FOCUSED ON?

Ключевые слова: *перевозка нефтехимических грузов, транспортировка нефти и газа, танк-контейнеры, логистика в нефтехимии, НПК ОВК.*

Елена Романова

Изобретение контейнера в середине XX века по праву можно назвать событием революционным. Впервые появилась возможность интермодальной перевозки без перетаривания груза. Время погрузо-разгрузочных операций в порту сократилось в разы.

Стоимость доставки тоже существенно снизилась, в том числе ввиду уменьшения трудозатрат. К началу 1960-х размеры контейнеров были стандартизированы – так возникла ISO-рама. Каждый угол контейнера был оснащен специальным фитингом для более удобного захвата при погрузке. Самым ходовым стал 20-футовый контейнер.

К середине 1960-х появились первые танк-контейнеры с цилиндрической формой колбы, закрепленной на ISO-раме. Они были спроектированы и построены в соответствии со строгими международными стандартами и правилами транспортировки жидкостей по суше и воде, а также требованиями безопасности, предъявляемыми к сосудам, работающим под давлением.

Изначально танк-контейнеры появились в странах Западной Европы и Северной Америки, а сегодня они распространены по всему земному шару. В России широко их стали применять примерно с 2013 года – именно с этого момента ведется официальная статистика. До этого ОАО «РЖД» осуществляло перевозки танк-контейнеров зарубежных собственников на евро-азиатском направлении. А российские операторы пришли в этот бизнес около 7 лет назад.

С этого времени объем грузов, перевозимых в танк-контейнерах, увеличивался в среднем на 21% в год. Такую динамику в этот период не показывал ни один другой транспортный сегмент. Популярность нового способа перевозок была связана со значительным износом парка цистерн, а также с тарифными преимуществами.

В 2017 году перевозки грузов в танк-контейнерах составили 4,9 млн т, что на 15% выше уровня 2016 года. Это несколько ниже среднегодового темпа роста предыдущих периодов, однако также является высоким результатом. Драйверы роста – гидроксид натрия (восьмикратный рост за последние два года), карбамидоформальдегидные смолы, серная кислота, бутилакрилат, сырье для техуглерода, жидкие комплексные удобрения (ЖКУ) и жидкие азотные удобрения.

«Прослеживается тенденция перехода грузовой базы из цистерн в танк-контейнеры. Но рассчитывать на полное замещение вагонов не стоит, поскольку на рынке появились предложения по специализированным цистернам нового поколения, спрос на которые постоянно увеличивается. Однако перевозки химических грузов в танк-контейнерах растут большими темпами. И этого отрицать нельзя», – рассуждает Виктор Иванов, исполнительный директор UNICON 1520 (входит в железнодорожный холдинг НПК ОВК).

Ключевые драйверы роста, тыс. т

Груз	2013	2014	2015	2016	2017	Рост 2017
Кислота серная	267	357	299	452	518	**66**
Карбамидо-аммиачная смесь	93	170	180	139	239	**100**
Натрия гидроксид	2	6	55	278	429	**151**
Бутилакрилат ингибированный	10	13	10	16	81	**65**
Сырье коксохимическое для техуглерода		1	7	90	140	**50**
Жидкие комплексные удобрения	31	36	40	68	123	**55**
Удобрения азотные жидкие	66	7	30	34	59	**26**

По данным компании НПК ОВК

Одна из отличительных особенностей танк-контейнера – это сосуд из нержавеющей стали. Благодаря этому в нем можно перевозить несколько сотен видов химической продукции, в том числе опасных и агрессивных. Любая железнодорожная цистерна гораздо «капризнее» и предназначена для более ограниченного перечня продуктов.

Крупными производителями танк-контейнеров выступают CIMC (Китай), Van Hool (Бельгия), Welfit Oddy (ЮАР) и др. Основная доля сегодня приходится на KHP. Так, CIMC занимает почти 60% мирового рынка.

Для классификации танк-контейнеров используется система Т-кодов – от Т1 до Т75. Общепризнанной в Европе моделью является Т11 – это самый универсальный и наиболее массовый танк-контейнер на рынке. По своим параметрам, давлению, объемным показателям и теплоизоляции он подходит для перевозки максимально широкого спектра жидких и застывающих химических грузов. Также есть модели для сжиженных углеводородных газов и сыпучих веществ – кальцинированной соды и некоторых видов удобрений. Но наибольшее распространение в мире получил все-таки танк-контейнер для жидкой химии.

Риск – благородное дело

НПК ОВК ведет разработку сразу двух танк-контейнеров – универсального и специализированного – под перевозку таких агрессивных грузов, как серная кислота и олеум. «На первом этапе планируется создать продукт высокого качества, локализованный на тихвинской промышленной площадке и адаптированный к условиям российской эксплуатации. При этом обе модели будут обладать своими преимуществами по отношению к существующим аналогам», – поделился Александр Калугин, руководитель направления «Цистерны» Проектного департамента Всесоюзного научно-исследовательского центра транспортных технологий (входит в железнодорожный холдинг НПК ОВК).

Самое сложное – при сохранении качественных характеристик приблизиться к приемлемой стоимости китайского танк-контейнера. Опыт производственных площадок в России и СНГ по большей части не вполне удачный. Заводы, которые брались за изготовление танк-контейнеров, видели большой спрос и шли в самый массовый сегмент, думая, что вероятность продаж очень высока. Но ошибались в расчете себестоимости.

Для локализации производства универсальных танк-контейнеров по соответствующим стандартам ISO потребуется закупать за рубежом значительную часть комплектующих, даже сталь. Вопрос чисто экономический: нужные типоразмеры нержавейки

у отечественных поставщиков либо отсутствуют, либо стоят дороже импортных. Фитинги и арматура и вовсе есть только на зарубежном рынке.

Соответственно, основной риск кроется в курсовой разнице и высокой волатильности рубля. «Мы максимально приблизились к китайской цене с учетом таможенного оформления и доставки в Россию. Однако при резком изменении курса рубля к доллару мы можем оказаться в невыгодном ценовом положении перед китайским продуктом. Именно поэтому важно локализировать не только производство танк-контейнеров, но и материалов и комплектующих к ним», – объясняет Александр Калугин.

В сегменте специализированных танк-контейнеров ситуация иная. Выбор материала обусловлен свойствами и особенностями агрессивных грузов, поэтому здесь используется сталь другой марки и уже отечественного производства. Таким образом, по техническим и коммерческим характеристикам российские «спецтанки» могут быть до 20% эффективнее китайских.

Разработчики ВНИЦТТ пошли от грузовой базы, которая, по оценкам холдинга «ОВК», наиболее восприимчива к контейнеризации. «Специфика нашего подхода состоит в том, что мы отталкиваемся от перевозимого груза. Хотим сделать собственный танк-контейнер, отличный от китайского, то есть от того продукта, который сегодня уже хорошо представлен на рынке», – рассказывает Александр Калугин.

Производство двух базовых моделей будет налажено на предприятии «ТихвинХимМаш» (ТХМ, входит в железнодорожный холдинг НПК ОВК). Объем выпуска может варьироваться в зависимости от текущих потребностей рынка.

Перевозки грузов в танк-контейнерах, млн т

По данным компании НПК ОВК

Доказать эффективность на своем примере

В ближайшее время специалисты холдинга оценят инвестиционный проект по модернизации производственной линии ТХМ. Основная база уже есть: завод успешно изготавливает цистерны, в том числе из нержавеющей стали. С танк-контейнером цистерну роднит емкость, сосуд. А технология производства сосудов на ТХМ освоена в полном объеме. И она не ограничивается выпуском классических цистерн, здесь же можно собирать и котел для танк-контейнера.

Для изготовления рам и сборки танк-контейнера требуется специальное оборудование. Размер готового съемного изделия должен в точности соответствовать международным требованиям к внешним фитингам и раме, чтобы без проблем взаимодействовать с грузоподъемными приспособлениями в любом порту.

Также предстоит аттестация производства. Официальным органом сертификации танк-контейнеров выступает Российский морской регистр судоходства. Именно он выдает разрешения на выпуск новой продукции. ТХМ тоже должен пройти эту процедуру.

Работа по аттестации производства будет проводиться параллельно с изготовлением прототипа. Металл для опытного образца уже приобретен и находится на складе. Далее прототип будет подвергнут комплексу традиционных для подвижного состава испытаний: динамическим на соударения, гидравлическим для емкости. Также будет проведена проверка изделия на штабелирование, перекосы рам – это специфические виды испытаний, которые относятся только к танк-контейнерам. Одновременно пройдет процедура аттестации технологии сварки.

После получения всех разрешительных документов НПК ОВК будет готова приступить к серийному выпуску танк-контейнеров. Будущие заказчики – это операторы, грузовладельцы, а также лизинговые компании. Перспективным механизмом считается оперативный лизинг. Две трети рынка аренды танк-контейнеров в мире сосредоточены в руках пяти компаний, среди них – американская EXSIF Worldwide и французская EUROTAINER. «Для того чтобы рынок обратил внимание на танк-контейнеры тихвинского производства, мы должны зарекомендовать продукцию по высоким стандартам экологической безопасности и эксплуатационной надежности. Поэтому в течение ближайших нескольких лет мы будем показывать рынку преимущества наших танк-контейнеров в рабочем парке компании», – отмечает Виктор Иванов, исполнительный директор UNICON 1520.

Таким образом, перед НПК ОВК стоит двойная задача: не только самостоятельно оперировать парком танк-контейнеров собственного производства и развивать этот бизнес, но еще и продемонстрировать на своем опыте выгоды нового продукта.

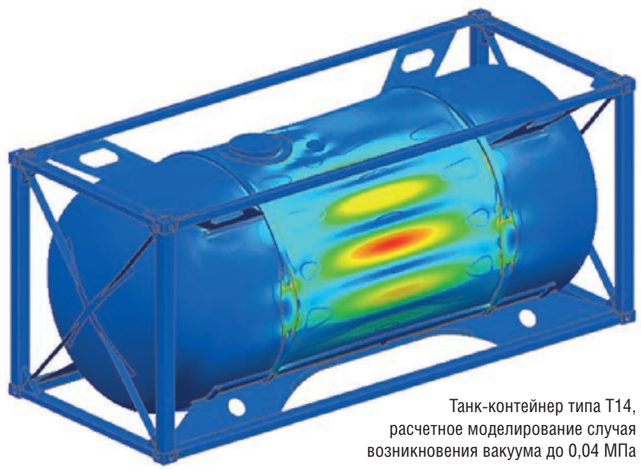
Найти свое место под солнцем

Чем же будут отличаться тихвинские танк-контейнеры? По оценкам инженеров, они проектируются с повышенной надежностью в эксплуатации и адаптированы к условиям работы в России, к особенностям железнодорожной колеи 1520 мм. Для этого был проанализирован имеющийся мировой опыт. Оказалось, что существующие конструкции не всегда являются достаточно прочными. И вот тут кроется первое и важное отличие. «Мы сознательно пошли на то, что наш универсальный танк-контейнер по отношению к китайскому аналогу чуть менее вместительный и несколько тяжелее, но он более надежный. Повышенная металлоемкость нашей конструкции – это цена обеспечения прочности, – подчеркивает Александр Калугин. – Например, емкость китайского универсального танк-контейнера Т11 – 26 тыс. л, а российской модели разработки НПК ОВК – 25,3 тыс. л. Но уменьшение объема вовсе не недостаток, поскольку на рынке одинаково востребованы емкости от 24 тыс. до 26 тыс. л».

Надо сказать, что дальнейший рост литража отечественного танк-контейнера возможен. Для этого инженеры холдинга планируют использовать современные теплоизолирующие материалы, которые позволят уменьшить толщину теплоизоляции и за счет этого увеличить внутренний диаметр емкости.

По теплоизоляции есть перспективы расширения перечня поставщиков, предлагающих передовые решения. Прогресс заметен: когда ТХМ только начинал выпускать первые цистерны, на рынке теплоизоляции присутствовали две основные европейские марки: Paroc и Rockwool, а сегодня появляются и другие предложения, в том числе на базе отечественных предприятий.

Любое изделие проходит разные жизненные стадии, в том числе опытно-конструкторских работ, оптимизации конструкции и технологии изготовления, расширения круга поставщиков.



Танк-контейнер типа Т14, расчетное моделирование случая возникновения вакуума до 0,04 МПа

Вагоны и танк-контейнеры не вечно собирают в том состоянии, в котором был получен изначальный сертификат. Существует прозрачная процедура, которая предполагает внесение изменений в конструкцию и технологию производства. Со временем могут применяться и новые материалы, которые докажут свое превосходство.

Кроме того, универсальный танк-контейнер НПК ОВК обещает быть дешевле импортных аналогов. По крайней мере, можно сказать, что сейчас танк-контейнер такого качества в Китае стоит дороже.

Универсальный танк-контейнер НПК ОВК будет дешевле импортных аналогов

У специализированного танк-контейнера НПК ОВК еще несколько дополнительных плюсов. Во-первых, по объему он больше китайского. Во-вторых, с учетом имеющихся характеристик также выходит дешевле.

Вместимость китайского специализированного варианта – 21 тыс. л, российского – 23 тыс. л. НПК ОВК выступает в этом смысле пионером. «Кроме того, в нашей модели предусмотрены определенные опции, которые позволят перевозить танк-контейнер с абсолютно разной наполняемостью. Эта возможность появится благодаря волногасителям в базовой комплектации, – рассказал Александр Калугин. – Конечно, в Китае тоже можно заказать спецтанк на 23 тыс. л с волногасителями, но ценовая категория будет более высокой».

Еще один интересный нюанс: танк-контейнеры подлежат штабелированию. В трюмах контейнеровозов они перевозятся в штабелях высотой по 9 ярусов. Соответственно, нижний ряд несет очень большую нагрузку, когда сверху него стоит восемь таких же. Для этого и нужны мощные стойки. По оценкам ВНИЦТТ, прочность существующих конструкций на рынке по этому показателю оставляет желать лучшего, поэтому при проектировании танк-контейнера НПК ОВК инженеры данному элементу уделили особое внимание.

При сборке танк-контейнера есть требование о проверке сварных швов неразрушающими методами. До последнего времени контроль цистерн из нержавеющей стали осуществлялся радиографией, а сейчас на ТХМ используется ультразвук. Это еще одно ноу-хау. Причем на нем все не заканчивается. К примеру, есть идея реализовать непрерывный контроль уровня налива груза, то есть оснастить танк-контейнер уровнемерными устройствами радарного типа с дисплеями, на которые выводится вся необходимая информация. Но надо понимать, что любые дополнительные опции увеличивают цену конечного изделия, поэтому пока эта идея находится на уровне исследований.

Однако уже сейчас стоит отметить, что при проектировании танк-контейнера собственного производства НПК ОВК заложила в него такие преимущества, как качество, индивидуальность и цена. Оправдается ли ставка на контейнеризацию рынка, покажет время. В любом случае вариативность присутствует, ведь в специализированном танк-контейнере можно будет перевозить около 30 продуктов, в универсальном – свыше 400.

Keywords: *transportation of petrochemical goods, transportation of oil and gas, tank containers, logistics in petrochemicals, oil and gas processing plant, research and production company, UWC.*

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ УЧЕТА ТЕПЛА

НА РЫНКЕ УЧЕТА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ НЕ ТАК МНОГО ИГРОКОВ, КОТОРЫМ ПОД СИЛУ БЫСТРО РЕАГИРОВАТЬ НА ПОСТОЯННО МЕНЯЮЩУЮСЯ СИТУАЦИЮ И ПРЕДЛАГАТЬ РЕШЕНИЯ, МАКСИМАЛЬНО СООТВЕТСТВУЮЩИЕ ПОТРЕБНОСТЯМ РАЗЛИЧНЫХ ОТРАСЛЕЙ НАРОДНОГО ХОЗЯЙСТВА, В ТОМ ЧИСЛЕ ЖКХ И ТЭК. СРЕДИ НИХ – ГРУППА КОМПАНИЙ «ВЗЛЕТ», ПРЕДПРИЯТИЕ ФЕДЕРАЛЬНОГО МАСШТАБА, ВЕДУЩИЙ РАЗРАБОТЧИК И ПРОИЗВОДИТЕЛЬ ПРИБОРОВ УЧЕТА РАСХОДА ВОДЫ, ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ГАЗА. В СЕРИИ ПУБЛИКАЦИЙ СПЕЦИАЛИСТЫ ГК «ВЗЛЕТ» РАССКАЖУТ О НОВЫХ РЕШЕНИЯХ ДЛЯ ДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И РАЗРАБОТКАХ В ОБЛАСТИ ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ. В ДАННОЙ СТАТЬЕ АВТОРЫ РАСКРЫВАЮТ ОСОБЕННОСТИ ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ УЧЕТА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

THERE ARE NOT MANY PLAYERS IN THE ENERGY CONSUMPTION ACCOUNTING MARKET WHO ARE ABLE TO RESPOND QUICKLY TO THE CONSTANTLY CHANGING SITUATION AND OFFER SOLUTIONS THAT ARE MOST APPROPRIATE TO THE NEEDS OF VARIOUS SECTORS OF THE ECONOMY, INCLUDING HOUSING AND UTILITY SECTOR AND ENERGY. AMONG THEM – THE GROUP OF COMPANIES "VZLJOT", A FEDERAL-LEVEL ENTERPRISE, A LEADING DEVELOPER AND MANUFACTURER OF DEVICES FOR METERING WATER, HEAT ENERGY, AND GAS CONSUMPTION. IN A SERIES OF PUBLICATIONS, EXPERTS OF THE GROUP OF COMPANIES "VZLJOT" WILL TALK ABOUT NEW SOLUTIONS FOR THE MINING INDUSTRY AND DEVELOPMENTS IN THE FIELD OF DISPATCHING. IN THIS ARTICLE, THE AUTHORS REVEAL THE FEATURES OF THE MAIN TECHNOLOGIES OF A HEAT ENERGY ACCOUNTING

Ключевые слова: *учет тепла, потребление энергии, измерительное оборудование, тепловычислитель, автоматизированный тепловой пункт.*

Мишулин Сергей,
руководитель направления по работе с корпоративными клиентами ГК «ВЗЛЕТ»

РЕКЛАМА

Накопленные почти за четверть века отраслевые компетенции и уникальные технологии позволяют ГК «Взлет» успешно и в срок реализовывать проекты различной сложности не только в сфере ЖКХ, но и для крупнейших предприятий ТЭК и промышленного кластера.

Использование производственного и внедренческого опыта ГК «Взлет» способно изменить существующую парадигму рынка, в значительной степени оздоровить его и серьезно ускорить процесс повсеместной организации приборного учета в стране.

«Взлет» – российская компания, расположенная к долговременному сотрудничеству, готовая вносить коррективы в свою продукцию с учетом условий применения

ГК «Взлет» производит весь спектр измерительного оборудования для учета ресурсов на всех стадиях – от добычи до поставки коммунальных ресурсов. Это делает сотрудничество с компанией особо выгодным для крупных компаний: сокращается перечень поставщиков, упрощаются логистические связи и имеется выбор для поиска оптимального решения.

ТСРВ-043

18 ноября 2016 г. истек трехлетний переходный период, после которого запрещена установка теплосчетчиков, не отвечающих новым «Правилам учета тепловой энергии, теплоносителя». Теперь, кроме измерений тепловой энергии, теплосчетчик должен обеспечивать контроль качества теплоснабжения, контролировать возникновение нештатных ситуаций, обеспечивать защиту от несанкционированного доступа и иметь стандартный промышленный интерфейс для работы в системе дистанционного сбора данных.

В 2016 г. мы начали выпуск нового тепловычислителя ТСРВ-043. Он полностью соответствует новым требованиям и имеет

Тепловычислители «Взлет» дают возможность работать без дополнительных адаптеров с двумя параллельными системами диспетчеризации

более чем доступную цену. Но привлекательная цена не сказалась на функционале – к ТСРВ-043 можно подключить до шести расходомеров, до пяти датчиков температуры и до четырех датчиков давления. Он позволяет организовать учет тепла одновременно в трех независимых теплосистемах с отдельными счетчиками нештатных ситуаций для каждой теплосистемы. Кроме того, результаты учета во всех трех теплосистемах могут складываться или вычитаться для расчета итогового значения по всей системе теплоснабжения. Прибор оснащен шестью дискретными входами, на два из которых, вместо импульсных сигналов от расходомеров, например, можно подать логические сигналы, такие как направление потока в трубопроводе или признак отсутствия в трубе теплоносителя. В ТСРВ-043 работает с термопреобразователями сопротивления 100, 500 и 1000 Ом. Отметим, что возможность выбора преобразователей температуры сопротивлением 1000 Ом позволяет существенно снизить погрешность измерений температуры теплоносителя, по сравнению с часто применяемыми другими производителями термопреобразователями с сопротивлением 100 Ом. Для всех датчиков можно задать допустимый диапазон значений, при выходе за пределы которого будет фиксироваться отказ датчика. В случае, если в качестве датчиков расхода используются электромагнитные расходомеры фирмы «Взлет», тепловычислитель позволяет контролировать питание расходомеров. При помощи механизма нештатных ситуаций можно автоматически либо подставлять договорное значение вместо измеренного, либо прекращать расчет тепловой энергии и накапливать время простоя.

Тепловычислитель ТСРВ-043 имеет два независимых последовательных интерфейса. Помимо интерфейса RS-232 на внешнем разъеме корпуса, у прибора есть еще один интерфейс – RS-485, реализованный в виде дополнительного модуля внутри монтажного отсека, что позволяет одновременно осуществлять опрос данных двумя внешними устройствами. Например, к тепловычислителю можно по интерфейсу RS-232 подключить любой GSM-модем для передачи данных и одновременно по интерфейсу RS-485 подключить систему сбора данных через адаптер сотовой связи Взлет АСС-030. В итоге мы получим возможность работать без дополнительных адаптеров с двумя параллельными системами диспетчеризации, например для ресурсоснабжающей организации и управляющей компании. Сегодня на рынке есть такая потребность, один из примеров-требования ГУП «ТЭК СПб».

АТП

Автоматизированный тепловой пункт «ВЗЛЕТ АТП», предназначен для контроля и автоматического управления процессом регулирования температуры теплоносителя для отопления, горячего водоснабжения, вентиляции (тепловентиляционных установок) с целью учета и экономии энергоресурсов.

Для применения на объектах использования атомной энергии АТП выпускаются в специальном исполнении (шифр – АТП-АЭ).

АТП-АЭ относятся к классу безопасности 4 по НП-001-15 и к категории сейсмостойкости II по НП-031-01.

По назначению АТП-АЭ относятся к группе 5 по ОТТ 08042462.

Тепловые пункты АТП-АЭ выполнены с учетом требований нормативных документов в области использования атомной энергии (АЭ).

Автоматизированный тепловой пункт «Взлет АТП» позволяет обеспечить:

- присоединение систем теплопотребления здания к источнику теплоснабжения;
- автоматическое поддержание графика температуры теплоносителя, подаваемого в системы теплопотребления, с учетом температуры наружного воздуха, времени суток и рабочего календаря, тепловой инерции здания;
- приготовление и подачу теплоносителя в систему горячего водоснабжения, автоматическое поддержание заданной температуры ГВС;
- автоматическую подпитку систем отопления и вентиляции при независимой схеме присоединения;
- необходимую циркуляцию теплоносителя в системах отопления, вентиляции, а также необходимое давление и циркуляцию в контуре ГВС;
- измерение и контроль параметров теплоносителя, поступающего в системы теплопотребления и возвращаемого из этих систем в тепловую сеть источника теплоснабжения;
- защиту систем отопления, вентиляции и ГВС от превышения параметрами теплоносителя допустимых норм;
- автоматическое управление насосами, автоматическое включение резерва (АВР) насосов, защиту от заиливания в летний период, защиту от «сухого» хода;

- оповещение об аварийных и нештатных ситуациях на объектах;
- автоматическое поддержание температуры воздуха на выходе из калориферной установки;
- защиту от замерзания теплоносителя калориферной установки.

В зависимости от комплектации могут быть реализованы все функции или их часть.

Условия Крайнего Севера

В феврале 2018 года Группа Компаний «Взлет» по заказу Транснефть Сибирь приступила к проработке

По заказу «Транснефть Сибирь» Группа Компаний «Взлет» приступила к проработке решения по учету тепла в условиях Крайнего Севера

- ведение коммерческого учета потребления тепловой энергии и теплоносителя;
- сигнализацию о возникновении нештатных ситуаций;
- возможность дистанционного контроля и корректировки параметров регулирования;
- работу средств автоматизированного сбора информации о потреблении

решения по учету тепла в условиях Крайнего Севера. Сложность учета обусловлена выбором теплоносителя, а именно Терминола ADX 10 (синтетический теплоноситель с низкой вязкостью, рекомендованный для использования в установках непрямого нагрева вплоть до +250 °С), и необходимостью взрывозащиты. На данный момент принято решение о создании системы учета на основе теплосчетчиков Взлет ТСРВ 025 (спецверсия ПО и металлический корпус), укомплектованных двухлучевыми ультразвуковыми расходомерами УРСВ 542V, размещенными во взрывозащищенном шкафу с измерительными участками Ду 200, датчиками избыточного давления Метран 75G, согласованной парой датчиков Взлет ТПС и барьерами искробезопасности.

На данный момент проект находится на стадии согласования оборудования и принципиальной схемы подключения.

Keywords: *heat metering, energy consumption, measuring equipment, thermal oxidizer, automated thermal point.*

РЕКЛАМА

The SUN SIYAM
IRU FUSHI
MALDIVES

DEDICATED PASSION

LUXURY
THE SUN SIYAM IRU FUSHI
MALDIVES

WORLD TRAVEL AWARDS WINNER 2016 Indian Ocean's Leading Family Resort
WORLD TRAVEL AWARDS WINNER 2017 Maldives' Leading Resort
WORLD TRAVEL AWARDS WINNER 2017 Indian Ocean's Leading Family Resort
WORLD LUXURY SPA AWARDS WINNER 2017
WORLD LUXURY RESTAURANT AWARDS WINNER 2017

SUN SIYAM

+960 743 5792 book@sunsiyam.com Sun Siyam Resorts
www.sunsiyam.com

ФОНТАННАЯ АРМАТУРА ДЛЯ ШЕЛЬФА

УДК 621.6

БОЛЬШАЯ ЧАСТЬ ШЕЛЬФА РОССИИ ЯВЛЯЕТСЯ АРКТИЧЕСКОЙ СО СЛОЖНЫМИ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИМИ УСЛОВИЯМИ. В ЭТОЙ СИТУАЦИИ ОДНИМ ИЗ ПЕРСПЕКТИВНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ РАЗВИТИЯ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИЙ ОСВОЕНИЯ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА ЯВЛЯЕТСЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СИСТЕМ ПОДВОДНОЙ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ. ЧТО ПРЕДЛАГАЮТ РОССИЙСКИЕ РАЗРАБОТЧИКИ В КАЧЕСТВЕ АЛЬТЕРНАТИВЫ ЗАРУБЕЖНОМУ ОБОРУДОВАНИЮ?

MUCH OF THE RUSSIAN SHELF IS ARCTIC WITH COMPLEX NATURAL AND CLIMATIC CONDITIONS. IN THIS CASE ONE OF THE PROMISING DIRECTION OF DEVELOPMENT OF TECHNIC AND TECHNOLOGY OF DEVELOPMENT OF OFFSHORE FIELDS IS USING OF SUBSEA PRODUTION SYSTEM.WHAT DO THE RUSSIAN DEVELOPERS OFFER AS AN ALTERNATIVE OF FOREIGN EQUIPMENT?

Ключевые слова: *подводный добычный комплекс (ПДК), подводная фонтанная арматура, импортозамещение, шельф.*

Сотскова Е.В.,
магистрант,
РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина

Преимущества подводных добычных комплексов (далее – ПДК) по сравнению с традиционной добычей заключаются в возможности освоения глубоководных месторождений, круглогодичной разработке арктических месторождений, в повышенной безопасности и экологичности проектов.

Действующие санкции США и ЕС против российского ТЭКа включают запрет на поставку и использование зарубежных технологий и оборудования. Кроме того, действует ограничение на доступ крупных нефтегазовых компаний к зарубежному финансированию.

К наиболее важному виду оборудования для импортозамещения и локализации производств с целью технологического развития относится подводная фонтанная арматура (далее – ПФА). На сегодняшний день в России отсутствует отечественное производство ПФА. Таким образом, для реализации программы импортозамещения для разработки шельфовых месторождений необходимо создать предпосылки для организации производства подводной фонтанной арматуры на территории РФ. Для достижения данной цели необходимо решить следующие задачи: подготовка предложений, связанных с разработкой отечественных технологий производства подводной фонтанной арматуры для ПДК, выработка рекомендаций для эффективной реализации программы импортозамещения.

При выполнении программы импортозамещения для критических узлов ПДК мы сталкиваемся с многочисленными проблемами, такими как отсутствие соответствующих национальных стандартов; отсутствие предложения со стороны отечественного производства подводной фонтанной арматуры, предназначенной для современных технологических процессов добычи, транспортировки и переработки нефти и газа. Но одной из серьезных проблем, на мой взгляд, является отсутствие необходимой эффективной научно-исследовательской, опытно-конструкторской, производственно-испытательной и организационно-финансовой инфраструктуры.

Сегодня нефтегазовые компании активно занимаются импортозамещением подводного добычного оборудования. ПАО «Газпром» и Минпромторг России заключили соглашение о сотрудничестве в сфере создания отечественных подводных добычных комплексов. При Минпромторге России действуют межведомственная рабочая группа по импортозамещению в ТЭК и научно-технический совет (НТС) по развитию нефтегазового оборудования. В состав НТС входят представители федеральных органов исполнительной власти, отраслевых союзов и ассоциаций, нефтегазовых, нефтесервисных, промышленных и научных организаций. Группой и Советом подготавливаются рекомендации по основным направлениям совершенствования государственной политики в области разработки и производства нефтегазового оборудования для ПДК. Но всё это будет иметь малое значение, если мы не создадим конкурентоспособный технический объект. В связи с этим необходимо сделать следующее:

- опираясь на зарубежный опыт производства ПФА и принимая их стандарты, необходимо разрабатывать свои стандарты, в которых будет отражена специфика российских климатических условий, то есть создавать не идентичные стандарты, а модифицированные;
- для того чтобы технический объект мог конкурировать по качеству изготовления, техническим характеристикам и ценовым показателям с оборудованием зарубежных производителей, технический объект должен соответствовать критериям международных стандартов API, ISO, NORSOK, DNV, ASTM;
- необходимо закладывать новые технические решения или модернизировать их для упрощения сложных систем внутри подводных добычных оборудований:

А) на сегодняшний день все более актуальным становится закладывание в сложный технический объект для упрощения технического обслуживания и ремонта секционное проектирование объекта, в случае если какой-то из элементов фонтанной арматуры выйдет из строя;

Б) важную роль играет уплотнитель между трубной головкой и устьевой елкой. Улучшить данный элемент можно несколькими способами:

1) использование более прочных и менее проницаемых материалов;

2) изменение формы уплотнителя;

3) спроектировать уплотнительный элемент с несколькими отдельными элементами и наличием специального гидроканала для создания дополнительного противодавления на уплотнитель.

- на начальном этапе изготовления ФА будет наиболее рационально и эффективно заводу сосредоточиться на одном конкретном техническом объекте для реализации данной продукции. На мой взгляд, лучше сконцентрироваться на производстве ФА горизонтального типа, т.к. данный тип является наиболее универсальным средством герметизации, управления и контроля скважины при добыче углеводородов, а также затраты на проведения спуско-подъемных операций значительно меньше, чем у фонтанной арматуры вертикального типа.

Изготовлением фонтанной арматуры для ПДК могут заняться СКБ «Титан» и Воронежский механический завод. Оба предприятия находятся в ведении госкорпорации «Роскосмос». Первый опытный образец подводной фонтанной арматуры ожидается в 2022 году предприятиями оборонно-промышленного комплекса. При этом как будет осуществляться финансирование данного проекта пока неизвестно: либо за счет собственных средств оборонно-промышленного комплекса и займов ВЭБа, либо за счет «Газпрома». Возможно, чтобы решить данный вопрос, нужно будет принять постановление правительства об определении «Роскосмоса» единственным поставщиком или урегулировать через закон № 223-ФЗ «О закупках товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц».

Резюмируя вышеизложенное, можно сделать вывод, что в России отсутствует производство ПФА, и в связи с событиями последних четырех лет, санкциями и т.п. у нас нет возможности закупать оборудование за рубежом. А следовательно, перед нами стоит очень сложная задача, которую нужно решить в кратчайшие сроки – начать производить отечественное оборудование, которое не будет уступать зарубежным аналогам.

Разработка отечественного оборудования потребует концентрации технологических и финансовых ресурсов, объединения усилий государства и ведущих российских нефтегазовых компаний. Разработав стандарт, требования которого к производству продукции будут выше, чем у международного, российские компании смогут уйти от импортозависимости.

Keywords: *Subsea production system (SPS), Subsea X-mas Trees, import substitution, offshore.*

РЕЖИМ ЛИКВИДАЦИИ ПАРАФИНОВЫХ ПРОБОК В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ

В СТАТЬЕ ЗАТРОНУТА ПРОБЛЕМА ЛИКВИДАЦИИ ПАРАФИНОВЫХ ПРОБОК В ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИНАХ. ПРОИЗВЕДЕНА ОЦЕНКА ГЛУБИНЫ, ГДЕ ВОЗМОЖНО ОБРАЗОВАНИЕ ПАРАФИНОВЫХ ПРОБОК. ПРИ МИНИМАЛЬНОЙ ТЕПЛОВОЙ ЗАГРУЗКЕ АГРЕГАТА ДЛЯ ДЕПАРАФИНИЗАЦИИ СКВАЖИН ЛИКВИДАЦИЯ ПРОБКИ ВОЗМОЖНА НА ГЛУБИНЕ ПРИМЕРНО 1500 М. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЦЕССА ЛИКВИДАЦИИ ПРОБКИ ВОЗРАСТАЕТ ПРИ ЗАМЕНЕ ФЛЮИДА В МЕЖТРУБНОМ ПРОСТРАНСТВЕ С ЖИДКОСТИ НА ГАЗ

THE ARTICLE DEALS WITH THE PROBLEM OF REMOVAL OF PARAFFIN PLUGS IN PRODUCTION WELLS. AN ESTIMATE IS CARRIED OUT TO DETERMINE THE DEPTH WHERE PARAFFIN PLUGS ARE POSSIBLE TO BE FORMED. WITH MINIMAL HEAT LOAD OF THE WELL DEWAXING UNIT, THE PLUG CAN BE REMOVED AT A DEPTH OF APPROXIMATELY 1500 M. THE EFFICIENCY OF THE PLUG REMOVAL PROCESS INCREASES WHEN THE LIQUID AS THE FLUID IN THE SHELL SIDE IS REPLACED BY THE GAS

Ключевые слова: *парафиновая пробка, нефтяная скважина, температурный режим, температура, коэффициент теплопередачи, коэффициент теплопроводности, флюид.*

УДК 622.276.7: 536.24

Купцов Сергей Михайлович,
профессор кафедры термодинамики и тепловых двигателей РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д.т.н.

Одной из проблем при добыче нефти является предупреждение и ликвидация «парафиновых» пробок в эксплуатационных скважинах. Под «парафиновыми» пробками будем подразумевать различные варианты асфальтосмолопарафиновых отложений.

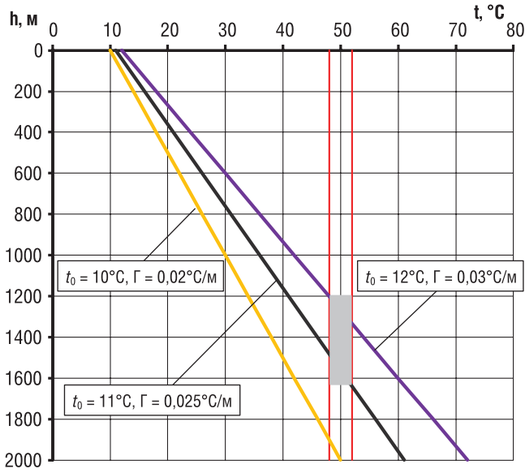
Для прогноза глубины скважины, где вероятность выпадения парафина наибольшая, надо знать температурный режим эксплуатационной скважины.

Для многих залежей Западной Сибири, с геотермическим градиентом Г = 0,025÷0,03 °С/м, температура насыщения нефти парафином находится в диапазоне t_s = 48÷52 °С. Поэтому вероятная глубина образования пробки будет находиться в интервале 1200÷1600 м (рисунок 1).

В качестве одного из методов ликвидации парафиновых пробок может быть использована промывка скважин горячими флюидами – водяным паром, водой, а лучше подогретой нефтью. Разрушение парафиновой пробки происходит при этом за счет гидротермического воздействия.

Эффективность процесса ликвидации пробки, подбор технологического оборудования и оценка температуры промывочной горячей нефти в значительной степени определяются температурным режимом работы скважины [1, 2]. Схема процесса ликвидации и промывки парафиновой пробки толщиной $\delta_{пр}$ на глубине h от устья эксплуатационной скважины представлена на рисунке 2.

РИС. 1. Изменение естественной температуры горной породы по глубине



По трубе 2 маленького диаметра $d_т$, опускаемой в колонну насосно-компрессорных труб 3, нагнетают горячую нефть с массовым расходом G. На конце трубы желательно сделать суживающееся сопло для увеличения кинетической энергии потока нефти [2].

Для нагрева нефти и создания соответствующего давления потока можно использовать агрегат для депарафинизации скважин [3]. Эти агрегаты способны нагреть нефть до температуры 110–150°С и закачать в скважину с объемным расходом до 4 литров в секунду при давлении до 20 МПа.

Для определения температуры горячей нефти на устье скважины t_y необходимо иметь температуру в зоне парафиновой пробки на несколько градусов больше температуры насыщения t_s. Соответственно и температура стенок колонны насосно-компрессорных труб больше t_s.

При неизменной температуре горячей нефти на устье, принимая теплофизические свойства нефти и элементов конструкции скважины постоянными на отдельных участках, значение температуры нисходящего потока нефти в трубе определяется по формуле [1, 2]:

$$t = t_0 + \Gamma \cdot h - \frac{\Gamma}{A_1} + M_1 \cdot \exp\left[\left(\frac{A_2 - B}{2}\right) \cdot h\right] - R_1 \cdot \exp\left[\left(\frac{A_2 + B}{2}\right) \cdot h\right]. \quad (1)$$

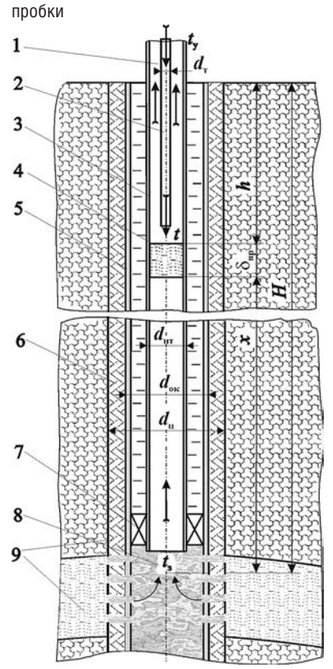
где

$$A_1 = \frac{k_1 \cdot \pi \cdot d_{т,в}}{G \cdot c_{рт}},\ A_2 = \frac{k_2 \cdot \pi \cdot d_{нт,в}}{G \cdot c_{рт}},\ B = \sqrt{A_2^2 + 4 \cdot A_1 \cdot A_2}.$$

Коэффициенты теплопередачи от нисходящего потока горячей нефти в трубе к восходящему потоку в колонне насосно-компрессорных труб:

$$k_1 = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{d_{т,в}}{2 \cdot \lambda_т} \ln \frac{d_т}{d_{т,в}} + \frac{d_{т,в}}{\alpha_2 \cdot d_т}} \quad (3)$$

РИС. 2. Схема процесса ликвидации и промывки парафиновой пробки



1 – устье;
2 – труба с горячей нефтью (т);
3 – колонна насосно-компрессорных труб (нт);
4 – пробка (пр);
5 – обсадная колонна (ок);
6 – цементный камень (ц);
7 – пакер;
8 – забой;
9 – горная порода (п)

и от восходящего потока в окружающие горные породы

$$k_2 = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_3} + \frac{d_{нт,в}}{2 \cdot \lambda_{нт}} \cdot \ln \frac{d_{нт}}{d_{нт,в}} + \frac{d_{нт,в}}{2 \cdot \lambda_{эф}} \cdot \ln \frac{d_{ок,в}}{d_{нт}} + \frac{d_{нт,в}}{2 \cdot \lambda_{ок}} \cdot \ln \frac{d_{ок}}{d_{ок,в}} + \frac{d_{нт,в}}{2 \cdot \lambda_ц} \cdot \ln \frac{d_ц}{d_{ок}} + \frac{d_{нт,в}}{2 \cdot \lambda_г} \cdot \ln \frac{d_г}{d_ц}} \quad (4)$$

где α_1, α_2, α_3 – коэффициенты теплоотдачи внутри трубы с горячей нефтью, от стенок трубы к восходящему потоку и от восходящего потока к наносно-компрессорным трубам, соответственно; λ – коэффициенты теплопроводности трубы (т), насосно-компрессорных и обсадных труб (нт, ок), кольцевого зазора (эф), цементного камня (ц) и горной породы (г); в – индекс внутренней поверхности.

Эффективный коэффициент теплопроводности флюида в межтрубном пространстве между колоннами насосно-компрессорных и обсадных труб, учитывающий передачу теплоты теплопроводностью (λ), конвекцией ($\varepsilon_к$) и излучением ($\lambda_л$)

$$\lambda_{эф} = \varepsilon_к \cdot \lambda + \lambda_л, \quad (5)$$

Диаметр прогретой горной породы определяется согласно [2]

$$d_г = d_ц + 4 \cdot \sqrt{a_г \cdot \tau_г}, \quad (6)$$

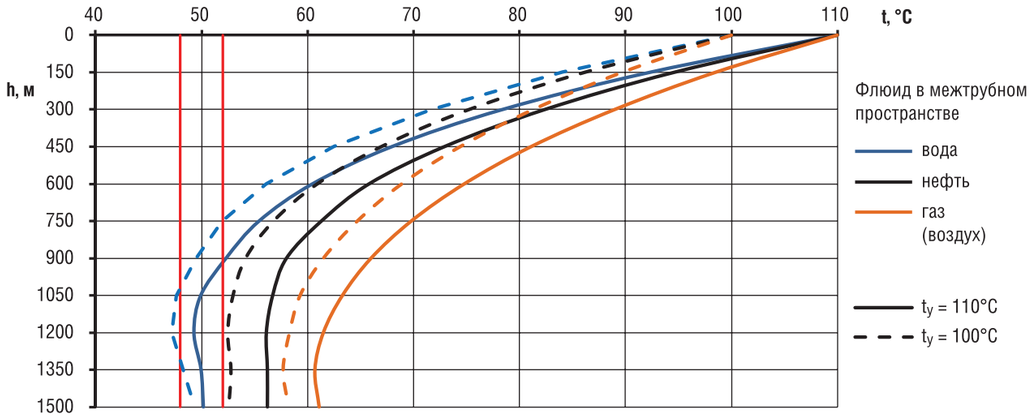
где $a_т$ – коэффициент температуропроводности горной породы; $\tau_г$ – время прогрева горной породы, примерно равное времени ликвидации и промывки пробки.

Постоянные M_1 и R_1 определяются как функциональные зависимости [1, 2]:

$$M_1 = f_1(t, A_1, A_2, B),\ R_1 = f_2(t, A_1, A_2, B). \quad (7)$$

Температурный режим ликвидации парафиновой пробки на глубине 1500 м проводился при условии закачки в трубу горячей нефти при температуре

РИС. 3. Изменение температуры горячей нефти по глубине скважины



t_y = 110°C и расходе 0,8 литра в секунду. Такие параметры соответствуют работе агрегата для депарафинизации с небольшой загрузкой. Распределение температуры горячей нефти по глубине скважины при различных флюидах в межтрубном пространстве приведено на рисунке 3.

Температурный режим процесса ликвидации пробки, в основном, определяется коэффициентами теплопередачи от нисходящего потока горячей нефти к восходящему потоку с растворенным парафином в колонне насосно-компрессорных труб и от восходящего потока в горную породу через колонны труб и цементный камень.

При заданном расходе горячей нефти и одинаковой конструкции скважины значение коэффициента теплопередачи от нисходящего потока k_1 будет оставаться практически неизменным. Поэтому на температурный режим наибольшее влияние имеет значение коэффициента теплопередачи от восходящего потока в горную породу k_2. В свою очередь величина k_2, существенно зависит от значения эффективного коэффициента теплопроводности флюида в межтрубном пространстве.

В качестве примера в таблице 1 приведены расчетные значения коэффициентов теплопроводности и теплопередачи.

Чем меньше способность флюида передавать теплоту, тем меньше будут тепловые потери от горячей нефти в горную породу. Поэтому и температура закачиваемой горячей нефти на устье скважины и тепловая мощность агрегата для депарафинизации будут меньше.

Подобные значения эффективного коэффициента теплопроводности флюида значительно превышают общепринятые значения теплопроводности [4]. Это объясняется резким увеличением доли теплоты, передаваемой свободной конвекцией в замкнутом пространстве.

Данные рисунка 3 свидетельствуют, что эффективность процесса ликвидации парафиновой пробки возрастает при замене флюида в межтрубном пространстве с жидкости на газ.

Расчеты показывают, что для месторождений Западной Сибири возможно ликвидировать парафиновую пробку глубиной до 1500 м при заполнении межтрубного пространства между колоннами насосно-компрессорных и обсадных труб нефтью или газами.

В случае заполнения межтрубного пространства газом возможна ликвидация парафиновой пробки на глубине порядка 1500 м при закачке нефти с температурой на устье t_y = 100°C.

Ликвидация парафиновых пробок промывкой горячей нефтью возможна и на больших глубина. Для решения этой задачи надо подобрать расход нефти и увеличить ее температуру на устье скважины, что не входит в предлагаемое исследование. ●

ТАБЛИЦА 1. Механические характеристики и классификация труб для магистральных трубопроводов

Флюид в межтрубном пространстве	Эффективный коэффициент теплопроводности $\lambda_{эф}$, Вт/(м.К)	Коэффициент теплопередачи k_2, Вт/(м².К)
Вода	4,5	12
Нефть	0,5	9
Газ (воздух)	0,25	6

Литература

1. *Купцов С.М. Температурный режим скважины: методическое пособие. – Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 111 с.*
2. *Термодинамика и теплопередача в технологических процессах нефтяной и газовой промышленности: учебник для вузов / А.Ф. Калинин, С.М. Купцов, А.С. Лопатин, К.Х. Шотиди. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2016. – 264 с.*
3. *Молчанов А.Г., Чичеров В.Л. Нефтепромысловые машины и механизмы. – М.: Недра, 1983. – 308 с.*
4. *Трошин А.К., Купцов С.М., Калинин А.Ф. Термодинамические и теплофизические свойства рабочих тел теплоэнергетических установок: справочное пособие. – М.: МПА-ПРЕСС, 2006. – 78 с.*

KEYWORDS: *paraffin plug, oil well, thermal regime, temperature, heat transfer coefficient, thermal conductivity factor, fluid.*

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

июль

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

4–5 июля

3-й международный инвестиционный форум и выставка

ВОСТОЧНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ 2018

Владивосток

5–6 июля

Международная выставка и конференция по предотвращению и борьбе с разливами нефти на Гоа

Oil Spill India 2018

Индия, Нью-Дели

9–12 июля

Международная промышленная выставка

ИННОПРОМ 2018

г. Екатеринбург

18–20 июля

Международная выставка угольной промышленности

ICME 2018

Китай, Сиань, Xi'an Qujiang International Convention & Exhibition Center (QICEC)

30–31 июля

20-я Международная конференция по вопросам нефти, газа и угольным технологиям

ICOGCT 2018

Цюрих, Швейцария

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФАКТОРОВ ТЕХНОГЕННЫХ СОБЫТИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ ТЭК

УДК 622.692.4-004-192

ПРОВЕДЕН АНАЛИЗ АВАРИЙНОСТИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ И МАГИСТРАЛЬНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ЗА ПЯТИЛЕТНИЙ ПЕРИОД ЭКСПЛУАТАЦИИ 2012–2016 ГГ. В КАЧЕСТВЕ ОБЪЕКТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ РАССМОТРЕНЫ ПРЕДПРИЯТИЯ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИЕ ЛИЦЕНЗИОННУЮ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ ПО ТРАНСПОРТИРОВКЕ И ХРАНЕНИЮ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ТЕРРИТОРИЯХ СИБИРИ И ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА. СЛУЧАИ АВАРИЙНОСТИ КЛАССИФИЦИРОВАНЫ КАК ТЕХНОГЕННЫЕ СОБЫТИЯ В СООТВЕТСТВИИ С УРОВНЯМИ ОПАСНОСТИ, СОГЛАСНО ПОСЛЕДНИМ ТРЕБОВАНИЯМ ФЕДЕРАЛЬНОЙ СЛУЖБЫ ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ И АТОМНОМУ НАДЗОРУ. ОПРЕДЕЛЕНЫ ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ТЕХНОГЕННЫХ СОБЫТИЙ И ИЗМЕНЕНИЕ ИХ ДИНАМИКИ С УЧЕТОМ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ УДЕЛЬНОЙ ИНТЕНСИВНОСТИ. НА ОСНОВАНИИ ОБРАБОТКИ СТАТИСТИЧЕСКИХ ДАННЫХ УСТАНОВЛЕНО, ЧТО НАИБОЛЕЕ ОПАСНЫМИ НА ТЕКУЩИЙ ПЕРИОД ЯВЛЯЮТСЯ ФАКТОРЫ ВМЕШАТЕЛЬСТВА СТОРОННИХ ЛИЦ, ПРИВОДЯЩИЕ К РАЗРУШЕНИЮ ТРУБОПРОВОДОВ, ОБОРУДОВАНИЯ И К РАЗЛИВУ УГЛЕВОДОРОДОВ. ЗНАЧИТЕЛЬНЫЙ ВКЛАД В АВАРИЙНОСТЬ ОБЪЕКТОВ ВНОСЯТ КОРРОЗИОННЫЕ И МЕХАНИЧЕСКИЕ РАЗРУШЕНИЯ. УЧИТЫВАЯ ПОЛУЧЕННЫЕ ДАННЫЕ ПО ПРИЧИНАМ ВОЗНИКНОВЕНИЯ И РАЗВИТИЯ ТЕХНОГЕННЫХ СОБЫТИЙ, ОПРЕДЕЛЕНЫ ВОЗМОЖНЫЕ ПУТИ СНИЖЕНИЯ АВАРИЙНОСТИ И ВЫДЕЛЕНЫ ОСНОВНЫЕ УРОВНИ ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИХ АСПЕКТОВ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ И ОБОРУДОВАНИЯ

THE ACCIDENT RATE OF OIL AND GAS PRODUCTION FACILITIES AND MAIN TRANSPORT OF OIL AND OIL PRODUCTS FOR A FIVE-YEAR PERIOD OF OPERATION IN 2012–2016 WAS ANALYZED. ENTERPRISES WHICH CARRY OUT LICENSED ACTIVITIES FOR TRANSPORTING AND STORAGE OF LIQUID HYDROCARBONS IN THE TERRITORIES OF SIBERIA AND THE FAR EAST WERE TAKEN AS SUBJECTS OF RESEARCH. ACCIDENT INCIDENTS ARE CLASSIFIED AS TECHNOGENIC EVENTS AS PER THE LEVEL OF DANGER, ACCORDING TO THE LATEST REQUIREMENTS OF THE FEDERAL SERVICE FOR ENVIRONMENTAL, TECHNOLOGICAL AND NUCLEAR SUPERVISION. THE MAIN FACTORS FOR THE TECHNOGENIC EVENTS TO OCCUR AND THE CHANGE IN THEIR DYNAMICS ARE DETERMINED BASED ON THE SPECIFIC INTENSITY DISTRIBUTION. BASED ON PROCESSING OF STATISTICAL DATA, THE FACTORS FOUND TO BE MOST DANGEROUS FOR THE CURRENT PERIOD ARE THE FACTORS OF INTERFERENCE OF UNAUTHORIZED PERSONS, LEADING TO THE DESTRUCTION OF PIPELINES, EQUIPMENT AND TO THE SPILL OF HYDROCARBONS. CORROSION AND MECHANICAL DESTRUCTION CONTRIBUTE SIGNIFICANTLY TO THE ACCIDENT RATE OF FACILITIES. WITH TAKING INTO ACCOUNT THE OBTAINED DATA ON THE CAUSES FOR THE OCCURRENCE AND DEVELOPMENT OF TECHNOGENIC EVENTS, WE DETERMINED POSSIBLE WAYS TO REDUCE THE ACCIDENT RATE AND IDENTIFIED THE MAIN LEVELS OF ORGANIZATIONAL AND TECHNICAL ASPECTS OF PROTECTION PROVIDED FOR PIPELINES AND EQUIPMENT

Ключевые слова: *трубопроводы, углеводороды, эксплуатация, транспорт, хранение, аварийность, техногенные события, факторы, динамика, нормативно-техническая документация, технология, промышленная безопасность, экология.*

Чухарева Наталья Вячеславовна,
к.х.н., доцент Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета

Краус Юрий Александрович,
к.т.н., доцент кафедры нефтегазового дела, стандартизации и метрологии Омского государственного технического университета

Ревазов Алан Михайлович,
д.т.н., профессор кафедры сооружения и ремонта газонефтепроводов и хранилищ РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Основной перечень ключевых направлений развития промышленного сектора Российской Федерации предполагает совершенствование существующих и строительство новых трубопроводных систем для транспорта различных углеводородных сред. В качестве связующих звеньев в цепочке «поставщик – потребитель» ключевое место занимают промысловые и магистральные нефте- и нефтепродуктопроводы, успешная работа которых особым образом влияет на инфраструктуру конкретного региона, обеспечивает взаимосвязь между внутри- и межгосударственными структурами, но в то же время может оказывать негативное воздействие на экологическую обстановку.

Для предотвращения аварийных разрушений трубопроводов (аварий и инцидентов – техногенных событий 1-го и 2-го уровней (далее ТС), в соответствии с классификацией [1]) на нефтегазовых предприятиях функционируют современные средства обеспечения надежности, внедряются новые методы для определения и устранения дефектов, проводится анализ изменения несущей способности линейной части трубопровода (ТП) в сочетании с различными эксплуатационными нагрузками [2–4], однако исключить вероятность возникновения ТС невозможно. Это подтверждают ежегодные отчеты Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору и статистические данные периодических изданий, в том числе и ранее проведенные авторские исследования [5, 6]. Поэтому,

ТАБЛИЦА 1. Классификация техногенных событий в области промышленной безопасности на объектах нефтегазодобычи и магистрального транспорта нефти и нефтепродуктов

Уровень опасности ТС	Признак по выходу продукта	Описание зарегистрированного события в соответствии с классификацией ТС в области промышленной безопасности (только ТП и площадочные объекты)
1	без выхода	*на объектах нефтегазодобычи и на объектах магистрального транспорта нефти и нефтепродуктов:* – нет
	с выходом	*на объектах нефтегазодобычи:* – выброс продукта объемом более 10 т в результате разгерметизации напорных, внутри- и межпромысловых трубопроводов; – выброс продукта на поверхность торфяного болота в объеме, превышающем нижний уровень (установлен приказом Министерства природных ресурсов РФ № 156 от 03.03.2003) в результате разгерметизации напорных, внутри- и межпромысловых трубопроводов; – контролируемый выброс в количестве 1 т в обвалование с последующим возгоранием в результате превышения величины верхнего допустимого уровня в резервуаре *на объектах магистрального транспорта нефти и нефтепродуктов:* – выброс с последующим возгоранием; – выброс без возгорания объемом более 10т; – выброс без возгорания с попаданием в водный объект
2	без выхода	*на объектах нефтегазодобычи и на объектах магистрального транспорта нефти и нефтепродуктов:* – нет
	с выходом	*на объектах нефтегазодобычи:* – выброс продукта объемом от 1 до 10 т в результате разгерметизации напорных, внутри- и межпромысловых трубопроводов; – выброс продукта на поверхность торфяного болота в объеме, не превышающем нижний уровень (установлен приказом Министерства природных ресурсов РФ № 156 от 03.03.2003) в результате разгерметизации напорных, внутри- и межпромысловых трубопроводов; *на объектах магистрального транспорта нефти и нефтепродуктов:* – контролируемый выброс без возгорания в количестве от 1 до 10 т без попадания в водный объект; – контролируемый выброс в количестве 1 т в обвалование без возгорания в результате превышения величины верхнего аварийного уровня в резервуаре
3	без выхода	*на объектах нефтегазодобычи:* – нештатный останов насоса без остановки НПС на срок менее 24 часов; *на объектах магистрального транспорта нефти и нефтепродуктов:* – остановка перекачки по технологическому участку менее 24 часов в результате превышения величины допустимого рабочего давления на выходе из НПС; – нештатный останов насоса без остановки перекачки по технологическому участку
	с выходом	*на объектах нефтегазодобычи:* – нет; *на объектах магистрального транспорта нефти и нефтепродуктов:* – утечка из магистрального нефте- или продуктопровода в количестве менее 1 т без попадания в водный объект
классифицируемое правоохранительными органами как уголовно наказуемое деяние		*на объектах нефтегазодобычи:* – нет; *на объектах магистрального транспорта нефти и нефтепродуктов:* – выброс из магистрального нефте- или продуктопровода в результате несанкционированной врезки

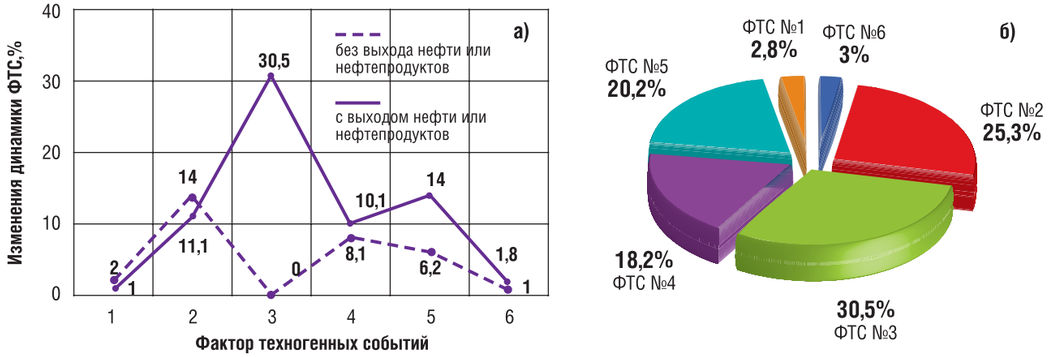
с одной стороны, в качестве одного из индикаторов успешной деятельности предприятий нефтегазового комплекса выступает безаварийная работа ТП, с другой стороны – разработанный комплекс мероприятий по их предупреждению. Третьей стороной, в случае возникновения и развития ТС, являются эффективные мероприятия по локализации и ликвидации аварийных ситуаций, что в совокупности определяет надежность системы трубопроводного транспорта углеводородов и процессов, осуществляемых в рамках лицензионной деятельности, и непосредственно сказывается на качестве функционирования систем управления охраной окружающей средой.

Отметим, что исходная составляющая новых технологических решений базируется на результатах анализа аварийности в прошлом и определяется идентификацией причин возникновения и развития ТС. При этом, согласно [7], полученные данные являются неотъемлемой частью процесса идентификации и управления рисками (классификация, реагирование, контроллинг) при эксплуатации опасных производственных объектов. Без них невозможно в полной мере определить реальную картину причин, приводящих к нарушению режимов эксплуатации

ТАБЛИЦА 2. Распределение факторов техногенных событий на объектах нефтегазодобычи и магистрального транспорта нефти и нефтепродуктов по уровню опасности

Фактор техногенного события	Уровни опасности техногенных событий, %						
	1		2		3		классифицируемое правоохранительными органами как уголовно наказуемое деяние
	без выхода НУВ	с выходом НУВ	без выхода НУВ	с выходом НУВ	без выхода НУВ	с выходом НУВ	
	аварии		инциденты				
Заводской брак и брак строительно-монтажных работ	–	–		1,0	2,0		–
Механические повреждения	–	2,1	–	3,0	14,2	6,0	–
Несанкционированные врезки	–	–	–	–	–		30,5
Некачественная организация контроля за проведением работ	–	2,5	–	3,8	8,1	3,8	–
Коррозия	–	2,0	–	3,5	6,2	8,5	–
Форс-мажорные обстоятельства	–	0,4	–	0,6	1,0	0,8	–
Всего	**–**	**7,0**	**–**	**11,9**	**31,5**	**19,1**	**30,5**

РИС. 1. Распределение факторов техногенных событий



Факторы техногенных событий:
ФТС №1 – заводской брак и брак строительно-монтажных работ; ФТС №2 – механические повреждения;
ФТС №3 – несанкционированные врезки; ФТС №4 – некачественная организация контроля за проведением работ;
ФТС №5 – коррозия; ФТС №6 – форс-мажорные обстоятельства

ТП и нарушению экологического баланса на территориях функционирования предприятий. Целью данного исследования является классификация факторов ТС по результатам лицензионной деятельности нефтегазовых предприятий, осуществляющих транспортировку жидких углеводородных сред на территории Сибирского и Дальневосточного федеральных округов.

Для реализации поставленной цели необходимо исследовать динамику ТС с разрушением ТП, установить основную долю наиболее значимых факторов, определить основные направления повышения эксплуатационной надежности ТП.

Идентификация ТС была проведена на основе статистической базы [5] за пятилетний период эксплуатации 2012–2016 гг. промысловых и магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов общей протяженностью около 14 000 км. Из них на долю промысловых ТП приходится около 25 %. Объекты трубопроводного транспорта включают 19 участков промыслового и магистрального нефтепровода и нефтепродуктопровода и 102 стационарных площадочных объекта (нефтеперекачивающие станции, резервуарные парки, площадки сливо-наливных эстакад).

Сеть ТП расположена на территориях Амурской области и Республики Саха, пересекает территории Хабаровского, Красноярского и Алтайского краев, Иркутскую, Томскую, Кемеровскую, Омскую и Новосибирскую области. По местоположению ТП имеются сложные участки с островным распространением многолетнемерзлых грунтов, болот 1, 2 и 3 типов, скальных грунтов и районов с сейсмической активностью.

Все ТС в зависимости от признаков реализации аварий и инцидентов и тяжести последствий были отнесены в соответствии с последними требованиями [1] к 1, 2 и 3 уровням опасности и как регистрируемое событие, классифицируемое правоохранительными органами как уголовно наказуемое деяние (табл. 1).

ТС были распределены в соответствии с [6, 8, 9] по шести основным группам (факторам техногенного события – ФТС), которые привели к нарушениям режима работы трубопроводов и оборудования, изменению напряженно-деформированного состояния объектов. Следствием таких техногенных событий было и загрязнение окружающей среды в результате выхода нефтесодержащей жидкости, нефти, нефтепродуктов (нефтяных углеводородов, НУВ).

За исследуемый период сумма всех ТС была принята за 100 %. Данные по ФТС представлены в табл. 2 и в виде графического распределения (рис. 1), наглядно отражающего динамику изменения ТС в зависимости от ФТС с привязкой к разливам НУВ.

Обработка статистических данных (табл. 2) определила, что наибольший вклад в динамику аварийности объектов нефтегазодобычи и магистрального транспорта нефти и нефтепродуктов внесли ТС, относящиеся к 3 уровню опасности (31,5 %), и ТС, которые классифицируются правоохранительными органами как уголовно наказуемое деяние вследствие несанкционированных действий третьих лиц (30,5 %). Последнее, согласно [10], является актуальной проблемой на протяжении уже длительного времени, начиная с 1990-х годов. При этом факты с разливом НУВ, независимо от уровня опасности, составили основную долю аварийности объектов ТП (68,5 %), что указывает не только на нанесение ущерба предприятиям по добыче и транспортировке углеводородов в результате потери ценного сырья, но и свидетельствует о негативном влиянии на окружающую среду. Такой результат может приводить к дополнительным финансовым затратам и к нарушению экологического баланса на территориях деятельности исследуемых технических объектов (рис. 1а).

Общее распределение аварийности позволило выделить наиболее значимые ФТС в результате: 1) механического повреждения (ФТС № 2 – 25,3 %); 2) несанкционированных врезок (ФТС № 3 – 30,5 %); 3) недостаточного уровня организации контроля за проведением работ по обслуживанию и ремонту (ФТС № 4 – 18,2 %); 4) коррозионного разрушения (ФТС № 5 – 20,2 %, рис. 1б). При этом необходимо отметить, что указанные факторы техногенных событий и в более ранние периоды эксплуатации ТП вносили определяющий вклад в статистику аварийности, независимо от местоположения объектов, на что указывают исследования [6, 10–12].

Основные причины возникновения ФТС в большей степени связаны с нарушениями технологических регламентов по эксплуатации объектов трубопроводного транспорта углеводородов и недолжным уровнем контроля со стороны охранных структур (в первую очередь, на уровне предприятия). Кроме того, значительный объем трубопроводов находится длительный период в эксплуатации, и, несмотря на то, что НТП постоянно проводят замену дефектных участков, единовременно проблему износа трубопроводов и оборудования под влиянием коррозии решить нельзя.

Особо следует отметить факт ранжирования добывающими компаниями случаев разливов жидкого флюида (нефтесодержащей жидкости) в результате по большей части коррозионного разрушения нефтепромысловых ТП как некатегорийных отказов, в соответствии с действующим регламентом РД 39-132-94 [13]. Это не позволяет в полной мере учитывать влияния некоторых случаев проявления (разлива) продукта на общую статистику аварийности. Занижает данные и влияет на качество определения вероятности дальнейшего развития негативного происшествия (или предпосылок). Такое разночтение нормативно-правовой базы будет скорректировано после вступления в силу Методических рекомендаций по классификации техногенных событий в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах нефтегазового комплекса (приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 24.01.2018 г. № 29 «Об утверждении руководства по безопасности»). Теперь выброс продукта менее 1 т без возгорания и загрязнения водотоков в результате разгерметизации напорных, внутри- и межпромысловых трубопроводов, согласно [1], относится к 3-му классу техногенных событий. Принятый документ является документом федерального уровня, что выше уровня действующего РД (уровень предприятия), и позволит получать более полную информацию о разрушениях ТП, что, в свою очередь, отразится на качестве защитных мер по предотвращению данных ТС и повысит

ТАБЛИЦА 3. Распределение удельной интенсивности техногенных событий на объектах нефтегазодобычи и магистрального транспорта нефти и нефтепродуктов

Год эксплуатации	Удельная интенсивность ТС, Куд.**, ед/тыс. км							Общая протяженность ТП, тыс. км
	ФТС № 1	ФТС № 2	ФТС № 3	ФТС № 4	ФТС № 5	ФТС № 6	всего	
2007	0,09	–	0,63	–	–	–	0,72	8,4
2008	–	0,11	0,75	–	–	0,09	0,95	10,2
2009	–	0,09	0,25	–	–	–	0,34	12,2
2010	–	0,09	0,61	0,17	0,09	–	0,96	12,6
2011	0,09	–	0,17	–	0,17	–	0,43	12,6
2012	–	–	0,30	–	0,20	0,02	0,52	12,8
2013	0,04	0,14	0,25	0,17	–	–	0,60	13,1
2014	–	0,09	–	0,14	0,11	0,02	0,36	13,5
2015	–	–	0,29	0,09		–	0,32	14,0
2016	–	0,08	0,10	–	0,10	–	0,28	14,2

* данные по эксплуатации 2007…2011 гг. в соответствии с [9];

** $K_{уд.} = \frac{\sum A}{L}$, ΣA – сумма ТС за исследуемый период, ед.; L – общая протяженность ТП, тыс. км

РИС. 2. Распределение удельной интенсивности техногенных событий

эффективность работы системы управления промышленной безопасностью на НГП.

Что касается ФТС № 1 (рис. 1б), то и при более ранних периодах эксплуатации указанный фактор особого вклада в общую статистику аварийности ТП не вносил [9–12]. Это свидетельствует о качестве поставляемого оборудования и трубопроводов заводами-изготовителями. В большей степени это продукт российского производства в рамках реализации государственной программы по замещению импортного оборудования. Также прослеживается результат комплексного подхода к обеспечению надежности и долговечности современных технических средств и устройств путем привлечения большого круга научных специалистов для решения практических задач производства (увеличение объема грантов из государственных и негосударственных фондов, в том числе с совместным финансированием производственных предприятий).

Рассматривая интенсивность ТС как удельную, с учетом изменений общей протяженности трубопроводов на каждые 1 000 км ($K_{уд.}$), следует отметить, что за указанный период эксплуатации наблюдалось снижение $K_{уд.}$ по сравнению с периодом 2007–2011 гг., представленном в ранее проведенных авторских исследованиях [9] (табл. 3).

Строительство новых участков трубопроводной системы определенным образом положительно влияет на $K_{уд.}$ Но это только одна из причин снижения аварийности. Существенный вклад вносят изменения за последнее время нормативно-технического и нормативно-правового характера, что отражается в ряде документов на уровне предприятия и на государственном уровне, например [12, 4–16].

С другой стороны, отрицательное влияние на изменение $K_{уд.}$ оказывает длительный эксплуатационный ресурс достаточно большого объема действующих ТП, единовременная замена которых, как было указано выше, невозможна. В соответствии с этим, необходимо в обязательном порядке проводить оценку остаточного ресурса, которая определяется типом основного повреждающего фактора, действующего на элементы трубопровода [17]. Прогнозирование остаточного ресурса необходимо производить только для ТП, техническое состояние которого по результатам обследования и исследования механических свойств и структуры металла оценивается как удовлетворительное. Оценка остаточного ресурса основных несущих элементов трубопровода, повреждающим фактором для

РИС. 3. Основные направления мероприятий по предовращению ФТС и их устранению, в случае возникновения

которого является общая коррозия, производится по формуле:

$$T_{ОСТ} = \frac{K(S_Ф - S_{ОТБ})}{A_Ф}, \quad (1)$$

где $T_{ОСТ}$ – остаточный ресурс элемента, годы;

$S_Ф$ – фактическая толщина элемента, мм;

$S_{ОТБ}$ – отбраковочная толщина элемента, мм;

K – коэффициент, зависящий от категории и срока службы трубопровода без замены;

$A_Ф$ – фактическая скорость коррозионного и эрозионного износа, мм/год.

Также общеизвестен отрицательный факт нестабильности скорости коррозионного разрушения достаточно большого объема ТП, транспортирующих агрессивную среду, с периодически изменяющимся составом и не относящуюся к товарной нефти или нефтепродуктам, например исследования [18–20]. Поэтому полученная графическая зависимость удельной интенсивности техногенных событий на объектах нефтегазодобычи и магистрального транспорта нефти и нефтепродуктов от общей протяженности трубопроводов носит нелинейный характер (рис. 2).

В целом проведенный анализ аварийности за 2012–2016 гг. на объектах нефтегазодобычи и магистрального транспорта нефти и нефтепродуктов в соответствии с последними требованиями Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору [1] позволил наметить возможные пути снижения влияния установленных факторов техногенных событий на общую динамику аварийности. С целью исключения возникновения ФТС или минимизации их действия в случае возникновения техногенного события, основные направления деятельности НТП могут быть распределены по трем основным векторам: организационные, технологические мероприятия, нормативно-правовое

РИС. 4. Основные направления повышения эксплуатационной надежности НТП

регулирование. Такой подход не только учитывает практический опыт деятельности предприятий в области промышленной безопасности (например, в соответствии с [21]), но и способствует развитию и внедрению новых технических средств и устройств, стимулирует применение новых методических подходов к реализации и оценке результатов производственной деятельности (рис. 3).

В целом основные направления деятельности НТП преследуют цель повышения эксплуатационной надежности трубопроводов и оборудования, путем взаимодействия разных уровней организационно-технических аспектов, общие положения которых могут быть представлены в следующем виде (рис. 4). Это позволит НТП усилить контроль за техническими средствами и технологическими процессами, сократить время получения информации о ТС, сократить время реагирования на возникновение ТС и усилить мероприятия по охране опасных производственных объектов, тем самым повысить общий уровень промышленной и экологической безопасности предприятий. ●

Выражение признательности.
Исследование проведено в Томском политехническом университете в рамках гранта Программы повышения конкурентоспособности Томского политехнического университета

Литература

1. *Руководство по безопасности «Методические рекомендации по классификации техногенных событий в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах нефтегазового комплекса» (приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 24.01.2018 г. № 29) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http:// www.garant.ru (дата обращения 01.03.2018).*
2. *Неганов Д.А. Анализ несущей способности трубопровода при действии эксплуатационных нагрузок / Д.А. Неганов, В.М. Варшицкий, О.А. Козырев // Нефтяное хозяйство. – 2017. – №. 7. – С. 95–98.*
3. *Грузин А.В. Устойчивость трубопроводов / А.В. Грузин, В.В. Грузин // Neftegaz.RU – 2017. – №. 12. – С. 19–25.*
4. *Учет масштабного эффекта при обосновании прочности магистральных трубопроводов / Ю.В. Лисин, Д.А. Неганов, Н.А. Махутов, Н.Е. Зорин // Нефтяное хозяйство. – 2017. – №. 6. – С. 112–116.*
5. *Ежегодные отчеты о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. Ростехнадзор [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.gosnadzor.ru (дата обращения 25.02.2018).*
6. *Предотвращение аварийных разливов при порывах нефтепромысловых трубопроводов на подводных переходах и в пойменной зоне / Н.В. Чухарева, А.В. Рудаченко, А.М. Ревазов, И.В. Соколов // Нефтегазовое дело. – 2014. – Т12. – № 1. – С. 103–108.*
7. *Дорохина Е.Ю. Оперативное управление экологическими рисками в строительной индустрии / Е.Ю. Дорохина, С.Г. Харченко // Экология и промышленность России. – 2009. – № 7. – С. 38–41.*
8. *Стадникова М.А. Анализ возможных сценариев развития аварийных ситуаций на линейной части магистрального нефтепровода / М.А. Стадникова // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2010. – № 11. – С. 36–39.*
9. *Аварийность магистральных нефтепроводов и продуктопроводов Сибирского и Дальневосточного регионов. Организационно-технические аспекты повышения безопасности / Н.В. Чухарева, А.В. Рудаченко, А.М. Ревазов, В.В. Дмитриенко // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2012. – № 3. – С. 36–40.*
10. *Мокроусов С.И. Проблемы обеспечения безопасности магистральных и межпромысловых нефтегазопродуктопроводов. организационные аспекты предупреждения несанкционированных врезок / С.И. Мокроусов // Безопасность труда в промышленности. – 2006. – № 9. – С. 16–19.*
11. *Анализ риска магистральных нефтепроводов при обосновании проектных решений, компенсирующих отступления от действующих требований безопасности / М.В. Лисанов, С.И. Сумской, А.В. Савина, Е.Л. Шанина, А.Е. Лесняк, А.И. Таран, И.В. Наумович // Безопасность труда в промышленности. – 2010. – № 3. – С. 58–66.*
12. *Постановление Правительства РФ от 26.08.2013 № 730 «Об утверждении Положения о разработке планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.garant.ru (дата обращения 25.12.2017).*
13. *РД 39-132-94 Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://gostrf.com (дата обращения 12.02.2018).*
14. *ФЗ 116. О промышленной безопасности опасных производственных объектов (с изменениями на 7 марта 2017 года) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.consultant.ru (дата обращения 15.01.2018).*
15. *Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. – М.: ЗАО «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 288 с.*
16. *Проект Приказа Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации промысловых трубопроводов» (подготовлен Ростехнадзором 18.05.2017) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.garant.ru (дата обращения 01.03.2018).*
17. *Методика оценки остаточного ресурса технологических трубопроводов (Госгортехнадзор РФ № 02-35/327 от 24.07.96 г.) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http:// http://www.gostrf.com (дата обращения 17.01.2018).*
18. *Подопригора А.А. Исследование коррозионного разрушения поверхностей нефтепроводов после длительной эксплуатации / А.А. Подопригора // Вестник Югорского государственного университета. – 2011. – Вып. 4 (23). – С. 105–112.*
19. *Годовой отчет о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2016 году. М., 2017. – 397 с.*
20. *Повышение работоспособности аварийно опасных участков нефтесборных трубопроводов/ И.Р. Байков, С.В. Китаев, М.Г. Петров, Н.Р. Рязапов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2017. – № 3 – С. 55–66.*
21. *Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» (Приказ Ростехнадзора от 11.04.2016) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.garant.ru (дата обращения 02.02.2018).*

KEYWORDS: *pipelines, hydrocarbons, operation, transport, storage, accident rate, technogenic events, factors, dynamics, standard and technical documentation, technology, industrial safety, ecology.*

ЭКСПЕРТНЫЙ АНАЛИЗ: ЧТО УГОТОВАНО РУССКОЙ НЕФТИ?

OILPRICE

Виктор Катона

После инаугурации Путина министром энергетики остался А. Новак – один из немногих везунчиков, работой которого Путин удовлетворен. Помогать ему будет новый заместитель премьер-министра Д. Козак, раньше отвечавший за региональное развитие. Прежде занимавший этот пост А. Дворкович был раскритикован В. Путиным за банкротство авиационной компании, а в апреле его ниспровержение стало делом решенным, когда по обвинению в хищении был арестован владелец черноморского порта З. Магомедов, считавшийся протеже А. Дворковича. У Дворковича также очень непростые отношения с главой «Роснефти» И. Сечиным.

В 2016–2017 гг. Москва предпочла закрыть малорентабельные западносибирские скважины. Но время идет, и Россия неожиданно оказалась в положении потенциального компенсирующего производителя. Ее резервные возможности составляют 500 тыс. барр в день. Это лишь четверть резервных возможностей Саудовской Аравии.

В целом у России есть только одна неотложная проблема, требующая немедленного решения, – снижение качества поставляемой в Европу нефти марки Urals, Минэнерго должно найти долгосрочное решение проблемы качества.

РОССИЙСКО-КИТАЙСКАЯ НЕФТЯНАЯ ПОМОЛВКА РАСТОРГНУТА НА ФОНЕ НИСПРОВЕРЖЕНИЯ ГЛАВЫ CEFC

Bloomberg

Заключенное в прошлом году соглашение о покупке CEFC пакета акций ОАО «Роснефть» за 10 млрд долл расторгнуто, поскольку продавцы, консорциум швейцарского трейдера «Гленкор» и катарского инвестфонда QIA, решили отказаться от сделки. Вместо этого QIA сконцентрирует у себя пакет из почти 19% акций российской госкомпании, большая часть которого предназначалась для продажи CEFC.

Провал сделки – результат бесплодных усилий российского президента В. Путина по углублению стратегических связей с Китаем в энергетической области в условиях падения цен на нефть и антироссийских санкций. Это также обесценивает все громкие достижения CEFC.

Сделка по покупке акций «Роснефти» была пиком быстрого роста CEFC и кульминацией тех усилий, которые глава компании Е Цзяньмин прилагал, чтобы выстроить свой бизнес в соответствии с зарубежными политическими и экономическими целями председателя КНР Си Цзиньпина в рамках инициативы по привлечению иностранных инвестиций.

ПЛАВУЧИЙ АТОМНЫЙ ЭНЕРГОБЛОК ИЗ РОССИИ ВЫЗЫВАЕТ ОПАСЕНИЯ

Frankfurter Rundschau

Анника Лайстер

Российская плавучая атомная электростанция «Академик Ломоносов» прошла вдоль берегов Германии. Депутаты партии «зеленых» предостерегают от «безумного проекта» по размещению ядерных реакторов на плавучих платформах.

Судя по техническим нюансам, перечисленным Министерством по охране окружающей среды в семистраничном документе, платформа лишь ввиду своей подвижности уже несет в себе новые риски. В Германии АЭС получает разрешение, только если она способна выдержать падение военного самолета весом 20 т на скорости 215 м/сек. «Если АЭС выдержит такой удар, то она защищена и от других рисков, например от интенсивного обстрела извне».

В случае повреждения корпуса или выхода из строя системы охлаждения существует опасность расплавления ядра реактора в течение двух часов. В связи с этим председатель комитета по охране окружающей среды С. Коттинг-Уль призывает правительство Германии к действиям: «Пришло время для того, чтобы смелее выступить против глобальных ядерных махинаций России». Обеспокоены проектом и правительства других стран, прежде всего Норвегии. ●

МГРП

Численная модель работы горизонтальной скважины

МГРП – НАИБОЛЕЕ ПЕРСПЕКТИВНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ РАЗРАБОТКИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ, ПРИ ЭТОМ НАУЧНЫЕ РАБОТЫ В ОСНОВНОМ ЗАТРАГИВАЮТ ТЕХНИЧЕСКИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЕГО ПРОВЕДЕНИЯ. ОСТАЕТСЯ АКТУАЛЬНЫМ ВОПРОС ОПТИМАЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА СТАДИЙ ГРП И РАССТОЯНИЯ МЕЖДУ ТРЕЩИНАМИ, ДЛЯ ЧЕГО НЕОБХОДИМО МОДЕЛИРОВАТЬ МГРП В ВИДЕ ТРЕЩИН, РАСПОЛОЖЕННЫХ В ГОРИЗОНТАЛЬНОМ УЧАСТКЕ НА РАВНОМ РАССТОЯНИИ ДРУГ ОТ ДРУГА С УЧЕТОМ ИНТЕРФЕРЕНЦИИ МЕЖДУ НИМИ

MSHF – THE MOST PROMISING DIRECTION IN THE DEVELOPMENT OF LOW-PERMEABILITY RESERVOIRS, BUT SCIENTIFIC WORKS IN THIS DIRECTION MAINLY AFFECT THE TECHNICAL POSSIBILITIES OF CARRYING OUT IT. THE ISSUE OF THE OPTIMUM NUMBER OF STAGES OF FRACTURING AND THE DISTANCE BETWEEN THE CREATED CRACKS REMAINS URGENT, FOR WHICH IT IS NECESSARY TO MODEL MSHF IN THE FORM OF CRACKS LOCATED WITHIN A HORIZONTAL SECTION AT EQUAL DISTANCES FROM EACH OTHER, TAKING INTO ACCOUNT THE INTERFERENCE BETWEEN THEM

Ключевые слова: *бурение, горизонтальные скважины, многостадийный гидроразрыв пласта, оценка эффективности, технология, добыча нефти, интенсификация.*

УДК 622.276

Мулявин Семен Федеорович,
доктор технических наук,
профессор кафедры Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
Института геологии и нефтегазодобычи Тюменского индустриального университета

Колев Жеко Митков,
кандидат технических наук,
доцент кафедры Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
Института геологии и нефтегазодобычи Тюменского индустриального университета

Альшейхли Мохаммед Джавад Зейналабидин,
аспирант кафедры Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
Института геологии и нефтегазодобычи Тюменского индустриального университета

Зотова Ольга Павловна,
ассистент кафедры Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
Института геологии и нефтегазодобычи Тюменского индустриального университета

Актуальность проблемы

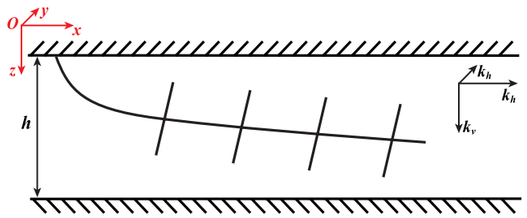
Результаты, достигнутые на Приобском месторождении за счет применения горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта, позволяют охарактеризовать технологию как весьма перспективную для более широкого применения.

Технологии и технические средства строительства скважин сложного профиля с проведением многостадийного гидравлического разрыва коллекторов позволяют сформировать разветвленную систему техногенных каналов и трещин, охватывающую объём продуктивного пласта, но системная оптимизация указанной технологии разработки с применением горизонтальных скважин отсутствует [1].

При этом научные работы в данном направлении в основном затрагивают технические возможности проведения данной операции и в большинстве своем не затрагивают вопросов теоретического исследования эффективности применения многостадийного ГРП. Кроме того, остается актуальным вопрос оптимального количества стадий гидроразрыва и расстояния между создаваемыми трещинами для чего необходимо моделировать многостадийные гидроразрывы в виде трещин, расположенных в пределах горизонтального участка на равном расстоянии друг от друга с учетом интерференции между ними [2–9].

Постановка задачи. Рассмотрим однородно-анизотропный пласт толщиной h, горизонтальной проницаемостью k_h и вертикальной проницаемостью k_v, с непроницаемыми кровлей и подошвой, который вскрывает горизонтальная скважина с несколькими стадиями ГРП. Ось z направлена перпендикулярно плоскости OXY с положительными значениями вертикально вниз (рис. 1). Скважина работает при стационарном режиме.

РИС. 1. Схема к решению задачи притока к ГС с МГРП



Численная модель

Для определения притока к горизонтальной скважине и трещинам ГРП на стационарном режиме необходимо решить уравнение Лапласа.

$$\frac{\partial^2\Phi}{\partial x^2}+\frac{\partial^2\Phi}{\partial y^2}+\frac{\partial^2\Phi}{\partial z^2}=0 \qquad (1)$$

при граничных условиях, выражающих непроницаемость кровли и подошвы пласта, а также постоянство давления (потенциала) на контуре питания (Rк)

$$\left.\frac{\partial\Phi}{\partial z}\right|_{z=0,\ z=h}=0, \qquad (2)$$

$$\Phi(R_K)=\Phi_K \qquad (3)$$

где $\Phi=\frac{k}{\mu}p$ – потенциал скорости фильтрации, м²/с,

k – абсолютная проницаемость пласта, м², μ – вязкость флюида, Па·с, p – давление, Па.

Решение уравнения Лапласа для потенциала скорости фильтрации Ф вблизи точечного стока в бесконечном пласте имеет вид:

$$\Phi=-\frac{q}{4\pi r}+C \qquad (4)$$

где q – дебит стока, м³/с, r – расстояние по радиальной координате от стока, м, C – константа.

Переходя от цилиндрических координат к декартовым, получаем

$$\Phi=-\frac{q}{4\pi\sqrt{x^2+y^2+z^2}}+C \qquad (5)$$

где x, y, z – декартовы координаты, м.

Если точечный сток расположен в точке M(x_0, y_0, z_0), то потенциал q_0, созданный им в точке M(x, y, z) определится выражением

$$\Phi=-\frac{q_0}{4\pi\sqrt{(x-x_0)^2+(y-y_0)^2+(z-z_0)^2}}+C \qquad (6)$$

Чтобы перейти от бесконечного пласта к пласту конечной мощности, необходимо соблюсти условия непроницаемости кровли и подошвы (2) и ввести равнодебитные фиктивные стоки таким образом, чтобы вектор скорости фильтрации был направлен вдоль непроницаемых границ. Этого можно добиться, применив метод отражения [5]. Бесконечно отображая точечный сток, расположенный в точке M (x_0, y_0, z_0) относительно кровли и подошвы (как в зеркале), получим выражение для потенциала

$$\Phi=-\frac{q_0}{4\pi}\sum_{n=-\infty}^{\infty}\left(\frac{1}{\sqrt{(x-x_0)^2+(y-y_0)^2+(z-z_0+2nh)^2}}+\frac{1}{\sqrt{(x-x_0)^2+(y-y_0)^2+(z+z_0+2nh)^2}}\right)+C \qquad (7)$$

Второго граничного условия, постоянства давления на контуре питания, можно достичь введя фиктивные источники (работающие с дебитом обратным стоку) на расстоянии 2$R_к$:

$$\Phi=-\frac{q_0}{4\pi}\sum_{n=-\infty}^{\infty}\left(\frac{1}{\sqrt{(x-x_0)^2+(y-y_0)^2+(z-z_0+2nh)^2}}+\frac{1}{\sqrt{(x-x_0)^2+(y-y_0)^2+(z+z_0+2nh)^2}}-\frac{1}{\sqrt{R_K^2+(z-z_0+2nh)^2}}-\frac{1}{\sqrt{R_K^2+(z-z_0+2nh)^2}}\right)+C \qquad (8)$$

Стоками и источниками моделируются точки пласта через которые происходит извлечение (нагнетание) жидкости из пластовой системы. В случае достаточно протяженных горизонтальной скважины или трещины ГРП, приток будет идти не точке (стоку), а к линии стоков. Для этого необходимо проинтегрировать выражение 8 вдоль траектории участка. Так, например, участок горизонтальной скважины, направленный вдоль оси x, создаст потенциал в точке M (x_0, y_0, z_0):

$$\Phi=-\frac{q_0}{4\pi}\sum_{n=-\infty}^{\infty}\left(\int_{x_0}^{x_l}\frac{1}{\sqrt{(x-x_0)^2+(y-y_0)^2+(z-z_0+2nh)^2}}+\frac{1}{\sqrt{(x-x_0)^2+(y-y_0)^2+(z+z_0+2nh)^2}}-\frac{1}{\sqrt{R_K^2+(z-z_0+2nh)^2}}-\frac{1}{\sqrt{R_K^2+(z-z_0+2nh)^2}}dx\right)+C \qquad (9)$$

При взаимодействии системы «скважина-трещина-пласт», каждый участок коллектора, который вскрывается скважиной или трещиной, представляется линией стоков. В случае работы нескольких (N) линий стоков в пласте, необходимо учитывать их взаимодействие (интерференцию). Так, потенциал, созданный участком i на участок j, определится по формуле:

$$\Phi_j = -\sum_{i=1}^{N} q_i \frac{1}{4\pi} \sum_{n=-\infty}^{\infty} \left(\int_L^{\bullet} \frac{1}{\sqrt{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2 + (z_i - z_j + 2nh)^2}} + \frac{1}{\sqrt{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2 + (z_i + z_j + 2nh)^2}} - \frac{1}{\sqrt{R_K^2 + (z_i - z_j + 2nh)^2}} - \frac{1}{\sqrt{R_K^2 + (z_i - z_j + 2nh)^2}} dx \right) + C \quad (10)$$

Если обозначить выражение под оператором суммы как $S_{i,j}$, и перейти от потенциала к давлению

$$\Phi = \frac{k}{\mu} p \quad (11)$$

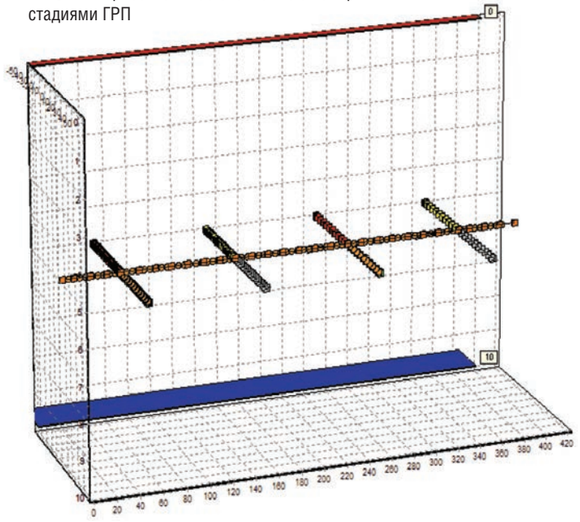
то получим формулу для определения снижения депрессии в пласте, за счет работы линии стоков

$$\Delta p_j = \sum_{i=1}^{N} q_i \frac{\mu}{4\pi k} S_{i,j}. \quad (12)$$

Для определения дебитов участков (профиля притока), необходимо решить совместно систему уравнений распределения давления в пласте при работе N линий стоков и уравнение развивающегося потока жидкости в стволе скважины. Движение жидкости по стволу скважины описывается уравнением Бернулли:

$$\rho g z_b + p_b + \frac{\rho V_b^2}{2} = \rho g z_a + p_a + \frac{\rho V_a^2}{2} + \rho g \sum h, \quad (13)$$

РИС. 2. Горизонтальное окончание с четырьмя стадиями ГРП



где p_a, p_b – давление в точках a и b, Па, $\rho g \sum h$ – потери давления при движении жидкости от точки *b* к точке *a*, Па, *V* – скорость течения жидкости, м/с.

$$\Delta p_j = \sum_{i=1}^{N} q_i \frac{\mu}{4\pi k} S_{i,j} = \Delta p_a - \left| \frac{\rho}{2} (V_a^2 - V_a^2) - \left(\sum_{k=1}^{j} \rho g \sum h_K \right) \right. \quad (14)$$

Если записать уравнение (14) для каждого участка скважины, трещины ГРП или перфорационного канала, то получим систему из N линейных алгебраических уравнений, в которой неизвестными будут дебиты перфорационных отверстий q_i.

РИС. 3. Горизонтальное окончание с четырьмя стадиями ГРП

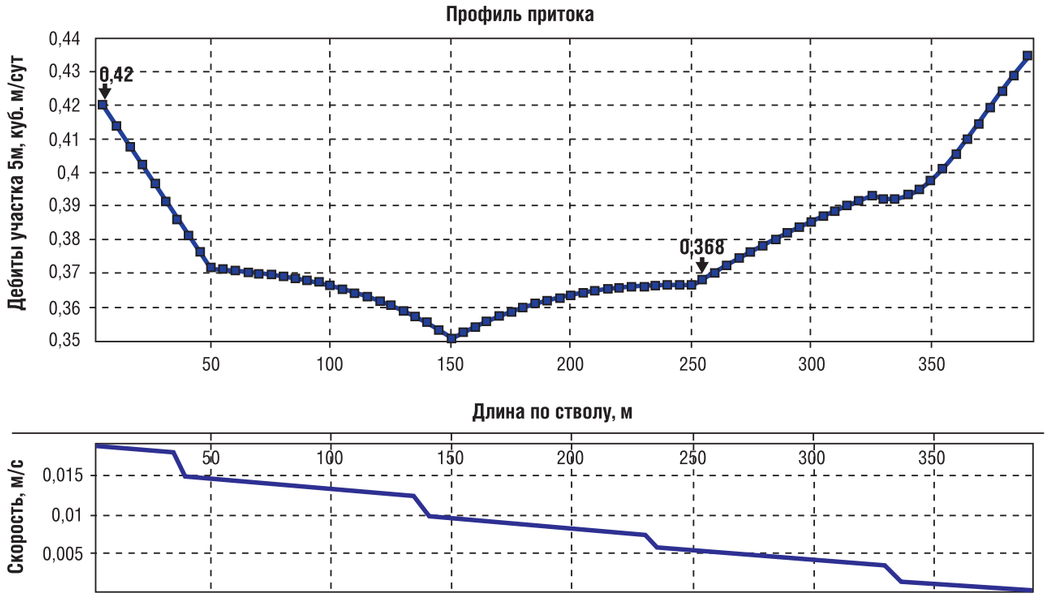
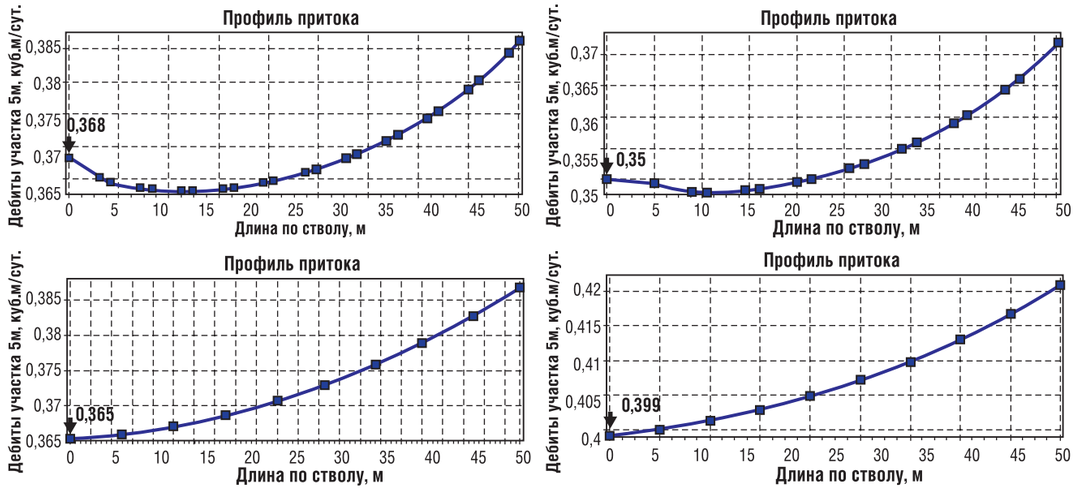


РИС. 4. Горизонтальное окончание с четырьмя стадиями ГРП



Вычислительный эксперимент

В качестве примера рассмотрим горизонтальную нефтяную скважину с четырьмя стадиями гидроразрыва. Длина горизонтального окончания *L* = 400 м, размер полудлины трещины L_f = 50 м, расстояние между стадиями ГРП 100 м. Параметры расчета: пластовое давление 20 МПа, плотность нефти в пластовых условиях 850 кг/м³, вязкость пластовой нефти 5 Па, радиус контура питания 1000 м, радиус скважины 0,1 м, мощность пласта 10 м, проницаемость пласта в горизонтальном направлении 10 мД, в вертикальном 1 мД, пластовое давление 25 МПа.

Профили притока к участкам горизонтальной скважины и профили притока к трещинам ГРП представлены на рис. 3 и 4.

Из рисунков 3 и 4 видно, что меньшие дебиты наблюдаются на участках, находящихся в середине горизонтального окончания и в местах начала трещин. Это объясняется взаимовлиянием близко расположенных друг к другу интервалов притока.

Дебит, приходящийся на горизонтальное окончание, составил 51,02 м³/сут, на первую трещину – 31,12, вторую – 30,06, третью – 28,92, четвертую – 28,02. Суммарно на трещины ГРП приходится приток 118,13 м³/сут.

Выводы

1. Выведена система уравнений, описывающая приток к скважине с несколькими трещинами ГРП, с учетом их интерференции.
2. Предложен и программно реализован численный алгоритм решения полученной системы уравнений.
3. Решена задача о притоке к горизонтальной скважине с четырьмя стадиями гидроразрыва.

Литература

1. *Черевко М.А. Разработка нефтяных месторождений Западной Сибири горизонтальными скважинами с многостадийными гидроразрывами пласта: монография. М.А. Черевко, А.Н. Янин, К.Е. Янин – Тюмень-Курган: Издательство «Зауралье», 2015. – 268 с.*
2. *Сохошко С.К., Колев Ж.М. Приток к скважине со сложной траекторией ствола в слоистом пласте // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 10. – С. 110–112.*
3. *Двойников М.В., Колев Ж.М., Водорезов Д.Д., Ошибков А.В. Модель работы многозабойной скважины с различными типами конструкции забоев при стационарном режиме // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 130–133.*
4. *Сохошко С.К., Колев Ж.М. Профиль притока к пологому стволу нефтяной скважины на стационарном режиме // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 3. – С. 33–40.*
5. *Сохошко С.К., Колев Ж.М., Назарова Н.В. Моделирование работы пологой нефтяной скважины в слоистом пласте // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2014. – № 3. – С. 72–76.*
6. *Темирбулатов Д.Р. Разработка пластов с низкими ФЕС с применение МГРП // Академический журнал Западной Сибири. – 2016. – № 2 (12). – С. 28.*
7. *Миронов С.В. Обзор существующих технологий проведения гидравлического разрыва пласта // Академический журнал Западной Сибири. – 2016. – № 2 – (12). С. 28.*
8. *Сафаров Р.Р. Развитие технологий гидравлического разрыва пласта как метода интенсификации притока // Научный форум. Сибирь. – 2016. – № 1 (2). – С. 12–13.*
9. *Берняев М.С., Рожкова В.В. Анализ эффективности проведенных ГРП на скважинах Тямкинского месторождения // Научный форум. Сибирь. – 2016. – № 4 (2). – С. 10.*
10. *Mulyavin S.F., Kolev Zh.M., Alsheikhly Mohammed Jawad Zeinalabideen Calculation of oil well productivity with a complex wellbore trajectory in exploitation object // Нефть и газ: опыт и инновации. – 2017. – №1 (1) – P. 32–40.*

KEYWORDS: *drilling, horizontal wells, multi-stage hydraulic fracturing, efficiency evaluation, technology, oil production, intensification.*

УСТАНОВКИ РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1.1.1. Геологоразведочное оборудование

1.1.1.1.2. Установки геологоразведочного бурения и узлы

Установки, предназначенные для бурения структурно-поисковых и геофизических скважин на нефть, газ, воду и др.

Установки для разведочного бурения должны характеризоваться следующими элементами:

электродвигатель; пускорегулирующая, осветительная и сигнальная аппаратура; двигатель внутреннего сгорания; устройства для отвода промывной жидкости от устья скважины; устройства для отвода пыли и шума от устья скважины; устройства для механизированной укладки керна; устройства для ведения операция по перемещению, погрузке и разгрузке технологического инструмента; ограничители переподъема; предупреждающие затаскивание фарштуля или талевого блока в кронблок; устройства сигнализации о приближении к проводам действующих ЛЭП; двусторонняя сигнализация, гидроприводы, пневмоприводы, электроприводы, электрокоммуникации, пульт управления установкой.

Основные типы установок для геологоразведочного бурения на нефти и газа:

БУРОВАЯ УСТАНОВКА УРБ-2А2

Предназначена для бурения геофизических и структурно-поисковых скважин на нефть и газ вращательным способом с очисткой забоя скважины промывкой, продувкой или транспортировкой разрушенной породы на поверхность шнеками.

Установка главным образом имеет: перемещающийся вращатель с гидроприводом (используется в процессе бурения, наращивания бурильного инструмента без отрыва его от забоя и выполняет совместно с гидроподъемником работу по спуску-подъему инструмента и его подачу при бурении).

Мощность и кинематика вращателя обеспечивают также свинчивание-развинчивание бурильных труб, в результате этого отпадает необходимость в специальных механизмах.

Управление установкой полностью гидрофицировано, в том числе подъем-опускание мачты, и сконцентрировано на пульте бурильщика.

Конструкцией установки предусматривается возможность бурения скважин с очисткой забоя промывкой или продувкой, для чего монтируется буровой насос или компрессор, а также бурение шнековым способом. Основными конструктивными элементами установки являются: вращатель, раздаточная коробка, мачта, установка бурового насоса.

БУРОВАЯ УСТАНОВКА УРБ-4Т

Бурение геофизических и структурно-поисковых скважин на нефть и газ вращательным способом с промывкой, продувкой забоя или шнеками. Транспортной базой установки служит тралевочный трактор, на котором установлена мачта 1 и смонтированы установочная рама 3, цилиндр подъема мачты 4, раздаточная коробка 2, промежуточный вал, пульт управления 5, обвязка гидросистемы, каретка, установка опорных домкратов, патрон для шнеков, элеватор, вращатель 6, талевая система 7, герметизатор, шламозащитное устройство и сальник.

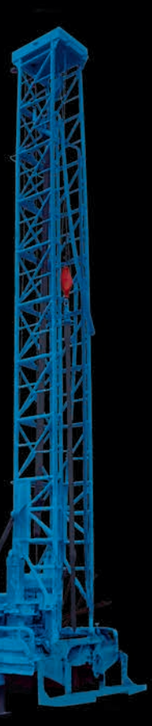
БУРОВАЯ УСТАНОВКА УРБ-2,5А

Установка разведочного бурения смонтирована на автомобиле КамАЗ-4310 и включает мачту 3 с кронблоком 1 и вертлюгом 2, буровой насос 4, гидравлический домкрат подъема мачты 5, электрооборудование 6, пневмосистему 7, главную трансмиссию, механизм подачи, устройство для шнекового бурения, коробку передач, лебедку, устройство для развинчивания труб, ротор и систему управления.

БУРОВАЯ УСТАНОВКА УРБ-30

Предназначена для структурно-поискового бурения на нефть и газ роторным способом в породах мягкой и средней твердости с прямой промывкой

Состоит из следующих мачты телескопической, двухсекционной с открытой передней гранью; лебёдки с коробкой перемены передач с приводом от тягового двигателя автомобиля; трансмиссии для передачи вращательного движения от коробки отбора мощности автомобиля к раздаточному редуктору для бурового насоса и генератора, к коробке перемены передач лебёдки, гидронасосам; талевого блока; ограничителя высоты подъёма талевого блока; ограничителя грузоподъёмности; гидродомкратов для нивелировки агрегата с прибором для контроля; гидропневосистем и электрооборудования для обеспечения производства работ и вспомогательных операций; устройства для отвода выхлопных газов оснащённого искрогасителем; электронного индикатора веса ИВЭ-50; устройства для фиксации талевого блока и защиты мачты от повреждений при передвижении; устройства аварийного отключения двигателя; кронблока; манифольда с прибором контроля давления и соединением БРС; трансформатора с выпрямителем постоянного тока на 24 В; вертлюг 30 т; поста бурильщика для проведения технологических операций при бурении; основания (фундаментные балки) передние и задние для установки гидродомкратов; рабочей площадки с укрытием; звукового сигнала на посту бурильщика; гидрораскрепителя; пневмосистемы, оснащённой осушителем воздуха; ротора Р410; насоса буровой НБ 50; генератора ГС 250 (30 кВт); балкона верхового рабочего; подсвечника; лебедки вспомогательной гидравлической.



БУРОВАЯ УСТАНОВКА УШ-2Т4/2Т4В

Предназначена для бурения поисково-оценочных и сейсморазведочных скважин; бурения скважин различного назначения при выполнении строительных работ.

Установка монтируется на шасси гусеничного трактора Т10Б2121, что позволяет применять установку на грунтах с малой несущей способностью (болота, снежный покров, оттаявший мерзлый грунт). Привод установки осуществляется от двигателя трактора. Механический привод подвижного вращателя дает возможность совместить стабильно высокие значения крутящего момента с возможностью создания высоких осевых нагрузок на породоразрушающий инструмент уже на первых метрах бурения. Конструкция вращателя установки обеспечивает возможность его отвода в сторону от оси скважины, для выполнения спуска и подъема бурильных труб.

Для удобства управления и повышения безопасности работ установка комплектуется съемной площадкой оператора бурения. ●

БЛОЧНАЯ БУРОВАЯ УСТАНОВКА

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1.1. Буровое оборудование и инструмент

1.1.1.2. Буровые установки и их узлы

Блочные буровые установки ББУ 000 с гидравлическим приводом подвижного вращателя предназначены для бурения геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые и строительные материалы.

ББУ обеспечивает колонковое и бескерновое бурение с промывкой/с продувкой, ударно-вращательное колонковое бурение с использованием колонковых наборов. Комплектация установки гидромолотом позволяет отбирать пробы грунта ненарушенной структуры забивными грунтоносами.

С помощью монтажных комплектов ББУ 000 устанавливается на транспортные средства, соответствующей грузоподъемности.

ОСОБЕННОСТИ УСТАНОВКИ
- подвижный вращатель с проходным шпинделем с приводом от регулируемого гидромотора обеспечивает высокооборотное алмазное бурение
- конструктивные особенности металлоконструкции обеспечивают наклонное и вертикальное бурения скважин;
- для повышения устойчивости установки при бурении стойка механизма подачи имеет систему «дампинга» (продольное перемещение стойки до упора в грунт с фиксацией);
- малые габариты и вес установки, а также ее блочная конструкция обеспечивают доставку установки в труднодоступную местность средствами малой авиации, легкими гусеничными транспортными средствами, а при необходимости вручную силами буровых бригад;
- возможность произвольного размещения блоков установки на рабочей площадке в пределах длины РВД;
- возможность монтажа на транспортных средствах с грузоподъемностью от 900 кг силами потребителя

О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД…

Total пустит миллионы на скважины Харьяги

4 июня 2008 г. Total намеревалась вложить 800 млн долл США в разработку Харьягинского месторождения в Ненецком автономном округе. Предполагалось начать бурение в сентябре 2008 г. в рамках третьей фазы реализации проекта и увеличить добычу нефти с 20 до 30 тыс. барр/сутки. Всего планировалось пробурить 20 скважин.

• Комментарий
Neftegaz.RU

2 апреля 2018 г. накопленная добыча нефти на Харьягинском месторождении достигла 20 млн тонн, вот только добыла ее вовсе не Total. В августе 2016 г. дочка Total – Тоталь Разведка Разработка Россия – передала 20 % своей доли участия в соглашении о разработке и добыче нефти на Харьягинском месторождении и функции оператора дочке Зарубежнефти – Зарубежнефть-добыча Харьяга, которая за прошедшие годы добыла на месторождении более 2,5 млн тонн нефти. На данный момент действующий нефтяной фонд Харьягинского месторождения составляет 37 скважин, которые обеспечивают добычу более чем 4,5 тыс. тонн/сутки нефти. В 2018 г. планируется ввести в эксплуатацию еще 5 скважин, сохранив годовой уровень добычи на отметке более 1,4 млн тонн.

Газпром будет искать нефть в Таджикистане

10 июня 2008 г. Газпром подписал с Таджикистаном соглашение об общих принципах проведения геологического изучения недр на нефтегазоперспективных площадях Республики Таджикистан – Ренган, Саргазон, Сарыкамыш и Западный Шаамбары. Позже – в 2014 г. – Газпром интересовался и получением лицензии на освоение площади Нафтмайдон на севере Таджикистана.

• Комментарий
Neftegaz.RU

Надеждам Таджикистана на плодотворное сотрудничество с Газпромом не суждено было сбыться. После проведения исследований на участках Ренган и Саргазон в 2011 г. Газпром принял решение о нецелесообразности их дальнейшего освоения ввиду чрезвычайного сложных горно-геологических условий. На участке Сарикамыш компания пробурила поисковую скважину № 1-п Шахринав (глубиной 6 450 м), но и здесь промышленного притока углеводородов не получила, несмотря на то что скважина эта стала самой глубокой за всю историю бурения на нефть и газ в Центральной Азии.

В мае 2016 г. было принято решение сдать лицензию.

Газпром нефть идет на шельф

18 июня 2008 г. стало известно о планах Газпрома допустить к борьбе за шельф свою главную нефтяную «дочку» – Газпром нефть. Хотя на тот момент разработка шельфа России могла проводиться всего двумя компаниями – Роснефтью и Газпромом.

• Комментарий
Neftegaz.RU

За прошедшие 10 лет компания не только купила лицензии на освоение шельфовых месторождений, но и успела создать собственную «дочку» специально для этих целей – Газпром нефть шельф. 1 июня 2009 г. Севморнефтегаз, 100% акций которого принадлежали Газпрому, было переименовано в Газпром нефть шельф. В октябре того же года Роснедра переоформили лицензии на Приразломное месторождение с Севморнефтегаза на Газпром нефть шельф. Приразломное – единственное на сегодняшний день месторождение на арктическом

шельфе России, где добыча нефти уже начата. В июле 2017 г. на Приразломном была добыта юбилейная 5-миллионная тонна нефти. На пике максимальный уровень добычи составит около 5 млн тонн нефти/год. Кроме того, в октябре 2017 года Газпром нефть объявила об открытии на Аяшском участке шельфа Охотского моря месторождения с запасами 255 млн тонн нефтяного эквивалента. Разработка еще не началась, но название уже придумали – «Нептун».

Стенд компании Россети на ПМЭФ-2018

С. Езык

А. Медведев

В. Богомолов, А. Новак, А. Дворкович

Стенд компании НОВАТЭК на ПМЭФ-2018

Стенд компании Росгеология на ПМЭФ-2018

Н. Токарев

Участники совещания Комитета по энергетике

П.Ревель-Муроз

R.-A. Suojanen, А. Рахманов

О. Веневская, Д. Харчук

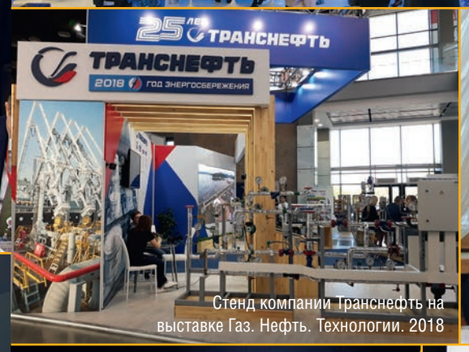
Стенд компании Газпромбанк на ПМЭФ-2018

Д. Киселев (слева)

Р. Зеле (справа)

Стенд компании Уралкалий на ПМЭФ-2018

Участники ПМЭФ-2018



Стенд компании Транснефть на выставке Газ. Нефть. Технологии. 2018

И. Ананских

Гости ПМЭФ-2018

Павильон выставки Газ. Нефть. Технологии 2018

Стенд компании Mercedes на ПМЭФ-2018

Участники деловой программы ПМЭФ-2018

Стенд компании Rostec на ПМЭФ-2018

Стенд компании Газпром нефть на ПМЭФ-2018

«Мы просчитали в горизонте до 2030 года потребность в ледокольном флоте… Вы знаете, сколько денег нужно? Полтриллиона рублей»

А. Лихачев

«У Трампа спросите (на вопрос, что делать нефтяным странам, попавшим под санкции, - прим. ред.)»

И. Сечин

«Сокращение добычи в результате введения санкций будет не такое значительное, как многие ожидают. Процентов десять (о судьбе иракской нефти, - прим. ред.)»

А. Новак

«Если говорить о возобновляемых источниках, то надо отметить, что до сих пор 40% населения Земли готовит на дровах»

А. Миллер

«Что касается "Северного потока-2", то известно, что среди членов НАТО есть разные точки зрения»

Й. Столтенберг

«Мы работаем в различных проектах, в т.ч. на Сахалине, продолжаем рассматривать возможность "Ямал СПГ"»

С. Абэ

«Вы можете доминировать на европейском рынке, но вы не можете злоупотреблять своим доминирующим положением»

М. Вестагер

«Я здоров. Это не я заболел, это просто мировая экономика беременна цифровизацией, а беременность – это, как известно, не болезнь, а нормальное состояние»

В. Путин

«У всех свое понимание цены на нефть. 80 долларов за баррель – это уже высокая цена»

В. Алекперов

PALFINGER

PALFINGER - УСПЕХ ВАШЕГО БИЗНЕСА

Большая линейка кранов-манипуляторов PALFINGER, предназначенных специально для нефтегазовой отрасли.

LIFETIME EXCELLENCE*

* СОВЕРШЕНСТВО ВНЕ ВРЕМЕНИ

PALFINGER.COM

РЕКЛАМА

Сергей Гунеев/РИА НОВОСТИ

FIRETEX серии M90 - огнезащита от углеводородного горения крупнейших мировых нефтегазовых объектов

Материалы Sherwin-Williams защищают от углеводородного горения и криогенного розлива самые ответственные объекты в России и в мире. Внешние модули резервуаров сжиженного газа завода «Ямал СПГ» защищены материалом FIRETEX серии M90

O3 | ЗАЩИТИМ БУДУЩЕЕ ВМЕСТЕ

Эксклюзивный партнер Sherwin-Williams Protective & Marine Coatings в России

www.o3-coatings.ru

SHERWIN WILLIAMS
COVER THE EARTH