



ПОДГАЗОВЫЕ
ЗАПАСЫ
ЯМАЛА

ПОЛУЧЕНИЕ
СЖИЖЕННОГО ГАЗА

ВЫБОР
СЕТКИ
СКВАЖИН

10 лет **Neftegaz.RU** Деловой журнал

[10] 2017 *ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ*

ISSN 2410-3837

ИДЕМ НА СЕВЕР: СОКРОВИЩА
ЯМАЛЬСКИХ ПОДЗЕМЕЛИЙ



Входит в перечень ВАК



КЛУБНЫЕ РЕЗИДЕНЦИИ
КРЕСТОВСКИЙ

DE LUXE



ОТРАЖАЯ МЕЧТЫ

О ПЕТЕРБУРГЕ



ГАЗПРОМБАНК
ИНВЕСТ

• www.krestovskiy.spb.ru • (812) 606-00-00

ОСОБУЮ ГОРДОСТЬ КЛУБНЫХ РЕЗИДЕНЦИЙ КРЕСТОВСКИЙ DE LUXE СОСТАВЛЯЮТ КВАРТИРЫ, ИЗ КОТОРЫХ ОТКРЫВАЮТСЯ ЖИВОПИСНЫЕ ПАНОРАМНЫЕ ВИДЫ НА ВОДУ



Клубные резиденции «КРЕСТОВСКИЙ de luxe» расположены на Крестовском острове — одном из самых уважаемых районов Санкт-Петербурга в непосредственной близости от центра города. Адрес проекта: Санкт-Петербург, пр. Динамо, дом. 44.

Философия проекта заключается в создании приватного, безопасного жилья премиум — класса в элитном районе со всеми условиями для полноценного отдыха и здорового образа жизни. Олицетворяя все стандарты эли-

тарности, Клубные резиденции КРЕСТОВСКИЙ de luxe включают в себя десять жилых зданий, объединенных подземным паркингом и детально продуманной инфраструктурой. Архитектурная концепция разработана студией Intercolumnium с учетом новейших технических и инженерных решений: кирпично-моноконструкция, легкая геометрия фасадов и панорамное остекление выгодно подчеркивают прибрежное расположение комплекса.

Шестиэтажные дома гармонично вписаны в окружающий ландшафт та-

ким образом, что внутри образуется просторная, но в то же время приватная территория, скрытая от посторонних глаз. Центром композиции внутреннего двора станет прогулочная аллея, ведущая прямо к благоустроенной набережной. Высокий уровень безопасности жильцов гарантируется системами круглосуточного видеонаблюдения и системой контроля доступа. Современные инженерные системы и собственная служба эксплуатации обеспечат первоклассный уровень проживания и сервиса.

Подгазовые запасы Ямала

12



Получение сжиженного газа

16

СОДЕРЖАНИЕ

Бурение на Новопортовском

28



Строительство нефтяных скважин на Ямале

38

Эпохи НГК 4

РОССИЯ *Главное*

Импортозамещение:
миф или реальность 6

Проекты развития Арктики 8

События 10

ПЕРВАЯ СТРОЧКА

Подгазовые запасы Ямала 12

ТРАНСПОРТИРОВКА

Получение сжиженного газа 16

Сравнительный анализ транспорта
газа по трубопроводам в жидком и
газовоздушном состояниях 20

Повышение работоспособности
объектов газотранспорта 24

БУРЕНИЕ

Бурение на Новопортовском 28

Ямальский филиал ССК:
высокопрофессиональное бурение
в самом перспективном
макрорегионе страны 32

Календарь событий 35

Патентный ландшафт
башмаков обсадной колонны 36

ИМПОРТЗАМЕЩЕНИЕ

Телеметрические системы
каротажа 42

НЕФТЕСЕРВИС

Строительство
нефтяных скважин на Ямале 38

Методы внутрислоевого горения
на керогеносодержащих пластах 50

Изоляция осложненных зон
профильными перекрывателями
в расширенном стволе скважины 55

Телеметрические системы каротажа



42

55

Изоляция осложненных зон

Выбор сетки скважин 80



94

Извлечение тяжелой нефти

ОБОРУДОВАНИЕ

ЭНЕРГАЗ: малые компрессоры готовы к большому делу 60

Продукт ответственного качества может предложить только производитель 58

Экономия газа: Комбинированный цикл на базе ОЦР 64

СОЦПРОЕКТЫ

«Газпромнефть-Ямал»: стремиться к большему 66

Хронограф 69

ЭКОЛОГИЯ

Безопасные технологии на новопортовском месторождении 70

Загородный клуб «artiland»: изысканный отдых недалеко от столицы 74

ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ

Пожарная безопасность объектов ТЭК 84

АВТОМАТИЗАЦИЯ

Цифровизация в ТЭК: куда мы движемся? 78

ДОБЫЧА

Выбор сетки скважин. 80

Струйные технологии для разработки многопластовых газовых месторождений 88

Россия в заголовках 93

Извлечение тяжелой нефти. Термощахтные системы разработки месторождений 94

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

Энтропийная сейсмология. Нефть и сланец северо-восточного Китая 99

Нефтегаз Life 104

Классификатор 106

Цитаты 112

Издательство Neftegaz.RU

198 лет назад

В 1819 году зажжен первый уличный газовый фонарь на Аптекарском острове Санкт-Петербурга.

158 лет назад

В 1859 году в Москве учреждено «Общество сжатого газа».

153 года назад

В 1864 году проведены первые торги на сооружение системы уличного газового освещения. Победитель – «Букье и Компания».

107 лет назад

В 1910 году из 1082 городов Российской империи уличное освещение имели 886, электрическое было в 74, а газовое – в 35 городах.

106 лет назад

В 1911 году создана первая российская компания по добыче и использованию природного газа – «Ставропольское товарищество для исследования и эксплуатации недр земли».

90 лет назад

В 1927 году в Ленинграде создан «Стройгаз», в структуре которого образовано подразделение «Гелиеразведка».

84 года назад

В 1933 году приказом Наркомата тяжелой промышленности создано Управление газовой промышленности и промышленности искусственного жидкого топлива (Главгаз).

74 года назад

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

52 года назад

В 1965 году в Западной Сибири было открыто крупнейшее в России и 6-е по размеру в мире нефтяное месторождение «Самотлор» с извлекаемыми запасами нефти более 7 млрд тонн.

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Светлана Вяземская

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Ведущий аналитик
Артур Гайгер

Журналисты
Анна Игнатьева,
Татьяна Абрамова,
Елена Алифирова
Ольга Цыганова

Дизайн и верстка
Андрей Клочков

Корректор
Виктор Блохин

Редколлегия

Ампилов Ю.П.
Галиулин Р.В.

Гриценко А.И.
Данилов А.М.

Данилов-Данильян В.И.
Макаров А.А.

Мастепанов А.М.
Салыгин В.И.

Третьяк А.Я.



Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Ольга Иванова
Кирилл Болтаев
Валентина Горбунова
Ольга Щербакова
Ольга Ющенко
Дмитрий Муханов

reklama@neftgaz.ru
Тел.: +7 (495) 650-14-82

Менеджер по работе с клиентами
Сергей Густов

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.neftgaz.ru
e-mail: info@neftgaz.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



ПОМЕЩЕНИЯ ДЛЯ ХОРОШЕГО БИЗНЕСА

- ПЕРВАЯ ЛИНИЯ
- ПАНОРАМНЫЕ ВИТРИНЫ
- от 30 до 510 м²
- ОТКРЫТЫЕ ПЛАНИРОВКИ
- ОТДЕЛЬНЫЕ ВХОДЫ С УЛИЦЫ
- МЕСТО ПОД ВЫВЕСКУ



**В НЕВСКОМ, ПРИМОРСКОМ, КРАСНОСЕЛЬСКОМ
РАЙОНАХ САНКТ-ПЕТЕРБУРГА**

Легенда. Умный девелопмент. Застройщик: ООО «ЛЕГЕНДА ДАЛЬНЕВОСТОЧНОГО». Строительный адрес объекта: Дальневосточный пр., уч. 1 (напротив д. 7 лит. А по Дальневосточному пр.). Проектная декларация на legendadalnevostchnogo.ru. Застройщик: ООО «ЛЕГЕНДА КОМЕНДАНТСКОГО». Строительный адрес объекта: Комендантский проспект, уч. 85 (северо-восточнее д. 7, корп. 1, лит. А по Нижне-Каменской ул.). Проектная декларация на legendakomendantskogo.ru. Застройщик: ООО «ЛЕГЕНДА ИНВЕСТ». Строительный адрес объекта: Санкт-Петербург, Петергофское шоссе, участок 101, (севернее пересечения с улицей Пограничника Гарькавого, квартал 31-1), Этап строительства I. Проектная декларация на legendageroev.ru. Предложение ограничено.



ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ:

Анна Павлихина

12-14 сентября 2017 г. прошел форум «Импортозамещение», значимость поднятых на нем вопросов подтверждает список посетителей, среди которых был замечен Д. Медведев. Приземлив самолет на площадке «Крокус Экспо», премьер прогулялся по выставке, посидел в экспонируемых автобусах, традиционно получил в подарок новый смартфон и послушал выступления спикеров заседания правительственной комиссии по импортозамещению.

Комиссия и круглые столы рассмотрели вопросы реализации многочисленных проектов, программ, стратегий и прочих планов, в которых хоть строчкой упомянуто ставшее почти национальной идеей импортозамещение и связанные с ним вопросы, со столь же печальной планидой. Например такие, как инвестиционная привлекательность и ОЭЗ.

Импортозамещение приобрело особую актуальность после санкций в 2014 г., т.е. когда стало совершенно очевидно полное отсутствие товаров российского производства в бюджетобразующих отраслях.

К настоящему моменту прошло достаточно времени, чтобы подвести итоги. Именно такой срок – 2-3 года и был определен правительством для реализации программы. Эксперты подсчитали, что замещению подлежит примерно треть импорта. Что можно получить за это время, учитывая, что все эти программы не обладают необходимым ресурсным обеспечением и обозначенные в них задачи так и останутся пустой декларацией, а наличие неоправданно большого количества самих программ расплывает усилия и средства, направленные на их реализацию?

Смотря со своей теоретической колокольни, ученые видят одну из основных проблем в терминологии понятия. Что понимать под импортозамещением: экономическую стратегию, направленную на замену импортных товаров национальными, или уменьшение импорта посредством производства в стране аналогичного товара? Импортозамещение – это априори любое созданное в стране производство, товары которого получают для производства ряд преференций и поддержку при экспорте, что вовсе не означает отказ от иностранных аналогов. Но для успешного производства недостаточно одних протекционистских мер, нужна еще и здоровая конкуренция.

Собственные производства не развивались не потому, что не было команды, а потому, что не было условий. То, что мы сегодня будем пытаться создавать собственными силами, через пять лет окажется устаревшей копией зарубежных аналогов.



Чтобы сократить падение добычи придется разрабатывать зрелые месторождения



Эксперты полагают, что российский нефтесервис не пострадал от санкций



МИФ ИЛИ РЕАЛЬНОСТЬ



60%

зарубежного породоразрушающего инструмента

зарубежное оборудование в навигационных комплексах в бурении

90%

зарубежного оборудования для сжижения газа

Стране с гибкой внешней политикой и привлекательным инвестиционным климатом не понадобилось бы делать рывков, наверстывая в сжатые сроки то, что строится десятилетиями. Но форсированный характер – та черта российской экономики, которую мы не можем преодолеть с 20-х гг. прошлого столетия. А раз так, то приходится наверстывать.

Чтобы сегодня появлялось новое, нужна конкуренция, а при нынешних системах доступа к преференциям мелкие и средние предприятия оказываются исключенными из списка, хотя именно они обладают научным потенциалом.

Больше всего от импорта зависят проекты, связанные с добычей на северном шельфе и добычей сложной нефти.

Эксперты Аналитического центра при правительстве РФ полагают, что российский нефтесервис не пострадал от санкций, а добыча будет возрастать. Причину усматривают в крайне небольшом количестве совместных проектов с иностранными компаниями по добыче сложной нефти. Но большинство месторождений находятся на поздней стадии разработки, увеличивается глубина бурения скважин, падает их дебит.

Доля импортного оборудования и технологий для месторождений с трудно извлекаемыми запасами сегодня составляет порядка 50%, для месторождений на шельфе – 80%. В технологиях ГРП эта доля достигает 90%, навигационных комплексов в бурении – 85%, породоразрушающего инструмента – 60%, оборудования для сжижения газа – до 90%. Специалисты МЭА полагают, что к 2020 г. добыча упадет. Чтобы сократить падение, придется разрабатывать старые месторождения, ресурс которых выработан. Если российские компании хотят разрабатывать новые месторождения, им придется обратиться за новыми технологиями, потому что новые месторождения – это сложная нефть северных широт и арктического шельфа.

Бытует мнение, что уход иностранных компаний с российского рынка откроет путь отечественным производителям и стимулирует развитие научных разработок. Однако освобождение ниши рынка не гарантирует появления интереса к российским производителям. Российские нефтегазодобывающие компании не заинтересованы в российском оборудовании. Это отношение проявляется в усложнении тендеров, значительных сроках оплаты, забюрократизированных опытно-промышленных испытаниях.

Отсутствие альтернативных технологий уже повлекло за собой остановку крупных проектов. Поэтому крайне важно сегодня не только найти баланс между возможным импортом и отечественным товаром, но и обеспечить условия для развития последнего. ●

ПРОЕКТЫ РАЗВИТИЯ АРКТИКИ

Правительство РФ обсудило госпрограмму «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации». Это первый по важности документ для освоения арктического Севера. В связи с рядом недочетов программу решено было пересмотреть и придать ей более весомый вид, в том числе финансовый. Среди основных тезисов новой редакции – продление программы до 2025 г.

Программа будет сосредоточена на трех основных направлениях: формирование в арктических регионах точек экономического роста, так называемых опорных зон; дальнейшее развитие Северного морского пути (СМП), инфраструктуры, которая обеспечивала бы мореплавание в акватории; а также освоение континентального шельфа с помощью современной техники и технологий.

Деньги на финансирование программы будут выделяться из федерального бюджета в несколько этапов. Д. Медведев призвал всех участников активнее привлекать к этой работе предпринимательский мир и по максимуму использовать принцип государственно-частного партнерства.

Подготовительный этап программы, который начался в 2015 г, в настоящее время завершен. Его результатом стала подготовка текущего проекта и формирование круга участников программы. В их числе 11 федеральных органов исполнительной власти и Курчатowski институт.

Дальнейшая реализация пройдет в 2 этапа. Начальный – 2018–2020 гг. Для его реализации необходимо 12 млрд руб. из федерального бюджета. Завершающий – с 2021 по 2025 гг. – потребует 58 млрд руб.

Работы будут вестись по трем направлениям. Во-первых, будут освоены 8 опорных зон развития, запущена плавучая обсерватория «Северный полюс» для обеспечения проведения исследований и мониторинга природной среды в широтах Северного Ледовитого океана. Во-вторых, проведены мероприятия по развитию арктического судоходства. Их задача – полностью использовать потенциал СМП и прилегающих речных арктических маршрутов для внутрироссийского и международного товарообмена. И, в-третьих, освоение запасов полезных ископаемых, в том числе на территории континентального шельфа.

Начало активной реализации программы запланировано на 2021 г. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Вот уже несколько лет планета живет в эпохе шестого технологического уклада. Конечно, каждую страну от мира новой формации отделяет свое количество шагов. Впереди Соединенные Штаты и некоторые страны Европы. В России на научные изыскания выделяется 3% ВВП, это крайне немного, учитывая степень технологической оснащенности экономикообразующих отраслей. Каков наиболее очевидный сценарий развития высоких технологий?

Какой сценарий развития высоких технологий наиболее вероятен?

57%

Низкая приоритетность науки, деградация прикладных исследований, закрепление за РФ статуса сырьевого придатка

26%

Модернизация переработки на доходы от сырьевого экспорта, экономический рывок

13%

Активизация государственной научной политики, активизация работ на прорывных направлениях нефтегаза

4%

Развитие отраслей хайтека 5-го уклада, экспорт высокотехнологичной продукции и технологий

Россия – ведущий поставщик газа в мире. Традиционно партнерами РФ были европейские страны, с недавнего времени вектор поставок начал смещаться в Азию. Сегодня реализуется несколько крупных газотранспортных проектов, какой из них имеет наибольшее значение для экономики страны?

Какой газовый проект наиболее важен для экономики России?

21%

Ямал-СПГ

5%

Завод по сжижению газа на Гыданском п-ве «Арктик СПГ-2»

2%

Завод по сжижению газа в порту Высоцк

2%

Балтийский СПГ, г. Усть-Луга

14%

«Сила Сибири» 1,2,3

2%

СПГ-терминал для Калининградской области

43%

«Северный поток-2»

10%

«Турецкий поток»



Лучший фургон
2017 года

НОВЫЙ Volkswagen Crafter

Работник года



Года
уверенности²



Новое
поколение
двигателей



Высокопрочный
кузов с защитой
от коррозии



Уникальный
фирменный
привод 4MOTION



Максимальная
полная масса
до 5,5 тонн



100%-ная
готовность
к зиме



Передовые
системы помощи
водителю

Лучший фургон 2017 года¹ уже в России

У нас была четкая цель — создать автомобиль, который бы работал как никогда раньше. Для любых условий и задач. Практичный, экономичный и инновационный. Результат — новый Crafter, лучший в своем классе¹. С передовым техническим оснащением и широким рядом электронных ассистентов водителя. Автомобиль, ориентированный на ваши потребности и задачи — как никогда раньше³.



Коммерческие
автомобили

Освоение месторождений *Прирост запасов газа*
Запуск нового производства *Газовые войны*
Импортзамещение *Слияние капиталов*
Сила Сибири *Отмена пошлин*
Новый глава Роснефти



Минэнерго РФ хочет заставить иностранные компании раскрывать коды

Правительство РФ планирует обязать иностранные энергетические компании создавать в России дата-центры и запретить передавать необработанные первичные данные с российских электростанций за рубеж. Известно, что Минэнерго РФ считает неправильным передавать данные о работе российских электростанций в другие страны. В частности, речь идет о первичных данных мониторинга турбин. Данные по их работе передаются на серверы производителей оборудования за рубеж. В России работает много турбин зарубежного производства, в том числе GE, Siemens, Alstom. В такой работе Минэнерго видит существенные риски для российской энергетики, которых хочет избежать путем создания на территории России дата-центров по хранению и обработке данных. Создавать их должны иностранные компании. Кроме того, в Минэнерго РФ уже заявили о намерении развивать импортзамещение в данной сфере, а также локализацию производства турбин. Делается это с целью не допустить ситуации, которая произошла с крымскими ТЭС.

Термогазохимический метод для добычи высоковязкой нефти

ЛУКОЙЛ анонсировал результаты трехмесячного испытания нового метода термогазохимического воздействия на пласт (ТГХВ или ТГРП) на 1-й скважине Усинского месторождения.

В ходе испытаний производилась закачка в нефтенасыщенный слой по отдельным каналам специальных химических составов: раствора аммиачной селитры и нитрита натрия, вступавших в реакцию непосредственно в пласте. Результатом такой реакции является образование горячей пароводяной смеси температурой до 327 °С, позволяющей повысить текучесть высоковязкой нефти и облегчить ее подъем на поверхность.

По результатам испытаний достигнуто пятикратное увеличение дебита скважины.

Средняя дебит не снижается на протяжении трех месяцев, что позволяет рассматривать примененный метод как перспективный для внедрения на других месторождениях.

Технология ТГХВ по целям сходна с технологией ГРП. В обоих случаях в призабойной зоне пласта

создают искусственные трещины. Если ГРП основан на продавке в обрабатываемый пласт жидкости при давлениях, превышающих горное, то ТГХВ – на применении процессов горения и детонации.

При горении в ПЗП образуется, как правило, одна трещина, способная за счет энергии газов, образующихся при быстром сгорании пороховых зарядов распространяться вглубь пласта.

Если же преобладающим процессом является детонация, то ее воздействием охватывается вся вскрытая толщина пласта напротив заряда. По мере удаления от скважины образуются каверны, зона уплотнения породы и наконец трещины. Объединение этих процессов позволило создать комплексный метод обработки пород ПЗП, каковым является ТГХВ.

Комбинирование действия пороховых газов, теплоты и химического воздействия позволяет совмещать в одной обработке одновременно несколько других.

ГРП в основном эффективен для создания трещин в ПЗП, а ТГХВ позволяет еще и растворить парафиновые, асфальто-смолистые и другие отложения и снизить вязкость нефти.

Тамбейский кластер прирост 2,7 трлн м³ газа

Госкомиссия по запасам полезных ископаемых (ГКЗ) утвердила прирост запасов газа на 2,7 трлн м³ на Тасийском, Северо-Тамбейском и Западно-Тамбейском месторождениях Тамбейской группы в ЯНАО и Тюменской области.

С. Донской отметил, что госкомиссия утвердила прирост запасов газа на месторождениях Тамбейской группы в конце августа 2017 г.



Газификация Подмосковья **Продажа квот**

Богучанская ТЭС запущена

Второй волна кризиса

Турецкий поток

БРИКС

Дошли руки до Арктики

Северный поток достроили

По данным Минприроды утвержденный объем запасов газа после удовлетворения заявки Газпрома госкомиссией по запасам составил 3,9 трлн м³ по категории С1 + С2.

По способу разработки Тамбейского кластера Газпром определится в течение двух лет. Освоение Тамбейской группы месторождений сейчас находится в ранней стадии.

Принять решение о том, каким образом будут разрабатываться месторождения, Газпром планирует по результатам прединвестиционного исследования, на что уйдет около двух лет. В частности, Газпром рассматривает вопрос по комплексному освоению месторождения.

В соответствии с меморандумом, который был подписан с РусГазДобычей, Газпром проводит технико-экономическое исследование по варианту добычи и транспорта.

Между тем, по словам С. Донского, в данном регионе следует ждать еще интересные открытия, которые пополнят запасы углеводородного сырья.

С начала года 22 газопровода

За 8 месяцев 2017 г. в рамках губернаторской программы «Развитие газификации Подмосковья» введено в эксплуатацию 22 газопровода. Это позволило улучшить качество газоснабжения более 9 тыс. жителей. В 2016 г. природный газ пришел в дома 28 тыс. жителей 80 населенных пунктов. Построено почти 400 км газопроводов.

Это рекорд в современной истории Подмосковья, и в 2017 г. темпы газификации снижаться не будут.

Всего в 2017 г. в Подмосковье планируется построить 80 газопроводов в 82 населенных пунктах с населением 33 тыс. человек. 22 объекта уже сдано. Ввод в эксплуатацию еще 58 объектов годовой программы газификации запланирован на конец 2017 г. Губернаторская программа «Развитие газификации в Московской области до 2025 г.» – самая масштабная из принятых в регионе за последние десятилетия. За четыре года темпы газификации Московской области выросли в четверо. Всего же до 2025 г. предусмотрено создание условий для обеспечения газом 290 тыс. жителей Подмосковья.

340 млн евро на наземные трубопроводы от Газпрома

Оператор проекта строительства «Турецкого потока», дочерняя компания Газпрома – South Stream Transport B.V., подписала с британской Petrofac контракт на строительство наземных трубопроводов и приемного терминала газа на северо-западе Турции. Сумма сделки составляет 340 млн евро.

Терминал должен быть готов к вводу в эксплуатацию не позднее декабря 2019 г.

Он будет рассчитан на прокачку 31,5 млрд м³ газа в год, что соответствует суммарной заявленной мощности «Турецкого потока».

Российская нефть пойдет в КНР

Роснефть и китайская энергетическая компания Хуасинь (CEFC) в рамках БРИКС подписали соглашение о стратегическом сотрудничестве и долгосрочный контракт на поставку нефти. Соглашение предусматривает реализацию совместных проектов в области разведки и добычи в Западной и Восточной Сибири.

Соглашение также предусматривает взаимодействие компаний в таких областях, как нефтепереработка и нефтехимия, торговля нефтью и нефтепродуктами. Также был подписан контракт на поставку российской сырой нефти, который открывает новые возможности для стратегического партнерства и приведет к увеличению прямых поставок нефти на стратегический рынок КНР. ●





ПОДГАЗОВЫЕ ЗАПАСЫ ЯМАЛА

Мария Кутузова



В ГЛАВНОМ ГАЗОВОМ РЕГИОНЕ СТРАНЫ, ГДЕ ПО ИТОГАМ ПРОШЛОГО ГОДА БЫЛО ИЗВЛЕЧЕНО 509,3 МЛРД КУБ. М ПРИРОДНОГО ГАЗА, А ТАКЖЕ 19,2 МЛН Т КОНДЕНСАТА, ДОБЫВАЕТСЯ И НЕФТЬ – 26,8 МЛН Т В 2016 Г. НЕФТЕДОБЫЧУ НА 62 МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НА ТЕРРИТОРИИ ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО ОКРУГА ВЕДУТ 19 КОМПАНИЙ, СРЕДИ КОТОРЫХ ДОЧЕРНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ ГАЗПРОМ НЕФТИ, НОВАТЭКА И РОСНЕФТИ. БЕССПОРНЫЙ ЛИДЕР – ГАЗПРОМ НЕФТЬ, НА ЕЕ ДОЛЮ ПРИШЛОСЬ 55,8% (15 МЛН Т) НЕФТИ, ИЗВЛЕЧЕННОЙ В ПРОШЛОМ ГОДУ. ЭТО ЗНАЧИМЫЙ ПОКАЗАТЕЛЬ ДЛЯ ВЕДУЩЕЙ РОССИЙСКОЙ ВИНК: КОМПАНИЯ ДОБЫЛА В ПРОШЛОМ ГОДУ В РОССИИ 85,8 МЛН Т НЕФТИ. ПОЭТОМУ ГАЗПРОМ НЕФТЬ ЕЖЕГОДНО ИНВЕСТИРУЕТ В ПРОЕКТЫ В ЯНАО ПОРЯДКА 20 МЛРД РУБЛЕЙ. КАК СООБЩИЛИ В КОМПАНИИ, ДО КОНЦА ТЕКУЩЕГО ГОДА «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ЯМАЛ» ПЛАНИРУЕТ ДОБЫТЬ 5,9 МЛН Т НЕФТИ И ПРОБУРИТЬ 61 СКВАЖИНУ, А В 2018 Г. – ЕЩЕ 90 И ИЗВЛЕЧЬ 6,8 МЛН Т НЕФТИ

Инфраструктурный ключ к запасам Арктики

Новопортовское – одно из самых крупных разрабатываемых нефтегазоконденсатных месторождений Ямала, с извлекаемыми запасами по категории С1 и С2 – более 250 млн т нефти и конденсата, а также более 320 млрд куб. м газа (с учетом палеозойских отложений). Нефть Новопортовского месторождения по своим свойствам относится к категории легких с низким содержанием серы (около 0,1%).

Новопортовское НГКМ было первым открытым на полуострове Ямал месторождением. Оно было обнаружено еще в 1964 г., благодаря пробуренной бригадой Ямальской партии треста «Ямалнефтегеология» разведочной скважине Р-50. Месторождение расположено в юго-восточной части полуострова в ЯНАО (в 250 км к северу от Надыма, в 30 км от побережья Карского моря). Из-за удаленности месторождения от транспортной инфраструктуры его освоение началось лишь в 2012 г., а круглогодичная эксплуатация этого стратегического российского актива началась только в 2016 г., после запуска оператором проекта – компанией Газпром нефть – отгрузочного терминала «Ворота Арктики» в мелководной части Обской губы.

В логистической схеме поставок с Новопортовского, а также Приразломного месторождений в Арктике задействован перевалочный комплекс «Умба», расположенный на рейде в Кольском заливе. Он принимает нефть, доставляемую танкерами-челноками с Приразломного и Новопортовского месторождений. Максимальная мощность перевалочного комплекса составляет 15 млн т в год.

По данным на август 2017 г., объем транспортировки нефти через логистическую схему Газпром нефти в российской Арктике уже превысил 10 млн т. Не так давно компания сообщила о очередной, стотысячной партии нефти сорта Novy Port, которая была отгружена с плавучего нефтехранилища «Умба» в Кольском заливе. По словам заместителя генерального директора Газпром нефти по логистике, переработке и сбыту, логистическая схема в очередной раз доказала свою эффективность,

ФАКТЫ

509,3

млрд м³ природного газа добыто на Ямале в 2016 г.

55,8%

добычи нефти на Ямале пришлось на долю компании Газпром нефть

20

млрд руб ежегодно инвестирует Газпром нефть в проекты в ЯНАО

обеспечив, несмотря на суровые климатические условия и растущие объемы добычи, круглогодичную перевалку объемов нефти востребованных рынком сортов. Как утверждает крупнейшая российская ВИНК, поставляемая с ямальского месторождения него нефть сорта Novy Port превосходит по качеству не только российскую смесь Urals, но и Brent.

Технологии для ТРИЗ

Сегодня Ямал является главным регионом в upstream стратегии Газпром нефти. Не так давно здесь были введены в эксплуатацию два крупнейших месторождения на балансе компании – Новопортовское и Восточно-Мессояхское, позволившие ВИНК освоить технологии и технические решения, открывающие доступ к запасам Арктики. Сейчас компания нацелена на развитие своей компетенции при разработке трудноизвлекаемых запасов.

Доля трудноизвлекаемых превышает 50% в общем объеме запасов на балансе Газпром нефти. Вовлечение в разработку сложных запасов и реализация новых проектов, помимо повышения нефтеотдачи на зрелых месторождениях, являются главными направлениями для роста добычи российской ВИНК. По словам главы компании Александра Дюкова, чтобы решить эти задачи, компания активно сотрудничает с российскими и международными сервисными компаниями, выбирая наиболее подходящие для месторождений компании современные технологии. В частности, в ЯНАО Газпром нефть работает с Halliburton с целью внедрения в России новых технологий и технических решений для проектов в upstream. Главным направлением этого сотрудничества

стала адаптация технологий бурения многоствольных скважин на Новопортовском и Восточно-Мессояхском месторождениях. Заключенные компаниями договоренности позволяют российским специалистам напрямую работать с технологическими центрами американского нефтесервисного лидера.

По словам первого заместителя генерального директора Газпром нефти Вадима Яковлева, использование при строительстве скважин современных технологий позволяет вовлекать в разработку новые запасы углеводородов. Так, на Новопорте успешно реализован проект применения технологии 20-стадийного гидроразрыва пласта по «бесшаровой» технологии для юрских отложений. Стартовый дебит одной из скважин, пробуренной на месторождении с помощью этой инновационной технологии, составил 188 т нефти. Как рассказали в компании, новый метод был впервые применен на Ямале. Технология основана на применении многоразовых сдвижных муфт, позволяющих открывать и закрывать отдельные порты ГРП. Такая конструкция позволяет в процессе дальнейшей эксплуатации скважины отсекал отдельные трещины для предотвращения притока воды и газа (или все одновременно) при проведении повторного многостадийного гидроразрыва пласта. Операции были выполнены специалистами дочерней Газпромнефть-Ямал при поддержке экспертов Научно-технического центра Газпром нефти. Центр сопровождения бурения НТЦ помогает с высокой точностью проводить ГРП, вести бурение горизонтальных скважин.

«Осваивая Новопортовское месторождение, мы используем самые современные технологии бурения и повышения нефтеотдачи, которые увеличивают эффективность разработки и минимизируют антропогенное воздействие на окружающую среду», – отмечает Вадим Яковлев. Эффективная поддержка Научно-технического центра помогает Газпромнефть-Ямал вести бурение горизонтальных стволов скважин в целевых пластах, толщина которых иногда не превышает нескольких метров.

На своем самом северном сухопутном активе, с целью уточнить строение Новопортовского месторождения, Газпром нефть впервые на Ямале

ФАКТЫ

250

млн т нефти и конденсата составляют извлекаемые запасы по категории C1 и C2

320

млрд м³ газа составляют извлекаемые запасы на месторождениях Ямала

пробурила скважину с длиной горизонтального ствола в 2 км. За 25 суток Газпромнефть-Ямал выполнила бурение скважины длиной 4 630 м с горизонтальным отходом от вертикали в 2 км. Такие примеры инновационной для России проходки позволяют Газпром нефти утверждать, что она является лидером в сегменте высокотехнологического бурения в стране.

В центре внимания – подгазовые залежи и ачимовка

Специально для Новопортовского месторождения, отличающегося сложной геологией, в Научно-техническом центре компании создана цифровая модель. Дело в том, что для Новопорта характерно наличие крупных подгазовых залежей нефти. Как отмечают в компании, если при добыче нефти основные проблемы с разработкой этого актива связаны с поиском решений для оптимального расположения скважин, а также их конструкцией, то для извлечения газа необходима эффективная и безопасная наземная инфраструктура, с целью исключения аварий в случае его прорыва.

Подгазовые запасы – это часть нефтегазовой или нефтегазоконденсатной залежи, в которой газ занимает существенно больший объем, чем нефть. «Фактически это тонкая прослойка нефти между значительно большей по объему газовой шапкой и водоносным слоем. Главная особенность таких запасов связана с прорывами газа и воды к добывающим нефтяным скважинам. Эффективная разработка таких ресурсов требует внедрения новых технологических решений при бурении сложных скважин, поиска способов подъема жидкости с высоким содержанием



газа и высокой точности интегрированного проектирования», – отмечают в компании. Природный и попутный нефтяной газ, добываемые на месторождении, послужат топливом для крупнейшей на полуострове Ямал газотурбинной электростанции мощностью 96 МВт. Запуск в работу первой очереди ГТЭС состоится в 2017 г. После полного ввода в эксплуатацию, запланированного в 2018 г., станция обеспечит электроэнергией производственные и социально-бытовые объекты Новопортовского месторождения, а в перспективе и ближайшие населенные пункты – села Новый Порт и Мыс Каменный. Для того чтобы сохранить вечномёрзлые грунты, при ее монтаже используется система термостабилизации.

Кроме того, в 2015 г. «Газпром нефть» начала на Новопортовском строительстве установки комплексной подготовки газа (УКПГ), которая при выходе на полную мощность позволит утилизировать попутный нефтяной газ не менее 95%, путем его закачки обратно в пласт. Первый пусковой комплекс установки, строительство которого планируют завершить также в 2017 г., рассчитан на 3,6 млрд куб. м газа в год с увеличением до 7,2 млрд куб. м в 2018 г. На объекте будут построены и запущены 8 газоперекачивающий агрегатов, каждый мощностью 32 МВт.

Новопортовское месторождение – одно из самых крупных разрабатываемых нефтегазоконденсатных месторождений Ямала

Опыт, полученный компанией при освоении Новопортовского месторождения, позволяет ей надеется на эффективную реализацию новых проектов. Не так давно компания получила лицензии на разработку еще двух активов в ЯНАО – Тазовского и Северо-Самбургского месторождений. Так, на Тазовском, расположенном в 500 км к северо-востоку от Салехарда, перед российской ВИНК вновь стоит задача освоения подгазовой залежи. Извлекаемые запасы нефти этого актива компании оцениваются в 72 млн т, конденсата – 4,6 млн т, свободного газа – 183,3 млрд куб. м. В первом квартале 2017 г.



ФАКТЫ

10 млн тонн

нефти транспортировано через логистическую систему Газпром нефти в российской Арктике к августу 2017 г.

15 млн т/год

максимальная мощность перевалочного комплекса «Умба»

Газпром нефть уже испытала две скважины на Тазовском и начала подготовку к кустовому бурению. В случае с Северо-Самбургским, речь идет о разработке ачимовских пластов, характеризующихся сложным геологическим строением: низкими фильтрационно-емкостными свойствами и плохой «сообщаемостью» коллектора, что требует при освоении этих запасов, по информации специалистов компании, применения технологически сложных приемов интенсификации притоков. «Это невыдержанные как по площади, так и по разрезу линзовидные песчано-алевритовые пласты, расположенные в нижней части меловых отложений практически непосредственно над нефтематеринской баженовской свитой», – поясняли в компании. По информации специалистов Газпром нефти, ачимовская толща распространена в центральной зоне Западно-Сибирского бассейна, наиболее мощные пласты выявлены в Уренгойском районе ЯНАО.

Северо-Самбургский лицензионный участок расположен на территории Пуровского района, в 100 км севернее Нового Уренгоя. Извлекаемые запасы нефти составляют 90,5 млн т. В настоящее время Газпром нефть ведет на Северо-Самбургском участке опытно-промышленные работы: расконсервированы и испытаны две нефтяные скважины; для уточнения данных о геологическом строении месторождения проведены сейсмические исследования 3D. Пилотное бурение на Северо-Самбургском лицензионном участке намечено уже на ближайший зимний сезон 2017-2018 гг. По словам первого заместителя генерального директора Газпром нефти Вадима Яковлева, освоение подгазовых залежей Тазовского и ачимовских пластов Северо-Самбургского участков даст компании дополнительный опыт работы с ТРИЗ. ●

KEYWORDS: *ecology, environmental care, «Gazprom-Yamal», the terminal «Gate of the Arctic», industrial safety.*

ПОЛУЧЕНИЕ СЖИЖЕННОГО ГАЗА

В РАБОТЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ ВАРИАНТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТУРБОДЕТАНДЕРНЫХ УСТАНОВОК НА ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЯХ (ГРС) С ЦЕЛЬЮ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ, ЗАЛОЖЕННОЙ В МАГИСТРАЛЬНЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ. ПРЕДЛОЖЕНА МЕТОДИКА ДЛЯ ТЕРМОГАЗОДИНАМИЧЕСКОГО И КОНСТРУКТИВНОГО РАСЧЕТА ТУРБОДЕТАНДЕРОВ, КОТОРАЯ ПОЗВОЛИТ ОСУЩЕСТВЛЯТЬ ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ЗАДАННЫХ УСЛОВИЙ.

THIS PAPER CONSIDERS THE APPLICATIONS OF TURBO EXPANDERS AT GAS DISTRIBUTION STATIONS TO CONVERT AND USE OF ENERGY EMBEDDED IN THE MAIN GAS PIPELINES. A TECHNIQUE FOR CALCULATING THERMOGASDYNAMIC AND CONSTRUCTIVE TURBO EXPANDERS, WHICH WILL ALLOW FOR THE CHOICE OF EQUIPMENT FOR VARIOUS SPECIFIED CONDITIONS.

Ключевые слова: турбодетандеры, газораспределительная станция, природный газ, электроэнергия, мощность, сжиженный природный газ (СПГ).

УДК 622.691.4.052

**Воронов
Владимир Александрович,**
доцент кафедры транспорта
и хранения нефти и газа,

**Рузманов
Александр Юрьевич,**
магистрант кафедры транспорта
и хранения нефти и газа,

**Самигуллин
Гафур Халафович,**
заведующий кафедры транспорта
и хранения нефти и газа,

**Санкт-Петербургский горный
университет**

В стандартной постановке задачи ГРС используются для снижения давления магистрального потока газа и его последующего распределения с целью дальнейшей поставки конечному потребителю по газораспределительной сети. При такой, наиболее простой, схеме избыточная энергия магистрального потока газа расходуется на преодоление сопротивления дроссельных клапанов, что приводит к снижению давления газа до требуемой величины. Схема такого типа используется и в ГРС, сооружаемых по типу БК-ГРС-II-80. Технологическая схема ГРС «Сокол», которая является одной из таких станций, представлена на рисунке 1.

ГРС «Сокол» введена в эксплуатацию в 1994 году в Вологодской области. Давление на данной станции снижается с 5,4 МПа на входе до 0,6 МПа на выходе на обеих линиях редуцирования. Проектный расход газа составляет 160 тыс. м³/час, средний показатель расхода порядка 21,76 тыс. м³/час, максимальный расход на данный момент составил 35,88 тыс. м³/час [1].

Очевидно, что на этой станции избыточная энергия магистрального потока газа также расходуется на преодоление сопротивления узла редуцирования.

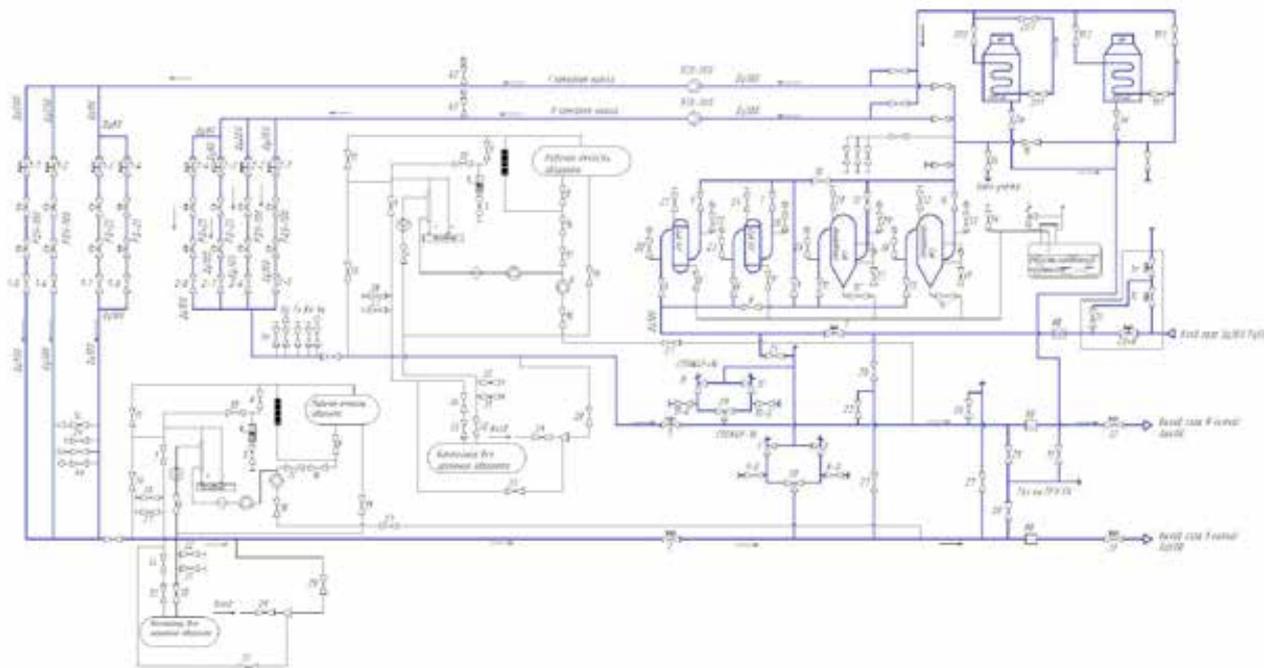
На сегодняшний день уже существует достаточно простое, но в то же время эффективное и успешнее доказать свою

надежность решение проблемы извлечения избыточной энергии магистрального потока – введение в эксплуатацию ГРС турбодетандеров. Наиболее рациональным вариантом для использования на ГРС при больших расходах газа являются турбодетандеры с односторонними, полукрытыми, радиально-осевыми рабочими колесами [2] (рисунок 2). Такие турбодетандеры наиболее просты в изготовлении и обладают максимальной степенью надежности за счет высоких прочностных характеристик рабочих колес. Помимо этого, такие агрегаты обеспечивают достаточно высокую производительность, лишь на 1–2 % уступая турбодетандерам с радиальными рабочими колесами [2].

Наиболее простая и надежная схема подключения турбодетандера [3], опробованная на практике, представлена на рисунке 3. Подключение турбодетандера параллельно узлу редуцирования станции позволяет минимизировать затраты на строительномонтажные работы, а также при высокой степени надежности обеспечить широкий диапазон регулирования расхода газа через турбодетандерный агрегат. Природный газ поступает к турбодетандерной установке по газопроводу высокого давления. Отдав часть своей энергии турбине, газ через газопровод уже со сниженным давлением поступает к потребителю. Мощность



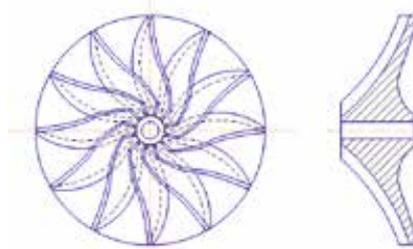
РИС. 1. Технологическая схема ГРС «Сокол», тип БК-ГРС-II-80



турбины передается генератору, производящему электрический ток. Газ на выходе из турбодетандера нагревается в подогревателе для предотвращения выпадения из него влаги и тяжелых фракций (гидратов, пропана, бутана и т.п.). Для этого необходимо, чтобы температура газа составляла около 5°C. Регулирующий клапан турбины, управляемый регулятором давления, поддерживает необходимое потребителю значение давления газа в газопроводе после турбины. Узел редуцирования выступает также в роли байпасного трубопровода, используется в процессе пуска установки, ее

нормального и аварийного выводов из действия. В этих случаях узел редуцирования обеспечивает поддержание необходимого потребителю значения давления газа в газопроводе. В результате термо-

РИС. 2. Рабочее колесо турбодетандера



газодинамического и конструктивного расчетов турбодетандеров с различными диаметрами рабочих колес [4-8] был установлен оптимальный диаметр рабочего колеса в условиях ГРС «Сокол», который составляет 350 мм, его характеристики представлены в таблице 1. Очевидно, что турбодетандеры с меньшим диаметром рабочего колеса позволяют получать более высокие значения КПД (рисунок 4). Однако следует учитывать, что при уменьшении диаметра рабочего колеса возрастает и его частота вращения при том же расходе газа через турбодетандер, а значит происходит ускоренный износ

РИС. 3. Схема подключения турбодетандера параллельно узлу редуцирования ГРС «Сокол»

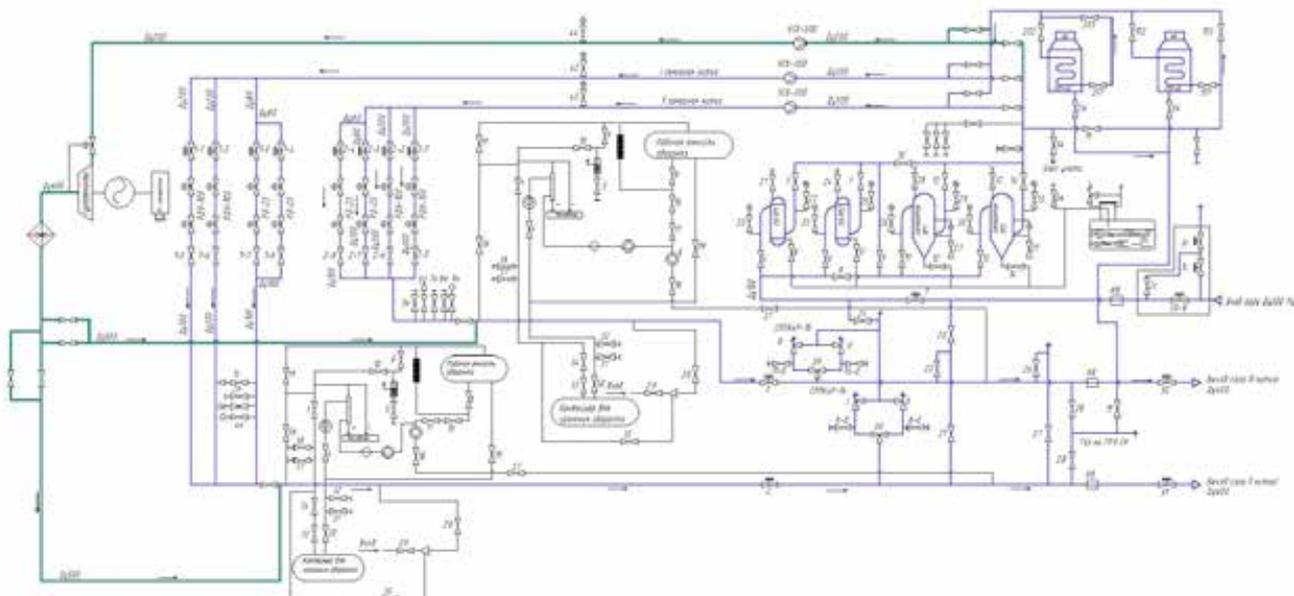


ТАБЛИЦА 1. Характеристики турбодетандера с диаметром рабочего колеса 350 мм

Параметр	Ед. изм.	Расход газа, тыс. куб. м/час		
		21,76	35,88	160
КПД	%	79	82	85
Холодопроизводительность	кВт	816	1395	6487
Эффективная мощность	кВт	775	1325	6163
Температура газа на выходе	К	203	199	195

трущихся частей, что негативно сказывается на показателях надежности.

При среднем значении расхода газа через ГРС «Сокол» эффективная мощность на валу турбодетандера составит 816 кВт, что позволит обеспечить производительность системы в случае ее использования для выработки электроэнергии в 659 кВт.

Предлагаемое техническое мероприятие позволяет добиться значительного повышения энергоэффективности, а также получить весомый экономический эффект (чистый дисконтированный доход от реализации мероприятия 6,8 млн рублей, индекс доходности порядка 1,147 при сроке окупаемости проекта 9 лет).

Однако использование полезной мощности турбодетандерной установки для выработки электроэнергии – это лишь наиболее простой и очевидный способ применения избыточной энергии магистрального потока газа.

Так как ГРС «Сокол» расположена в Вологодской области, где находится большое количество

труднодоступных населенных пунктов, которые лишены газоснабжения, то наиболее перспективным способом реализации потенциала полезной мощности на валу турбодетандера является получение сжиженного природного газа (СПГ) в условиях ГРС. Реализации данного амбициозного проекта способствует не только большой объем накопленного зарубежными коллегами опыта по использованию таких установок для решения схожих задач, но и низкие температуры потока газа на выходе из турбодетандера (около 200 К).

Еще в советское время была разработана технология получения сжиженного природного газа на ГРС (при этом сжимается не весь природный газ, проходящий через ГРС, а только небольшая его доля; для сжижения фактически используется энергия расширения сжатого газа, поступающего на ГРС из магистрального газопровода). В настоящее время продвижением этой технологии занимается ЗАО «Сигма-газ» (С.-Петербург) [9]. Упомянутая технология позволяет газифицировать объекты, расположенные в пределах

РИС. 4. График зависимости КПД турбодетандеров с различными диаметрами рабочих колес от расхода газа

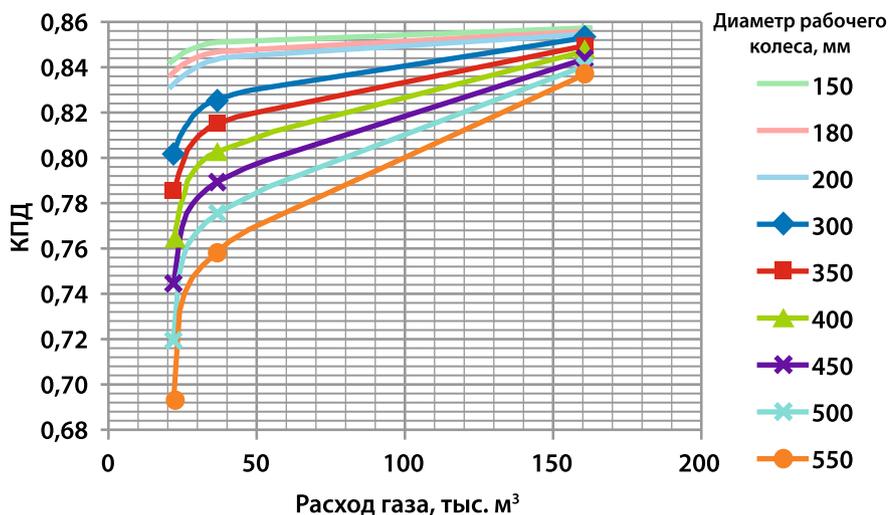
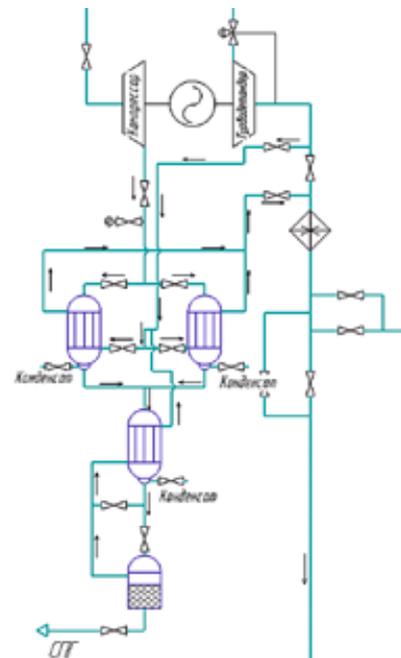


РИС. 5. Схема установки по сжижению природного газа в условиях ГРС



нескольких десятков километров от ГРС без строительства распределительного пункта.

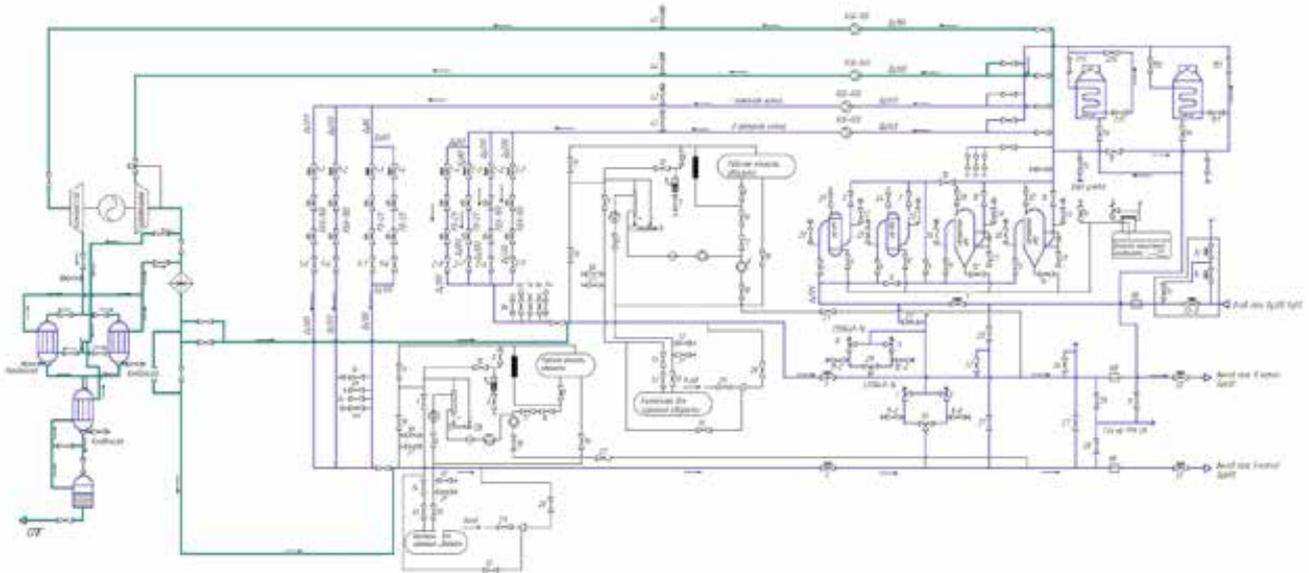
Необходимо отметить, что с технологической точки зрения на сегодняшний день в России имеются все предпосылки для создания оборудования для производства и использования сжиженного природного газа (СПГ). Имеются разработчики и производители турбодетандерно-компрессорных агрегатов, средств доставки СПГ автотранспортом и в железнодорожных цистернах [9].

В настоящее время на промышленных объектах предлагается использовать схему сжижения природного газа (рисунки 5 и 6), основной частью которой является детандерно-компрессорный турбоагрегат (ДКТ), в котором с целью увеличения холодопроизводительности турбодетандера, выработанная им мощность используется для повышения давления всего технологического потока. Теплообменник, дроссель и сепаратор, завершающие схему, образуют стандартную часть цикла Линде.

Газ с входа газоредуцирующей станции (ГРС) разделяют на два потока, один из которых подают в расширительную турбину детандер-компрессорного агрегата, а второй – в газовый компрессор этого же агрегата. Охлажденный газ с выхода турбины направляют в



РИС. 6. Схема подключения установки к ГРС



межтрубное пространство одного из двух переключающихся теплообменников-вымораживателей, а затем на выход ГРС. Сжатый газ с выхода газового компрессора направляют сначала в один из двух переключающихся теплообменников-вымораживателей, а затем в рекуперативный теплообменник. После теплообменника газ разделяют на два потока, каждый из них дросселируют, один подают в конденсаторосборник, а другой смешивают с газом низкого давления, выходящим из конденсаторосборника [10].

Работа схемы организована таким образом, что в зависимости от доли потока, идущего на сжижение, можно получить не только СПГ, но и использовать оставшийся хладоресурс потока газа низкого давления в холодильной камере. С увеличением доли потока, направляемого на сжижение, выход СПГ увеличивается, но

одновременно уменьшается мощность холодильника. В зависимости от потребностей можно осуществить любую комбинацию соотношений выхода СПГ и получения «холода» [10].

Схема позволяет получать до 20% СПГ от расхода газа на ГРС [10].

Себестоимость СПГ примерно равна \$25 США за 1 т. Срок окупаемости подобных проектов составляет 3-6 лет [10].

Снижение себестоимости полученного СПГ на ГРС, обусловленное использованием вторичных энергоресурсов – потенциальной энергии давления сжатого газа [10].

Однозначно, предлагаемые решения требуют уточнения и расчетов, которые обеспечат определение точных характеристик оборудования, объема капитальных затрат и величины экономического эффекта, но перспективность самой концепции не оставляет вопросов. ●

Литература

1. Нормативно-справочная информация по ГРС Газпром трансгаз Ухта, ООО по состоянию на 01.01.2012.
2. Давыдов, А.Б. Расчет и проектирование турбодетандеров / А.Б. Давыдов, А.Ш. Кобулашвили, А.Н.Шерстюк. – Машиностроение, М., 1987.
3. ООО НТЦ «МТТ». Обзор современных конструкций турбодетандерных генераторов / ООО НТЦ «МТТ». – СПб, 2011.
4. Р Газпром 2-6.2-600-2011 «Применение турбодетандерных энергетических установок и расчет их основных параметров». – Введены 10.08.2012. – М.: ОАО «Газпром», 2014. 123 с.
5. СТО Газпром 2-3.5-748-2013 «Турбодетандерные агрегаты. Типовые технические требования». – Введен 05.03.2014. – М.: ОАО «Газпром», 2014. 42 с.
6. Давыдов, А.Б. Расчет и проектирование турбодетандеров / А.Б. Давыдов, А.Ш. Кобулашвили, А.Н.Шерстюк. – Машиностроение, М., 1987.
7. Павленко, Г.В. Газодинамический расчет осевой газовой турбины. Г.В. Павленко, А.Г. Волков. – ХАИ, Харьков, 2007.
8. Бумагин, Г.И. Расчет машин. Расчет турбодетандера. Криогенные машины. – Издательство ОмГТУ, Омск, 2007.
9. Медиапортал сообщества ТЭК EnergyLand.info. Раздел: ДГА в России и в мире.
10. Проект «Инновации бизнесу» («Ideas and Money»). Проект номер 84-006-06 «Схема сжижения природного газа с турбодетандером».

KEYWORDS: turbo expanders, gas distribution station, natural gas, electric energy, power, liquefied natural gas (LNG).



СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ТРАНСПОРТА ГАЗА ПО ТРУБОПРОВОДАМ В ЖИДКОМ И ГАЗОВОЗДУШНОМ СОСТОЯНИЯХ

ПРОИЗВЕДЕН АНАЛИЗ ХАРАКТЕРИСТИК ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДВУХ ВИДОВ ТОПЛИВА ДЛЯ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА – СПГ И ПРИРОДНОГО ГАЗА. СРАВНИВАЮТСЯ ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ЭКОНОМИЧЕСКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТРАНСПОРТИРОВКИ ГАЗА ПО ТРУБОПРОВОДАМ. НА ОСНОВАНИИ ПОЛУЧЕННЫХ ДАННЫХ СДЕЛАНЫ ВЫВОДЫ О ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА, КАК АЛЬТЕРНАТИВЫ ПРИРОДНОМУ ПРИ ГАЗОСНАБЖЕНИИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПО ГАЗОПРОВОДАМ.

THE ANALYSIS OF USAGE CHARACTERISTICS OF THE TWO FUELS FOR PIPELINE TRANSPORT LNG AND NATURAL GAS. COMPARES THE MAIN PARAMETERS AFFECTING THE ECONOMIC EFFICIENCY OF TRANSPORT OF GAS THROUGH PIPELINES. ON THE BASIS OF THE OBTAINED DATA CONCLUSIONS ARE MADE ABOUT THE FEASIBILITY OF USING LIQUEFIED NATURAL GAS AS AN ALTERNATIVE TO NATURAL GAS SUPPLY WITH CONSUMERS THROUGH PIPELINES.

Ключевые слова: сжиженный природный газ (СПГ), трубопроводный транспорт СПГ, газозов, удельная теплота сгорания СПГ, завод СПГ, противокоррозионная изоляция, тепловая изоляция.

Воронов В.А.,
к.т.н., доцент кафедры
транспорта и хранения
нефти и газа,

Мартыненко Я.В.,
кафедра транспорта
и хранения нефти и газа,

Назарова М.Н.,
к.т.н., доцент кафедры
транспорта и хранения
нефти и газа,

Санкт-Петербургский
горный университет

СПГ на мировом рынке энергоресурсов занимает лидирующие позиции, а его актуальность только растет, однако транспортировка этого вида топлива имеет свои особенности. Проблемой транспорта сжиженных природных газов по магистральным трубопроводам занимаются ученые многих стран, т.к. совокупность конкретных параметров и рекомендаций

для условий, в которых магистральный трубопровод СПГ мог бы конкурировать с обычным газопроводом, достаточно широка [2].

Для расчетов и сравнения характеристик двух агрегатных состояний природного газа и СПГ рассмотрены диаметры трубопроводов в соответствии с ГОСТ10704-91 (трубы стальные электросварные прямошовные) [3].

РИС. 1. Сравнительный анализ расхода LNG и NG.

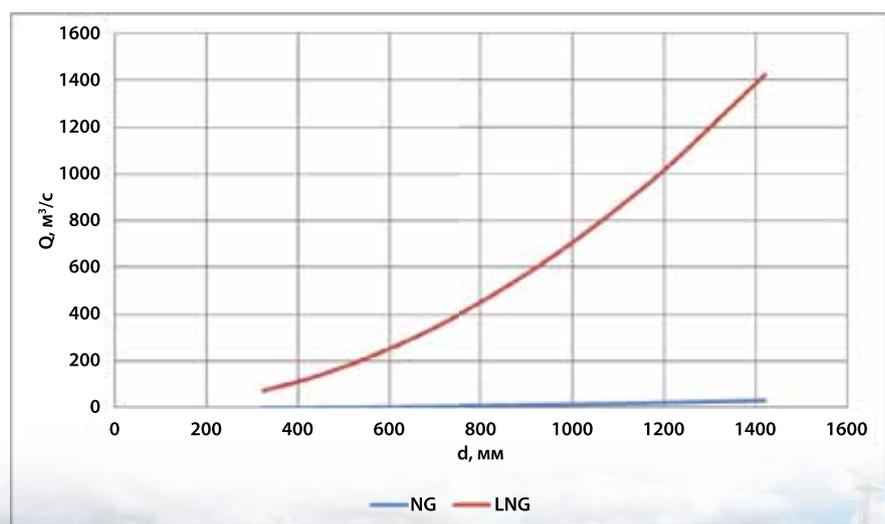




РИС. 2. Границы возможных значений пропускной способности для природного газа.

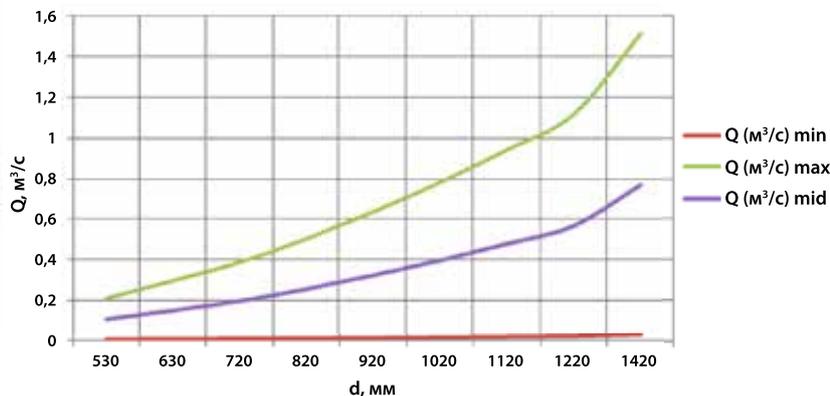
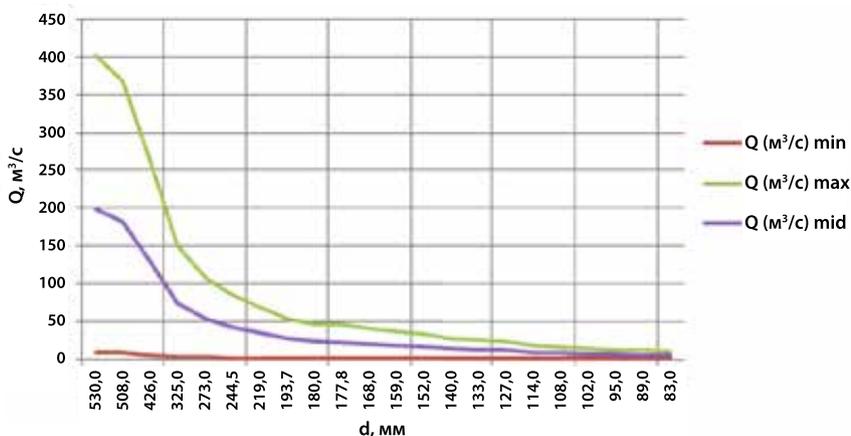


РИС. 3. Границы возможных значений пропускной способности для СПГ.



С помощью основных параметров (скорость, диаметр трубопровода и объем) произведены вычисления пропускной способности по классическим формулам, использованы практически возможные значения скорости: для СПГ $V = 1,5$ м/с, а для природного газа $V = 20$ м/с. Как известно, объем сжиженного газа превышает объем природного в 600 раз, что значительно увеличивает показатели расхода СПГ за одинаковые промежутки времени. Сравнительный анализ пропускной способности в зависимости от диаметра трубопровода приведен на рисунке 1, где существует возможность наглядно оценить расход двух агрегатных состояний топлива в зависимости от диаметра трубопровода с учетом основных технических параметров.

Действительно, расход СПГ превышает значение пропускной способности природного газа, что представляет целесообразность дальнейшего сравнительного анализа и подбора оптимальных значений для магистрального трубопроводного транспорта этого вида энергоресурса.



**ПРОИЗВОДСТВО И ПРОДАЖА
ТЯЖЕЛОЙ ПРИЦЕПНОЙ ТЕХНИКИ**
МОДЕЛИ ГРУЗОПОДЪЕМНОСТЬЮ ОТ 10 ДО 2000 ТОНН

**НЕ ИМЕЕТ
АНАЛОГОВ
В РОССИИ**

**ЧМЗАП
99908-010**

8МИ-ОСНЫЙ НИЗКОРАМНЫЙ ПОЛУПРИЦЕП-ТЯЖЕЛОВОЗ
С ДВУХСТУПЕНЧАТОЙ ТЕЛЕСКОПИЧЕСКОЙ РАМОЙ

**ОБНОВЛЁННАЯ
ВЕРСИЯ**

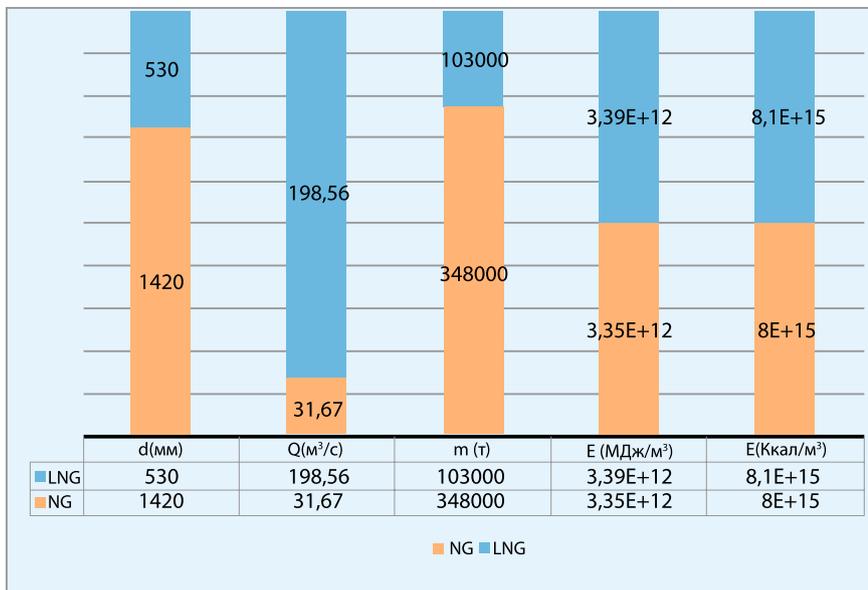
грузоподъемность **100000 кг**
собственная масса / полная масса **26000 кг / 126000 кг**
нагрузка на суу / на дорогу **30000 кгс / 96000 кгс**
тормозная система **пневматическая с EBS (WABCO)**
подвеска **рычажная гидробалансирная (TRIDEC)**
с системой принудительного управления поворотом
всех колес, первые две оси подъемные

двускатная ошиновка **245/70R17,5 141G (32+2)**
рама **телескопическая, 2 степени раздвижки**
рабочая площадка: **11730...25730x2540 мм**
шкворень **88,9 мм**

ПАО «УРАЛАВТОПРИЦЕП»
454038, Россия, г. Челябинск, ул. Хлебозаводская, 5
многоканальный тел.: +7-351-217-01-00
sales@cmzap.ru • www.cmzap.ru

8-800-200-02-74
звонок по России бесплатный

РИС. 4. Сравнительный анализ показателей СПГ и природного газа.



В качестве примера рассмотрены диапазоны диаметров для перекачки СПГ $d = 83–530$ мм, а для природного газа $d = 530–1420$ мм, благодаря чему металлоемкость трубопроводов для сжиженного газа значительно уменьшается. Однако чтобы обеспечить высокий уровень безопасности и надежности, который в свою очередь зависит от рабочей температуры СПГ, возникновения и распространения трещин в трубе, температурных деформаций, необходима теплоизоляция, например ППУ (пенополиуретановая) [6]. Стоимость такого вида материала существенно дороже, чем противокоррозионной изоляции, которой достаточно для труб с природным газом.

На основании термодинамических показателей (температура, давление, коэффициент сжимаемости) рассчитаны значения скорости для двух видов топлива [1, 4, 5]. Диапазоны для СПГ $V = 0,064–3$ м/с, для природного газа $V = 0,017–0,955$ м/с в соответствии с заданными диаметрами. Исходя из расчетных данных скоростей значения максимальной, минимальной и средней пропускных способностей газопровода с природным и сжиженным газами приведены на рисунках 2, 3 соответственно.

Очевидно, что расход для сжиженного газа при одном и том же значении диаметра во много раз превосходит расход

природного газа, а с увеличением диаметра он возрастает квадратично. Исходя из полученных значений, были взяты оптимальные, т.е. максимально возможные значения диаметров из рассматриваемого диапазона (т.к. возникла бы нецелесообразность расчета) для двух видов топлива. На основании этих показателей приведен сравнительный анализ по следующим параметрам – максимальный расход, тоннаж, удельная теплота сгорания с учетом потерь на сжижение (рисунок 4).

Как известно, удельная теплота сгорания сжиженного газа значительно больше, чем у природного, но с учетом того, что 25% энергии от всего количества СПГ требуется на сжижение, эти показатели близки по своим значениям. Кроме того, минимально и максимально возможная масса труб для СПГ, зависящая от толщины стенки, в 4 – 4,5 раза превышает значения массы для транспорта природного газа. Это значит, что при перекачке на большие расстояния возникает рациональность использования СПГ.

Кроме того, падение давления на расчетной длине газопровода является важной характеристикой при выборе наиболее выгодных условий перекачки газа. Так на участке трубопровода 26 км при пропускной способности $Q = 2500$ м³/с потери давления по длине составляют

$\Delta p_{NG} = 0,000004$ МПа² для природного газа, $\Delta p_{NG} = 0,273$ МПа² для СПГ. Разница между показателями существенна, т.к. рассматриваемые два вида топлива находятся в разных агрегатных состояниях и имеют различную плотность.

С каждым годом актуальность сжиженного природного газа возрастает и активно развивается не только за рубежом, но и в России. Строятся и увеличивают свою производительность заводы СПГ, кроме того, только в Ленинградской области уже существует 4 мини-завода по производству сжиженного природного газа, откуда топливо доставляется к потребителю с помощью газозовозов. Однако, по произведенным расчетам, трубопроводный транспорт СПГ даже на небольшие расстояния (25–30 км) может стать экономически эффективным, не смотря на затраты при проектировании и строительстве таких газопроводов. ●

Литература

1. Дерцакян А.К. Справочник по проектированию магистральных трубопроводов / А.К. Дерцакян, М.Н. Шпотаковский, В.Г. Волков – Л.: «Недра», 1977. – 519 с.
2. Рачевский Б.С. Сжиженные углеводородные газы. / Б.С. Рачевский – М.: «НЕФТЬ и ГАЗ», 2009. – 640 с.
3. ГОСТ 10704-91 «Трубы стальные электросварные прямошовные». Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200001409> (4.09.2016)
4. ГОСТ Р 8.662-2009 ГСИ. «Газ природный. Термодинамические свойства газовой фазы». Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/gost-r-8-662-2009-gsi> (17.09.2016 г)
5. Проект ГОСТ «СЖИЖЕННЫЙ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ. Метод расчета термодинамических свойств». Режим доступа: http://www.tk52.ru/fileadmin/f/standards/2015/Projekt_GOST_R_SPG_Termodin_svoistva.pdf (25.09.2016 г)
6. СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов». Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200091050> (11.10.2016 г)
7. Проект ГОСТ «СЖИЖЕННЫЙ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ. Общая характеристика». Режим доступа: http://www.tk52.ru/fileadmin/f/standards/2015/Projekt_GOST_R_EN_1160_SPG_Obshchaja_kharakteristika_1_red.pdf (13.10.2016 г)
8. СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы». Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200103173> (14.10.2016)

KEYWORDS: liquefied natural gas (LNG), pipeline transport, LNG, gas, calorific value of LNG, LNG plant, anticorrosive insulation, thermal insulation.



БИЗНЕС БЕЗ ГРАНИЦ CESSNA CITATION LONGITUDE



ЗАО «ИстЮнион» – официальный представитель по продажам реактивных самолетов CESSNA CITATION в России и СНГ



CITATION M2
Дальность: 2871 km
Пассажиры: 7



CITATION CJ3+
Дальность: 3778 km
Пассажиры: 9



CITATION CJ4
Дальность: 4010 km
Пассажиры: 10



CITATION XLS+
Дальность: 3889 km
Пассажиры: 9



CITATION LATITUDE
Дальность: 5000 km
Пассажиры: 9



CITATION SOVEREIGN+
Дальность: 5926 km
Пассажиры: 12



CITATION X+
Дальность: 6408 km
Пассажиры: 12



CITATION LONGITUDE
Дальность: 6482 km
Пассажиры: 12



CITATION HEMISPHERE
Дальность: 8330 km
Пассажиры: 12

+7 985 786 29 33 – Елена Малова
+7 968 759 45 24 – Денис Клепов

cessna@eastunion.ru
www.eastunion-fleet.ru



ПОВЫШЕНИЕ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ОБЪЕКТОВ ГАЗОТРАНСПОРТА

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ ПРОБЛЕМЫ УЛУЧШЕНИЯ КАЧЕСТВА ПРОИЗВОДСТВА СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫХ РАБОТ – ОДНО ИЗ ПРОЯВЛЕНИЙ ОБЪЕКТИВНОГО ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЗАКОНА ПОВЫШАЮЩЕЙСЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ОБЩЕСТВЕННОГО ТРУДА. ИСХОДЯ ИЗ ТОГО, ЧТО ЭТОТ ЗАКОН ДЕЙСТВУЕТ НА ВСЕХ СТУПЕНЯХ ОБЩЕСТВЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА, ТО СДЕЛАН ВЫВОД ОБ УЛУЧШЕНИИ КАЧЕСТВА ПРОДУКЦИИ ЯВЛЯЮЩЕГОСЯ ОБЪЕКТИВНОЙ ТЕНДЕНЦИЕЙ РАЗВИТИЯ ОБЩЕСТВЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА. УСТАНОВЛЕНА ТЕНДЕНЦИЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ПРОДУКЦИИ СТРОИТЕЛЬНОГО ПРОИЗВОДСТВА, КОТОРОЕ ФОРМИРУЕТСЯ В РЕЗУЛЬТАТЕ СИСТЕМАТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ, НАПРАВЛЕННОЙ НА УДОВЛЕТВОРЕНИЕ ПОСТОЯННО ВОЗРАСТАЮЩИХ МАССОВЫХ ПОТРЕБНОСТЕЙ ОБЩЕСТВА К КАЧЕСТВУ ПРОДУКЦИИ. СФОРМУЛИРОВАНЫ ПРИНЦИПЫ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА – ОДНОГО ИЗ ВАЖНЕЙШИХ ЗВЕНЬЕВ В СИСТЕМЕ УПРАВЛЕНИЯ СТРОИТЕЛЬНЫМ ПРОИЗВОДСТВОМ. ОН ДОЛЖЕН СПОСОБСТВОВАТЬ ВЫПОЛНЕНИЮ СТРАТЕГИЧЕСКИХ УПРАВЛЕНЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ И В ПЕРВУЮ ОЧЕРЕДЬ ЭФФЕКТИВНОМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ МАТЕРИАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ.

THE ARTICLE DISCUSSES THE MAIN ASPECTS OF THE PROBLEM OF IMPROVING THE QUALITY OF CONSTRUCTION AND INSTALLATION WORKS – ONE OF THE MANIFESTATIONS OF THE OBJECTIVE ECONOMIC LAW OF RISING PRODUCTIVITY OF SOCIAL LABOR. BASED ON THE FACT THAT THIS LAW IS VALID AT ALL LEVELS OF SOCIAL PRODUCTION, THE CONCLUSION – TO IMPROVE THE QUALITY OF PRODUCTS IS AN OBJECTIVE TREND OF THE DEVELOPMENT OF SOCIAL PRODUCTION. THE TENDENCY OF INCREASING THE QUALITY OF PRODUCTS OF CONSTRUCTION, WHICH IS FORMED AS A RESULT OF SYSTEMATIC WORK AIMED AT MEETING THE EVER INCREASING NEEDS OF MASS SOCIETY TO THE QUALITY OF PRODUCTS. FORMULATED THE PRINCIPLES OF QUALITY CONTROL – ONE OF THE MOST IMPORTANT ELEMENTS IN THE CONSTRUCTION OF PRODUCTION MANAGEMENT SYSTEM. IT SHOULD FACILITATE THE IMPLEMENTATION OF STRATEGIC MANAGEMENT DECISIONS AND ESPECIALLY THE EFFICIENT USE OF MATERIAL AND TECHNICAL RESOURCES.

Ключевые слова: капитальный ремонт; магистральный трубопровод; система управления качеством продукции; уровень качества; продукция строительного производства; жизненный цикл продукции.

**Короленок
Анатолий Михайлович,**
д.т.н., декан факультета
"Проектирование, сооружений
и эксплуатация систем
трубопроводного транспорта",

**Колотилов
Юрий Васильевич,**
д.т.н., профессор кафедры
"Нефтепродуктообеспечение
и газоснабжение",

Лисин Игорь Юрьевич,
аспирант кафедры
"Нефтепродуктообеспечение
и газоснабжение",

Российский государственный
университет нефти и газа
(национальный исследовательский
университет) имени И.М. Губкина

Рассматривая условия, определяющие особую значимость проблемы повышения качества в настоящее время, было бы ошибкой делать вывод о правомерности или неизбежности снижения качества продукции с повышением уровня и ростом темпа научно-технического прогресса. Наоборот, по мере повышения уровня и темпа научно-технического прогресса должно повышаться качество продукции, в том числе и строительной [1, 2].

Во-первых, имеются предпосылки, заложенные в существе научно-технического прогресса: используются новые материалы и изделия на их основе; создается принципиально новая продукция с новыми потребительскими качествами; появляются новые возможности для повышения качественных характеристик оборудования.

Во-вторых, высказанные выше соображения говорят лишь о тенденциях. Следовательно, необходимо активно воздействовать на все стадии производства, для того, чтобы преодолеть эти тенденции и добиваться повышения качества продукции параллельно с прогрессом в науке и технике.

Система целенаправленных активных воздействий на все стадии строительного производства, на которых формируется качество продукции, с целью обеспечить это качество, носит название системы управления качеством. Система управления качеством продукции состоит из четырех основных составляющих систем: установления уровня качества, то есть создания и директивного оформления – комплекса, нормативных требований к продукции; такие нормативные требования имеются ко всей продукции материального производства, в том числе к конечной строительной



продукции (сооружениям) и всем видам промежуточной и начальной продукции – частям сооружений, видам работ, изделиям, конструкциям, материалам, сырью, топливо и т.п.; обеспечения установленного уровня качества в процессе проектирования продукции, то есть создания ее проектной модели, отвечающей требованиям нормативного уровня качества; достижения проектного уровня качества на всех стадиях производственного процесса и в результате создания продукции, отвечающей проектной модели и удовлетворяющей всем требованиям нормативного уровня качества; поддержания достигнутого уровня качества продукции в процессе ее эксплуатации.

Только на основе совместного рассмотрения всех четырех составляющих частей можно создать действенную и эффективную систему управления качеством продукции строительного производства.

Каждое из звеньев строительного производства, являясь относительно замкнутой системой, производит свою продукцию, законченную для данного звена. Поэтому правомерно и необходимо наряду с созданием комплексных систем управления качеством продукции, объединяющих все четыре подсистемы, создавать локальные системы в пределах каждого производственного звена. Непременным условием при этом является учет взаимодействий данной локальной и комплексной систем.

Начальная и промежуточная продукция для производственного звена, в котором она изготовлена, является условно-конечной продукцией. Ее качество определяется требованиями к ней потребителя – последующего звена производства, в котором эта продукция будет использована. Так, например, для трубного завода качество его условно-конечной продукции (труб) определяется требованиями, предъявляемыми потребителем продукции – строительно-монтажной организацией. Но поскольку производственная цепочка в конце концов заканчивается конечной продукцией строительного производства – трубопроводом, качество всех видов начальной и промежуточной продукции так или иначе сказывается на качестве конечной продукции,



однако прямой зависимости здесь нет. В ряде случаев пониженное качество промежуточной продукции компенсируется на одной из последующих стадий производства и не отражается на качестве строящегося объекта.

Таким образом, существует зависимость, объединяющая в единую совокупность качество конечной и всех видов промежуточной продукции строительного производства. Эта совокупность должна рассматриваться как нечто целое, а установление внутренних взаимосвязей – один из главных объектов исследования механизма образования качества сооружения объекта.

Повышение качества любой продукции в конечном результате должно сказаться в виде эффекта на народнохозяйственном уровне. Однако далеко не всегда это может быть выражено количественно, прямым счетом. В ряде случаев повышение качества продукции приводит к прямому, наблюдаемому экономическому эффекту. Повышение качества трубных сталей сокращает затраты на изготовление труб за счет повышения их долговечности (надежности), что в свою очередь сокращает расходы на капитальный ремонт трубопровода в процессе его эксплуатации. В этих случаях экономический эффект от повышения качества продукции поддается расчету. При других случаях такой прямой зависимости не существует.

Это будет при достижении социального эффекта, когда ради его достижения приходится производить дополнительные затраты – удорожать продукцию. Очевидно, что все социальные мероприятия, в том числе и достигаемые за счет повышения качества продукции (обеспечение промышленной и экологической безопасности), в конечном счете

имеют экономический эффект: улучшаются условия жизни, труда и отдыха населения; повышается производительность их труда; повышаются общий культурный уровень и квалификация; уменьшаются потери рабочего времени и т.д. Однако подсчитать этот эффект, особенно для каждого конкретного случая, не представляется возможным.

Экономика повышения качества, если имеется в виду достижение социального эффекта, будет заключаться в минимизации затрат, связанных с повышением качества продукции при достижении заданного социального эффекта. Может быть поставлена и несколько другая задача: определить возможность повышения качества продукции (например, увеличить промышленную и экологическую безопасность возводимого объекта), исходя из возможности для народного хозяйства выделения дополнительных средств на эти мероприятия.

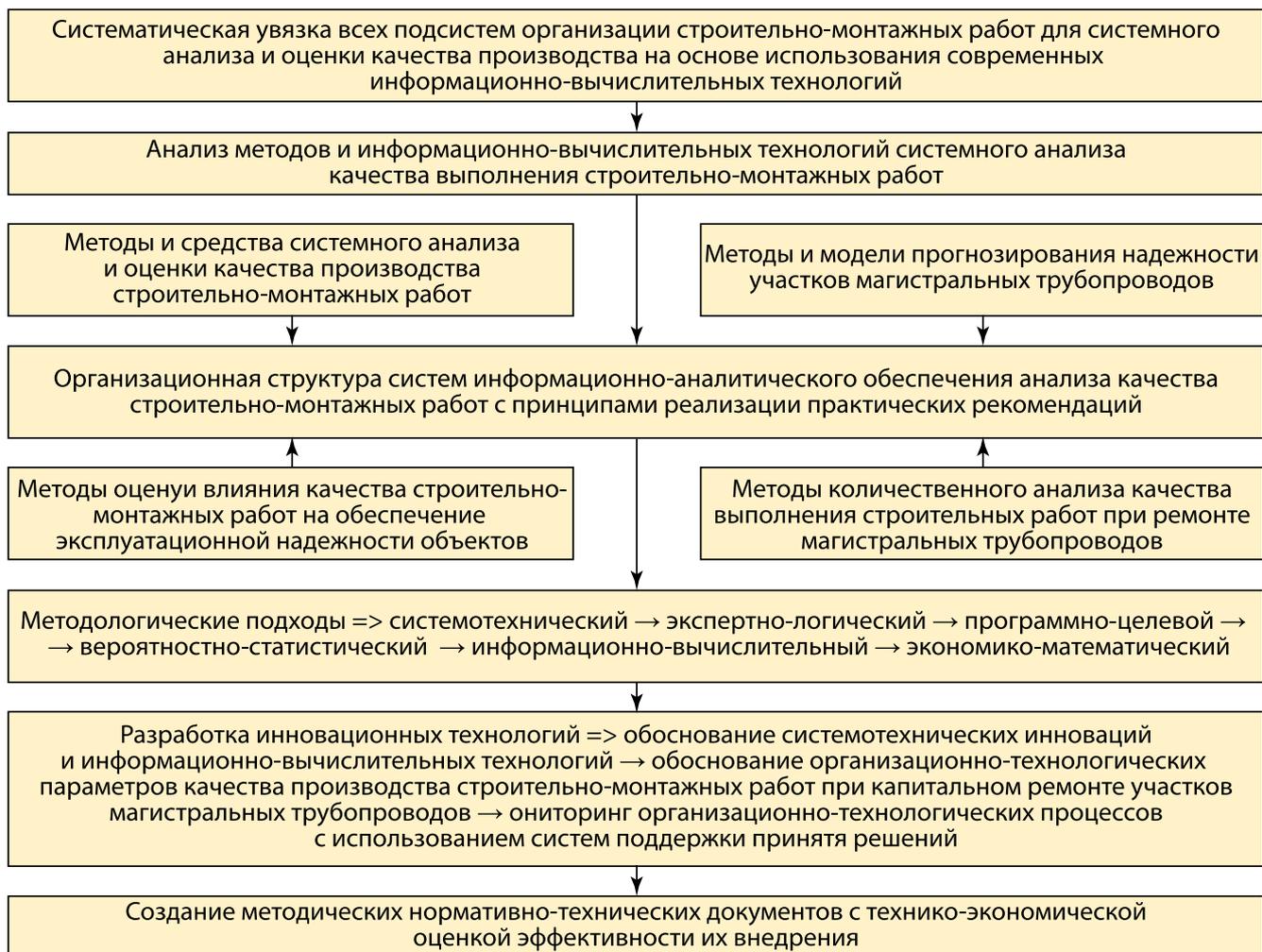
Таким образом, улучшение качества продукции на всем протяжении исторического развития является одним из проявлений объективного экономического закона повышающейся производительности общественного труда. Поскольку этот закон действует на всех ступенях общественного производства, то и улучшение качества продукции является объективной тенденцией развития общественного производства. Вместе с тем тенденция повышения качества продукции не проявляется сама собой. Она формируется в результате систематической работы, направленной на удовлетворение постоянно возрастающих массовых потребностей общества к качеству продукции. Этим определяется народнохозяйственная значимость проблемы повышения качества продукции.

К строителям имеется большое число обоснованных претензий по качеству объектов, сдаваемых в эксплуатацию. Поэтому народнохозяйственная проблема повышения качества продукции приобретает особую остроту для строительных организаций и предприятий, непосредственно обслуживающих строительный процесс. Контроль качества является одним из важнейших звеньев в системе управления строительным производством [3–8]. Он должен способствовать выполнению стратегических управленческих решений и в первую очередь эффективному использованию материально-технических ресурсов. Наиболее эффективен такой контроль, который помогает заблаговременно обнаружить причины тех или иных отклонений, предупредить срывы в работе, обнаружить неиспользованные резервы. Одна из задач контроля – обнаружение отклонений от запланированного хода организационно-технологических процессов, но основная цель контроля предупредительно-

исправительная, т.е. максимально предупредить возможные недостатки, а в случае обнаружения своевременно их исправить. Хорошо поставленная система контроля является нормальным, конструктивным инструментом управленческой деятельности. Контрольная деятельность является одной из составляющих при достижении конечного результата такой же равноправной и первичной, как, например, планирование. В достижении конечного результата планирование имеет свою цель, а контроль – свою. В любом вопросе, любом мероприятии основная цель контроля – улучшение определенной деятельности, устранение и предотвращение ошибок, проверка того, все ли происходит в соответствии с принятым планом действий, нормами, принципами. Исходя из этого определения, цель контроля качества строительства состоит в проверке хода строительного процесса в соответствии с требованиями норм. Основными задачами контроля являются [9–11]: определение фактического состояния объекта или

его части в данный момент времени; прогнозирование состояния и поведения объекта или его части на заданный будущий момент времени; изменение состояния и поведения объекта или его части таким образом, чтобы при изменении внешних условий в допустимых пределах были обеспечены необходимые и оптимальные значения характеристик объекта или его части; заблаговременное определение места и причин отклонений значений характеристик объекта или его части от заданных; сбор, передача, обработка информации о состоянии объекта; обеспечение устойчивого состояния объекта при наступлении предельных значений характеристик объекта. Предметом производственного контроля при строительстве является соответствие их качества нормам и стандартам, т.е. определенное состояние объекта строительства. Это состояние описывается качественными, количественными, структурными, пространственными и временными характеристиками,

РИС. 1. Схема повышения надежности объектов газопроводного транспорта.





которые закреплены соответствующими стандартами. Временные характеристики обуславливают входной, операционный и приемочный контроль. Пространственные характеристики обуславливают летучий (контроль отдаленных объектов) и стационарный (когда субъект и объект контроля расположены в одном месте) контроль. Методологическая схема повышения надежности объектов газопроводного транспорта приведена на рисунке 1.

Служба контроля качества имеет двойное назначение: обеспечить гарантию качества строительной продукции, т.е. уверенность в том, что сооружаемый объект – надежен; помогать добиться оптимальности затрат на обеспечение качества этой продукции. Служба контроля качества является одновременно каналом обратной связи, позволяющим распространять информацию о качестве продукции между всеми связанными с нею службами и группами; средством участия этих служб и групп в обеспечении заданного качества. Всесторонний контроль качества использует статистические методы всюду, где это имеет смысл. Однако статистические методы являются лишь частью методов контроля качества. Наиболее часто используются следующие пять инструментов статистики: распределение частот, контрольные карты, таблицы выборочных значений, специальные методы, теория вероятностей. Следует подчеркнуть важность статистической точки зрения и то влияние, которое она оказывает на всю сферу контроля качества.

Сущность статистического взгляда на контроль качества сводится к постоянному изучению отклонений в качестве продукции: в партиях продукции, в продукции, обработанной на данном оборудовании, в различных партиях той же продукции; в важнейших характеристиках качества от требуемых уровней. Лучший способ изучения этих отклонений состоит в анализе выборок, взятых из партий продукции или из экземпляров, полученных с помощью одного и того же оборудования.

Наиболее эффективен в строительном производстве так называемый всесторонний контроль, охватывающий все стадии

жизненного цикла продукции. Всесторонний контроль факторов, влияющих на качество, требует наличия рычагов контроля на всех важных стадиях процесса проектирования, сооружения и эксплуатации объекта. Эти рычаги контроля могут быть названы операциями по контролю качества. Естественно выделить пять стадий: контроль (экспертиза) проектно-сметной документации, контроль за сооружением объекта; входной контроль строительных материалов и изделий; контроль за строительством объекта; испытания и диагностика.

Система всестороннего контроля качества продукции строительного производства может быть определена как четкая рабочая структура, распространяющаяся на всю организацию, состоящая из документированных методик технического и административного контроля, предназначенная для руководства и выступающая в виде координированных и оптимальных воздействий, направленных на гарантированное удовлетворение потребностей потребителя в качестве строительной продукции и обеспечение оптимальных затрат на ее качество. Внедрение всестороннего контроля качества продукции строительного производства приносит следующие выгоды: повышается качество строительной продукции и ее надежность; уменьшаются непроизводительные затраты; улучшается отношение персонала к своей работе; уменьшается число узких мест на пути обеспечения надлежащего качества строительства; улучшение методов испытания и контроля. ●



Литература

1. Афанасьев В.А., Лебедев В.А., Монахова В.П. и др. *Техническое регулирование и управление качеством*. - М.: Либроком, 2013. - 256 с.
2. Бадьин Г.М. *Справочник по измерительному контролю качества строительных работ*. - СПб.: БХВ-Петербург, 2010. - 464 с.
3. СТО Газпром 9004-2007. *Системы менеджмента качества. Рекомендации по улучшению. Руководство по анализу видов и последствий несоответствий при проектировании продукции и производственных процессов*. - М.: ИРЦ Газпром, часть 1, 2008. - 26 с.
4. СТО Газпром 9004-2007. *Системы менеджмента качества. Рекомендации по улучшению. Руководство по применению методов обработки и анализа данных*. - М.: ИРЦ Газпром, часть 2, 2008. - 26 с.
5. СТО Газпром 9004-2007. *Системы менеджмента качества. Рекомендации по улучшению. Руководство по планам качества*. - М.: ИРЦ Газпром, часть 3, 2008. - 8 с.
6. СТО Газпром 9004-2007. *Системы менеджмента качества. Рекомендации по улучшению. Проектирование продукции с использованием методов структурирования функций качества*. - М.: ИРЦ Газпром, часть 4, 2008. - 47 с.
7. СТО Газпром 9004-2007. *Системы менеджмента качества. Рекомендации по улучшению. Проектирование продукции с использованием методов структурирования функций качества*. - М.: ИРЦ Газпром, часть 5, 2008. - 34 с.
8. СТО Газпром 9004-2007. *Системы менеджмента качества. Рекомендации по улучшению. Руководство по применению методов экономического анализа эффективности процессов менеджмента качества*. - М.: ИРЦ Газпром, часть 6, 2008. - 24 с.
9. Антипов Б.Н., Ангалева А.М., Короленок А.М. *Алгоритм диагностирования нефтегазовых объектов с помощью методов теории информации*. - Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов, 2008, № 2, с. 32-36.
10. Ангалева А.М., Антипов Б.Н., Короленок А.М. и др. *Модель процесса диагностирования нефтегазовых объектов*. - Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов, 2008, № 3, с. 58-62.
11. Короленок А.М. *Магистральные и промышленные трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация, ремонт*. Научно-технический сборник РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. - М.: Макс Пресс, 2010. - 21 с.

KEYWORDS: *repair; the main pipeline; quality management system; quality; Production of building production; product life cycle.*

БУРЕНИЕ НА НОВОПОРТОВСКОМ

Елена Алифирова





НОВОПОРТОВСКОЕ НГКМ БЫЛО ОТКРЫТО В 1964 Г., НО ОЦЕНИТЬ ЕГО СЫРЬЕВОЙ ПОТЕНЦИАЛ И ОПТИМАЛЬНЫЙ СПОСОБ РАЗРАБОТКИ СМОГЛИ ЛИШЬ НЕДАВНО, КОГДА СОЗДАЛИ ГЕОЛОГИЧЕСКУЮ МОДЕЛЬ МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ЭТО СЛОЖНОЕ ПО ГЕОЛОГИЧЕСКОМУ СТРОЕНИЮ РАЗРЕЗА И ХАРАКТЕРУ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ГДЕ ТОЛЩИНА ПЛАСТА ДОСТИГАЕТ 29 М, А ЭФФЕКТИВНЫЙ ГАЗОНАСЫЩЕННЫЙ ИНТЕРВАЛ – 2,8–9,6 М. С 2012 Г. ЭТО, ПО МНЕНИЮ ГЕОЛОГОВ, САМОЕ КРУПНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ НА ЯМАЛЕ, РАЗРАБАТЫВАЕТ КОМПАНИЯ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ». КАКОВЫ ОСОБЕННОСТИ БУРЕНИЯ НА ОДНОМ ИЗ САМЫХ СЕВЕРНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НАШЕЙ СТРАНЫ?

NOVOPORTOVSK OIL AND GAS CONDENSATE FIELD WAS OPENED IN 1964, BUT IT ONLY RECENTLY BECAME POSSIBLE TO ESTIMATE ITS RAW MATERIAL POTENTIAL AND THE OPTIMAL DEVELOPMENT METHOD WHEN THE GEOLOGICAL MODEL OF THE FIELD WAS CREATED. THIS IS A COMPLEX FIELD IN TERMS OF THE GEOLOGICAL STRUCTURE OF THE SECTION AND NATURE OF THE OIL AND GAS, WHERE THE THICKNESS OF THE RESERVOIR REACHES 29 M, AND THE EFFECTIVE GAS-SATURATED INTERVAL IS 2.8 - 9.6 M. THIS, ACCORDING TO GEOLOGISTS, LARGEST FIELD IN YAMAL HAS BEEN IN DEVELOPMENT BY GAZPROM OIL. WHAT ARE THE FEATURES OF DRILLING IN ONE OF THE NORTHERNMOST DEPOSITS OF OUR COUNTRY?

Ключевые слова: Новопортовское месторождение, бурение скважин, горизонтальные скважины, заканчивание скважин, Ямал.

Расположение Новопортовского месторождения делает его уникальным. Наличие низкопроницаемых коллекторов, многочисленных тектонических нарушений, приводящих к высокой расчлененности залежей, а также мощная газовая шапка обуславливают эту уникальность и делают месторождение очень сложным для разработки. Специалистам приходится учитывать длительный период низких отрицательных температур и наличие многолетнемерзлых пород. Чтобы не растопить их, при креплении ствола скважин применяют термокейсы – трубы с термоизолирующим покрытием.

Люди плюс технологии

Несмотря на все сложности в июле 2017 г. дочернее предприятие «Газпром нефти» «Газпромнефть-Ямал» установило рекордный для компании показатель скорости бурения горизонтальных скважин. Такого результата удалось добиться благодаря эффективной работе персонала и современным технологиям. Ежегодно растет профессионализм сотрудников, свою квалификацию повышают как супервайзеры на объектах, так и сотрудники подрядных организаций. Постоянно совершенствуются технологии, применяемые при бурении.

Новопортовское месторождение расположено в регионе с суровым климатом и хрупкой экосистемой, поэтому сотрудникам промысла ежедневно приходится решать нестандартные задачи, что повышает уровень их компетенций.

На Новопортовском НГКМ применяются самые современные технологии. Для предотвращения растепления многолетнемерзлых пород используют термоизолирующие трубы. При бурении горизонтальных участков задействуются роторно-управляемые системы и комплекс каротажа в реальном времени. Бурятся многоствольные скважины, для заканчивания которых применяются бесшаровые системы. Так, в июле 2017 года было осуществлено

ФАКТЫ

Novy Port

отдельный сорт, в который выделена нефть Новопортовского месторождения

0,1 %

содержания серы в нефти сорта Novy Port. Она превосходит по легкости не только российскую смесь Urals, но и европейский маркерный сорт Brent

строительство с лучшим результатом за 3,77 сут./1 тыс. м для скважин без пилотного ствола и с длиной горизонтального участка 1,5 тыс. м, что сопоставимо с лучшими показателями бурения наклонно-направленных скважин в «Газпром нефти». По сравнению с предыдущим рекордом скорость бурения увеличилась на 16,2%. При целевом сроке 16,85 суток скважина № 4117 закончена за 14,5 суток. Общая проходка составила 3851 м.

В стиле лучших мировых стандартов

Эффективное использование новых технологий, конечно, невозможно без современного оборудования. При строительстве объектов на Новопортовском НГКМ используется именно такое оборудование, в частности применяется термостабилизирующая система ГЕТ. Она укладывается под фундамент и отвечает за поддержание заданного температурного режима вечномерзлых грунтов. С помощью системы ГЕТ возможно осуществлять температурную стабилизацию грунтов в самых недоступных местах, потому что охлаждающие элементы устройства расположены ниже поверхности грунта, а конденсаторный блок может быть вынесен от сооружения до 70 м.



С учетом лучших мировых стандартов, с использованием инженерных решений, которые минимизируют воздействие промышленного объекта на окружающую среду в сложных климатических условиях Арктики, осуществлялось и строительство нефтепровода от Новопортовского НГКМ до Приемо-сдаточного пункта. Трубы уложены на специальные подвижные опоры. Такая конструкция позволяет с одной стороны оградить слои многолетней мерзлоты от дополнительного теплового воздействия, а с другой – обеспечить надежную защиту трубопровода от повреждений в результате смещения оттаявшего грунта. Магистраль трубопроводов оборудована системами управления, обогрева и мониторинга в режиме реального времени. Это позволяет вести наблюдение за состоянием нефтепровода круглосуточно. А в случае поступления сигнала о возникшей проблеме оператор может дистанционно прекратить транспортировку сырья на определенном участке до устранения неполадок. Также в конструкцию нефтепроводов уже на стадии проектирования заложены оленьи переходы. Они необходимы, чтобы для кочующих животных, трубопроводы не становились непреодолимым препятствием. Переход шириной порядка 150–200 м, высота 5 м. Такие размеры позволяют проводить стадо без помех.

Новопортовское оцифровали

Говоря о новых технологиях, применяемых на Новопортовском, следует сказать о интегрированной цифровой модели самого месторождения. В Научно-техническом центре «Газпром нефти» создается комплексная цифровая модель НГКМ, которая объединит три ключевых блока данных – блок геологии и разработки месторождения, блок добычи, к которому относятся конструкции и глубинное оборудование скважин, и блок наземной инфраструктуры. На основании результатов

математических расчетов новой модели будет сформирован комплекс оптимальных решений по дальнейшему развитию проекта «Новый порт».

Интегрированная цифровая модель позволяет быстро и надежно осуществлять планирование добычи, управлять режимами работы скважин и оптимизировать способы их эксплуатации. Она представляет собой объединенную IT-систему, собранную на единой платформе и включающую в себя цифровые гидродинамические модели продуктивных пластов, детальные модели нефтедобывающих и газонагнетательных скважин, модель системы сбора углеводородной продукции из скважин и системы закачки газа в пласты.

В процессе работы интегрированной цифровой модели каждая составляющая системы обменивается информацией с другими частями, благодаря этому можно вычислять уровень добычи нефти и газа как по отдельным скважинам, так и по месторождению в целом, учитывая массу эксплуатационных ограничений: давление, расходы на пути от пласта до точки сбора продукции и т.д. Использование модели позволит на любом этапе определить, как изменение какого-либо параметра может повлиять на систему в целом. Так можно точнее прогнозировать объемы добычи и принимать наиболее обоснованные решения, учитывающие потенциальные инфраструктурные риски. На Новопортовском месторождении интегрированное моделирование особенно актуально с точки зрения планирования обратной закачки газа. Кроме того, использование интегрированной модели поможет оценить риски, найти пути оптимизации работы фонда в случае прорыва газа для сохранения текущего уровня добычи. ●

ФАКТЫ

85 СКВАЖИН

эксплуатируется в настоящее время на Новопортовском месторождении

50-

1100 тонн нефти в сутки – дебит скважин Новопортовского месторождения

5 МЛН ТОНН

достигла накопленная добыча нефти на Новопортовском месторождении

KEYWORDS: *the Novoportovskoye oilfield, drilling wells, horizontal wells, well completion, Yamal.*

ПРИ УЧАСТИИ



ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



3-6
ОКТАБРЯ
2017



**VII ПЕТЕРБУРГСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ГАЗОВЫЙ ФОРУМ**



GAS-FORUM.RU

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
EXPOFORUM
РОССИЯ | САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР



ПАРТНЕР ПО СТИЛЮ



ПАРТНЕРЫ



ЯМАЛЬСКИЙ ФИЛИАЛ ССК: ВЫСОКОПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ БУРЕНИЕ В САМОМ ПЕРСПЕКТИВНОМ МАКРОРЕГИОНЕ СТРАНЫ

Яценко Алена Викторовна,
к.э.н., АО «Сибирская
Сервисная Компания»

УДК 622



ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА В ПРОМЫШЛЕННЫХ МАСШТАБАХ ВЕДЕТСЯ УЖЕ БОЛЕЕ ВЕКА. ЗА ЭТО ВРЕМЯ ЧЕЛОВЕЧЕСТВО УЖЕ УСПЕЛО ИЗРАСХОДОВАТЬ БОЛЬШУЮ ЧАСТЬ РАЗВЕДАННЫХ ЗАПАСОВ «ЧЕРНОГО ЗОЛОТА». ИМЕННО ПОЭТОМУ ГЛАВНАЯ ЗАДАЧА РОССИЙСКОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ НА БЛИЖАЙШИЕ ДЕСЯТИЛЕТИЯ – СОХРАНИТЬ ОБЪЕМЫ ДОБЫЧИ ЗА СЧЕТ РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ. СДЕЛАТЬ ЭТО НЕПРОСТО И ПОД СИЛУ ЛИШЬ КОМПАНИЯМ, СПОСОБНЫМ ПРЕДЛОЖИТЬ ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В СВОЕЙ СФЕРЕ И ГОТОВЫМ С ВЫСОКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТЬЮ РАБОТАТЬ В СВЕРХТЯЖЕЛЫХ УСЛОВИЯХ.

INDUSTRIAL OIL AND GAS RECOVERY HAS ALREADY BEING PERFORMED MORE THAN A CENTURY. DURING THIS TIME, THE HUMANKIND HAS ALREADY SPENT THE MOST PART OF ASSURED "BLACK GOLD" RESOURCES. THIS IS PRECISELY WHY SAVING OF RECOVERY VOLUMES BY DEVELOPMENT OF HYDROCARBON RESERVES DIFFICULT TO RECOVER IS THE MAIN TASK OF RUSSIAN OIL AND GAS INDUSTRY FOR THE NEXT DECADES. THIS IS DIFFICULT TO DO AND IS WITHIN THE POWER OF COMPANIES, WHICH ARE ABLE TO OFFER INNOVATION TECHNOLOGIES IN THEIR FIELD AND ARE READY TO WORK UNDER SUPER HEAVY-DUTY CONDITIONS EFFICIENTLY.

Ключевые слова: бурение, трудноизвлекаемые запасы углеводородов, Ямал, Сибирская Сервисная Компания, бурение скважин с горизонтальным окончанием, передислокация буровых установок.

Сибирская Сервисная Компания (ССК) – негосударственная нефтесервисная компания России – уже более 17 лет успешно ведет работу на самых сложных нефтегазовых объектах нашей страны. С момента основания ССК планомерно расширяет региональное присутствие: в 2000 году начал работу Нефтеюганский филиал, чуть позже – Стрежевской и Отрадненский, Красноярский и Томский. В 2016 году новые объемы работ расширили географию ССК в сторону освоения очередных перспективных регионов бурения. И первым закономерным шагом в данном направлении стало открытие самого северного подразделения компании – Ямальского филиала АО «ССК».

Расположение Ямальского филиала АО «ССК» было выбрано не случайно, ведь Ямало-Ненецкий автономный округ был и остается важным газодобывающим регионом РФ и мира в целом. На его территорию приходится 14,54% разведанных запасов и прогнозных ресурсов углеводородного сырья России. ЯНАО богат уникальными по запасам газа месторождениями – это Уренгойское, Ямбургское, Медвежье и др.

Однако не все так просто: при всем своем углеводородном богатстве, регион не имеет аналогов по уровню сложности. Запасы полезных ископаемых сосредоточены в труднодоступном районе с исключительно тяжелыми климатическими условиями. Тут вам и вечная мерзлота, и продолжительный зимний период, и температуры до -50°C . Летом не легче: 80% земель покрыто озерами, болотами, реками, что значительно усложняет установку промышленных объектов. Но, несмотря на все «минусы», Ямал привлекателен для деятельности крупнейших нефтегазовых компаний страны. Работу на полуострове ведут Газпром, Роснефть, Газпромнефть, НОВАТЭК и др.

Не секрет, что разработка трудноизвлекаемых запасов требует применения высокоэффективных, безопасных, инновационных технологий и технических решений. Особенно это касается ключевого этапа добычи – бурения. С работой

ФАКТЫ

65

собственных буровых установок в парке оборудования ССК

7%

доля ССК по объему годовой проходки в 2016 г. от всего объема бурения в России

9%

доля ССК по объему годовой проходки в 2016 г. от объема разведочного бурения в России

такой сложности справится не каждая компания. Тем не менее, Ямальский филиал АО «ССК» уже доказал свою конкурентоспособность, осуществляя буровые и не только работы на месторождениях этого сурового по климату региона.

Деятельность филиала отличают высокая компетентность специалистов, применение инновационного оборудования и последних технологических достижений в сфере строительства скважин. При выполнении особо сложных работ Ямальский филиал также показывает высокие производственные показатели.

Сегодня подразделение успешно сотрудничает с компаниями Русснефть и Новатэк. В результате выполнения эффективной и качественной работы на сложнейших проектах бригады и специалистов Ямальского филиала не раз отмечали наградами заказчики: Сибнефтегаз, Ярgeo, НордГаз и др.

В июле 2016 года Ямальский филиал Сибирской Сервисной Компании на Ново-Уренгойском лицензионном участке Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения сумел существенно сократить срок строительства скважины № 1-08-02 (куст 1-08). Время работ было сокращено более чем на 7 (!) суток.

Ямальский филиал ССК одним из первых реализовал бурение скважин с горизонтальным окончанием (протяженностью около 1000 м) с применением полимер-глинистого бурового раствора

в условиях аномально высоких пластовых давлений Баженовской свиты, являющейся на сегодняшний день одним из самых сложных и нетрадиционных целевых объектов для бурения и разработки в нашей стране.

Ямальским филиалом успешно используется технология цементирования обсадных колонн с применением рецептуры на основе системы смол с добавлением затвердителя и замедлителя LockSet. Коэффициенты качества цементирования в интервале 2865-3015 м цемент-колонна, цемент-порода, цементирование колонны достигают значений 0,99, 0,93 и 0,95, соответственно. Это позволяет на 95% избежать межколонных и заколонных перетоков при строительстве нефтяных и газовых скважин.

На сегодняшний день ЯФ добился рекордных результатов по сокращению цикла передислокации буровых установок (демонтаж – мобилизация – монтаж): передислокация установки на расстояние 1000 км занимает менее 30 суток, на 1500 км – менее 35 суток. Отдельно стоит сказать о сотрудничестве филиала с одним из крупнейших в России научно-технических центров – «Новатэк-НТЦ», с которым проводятся совместные научные исследования и конференции.



Сегодня в активе компании – 7 подразделений в основных нефтегазоносных регионах РФ, более 4,5 тыс. сотрудников, 1,6 млн метров годового объема поисково-разведочного и эксплуатационного бурения, 3,2 тыс. в год выполняемых текущих и капитальных ремонтов скважин. Ежегодно показатели растут на 5-7%.



Бурение эксплуатационных скважин – не единственное направление деятельности Ямальского филиала ССК: подразделение не менее успешно ведет работы по бурению разведочных и поисково-оценочных скважин, строит скважины «под ключ» с внушительной геолого-технологической нагрузкой: от отбора сотен метров керна до сдачи скважин циклом освоения и испытания.

По словам директора Ямальского филиала ССК Е. Гузеева, сегодня перед подразделением стоит целый ряд задач, основные из которых – это стабильность и положительная динамика в работе с заказчиками, техническое совершенствование производственных процессов, а также обеспечение конкурентоспособности и востребованности на рынке нефтесервиса в самом перспективном макрорегионе страны.

Можно с уверенностью сказать, что Сибирская Сервисная Компания многие годы остается отраслевым лидером именно благодаря постоянному совершенствованию и внедрению лучших ресурсосберегающих технологий, повышению профессионализма своих сотрудников и поиску нестандартных решений, позволяющих максимально эффективно достигать поставленных целей в каждом регионе географического присутствия. ●

KEYWORDS: *drilling, hard-to-recover hydrocarbon reserves, the Yamal, Siberian Service company, drilling wells with horizontal completion, the redeployment of drilling rigs.*



КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

**31 октября –
02 ноября**

16-ая международная
специализированная
выставка

**«Криоген-
Экспо.
Промыш-
ленные
газы»**

Москва

**31 октября –
02 ноября**

17-ая международная
специализированная
выставка

**«Передовые
Технологии
Автоматизации
ПТА 2017»**

Москва

08 – 09 ноября

V Российский нефтегазовый Саммит
«Разведка и Добыча» 2017

Москва

НОЯБРЬ

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

10 ноября

Российский
Нефтегазовый
Саммит

**«Нефтепереработка:
модернизация,
инновации»**

Москва

23 – 24 ноября

**12-ый
стратегический
Конгресс по
транспортировке,
переработке
и торговле
нефтью, СУГ и
нефтепродуктами
Oil Terminal 2017**

Санкт-Петербург

ПАТЕНТНЫЙ ЛАНДШАФТ БАШМАКОВ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

ОДНОЙ ИЗ ВАЖНЫХ ПРОБЛЕМ ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ЯВЛЯЕТСЯ ОБЕСПЕЧЕНИЕ КАЧЕСТВЕННОГО ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН. СУЩЕСТВУЮТ РАЗЛИЧНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЭТОЙ ПРОБЛЕМЫ, ОДНАКО НАИБОЛЕЕ АКТУАЛЬНЫМ НА СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ ЯВЛЯЕТСЯ РАЗВИТИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ, В ЧАСТНОСТИ, – КОЛОННЫХ БАШМАКОВ С УСОВЕРШЕНСТВОВАННЫМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ. В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ СУЩЕСТВУЮЩИЕ СЕГОДНЯ ЗАПАТЕНТОВАННЫЕ КОЛОННЫЕ БАШМАКИ, А ТАКЖЕ ПОСТРОЕН ПАТЕНТНЫЙ ЛАНДШАФТ, НЕ ПРЕТЕНДУЯ НА ПОЛНОТУ ОХВАТА.

УДК 622.245.12

ONE OF THE IMPORTANT PROBLEMS WHEN DRILLING OF OIL AND GAS BOREHOLES IS ENSURING OF HIGH-QUALITY COMPLETION OF BOREHOLES. THERE ARE VARIOUS TECHNOLOGICAL METHODS FOR SOLVING THIS PROBLEM; HOWEVER, THE MOST RELEVANT FOR TODAY IS THE DEVELOPMENT OF TECHNICAL MEANS, IN PARTICULAR, OF STRING SHOES WITH IMPROVED CHARACTERISTICS. THE ARTICLE EXAMINES THE PATENTED STRING SHOES EXISTING TODAY, AS WELL AS A PATENT LANDSCAPE WAS BUILT, WITH MAKING NO PRETENSE TO BE FULLY COVERED.

Ключевые слова: *заканчивание скважин, башмак обсадной колонны, патентный ландшафт, динамика изобретательской активности*

**Хузина
Лилия Булатовна,**
член-корр. РАЕН, д.т.н., профессор,
заведующая кафедрой «Бурение
нефтяных и газовых скважин»,

Гимазтдинова Эльвира,
аспирант кафедры «Бурение
нефтяных и газовых скважин»,

**Хузин
Булат Айратович,**
магистр кафедры «Бурение
нефтяных и газовых скважин»,

ГБОУ ВО «Альметьевский
государственный нефтяной
институт»

Одной из важных проблем при бурении нефтяных и газовых скважин является обеспечение качественного заканчивания скважин. При строительстве скважин с горизонтальным окончанием возникают различные технические проблемы, связанные со значительной силой трения бурильной и обсадной колонны о стенки скважины [1–3], а также недохождением обсадной колонны до заданной длины ствола. Существуют различные технологические методы для решения представленных проблем, однако наиболее актуальным на сегодняшний день является развитие технических средств, в частности, колонных башмаков с усовершенствованными характеристиками.

Рассмотрим существующие на сегодняшний день запатентованные башмаки колонные и построим патентный ландшафт, не претендуя на полноту охвата [4–16].

На рис.1 показана динамика изобретательской активности с указанием количества поданных заявок за определенный год, на

РИС.1. Динамика изобретательской активности [4-16]



которой виден резкий скачок подачи заявок с 1996 по 2001 гг., затем с 2001 по 2004 гг. стабильный рост и с 2004 по 2012 наблюдается уверенный рост патентования.

Круговая диаграмма на рис. 2 разбита на сектора разного цвета в зависимости от заявителя/ патентообладателя. Размер сектора определяется количеством заявок на получение патентов и патентов, в которых присутствуют указанные заявители/ патентообладатели. Данная диаграмма позволяет сделать вывод о том, какие компании или организации интересуются и наиболее интенсивно развивают анализируемую технологию. Лидером в патентообладании является компания ПАО «Татнефть», что говорит об значимом инновационном потенциале компании.

В таблице 1 приведены ключевые компании и количество их патентов. Из неё видно, что компания ПАО «Татнефть» [9–13,15,16] имеет наибольшее количество патентов по данному направлению.

Диаграмма на рисунке 4 включает горизонтальные столбцы, размер столбца определяется количеством заявок на получение патентов и патентов, в которых присутствуют указанные изобретатели. Данная диаграмма позволяет сделать вывод о том, какие изобретатели наиболее активны в направлении «Башмак обсадной колонны». Ниже приведена таблица 2 с расширенным списком изобретателей.



РИС.2. Наиболее крупные заявители / патентообладатели

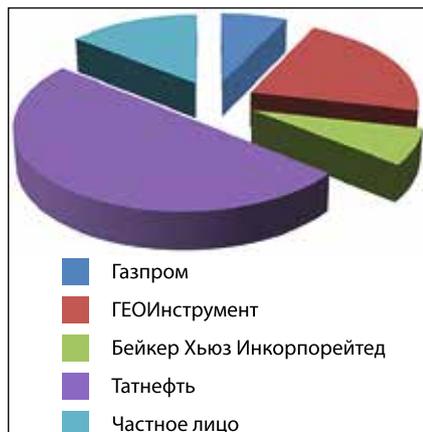


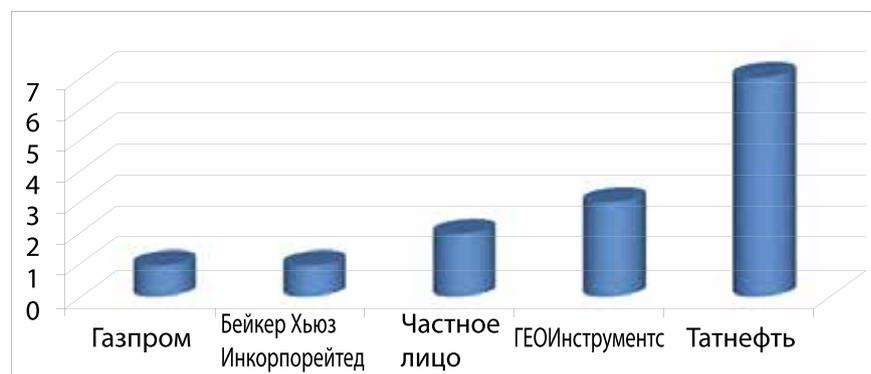
ТАБЛИЦА 1. Ключевые компании

Ключевые компании	Кол-во патентов
Газпром	1
Бейкер Хьюз Инкорпорейтед	1
Частное лицо	2
ГЕОИнструментс	3
Татнефть	7

ТАБЛИЦА 2. Расширенный список изобретателей

Изобретатели	
ФИО изобретателя	Кол-во документов
Акбулатов Г.С.[4]	1
Акчурин Х.И.[4]	1
Баранцевич С.В.[4]	1
Дюосуе П.М.[4]	1
Кейбал А.В.[4]	1
Ляпков Д.П.[4]	1
Кармоди М.А.[8]	1
Джобс М.Дж.[8]	1
Пейн Х.Э. [8]	1
Адам М.К.[8]	1
Ахмадишин Ф.Ф.[9]	1
Фаткуллин Р.Х.[9, 12]	2
Иоанесян Ю.Р.[5, 6, 7]	3
Петров Н.А. [14]	1
Хамитьянов Н.Х.[9, 10, 11, 12, 13]	5
Киришин А.В.[9, 12, 13, 16]	4
Уразгильдин И.А.[9, 11]	2
Абдрахманов Г.С.[10, 11, 15]	3
Фархутдинов Р.Г.[10]	1
Мелинг К.В.[10]	1
Кашапов И.К.[10]	2
Мухаметшин А.А. [10]	1
Вильданов Н.Н.[10]	3
Насыров А.А.[10]	1
Илалов Р.Х.[11]	1
Багнюк С.Л.[11]	2
Ягафаров А.С.[12,13]	2
Емельянов А.В.[13]	1
Пронин В.Е. [13]	1
Зайнуллин А.Г. [13]	1
Филиппов В.П.[15,16]	2
Рыбалко А.Ф.[13]	1

РИС.3. Ключевые компании



Таким образом, из приведенного небольшого патентного ландшафта башмаков обсадной колонны следует, что проблема качественного заканчивания скважин является актуальной и многие компании интенсивно работают в направлении развития технических средств для улучшения дождения обсадной колонны до заданной длины ствола. ●

Литература

- Любимова С.В., Хузина Л.Б. Разработка вспомогательного оборудования, снижающего коэффициент трения буровой колонны о стенки скважины при бурении скважин с горизонтальным участком // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2012. № 2. С. 12–16.
- Хузина Л.Б., Шайхутдинова А.Ф. Повышение качества строительства скважин применением эффективной компоновки низа буровой колонны // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. 2015. № 2. С. 52–56.
- Хузина Л.Б., Габдрахимов М.С. Методы регулирования динамической нагрузки долота // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2006. № 8. С. 335-337.
- Патент RU 2282706 C1 E21B017/14. Башмак обсадной колонны / И.Т. Акбулатов, Х.И. Акчурин, С.В. Баранцевич, П.М. Дюосуе, А.В. Кейбал, Д.П.Ляпков. – № 2004138153/03. Заявл. 28.12.2004; опубл. 27.08.2006. Патентообладатель(и): Открытое акционерное общество «Газпром» (ОАО «Газпром»).
- Патент на изобретение RU 2093664C1 E21B017/14. Вибрационный башмак обсадной колонны / Иоанесян Ю.Р. – №93050956. Заявл.04. 11.1993; опубл. 20.10.1997. Патентообладатель(и): Индивидуальное частное предприятие «ГЕО Инструментс».
- Патент RU 2077657 C1 E21B017/14. Ротационный башмак обсадной колонны / Иоанесян Ю.Р.– № 94018686. Заявл.10.04.2003; опубл.27.10.2004. Патентообладатель(и): Индивидуальное частное предприятие «ГЕО Инструментс».
- Патент RU 2100564 C1E21B017/14. Вибробашмак обсадной колонны / Иоанесян Ю.Р., Лапавок В.С. – № 95114006. Заявл.04.08.1995; Опубл.27.12.1997. Патентообладатель(и): Индивидуальное частное предприятие «ГЕОИНСТРУМЕНТС».
- Патент US 2341640 C1 E21B017/14. Башмак для системы крепления расширяемого хвостовика и способ заканчивания скважины / М. А. АРМОДИ, М. Дж.ДЖАБС, Х. Э. ПЕЙН, М.К. АДАМ- №2005127665/03.Заявл.02.02.2004; опубл.20.12.2008. Патентообладатель(и): БЕЙКЕР ХЬЮЗ ИНКОРПОРЕЙТЕД (US).

- Патент RU 2413063 C1 E21B017/14. Башмак-клапан для хвостовика / Н. Х. Хамитьянов, Ф. Ф. Ахмадишин, Р. Х. Фаткуллин, А. В. Киришин, И. А. Уразгильдин – №2009140122/03. Заявл.29.10.2009; опубл. 27.02.2011. Бюл. № 6. Патентообладатель(и): Открытое акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина (RU).
- Патент RU 2172387 C1 E21B017/14. Башмак для установки профильных перекрывателей в скважинах / Юсупов И.Г., Абдрахманов Г.С., Фархутдинов Р.Г., Хамитьянов Н.Х., Мелинг К.В., Кашапов И.К., Мухаметшин А.А., Вильданов Н.Н., Насыров А.Л. – №99117606/03. Заявл. 10.08.1999; опубл. 20.08.2001. Патентообладатель(и): Открытое акционерное общество «Татнефть» Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти «ТатНИПИнефть».
- Патент RU 239852C1 E21B017/14. Башмак-клапан для установки профильного хвостовика в скважине / Абдрахманов Г.С., Хамитьянов Н.Х., Уразгильдин И.А., Илалов Р.Х., Багнюк С.Л. – №2009129121/03. Заявл. 28.07.2009; опубл. 10.09.2010. Патентообладатель(и): Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина (RU).
- Патент RU 2469175 C1 E21B017/14. Башмак-клапан для хвостовика / Хамитьянов Н.Х., Фаткуллин Р.Х., Киришин А. В., Ягафаров А.С., Багнюк С. Л. – №2011126411/03. Заявл. 27.06.2011; опубл. 10.12.2012. Патентообладатель(и): Открытое акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.
- Патент RU 2451156 C1 E21B029/00. Разбуриваемый башмак-клапан для установки расширяемой колонны в скважине / Хамитьянов Н.Х., Ягафаров А.С., Киришин А.В., Емельянов А. В., Пронин В. Е. – №2010149699/03.Заявл. 03.12.2010; опубл. 20.05.2012. Патентообладатель(и): Открытое акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина (RU).
- Патент RU 2061841C1 E21B033/16. Вибробашмак цементлируемой колонны – № 93049616. Заявл. 27.10.1993; опубл. 10.06.1996. Патентообладатель(и): Петров Николай Александрович.
- Патент RU 2187619 C1 E21B29/10. Башмак для установки профильногоперекрывателя в скважине / Абдрахманов Г.С., Зайнуллин А.Г., Филиппов В.П., Вильданов Н.Н., Кашапов И.К. – №000106346/03. Заявл. 14.03.2000. Опубл. 20.08.2002. Патентообладатель(и): Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина.
- Патент RU 2208125 C1 E21B029/10. Башмак для установки профильного перекрывателя в скважине/ Абдрахманов Г.С., Зайнуллин А.Г., Рыбалко А.Ф., Киришин А.В., Вильданов Н.Н., Филиппов В.П. – № 2001117101/03. Заявл. 18.06.2001. Опубл. 10.07.2003. Патентообладатель(и): Открытое акционерное общество «Татнефть».

KEYWORDS: well completion, casing Shoe, patent landscape, the dynamics of inventive activity.

СТРОИТЕЛЬСТВО НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН НА ЯМАЛЕ

УДК 622.24

Татьяна Абрамова



СУРОВЫЙ КЛИМАТ СЕВЕРНЫХ ШИРОТ ПРЕДЪЯВЛЯЮТ ОСОБЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН В ЭТОМ РЕГИОНЕ. РАСПОЛОЖЕННОЕ НА ПОЛУОСТРОВЕ ЯМАЛ НОВОПОРТОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ – ОДИН ИЗ ОБЪЕКТОВ КОМПАНИИ «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ЯМАЛ», РАЗРАБОТКА КОТОРОГО ТРЕБУЕТ ОСОБОГО ПОДХОДА. ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ПОДХОД НАБЛЮДАЕТСЯ ВО ВСЕМ – ОТ ОСОБЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ХИМИКО-ФИЗИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТЫ ВЕЧНОМЕРЗЛЫХ ПОЧВ И ТЕПЛООВОГО ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ СКВАЖИНЫ С ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДОЙ ДО ПОДБОРА ТИПА И КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА ПРОМЫВОЧНОГО БУРОВОГО РАСТВОРА. НЕСМОТРИ НА ЭТО, ЗА ДВА ЛЕТНИХ МЕСЯЦА НА НОВОПОРТОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ УСТАНОВЛЕНО ТРИ РЕКОРДА СКОРОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН. ЧТО ЭТОМУ СПОСОБСТВОВАЛО?

WELL CONSTRUCTION IN THIS REGION IS SUBJECT TO SPECIAL REQUIREMENTS DUE TO SEVERE NORTHERN CLIMATE. THE NOVOPORTOVSKOYE FIELD LOCATED AT YAMAL IS OWNED BY GAZPROMNEFT-YAMAL, ITS PRODUCTION REQUIRES AN INDIVIDUAL APPROACH. AN INDIVIDUAL APPROACH IS OBSERVED IN EVERYTHING - FROM CHEMICAL AND PHYSICAL EFFECT ON PERMAFROST STRATA AND HEAT INTERACTION BETWEEN A WELL AND ENVIRONMENT TO SELECTION OF THE TYPE AND FORMULA OF THE FLUSHING SOLUTION. DESPITE ALL THIS OVER TWO SUMMER MONTHS THREE SPEED RECORDS IN CONSTRUCTION OF HORIZONTAL OIL WELLS WERE RECORDED AT THE NOVOPORTOVSKOYE FIELD. WHAT ARE THE REASONS?

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: *многоствольная скважина, Новопортовское месторождение, строительство скважин, проект «Технический предел», сетка скважин.*

Кажется, особенности, призванные самой природой осложнять разработку северных месторождений, способствуют совершенно обратному – особые условия требуют разработки особых технологий и особой организации работ. Одно из самых северных месторождений ставит один за одним количественные и качественные рекорды. Так, за 26 суток была пробурена многоствольная скважина, осуществлено бурение скважины с длиной горизонтального участка 2000 м, кроме того, за 2 месяца поставлено 3 рекорда по скорости строительства горизонтальных скважин.

Строительство скважины № 4116 с длиной горизонтального участка 1500 м на кустовой площадке № 7 Новопортовского месторождения было успешно завершено за 17,1 суток. Общая проходка при этом составила 3801 м. Скважина без пилотного ствола была пробурена с лучшим среди всех дочерних компаний «Газпром нефти» показателем – 4,5 сут./1000 м. Предыдущий рекорд строительства скважин с аналогичной конструкцией составлял 4,75 сут./1000 м.

С рекордными показателями завершено строительство еще двух скважин с длиной горизонтального участка 1000 м. За 22,88 сут. пробурена скважина № 9467 (на кустовой площадке № 7) с пилотным стволом. Общая проходка составила 5419 м. Скважина

ФАКТЫ

17,1 СУТОК —

срок строительства скважины с длиной горизонтального участка 1500 м на кустовой площадке № 7 Новопортовского месторождения

700 м³/СУТКИ

– дебит скважин Новопортовского месторождения

342 ТЫС. ТОНН

нефти было добыто на месторождении в 2015 году

построена с показателем 4,22 сут./1000 м. Предыдущий рекордный показатель равнялся 4,55 сут./1000 м. Вторая скважина № 2156 (кустовая площадка № 6) – без пилотного ствола, построена за 16,42 сут. Общая проходка достигла 3439 м. Строительство осуществлено с показателем 4,77 сут./1000 м, предыдущий рекорд составлял 4,81 сут./1000 м.

Новые рекорды стали возможны благодаря слаженной командной работе и применению лучших практик из накопленного опыта ведения буровых работ на Новопортовском месторождении. Для достижения высоких производственных показателей на предприятии внедряется проект «Технический предел», все процессы которого направлены на достижение максимальных показателей без ущерба персоналу и окружающей среде. В рамках проекта «Технический предел» в ходе подготовительных мероприятий используются различные инструменты для оптимизации бурения.

Предварительно формируется рабочая группа по планированию процесса с участием специалистов «Газпромнефть-Ямала» и сервисных компаний, далее – на буровой проводится сессия «Бурение на бумаге». Все операции на объекте производятся в соответствии с разработанными блок-схемами. Прохождение всех организационных этапов позволяет реализовать технологический потенциал и, как следствие, повысить эффективность бурения скважин на Новопортовском НГКМ.

«Технический предел» — одна из важных составляющих технологической стратегии развития операций бурения и заканчивания скважин, принятой в «Газпром нефти». Философия непрерывного улучшения процесса строительства скважин предполагает, что любая однотипная операция может быть выполнена более эффективно при каждом повторении. Поэтому весь проект можно разделить на несколько составляющих: качественное планирование, подбор оптимальных технологий, выполнение запланированных работ, анализ результатов и усвоение соответствующих уроков с тем, чтобы учесть их в следующем цикле работ.

Отдельно следует сказать о планировании. Капитальные затраты при разработке месторождения во многом определяются правильностью выбора сетки скважин. Каждый объект индивидуален, а следовательно, и сетка скважин будет особенной для каждого месторождения. Особенное внимание этому уделяют в условиях вечномёрзлых почв, где бурение каждой лишней скважины не только осложнено природно-климатическими особенностями, но и в значительной степени сказывается на затратах.

Сетка скважин выбирается на основе априорной геологической информации (структурная и тектоническая модель месторождения, мощность и фильтрационно-емкостные свойства целевого пласта, PVT свойства флюидов, насыщающих пласт) и имеющихся данных по испытанию и работе скважин. Также проводится моделирование различных вариантов расположения эксплуатационного фонда, после чего

ФАКТЫ

2,922 МЛН ТОНН

нефти было добыто на Новопортовском месторождении в 2016 году

6 МЛН ТОНН

нефти – минимальный план добычи на 2017 год

подбирается оптимальная сетка скважин. Определяется оптимальное расстояние между эксплуатационными скважинами, выбирается эффективная в данных условиях система разработки пласта. В случае, если геологические условия требуют бурения горизонтальных скважин, подбирается их оптимальная длина и вид заканчивания. По результатам проведенного моделирования, выбирается сетка скважин, оптимальная с точки зрения ключевых технико-экономических показателей разработки месторождения.

В «Газпром нефти» внедрение «Технического предела» в бурении началось в 2014 году. Сегодня «Техпредел» применяют все добывающие предприятия компании, постоянно улучшая свои результаты и ставя рекорды по срокам строительства скважин. Утвержденные параметры проекта «Технический предел» на 2016–2018 годы предусматривают сокращение цикла строительства скважин на 30%, снижение капитальных затрат на 20%, повышение безопасности проводимых работ на 50%. В 2016 году в различных добывающих активах компании цикл бурения был сокращен на 15-30%, а максимальное снижение стоимости метра проходки без учета этапа освоения и вторичных методов разработки достигло 25%.

В ближайшие годы планируется усложнение конструкции скважин, а именно – увеличение длины горизонтального участка до 2 500 м, и бурение скважин с 4–6 стволами с возможностью обслуживания каждого ствола. ●

KEYWORDS: *multilateral well, the Novoportovskoye field, the construction of wells, the project "Technical limit" net wells.*

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ,

ежегодно объединяющее профессионалов отрасли

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

16–18 апреля 2018

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.oilandgasforum.ru

18-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ–2018



16–19 апреля 2018

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.neftegaz-expo.ru

12+

Реклама



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



ЭКСПОЦЕНТР
МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНГРЕССЫ
МОСКВА

Messe
Düsseldorf

ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ КАРОТАЖА:

программно-методическое обеспечение в процессе бурения наклонно-горизонтальных скважин

ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ ПОВСЕМЕСТНО ИСПОЛЬЗУЕТСЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ЗАВЕРШЕНИЕМ. СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ЗАВЕРШЕНИЕМ В СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ТРЕБУЕТ ПРИМЕНЕНИЯ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ КАРОТАЖА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ. ТАКИЕ КОМПЛЕКСЫ ИСПОЛЬЗУЮТСЯ ВЕДУЩИМИ ЗАРУБЕЖНЫМИ СЕРВИСНЫМИ КОМПАНИЯМИ BAKER HUGHES, HALLIBURTON, SCHLUMBERGER, WEATHERFORD. СДЕРЖИВАЮЩИМ ФАКТОРОМ ШИРОКОГО ПРИМЕНЕНИЯ ЗАРУБЕЖНОЙ АППАРАТУРЫ ЯВЛЯЕТСЯ ЕЕ ОТСУТСТВИЕ НА РОССИЙСКОМ РЫНКЕ. КАК РЕШАЮТ ЭТОТ ВОПРОС СОВРЕМЕННЫЕ РОССИЙСКИЕ КОМПАНИИ?

DURING THE DEVELOPMENT OF OIL FIELDS, DIRECTIONAL DRILLING IS UNIVERSALLY USED FOR WELLS WITH HORIZONTAL COMPLETION. CONSTRUCTION OF WELLS WITH HORIZONTAL COMPLETION IN COMPLEX GEOLOGICAL CONDITIONS REQUIRES THE USE OF HIGH-TECH GEOPHYSICAL COMPLEXES FOR LOGGING WHILE DRILLING. SUCH COMPLEXES ARE USED BY LEADING FOREIGN OIL-SERVICE COMPANIES: BAKER HUGHES, HALLIBURTON, SCHLUMBERGER, WEATHERFORD. THE LIMITING FACTOR FOR THE WIDESPREAD USE OF FOREIGN EQUIPMENT IS ITS ABSENCE ON THE RUSSIAN MARKET. HOW DO MODERN RUSSIAN COMPANIES SOLVE THIS ISSUE?

Ключевые слова: *нефтедобыча, наклонно-направленное бурение, геонавигация, горизонтальная скважина, каротаж в процессе бурения, телеметрические системы.*

**Глинских В.Н.,
Никитенко М.Н.,
Даниловский К.Н.,**
Институт нефтегазовой
геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН,
г. Новосибирск

Еремин В.Н.,
Научно-производственное
предприятие геофизической
аппаратуры «Луч»,
г. Новосибирск

Москаев И.А.,
Новосибирский
государственный университет,
г. Новосибирск

В рамках реализации программ по снижению зависимости российского топливно-энергетического комплекса от импорта оборудования, комплектующих и запасных частей, услуг иностранных компаний и использования иностранного программного обеспечения Научно-производственным предприятием геофизической аппаратуры «Луч» (НПП ГА «Луч») и Институтом нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН (ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск) разработана первая российская телеметрическая система каротажа в процессе бурения. Аппаратурный комплекс каротажа в процессе бурения с гидравлическим каналом передачи данных включает в себя следующие геофизические методы исследования в скважине: инклинометрия для измерения в процессе бурения зенитного угла и азимутального

направления ствола скважины, положения установки угла отклонителя, гамма-каротаж (ГК) для определения естественной радиоактивности горных пород, многозондовый (шесть разноглубинных электромагнитных зондов) высокочастотный индукционный каротаж (ВИК-ПБ) и боковой каротаж (БК) для определения удельного электрического сопротивления (УЭС), компенсированный нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННК-Т) с изотопным источником нейтронов для определения пористости по водородосодержанию, гамма-гамма плотностной каротаж (ГГК-П) для определения объемной плотности горных пород, температура на текущем забое скважины, ударные нагрузки.

Телеметрическая система LWD ЛУЧ выполнена по классической компоновке с верхним расположением пульсатора. Аксиально расположенные в стандартной УБТН модуль

РИС. 1. Внешний вид прибора высокочастотного индукционного каротажа в процессе бурения





инклинометра, модуль ГК, модуль ННК-Т и батарее имеют резиновые центраторы. Геофизические модули ВИК-ПБ, ГК-П, БК выполнены по радиальной компоновке, имеют аксиально расположенные одноконтатные электроразъемы, позволяющие производить сборку телесистемы на устье. Все корпуса модулей комплекса выполнены из немагнитного металла и обладают необходимой прочностью для работы в составе буровой колонны. Необходимый ресурс корпусов, электродов и изоляторов обеспечивается применением соответствующих материалов и защитных бандажей с покрытием из твердого сплава. Объем памяти, емкость батарей питания, частота опроса измерительных модулей обеспечивают непрерывную работу комплекса в течение более 250 часов в режиме бурения.

К текущему времени на ряде месторождений месторождении АО «НК «Роснефть» и АО «Сургутнефтегаз» проведены успешные опытно-промышленные испытания при бурении наклонно-направленных скважин с применением первой российской телеметрической системы каротажа в процессе бурения LWD ЛУЧ. По результатам испытаний телеметрической системы LWD ЛУЧ сделаны выводы, что телеметрическая система соответствует техническим и эксплуатационным требованиям для бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин и не уступает импортным аналогам, качество каротажного материала, полученного в процессе бурения скважины, удовлетворяет предъявляемым требованиям. В настоящее время проводится широкое внедрение аппаратуры.

Телеметрические системы каротажа в процессе бурения включают зонды электромагнитного каротажа,

предназначенные для определения УЭС горных пород. За последние полтора десятилетия опубликовано большое число зарубежных работ, посвященных теории, разработке аппаратуры и методам интерпретации данных электромагнитного каротажа в процессе бурения [Larsen et al, 2016; Li et al, 2005; Nardi et al, 2010; Omeragic et al, 2006; Rabinovich et al, 2012; Rosthal et al, 2003; Sviridov et al, 2014]. Детальный обзор современного состояния в области геонавигации горизонтальных скважин приведен в [Аксельрод, 2012].

Телеметрическая система LWD ЛУЧ включает прибор ВИК-ПБ, основанный на методе высокочастотного индукционного каротажа ВИКИЗ [Технология ..., 2000]. Детальное описание прибора ВИК-ПБ и способа передачи данных каротажа в процессе бурения с забоя на поверхность приведены в работе [Еремин и др., 2013]. Внешний вид прибора ВИК-ПБ показан на рис. 1.

В приборе ВИК-ПБ выполняется измерение относительных амплитудно-фазовых характеристик переменного магнитного поля. Измерения осуществляются двумя основными и четырьмя дополнительными трехкатушечными зондами с длинами 0,7 и 1,4 м на двух частотах 0,88 и 3,5 МГц. Зонды одинаковой длины различаются базой, то есть расстоянием между дальней и ближней приемными катушками. В парах приемных катушек регистрируются разность фаз $\Delta\varphi$ и отношение амплитуд ΔA , а также выполняется их трансформация в кажущееся УЭС ρ_K . Параметры и обозначение основных зондов ВИК-ПБ показаны в табл. 1.

Работа посвящена развитию метода высокочастотного индукционного каротажа в процессе бурения и включает результаты математического

моделирования сигналов ВИК-ПБ и их функций чувствительности к параметрам среды в типичных геоэлектрических моделях терригенных флюидонасыщенных пластов-коллекторов при различных траекториях скважины, а также результаты численной инверсии синтетических и практических сигналов прибора ВИК-ПБ.

Программно-методическое обеспечение математического моделирования и численной инверсии электромагнитных сигналов

Интерпретационной моделью для электромагнитного каротажа в процессе бурения является горизонтально-слоистая изотропная модель среды, учитывающая наклон зонда относительно горизонтальных границ пластов (рис. 2). Геоэлектрическая модель описывается вертикальным распределением УЭС или удельной электропроводности (УЭП). Модель включает n слоев, разделенных плоскопараллельными горизонтальными границами $z = z_j$, каждый из которых характеризуется своим значением УЭП. σ_j – значение УЭП j -го слоя, заключенного между двумя горизонтальными границами $z = z_{j-1}$ и $z = z_j$, $j = 2, \dots, n$. Верхний слой (верхнее полупространство) заключен между границами $z = -\infty$ и $z = z_1$. Нижний слой (нижнее полупространство) – $z = z_{n-1}$ и $z = \infty$. Далее будем считать, что породы являются немагнитными ($\mu_j = \mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ Гн/м).

РИС. 2. Геоэлектрическая горизонтально-слоистая модель и схема «возбуждения-наблюдения».

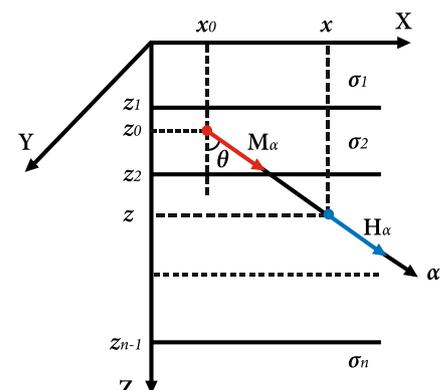


ТАБЛИЦА 1. Параметры и шифры зондов ВИК-ПБ

Шифр зонда	Частота, МГц	Длина зонда, м	База зонда, м
L	0,88	1,40	0,35
LD		1,05	0,18
LE		1,40	0,53
H	3,5	0,70	0,18
HD		1,05	0,35
HE		1,05	0,53

Решение задачи об электромагнитном поле основано на представлении поля произвольного гармонического источника в виде суммы нормальной и аномальной составляющих и на преобразовании Фурье электромагнитного поля по вертикальной координате z .

Общее решение задачи представляется следующим образом. Предположим, что в l -ом слое расположен гармонический источник электромагнитного поля, плотность сторонних магнитных токов в котором изменяется по закону $e^{-i\omega t}$, $\omega = 2\pi f$ – круговая частота ($1/c$), t – время (c).

На рис. 2 показаны положения источника и точки наблюдения электромагнитного поля, α – ось прибора, θ – угол между осями z и α .

Представим поля в l -ом слое в виде суммы двух слагаемых:

$$\vec{E} = \vec{E}_l + \vec{E}_0, \quad \vec{H} = \vec{H}_l + \vec{H}_0.$$

Здесь \vec{E}_0, \vec{H}_0 – электрическое и магнитное поля стороннего источника в однородной среде с параметрами l -го слоя (первичные поля), \vec{E}_l, \vec{H}_l – аномальные поля.

Первичные и аномальные поля $\vec{E}_0, \vec{H}_0, \vec{E}_l, \vec{H}_l$, а также полные поля в j -ом слое \vec{E}_j, \vec{H}_j подчиняются уравнениям Максвелла:

$$\begin{cases} \text{rot } \vec{H}_0 = \hat{\sigma}_l \vec{E}_0 \\ \text{rot } \vec{E}_0 = i\omega\mu \vec{H}_0 - \vec{j}^\mu \end{cases} \quad (1)$$

$$\begin{cases} \text{rot } \vec{H}_j = \hat{\sigma}_j \vec{E}_j \\ \text{rot } \vec{E}_j = i\omega\mu_j \vec{H}_j \end{cases} \quad (2)$$

В уравнениях (2) $j = 1, \dots, n$.

Выражение для плотности стороннего магнитного тока (магнитного диполя) имеет вид:

$$\begin{aligned} \vec{j}^\mu &= \vec{i}_\alpha \cdot j_\alpha^\mu, \\ j_\alpha^\mu &= -i\omega\mu M_\alpha \delta(x - x_0)\delta(y - y_0)\delta(z - z_0). \end{aligned}$$

Здесь \vec{i}_α – единичный вектор в направлении оси прибора α , M_α – магнитный момент источника, $\{x_0, y_0, z_0\}$ – координаты источника, в точке $\{x, y, z\}$ измеряется магнитное поле H_α .

Не ограничивая общности задачи, предположим, что ось прибора α лежит в плоскости $y = 0$. Тогда в системе координат модели измеряемая компонента магнитного поля $M_\alpha H_\alpha$ выражается следующим образом:

$$M_\alpha H_\alpha = M_z H_z \sin^2 \theta + (M_z H_x + M_x H_z) \sin \theta \cos \theta + M_x H_x \cos^2 \theta. \quad (3)$$

Будем считать, что $x_0 = 0, y_0 = 0$. Тогда при решении задачи следует задать

$$\begin{aligned} \vec{j}^\mu &= \{j_x^\mu, 0, j_z^\mu\}, \\ j_{x,z}^\mu &= -i\omega\mu M_{x,z} \delta(x)\delta(y)\delta(z - z_0). \end{aligned} \quad (4)$$

Для определения измеряемой компоненты $M_\alpha H_\alpha$ необходимо найти компоненты $M_z H_z, M_z H_x, M_x H_z, M_x H_x$ с учетом выражения (3).

Для решения задачи уравнения (1), (2) необходимо дополнить граничными условиями непрерывности тангенциальных компонент электромагнитного поля:

$$\begin{aligned} [H_x]_{z=z_j} &= 0, [H_y]_{z=z_j} = 0, [E_x]_{z=z_j} = 0, \\ [E_y]_{z=z_j} &= 0, \quad j = 1, \dots, n-1. \end{aligned} \quad (5)$$

В условиях (5) квадратные скобки означают скачок.

Система уравнений (1), (2), (4), (5) полностью определяет электромагнитное поле в среде. Первичные поля описываются аналитическими выражениями, аномальные и полные поля представляются в виде однократных интегралов по пространственной переменной (интегралы Фурье–Бесселя).

Для достоверной оценки и прогноза электрофизических характеристик флюидонасыщенных пластов-коллекторов, вскрытых субгоризонтальными скважинами сложной траектории, разработан комплекс программ и алгоритмов моделирования, обработки и интерпретации данных ВИК-ПБ [Nikitenko et al, 2014, 2016; Еремин и др., 2013; Каюров и др., 2014; Эпов и др., 2014, 2015].

Вычислительные процедуры предназначены для расчета полной магнитной матрицы и ее производных. С их использованием рассчитываются значения разностей фаз и отношений амплитуд, измеряемых зондами прибора ВИК-ПБ. Производные магнитных полей трансформируются в чувствительности сигналов к геоэлектрическим параметрам среды. Чувствительность сигнала к параметру определяется как нормированная производная сигнала по модельному параметру:

$$\eta = \frac{\partial \ln \varepsilon}{\partial \ln p} = \frac{\partial \varepsilon}{\partial p} \cdot \frac{p}{\varepsilon^0},$$

где ε – измеряемый сигнал, p – модельный параметр, p^0 – значение параметра, ε^0 – значение сигнала при $p = p^0$. Величина чувствительности показывает, во сколько раз относительная погрешность определения параметра меньше относительной погрешности измерения сигнала. Так, если сигнал измерен с относительной погрешностью 5%, а чувствительность к параметру равна 0.5, то относительная погрешность определения параметра будет равна 10%.

Численная инверсия данных представляет собой минимизацию среднеквадратического отклонения измеренных данных от синтетических путем изменения модельных параметров по заданному алгоритму. Алгоритм численной инверсии основан на методе деформируемых многогранников. Он позволяет быстро выбрать правильное направление поиска и значительно уменьшить минимизируемую функцию уже на первых итерациях. Метод особенно эффективен, когда число определяемых параметров не превышает шести. Это условие практически всегда соблюдается при численной инверсии реальных данных в наклонно-горизонтальных скважинах.

Идея метода безусловной оптимизации функции от нескольких переменных состоит в сравнении значений функции в вершинах симплекса и перемещении симплекса в направлении оптимальной точки с помощью итерационной процедуры. Традиционно минимизируемая функция определяется как

$$F = \sqrt{\frac{1}{m} \sum_{j=1}^m \left(\frac{f_j^s(\vec{p}) - f_j^e}{\Delta_{r_j} + \Delta_{s_j}} \right)^2}.$$

Здесь m – число измерений, $f_j^s(\vec{p})$ – значения синтетической разности фаз и относительных амплитуд, f_j^e – измеренные сигналы, $\Delta_{r_j}, \Delta_{s_j}$ – случайная и систематическая абсолютные погрешности измерений, \vec{p} – вектор модельных параметров (УЭС пластов, положение границ пластов и угла их наклона, т.е. $\vec{p} = (\rho_1, \dots, \rho_n, z_1, \dots, z_{n-1}, \theta)$, n – число пластов). Решение считается найденным в случае, если $F < 1$.



Это означает, что в среднем отличие синтетических данных, соответствующих результирующей модели, от измеренных меньше средней абсолютной погрешности измерения.

Алгоритм инверсии позволяет использовать произвольные комбинации сигналов из полного набора измерений. В инверсионной модели параметры можно фиксировать или задавать для них ограничения. При интерпретации данных, полученных в сильнонаклонной или горизонтальной скважине, это дает возможность учитывать информацию об уже пройденном участке.

Наряду с этим отметим, что для численного анализа и интерпретации электромагнитных полей в геоэлектрических моделях сложнопостроенных геологических сред широко используются алгоритмы и программы, основанные на векторном методе конечных элементов и методе конечных разностей, разработанные в ИНГГ СО РАН. Однако их использование для задач геонавигации и оперативной интерпретации данных в масштабе реального времени оказывается слабоэффективным в силу их низкой производительности и высокой ресурсоемкости. Поэтому применительно к экспресс-обработке данных используются численно-аналитические и приближенные решения задач электромагнитного каротажа [Глинских, 2003, 2004; Глинских, Эпов, 2006; Глинских и др., 2013а, 2013б].

Далее рассмотрены основные особенности поведения сигналов ВИК-ПБ и их функций чувствительности к параметрам среды в типичных геоэлектрических моделях терригенных флюидонасыщенных пластов-коллекторов при различных траекториях скважины.

РИС. 3. Двухслойная геоэлектрическая модель и траектория скважины

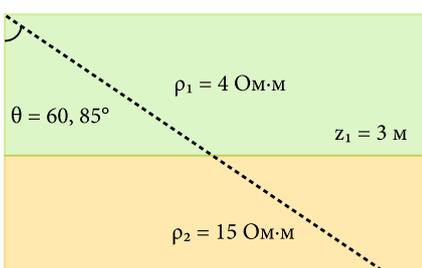
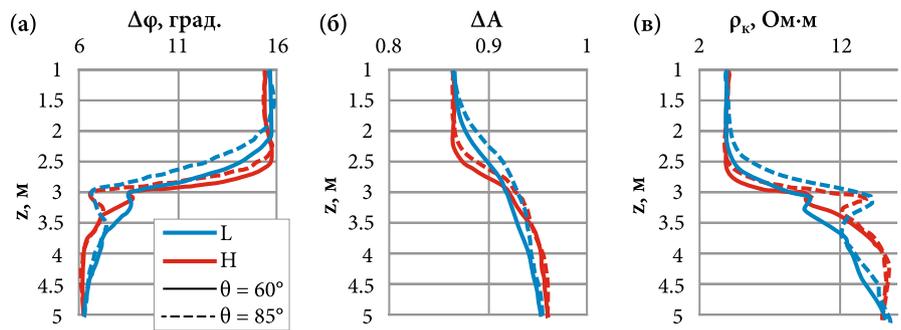


РИС. 4. Разности фаз (а), отношения амплитуд (б) и кажущиеся УЭС (в) зондов L и H в зависимости от глубины по вертикали в двухслойной модели



Анализ результатов математического моделирования электромагнитных сигналов и функций чувствительности

Рассмотрим двухслойную геоэлектрическую модель (рис. 3). Граница расположена на глубине 3 м. Значения УЭС верхнего полупространства: $\rho_1 = 4 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ (глинистая крышка), нижнего полупространства $\rho_2 = 15 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ (тонкослоистый нефтенасыщенный песчаник). Зенитный угол скважины $\theta = 60^\circ$ и 85° .

Результаты моделирования сигналов представлены на рисунке 4. Показаны разности фаз, отношения амплитуд и кажущиеся сопротивления, вычисленные по значениям разностей фаз, для основных зондов L и H.

При приближении прибора к границе сигналы разностей фаз, отношений амплитуд и, соответственно, кажущихся УЭС меняются, причем в зависимости от угла наклона скважины.

Разности фаз и отношения амплитуд длинного зонда L выходят на асимптоту на расстояниях от 2 м до границы, короткого зонда H – от 1–1,5 м. При пересечении прибором границы пластов характерным поведением сигналов является резкое изменение (скачок) их величины. Причем для разностей фаз эта особенность проявляется сильнее, чем для отношений амплитуд.

Произведено математическое моделирование чувствительностей сигналов разностей фаз и отношений амплитуд прибора ВИКПБ к удельным электрическим сопротивлениям пластов (рис. 5).

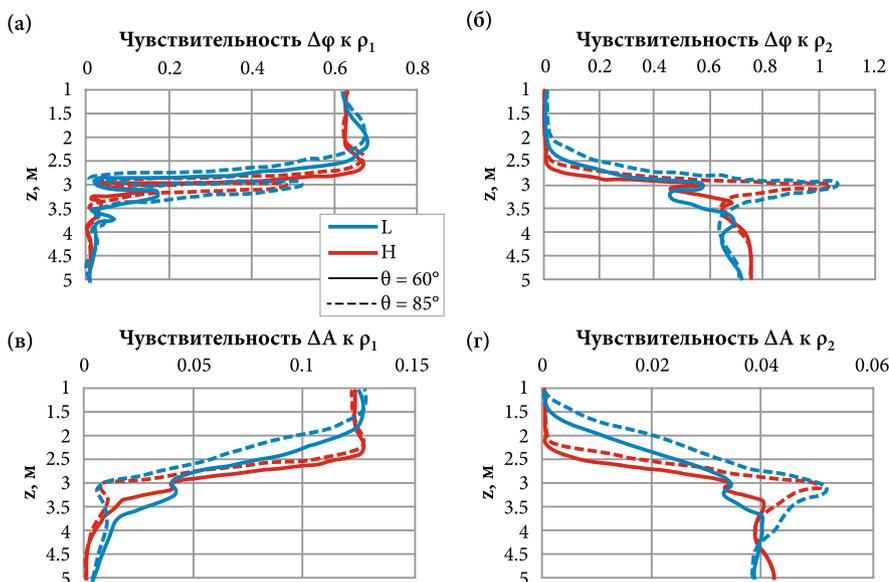
При анализе будем считать, что высокая или значительная (существенная) чувствительность характеризуется значениями 1 и выше. Удовлетворительная чувствительность соответствует значениям от 0,1 до 0,5, при этом выше 0,5 – хорошая. Низкая или слабая чувствительность описывается значениями ниже 0,1. Чувствительность отсутствует, если значение ниже 0,01.

Видно, что чувствительности разностей фаз к УЭС пластов в пределах этих же пластов составляют 0,6–0,7, что является хорошей чувствительностью, но при приближении к границе могут падать до низких показателей или отсутствовать вообще. Что касается чувствительности к УЭС соседних пластов, то хорошая, удовлетворительная либо слабая чувствительность может проявляться на расстояниях до 1 м до границы.

Значения чувствительностей отношений амплитуд к УЭС пластов в пределах этих же пластов заметно ниже, чем значения аналогичных функций для разностей фаз, и составляют 0,03–0,13, что соответствует слабой либо удовлетворительной чувствительностям. При приближении к границе они могут как быть слабыми, так и отсутствовать вообще. Что касается чувствительности к УЭС соседних пластов, то слабая чувствительность может проявляться на расстояниях до 0,5–1 м до границы.

В целом, как и следовало ожидать, значения чувствительностей разностей фаз ВИКПБ к УЭС пластов и вертикальной глубине границы заметно выше, чем аналогичные функции для отношений амплитуд. Несмотря на

РИС. 5. Чувствительности разности фаз (а, б) и отношения амплитуд (в, г) зондов L и H к УЭС верхнего и нижнего полупространства в зависимости от глубины по вертикали



это, сигналы отношений амплитуд тоже используются при применении прибора ВИКПБ, в том числе и для уменьшения неоднозначности определения параметров среды.

О возможности изучения электрической анизотропии по данным ВИК-ПБ

Известна проблема выявления интервалов тонкой слоистости по данным геофизических исследований, проводимых в открытом стволе в процессе бурения. Возможность ее решения обусловлена различием УЭС прослоев разного состава, высокой разрешающей способностью современных зондов скважинной электротометрии, а также высокой точностью современных средств численного моделирования электромагнитных полей. Модели анизотропных сред широко используются при интерпретации данных, полученных в процессе бурения. Это позволяет повысить достоверность оценки УЭС продуктивного пласта [Sun et al, 2010; Sviridov et al, 2012]. Известны другие подходы, позволяющие свести рассматриваемую задачу к определению средних параметров прослоев без введения макроанизотропной модели [Глинских, Эпов, 2009; Глинских и др., 2014].

Восстановление параметров макроанизотропии горных пород по данным каротажа в процессе бурения является важной задачей не только для обеспечения более

точной проводки скважины и оценки продуктивности пластов-коллекторов, но и для выявления интервалов тонкой слоистости осадочных пород как потенциально опасных при проведении многостадийного гидроразрыва в необсаженных сильнонаклонных и горизонтальных нефтегазовых скважинах.

Исследованы возможности выявления тонкослоистых интервалов пластов-коллекторов и изучения их электрически макроанизотропных свойств на основе численного моделирования и инверсии данных ВИК-ПБ при бурении сильнонаклонных и горизонтальных нефтегазовых скважин. В этом случае рассматривается геоэлектрическая анизотропная модель, которая описывается горизонтальным и вертикальным распределением

УЭС. Модель также включает произвольное число слоев, разделенных плоскопараллельными горизонтальными границами, каждый из которых характеризуется двумя значениями УЭС: в горизонтальной плоскости – ρ_{hi} и в вертикальном направлении – ρ_{vi} . Для изотропного слоя $\rho_{hi} = \rho_{vi}$. Квадрат коэффициента электрической анизотропии i -го слоя определяется соотношением:

$$\lambda_i^2 = \frac{\rho_{vi}}{\rho_{hi}}$$

Результаты детальных исследований о возможности изучения электрической анизотропии по данным ВИК-ПБ изложены в [Эпов и др., 2016а, 2016б]. В данной работе приведен анализ зависимости чувствительности сигналов к параметру макроанизотропии от его значения и расстояния до границы. На рис. 6 представлены результаты моделирования чувствительности разности фаз длинного зонда L при одновременно меняющихся значениях самого параметра макроанизотропии и глубины.

Рассмотрена двухслойная электрически анизотропная модель. УЭС верхнего полупространства: $\rho_1 = 4$ Ом·м; нижнего полупространства: $\rho_{v2} = 10$ и 20 Ом·м. Коэффициент электрической макроанизотропии λ_2 меняется от 1 до 4, расстояние до границы – от -2 м, когда зонд находится в верхнем полупространстве, до 2 м (зонд – в нижнем анизотропном слое). При этом расположение зонда горизонтальное (зенитный угол скважины $\theta = 90^\circ$).

РИС. 6. Чувствительность разности фаз зонда L к коэффициенту анизотропии пласта в зависимости от его значения и глубины по вертикали

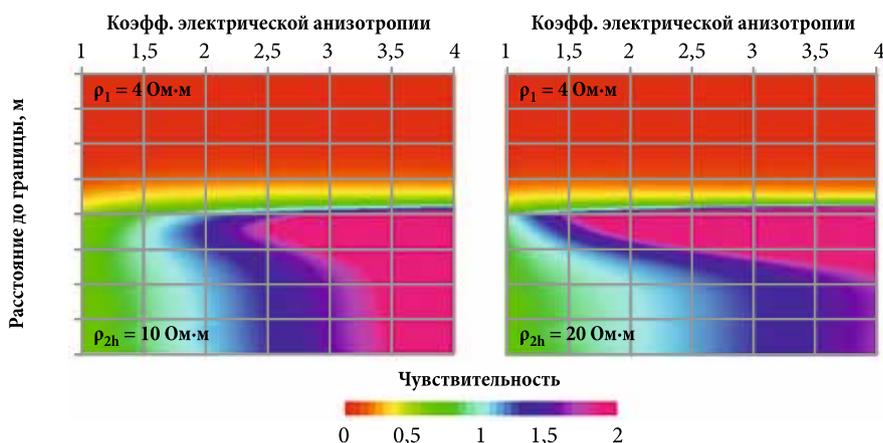
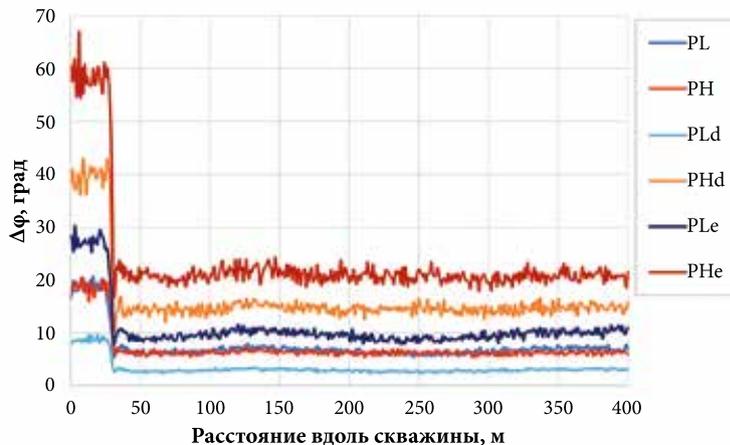




РИС. 7. Диаграммы зашумлённых синтетических сигналов разности фаз прибора ВИК-ПБ в скважине со сложной траекторией. На легенде справа от диаграммы обозначено соответствие цветов кривых и шифров зондов



Примерно на расстоянии $-0,5 - -0,4$ м от границы чувствительность превышает значение $0,2$ независимо от горизонтального сопротивления нижнего анизотропного пласта. Эта закономерность сохраняется и при дальнейшем увеличении его сопротивления. Когда зонд находится в самом пласте, чувствительность к параметру макроанизотропии растёт от $0,5$ при $\lambda_2 = 1,1$ до 3 при $\lambda_2 = 4$. При приближении к анизотропному пласту на расстояние до $0,4-0,6$ м, а также в самом пласте зонды ВИК-ПБ обладают достаточной чувствительностью к параметру макроанизотропии для его определения.

Таким образом, определяемый по данным ВИК-ПБ коэффициент электрической анизотропии может быть прогностическим индикатором для выявления интервалов тонкой слоистости осадочных отложений. Он может использоваться для снижения аварийности добычи углеводородного сырья при бурении сильнонаклонных и горизонтальных нефтегазовых скважин.

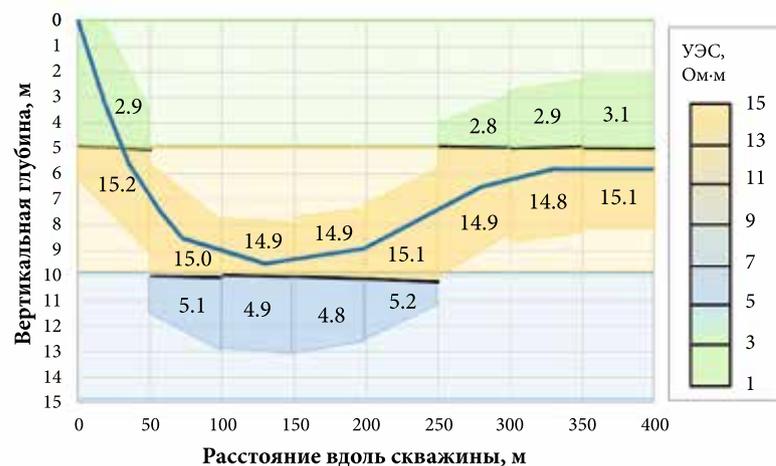
Численная инверсия синтетических данных ВИК-ПБ

Исследована возможность определения геоэлектрических параметров во время бурения наклонно-направленной скважины на зашумлённых синтетических данных. Рассмотрим следующую трехслойную геоэлектрическую модель флюидонасыщенного песчано-глинистого коллектора, перекрытого глинистой крышкой. Вертикальная координата верхней границы – 5 м, нижней – 10 м

(мощность пласта 5 м). Значения УЭС верхнего полупространства (глинистая крышка): $\rho_1 = 3$ Ом-м; среднего слоя (нефтенасыщенный песчаник): $\rho_2 = 15$ Ом-м; нижнего полупространства (водонасыщенный песчаник): $\rho_3 = 5$ Ом-м. Траектория скважины представляет собой сложную кривую, состоящую из нескольких частей: набор зенитного угла до 90° , при этом скважина сначала пересекает границу «крышка–коллектор», а затем достигает нижней точки, которая находится в нефтенасыщенном пласте и имеет вертикальную глубину $9,54$ м, затем продолжение набора угла и постепенное выполаживание, пока расстояние до кровли нефтенасыщенного пласта не достигнет $0,81$ м, далее следует горизонтальный участок.

Экспериментальные данные представляли собой зашумлённые (дисперсия относительной ошибки – $0,02$) разности фаз

РИС. 8. Результат численной инверсии зашумлённых синтетических сигналов разностей фаз ВИКПБ в скважине с криволинейной траекторией, вскрывающей коллектор: распределение УЭС и положения границ между пластами; траектория скважины обозначена синим цветом



высоко- и низкочастотных зондов, вычисленные в результате решения прямой задачи для заданных модели и траектории скважины (рис. 7).

Инверсия проводилась на интервалах $0-50$, $51-100$, $101-150$, $151-200$, $201-250$, $251-300$, $301-350$ и $351-400$ метров вдоль скважины. Инверсионная модель выбиралась с наименьшим возможным количеством слоев, но в то же время дающая приемлемое отклонение синтетических от псевдоэкспериментальных данных. Каждый слой считался электрически изотропным, подбирались значения УЭС слоев, также определялись положения границ и их наклон. Начальные значения УЭС были заданы с погрешностями 10% , границ – $0,5$ м, начальное расположение границ – горизонтальное. Определенные в процессе инверсии значения параметров среды становились стартовыми для инверсии на следующем интервале.

На рисунке 8 показан результат численной инверсии: приведены значения УЭС слоев, расставлены границы между пластами для каждого интервала.

В первом окне ($0-50$ м) получена двухслойная модель среды со значением УЭС глинистой крышки $2,9$ Ом-м (рисунок 8). Значение УЭС для нефтенасыщенного песчаника составляет $15,2$ Ом-м. Положение границы определяется с погрешностью не больше $0,2$ м, значения УЭС глинистого и нефтенасыщенного пластов – с ошибкой не более $0,2$ Ом-м. Подстилающая водонасыщенная часть оказывает

слабое влияние на сигналы, и они зависят только от УЭС покрышки и верхней части коллектора. В окнах под номерами 2, 3, 4 и 5 (интервалы 51–100, 101–150, 151–200 и 201–250 метров) скважина заглубляется настолько, что покрышка уже не влияет на сигналы, поэтому значение ее УЭС и положение границы достоверно определить затруднительно. УЭС нефтенасыщенной и водонасыщенной частей коллектора рассчитаны с погрешностью до 0,2 Ом·м. При этом положение границы восстанавливается с ошибкой не более 0,1 м.

На интервалах 251–300, 301–350, 351–400 м инверсионная модель также двухслойная, но нижний слой уже не используется при решении обратной задачи. Погрешность определения УЭС глинистой покрышки и нефтенасыщенной части коллектора составляет до 0,1 Ом·м. Наклон границ лежит в пределах 0,1°.

Таким образом, при инверсии синтетических данных восстановлены положения границ, оценены УЭС глинистой покрышки и различных частей коллектора.

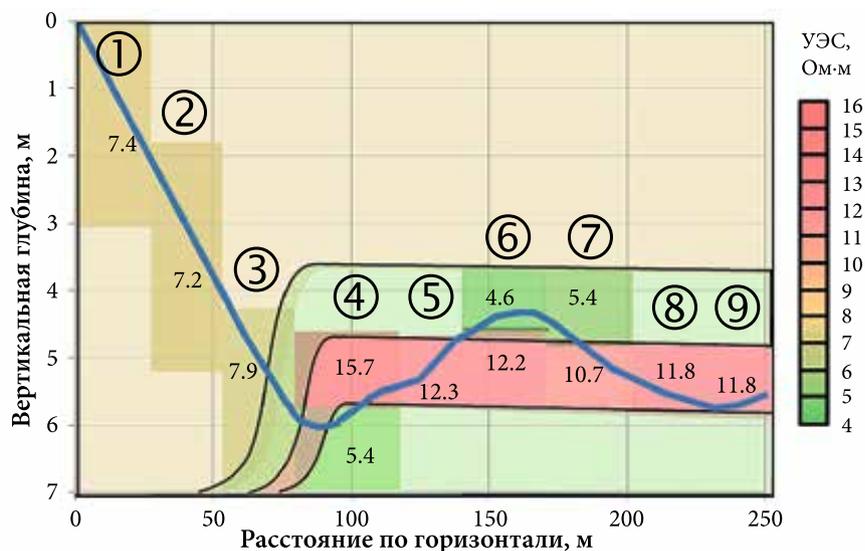
Численная инверсия практических данных ВИК-ПБ

Для численной инверсии практических сигналов использовались данные прибора ВИК-ПБ, полученные при исследовании интервала наклонно-горизонтальной скважины одного из месторождений Широного Приобья, а именно разности фаз основных зондов – L и H .

Проведена имитация проводки наклонно-горизонтального ствола скважины с помощью геонавигации с использованием высокочастотного индукционного каротажа в процессе бурения, но уже с практическими данными.

После анализа сигналов были выделены три предполагаемых пересечения прибором границы, экспериментальные данные были разбиты на 9 интервалов так, чтобы участки сигналов, соответствующие предполагаемому пересечению прибором границы, находились в центре интервала. Остальные границы интервалов ввиду предполагаемой однородности среды в их пределах расставлены с приблизительно равным шагом.

РИС. 9. Результат численной инверсии практических сигналов разностей фаз ВИК-ПБ в скважине с криволинейной траекторией (распределение УЭС и положения границ пластов; траектория скважины)



В качестве постинверсионной модели, аналогично примеру с инверсией зашумленных синтетических данных, выбиралась модель с наименьшим возможным количеством слоев, но в то же время дающая приемлемое отклонение синтетических от практических данных. На четвертом, шестом и седьмом интервалах в качестве стартовых взяты двухслойные модели, на остальных шести интервалах стартовые модели заданы однородными.

После получения сигналов ВИК-ПБ решалась обратная задача в соответствующем выделенном интервале. В процессе инверсии в пределах каждого интервала модель подбиралась горизонтально-слоистой (либо однородной). Рассчитанные параметры использовались в стартовых моделях при инверсии в последующих интервалах. Каждый из слоев считался электрически изотропным, подбирались их УЭС, а также определялись вертикальные глубины границ. Полученная в результате инверсии геоэлектрическая модель требует дополнительной геологической интерпретации (рисунок 9).

Заключение

Выполнен анализ результатов применения разработанных вычислительных алгоритмов и программного обеспечения для обработки и интерпретации данных первой отечественной телеметрической системы каротажа

в процессе бурения. Проведено численное моделирование сигналов и функций их чувствительности в моделях сред, описывающих типичные геоэлектрические условия нефтегазовых пластов-коллекторов, вскрытых пологими и горизонтальными скважинами. Анализ поведения относительных амплитудно-фазовых характеристик зондов ВИК-ПБ показал, что в горизонтальном интервале скважины, проходящем в продуктивном интервале, при приближении к границам пласта-коллектора отмечаются значительные изменения измеряемых сигналов. Сигналы обладают высокой чувствительностью к УЭС продуктивной части пласта, а также к положению его кровли и подошвы, что обеспечивает возможность решения задач геонавигации и оценки сопротивлений пластов в процессе бурения на основе применения метода и аппаратуры ВИК-ПБ. Проведено численное моделирование и инверсия данных электромагнитного каротажа применительно к решению задач геонавигации. Комплексы алгоритмов и программ апробированы на практических данных.

В настоящее время проводится разработка многофункциональной автоматизированной компьютерной системы обработки, визуализации и интерпретации данных созданного аппаратного комплекса каротажа в процессе бурения. Разрабатываемое программное



обеспечение позволяет решать задачи геонавигации по данным электромагнитного каротажа в процессе бурения.

Благодарности

Авторы благодарят компанию НПП ГА «Луч» за предоставленные экспериментальные данные телеметрической системы каротажа в процессе бурения для апробации разработанных программно-алгоритмических средств. ●

Литература

- Larsen D., Antonov Yu., Luxey P., Skillings J., Skaug M., Wagner V. Navigating the horizontal section in a heterogeneous formation while using Extra Deep Azimuthal Resistivity for optimizing the wellbore placement within a narrow TVD window // SPWLA 57th Annual Logging Symposium, June 25-29, 2016, paper IIII.
- Li Q., Omeragic D., Chou L. et al. New Directional Electromagnetic Tool for Proactive Geosteering and Accurate Formation Evaluation while Drilling // SPWLA 46th Annual Logging Symposium, June 26-29, 2005, paper UU.
- Nardi G., Martakov S., Nikitenko M., Rabinovich M. Evaluation of Parameter Uncertainty Utilizing Resolution Analysis in Reservoir Navigation Increases the Degree of Accuracy and Confidence in Well-Bore Placement // SPWLA 51st Annual Logging Symposium, Perth, Australia, June 19-23, 2010, paper AAA.
- Nikitenko M.N., Glinskikh V.N., Eremin V.N., Epov M.I. High-frequency LWD Electromagnetic Measurements Applied to Studying Macroanisotropic Properties of Thin-bedded Sedimentary Deposits // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, 2016, SPE-182088-MS.
- Nikitenko, M.N., Epov, M.I., Glinskikh, V.N., Suhorukova, K.V., Eremin, Development of LWD High-frequency Resistivity Tool // Saint Petersburg 2014. Geosciences – Investing in the Future: Extended abstract 6th Saint Petersburg International Conference & Exhibition. Saint Petersburg, 2014, ThD05. DOI: 10.3997/2214-4609.20140177.
- Omeragic D., Habashy T., Esmersoy C., Li Q. et al. Real-Time Interpretation of Formation Structure from Directional Measurements // SPWLA 47th Annual Logging Symposium, June 4-7, 2006, paper SSS.
- Rabinovich M., Le F., Lofts J., Martakov S. The Vagaries and Myths of Look-Around Deep-Resistivity Measurements while Drilling // Petrophysics, 2012, vol. 53, № 2, pp. 86-101.
- Rosthal R., Barber T., Bonner S., Chen K.-C. et al. Field Test of an Experimental Fully Triaxial Induction Tool // SPWLA 44th Annual Logging Symposium, June 25-25, 2003, paper QQ.
- Sun K., Omeragic D., Minh Ch., Rasmus J., Yang J., Davydychev A., Habashy T., Griffiths R., Reaper G., Li Q. Evaluation of Resistivity Anisotropy and Formation Dip from Directional Electromagnetic Tools While Drilling [Электронный ресурс] // SPWLA 51st Annual Logging Symposium. Perth, Australia, June 19-23, 2010. Paper SPWLA I.
- Sviridov M., Mosin A., Antonov Y., Nikitenko M.N., Martakov S., Baker Hughes, Rabinovich M. New Software for Processing of LWD Extra-Deep and Azimuthal Resistivity Data [Электронный ресурс] // SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition. Moscow, Russia, October 16-18, 2012. Paper SPE 160257.
- Аксельрод С.М. Методы опережающей навигации при бурении горизонтальных скважин (по материалам зарубежной литературы) // «Каротажник», 2012, № 9 (219), с. 87-122.
- Глинских В.Н., Нестерова Г.В., Эпов М.И. Моделирование и инверсия данных электромагнитного каротажа с использованием петрофизических моделей электропроводности // Геология и геофизика, 2014, т. 55, № 5-6, с. 1001-1010.
- Глинских В.Н., Никитенко М.Н., Эпов М.И. Линеаризованные решения двумерных прямой и обратной задач высокочастотного электромагнитного каротажа в проводящих средах с учетом токов смещения // Геология и геофизика, 2013, т. 54, № 12, с. 1942-1951.
- Глинских В.Н., Никитенко М.Н., Эпов М.И. Моделирование и инверсия данных электромагнитных зондирований в пластах конечной мощности, вскрытых на биополимерных и нефтяных буровых растворах // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 11. – С. 1803-1813.
- Глинских В.Н., Эпов М.И. Локально-нелинейные приближения высокочастотного электромагнитного поля для задач каротажа // Геология и геофизика, 2006, т. 47, № 8, с. 938-944.
- Глинских В.Н., Эпов М.И. Численное моделирование диаграмм электромагнитного каротажа при описании электропроводности тонкослойных коллекторов // Геология и геофизика, 2009, т. 50, № 8, с. 941-949.
- Еремин В.Н., Волканин Ю.М., Тарасов А.В. Аппаратурно-методическое обеспечение электромагнитного каротажа в процессе бурения // Каротажник, 2013, вып. 8 (226), с. 62-69.
- Каюров К.Н., Еремин В.Н., Эпов М.И., Глинских В.Н., Сухорукова К.В., Никитенко М.Н. Аппаратура и интерпретационная база электромагнитного каротажа в процессе бурения // Нефтяное хозяйство, 2014, № 12, с. 112-115.
- Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ: методическое руководство / Под ред. М.И. Эпова, Ю.Н. Антонова / сост.: И.Н. Ельцов и др. – Новосибирск: НИЦ ОИГГМ СО РАН, 2000, 121 с.
- Эпов М.И., Глинских В.Н. Быстрое двумерное моделирование высокочастотного электромагнитного поля для задач каротажа // Геология и геофизика. – 2003. – Т. 44. – № 9. – С. 942-952.
- Эпов М.И., Глинских В.Н. Линеаризация относительных характеристик высокочастотного магнитного поля в двумерных проводящих средах // Геология и геофизика, 2004, т. 45, № 2, с. 266-274.
- Эпов М.И., Глинских В.Н., Сухорукова К.В., Никитенко М.Н., Еремин В.Н. Численное моделирование и инверсия данных электромагнитного каротажа в процессе бурения и шаблонирования нефтегазовой скважины // Геология и геофизика, 2015, т. 56, № 8, с. 1520-1529.
- Эпов М.И., Никитенко М.Н., Глинских В.Н., Сухорукова К.В. Численное моделирование и анализ сигналов электромагнитного каротажа в процессе бурения // Каротажник, 2014, вып. 11 (245), с. 29-42.
- Эпов М.И., Никитенко М.Н., Глинских, В.Н., Еремин В.Н. Изучение электрической макроанизотропии интервалов наклонно-горизонтальных скважин по данным высокочастотного индукционного каротажа в процессе бурения // Каротажник, 2016, № 11 (269), с. 94-109.
- Эпов М.И., Никитенко М.Н., Сухорукова К.В., Глинских В.Н. Исследование возможностей электрического и электромагнитного каротажа в электрически макроанизотропных пластах, вскрытых наклонно-горизонтальными скважинами // Каротажник, 2016, вып. 2 (260), с. 64-79.

KEYWORDS: oil production, directional drilling, geosteering, well placement, horizontal well, while drilling, telemetry system.



МЕТОДЫ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ НА КЕРОГЕНОСОДЕРЖАЩИХ ПЛАСТАХ

В ДАННОЙ РАБОТЕ ОПИСАНА МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ, ПОЗВОЛЯЮЩАЯ МОДЕЛИРОВАТЬ ПРОЦЕСС ВПГ, ПРИМЕНЯЕМЫЙ НА ПЛАСТАХ, СОДЕРЖАЩИХ КЕРОГЕН. ПУТЕМ ИНИЦИИ И ПРОДВИЖЕНИЯ В ПЛАСТЕ ОЧАГА ГОРЕНИЯ, СПОСОБСТВУЮЩЕГО ИНТЕНСИВНОМУ РАЗОГРЕВУ ПЛАСТА, СНИЖЕНИЮ ВЯЗКОСТИ И УВЕЛИЧЕНИЮ ПОДВИЖНОСТИ ФЛЮИДА, МОЖЕТ ПРОИСХОДИТЬ ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ВЫДЕЛЕНИЕ ПОДВИЖНОЙ НЕФТИ ПЕРЕД ФРОНТОМ ГОРЕНИЯ. ДЕЛАЕТСЯ ВЫВОД О НЕОБХОДИМОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ОРГАНИЗАЦИИ ПРОЦЕССА ГОРЕНИЯ НА КЕРНАХ, СОДЕРЖАЩИХ КЕРОГЕН

THIS PAPER DESCRIBES A MATHEMATICAL MODEL THAT ALLOWS SIMULATING THE FIRE-FLOODING PROCESS USED IN RESERVOIRS CONTAINING KEROGEN. BY INITIATING AND TRAVELING OF COMBUSTION SOURCE IN THE RESERVOIR THAT ENABLES INTENSIVE HEATING OF THE FORMATION, REDUCING VISCOSITY AND INCREASING FLUID MOBILITY, ADDITIONAL RELEASE OF MOVABLE OIL AHEAD OF THE BURNING FRONT CAN OCCUR. IT IS CONCLUDED THAT IT IS NECESSARY TO CARRY OUT LABORATORY RESEARCH ON THE ARRANGEMENT OF THE COMBUSTION PROCESS IN CORE SAMPLES CONTAINING KEROGEN.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: *малопроницаемые пласты, тяжелые углеводороды, математическое моделирование ВПГ, метод множественного ГРП, увеличение нефтеотдачи*

**Кравченко
Марина Николаевна,**
доцент, к.ф.-м.н.,

**Мурадов
Александр
Владимирович,**
профессор, д.т.н.,

**Диева
Нина Николаевна,**
К.т.н., ассистент,

**Перехожев
Фёдор Анатольевич,**
Российский государственный
университет нефти и газа
(Научно-исследовательский
университет)
имени И.М. Губкина

Настоящая работа посвящена поиску эффективных методов воздействия на малопроницаемые пласты, либо насыщенные тяжелыми УВ (битумами), либо содержащие сверхмалое количество подвижной нефти (5–15%), но имеющие большой потенциальный запас первично неподвижных незрелых углеводородов. Последние характеризуются наличием в состоянии твердой фазы углеводородной формации (керогена). Такие месторождения можно относить к отдельной категории запасов в силу особых свойств керогена, позволяющих ему генерировать дополнительное количество жидких углеводородов при определенных термобарических условиях. В природных условиях такая генерация осуществляется за геологические времена. Повышение температуры пласта до 300 °С увеличивает генерационную скорость на несколько порядков, а создание условий повышенного давления и температур более 700 °С дает возможность генерировать подвижные углеводороды в режиме реального времени.

Обзор экспериментальных и теоретических работ, касающихся создания условий высоких давления и температур стимулирующих генерацию жидких углеводородов, описан в работе [1]. К указанной группе могут быть отнесены месторождения так называемых сланцевых нефти и газа и месторождения, приуроченные

к нефтегазоматеринским свитам – баженовской, доманиковской, куанамской и другим. Перспективность их разработки связана с тем, что потенциально извлекаемые запасы, сокрытые в керогене и, как правило, не учтенные в подсчете первоначальных геологических запасов, могут быть уточнены с учетом возможности разложения данной твердой неподвижной фазы на минеральную (твердую, типа кокса) и жидкую нефтяную. Возбуждение генерационной способности керогена может значительно повысить объем извлекаемых запасов.

Среди технологий, опробованных на слабопроницаемых пластах керогеносодержащих коллекторов, можно назвать методы множественного гидроразрыва пласта (ГРП), методы внутривластового горения и комплексные методы увеличения нефтеотдачи (МУН), сочетающие в себе тепловые и термохимические методы. Стоит отметить, что «современные инновации», предлагаемые для разработки трудноизвлекаемых углеводородов, не направлены на поиск кардинально новых методов воздействия на пласты, но в своей основе используют особые свойства и качества породы и насыщающих флюидов, но при том не всегда ориентированы именно на генерацию дополнительных углеводородов в коллекторах. Методы множественного ГРП



в основном стимулируют рост проницаемости пластов, но сами по себе не могут повысить потенциально извлекаемые запасы. Следуя мировой практике, российские нефтегазодобывающие компании предлагают использовать на керогеносодержащих коллекторах сочетание тепловых и химических методов [2, 3]: термогазовый метод (ОАО «РИТЭК»), внутрипластовое горение (ВПГ) (ОАО «Сургутнефтегаз), термическое воздействие в сочетании с множественным ГРП (ПАО «Газпром нефть»). Нужно отметить, что все эти методики не являются оригинальными применительно к керогеносодержащим пластам, а перенесены из опыта разработки месторождений традиционной нефти, содержащейся в слабопроницаемых коллекторах, или месторождений высоковязкой нефти.

В этом плане интересны комплексные термохимические методы, способствующие созданию в пластах импульсов высокого давления и температур за счет развития химических реакций, возникающих либо при закачке окислителей, стимулирующих развитие процессов ВПГ, либо за счет реакций разложения предварительно закаченных в пласт (в трещину ГРП) химически активных веществ. Авторами данной работы ранее были проведены численные эксперименты, моделирующие метод термогазохимического воздействия (ТГХВ), согласно которому в трещине ГРП создается импульс высокого давления за счет разложения бинарных смесей, стимулирующих дополнительный приток нефти. Одним из результатов исследований является вывод о возможности эффективного применения метода ТГХВ, с точки зрения создания условий, благоприятных для дополнительной генерации углеводородов [4].

На настоящем этапе исследования керогеносодержащих пластов большой интерес в качестве пути стимулирования генерационного потенциала вызывает повышение температуры за счет развития процесса ВПГ. В данной работе приведены некоторые результаты численных исследований, моделирующих процесс закачки окислителя в углеводородные

пласты, изначально имеющие высокий уровень пластовых давлений и температур. Именно такими условиями характеризуются пласты баженовской свиты. Сущность метода заключается в иницировании очага горения, сопровождающегося созданием зоны повышенных по отношению к пластовым давлений и температур, что может вызывать разложение керогена. В результате окислительных реакций, протекающих между фракциями подвижной нефти, первоначально содержащихся в пласте, при высоких давлениях и температурах и нагнетаемом в пласт кислороде происходит выделение тепла и образование CO_2 . За счет реакций теплообмена между пластом и флюидами в ходе всего воздействия происходят непрерывные процессы конденсации пара и испарения водной фазы. Таким образом, внутрипластовое горение представляет собой сложный процесс многокомпонентной фильтрации флюидов и физико-химических превращений с выделением тепла. Основная идея применения метода ВПГ на керогеносодержащих пластах (ОАО «РИТЭК») заключается в гипотезе возбуждения генерационной активности керогена с выделением подвижных углеводородов перед фронтом [5].

Для исследования процесса ВПГ использована математическая модель многофазной многокомпонентной фильтрации с учетом фазовых переходов и химических реакций. В модели рассматриваются 3 подвижные фазы (газ, нефть, вода), фильтрующиеся через поровый коллектор, минеральная матрица которого представлена изначально неподвижной фракцией.

Численное решение базируется на дифференциальных уравнениях, отвечающих законам изменения массы фаз и компонент, уравнениям фильтрации фаз в виде обобщенного закона Дарси, без учета капиллярных давлений, и уравнению теплопроводности для насыщенной пористой среды. В каждый момент времени система находится в термодинамическом равновесии, что позволяет говорить о равенстве температур в фазах, то есть рассматривается

однотемпературная математическая модель. В модели не учитывается диффузионный перенос компонент газовой фазы.

В качестве уравнения состояния для сжимаемой газовой фазы используется уравнение состояния совершенного газа. Газовая фаза представляет собой трехкомпонентную смесь, а именно: кислорода, водяного пара, инертного газа. Газовые компоненты в нефти и воде не растворяются. Жидкие фазы (вода, нефть) считаются несжимаемыми и несмешивающимися. Первоначально рассматривается одномерная постановка течения в горизонтальном изотропном пласте. Силы тяжести не учитываются. Относительные фазовые проницаемости зависят от насыщенности соответствующей фазы.

Рассматриваемая гидродинамическая модель неизотермической многофазной фильтрации в условиях внутрипластового горения представляет собой совокупность следующих процессов:

1. Совместная фильтрация пластовой нефти и воды, нагнетаемого в пласт воздуха, а также образующихся продуктов реакции горения.
2. Протекание химической реакции горения части подвижной нефти, первоначально содержащейся в пласте в присутствии окислителя (кислорода).
3. Горение в различных зонах сопровождается сопутствующими процессами испарения и конденсации легких фракций нефти и воды.
4. Прогрев пласта, в том числе керогеновой матрицы, происходит за счет экзотермических реакций и разложения керогена с выделением подвижной нефтяной фазы.

Математическая модель отвечает классическому подходу описания процесса ВПГ в пластах традиционной нефти с дополнением реакции разложения керогена [1, 6]. Для описания кинетики реакции горения использовалось уравнение Аррениуса, учитывающее массовые стехиометрические коэффициенты соответствующей реакции [7]. Для описания процесса испарения и конденсации воды использовалась

диаграмма равновесия жидкость-пар [8]. Кинетика разложения керогена приведена в работе [1].

Полученная математическая модель представлена уравнениями неразрывности фаз и компонент:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(mS_g C_{g1} \rho_g) &= \frac{\partial}{\partial x}(C_{g1} \rho_g w_g) + J_{g1} \\ \frac{\partial}{\partial t}(mS_g C_{g2} \rho_g) &= \frac{\partial}{\partial x}(C_{g2} \rho_g w_g) + J_{g2} \\ \frac{\partial}{\partial t}(mS_g C_{g3} \rho_g) &= \frac{\partial}{\partial x}(C_{g3} \rho_g w_g) + J_{g3} + J_{rg3} \\ \frac{\partial}{\partial t}(mS_o \rho_o) &= \frac{\partial}{\partial x}(\rho_o w_o) + J_o + J_{ro} \\ \frac{\partial}{\partial t}(mS_w \rho_w) &= \frac{\partial}{\partial x}(\rho_w w_w) + J_w + J_{rw} \\ \frac{\partial}{\partial t}((1-m)\rho_r) &= -J_{rw} - J_{ro} - J_{rg3} \end{aligned} \quad (1)$$

где: m – пористость среды;
 s_g – насыщенность газа;
 s_o – насыщенность нефти;
 s_w – насыщенность воды;
 ρ_g – плотность газа;
 $\rho_{o,w,r}$ – плотность нефти (о), воды (w) и породы (r), соответственно;
 C_{g1} – массовая концентрация кислорода в фазе газа;
 C_{g2} – массовая концентрация водяного пара в фазе газа;
 C_{g3} – массовая концентрация компоненты инертного газа в фазе газа;
 $w_{g,o,w}$ – скорости фильтрации газовой фазы (g), фазы нефти (o), фазы воды (w) соответственно (рассчитываются на основании закона Дарси);
 $J_{o,w}$ – скорости изменения массы нефтяной, водяной фазы соответственно;
 J_{rw}, J_{ro}, J_{rg3} – скорости прироста массы водной (rw), нефтяной (ro) фаз и инертного газа (rg3) соответственно за счет реакции разложения керогена;
 J_{g1}, J_{g2}, J_{g3} – скорость изменения массы компоненты кислорода (g1), компоненты водяного пара (g2) и компоненты инертного газа (g3) в газовой фазе соответственно.

Уравнения движения фаз записаны в соответствии с законом Дарси, который позволяет установить зависимость между скоростью фильтрующей фазы ($i=g,o,w$) и градиентом давления:

$$w_i = -\frac{KK_{ri}}{\mu_i} \left(\frac{\partial P}{\partial x} \right) \quad (2)$$

где: K – абсолютная проницаемость;
 K_{ri} – фазовые проницаемости по газовой ($i=g$), нефтяной ($i=o$), водной ($i=w$) фазам соответственно;
 μ_i – вязкости газовой ($i=g$), нефтяной ($i=o$), водной ($i=w$) фаз соответственно;
 P – давление в фазах.

Уравнение энергии записывается в форме уравнения теплопроводности для насыщенной пористой среды:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} [& ((1-m)\rho_r c_r + m(\rho_g S_g c_g + \\ & + \rho_o S_o c_o + \rho_w S_w c_w)) \cdot T] = \\ & = \frac{\partial}{\partial x} \left((\lambda_r(1-m) + mS_g \lambda_g + \right. \\ & + mS_o \lambda_o + mS_w \lambda_w) \frac{\partial T}{\partial x} \left. \right) - \\ & - (\rho_g w_g c_g + \rho_o w_o c_o + \rho_w w_w c_w) \frac{\partial T}{\partial x} + \\ & + (J_o(Q_o - \eta_{32} Q_w) - J_w Q_w); \end{aligned} \quad (3)$$

где: $c_{r,g,o,w}$ – удельные теплоемкости породы, газа, нефти и воды соответственно;
 $\lambda_{r,g,o,w}$ – теплопроводности породы, газа, нефти и воды соответственно;
 Q_o – удельная теплота реакции горения нефти;
 Q_w – удельная теплота парообразования воды;
 η_{23} – стехиометрический коэффициент по водяному пару;
 T – температура среды.

Предполагается, что вода, нефть и пласт несжимаемы, теплопроводность и теплоемкость

всех составляющих системы так же не зависят от давления и температуры. Для расчета плотности газа используется уравнения состояния идеального газа. Фазовые проницаемости в настоящей работе полагаются функциями только насыщенности соответствующей фазы и определены с помощью следующих уравнений [9]:

Фазовые проницаемости по газу, воде и нефти соответственно равны:

$$\begin{aligned} K_{rg} &= \left(\frac{S_g - S_{gr}}{1 - S_{gr}} \right)^{3.5} (4 - 3S_g) \\ K_{rw} &= \left(\frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr}} \right)^{3.5} \\ K_{ro} &= \left(\frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{or}} \right)^{2.8} (3.4 - 2.4S_o) \end{aligned} \quad (4)$$

где: S_{gr}, S_{wr}, S_{or} – остаточные нефте-, водо-, газонасыщенности, равные соответственно 0, 0.15 и 0.2.

Начальные условия задавались однородными, отвечающими состоянию пластовой системы до начала процесса ВПГ. Граничные условия отвечают постоянным давлениям и температурам в удаленной области пласта и закачке кислорода на нагнетательной галерее (в одномерной постановке) с заданным дебитом.

Термобарическая граница существования вода – водяной пар определяется согласно условию, представленному в работе [8]. Предполагается, что выше данной границы (линии) возможно нахождение только воды, а в области

РИС. 1. Фазовая диаграмма вода – пар

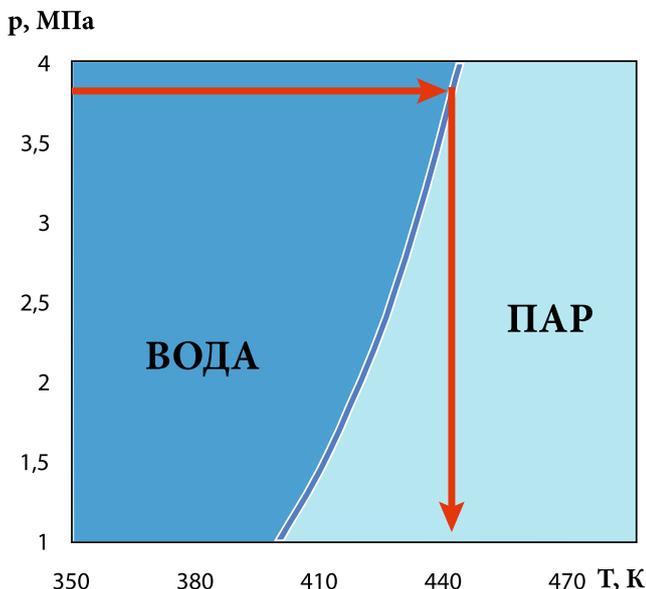


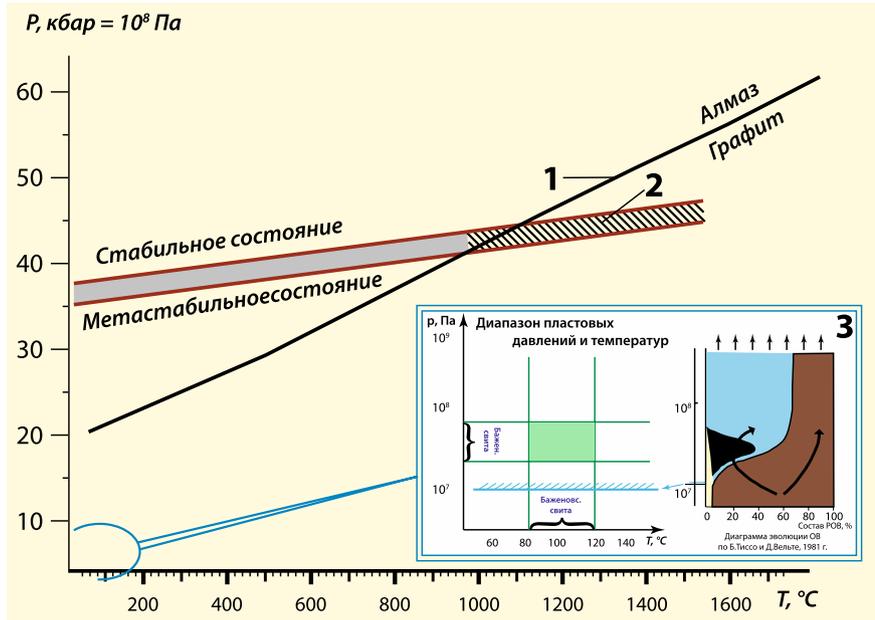


РИС. 2. *P-T* диаграмма разложения твердых углеводородов и анализ керогена пород баженовской свиты:

1 – линия равновесного состояния графит–алмаз [10];

2 – граница фазового равновесия метан–тяжелые углеводороды [12].

На вкладке в рисунок: черным отмечена область образования жидкой нефти, голубым – генерация газовой фазы, коричневым – наличие в пласте керогена, зеленым на диаграмме обозначена область пластовых давлений и температур, отвечающих залежам баженовской свиты.



ниже линии сосуществования возможно нахождение лишь пара, на границе – зона сосуществования водяного пара и воды. Зависимость представлена на рис. 1. Фазовая диаграмма керогена отвечает данным работы [1] и представлена на рис. 2.

В классическом представлении при проведении процесса внутрипластового горения без учета твердой матрицы породы (керогена) формируется 5 областей (рис.3):

1. *Зона за фронтом горения.* Характерна тем, что в ней присутствует только газовая фаза. Происходит остывание пород.
2. *Фронт горения.* В данной области происходит горение не вытесненной из пласта части нефти и испарение воды. Зона характеризуется резким ростом температуры за счет протекающей экзотермической реакции.
3. *Область существования и конденсации водяного пара.*

Термобарические условия здесь удовлетворяют фазовой диаграмме вода–пар. Обеспечивается прогрев пород непосредственно перед фронтом горения.

4. *Зона вытеснение нефти водой.* Данная область характерна тем, что весь водяной пар переходит в воду. Создается водяной вал, которым вытесняется нефть.
5. *Зона нефти и газа.* В данной зоне осуществляется вытеснение нефти расширяющимся инертным газом, который прорывается к забоям добывающих скважин. Изменения температуры незначительны.

Наличие керогена в пласте может изменить набор фаз в каждой из зон при достижении термобарических условий, отвечающих фазовой диаграмме керогена. Продолжение подачи окислителя в пласт может привести к сгоранию дополнительно генерируемой нефти в зонах 1, 2. Важно организовать процесс таким образом, чтобы генерация

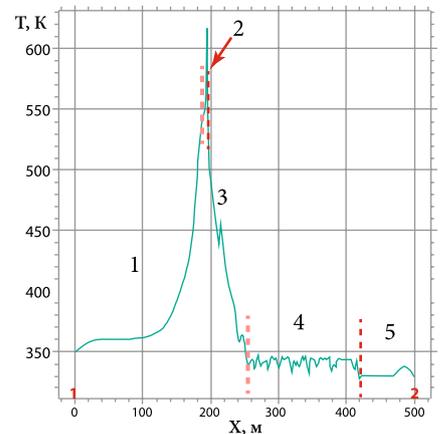


РИС. 3. Схема областей, образующихся в пласте

из керогена дополнительной подвижной нефти происходила в зонах 3 – 5 за счет создания условий повышения давлений и температур при достаточно медленном продвижении фронта горения.

Оценка скорости продвижения теплового фронта по результатам численного решения на основе представленной математической модели показана на рис. 4. Цифрами 1 – 5 на рисунке отмечены зоны, характерные для процесса ВПГ, описанные выше. Расчет проводился для пласта с пористостью 19% и начальными пластовыми условиями $p = 40 \text{ МПа}$; $T = 330 \text{ К}$. Приведенные результаты (рис. 4) соответствуют распределению температуры, сформировавшемуся через 5 лет после начала инициирования процесса ВПГ при закачке окислителя в объеме 30 мг/с на единицу площади.

РИС. 4. Распределение температуры в пласте через 5 лет после осуществления процесса горения.



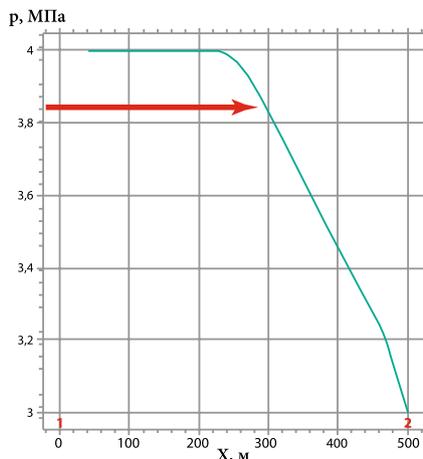
По мере того как перед фронтом горения (в зоне 3 рисунка 2) происходит прогрев породы и нефти, температура падает и наблюдается переход водяного пара в воду. Далее следует область 4 – образования водяного вала, посредством которого происходит прогрев окружающих пород и вытеснение нефти. Наиболее вероятно достижение условий для генерации керогена в зонах 2 и 3. Кроме того область возможной генерации нефти из керогена распространяется от фронта горения на периферию пласта, и, при выполнении условий метастабильности, в зависимости от начальных пластовых

условий в зонах 4 и 5, возможен дополнительный приток нефти из керогена.

Сравнивая график распределения давления в пласте (рис. 5) в данный момент времени и фазовую диаграмму вода – пар (рис. 1), можно оценить и убедиться в корректности модели и учета в ней фазовых переходов. Как видно из графика распределения давления, значение давления, при котором происходит излом, соответствует термобарическим условиям существования водяного пара.

Динамика процесса образования и конденсации водяного пара отслеживалась на графиках распределения компонент газовой фазы в различные моменты времени. В области за фронтом горения наблюдалось присутствие кислорода, что свидетельствовало о том, что в данной области реакция горения уже прошла. За фронтом горения и областью существования пара присутствовал только инертный

РИС. 5. Распределение давления в пласте через 5 лет после осуществления процесса горения для пласта.



газ, что свидетельствовало о том, что весь закачиваемый кислород потребляется в реакции окисления. При принятых в расчете начальных данных перед фронтом не реализуются условия генерации за счет малых заданных скоростей реакции разложения керогена. ●

Литература

1. Кравченко М.Н., Дмитриев Н.М., Мурадов А.В., Диева Н.Н., Герасимов В.В. Инновационные методы разработки керогеносодержащих коллекторов, стимулирующие нефтегенерационный потенциал. // Георесурсы, – 2016. – Т. 18. – № 4. – Ч. 2. – С. 321-326.
2. Кравченко М.Н., Дмитриев Н.М., Мурадов А.В., Диева Н.Н. Разработка месторождений сланцевых углеводородов методами, меняющими структуру коллекторов и вязкостные свойства флюидов. // Сборник докладов IV Международной

конференции «Наноявления при разработке углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям». Москва 11–12 ноября 2014, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. – С. 108–117.

3. [Электронный ресурс]: Официальный сайт ООО «Газпромнефть-Хантос»: <http://nm.gazprom-neft.ru/press/582/>, «Газпром нефть» успешно завершила первый этап изучения нетрадиционных запасов углеводородов на Южно-Приобском месторождении, 25.02.2015.
4. Вольпин С.Г., Салитгареев А.Р., Смирнов Н.Н., Кравченко М.Н., Корнаева Д.А., Диева Н.Н. Перспективы применения волновой технологии термогазохимического воздействия для повышения нефтеотдачи пластов. // Нефтяное хозяйство. – 2014 – № 1 – С. 62-66.
5. Боксерман А.А., Савельев В.А., Джафаров И.С., Соломатин А.Г., Миронов Д.Т. Термогазовое воздействие – инновационная технология разработки месторождений Сибири. [Электронный ресурс] // Режим доступа: <http://www.enercon-ng.ru/ru/history/2010/doc>
6. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1993. 415 с.
7. Бурже Ж., Сурио П., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. Пер. с франц. – М.: Недра, 1989. 422 с.
8. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1986. 332с.
9. Якупова Э.Р., Сельтикova Е.В., Марьян Д.Ф., Мусин А.А. Численное моделирование процесса внутрискластового горения при закачке воздуха в пласт. Ухта. Вестник Башкирского университета 2015. Т. 20. № 3
10. Кравченко М. Н. Скорости фазового перехода графита в алмаз. В сб.: Исследование свойств вещества и экстремальных условиях. М.: ИВТАН, 1990. С. 206-209.
12. Карпов И.К., Зубков В.С., Степанов А.Н. и др. Термодинамический критерий метастабильного состояния углеводородов в земной коре и верхней мантии. // Геология и геофизика. 1998. т.39. № 11. с.1518-1528.
13. Хлебников В.Н., Зобов П.М., Антонов С.В., Бакулин Д.А., Боксерман А.А. Исследование кинетических закономерностей автоокисления органического вещества породы баженовской свиты // Башкирский химический журнал. – 2010. – т.17 – № 3. – С. 111-116.

KEYWORDS: low permeability formations, heavy hydrocarbons, mathematical modeling of HSV, the method of multiple hydraulic fracturing, enhanced oil recovery.





ИЗОЛЯЦИЯ ОСЛОЖНЕННЫХ ЗОН

профильными перекрывателями в расширенном стволе скважины

ОДНА ИЗ НАИБОЛЕЕ СЕРЬЕЗНЫХ ПРОБЛЕМ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН – ЭТО ИЗОЛЯЦИЯ ЗОН С ИНТЕНСИВНЫМ ПОГЛОЩЕНИЕМ БУРОВОГО РАСТВОРА, ВСКРЫТИЕ КОТОРЫХ СОПРОВОЖДАЕТСЯ ОБВАЛАМИ ПОРОД. ЭТО ПРИВОДИТ К ДОПОЛНИТЕЛЬНЫМ МНОГОКРАТНЫМ ИЗОЛЯЦИОННЫМ РАБОТАМ, А ИНОГДА К ПЕРЕКРЫТИЮ ТАКИХ ИНТЕРВАЛОВ ПРОМЕЖУТОЧНЫМИ КОЛОННАМИ И КОЛОННАМИ–«ХВОСТОВИКАМИ», С УМЕНЬШЕНИЕМ ДИАМЕТРА СКВАЖИНЫ, УСЛОЖНЕНИЕМ ЕЕ КОНСТРУКЦИИ И ЗНАЧИТЕЛЬНЫМ РАСХОДОМ ОБСАДНЫХ ТРУБ, ЦЕМЕНТА И ВРЕМЕНИ. НЕКОТОРЫЕ ПЛАСТЫ, НЕСОВМЕСТИМЫЕ ПО УСЛОВИЯМ БУРЕНИЯ, НАХОДЯТСЯ НА НЕЗНАЧИТЕЛЬНОМ РАССТОЯНИИ ДРУГ ОТ ДРУГА И ИМЕЮТ НЕБОЛЬШУЮ ТОЛЩИНУ, КАЖДЫЙ ИЗ НИХ ПРИХОДИТСЯ ПЕРЕКРЫВАТЬ ОТДЕЛЬНОЙ КОЛОННОЙ. НА СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ СУЩЕСТВУЕТ ОРИГИНАЛЬНАЯ, НЕ ИМЕЮЩАЯ АНАЛОГОВ В МИРОВОЙ ПРАКТИКЕ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН ТЕХНОЛОГИЯ, ПОЗВОЛЯЮЩАЯ ПЕРЕКРЫВАТЬ ЗОНЫ ВЫШЕУКАЗАННЫХ ОСЛОЖНЕНИЙ СТАЛЬНЫМИ ОБСАДНЫМИ ТРУБАМИ ПРОТЯЖЕННОСТЬЮ, СОРАЗМЕРНОЙ ЗОНЕ ОСЛОЖНЕНИЯ, БЕЗ ИХ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ И С СОХРАНЕНИЕМ ИСХОДНОГО ДИАМЕТРА СКВАЖИНЫ. В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ МЕТОД ИЗОЛЯЦИИ ЗОН С ОСЛОЖНЕНИЕМ, ТАКИМ КАК ПОГЛОЩЕНИЕ БУРОВОГО РАСТВОРА, А ТАКЖЕ ПРОАНАЛИЗИРОВАНЫ ОТКЛОНЕНИЯ ОТ ЗАПЛАНИРОВАННОЙ ТРАЕКТОРИИ ПРИ БУРЕНИИ ОСЛОЖНЕННОГО УЧАСТКА С ОДНОВРЕМЕННЫМ РАСШИРЕНИЕМ СТВОЛА СКВАЖИНЫ.

ONE OF THE IMPORTANT PROBLEMS WHEN DRILLING OF OIL AND GAS BOREHOLES IS ENSURING OF HIGH-QUALITY COMPLETION OF BOREHOLES. THERE ARE VARIOUS TECHNOLOGICAL METHODS FOR SOLVING THIS PROBLEM; HOWEVER, THE MOST RELEVANT FOR TODAY IS THE DEVELOPMENT OF TECHNICAL MEANS, IN PARTICULAR, OF STRING SHOES WITH IMPROVED CHARACTERISTICS. THE ARTICLE EXAMINES THE PATENTED STRING SHOES EXISTING TODAY, AS WELL AS A PATENT LANDSCAPE WAS BUILT, WITH MAKING NO PRETENSE TO BE FULLY COVERED.

Ключевые слова: наклонно-направленные и горизонтальные скважины, профильный перекрыватель, траектория ствола скважины, изоляция.

**Хузина
Лилия Булатовна,**
Член-корр. РАЕН, д.т.н., профессор,
заведующая кафедрой «Бурение
нефтяных и газовых скважин»,

**Залятдинов
Альберт Айратович,**
аспирант кафедры «Бурение
нефтяных и газовых скважин»,

ГБОУ ВО «Альметьевский
государственный нефтяной
институт»

В настоящее время бурение скважин, многоцелевое производство и современная промышленность предлагает большой выбор технических средств и технологий для изоляции осложненных участков.

Одна из наиболее серьезных проблем при строительстве скважин – это изоляция зон с интенсивным поглощением бурового раствора, вскрытие которых сопровождается обвалами пород. Это приводит к дополнительным многократным изоляционным работам, а иногда к перекрытию таких интервалов промежуточными колоннами и колоннами–«хвостовиками», с уменьшением диаметра скважины, усложнением ее конструкции и значительным расходом обсадных труб, цемента и времени. Некоторые пласты, несовместимые

по условиям бурения, находятся на незначительном расстоянии друг от друга и имеют небольшую толщину, каждый из них приходится перекрывать отдельной колонной [7-10].

Применение профильных перекрывателей со сварными и резьбовыми соединениями профильных труб полностью решило проблему изоляции зон поглощения бурового раствора независимо от их толщины, кавернозности ствола скважины и интенсивности поглощения. В Татарстане, Башкортостане, Удмуртии, Самарской, Оренбургской областях практически исключено применение промежуточных обсадных колонн для изоляции этого вида осложнения [1].

Процесс расширения ствола является распространенной и немаловажной операцией при

строительстве скважины. Эта операция позволяет снижать риски возникновения аварийных ситуаций в процессе крепления стенок, а также позволяет увеличить дебит за счет возможности спуска в скважину максимально доступной колонны обсадных труб.

Развитие технологий бурения и проводки, увеличение глубин залегания углеводородов и необходимость роста производительности скважин придают задаче по увеличению диаметра ствола пробуренной скважины все большую актуальность [4]. Расширители различного типа находят повсеместное применение как при ремонте существующего фонда скважин, например при ЗБС, так и при освоении шельфовых месторождений, где вопросы повышения эффективности и безопасности приобретают особую важность. Опыт применения перекрывателей показывает, что циркуляция бурового раствора после перекрытия зон поглощения восстанавливается до 100% и дальнейшее бурение осуществляется тем же типоразмером долота. Основные преимущества, которые дает увеличение диаметра скважины:

- упрощение спуска колонн и возможность применения промежуточной обсадной колонны большего диаметра в процессе бурения благодаря расширению стволов скважин ниже мест сужения обсадной колонны;
- снижение риска возникновения аварий, вызванных гидравлическими ударами, за счет эффективного регулирования эквивалентной плотности циркулирующего бурового раствора при уменьшении скорости потока в затрубном пространстве;
- упрощение операций заканчивания скважин с открытым стволом, скважин с применением гравийных фильтров и хвостовиков большего размера;
- оптимизация цементировочных работ.

Метод локального крепления профильными расширяемыми трубами отлично зарекомендовал себя при изоляции водопритоков в наклонных и горизонтальных скважинах. На площадях Бавлинского УБР впервые на 4-х скважинах было проведено локальное крепление зон водопритоков без уменьшения диаметра скважины и без цементирования. Ученые

продолжают работу по совершенствованию данного метода. Уже просматриваются системы, при применении которых стоимость работ по перекрытию зон осложнения снизится в два раза [1-2].

Успех и качество данной операции во многом зависит от качества и технологичности используемого оборудования, поэтому необходимо особенно тщательно подходить к выбору применяемого инструмента. Экономия на оборудовании может привести к значительным потерям средств, как в случае возникновения осложнений при проведении работ по расширению, так и при последующих операциях – спуске обсадной колонны и цементировании [3].

В нефтегазовой промышленности для бурения скважин используются различные элементы конструкций компоновки низа бурильной колонны. При локальном креплении скважин профильными перекрывателями с использованием расширителей наибольшая эффективность достигается при одновременном расширении ствола скважины. Одним из основных инструментов в комплексе оборудования, которое применяется для осуществления технологии





ТАБЛИЦА 1. Среднеарифметическое отклонение скважин Чишминской площади

Скважина	Среднеарифметическое отклонение, градус
скв. 1	1,8
скв. 2	2,4
скв. 3	1,9

локального крепления скважин профильными перекрывателями, являются расширители. Наибольшая эффективность достигается за счет включения раздвижного расширителя типа PPM 216/240 в комплектацию КНБК, а также при одновременном бурении и расширении ствола скважины. Такие расширители по своим техническим параметрам не уступают современным долотам, которые применяются при бурении скважин.

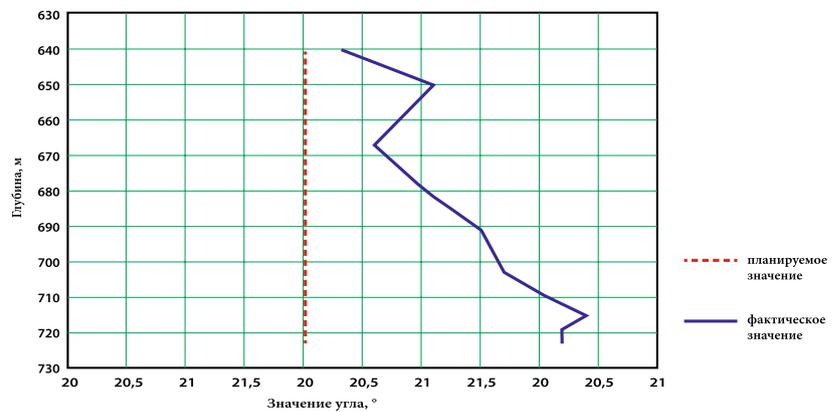
Однако при включении в комплектацию КНБК расширителя и при бурении с одновременным расширением ствола скважины возникают некоторые сложности, а именно: идет набор зенитного угла и поворота вправо азимутального угла, т.е. установку уводит вправо-вверх. Недостатком технологии является то, что в момент работы расширителя затрудняется более точное бурение по запланированной траектории ствола. Это можно заметить, проанализировав скважины Чишминской площади, в которых отличаются плановые значения и фактические по зенитному и азимутальному углу. Рассмотрев и сравнив значения при данном способе отклонения зенитного угла и азимута скважин, получим данные, представленные в таблице 1 [11].

Особенно это видно на участках, в которых закладывалась стабилизация зенитного угла и азимута с последующей установкой профильного перекрывателя (рис.1). На данных скважинах применялась технология бурения с одновременным расширением [5-6].

Из таблицы 2 видно, что применение метода бурения с одновременным расширением ствола скважины незначительно влияет на отклонение траектории от планового значения [11].

Таким образом, по данной технологии можно выделить два основных вывода, включающих в себя несколько разделов, а именно:

РИС.1. Отклонение зенитного угла



1. Технологическая эффективность:

- 1.1. Решается проблема изоляции зон с интенсивным поглощением бурового раствора;
- 1.2. Перекрываются пласты без уменьшения диаметра скважины;
- 1.3. Исключается применение промежуточных колонн и колонн-«летучек»;
- 1.4. Упрощается конструкция скважины;
- 1.5. Повышается качество крепления эксплуатационных колонн;
- 1.6. Снижается энергоёмкость, материалоемкость.

2. Экономическая эффективность:

- 2.1. Сокращение продолжительности проводки скважины;
- 2.2. Сокращение расходов на использование обсадных труб;
- 2.3. Сокращение расходов на тампонажные услуги, на транспортные услуги;
- 2.4. Сокращение расходов на материально-технические ресурсы и энергию;
- 2.5. Дополнительная добыча нефти за счет сокращения сроков строительства скважины.

Разработка и внедрение новых технологий и технических средств для крепления нефтяных и газовых скважин с использованием специальных расширяемых труб, бесспорно, является крупным революционным шагом вперед в строительстве нефтяных и газовых скважин.

Данная технология является перспективным направлением, в котором необходимы дальнейшие исследования и обработка результатов для оптимизации данного метода.

Литература

1. Абдрахманов Г.С. Крепление скважин эспандируемыми трубами. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014. – 268 с.
2. Абдрахманов Г.С., Хамитьянов Н.Х., Вильданов Н.Н. Проблемы герметизации резьбовых соединений расширяемых труб и пути их решения. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2009. – 250 с.
3. Л.Ф. Юнышев, Н.Х. Хамитьянов, Г.С. Абдрахманов, Н.Н. Вильданов Теоретические исследования по определению энергосиловых параметров раздачи цилиндрических участков профильных труб сферическими пуансонами – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – с. 250.
4. Мавлютов М.Р. Разрушение горных пород при бурении скважин. – М.: Недра, – 1978. – с.215.
5. Султанов Б.З. Управление устойчивостью и динамикой бурильной колонны. – М.: Недра, – 1991. – с 208.
6. Султанов Б.З., Габдрахимов М.С., Сафиуллин Р.Р., Галеев А.С. Техника управления динамикой бурильного инструмента при проводке глубоких скважин. – М.: Недра, 1997. – с. 191.
7. Хузина Л.Б., Сливченко А.Ф., Любимова С.В. О влиянии осложнений, возникающих в процессе бурения на герметичность обсадных колонн в начальный период эксплуатации / Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. 2014. Т. 12. № 1. С. 38-42.
8. Хузина Л.Б., Сливченко А.Ф., Любимова С.В. О применяемых методах ликвидации негерметичностей эксплуатационных колонн на примере месторождений НГДУ «Азнакаевскнефть» ПАО «Татнефть» / Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. 2015. Т. 14. С. 33-36.
9. Хузина Л.Б., Сливченко А.Ф., Любимова С.В. О применяемых технологиях методов ликвидации негерметичностей эксплуатационных колонн на примере месторождений ОАО «Татнефть» / Материалы научной сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института. 2015. Т. 1. № 1. С. 90-93.
10. Хузина Л.Б., Сливченко А.Ф., Любимова С.В., Исмагилов Ф.З., Голубь С.И. Применение технологий устранения негерметичности эксплуатационных колонн на примере скважин НГДУ ПАО «Татнефть» / Нефтяное хозяйство. 2015. № 12. С. 121-123.
11. Хузина Л.Б., Зялятдинов А.А. Анализ и обобщение данных по искривлению ствола при бурении с одновременным расширением диаметра скважины / «Территория НЕФТЕГАЗ». 2016 г. №7-8. С. 12-19.

KEYWORDS: *directional inclined and horizontal wells, profile perekryvatel, the trajectory of the wellbore isolation.*

ПРОДУКТ СООТВЕТСТВУЮЩЕГО КАЧЕСТВА МОЖЕТ ПРЕДЛОЖИТЬ ТОЛЬКО ПРОИЗВОДИТЕЛЬ



ЭНЕРГО
группа компаний

ПРИБРЕТЕНИЕ КАЧЕСТВЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ПРОИЗВЕДЕННОГО В СТРОГОМ СООТВЕТСТВИИ С ТЕХНИЧЕСКИМ ЗАДАНИЕМ ПРЕДПРИЯТИЯ-ЗАКАЗЧИКА, - ЭТО СТАБИЛЬНОСТЬ, НЕПРЕРЫВНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, КАЧЕСТВО И БЕЗОПАСНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА НА ДОЛГИЕ-ДОЛГИЕ ГОДЫ. ЕДИНСТВЕННО ВЕРНЫМ СПОСОБОМ ИСКЛЮЧЕНИЯ ПОСТАВОК КОНТРАФАКТНОЙ ПРОДУКЦИИ НА ПРОМЫШЛЕННЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ, ЯВЛЯЕТСЯ СОЗДАНИЕ ЖЁСТКИХ БАРЬЕРОВ ДЛЯ ПРОНИКНОВЕНИЯ В РЕЕСТРЫ ПОСТАВЩИКОВ ПОСРЕДНИЧЕСКИХ СТРУКТУР, КОТОРЫЕ ВЫДАЮТ СЕБЯ ЗА ИЗГОТОВИТЕЛЕЙ ОБОРУДОВАНИЯ

THE ACQUISITION OF HIGH-QUALITY EQUIPMENT, PRODUCED IN STRICT ACCORDANCE WITH THE TERMS OF REFERENCE OF THE CUSTOMER ENTERPRISE, MEANS STABILITY, CONTINUITY, ENVIRONMENTAL FRIENDLINESS, QUALITY AND SAFETY OF PRODUCTION FOR MANY YEARS TO COME. THE ONLY RIGHT WAY TO EXCLUDE THE SUPPLY OF COUNTERFEIT PRODUCTS TO INDUSTRIAL ENTERPRISES IS TO CREATE RIGID BARRIERS SO THAT INTERMEDIARY STRUCTURES, ACTING AS MANUFACTURERS OF EQUIPMENT COULD NOT APPEAR IN THE REGISTRIES OF SUPPLIERS

Ключевые слова: *кабельно-проводниковая продукция, защита производителя, фальсификат, группа компаний «ЭНЕРГО», контрафакт, качество, НПП «ИНТЕХ».*

Давлетбаева Вероника Борисовна

Современные системы закупок крупных промышленных предприятий, работающих в сферах ТЭК, металлургии, атомной промышленности и других потребителей сложного технологического оборудования, внедрены сегодня на большинстве предприятий. Сущность идеи организации подобных систем прекрасна, потому что преследует собой сразу две цели – снижение издержек компании на приобретение оборудования и создание антикоррупционного барьера.

Однако, ни для кого не секрет, что сегодня уже существует целое бизнес-направление, которое профессионально, если можно так выразиться, занимается «игрой в тендеры». Вся конкурсная документация такой компании, как правило, собрана настолько правильно, что законных оснований для отвода ее от участия в тендере просто нет. При выявлении таких

«фирм-пустышек», их, конечно, исключают из реестров, но им на смену создаются другие – и они снова участвуют в тендерах и продают продукцию, к которой не имеют никакого отношения. А происходит это, потому что регламент закупочной деятельности компаний практически в 100% случаев рассматривает только цену приобретения оборудования. И вот тут возникает дилемма. Качественное оборудование от производителя, прошедшее все стадии изготовления и контроля в полном объеме на предприятиях с высококвалифицированным персоналом, с поставленной системой качества, не может коррелироваться с большой ценовой разницей в предложениях. Тем не менее в числе подделок, как правило, встречаются наиболее популярные марки оборудования. Обратимся к примеру. По некоторым данным, расходы на приобретение кабельно-проводниковой продукции





при строительстве производственных объектов составляют 5% от общей суммы затрат. А количество возгораний (читай аварий) ввиду применения некачественного кабеля, его комплектующих или монтажа, по статистике, составляет уже более 40%.

Уфимская «ЭНЕРГО» Группа компаний стала известной в сфере ТЭК в 2012 году, когда инженеры Научного производственного предприятия «ИНТЕХ», входящего в структуру этой компании, заявили рынку о создании кабеля КуПе® для промышленной автоматики. Сегодня, кабель КуПе® – это, пожалуй, самая популярная марка монтажного кабеля в отрасли. Популярность ее закономерна, ведь продукт совместил в себе все те характеристики, которые были затребованы проектировщиками, строителями и эксплуатантами отрасли. Целью создания кабелей КуПе® стало максимальное исключение нештатных ситуаций, упрощение строительно-монтажных работ, минимизация перекрестных помех и наводок при передаче информационных и управляющих сигналов и обеспечение стабильной работы кабелей в широком диапазоне внешних воздействующих факторов.

Обратите внимание: название продукта защищено товарным знаком. Но подделок на этот кабель, за 5 лет существования марки, было зафиксировано более десятка.

Популярность марки имеет две стороны медали. С одной стороны, «ЭНЕРГО» стала широко известной компанией, с другой – разработчик марки, коллектив ООО НПП «ИНТЕХ», вынужден тратить время, как сейчас говорят, нересурсно, ведя перманентную войну с выскакивающими тут и там поставщиками контрафакта.

По мнению технического директора ООО НПП «ИНТЕХ» П.В. Кузнецова, преодоление сложностей, связанных с большим количеством контрафакта, сподвигает «ЭНЕРГО» к постоянному профессиональному росту и разработке новых, наиболее совершенных, с технологической точки зрения продуктов. «Борьбой с подделками занимают наши юристы, – говорит Павел Кузнецов. – Заказчики, осознающие риски, с которыми придется столкнуться в процессе эксплуатации возведенных объектов, никогда не допустят поставок некачественной кабельной продукции.

А разработчикам-производителям нужно продолжать честно делать свою работу. Мы занимаемся аналитикой потребностей рынка и не жалеем на это инвестиций. Наши технологи постоянно изучают вопросы повышения технического уровня и конкурентоспособности кабеля, чтобы всегда быть готовыми предложить продукт, соответствующий спросу. Нужно отметить, что мы работаем над созданием кабеля специального назначения. И, выводя на рынок новый продукт, не только проходим все обязательные и добровольные экспертизы, чтобы подтвердить качество новинки, но и активно работаем с проектными организациями. Проводим семинары, где знакомим специалистов с техническими характеристиками нового продукта, отличающимися оригиналом от подделки. И этот подход позволяет минимизировать возможности для всякого рода дельцов. В этом году, в рамках работы XI Петербургского



партнериата мы представили наш новый продукт – монтажный кабель ИнСил®. И здесь, в ходе конкурсной программы, наш новый монтажный кабель был отмечен золотой медалью, как лучший инновационный проект и лучшая научно-техническая разработка года. Считаем, что это заслуженно. ИнСил® по своим качественным характеристикам не имеет аналогов. Это надёжный, очень качественный кабель, который оставил далеко позади всех своих предшественников. Разумеется, чтобы попытаться его изготовить, нужно очень сильно постараться».

На примере работы этой компании, можно сделать вывод о позиции производителя. Комплексные превентивные меры и активное взаимодействие производителя с потребителем, даёт возможность сократить случаи попадания на объекты промышленности опасных подделок.



Технический директор ООО «НПП «ИНТЕХ» Кузнецов П.В.

К сожалению, для того, чтобы защитить промышленную сферу от контрафакта, необходимы усилия не только разработчика и контролирующих органов. В этой связи, конечно, создание и развитие деятельности Координационного совета потребителей промышленной продукции для нефтегазового комплекса по взаимодействию с поставщиками и подрядчиками видится как «карающая длань» для наведения порядка в этой проблеме. Так как одной из задач объединения руководителей служб материально-технических отделов предприятий нефтегазовой отрасли, является создание единой базы данных поставщиков нефтегазового комплекса. Такой системы, при которой недобросовестные поставщики и подрядчики будут вытеснены с рынка.

Получается, что для минимизации рисков на промышленных предприятиях, необходимо усиление давления сразу с трёх сторон: предприятия-заказчика, делающего упор на взаимодействие с производителем оборудования, контролирующими органами, чутко реагирующими на нарушение интеллектуальных прав, и производителя, активно работающего с заказчиком, и стремящегося к постоянному повышению качества своей продукции.

Таким образом можно снизить вероятность попадания «фирм-пустышек» в число поставщиков. А вместе с этим – снизить и вероятность срывов ввода объектов в эксплуатацию и количество аварий на промышленных предприятиях самых важных сфер экономики России. ●

KEYWORDS: cables and wires, protection of the manufacturer, fake, group of companies "Energo", the counterfeit, the quality, Intekh.

ЭНЕРГАЗ: малые компрессоры ГОТОВЫ к большому делу



В СООБЩЕСТВЕ ТЭК УТВЕРДИЛАСЬ ТРАДИЦИЯ – РЕШЕНИЕ НЕСТАНДАРТНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЗАДАЧ ДОВЕРЯТЬ ИНЖЕНЕРНЫМ КОЛЛЕКТИВАМ, МНОГОКРАТНО ПРОВЕРЕННЫМ В ДЕЛЕ. ОПЫТ РЕАЛИЗАЦИИ СПЕЦИАЛЬНЫХ ПРОЕКТОВ ПОДГОТОВКИ И КОМПРИМИРОВАНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ ГАЗА СОСРЕДОТОЧЕН И ПОСТОЯННО НАРАЩИВАЕТСЯ В ГРУППЕ КОМПАНИЙ ЭНЕРГАЗ.

THERE IS A TRADITION IN THE FUEL AND ENERGY INDUSTRY: TO ENTRUST THE SOLUTION TO NON-STANDARD TECHNOLOGICAL TASKS TO ENGINEERING TEAMS THAT HAVE BEEN REPEATEDLY PROVEN IN THE FIELD. THE EXPERIENCE OF IMPLEMENTING SPECIAL PROJECTS FOR THE PREPARATION AND COMPRESSION OF VARIOUS TYPES OF GAS IS CONCENTRATED AND IS CONSTANTLY GROWING IN THE ENERGAZ GROUP OF COMPANIES.

Ключевые слова: *малые компрессоры, компримирование, газоподготовка, нефтегазовое оборудование, газокomppressorная станция.*

**Чернов И.В.,
ООО «ЭНЕРГАЗ»**

Прошли проверку в деле

За 10 лет работы в сегменте технологического оборудования газоподготовки ЭНЕРГАЗ заявил и утвердил себя как высокопрофессиональная инженерная корпорация. Теперь это группа компаний, которые под единым брендом согласованно осуществляют проектирование, производство, поставку, ввод в эксплуатацию и сервисное обслуживание модульных установок подготовки и компримирования газа для нефтегазового

комплекса, электроэнергетики, машиностроения, химической, строительной и других отраслей.

Глубокое знание производства и инженерная ответственность за качество своих проектов стали за эти годы повседневными принципами – нормой жизни всего коллектива.

Наработан комплекс уникальных инженерных решений по эффективному применению технологического оборудования последнего поколения на крупных электростанциях, объектах малой



энергетики, автономных центрах энергоснабжения промышленных предприятий, на объектах сбора и транспортировки ПНГ, энергоцентрах собственных нужд месторождений, объектах специального назначения (испытательные стенды газовых турбин и учебные центры).

Группа ЭНЕРГАЗ продолжает активно наращивать уникальный организационный и инженерный опыт, накопленный при реализации 135 проектов на территории 35 регионов России и стран СНГ. С 2007 года поставлено и введено в действие 235 газокomppressorных станций и пунктов подготовки газа (еще 35 агрегатов готовятся к пуску).

В электроэнергетике они работают на 167 энергоблоках суммарной мощностью более 6 100 МВт, в нефтегазовой отрасли – подготавливают попутный нефтяной и природный газ на 43 месторождениях.

ЭНЕРГАЗ ввел или готовит к пуску 270 установок подготовки и компримирования газа

Установки «ЭНЕРГАЗ» действуют совместно с энергоагрегатами ведущих отечественных и мировых производителей: «ОДК-Газовые турбины» и НПО «Сатурн», «ОДК-Пермские моторы» и «ОДК-Авиадвигатель», Казанское и Уфимское моторостроительные производственные объединения, «Невский завод», «Русские газовые турбины», «Силовые машины», Alstom, Turbomach, Centrax, Solar, Pratt&Whitney, Rolls-Royce, Kawasaki, Wartsila, Siemens, General Electric.

МГКУ – серия компактных «малых» компрессоров

Необходимо отметить, что номенклатура производимого и поставляемого нами оборудования постоянно расширяется. Например, на сегодня в Группе ЭНЕРГАЗ осуществлен переход от выпуска опытных образцов к серийному изготовлению малых газовых компрессорных установок – МГКУ. Это новое актуальное предложение уже востребовано.

Назначение МГКУ «ЭНЕРГАЗ»:

- сбор и транспортировка попутного нефтяного газа на месторождениях с небольшими запасами углеводородов;
- подготовка топлива для турбин небольшой мощности на объектах малой энергетики;
- снабжение топливным газом генерирующего оборудования автономных центров энергоснабжения промышленных

- небольшие затраты на предпусковую подготовку;
- минимальный срок ввода в эксплуатацию;
- низкие эксплуатационные и сервисные издержки;
- доступная цена.

Реализованное инженеринговое решение дает возможность не только эксплуатировать агрегаты в стационарном режиме, но и последовательно использовать одну МГКУ на разных площадках. Добавлю, что при перемещении установки на другой объект не требуется повторная пусконаладка.

Наши «малые» компрессоры могут функционировать на объектах без сложной инфраструктуры. Предусмотрен вариант подключения питающих линий при помощи гибких трубопроводов, что позволяет интегрировать МГКУ без переоборудования существующей системы газопроводов. При этом компрессорные установки спроектированы для длительной интенсивной работы и полностью автоматизированы.

Конструктивные особенности МГКУ

Основные конструктивные особенности компактных установок:

- простота и надежность конструкции;
- небольшие габариты и компактность элементов;
- возможность работы с минимальной производительностью;
- упрощенный алгоритм управления и контроля;
- оптимизированная маслосистема.

предприятий (фото слева);

- обеспечение технологических потребностей нефтегазохимических и иных производств.

Производство МГКУ ведется на сборочной площадке ГК ЭНЕРГАЗ в Белгороде (фото 1). Установки разрабатываются по специальным (индивидуальным) проектам и обладают комплексом преимуществ в своем эксплуатационном сегменте:

- транспортировка стандартными грузовыми автомобилями;



ФОТО 1. Производственная площадка Группы ЭНЕРГАЗ в Белгороде



ФОТО 2. МГКУ «ЭНЕРГАЗ» внутрицехового исполнения – компактный и надежный агрегат



РИС. 1. 3D-модель малой газокomppressorной установки на открытой раме



РИС. 2. Макет компоновки блочно-модульной МГКУ в укрытии

Малые газовые КУ производятся и поставляются, как правило, в двух вариантах:

- 1) внутрицеховое исполнение на открытой раме (рис.1 и фото 2);
- 2) блочно-модульное исполнение (рис.2 и фото 3).

Рассмотрим подробнее второй вариант, более распространенный на практике.

Одна МГКУ может последовательно эксплуатироваться на разных площадках без повторной пусконаладки

Блочно-модульная МГКУ представляет собой установку максимальной заводской готовности (коэффициент готовности при поставке > 98 %), смонтированную в укрытии для защиты от осадков.

КУ имеет минимальную необходимую комплектацию и оснащена только тем оборудованием, которое обеспечивает высокую надежность и длительную безотказную работу. Это дает возможность сохранить размеры укрытия равными стандартному двадцатифутовому морскому контейнеру (6100 × 2440 × 2590 мм) с общим весом порядка 4 000 кг.

Данное преимущество делает МГКУ легко перевозимой при помощи стандартных грузовых автомобилей и позволяет быстро провести монтаж и запуск установки на месте эксплуатации.

Компрессорный агрегат. Основной элемент установки - винтовой маслозаполненный компрессор, в качестве привода используется электродвигатель. Двигатель также выполняет функцию регулирования производительности КУ при помощи частотного преобразователя, что

существенно сокращает расходы на электроэнергию.

Компрессорный агрегат – компрессор и привод – размещен внутри собственного кожуха, оснащенного электрическим калорифером. Это обеспечивает необходимые рабочие параметры в укрытии и снижает эксплуатационные затраты.

Специальное исполнение агрегата делает приемлемым его эксплуатацию в тяжелых климатических условиях (фото 3), без оснащения дополнительными системами безопасности и жизнеобеспечения.

Система фильтрации. Помимо компрессорного агрегата в укрытии расположен высокоэффективный входной скруббер, укомплектованный необходимым измерительным и мониторинговым оборудованием, а также узлом дренажа конденсата.

Двухступенчатый коалесцирующий фильтр предназначен для удаления из газового потока твердых частиц и жидких фракций. Степень очистки газа достигает 100% для загрязнений величиной более 20 микрон и 99,98% для примесей размером 10...20 микрон.

Предусмотрена возможность быстрой замены фильтрующих элементов. В итоге, система обеспечивает соответствие газа установленным проектным параметрам.



ФОТО 3. Малая газокomppressorная установка «ЭНЕРГАЗ» работает в тяжелых климатических условиях



Система управления. Для управления компрессорной установкой предусмотрен отсек, который интегрирован в блок-модуль КУ и отделен от технологической части газонепроницаемой огнестойкой перегородкой. Внутри отсека расположен шкаф с местной панелью управления, а также всеми электрическими и управляющими компонентами и оборудованием систем безопасности КУ. Контроль и управление осуществляется с местной панели или с САУ верхнего уровня объекта (при наличии такового).

Таким образом, МГКУ не требует специально выделенного персонала и полностью управляется собственным логическим контроллером, расположенным в шкафу управления. Частотный преобразователь главного двигателя также смонтирован в шкафу управления.

Малые компрессорные установки способны функционировать на объектах без сложной инфраструктуры

Маслосистема. Конструкция компрессора требует подачи смазочного масла (для обеспечения должного уплотнения, смазки и охлаждения рабочей полости) с давлением нагнетания. Эта особенность исключает использование маслонасоса и обеспечивает большую долговечность маслосистемы.

Из-за небольших размеров компрессорного блока и использования специальных картриджей в масляных фильтрах, заправка маслом и его расход настолько малы, что позволяют КУ работать буквально на одной бочке масла в течение 10 лет.

Приводы и охлаждение. Использование в малой КУ электрических приводов для обеспечения технологических процессов дает возможность обойтись без подключения дополнительного внешнего источника сжатого воздуха.

Воздушное охлаждение элементов компрессорной установки исключает замкнутый контур охлаждения, а это, в свою очередь, существенно упрощает и облегчает конструкцию агрегата.

ТАБЛИЦА. Ресурс и показатели надежности МГКУ

Наработка КУ на отказ	14 000 часов
Наработка САУ КУ на отказ	25 000 часов
Ресурс между ремонтами	40 000 часов
Назначенный ресурс (срок службы)	20 лет
Надежность в эксплуатации	99 %

Предпусковая подготовка и обслуживание

Установки обязательно проходят предварительные (заводские) испытания с участием представителей заказчика, в ходе которых проверяется функционирование всех основных элементов - технологического, компрессорного, электротехнического оборудования. Тестируется система автоматизированного управления, маслосистема, срабатывание

клапанов, целостность кабельных линий, плотность и герметичность КУ.

В целом каждая МГКУ является полностью автономной системой, готовой к использованию, и требует только подачи электричества, установки охлаждающего блока и подвода газовых коммуникаций.

Малые КУ не требуют специального фундамента – необходимы лишь ровная бетонная площадка и внешние подключения. Уникальные разработки, примененные при проектировании, значительно уменьшают объем монтажных и наладочных работ.

В период между наладкой и 72-часовой комплексной проверкой работоспособности в составе объекта специалисты ЭНЕРГАЗа проводят собственные (индивидуальные) испытания оборудования продолжительностью от 8 до 24 часов.

На этапе подготовки к пуску наши сервисные инженеры выполняют обучение эксплуатирующего персонала, а в ходе работы – техническое обслуживание установок по согласованному с заказчиком графику. Упрощенная конструкция МГКУ сокращает

количество обслуживаемых элементов и продолжительность ТО.

При необходимости специалисты выполняют модернизацию КУ, а также текущий или капитальный ремонт.

В Москве, Белгороде и Сургуте базируются мобильные инженерно-технические группы ЭНЕРГАЗа, там же расположены склады оригинальных запчастей. Это дает возможность своевременно проводить плановые мероприятия на объектах, оперативно реагировать на запросы при возникновении нестандартных ситуаций, в кратчайшие сроки и в полном объеме поставлять комплектующие и расходные материалы.

Ресурс и надежность

Компрессорные установки спроектированы и производятся для режима интенсивного применения. Опыт показывает, что при надлежащей эксплуатации и своевременном ТО ресурс и надежность агрегатов превышают показатели, приведенные в таблице.

В целом, малые газоконпрессорные установки «ЭНЕРГАЗ» гарантированно отвечают существующим и перспективным технологическим потребностям различных объектов ТЭК и других отраслей промышленности. ●

KEYWORDS: *small compressors, compression, gas treatment, oil and gas equipment; gas compressor stations.*



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

ЭКОНОМИЯ ГАЗА

Комбинированный цикл на базе ОЦР

КОМБИНИРОВАННЫЙ ЦИКЛ НА ОСНОВЕ ОЦР ДЛЯ УТИЛИЗАЦИИ БРОСОВОГО ТЕПЛА ОБЛАДАЕТ ЗНАЧИТЕЛЬНЫМ ПОТЕНЦИАЛОМ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ И УВЕЛИЧЕНИЯ ЭКОНОМИИ ГАЗА НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОВОГО ХОЗЯЙСТВА. УЧИТЫВАЯ ИННОВАЦИОННЫЙ ХАРАКТЕР ВНЕДРЯЕМОЙ ТЕХНОЛОГИИ, СЛОЖИЛАСЬ УСТОЙЧИВАЯ ПРАКТИКА ТЕСНОГО ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ТУРБОДЕН И КРУПНЕЙШИХ МИРОВЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ, В РАМКАХ КОТОРОГО ИНЖЕНЕРЫ ТУРБОДЕН ПРОВОДЯТ АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ И ПЛАНИРУЕМЫХ ОБЪЕКТОВ И ДАЮТ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ИСПОЛЬЗОВАНЫ ДЛЯ ПЛАНИРОВАНИЯ ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ.

COMBINED CYCLE BASED ON ORC TECHNOLOGY FOR HEAT RECOVERY APPLICATIONS HAS CONSIDERABLE POTENTIAL FOR BOOSTING ENERGY EFFICIENCY AND INCREASING GAS SAVINGS AT O&G FACILITIES. CONSIDERING INNOVATIVE NATURE OF THIS TECHNOLOGY, THERE IS AN ESTABLISHED PRACTICE OF COOPERATION BETWEEN TURBODEN AND LEADING INTERNATIONAL O&G COMPANIES, UNDER WHICH TURBODEN ENGINEERS CONDUCT THE ANALYSIS OF EXISTING AND PLANNED FACILITIES AND ISSUE RECOMMENDATIONS FOR ENERGY EFFICIENCY INCREASE, USEFUL FOR PERSPECTIVE PLANNING.

Ключевые слова: утилизация бросового тепла, комбинированный цикл на базе ОЦР, конверсия тепловой энергии, экономия газа, энергоэффективность.

РЕКЛАМА



Даниэле Арчетти,
менеджер группы Нефтегаз,
Турбоден С.п.А.



А.Д. Бисикало,
заместитель генерального
директора, ООО «Эм Эйч Ай Рус»

Как и в случае с классическим комбинированным циклом (ПГУ), комбинированный цикл на базе ОЦР (органического цикла Ренкина) предполагает рекуперацию тепла уходящих газов в теплообменнике и утилизационный турбогенератор для конверсии тепловой энергии в электрическую. В отличие от традиционного паросилового решения, в ОЦР применяется органическое рабочее тело в замкнутом контуре. Это позволяет выполнить «утилизационную надстройку» в случаях, когда обычные паровые турбины не оптимальны по разным причинам – например, при значительных скачках нагрузки, отсутствии водных ресурсов, расположении в удаленных труднодоступных районах, ограничениях эксплуатации и обслуживания на площадке.

Благодаря использованию вместо воды рабочего тела с высокой молекулярной массой, гарантирующего срабатывание пара без конденсации при любых условиях эксплуатации и, как следствие, отсутствие коррозии и эрозии лопаточного аппарата турбогенератора, технология ОЦР имеет существенные преимущества для небольших энергосистем (от 1 до 20 МВт). Такие особенности, как минимальные затраты на эксплуатацию и обслуживание при отсутствии капитальных ремонтов в течение всего срока службы, отсутствие потребления воды и водоподготовки, высокая

надежность, возможность работы полностью в островном режиме и отсутствие оператора делают установки на базе ОЦР технологии привлекательными для применения в разных секторах промышленности. Еще одним важным фактором является эксплуатационная гибкость ОЦР, которая позволяет автоматически подстраиваться под располагаемую тепловую мощность источника и работать с высоким КПД в диапазоне нагрузки от 10% до 110% от номинальной.

Накопленный с 1980 г. опыт проектирования и производства ОЦР установок, а также парк из более чем 300 электростанций в работе позволил Турбоден, компании группы Мицубиси Хэви Индастриз, стать мировым лидером в решениях ОЦР для т.н. «зеленой энергетики». Так, в области утилизации бросового тепла на сегодняшний день существуют 3 референции на компрессорных станциях, 1 станция для утилизации факельного газа, 5 станций на производстве цемента и огнеупоров, 7 станций на сталелитейном и 2 станции на стекольном производстве, а также множество других референций для утилизации ТБО, биомассы и геотермальной энергии.

Компрессорные станции представляют наибольший интерес с точки зрения потенциала утилизации тепла. Это особенно важно для регионов, где существует



разница между экспортной и внутренней стоимостью газа, имеет место дефицит электроэнергии или сетевой инфраструктуры, объекты располагаются в труднодоступных местах с необходимостью нескольких независимых источников мощности, и др.

Основной причиной применения открытого цикла в газотурбинных двигателях является простота проекта, снижающая время пуска, уменьшающая весогабаритные размеры, сложность инженерных коммуникаций, нестабильность собственной нагрузки и требования вспомогательных систем (отсутствие водоподготовки и контура охлаждения). С другой стороны, недостатком является неэффективность расходования топливного газа на собственные технологические нужды и связанные с этим затраты. Учитывая эти аспекты, в 2011 г. компания Турбоден успешно реализовала и ввела в эксплуатацию ОЦР установку 1 МВт на выхлопе турбины Solar Centaur 40 в составе ГПА на компрессорной станции в Канаде. ОЦР станция была установлена на существующей компрессорной станции, и на сегодняшний день ее наработка составила более 28 000 часов с коэффициентом технического использования более 98%. Внедрение ОЦР позволило достичь значительной экономии на стоимости топлива (15–20%) без существенных дополнительных затрат на эксплуатацию и обслуживание.

Показательно, что данное направление привлекает внимание и международных институтов развития. Так, с участием Всемирного Банка были разработаны и профинансированы два проекта утилизации тепла на компрессорных станциях в Республике Узбекистан. Первый проект предусматривает установку утилизации тепла с ОЦР на существующей компрессорной станции АК «Узтрансгаз», где используется выхлоп 3 газовых турбин GE LM1600. Решение позволит производить 1 МВт «условно-бесплатной» дополнительной электроэнергии на собственные нужды станции, вне зависимости от режима работы ГПА. Второй проект предполагает утилизацию выхлопа 1 газовой турбины GE LM2500 с производством 5,5 МВт на КС АК «Узнефтегаздобыча». Оба проекта используют такие преимущества ОЦР технологии, как отсутствие



потребления воды, минимальные требования к обслуживанию, согласующиеся с регламентами работами ГПА, полная интеграция и автоматическая работа в зависимости от нагрузки каждой станции, отсутствие влияния на работу газовых турбин, а также отсутствие необходимости оператора на площадке.

Помимо непосредственно турбогенератора и органического контура, в рамках проектов осуществляется модификация выхлопного тракта ГТ по техническому заданию Турбоден. В частности, предусматривается установка утилизационных теплообменников, располагающихся на выхлопе ГПА для охлаждения потока отработавших газов и рекуперации энергии, в обычной ситуации выбрасываемой в атмосферу. Сами теплообменники, также поставляемые Турбоден, оптимизируют распределение потока выхлопного газа и имеют минимальное и разрешенное производителем ГПА противодавление, и кроме того, комплектуются дивертором с воздушной изоляцией и байпасными газоходами для гарантии бесперебойной работы ГПА.

Для компрессорных станций со сложным планом площадки, в особенности существующих, используется промежуточный контур теплоносителя (как правило, термомасла) между источником

тепла и ОЦР. Он позволяет разнести ОЦР и первичный источник тепла на расстояние 250-300 м и более, а также минимально воздействовать на существующие инженерные коммуникации. Напротив, для новых станций либо там, где позволяет проект, Турбоден разработал инновационное решение с прямым теплообменом, где органическое тело напрямую испаряется выхлопными газами в специальном теплообменнике. Это решение уже успешно применялось Турбоден для утилизации выхлопа дизельных двигателей, и также будет установлено для проекта 5,5 МВт в Узбекистане.

Для конденсации рабочего тела используются аппараты воздушного охлаждения для максимизации электрического КПД установок. При этом в других проектах, в частности запущенной в феврале 2017 г. электростанции ОЦР 5,6 МВт на деревообрабатывающем производстве в г. Торжок, применяется водяное охлаждение с производством горячей воды.

Таким образом комбинированный цикл на основе ОЦР для утилизации бросового тепла обладает значительным потенциалом для повышения энергоэффективности и увеличения экономии газа на объектах нефтегазового хозяйства. ●

KEYWORDS: tilization of waste heat, combined cycle on the basis of the ORC, conversion of thermal energy, gas savings, energy efficiency.

«ГАЗПРОМНЕФТЬ- ЯМАЛ»:

СТРЕМИТЬСЯ К БОЛЬШЕМУ

Анастасия Никитина





РАБОТА В АРКТИЧЕСКОМ РЕГИОНЕ – ПРЕРОГАТИВА ПРОФЕССИОНАЛОВ С БОЛЬШОЙ БУКВЫ, НО КАК НЕФТЕГАЗОВЫМ КОМПАНИЯМ УДАЕТСЯ ПРИВЛЕКАТЬ ВЫСОКОКВАЛИФИЦИРОВАННЫХ СПЕЦИАЛИСТОВ НА СТОЛЬ УДАЛЕННЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ОБЪЕКТЫ? КАКОВ ОБЪЕМ И НАПРАВЛЕННОСТЬ СОЦИАЛЬНЫХ ИНВЕСТИЦИЙ «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ЯМАЛА» В РЕГИОН?

WORK IN THE ARCTIC REGION IS A PREROGATIVE OF TOP-NOTCH PROFESSIONALS, BUT HOW DO THE OIL AND GAS COMPANIES MANAGE TO ATTRACT HIGHLY-QUALIFIED SPECIALISTS TO PRODUCTION FACILITIES THAT ARE SO REMOTE? WHAT IS THE VOLUME AND DIRECTEDNESS OF SOCIAL INVESTMENTS OF "GAZPROMNEFT-YAMALA" IN THE REGION?

Ключевые слова: «Газпромнефть-Ямал», социальные инвестиции, кадровая политика, новопортовское месторождение, мотивация сотрудников.

«Кадры решают все!» – это крылатое выражение как нельзя лучше подходит к нефтегазовому сектору, ведь ошибки здесь имеют слишком большую цену. Завода о людях, которые работают на производственных объектах, часто в сложнейших климатических условиях – это всегда особая зона ответственности любой крупной отраслевой компании.

«Газпромнефть-Ямал», дочерняя структура «Газпром нефти», занимающаяся разработкой Новопортовского месторождения, – с момента своего основания старается максимально грамотно осуществлять кадровую и социальную политику, ведь это залог успешного развития предприятия.

На сегодняшний день численность сотрудников компании – почти 1,5 тыс. опытных, высококвалифицированных специалистов, которые приезжают работать в компанию со всей страны. Часть из них принято на работу по программе межрегионального найма, предполагающей не только гарантированное рабочее место привлеченному специалисту, но и помощь работнику и его семье с переездом в Тюмень с компенсацией затрат.

На производственных объектах Новопортовского месторождения тоже созданы комфортные и безопасные условия для работы и проживания сотрудников. Организованы места для занятий спортом и отдыха. Сюда приезжают работать вахтовым методом специалисты со всей страны, в том числе из ЯНАО, Республики Татарстан, Краснодарского края, Надыма, Нового Уренгоя и др. регионов.

В «Газпромнефть-Ямале» комплексно подходят к вопросу мотивации персонала. Ключевыми направлениями в деятельности HR-специалистов предприятия являются материальная и нематериальная мотивация, создание возможностей для карьерного роста, а также профессионального развития специалистов.

Материальные инструменты мотивации персонала – это стабильная заработная плата и единая система социальных льгот. Для продвижения по

ФАКТЫ

Почти

1,5 тыс.

в компании
«Газпромнефть-Ямал»

98 чел.

приняли участие в конкурсе
«Лучший по профессии»,
организованном «Газпром
нефтью», в 2017 г.

«карьерной лестнице» в компании разработаны специальные программы обучения, также у сотрудников есть возможность попадания в кадровый резерв предприятия.

К нематериальным способам относятся конкурсы профессионального мастерства и программы адаптации новых сотрудников. За эффективные показатели работы сотрудники также отмечают наградами, почетными грамотами и благодарственными письмами.

Отдельно стоит упомянуть конкурс «Лучший по профессии», который «Газпром нефть» проводит с 2016 года. Главные цели, которые преследует данное мероприятие – повышение мотивации специалистов, развитие их профессиональных навыков, распространение передового опыта, а также поощрение рациональных и безопасных методов работы. В 2017 году конкурс прошел в г. Ханты-Мансийске среди 12 предприятий «Газпром нефти». В конкурсе приняло участие 98 человек по 9 рабочим специальностям. Примечательно, что первое место в своей номинации занял электрогазосварщик Новопортовского месторождения Александр Теличко.

Сотрудники «Газпромнефть-Ямала» обязательно проходят курс «Дисциплина соблюдения основных правил безопасности», а также обучаются анализу возникновения рисков на предприятии по методике «Пять шагов».

Кроме того, при въезде на Новопортовское месторождение специалисты проходят предвахтовый медосмотр и вводный инструктаж по производственной безопасности. Передвижение по территории производственных объектов и осуществление работы на промысле разрешены только в средствах индивидуальной защиты (СИЗ): каска, специальная защитная одежда и др. Поскольку НГКМ располагается на удалении от крупных населенных пунктов, для оперативного оказания медицинской помощи на месторождении организован здравпункт.

С 2013 года «Газпромнефть-Ямал» активно участвует в строительстве инфраструктуры в населенных пунктах вблизи Новопортовского месторождения (с. Новый Порт, с. Мыс Каменный). В с. Новый Порт, например, было построено 4 многоквартирных дома, сдано 79 квартир в капитальном исполнении. Строительство велось при содействии администрации Ямальского района при финансовой поддержке «Газпромнефть-Ямала».

В рамках программы социальных инвестиций «Родные города», цель которой – повышение качества жизни в регионах присутствия компании, расширение доступа их жителей к качественной среде, образованию и культуре. В 2017 году при поддержке «Газпромнефть-Ямала» в с. Мыс Каменный открыли многофункциональный детский городок в центре села. Интересно, что при строительстве детской площадки учитывались климатические особенности региона, а в монтаже площадки принимали участие местные жители.

Кроме того, в с. Мыс Каменный и с. Новый Порт, как и в других населенных пунктах России, прошел фестиваль уличного искусства «Стенография» – ежегодное стрит-арт событие, объединяющее ведущих российских и зарубежных художников уличного искусства, благодаря которому в селах появилось по одному арт-объекту, каждый из которых подчеркнул уникальность местной природы и культуры народов Севера.

В этом же году «Газпромнефть-Ямал» совместно с администрацией Ямальского района осуществила масштабную уборку берегов Обской губы в рамках программы «Газпром нефти» по утилизации «исторического наследия» времен СССР. Уборка проводилась силами жителей сел из числа коренных народов Севера, трудоустроенных на летний период в «Газпромнефть-Ямал» с привлечением сотрудников промысла по обслуживанию Новопортовского месторождения и специализированной техники.

Дело в том, что во времена освоения Крайнего Севера Мыс Каменный был

ФАКТЫ

4165

м²

жилой площади построено при финансовой поддержке «Газпромнефть-Ямала»

3

баржи

металлолома общим объемом больше 2,5 тыс. тонн было собрано в с. Новый Порт летом 2016 г.

опорной базой для Заполярной геофизической экспедиции (ЗГЭ), которая вела разработку уникальных нефтегазовых месторождений Ямала, а село Новый Порт – для рыбной отрасли. Активная деятельность того периода привела к постепенному накоплению большого количества отходов, металлолома, стройматериалов, которые в силу автономии поселка и крайней удаленности не могли быть вывезены на Большую землю. К счастью, теперь ситуацию удалось переломить.

Была разработана и утверждена трехлетняя программа по утилизации «исторического наследия». Впервые большая экологическая акция нефтяников и жителей прошла в с. Новый Порт летом 2016 года – было собрано и отправлено на переработку 3 баржи металлолома общим объемом больше 2,5 тыс. тонн. Осенью того же года «Газпромнефть-Ямал» оказала помощь в выделении специальной техники и сотрудников для проведения экологических акций в Мысу Каменном.

В течение зимы 2016–2017 гг. в Новом Порту силами «Газпромнефть-Ямала» проводилась уборка металлолома, накопленного в прибрежной зоне в районе уникального памятника архитектуры – Новопортовского мерзлотника. Также компания профинансировала экологическую волонтерскую акцию по уборке острова Вилькицкого, что стало очередным вкладом компании в улучшение экологии Арктики.

Компания, для которой «персонал» – это не обезличенное слово, а забота об экологии – не пустой звук, неминуемо добивается новых и новых успехов. ●

KEYWORDS: «Gazpromneft-Yamal», social investment, personnel policy, Novoportovskoye field, motivation of employee.



О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД...

Азербайджан притормозил вторую фазу «Шах-Дениза»

Начало второй фазы освоения газоконденсатного месторождения Шахдениз на Каспии стоимостью более \$10 млрд может быть отложено на 2013 г. из-за возникших в начале разработки месторождения проблем – сообщил 2 октября 2007 г. вице-президент StatoilHydro-Azerbaijan. Пик добычи по Фазе 2 Шахдениз намечен на 2015 г. в объеме свыше 20 млрд м³ газа в год.

• Комментарий Neftegaz.RU

По итогам 1 полугодия 2017 г ВР-Azerbaijan сократила добычу природного газа с месторождения Шах-Дениз на 6%. С Помимо газа,



на Шах-Денизе газовый конденсат. Сегодня максимальная мощность существующей добывающей системы на месторождении составляет 30 млн м³/сутки газа.

«Газпром геофизика» впервые осуществила ГРП

330 октября 2007 г. «Газпром геофизика» осуществило интегрированный проект по ГРП на скважинах № 51 и № 56 Марковского газоконденсатного месторождения ООО «Кубаньгазпром».

Комментарий Neftegaz.RU

Сегодня ГРП применяется повсеместно, но технология имеет ряд недостатков связанных с водоемкостью и экологией. В сентябре 2016 г. на Мессояханефтегазе завершилось строительство горизонтальных скважин с множественными ответвлениями. Строительство многоствольных скважин новой конструкции велось по технологии, «рыбья кость», которая является альтернативой использованию ГРП. ●

АТАМАН
www.atamanguns.ru

ПНЕВМАТИЧЕСКИЕ ВИНТОВКИ АКСЕССУАРЫ



НОВИНКИ

ООО «МЗВО»
+7 (495) 9847629

БЕЗОПАСНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ НА НОВОПОРТОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ: С ЗАБОТОЙ ОБ АРКТИКЕ

УДК 628.196

Анастасия Никитина





ОСВОЕНИЕ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ КРАЙНЕГО СЕВЕРА – ПРИОРИТЕТНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ РАБОТЫ КРУПНОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИИ – «ГАЗПРОМ НЕФТИ». НОВОПОРТОВСКОЕ – ОДНО ИЗ САМЫХ СЕВЕРНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ЕЙ ПРИНАДЛЕЖАЩИХ – РАЗРАБАТЫВАЕТСЯ ДОЧЕРНЕЙ СТРУКТУРОЙ «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ЯМАЛ». КАК ПРЕДПРИЯТИЮ УДАЕТСЯ ПОВЫШАТЬ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ В СТОЛЬ ТЯЖЕЛЫХ КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ, ПРИ ЭТОМ СОХРАНЯЯ ХРУПКУЮ ЭКОСИСТЕМУ РЕГИОНА, ЧЕМ ИНТЕРЕСНА КОНСТРУКЦИЯ НОВЕЙШЕГО НЕФТЕНАЛИВНОГО ТЕРМИНАЛА «ВОРОТА АРКТИКИ» И КАКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПРОВОДЯТСЯ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ НА ПРОМЫСЛЕ?

THE DEVELOPMENT OF HARD-TO-RECOVER HYDROCARBON RESERVES IN THE FAR NORTH IS A PRIORITY DIRECTION FOR GAZPROM, THE LARGEST OIL AND GAS COMPANY. THE NOVOPORTOVSKOYE FIELD IS THE NORTHERNMOST OF THE FIELDS OWNED BY THE COMPANY - IT IS BEING DEVELOPED BY A SUBSIDIARY OF GAZPROMNEFT-YAMAL. HOW DOES THE COMPANY MANAGE TO IMPROVE PRODUCTION PERFORMANCE IN SUCH SEVERE CLIMATIC CONDITIONS, WHILE PRESERVING THE FRAGILE ECOSYSTEM OF THE REGION, WHAT IS INTERESTING ABOUT THE DESIGN OF THE NEWEST OIL TERMINAL "GATE OF THE ARCTIC" AND WHAT MEASURES ARE TAKEN TO PREVENT EMERGENCIES IN THE OIL INDUSTRY?

Ключевые слова: экология, забота об окружающей среде, «Газпромнефть-Ямал», терминал «Ворота Арктики», производственная безопасность.

Новопортовское – одно из самых крупных на сегодняшний день разрабатываемых нефтегазоконденсатных месторождений на территории РФ. Извлекаемые запасы – более 250 млн тонн нефти и конденсата, а также более 320 млрд м³ газа, если учитывать палеозойские отложения.

Разрабатывать подобные залежи невероятно сложно: на людей и промышленные объекты оказывают постоянное влияние суровые, резко меняющиеся климатические условия – сильные ветра, ураганы, обильные осадки, густые туманы, аномально низкие температуры, метели...

В этой связи Арктический регион предъявляет особые требования к компаниям и их оборудованию и инструментам, эксплуатируемым на промысле. Техника должна бесперебойно работать в условиях низких температур и иметь высокую проходимость, а персонал – обладать всеми необходимыми компетенциями для работы в сверхтяжелых условиях.

Дочерняя структура «Газпром нефти» – «Газпромнефть-Ямал» – была специально создана в 2011 году в рамках проекта по освоению Новопортовского месторождения. Полномасштабное эксплуатационное бурение началось в 2014 году.

На сегодняшний день нефть с месторождения до побережья проходит по напорному нефтепроводу протяженностью более 100 км и мощностью

ФАКТЫ

В декабре **2016** г.

танкер «Штурман Альбанов» первым в мире получил свидетельство судна полярного плавания

4 раза в год

на Новопортовском месторождении проводятся тактико-специальные учения по ликвидации и предотвращению ЧС

600 тыс. тонн/год, а потребителям она доставляется по Северному морскому пути танкерами в сопровождении ледоколов. Интересно отметить, что последние 6 танкеров, построенные специально для проекта арктического класса, могут самостоятельно преодолевать сопротивление льда до 1,8 м и без ледокольного сопровождения.

Уже введен в эксплуатацию и второй трубопровод диаметром 530 мм, строительство которого началось в 2015 году. Его пропускная способность – не менее 5,5 млн тонн/год, которая в случае необходимости может быть увеличена.

Разумеется, при работах подобного масштаба в таком экологически хрупком регионе обеспечение постоянного экомониторинга очень важно, а после ввода в эксплуатацию выносного нефтеналивного терминала башенного типа «Ворота Арктики», экологическая безопасность и вовсе стала главным приоритетом в работе «Газпромнефть-Ямала».



В этой связи в первую очередь стоит упомянуть о конструктивной особенности «Ворот Арктики» – так называемом принципе «нулевого сброса» – комплексе технических решений, не допускающих попадания нефтепродуктов в атмосферу. Благодаря автоматизации и дублированию всех систем терминала загрузка ведется с минимальным риском.

Так, корпус и основание терминала полностью герметичны, а механизм нефтеналивных рукавов спроектирован с учетом быстроразъёмного соединения, благодаря чему в случае аварийной ситуации произойдет мгновенная расстыковка терминала с танкером, т.е. в случае ЧП он способен удерживать нефть внутри до полной остановки насосов. Конструкция терминала надежно защищена от гидроудара – испытания на прочность проводились Крыловским научным институтом и Научным центром Гамбурга. Кроме того, конус в основании терминала служит ледоломом.

Транспортируется нефть на новейших танкерах, специально построенных по заказу «Газпром нефти». Судна соответствуют самым высоким стандартам безопасности судоходства, а их корпуса изготовлены из специальной высокопрочной и устойчивой к низким температурам стали.

Один из таких танкеров – «Штурман Альбанов» – имеет наивысший класс экологической безопасности, а в декабре 2016 года первым в мире получил свидетельство судна полярного плавания – документ, подтверждающий его соответствие требованиям Полярного кодекса, который вступил в силу с 1 января 2017 года и выработан на основе оценки рисков, характерных для полярных вод. Кодекс призван обеспечить безопасную эксплуатацию судов и защиту окружающей среды.

Помимо безопасной эксплуатации промышленных объектов и нефтетанкеров, не менее 4-х раз в год на Новопортовском месторождении проводятся тактико-специальные учения.

Совсем недавно, в июле 2017 года, такие учения (по ликвидации чрезвычайной ситуации, связанной с условным разливом нефти) прошли на терминале «Ворота Арктики» и в прилегающей акватории Обской губы. Маневры проводились с целью оценки готовности и достаточности сил и средств для локализации и ликвидации последствий ЧС, отработки практических навыков сотрудников аварийно-спасательных формирований.

По легенде учений во время отгрузки через арктический терминал на танкере возникла аварийная ситуация, произошел условный разлив 4,7 тыс. м³ нефти с возгоранием и угрозой загрязнения береговой линии. Локализация и ликвидация условного разлива в акватории осуществлялись силами морской спасательной службы

ФАКТЫ

Более **50** человек

приняли участие в учениях в 2017 году

354

учебно-тренировочных занятий «Газпромнефть-Ямал» уже организовала на Новопортовском НГКМ в 2017 г. И показатель продолжает расти.

4,5 млн

мальков муксуна и 1,2 млн мальков пеляди в 2017 году «Газпромнефть-Ямал» выпустила в реки ЯНАО и ХМАО-Югры.

Росморречфлота, загрязнение берега предотвращали сотрудники пожарной охраны и аварийно-спасательных формирований «Газпромнефть-Ямала». Всего в маневрах приняли участие более 50 человек.

«Мы обеспечиваем максимальную безопасность на наших производственных объектах, – отметил после завершения учений генеральный директор «Газпромнефть-Ямала» Алексей Овечкин. – Наши специализированные службы постоянно находятся в режиме «боевой готовности». Очередная проверка подтвердила, что компания располагает достаточными силами и средствами для ликвидации возможных инцидентов и их последствий».

Помимо ежеквартальных учений, ежемесячно на предприятии организуются учебно-тренировочные занятия (УТЗ) по локализации и ликвидации последствий аварий. Так, к сентябрю 2017 года на промысле прошло уже 354 (!) учебно-тренировочных занятий.

2 раза в год сотрудники тюменского офиса компании отработывают навыки эвакуации из бизнес-центра при условном возникновении пожара: полученные знания вырабатывают у них умения грамотно действовать в случае возникновения аварийных ситуаций.

Отдельно стоит сказать о том,





что для локализации и ликвидации последствий ЧС на Новопортовском месторождении создано профессиональное аварийно-спасательное формирование (ПАСФ), которое несет круглосуточное дежурство и находится в постоянной готовности для немедленного реагирования в случае возникновения аварийных или чрезвычайных ситуаций на производственных объектах предприятия.

ПАСФ оснащены современной спасательной техникой, предназначенной для своевременного спасения работников, оказания первой помощи пострадавшим, а также эвакуации персонала. Готовность ПАСФ также регулярно проверяется на учениях и тренировках.

Кроме того на месторождении установлен передвижной комплекс ЛАРН (комплекс для ликвидации аварийных разливов нефти), имеются автомобили повышенной проходимости (ТРЭКОЛ), укомплектованные медицинским оборудованием, а также функционируют стационарные здравпункты, где квалифицированный медицинский персонал находится на круглосуточном дежурстве.

Более того, на Новопортовском НГКМ отдельно создано штатное аварийно-спасательное формирование (НАСФ), в которое вошли сотрудники предприятия. Работники, входящие в состав НАСФ, прошли обучение по профессиональной программе подготовки спасателей и аттестованы комиссией Минэнерго. НАСФ также оснащено всеми необходимыми современными техническими средствами для проведения аварийно-спасательных работ при ликвидации ЧС.

Надо отметить, что абсолютно все производственные объекты Новопортовского месторождения построены с учетом лучших мировых стандартов, с применением решений, позволяющих минимизировать воздействие на окружающую среду и гарантировать надежную работу в сложных климатических условиях.

ФАКТЫ

С 1 января 2017 г.

вступил в силу Полярный кодекс, призванный обеспечить безопасную эксплуатацию судов и защиту окружающей среды

-50°C

даже при таких температурах терминал «Ворота Арктики» успешно эксплуатируется

На протяженных участках трубопроводов установлены блоки обогрева персонала (БОП) для комфортной работы в холода. На всех объектах имеются системы оповещения при возникновении аварийных ситуаций и ЧС, первичные средства пожаротушения, системы противопожарной защиты, а также работают специалисты HSE, которые организуют и контролируют безопасную эксплуатацию объектов и работу людей на них.

Защита окружающей среды не ограничивается лишь совершенствованием технологий и мер промбезопасности для минимизации вреда – важно также суметь сохранить уникальную природу российского Крайнего Севера в неизменном виде. Ради этой цели и проводится постоянный экологический мониторинг.

Кроме того, компания учитывает интересы коренного населения и необходимость сохранения фауны тундры. Например, при строительстве нефтепровода от Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения до Мыса Каменного были предусмотрены специальные переходы для оленей, а в 2017 году «Газпромнефть-Ямал» выпустила в реки ЯНАО и ХМАО-Югры более 4,5 млн мальков муксуна и 1,2 млн мальков пеляди как вклад в восстановление водных биоресурсов на территории Ямало-Ненецкого автономного округа.

Ведение деятельности в соответствии с мировыми экологическими требованиями – это, пожалуй, главное обязательство любого предприятия, работающего в Арктическом регионе. В этой связи особенно важно, что бережное отношение к природе – один из приоритетов крупнейшего из них – «Газпромнефть-Ямала». Главное, чтобы, наращивая масштабы производства, компания и дальше ответственно выстраивала стратегию грамотного и эффективного природопользования. ●

KEYWORDS: *ecology, environmental care, «Gazprom-Yamal», the terminal «Gate of the Arctic», industrial safety.*



ЗАГОРОДНЫЙ КЛУБ «ARTILAND»: ИЗЫСКАННЫЙ ОТДЫХ НЕДАЛЕКО ОТ СТОЛИЦЫ

ЛЮДЯМ, ЖИВУЩИМ В РИТМЕ БОЛЬШОГО ГОРОДА, ЧАСТО БЫВАЕТ НЕПРОСТО ВЫДЕЛИТЬ ВРЕМЯ НА ПОЛНОЦЕННЫЙ ОТПУСК, ТЕМ БОЛЕЕ ЗА ГРАНИЦЕЙ. К СЧАСТЬЮ, СЕГОДНЯ НЕТ НЕОБХОДИМОСТИ УЕЗЖАТЬ ДАЛЕКО, ЧТОБЫ ОКУНУТЬСЯ В АТМОСФЕРУ ПОКОЯ, СВЕЖЕГО ВОЗДУХА И ЗДОРОВЬЯ. ЗАГОРОДНЫЙ КЛУБ «ARTILAND» ГОТОВ ПРЕДЛОЖИТЬ СВОИМ ГОСТЯМ КОМФОРТ, ВЫСОКИЙ УРОВЕНЬ СЕРВИСА И ЯРКУЮ ПАЛИТРУ РАЗВЛЕЧЕНИЙ НЕДАЛЕКО ОТ МОСКВЫ

Елена Вороная



Для того, чтобы сменить обстановку, удивить гостей, отдохнуть или поработать в необычном месте вовсе необязательно ехать далеко от Москвы. Стильный и современный загородный клуб «ARTILAND» занимает обширную территорию на берегу живописного пруда всего в 12 км от МКАД по Горьковскому шоссе.

Комплексный комфорт

Загородный клуб «ARTILAND» это 46 номеров различной категории, 4 конференц-зала, 3 банкетных зала, 3 летних шатра, 3 летние беседки, 2 домика барбекю и 6 домиков рыбака с открытой и мангальной зоной, современный SPA-комплекс ARTI Resort, фитнес-зал и панорамный бассейн, боулинг и бильярд, уникальный банный комплекс, анимация и мастер-классы в Арт-избе, рыбалка, конные прогулки, контактный зоопарк и натуральные продукты с собственной фермы, всё это позволит Вам отдохнуть от суеты большого города и окунуться в атмосферу релакса и уюта!



Для бизнеса

В загородном клубе «ARTILAND» 4 конференц-зала вместимостью от 10 до 400 человек, где можно провести конференцию, переговоры или деловую встречу на самом высоком уровне. Конференц-залы оснащены системой кондиционирования, доступом к сети Интернет, возможностью синхронного перевода. Также возможна организация видеоконференций. Мероприятие будет сопровождать профессиональный менеджер, который решит все возникающие вопросы. Наши повара разработают меню вкусных бизнес-ланчей и кофе-брейков. Кроме того, при необходимости будет подготовлена развлекательная программа и организован яркий банкет. Таким образом, вам нужно будет сделать только одно – пригласить гостей, всё остальное мы возьмем на себя!

Для души и тела

На территории клуба расположен уникальный банный комплекс, который включает в себя 3 бани: Знахарскую, Карельскую, Семейную и 3 бани-коттеджа: Сибирский, Купеческий и Боярский, с возможностью проживания до 10 человек. Каждая баня отличается своим внутренним убранством и интерьером, а также особой «банной» культурой и философией. А еще здесь можно насладиться неспешными конными прогулками по лесным тропинкам, игрой в боулинг или бильярд, провести пару часов за рыбной ловлей, поплавать в панорамном бассейне, принять ванну с шампанским или сделать тайский массаж в SPA ARTI Resort.



Ресторан загородного клуба «ARTILAND» предлагает насладиться изысканными блюдами средиземноморской, европейской, итальянской, японской и кавказской кухни, представленными в традиционном и авторском исполнении Шеф-повара ресторана. По выходным здесь играет живая музыка и царит атмосфера радушия и гостеприимства.

Для детей и взрослых открыто посещение нашего фермерского хозяйства, где своими глазами можно увидеть процесс производства натуральной молочной продукции, а заодно познакомиться с его обитателями: павлинами, фазанами, куропатками, пони, ну и, конечно, коровами, кроликами, курами и многими другими. Также на территории отеля есть безопасные уличные детские площадки, поющий фонтан, ежедневные анимационные программы и мастер-классы.

Новый год 2018 в Artiland

Приглашаем окунуться в новогодний мир мюзикла «BENGAL'»! Вас ждет шоу-программа от лучших коллективов Москвы и искрометный заряд от кавер-бэнда, Айс-меню и welcome-drink из ледяных бокалов, это снежное магическое шоу и скульптуры из льда, танцевальный stand up баттл по мотивам традиций Бенгальского залива; катание на санях, праздничный салют, подарки и сюрпризы от Клуба! Действуют скидки на раннее бронирование. ●

Контакты:

www.arti-land.ru

Тел.: +7 (495) 276-21-21

Московская обл., Балашиха, Новское шоссе, 10



ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ОБЪЕКТОВ ТЭК

ОБЪЕКТЫ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ВО ВСЕМ МИРЕ ОТНОСЯТСЯ К ПОТЕНЦИАЛЬНО ОПАСНЫМ ПРОИЗВОДСТВАМ. ПОВЫШЕННЫЙ РИСК В СВОЮ ОЧЕРЕДЬ ДИКТУЕТ ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ ОСНАЩЕНИЕ ОБЪЕКТОВ ОТРАСЛИ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОЙ И НАДЕЖНОЙ ПРОДУКЦИЕЙ ПРОТИВОПОЖАРНОГО НАЗНАЧЕНИЯ. КАКИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ В ЭТОЙ СФЕРЕ МОГУТ ПРЕДЛОЖИТЬ РОССИЙСКИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ?

THE FUEL AND ENERGY INDUSTRY FACILITIES ALL OVER THE WORLD ARE RELATED TO POTENTIALLY HAZARDOUS INDUSTRIES. INCREASED RISK, IN ITS TURN, DICTATES THE MANDATORY EQUIPPING OF THE INDUSTRY WITH HIGH-TECH AND RELIABLE FIRE-FIGHTING PRODUCTS. WHAT TECHNICAL SOLUTIONS CAN RUSSIAN PRODUCERS OFFER IN THIS AREA?

Ключевые слова: промышленная безопасность, системы пожаротушения, оборудование, импортозамещение.



Виноградский Владимир Васильевич,
к.т.н., главный инженер
ЗАО «ПО «Спецавтоматика»

Добыча, транспортировка и хранение легковоспламеняющихся и горючих веществ относятся к ряду потенциально опасных производств, а соответствующие объекты являются объектами повышенного риска.

Понимая опасность и последствия пожаров в нефтегазовом комплексе, специалисты ЗАО «ПО «Спецавтоматика» непрерывно отработывают новые технические решения и оптимизируют характеристики уже выпускаемого оборудования с учетом современных требований в топливно-энергетическом комплексе.



РИС.1. Модуль подачи пенообразователя МПП



Сегодня ЗАО «ПО «Спецавтоматика» – ведущее производственное предприятие в РФ в области разработки и производства автоматических систем пожаротушения, которое вносит весомый вклад в обеспечение пожарной безопасности объектов всех сфер деятельности. Номенклатура выпускаемых изделий для систем автоматического пожаротушения, охранной, пожарной сигнализации позволяет полностью обеспечить потребителя всей необходимой элементной базой и агрегированными установками для комплектации систем



пожаротушения: модульные пожарные насосные установки, оросители общего и специального назначения, узлы управления, запорная арматура, оповещатели, извещатели (тепловые, газовые, аспирационные) и прочее.

Практика борьбы с пожарами на объектах ТЭК показывает, что наиболее эффективным методом тушения нефтепродуктов является применение огнетушащего вещества на основе пенообразователей. Эффективность, качество и количество пены во многом зависит от конструкции оборудования для ее дозирования. Принимая во внимание все достоинства и недостатки имеющихся на рынке систем дозирования, специалисты ЗАО «ПО «Спецавтоматика» разработали оптимальное решение – **модуль подачи пенообразователя (МПП) (рис. 1)**. МПП – устройство автоматического дозирования пенообразователя (смачивателя) в спринклерных и дренчерных установках пожаротушения с переменным расходом. Использование воды с добавкой смачивателя на основе пенообразователя позволяет снизить интенсивность орошения и при этом расход в 1,5 раза меньше, чем для спринклерных систем.

Анализ рынка дозирующих устройств показал ключевые моменты, которыми отличаются импортные устройства: высокая стоимость, большие сроки поставки, а также малая информативность системы обратной связи. Основными достоинствами МПП производства ЗАО «ПО «Спецавтоматика» стали возможность интеграции в общую систему пожаротушения с помощью интерфейса RS-485, визуальный и автоматический контроль уровня израсходованного пенообразователя и режим работы устройства.

Для обеспечения эффективного тушения и локализации пожаров классов А и В объемным или локально-объемным способом в нефтяной, химической, нефтехимической и газовой промышленности, предприятие расширило модельный ряд **генераторов пены высокой кратности «Атлант» (рис. 2)**.

В области повышенной опасности возникновения пожара топливно-энергетического комплекса находятся и объекты кабельного (энергетического) обеспечения технологического оборудования. Наиболее эффективной и безопасной технологией для тушения данного вида групп помещений является применение тонкораспыленной воды. Поэтому новой разработкой для защиты ТЭК стала технология защиты от пожара с помощью водяного тумана – **установка пожаротушения тонкораспыленной водой высокого давления «БАСТИОН-ВД» (рис. 3)**.



РИС.2. Генератор пены высокой кратности «Атлант»



РИС.3. Установка пожаротушения тонкораспыленной водой высокого давления «Бастион-ВД»

Для предупреждения перегрева технологического оборудования выше предельно допустимых температур на предприятии ведется разработка установок водяного охлаждения резервуаров для хранения нефтепродуктов.

Коллектив бийского предприятия «Спецавтоматика» – специалисты, обладающие высокой квалификацией и имеющие большой опыт работы, всегда помогут осуществить подбор оборудования, проконсультировать по правилам эксплуатации, а также подобрать аналог импортной продукции.

Солидная история, доброе имя компании и способность к инновациям в производстве продукции – все это дает основания считать Бийский завод «Спецавтоматика» – лидером в области защиты от пожара на объектах оборонно-промышленного и нефтегазового комплексов, объектах торговли, культуры и спорта. ●

Контакты:

ЗАО «ПО «Спецавтоматика»
Россия, Алтайский край,
г. Бийск, ул. Лесная, 10
тел. / факс:
+7(3854) 44-91-14 / 44-90-70
8-800-2008-208
(бесплатная линия на территории РФ)
e-mail: info@sa-biysk.ru
www.sa-biysk.ru

KEYWORDS: *industrial safety, fire-fighting systems, equipment, import substitution.*

ЦИФРОВИЗАЦИЯ В ТЭК: куда мы движемся?

УПРАВЛЕНИЕ РАЗБРОСАННЫМИ ПО ВСЕЙ СТРАНЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫМИ АКТИВАМИ — ДАВНЯЯ «ГОЛОВНАЯ БОЛЬ» ТЭК. ДЕЙСТВИТЕЛЬНО, КАК ОТСЛЕЖИВАТЬ СОСТОЯНИЕ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ, ЕСЛИ НАХОДЯТСЯ ОНИ ДРУГ ОТ ДРУГА В СОТНЯХ КИЛОМЕТРОВ? КАК ПРЕДОТВРАТИТЬ ПОЛОМКУ УЭНЦ? ОПАСАТЬСЯ ЗАСОРЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКИМИ ПРИМЕСЯМИ, ИЛИ ВСЕ ЖЕ БЕСКОНТРОЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ? СКОЛЬКО ЕЩЕ ПРОРАБОТАЕТ ТРАНСФОРМАТОР? ДО НЕДАВНЕГО ВРЕМЕНИ ОТВЕТИТЬ НА ЭТИ ВОПРОСЫ БЫЛО НЕПРОСТО. СЕГОДНЯ ЖЕ ПОМОЧЬ С ПОДОБНЫМИ ПРОБЛЕМАМИ СПОСОБНЫ ТЕХНОЛОГИИ ПРОМЫШЛЕННОГО ИНТЕРНЕТА ВЕЩЕЙ, IIOT (INDUSTRIAL INTERNET OF THINGS).

MANAGEMENT OF INDUSTRIAL ASSETS SCATTERED THROUGHOUT THE COUNTRY IS A LONGTIME "HEADACHE" OF THE FUEL AND ENERGY INDUSTRY. INDEED, HOW TO MONITOR THE STATE OF GAS PUMPING UNITS, IF THEY ARE HUNDREDS OF KILOMETERS APART? HOW TO PREVENT THE BREAKDOWN OF THE ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP UNIT (ESPU)? WHAT TO FEAR OF: CLOGGING WITH MECHANICAL IMPURITIES OR UNCONTROLLED OPERATION? HOW MUCH LONGER WILL THE TRANSFORMER WORK? UNTIL RECENTLY, IT WAS NOT EASY TO ANSWER THESE QUESTIONS. TODAY, TECHNOLOGIES OF INDUSTRIAL INTERNET OF THINGS (IIOT) ARE ABLE TO HELP WITH SOLVING SUCH PROBLEMS.

Ключевые слова: промышленный интернет, информационные системы, нейросети, прогнозная аналитика, ПоТ.

Надежда Куприянова

Сама идея онлайн-сбора данных о работе оборудования не нова – попытки организовать получение информации от промышленных систем предпринимались еще до существования всемирной сети. Однако развития подобные проекты не получили по очень простой причине: собираемые данные приносили недостаточно практической пользы. Но ситуация меняется, развиваются системы обработки и передачи информации, растут вычислительные мощности. Едва ли не каждый день слышны новости про очередные достижения нейросетей: им под силу и поиск людей с похожими лицами, и анализ сбивчивой речи, и даже написание простых мелодий.

Перспективные разработки в области анализа данных есть и в России. Так, российский промышленный холдинг РОТЕК (входит в группу компаний «Ренова») предлагает отечественным предприятиям систему «ПРАНА». Прогнозная аналитика – именно этот термин лег в основу названия системы – способна предсказать поведение машины. Для этого «ПРАНА» строит индивидуальную модель каждой конкретной установки и сравнивает с ней поступающие с датчиков сигналы. Применение предиктивных математических алгоритмов при анализе данных позволяет системе выявлять дефекты в узлах и деталях установок за 2–3 месяца до того, как они приведут к поломке. Подключить к «ПРАНЕ» можно практически любое

оборудование: ее математическое ядро «всеядно», а сама платформа легко интегрируется в штатные системы управления технологическим процессом. К слову, распространенные сегодня платформы АСУ ТП сигнализируют о неполадках лишь «по факту», т.к. показания датчиков в «зеленой зоне» они игнорируют, а значит, не в состоянии заблаговременно обнаружить опасные тенденции.

Сегодня система «ПРАНА» широко применяется в энергетике – свое оборудование технологиям прогнозтики доверили такие компании, как «Мосэнерго», «Т Плюс» и «Татэнерго». К серверам системы сегодня подключается более 3 ГВт генерирующих мощностей, а всего «ПРАНА» проанализировала более 1 млн часов работы оборудования. Совместно с «Мосэнерго» разработчик системы реализует пилотный проект по подключению энергоблока ПГУ-450 на московской ТЭЦ-27. «ПРАНА» будет прогнозировать состояние основного оборудования энергоблока – двух газотурбинных установок ГТЭ-160, паровой турбины, генератора, двух котлов-утилизаторов и дожимной компрессорной станции. Таким образом, все оборудование энергоблока будет анализироваться в рамках одной платформы. Такая степень унификации значительно упростит работу станционного персонала, а значит, повысит эффективность и безопасность эксплуатации энергоблока.





«ПРАНА» автоматически определяет деградацию проточной части турбины и компрессора, опорной и упорной части подшипников турбины и генератора, а также повреждения горелочных устройств и отказы контрольно-измерительных приборов. В случае комплексных дефектов оборудования, эксперты Ситуационного центра «РОТЕК» анализируют параметры, которые вносят наибольший вклад в выявленное отклонение – их конкретный перечень алгоритмы системы определяют автоматически. Это позволяет организовать круглосуточное экспертное сопровождение большого парка оборудования. При этом подключение к глобальной сети для системы не обязательно: математический аппарат «ПРАНА» годен к автономной работе на удаленных объектах: газоперекачивающих установках, генераторах, корабельных двигателях и пр.

«На одной из турбин при снижении активной мощности отмечался рост уровня осевой вибрации подшипника генератора №4. «ПРАНА» не только предсказала, когда эта вибрация выйдет на уровень сигнализации, но и помогла найти ее причину. И она оказалась достаточно нетривиальной: отклонение сопровождалось снижением температуры охлаждающего воздуха щеточно-контактного аппарата, который поступал через отверстие в подставке задней площадки генератора. Выяснилось, что с уменьшением нагрузки температура его корпуса снижалась, что приводило к ослаблению крепежа подшипникового узла, а значит, и росту осевой вибрации. Благодаря раннему оповещению, оператор турбины смог запланировать ремонт и устранить этот дефект во время планового останова. Вибрация была снижена более, чем в два раза и больше не росла», — рассказывает Технический директор проекта «ПРАНА» Максим Липатов.

Для эффективного управления активами детальные данные и прогноз состояния оборудования не менее важны, чем точная карта при кругосветном путешествии. Раннее выявление дефектов не просто спасает от аварий, но и качественно изменяет логику обслуживания оборудования: аварийные ремонты становятся

плановыми. Зная о грядущей неполадке, менеджмент может запланировать останов оборудования, в комфортные сроки заказать необходимые комплектующие и провести качественный – а не экстренный – ремонт. Предсказуемость в этом процессе экономит компании значительные средства за счет оптимизации логистики и закупочных процессов.

Не стоит забывать и про субъективность сотрудников. Дело в том, что информация о реальном состоянии установок по пути к менеджменту часто искажается. Что привело к поломке погружного насоса? Неконтролируемая эксплуатация или механические загрязнения? Случайно или намерено, но неопределенность в этом вопросе чаще трактуется в пользу эксплуатационного персонала.

Есть у субъективного подхода к ремонтам и еще один минус: борьба менеджмента за сокращение ремонтных бюджетов парадоксально приводит к увеличению реальных расходов. С точки зрения эксплуатационного персонала, бюджет на плановый ремонт увеличить крайне сложно, а вот получить деньги на аварийное восстановление оборудования, напротив, достаточно легко. В результате затраты на ремонт из запланированных становятся непредсказуемыми, а значит, и контролировать их нельзя. Стоит ли говорить о том, что эффективность использования средств в этой логике оставляет желать лучшего?

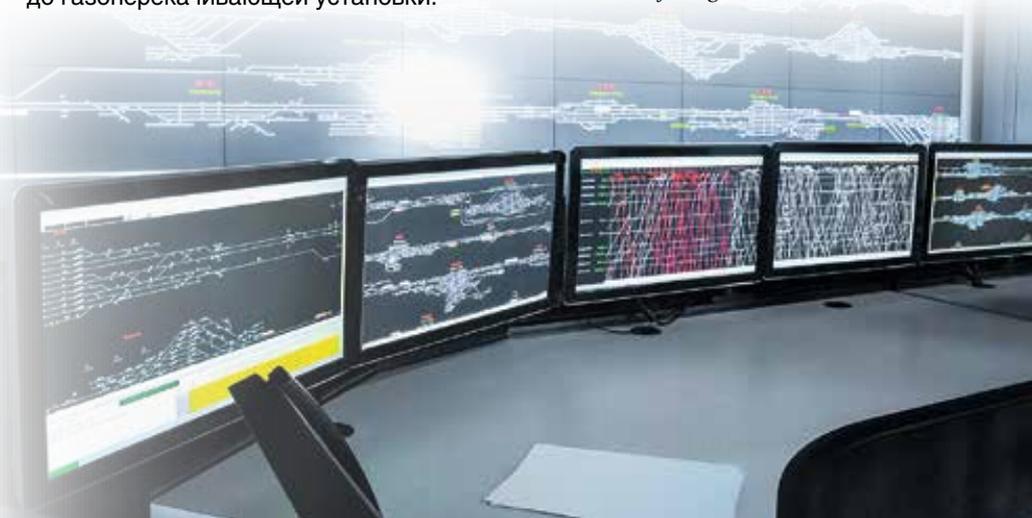
Избавиться от таких факторов позволяет применение прогностики и технологий промышленного интернета вещей. Благодаря предиктивным системам, руководство получает полную картину состояния всего парка оборудования – от электродвигателя до газоперекачивающей установки.

Подобная прозрачность значительно повышает эффективность управления: контролировать теперь можно не только работу эксплуатационного персонала, но и подрядчиков. Иначе говоря, надежность оборудования становится по-настоящему управляемым параметром.

Это означает, что в перспективе мы сможем отказаться от избыточных и строго регламентированных процедур. Ведь сегодня бесперебойная работа установок во многом обеспечивается их превентивным обслуживанием. Срок работы деталей рассчитывается на основании статистических данных об их эксплуатации, а значит, не обязательно отражает реальное состояние узлов. Именно поэтому превентивное обслуживание затратно: подшипник может проработать как вдвое больше, так и пять раз меньше назначенного ресурса. Поломка оборудования в этой логике все еще остается вопросом вероятности – несмотря на все расходы. Однако, уже в ближайшем будущем прогностика позволит чинить именно то, что в действительности скоро сломается.

Перевод аварийных ремонтов в плановые, предсказуемость поведения оборудования и рост эффективности его использования – ближайшее будущее сложных промышленных систем. Интеллектуальный задел и материальная база для очередной научно-технической революции уже появились, в том числе, и в России. В выигрыше останется тот, кто сможет перевести управление надежностью производственных активов в новую, в более эффективную логику. Дело за малым: управленческой волей. ●

KEYWORDS: *industrial Internet, information systems, neural networks, predictive Analytics, industrial internet of things.*



ВЫБОР СЕТКИ СКВАЖИН

Анализ зависимости технологических параметров разработки от типа и ориентации пятиточечной сетки скважин на анизотропном пласте

В ДАННОЙ СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ПРОБЛЕМА ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОЙ СЕТКИ СКВАЖИН ДЛЯ АНИЗОТРОПНОГО ПЛАСТА. ДАН АНАЛИЗ ЗАВИСИМОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ РАЗРАБОТКИ ОТ ТИПА И ОРИЕНТАЦИИ ПЯТИТОЧЕЧНОЙ СЕТКИ СКВАЖИН НА АНИЗОТРОПНОМ ПЛАСТЕ. ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НАЧАЛЬНЫХ ДЕБИТОВ НЕФТИ И НАКОПЛЕННОЙ ДОБЫЧИ ЖИДКОСТИ ПРЕДЛАГАЕТСЯ МОДИФИЦИРОВАТЬ ПЯТИТОЧЕЧНУЮ СИСТЕМУ, ИЗМЕНЯЯ СООТНОШЕНИЕ СТОРОН ЧЕТЫРЕХУГОЛЬНИКА В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ВЕЛИЧИНЫ АНИЗОТРОПИИ. НЕОБХОДИМАЯ ЗАВИСИМОСТЬ БЫЛА СНАЧАЛА ВЫВЕДЕНА МАТЕМАТИЧЕСКИ ИЗ УРАВНЕНИЯ ПИСМАНА И УРАВНЕНИЙ ФИЛЬТРАЦИИ, А ЗАТЕМ ДОКАЗАНА ЭМПИРИЧЕСКИ ПРИ ПОМОЩИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО СИМУЛЯТОРА TEMPEST. ПОМИМО ЭТОГО, ДЛЯ ДОСТИЖЕНИЯ МАКСИМАЛЬНЫХ ДЕБИТОВ НЕФТИ ВЫВЕДЕНА ОПТИМАЛЬНАЯ ОРИЕНТАЦИЯ СКВАЖИН ОТНОСИТЕЛЬНО ГЛАВНЫХ ОСЕЙ ПРИ ПОМОЩИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО СИМУЛЯТОРА. В ДАННОЙ СТАТЬЕ В ПРОЦЕНТНОМ СООТНОШЕНИИ ПРИВОДИТСЯ ТАКЖЕ ВЕЛИЧИНА ПОЛОЖИТЕЛЬНОГО ЭФФЕКТА МОДИФИЦИРОВАННОЙ СЕТКИ СКВАЖИН ОТНОСИТЕЛЬНО НАЧАЛЬНОЙ

THIS PAPER EXAMINES THE PROBLEM OF CHOOSING THE OPTIMAL WELL SYSTEM FOR AN ANISOTROPIC FORMATION. THE DEPENDENCE OF THE DEVELOPMENT TECHNOLOGICAL PARAMETERS ON THE TYPE AND ORIENTATION OF A FIVE-POINT SYSTEM OF WELLS ON AN ANISOTROPIC FORMATION IS ANALYZED. TO INCREASE INITIAL OIL FLOWS AND ACCUMULATED FLUID PRODUCTION, IT IS PROPOSED TO MODIFY THE FIVE-POINT SYSTEM, CHANGING THE RATIO OF THE SIDES OF THE QUADRANGLE, DEPENDING ON THE ANISOTROPY VALUE. THE REQUIRED DEPENDENCE WAS FIRST DERIVED MATHEMATICALLY FROM THE PEACEMAN EQUATION AND FILTRATION EQUATIONS, AND THEN PROVED EMPIRICALLY WITH THE HELP OF THE TEMPEST HYDRODYNAMIC SIMULATOR. IN ADDITION, TO ACHIEVE THE MAXIMUM OIL FLOWS, THE OPTIMAL ORIENTATION OF THE WELLS WITH RESPECT TO THE MAIN AXES HAS BEEN DERIVED WITH THE HELP OF THE HYDRODYNAMIC SIMULATOR. IN THIS ARTICLE, THE VALUE OF THE POSITIVE EFFECT OF THE MODIFIED WELL SYSTEM RELATIVE TO THE INITIAL ONE IS ALSO GIVEN AS A PERCENTAGE.

Ключевые слова: *проницаемость, анизотропия, пятиточечная система скважин, оптимизация, дебит, ориентация скважин, Писман, Дарси, Tempest.*

**Дмитриев
Николай Михайлович,**

**Емельянов
Кирилл Вадимович,**

**Кадет
Валерий Владимирович,**

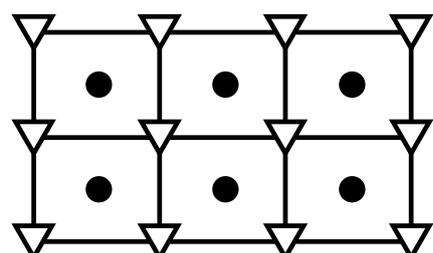
Российский государственный
университет нефти и газа
(Научно-исследовательский
университет)
имени И.М. Губкина

Объектом исследования является пятиточечная система скважин. Элемент системы представляет собой квадрат, в углах которого находятся добывающие скважины, а в центре — нагнетательная. Для этой системы отношение нагнетательных и добывающих скважин составляет 1:1. Эту систему используют при разработке низкопроницаемых, сильно неоднородных пластов, а также при проведении опытных работ на месторождениях для быстрого получения тех или иных результатов [1].

Очевидно, что при учете анизотропии проницаемости квадратная пятиточечная сетка скважин не является оптимальной.

Об этом говорили уже в середине 20 века, но до сих пор не была выведена зависимость между отношением сторон и отношением проницаемостей.

Выбор оптимальной сетки скважин и их ориентации относительно главных осей особенно значим для новых регионов нефтедобычи, где анизотропия проницаемости может достигать высоких значений. Перспективные объемы ресурсов углеводородов сосредоточены в труднодоступных регионах: Восточная Сибирь, Ямал, шельфы замерзающих арктических и субарктических морей, глубоководные шельфы. Данные регионы характеризуются суровыми природно-климатическими





условиями и необходимостью разработки инновационных технологий для освоения перспективных месторождений.

Для новых месторождений в неосвоенных и трудных для разработки регионах выбор неэффективной сетки скважин может привести к тому, что экономический эффект от реализации всей добываемой нефти будет намного ниже потенциального. В связи с этим проблема получения оптимального соотношения сторон пятиточечной системы, а также нахождение оптимальной ориентации скважин относительно главных осей при учете анизотропии проницаемости является актуальной и важной.

На важность модификации системы расположения скважин, в т.ч. из-за учета степени анизотропии фильтрационно-емкостных свойств, в своих работах указывал целый ряд авторов: Байков В.А., Жданов Р.М., Муллағалиев Т.И., Усманов Т.С. [2], К.О. Исказиев, П.П. Кибиткин, В.П. Меркулов [3], М.Н. Дмитриев, Н.М. Дмитриев, В.М. Максимов, М.Т. Мамедов [4], А.М. Нуриев [5], И.М. Бакиров [6], А.Е. Касаткин [7], С.И. Зайцев [8] и другие.

При помощи формулы Писмана [9], основной формулы, используемой в гидродинамическом моделировании для расчета дебитов, а также при помощи уравнения фильтрации и обобщенного закона Дарси для анизотропных сред тремя разными способами была получена

зависимость $\frac{X}{Y} = \sqrt{\frac{K_x}{K_y}}$, где X и Y –

стороны четырехугольника по осям X и Y соответственно. Именно при такой зависимости между соотношением сторон и величиной анизотропии достигаются самые высокие начальные дебиты нефти и самые высокие значения накопленной жидкости.

Помимо этого, в гидродинамическом симуляторе Tempest была найдена оптимальная ориентация скважин для достижения максимальных дебитов нефти при разных значениях анизотропии проницаемости. Для этого пятиточечная система с отношением сторон,

равным квадратному корню из отношения проницаемостей, поворачивалась на величину от 0 до 180 градусов с шагом в пять градусов. Оптимальный угол поворота находится в пределах от 30 до 40 градусов в зависимости от величины анизотропии. Именно при таких углах поворота достигаются самые высокие начальные дебиты нефти.

Как и предполагалось до начала исследования, значения дебитов нефти оказались симметричными относительно угла поворота в 90 градусов, на который приходится точка минимума. Стоит отметить, что при этом не учитывались боковые перетоки, которые должны образоваться при повороте системы скважин относительно главных осей.

Вывод искомой зависимости между соотношением сторон в пятиточечной системе и величиной анизотропии

Рассмотрим стандартную пятиточечную систему расположения скважин с постоянным объемом дренирования, что является необходимым условием, так как логично, что если мы просто «раздвинем» скважины, а объем дренирования не сохраним, мы автоматически получим более высокие показатели разработки, исходя из которых, можно сделать неверные выводы.

Для нахождения оптимальной зависимости между отношением проницаемостей и отношением расстояний между скважинами выберем определенные критерии, которые позволят выбрать оптимальный вариант.

Критерии выбора соотношения сторон в зависимости от величины анизотропии проницаемости в пятиточечной системе при постоянном объеме дренирования:

- Суточный дебит нефти скважины
- Накопленная добыча жидкости

Необходимая зависимость была выведена тремя различными математическими способами (из уравнения Писмана и из уравнений фильтрации), а затем решение было подтверждено в гидродинамическом симуляторе Tempest More. Каждый из трёх математических выводов будет рассмотрен отдельно.

а) Вывод искомой зависимости из уравнения Писмана

В большинстве гидродинамических симуляторов, в том числе в Tempest More, дебит скважины рассчитывается для каждой вскрытой ячейки отдельно и потом суммируется [10]:

$$q_{ii} = \lambda_{ii} \times WI_I \times (p_I - p_{bh}), \quad (1)$$

где:

q_{ii} – дебит i -го компонента из вскрытого скважиной блока l ;

λ_{ii} – подвижность i -го компонента в блоке l . Для нагнетательных скважин используется подвижность закачиваемого флюида;

WI_I – сообщаемость скважина-пласт в блоке l ;

p_I – давление в блоке l , приведенное к глубине приведения забойного давления;

p_{bh} – забойное давление в скважине, приведенное к глубине приведения забойного давления.

Для каждой вскрытой ячейки производится расчет сообщаемости скважина-пласт WI_I по формуле:

$$WI_I = \frac{\theta \times k_1 \times h_1 \times f_1}{\ln\left(\frac{r_{ol}}{r_w}\right) + S_1}, \quad (2)$$

где:

θ – $\pi/2$, π или 2π для скважин, расположенных соответственно в углу, на границе или в центре блока прямоугольной сетки;

k_1 – проницаемость для блока l , где k_1 и k_2 проницаемости в направлениях, перпендикулярных направлению скважины;

h_1 – мощность интервала перфорации в блоке l ;

f_1 – множитель для перфорации в блоке l ;

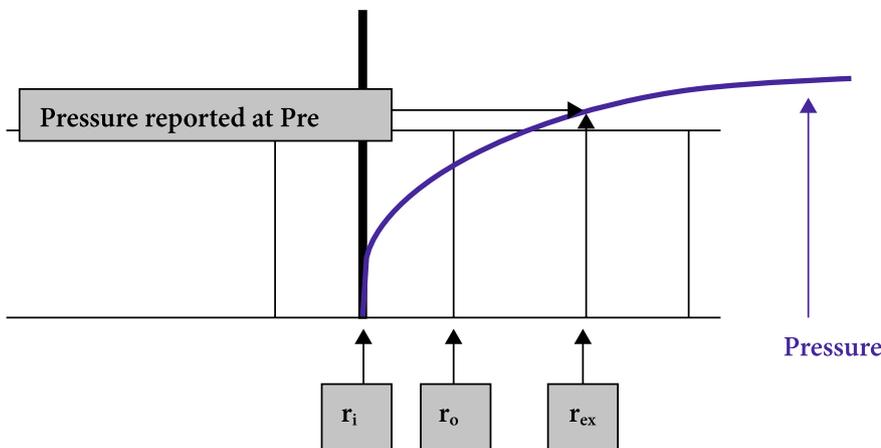
r_{ol} – эквивалентный радиус блока l ;

r_w – радиус скважины;

S_1 – скин-фактор в блоке l .

Эквивалентный радиус (радиус Писмана (Peaceman))

Для расчета притока используется забойное давление и давление в ячейке (взамен давления на контуре питания). В связи с этим возникла необходимость введения расстояния, на котором



будет рассчитываться давление в ячейке. Это расстояние и есть эквивалентный радиус (радиус Писмана).

Зная давление на радиусах r_i (забойное) и r_o (в ячейке) строится логарифмическая кривая распределения давления. С применением этой кривой можно найти давление на любом другом радиусе.

Проанализировав формулу (2), можно сделать вывод, что значение сообщаемости скважина-пласт зависит от радиуса Писмана, который находится в этой формуле в знаменателе. При минимальном значении эквивалентного радиуса значение сообщаемости принимает максимальное значение. Дебит скважины, в свою очередь, прямо пропорционален сообщаемости, т.е. при минимальном значении r_{o1} дебит скважины тоже будет принимать максимальное значение.

Радиус Писмана зависит от размеров ячеек и соотношения проницаемостей по осям X и Y. Для нахождения оптимальной зависимости между этими величинами воспользуемся формулой Писмана [9]:

$$r_o = 0,28 \times \frac{[X^2 \times \sqrt{\frac{K_y}{K_x}} + Y^2 \times \sqrt{\frac{K_x}{K_y}}]^{0,5}}{(\frac{K_y}{K_x})^{0,25} + (\frac{K_x}{K_y})^{0,25}}$$

Используя условие постоянства объема дренирования, получаем:

$$S = \text{const} = X \times Y \rightarrow Y = \frac{S}{X}$$

Найдем минимальное значение радиуса Писмана. Для этого возьмём производную от этого выражения и приравняем ее к нулю.

$$r_o' = 0$$

$$r_o' = \frac{0,28}{(\frac{K_y}{K_x})^{0,25} + (\frac{K_x}{K_y})^{0,25}} \times \frac{1}{2 \sqrt{X^2 \times \sqrt{\frac{K_y}{K_x}} + Y^2 \times \sqrt{\frac{K_x}{K_y}}}} \times \left(2X \sqrt{\frac{K_y}{K_x}} - 2S^2 \frac{1}{X^3} \sqrt{\frac{K_x}{K_y}} \right) = 0$$

$$2X \sqrt{\frac{K_y}{K_x}} = 2S^2 \frac{1}{X^3} \sqrt{\frac{K_x}{K_y}}$$

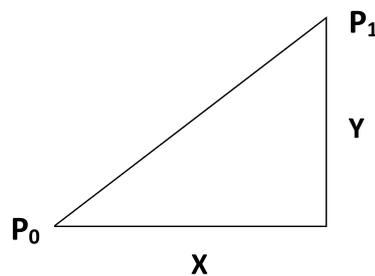
$$X \sqrt{\frac{K_y}{K_x}} = X^2 Y^2 \frac{1}{X^3} \sqrt{\frac{K_x}{K_y}}$$

После нескольких математических преобразований получаем:

$$\frac{Y}{X} = \sqrt{\frac{K_y}{K_x}} \quad \text{или} \quad \frac{X}{Y} = \sqrt{\frac{K_x}{K_y}}$$

Таким образом, из уравнения Писмана удалось получить зависимость между величиной анизотропии проницаемости и соотношением сторон, при которой должны достигаться самые высокие дебиты скважин.

b) Вывод искомой зависимости из уравнения фильтрации



$$\Delta P = P_1 - P_0$$

$$\frac{\partial P}{\partial x} \approx \frac{\Delta P}{X}$$

$$\frac{\partial P}{\partial y} \approx \frac{\Delta P}{Y}$$

$$\left. \begin{aligned} V_x &= \frac{k_x \partial P}{\mu \partial x} \\ V_y &= \frac{k_y \partial P}{\mu \partial y} \end{aligned} \right\} \Rightarrow \frac{V_y}{V_x} = \frac{k_y \frac{\Delta P}{Y}}{k_x \frac{\Delta P}{X}} = \frac{k_y}{k_x} \times \frac{X}{Y} (*)$$

В отличие от изотропных систем, в анизотропных системах поток может быть направлен в разные стороны. Для нахождения зависимости между анизотропией проницаемости и соотношением сторон, при которых направление потока будет совпадать с антиградиентом давления, необходимо выполнение следующего равенства:

$$\frac{V_y}{V_x} = \frac{Y}{X} (**)$$

Приравниваем правые части уравнений (** и (*):

$$\frac{k_y}{k_x} \times \frac{X}{Y} = \frac{Y}{X}$$

Получаем:

$$\frac{k_y}{k_x} = \frac{Y^2}{X^2} \Rightarrow \frac{X}{Y} = \sqrt{\frac{K_x}{K_y}}$$

Таким образом, вторым способом удалось получить ту же самую зависимость между величиной анизотропии проницаемости и соотношением сторон прямоугольника при пятиточечной системе расположения скважин. Только при данной зависимости в анизотропной системе направление потока будет направлено противоположно градиенту давления, что тоже можно назвать оптимальным состоянием анизотропной системы.

c) Вывод искомой зависимости из обобщенного закона Дарси

Из обобщенного закона Дарси для анизотропных сред [11]:

$$\left\{ \begin{aligned} \omega_1 &= -\frac{1}{\mu} \left(k_{11} \frac{\partial P}{\partial x_1} + k_{12} \frac{\partial P}{\partial x_2} + k_{13} \frac{\partial P}{\partial x_3} \right) \\ \omega_2 &= -\frac{1}{\mu} \left(k_{21} \frac{\partial P}{\partial x_1} + k_{22} \frac{\partial P}{\partial x_2} + k_{23} \frac{\partial P}{\partial x_3} \right) \\ \omega_3 &= -\frac{1}{\mu} \left(k_{31} \frac{\partial P}{\partial x_1} + k_{32} \frac{\partial P}{\partial x_2} + k_{33} \frac{\partial P}{\partial x_3} \right) \end{aligned} \right.$$

$$\left\{ \begin{aligned} \omega_1 &= -\frac{k_1}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x_1} \\ \omega_2 &= -\frac{k_2}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x_2} \\ \omega_3 &= -\frac{k_3}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x_3} \end{aligned} \right.$$



$$\bar{\omega} = \frac{k_{ij}}{\mu} \text{grad}P$$

$$\begin{aligned} \text{div}\bar{\omega} &= \text{div}(k \times \text{grad}P) = \\ &= k_x \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + k_y \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} + k_z \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} \end{aligned}$$

Рассмотрим плоскую пятиточечную систему расположения скважин и стационарное поле давления. Тогда во всех точках системы, кроме мест нахождения скважин, дивергенция скорости должна быть равна нулю, то есть:

$$k_x \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + k_y \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} = 0$$

$$\frac{\partial^2(\sqrt{k_x} \times P)}{\partial x^2} + \frac{\partial^2(\sqrt{k_y} \times P)}{\partial y^2} = 0$$

Сделаем замену переменных:

$$\tilde{x} = \frac{\partial x}{\sqrt{k_x}}, \tilde{y} = \frac{\partial y}{\sqrt{k_y}}, \text{ тогда:}$$

$$\frac{\partial^2 P}{\partial \tilde{x}^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial \tilde{y}^2} = 0$$

$\Delta P = 0$ (оператор Лапласа)

Данная замена переменных позволила свести задачу от *анизотропного* случая к *изотропному*. Как известно, для изотропной пятиточечной системы расположения скважин данная задача уже была решена [12]. Оптимальные показатели достигаются только в случае равенства сторон, т.е. при $\tilde{x} = \tilde{y}$.

Тогда, переходя обратно к анизотропному случаю, получаем:

$$\tilde{x} = \tilde{y} \Rightarrow \frac{\partial x}{\sqrt{k_x}} = \frac{\partial y}{\sqrt{k_y}} \Rightarrow \frac{X}{Y} = \sqrt{\frac{k_x}{k_y}}$$

То есть при учете анизотропии оптимальные показатели разработки будут достигаться только при данном соотношении. Таким образом, третьим способом была получена та же самая зависимость между отношением сторон в пятиточечной системе и величиной анизотропии проницаемости.

Теперь проведем эмпирические расчеты в гидродинамическом симуляторе Tempest More с целью подтверждения данной зависимости, определения величины положительного эффекта и сравнения других показателей разработки при использовании модифицированной сетки скважин.

Подтверждение математического вывода зависимости между соотношением сторон и величиной анизотропии проницаемости в гидродинамическом симуляторе Tempest More

После того, как искомая зависимость была получена тремя различными математическими способами, появилась необходимость проверить ее истинность и узнать величину положительного эффекта от ее использования. Данная задача была реализована в гидродинамическом симуляторе Tempest More.

Были рассмотрены 8 различных случаев величины анизотропии проницаемости ($K_x > K_y$): 1.5; 2; 2.5; 3; 5; 9; 12 и 16. Для каждого из вариантов создавалась пятиточечная система расположения скважин, где отношение сторон равнялось квадратному корню из отношения проницаемостей,

и по несколько вариантов с другим соотношением сторон. После этого строились графики дебитов нефти и накопленной жидкости, и рассчитывалась величина положительного эффекта по сравнению с «квадратной» пятиточечной системой.

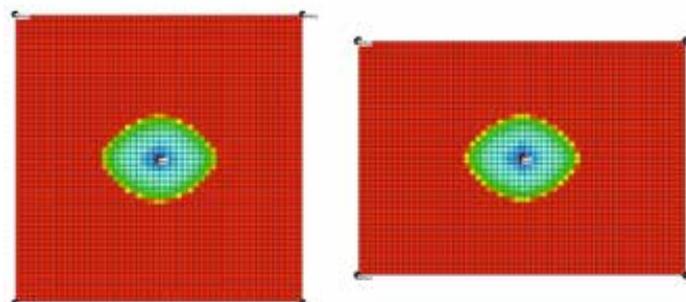
В данной статье будут приведены графики только для ситуаций с анизотропией 2 и 5. Тем не менее, величина положительного эффекта при использовании модифицированной сетки скважин будет указана для всех 8 рассмотренных случаев.

На графиках оптимальный вариант всегда указан зеленой линией, а изначальный (отношение сторон равно единице) красным пунктиром. Очень важным фактом является то, что объем дренирования сохранялся постоянным, в необходимых ситуациях (когда не удавалось сохранить произведение сторон четырехугольника равным $500 \times 500 = 250\,000$ м) это воспроизводилось путём незначительного изменения пористости.

а) $K_x/K_y = 2$:

$K_x/K_y = 2$; $X/Y = 1,41$

Распространение волны водонасыщенности через 8 месяцев:



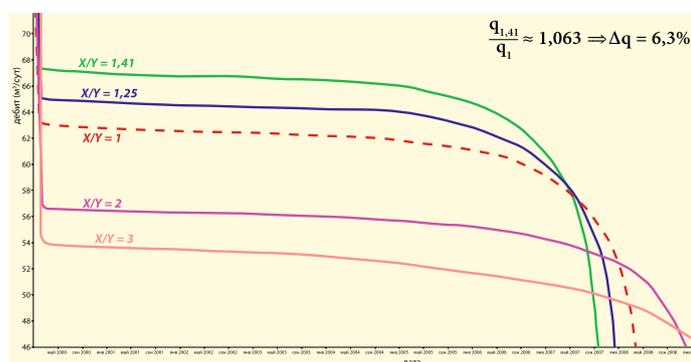
X = 500 м
Y = 500 м

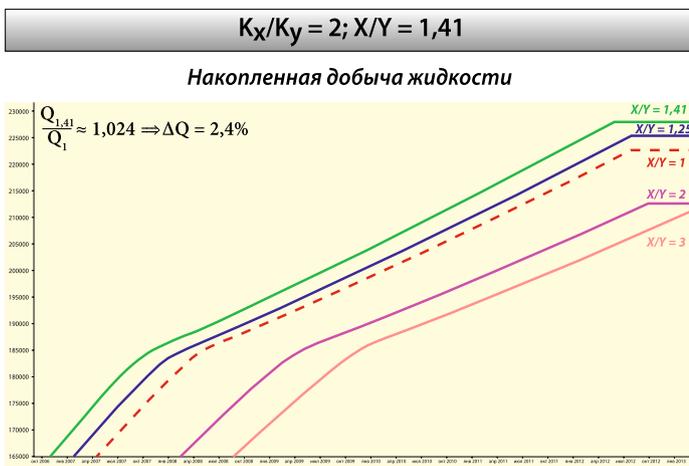
V = const

X = 590 м
Y = 420 м

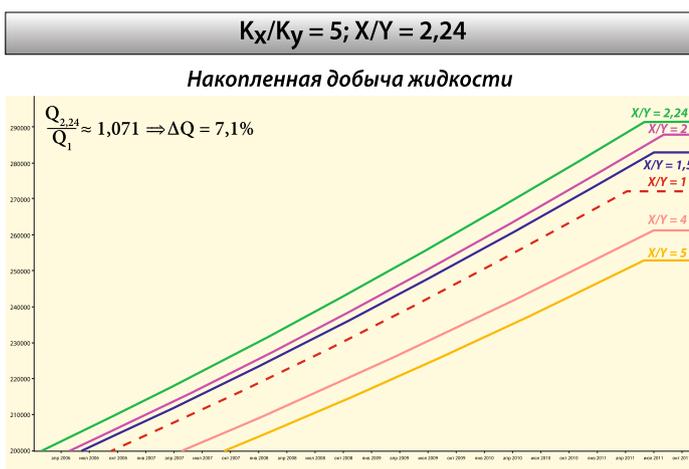
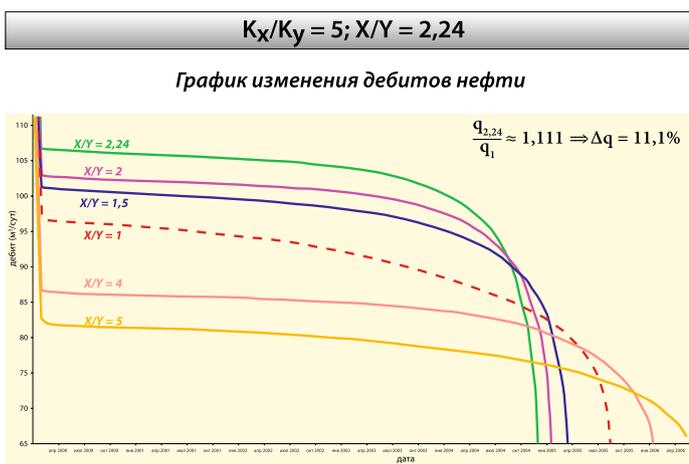
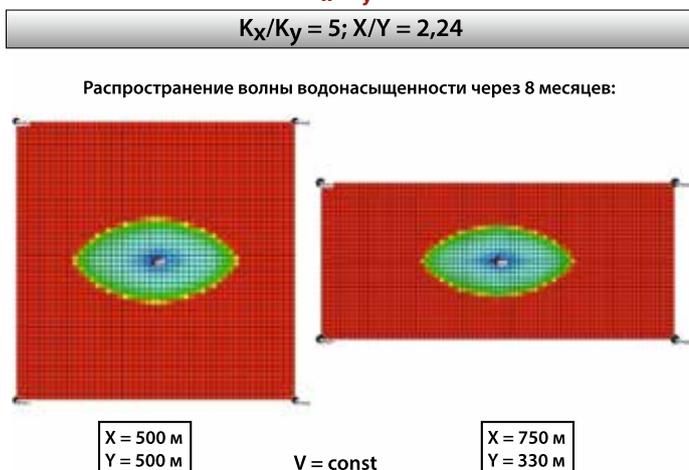
$K_x/K_y = 2$; $X/Y = 1,41$

График изменения дебитов нефти





b) $K_x/K_y = 5:$



Благодаря гидродинамическому симулятору Tempest More удалось наглядно показать потенциальный эффект от использования модифицированной сетки скважин.

Можно получить ощутимый прирост в накопленной добычи жидкости и, что еще важнее, есть возможность получить более высокие стартовые дебиты нефти. Это может позволить быстрее окупить стоимость скважины, а это, несомненно, очень важно с экономической точки зрения.

Потенциальный прирост **накопленной жидкости** при использовании модифицированной сетки скважин (соотношение сторон равно квадратному корню из отношения проницаемостей):

- 1) $\frac{K_x}{K_y} = 1,5: \frac{Q_{1,23}}{Q_1} \approx 1,022 \Rightarrow \Delta Q = 2,2 \%$
- 2) $\frac{K_x}{K_y} = 2: \frac{Q_{1,41}}{Q_1} \approx 1,024 \Rightarrow \Delta Q = 2,4 \%$
- 3) $\frac{K_x}{K_y} = 2,5: \frac{Q_{1,58}}{Q_1} \approx 1,041 \Rightarrow \Delta Q = 4,1 \%$
- 4) $\frac{K_x}{K_y} = 3: \frac{Q_{1,73}}{Q_1} \approx 1,043 \Rightarrow \Delta Q = 4,3 \%$
- 5) $\frac{K_x}{K_y} = 5: \frac{Q_{2,24}}{Q_1} \approx 1,071 \Rightarrow \Delta Q = 7,1 \%$
- 6) $\frac{K_x}{K_y} = 9: \frac{Q_3}{Q_1} \approx 1,121 \Rightarrow \Delta Q = 12,1 \%$
- 7) $\frac{K_x}{K_y} = 12: \frac{Q_{3,46}}{Q_1} \approx 1,113 \Rightarrow \Delta Q = 11,3 \%$
- 8) $\frac{K_x}{K_y} = 16: \frac{Q_4}{Q_1} \approx 1,102 \Rightarrow \Delta Q = 10,2 \%$

Потенциальное увеличение **начальных дебитов нефти** при использовании модифицированной сетки скважин (соотношение сторон равно квадратному корню из отношения проницаемостей):

- 1) $\frac{K_x}{K_y} = 1,5: \frac{q_{1,23}}{q_1} \approx 1,055 \Rightarrow \Delta q = 5,5 \%$
- 2) $\frac{K_x}{K_y} = 2: \frac{q_{1,41}}{q_1} \approx 1,063 \Rightarrow \Delta q = 6,3 \%$
- 3) $\frac{K_x}{K_y} = 2,5: \frac{q_{1,58}}{q_1} \approx 1,087 \Rightarrow \Delta q = 8,7 \%$
- 4) $\frac{K_x}{K_y} = 3: \frac{q_{1,73}}{q_1} \approx 1,089 \Rightarrow \Delta q = 8,9 \%$
- 5) $\frac{K_x}{K_y} = 5: \frac{q_{2,24}}{q_1} \approx 1,111 \Rightarrow \Delta q = 11,1 \%$
- 6) $\frac{K_x}{K_y} = 9: \frac{q_3}{q_1} \approx 1,186 \Rightarrow \Delta q = 18,6 \%$
- 7) $\frac{K_x}{K_y} = 12: \frac{q_{3,46}}{q_1} \approx 1,213 \Rightarrow \Delta q = 21,3 \%$
- 8) $\frac{K_x}{K_y} = 16: \frac{q_4}{q_1} \approx 1,242 \Rightarrow \Delta q = 24,2 \%$

Нахождение оптимального угла поворота пятиточечной системы относительно главных координатных осей при помощи гидродинамического симулятора Tempest Enable

В гидродинамическом симуляторе Tempest была найдена оптимальная ориентация скважин для достижения максимальных начальных дебитов нефти при разных значениях анизотропии проницаемости. Данная задача по своей сути является продолжением предыдущей, где находилась зависимость между отношением сторон и величиной анизотропии проницаемости. Поэтому в качестве начального условия было



принято, что в пятиточечной системе соотношение сторон равно квадратному корню из отношения проницаемостей. В программе Tempest Enable координатные оси поворачивались относительно главных координатных осей на величину от 0 до 180 градусов с шагом в пять градусов.

Для перехода к новой системе координат был использован стандартный алгоритм перехода к новому базису при повороте осей [13]:

$$K' = M * K * M^{-1}, \text{ где:}$$

K – главная система координат;

K' – новая система координат;

M – матрица поворота;

M^{-1} – обратная матрица.

$$M = \begin{pmatrix} \cos\alpha & -\sin\alpha \\ \sin\alpha & \cos\alpha \end{pmatrix}, M^{-1} = \begin{pmatrix} \cos\alpha & \sin\alpha \\ -\sin\alpha & \cos\alpha \end{pmatrix},$$

$$K = \begin{pmatrix} K_x & 0 \\ 0 & K_y \end{pmatrix}$$

$$K' = M * K * M^{-1} =$$

$$= \begin{pmatrix} \cos\alpha & -\sin\alpha \\ \sin\alpha & \cos\alpha \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} K_x & 0 \\ 0 & K_y \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} \cos\alpha & \sin\alpha \\ -\sin\alpha & \cos\alpha \end{pmatrix}$$

После математических преобразований получаем:

$$K' = \begin{pmatrix} K_x \cos^2 \alpha + K_y \sin^2 \alpha & (K_y - K_x) * \cos\alpha * \sin\alpha \\ (K_y - K_x) * \cos\alpha * \sin\alpha & K_x \sin^2 \alpha + K_y \cos^2 \alpha \end{pmatrix}$$

Следовательно, получаем компоненты тензора проницаемости в новой системе координат в следующем виде:

$$K'_x = K_x \cos^2 \alpha + K_y \sin^2 \alpha$$

$$K'_y = K_x \sin^2 \alpha + K_y \cos^2 \alpha$$

$$K'_{xy} = (K_y - K_x) * \cos\alpha * \sin\alpha$$

Таким образом, нам удалось получить зависимость между значением проницаемости и углом поворота координатных осей. Очевидно, что это окажет влияние на значения дебитов нефти, проанализировав которые можно будет сделать вывод об оптимальной ориентации скважин в пятиточечной системе относительно главных координатных осей.

Были рассмотрены 9 различных случаев величины анизотропии проницаемости ($K_x > K_y$): 1,5; 2; 2,5; 3; 3,5; 4; 5; 9 и 16. Для каждого из вариантов создавалась пятиточечная система расположения скважин, где отношение сторон равнялось квадратному корню из отношения

проницаемостей, а координатные оси вращались вокруг главных осей с шагом в пять градусов. После этого строились графики начальных дебитов нефти, и рассчитывалась величина положительного эффекта от поворота по сравнению с пятиточечной системой, не повернутой относительно главных осей. Боковые перетоки при этом не учитывались.

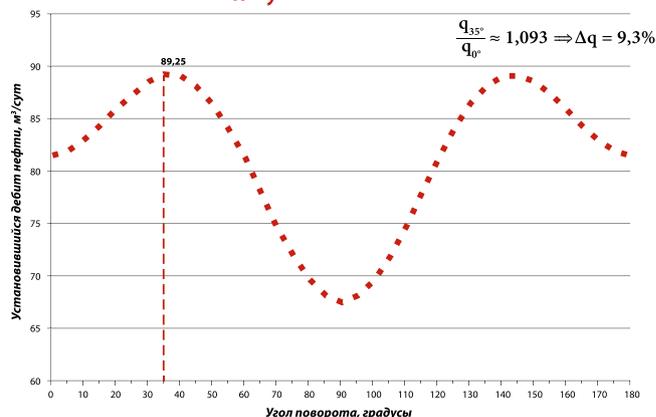
Как и предполагалось до начала исследования, значения дебитов нефти оказались симметричными относительно угла поворота в 90 градусов, на который приходится точка минимума. В данной статье будут приведены графики только для ситуаций с анизотропией проницаемости равной 3 и 5. Тем не менее величина положительного эффекта от поворота пятиточечной системы относительно главных осей будет указана для всех 9 рассмотренных случаев.

На графиках оптимальный вариант всегда указан зеленой линией, а изначальный (угол поворота равен нулю градусов) красным пунктиром. Как и в предыдущем случае, объём дренирования сохранялся постоянным.

а) $K_x/K_y = 3$:

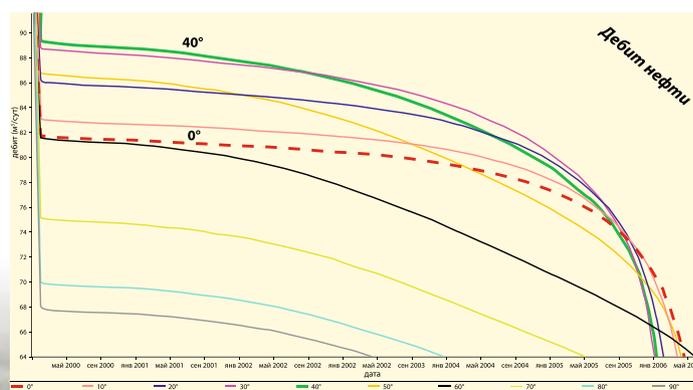
Нахождение оптимального угла поворота пятиточечной системы скважин относительно главных осей координат

$$K_x/K_y = 3; X/Y = 1,73$$



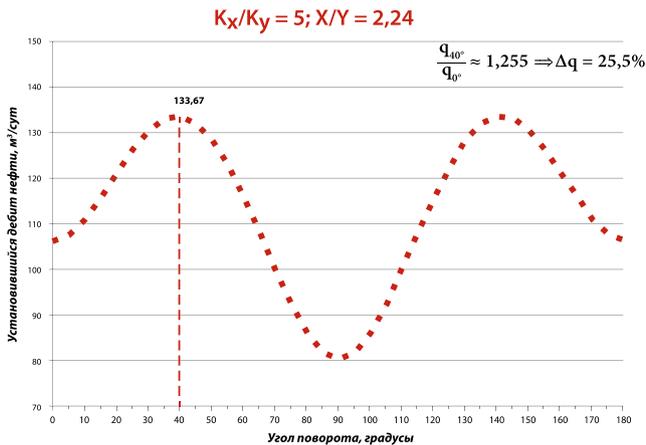
Нахождение оптимального угла поворота пятиточечной системы скважин относительно главных осей координат

$$K_x/K_y = 3; X/Y = 1,73$$

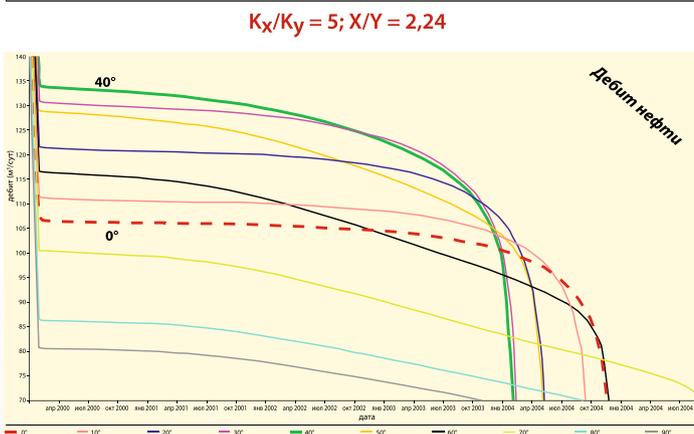


b) $K_x/K_y = 5$:

Нахождение оптимального угла поворота пятиточечной системы скважин относительно главных осей координат



Нахождение оптимального угла поворота пятиточечной системы скважин относительно главных осей координат



После расчетов можно сделать вывод, что менять ориентацию скважин в пятиточечной системе имеет смысл только для случаев с анизотропией проницаемости от 2 и выше. Для анизотропии проницаемости, равной 1,5, оптимальное соотношение сторон пятиточечной системы равняется 1,23, что очень близко к квадрату, а для него изменение ориентации скважин не имеет смысла, поэтому положительный эффект для данного случая будет минимальным.

Оптимальным углом поворота для всех случаев анизотропии проницаемости выше 3 является 40 градусов. Для случаев с анизотропией проницаемости, равной 2 и 2,5, оптимальный угол поворота системы скважин 30 градусов.

Потенциальное увеличение начальных дебитов нефти при использовании модифицированной сетки скважин (учтена оптимальная ориентация скважин относительно главных координатных осей):

- 1) $\frac{K_x}{K_y} = 1,5: \frac{q_{30^\circ}}{q_{0^\circ}} \approx 1,002 \Rightarrow \Delta q = 0,2 \%$
- 2) $\frac{K_x}{K_y} = 2: \frac{q_{30^\circ}}{q_{0^\circ}} \approx 1,025 \Rightarrow \Delta q = 2,5 \%$
- 3) $\frac{K_x}{K_y} = 2,5: \frac{q_{30^\circ}}{q_{0^\circ}} \approx 1,057 \Rightarrow \Delta q = 5,7 \%$
- 4) $\frac{K_x}{K_y} = 3: \frac{q_{40^\circ}}{q_{0^\circ}} \approx 1,093 \Rightarrow \Delta q = 9,3 \%$
- 5) $\frac{K_x}{K_y} = 3,5: \frac{q_{40^\circ}}{q_{0^\circ}} \approx 1,158 \Rightarrow \Delta q = 15,8 \%$
- 6) $\frac{K_x}{K_y} = 4: \frac{q_{40^\circ}}{q_{0^\circ}} \approx 1,175 \Rightarrow \Delta q = 17,5 \%$
- 7) $\frac{K_x}{K_y} = 5: \frac{q_{40^\circ}}{q_{0^\circ}} \approx 1,255 \Rightarrow \Delta q = 25,5 \%$
- 8) $\frac{K_x}{K_y} = 9: \frac{q_{40^\circ}}{q_{0^\circ}} \approx 1,502 \Rightarrow \Delta q = 50,2 \%$
- 9) $\frac{K_x}{K_y} = 16: \frac{q_{40^\circ}}{q_{0^\circ}} \approx 1,909 \Rightarrow \Delta q = 90,9 \%$

При углах поворота модифицированной сетки скважин относительно главных осей на 30–40 градусов достигаются самые высокие начальные дебиты нефти. Чем больше величина анизотропии проницаемости, тем значительнее положительный эффект от использования оптимальной ориентации скважин. Данный метод стоит использовать только для случаев с анизотропией проницаемости выше 2. Для случаев





с анизотропией проницаемости в промежутке от 2 до 3 стоит поворачивать пятиточечную систему скважин на 30 градусов, а в случае с анизотропией проницаемости выше 3 данную систему скважин следует поворачивать относительно главных осей на 40 градусов. Благодаря данной технологии есть возможность значительно увеличить дебиты нефти по сравнению с начальными показателями!

Подсчет величины положительного эффекта от использования сразу двух вышеописанных технологий

Очевидно, что данные технологии (изменение соотношения сторон пятиточечной системы и изменение ориентации скважин в ней) следует применять в комплексе. Это позволит достичь максимального положительного эффекта. Для наглядности было проведено сравнение начальных дебитов нефти при «квадратной» сетке скважин, которые не были переориентированы относительно главных осей, и полученных начальных дебитов нефти при использовании сразу двух технологий.

Потенциальное увеличение начальных дебитов нефти при использовании сразу двух технологий:

- 1) $\frac{K_x}{K_y} = 1,5; \frac{q_{new}}{q_0} \approx 1,057 \Rightarrow \Delta q = 5,7 \%$
- 2) $\frac{K_x}{K_y} = 2; \frac{q_{new}}{q_0} \approx 1,090 \Rightarrow \Delta q = 9,0 \%$
- 3) $\frac{K_x}{K_y} = 2,5; \frac{q_{new}}{q_0} \approx 1,149 \Rightarrow \Delta q = 14,9 \%$
- 4) $\frac{K_x}{K_y} = 3; \frac{q_{new}}{q_0} \approx 1,190 \Rightarrow \Delta q = 19,0 \%$
- 5) $\frac{K_x}{K_y} = 5; \frac{q_{new}}{q_0} \approx 1,394 \Rightarrow \Delta q = 39,4 \%$
- 6) $\frac{K_x}{K_y} = 9; \frac{q_{new}}{q_0} \approx 1,781 \Rightarrow \Delta q = 78,1 \%$

При одновременном использовании сразу двух технологий есть возможность увеличить дебиты нефти на 6% даже при низкой анизотропии проницаемости. Чем сильнее отличаются проницаемости по осям X и Y, тем выше потенциальный положительный эффект от использования модифицированной сетки пятиточечной системы скважин: расчетный прирост дебита составляет от 5 до 78 и более процентов при очень высокой анизотропии проницаемости.

Выводы

Результатом проделанной работы стали выведенная зависимость между соотношением сторон пятиточечной системы и величиной анизотропии проницаемости и оптимальная ориентация скважин относительно главных координатных осей. Решить данные задачи и оценить потенциальный положительный эффект удалось благодаря гидродинамическому симулятору Tempest. В качестве выходных данных программы полезными оказались графики показателей разработки, они позволили наглядно показать, при какой модификации сетки скважин достигаются самые высокие начальные дебиты нефти.

Основные итоги статьи:

- Тремя математическими способами была выведена зависимость $\frac{x}{y} = \sqrt{\frac{K_x}{K_y}}$ между отношением сторон пятиточечной системы скважин и величиной анизотропии проницаемости.
- Использование данной зависимости для пятиточечной системы скважин позволило значительно увеличить начальные дебиты нефти при условии сохранения объема дренирования. Чем больше степень анизотропии, тем выше прирост дебита относительно начального, так, например, при анизотропии проницаемости 1,5 прирост составил 5,5%, а при более высокой степени анизотропии прирост дебита может составить 15 и более процентов.
- Использование данной зависимости для пятиточечной системы скважин позволило увеличить и накопленную добычу жидкости при условии сохранения объема дренирования. Чем больше степень анизотропии, тем выше прирост накопленной добычи относительно начальной, так, например, при анизотропии проницаемости 1,5 прирост составил 2,2%, а при более высокой степени анизотропии прирост дебита может составить 10 и более процентов.
- Была найдена оптимальная ориентация скважин пятиточечной системы относительно главных осей. Для случаев с анизотропией проницаемости ниже 2 менять ориентацию скважин в пространстве не

имеет смысла, для случаев с анизотропией проницаемости от 2 до 3 оптимальный угол поворота 30 градусов, а для случаев с более высокой проницаемостью – 40 градусов. Это позволяет достичь увеличения начальных дебитов нефти от 2,5 до 50 и более процентов в зависимости от величины анизотропии.

- При использовании сразу двух технологий (изменение соотношения сторон и ориентации скважин пятиточечной системы) достигаются самые высокие начальные дебиты нефти. Прирост составляет от 5 до 50 и более процентов. Это может оказать очень серьезный положительный эффект с экономической точки зрения. ●

Литература

1. Ю.П. Желтов – «Разработка нефтяных месторождений», «Недра», 1986, с. 21-23.
2. В.А. Байков, Р.М. Жданов, Т.И. Муллагалиев, Т.С. Усманов – «Выбор оптимальной системы разработки для месторождений с низкопроницаемыми коллекторами», Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2011, №1, с. 1-7.
3. К.О. Исказиев, П.П. Кибиткин, В.П. Меркулов – «Определение анизотропии проницаемости нефтяного пласта на разных стадиях разработки месторождения», ТПУ, Томск, 2006, с. 1-6.
4. М.Н. Дмитриев, Н.М. Дмитриев, В.М. Максимов, М.Т. Мамедов – «Тензорные характеристики фильтрационно-емкостных свойств анизотропных пористых сред. Теория и эксперимент», Механика жидкости и газа, 2012, с. 62-68.
5. Н.М. Дмитриев, А.М. Нуриев – «Представление тензора коэффициентов проницаемости для анизотропных трещиноватых коллекторов», Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015, с. 1-8.
6. И.М. Бакиров – «Развитие систем разработки нефтяных месторождений с применением заводнения в различных геолого-физических условиях», 2012, с. 24-29.
7. А.Е. Касаткин – «Сравнительный анализ схем расстановки скважин при заводнении», Вестник СамГУ, Естественнонаучная серия, № 9/2(110), 2013, с. 4-9.
8. С.И. Зайцев – «Способ размещения скважин в анизотропном пласте», Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт, 1996, с. 1.
9. Donald W. Peaceman – «Interpretation of Well-block pressures in numerical reservoir simulation with nonsquare grid blocks and anisotropic permeability», SPE, Exxon Production Research Co., 1983, pp. 10-12.
10. Roxar AS – «Tempest More, Help», 2015
11. Д.С. Герасимов – «Основные определения и понятия фильтрации жидкостей и газов. Среды и границы применимости закона Дарси», ТюмГНГУ, 2013, §8
12. Margaret Stimson and G. B. Jeffery – «The Motion of Two Spheres in a Viscous Fluid», Proc. R. Soc. Lond. A, 1926, pp. 110-116.
13. Н.С. Пискунов – «Дифференциальное и интегральное исчисления для втузов, т. 2: Учебное пособие для втузов»—13-е изд.— М.: Наука, Главная редакция физико-математической литературы, 1985, с. 524-526.

KEYWORDS: permeability, anisotropy, five-point system of wells, optimization, flow, orientation of the wells, Pitman, Darcy, tempest.

СТРУЙНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ МНОГОПЛАСТОВЫХ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ПРЕДЛОЖЕНА СХЕМА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ДЛЯ ОПТИМАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКОЙ МНОГОПЛАСТОВЫХ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. ПОКАЗАНО, ЧТО УПРАВЛЕНИЕ ЦЕЛЕСООБРАЗНО ВЫПОЛНЯТЬ НА ОСНОВЕ СПЕЦИАЛЬНО РАЗРАБОТАННЫХ БАЗОВЫХ СХЕМ ОПТИМИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ СТРУЙНЫХ АППАРАТОВ. ПРОВЕДЕН АНАЛИЗ БАЗОВЫХ СХЕМ ОПТИМИЗАЦИИ, В РЕЗУЛЬТАТЕ КОТОРОГО УСТАНОВЛЕНО, ЧТО ОДНИМ ИЗ ОСНОВНЫХ ПРЕИМУЩЕСТВ ЭТИХ СХЕМ ЯВЛЯЕТСЯ ВОЗМОЖНОСТЬ ОПТИМАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ ДЕБИТОМ И КОЭФФИЦИЕНТОМ ИЗВЛЕЧЕНИЯ МНОГОПЛАСТОВЫХ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С НИЗКИМИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ

A PROCESS FLOW DIAGRAM HAS BEEN PROPOSED FOR OPTIMAL MANAGEMENT OF THE DEVELOPMENT OF MULTI-LAYER GAS FIELDS. IT IS SHOWN THAT IT IS REASONABLE TO PERFORM MANAGEMENT ON THE BASIS OF SPECIALLY DEVELOPED BASIC DIAGRAMS FOR OPTIMIZING THE TECHNOLOGICAL MODES OF JET APPARATUS. THE ANALYSIS OF BASIC OPTIMIZATION DIAGRAMS HAS BEEN CARRIED OUT AND FOLLOWING ITS RESULTS IT HAS BEEN CONCLUDED THAT ONE OF THE MAIN ADVANTAGES OF THESE DIAGRAMS IS THE POSSIBILITY OF OPTIMAL MANAGEMENT OF THE FLOW RATE AND RECOVERY FACTOR OF MULTI-LAYER GAS FIELDS WITH LOW TECHNOLOGICAL CHARACTERISTICS

Ключевые слова: *оптимальное управление, многопластовое газовое месторождение, струйный аппарат.*

**Балабанов
Андрей Валерьевич,**
к.т.н., с.н.с.,
Институт проблем управления
им. В.А. Трапезникова
Российской академии наук,

**Касьяненко
Андрей Александрович,**
заместитель генерального
директора – главный инженер
ОАО «Севернефтегазпром»

Одной из актуальных проблем современной газодобывающей промышленности является увеличение дебита скважин и коэффициента извлечения месторождений ([1-5] и др.). По мере добычи газа снижается пластовое давление, что приводит к уменьшению дебита и отсутствию возможности извлечения значительного объема газа. Кроме того, некоторые пласты обладают низкими технологическими характеристиками. Например, именно по причине плохих пластовых свойств на Южно-Русском месторождении существует проблема разработки Туронского пласта, который обладает худшими фильтрационно-емкостными свойствами по сравнению с Сенюманским пластом. Поэтому эксплуатация Туронского пласта при помощи вертикальных скважин является нерентабельной. Однако запасы газа Туронского пласта значительны – около 300 млрд м³. В настоящее время рассматривается вариант разработки залежи горизонтальными скважинами, однако это требует значительных финансовых затрат. В этой связи необходимы новые технологические методы и оборудование, которые позволят оптимизировать разработку многопластовых

газовых месторождений под заданные технико-экономические требования.

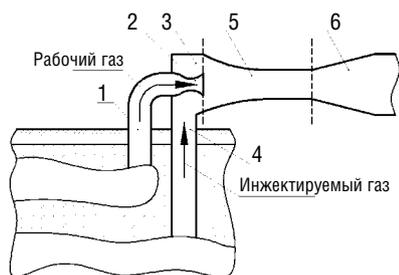
Существует целый ряд работ отечественных и зарубежных авторов, посвященных развитию техники и технологий для газодобывающей отрасли промышленности, например [6-11]. Однако задача оптимального управления разработкой многопластовых газовых месторождений исследована в настоящее время недостаточно.

Схема технологического процесса

С учетом вышеизложенного авторами статьи предлагается выполнять совместную разработку многопластовых газовых месторождений с различным пластовым давлением инъекционным способом (используя струйные аппараты), что обеспечит извлечение и последующее транспортирование газа с более низким пластовым давлением (инжектируемого газа) при помощи энергии газа с высоким пластовым давлением (рабочего газа). Предлагаемый способ основан на создании области пониженного давления в устье скважины инжектируемого газа за счет увеличения скорости

рабочего газа. Пониженное давление в устье обеспечивает поступление инжектируемого газа в смесительную камеру струйного аппарата, где выполняется выравнивание скоростей газов. Далее газовая смесь через диффузор поступает в трубопровод.

РИС. 1. Технологическая схема для оптимального управления разработкой многопластовых газовых месторождений



На рис. 1 представлена технологическая схема для оптимального управления разработкой многопластовых газовых месторождений с различным пластовым давлением. Рабочий газ под действием собственного пластового давления поступает из устья скважины 1 в рабочее сопло струйного аппарата 2. На выходе из сопла 2 рабочий газ расширяется и его скорость

увеличивается. При этом создается зона пониженного давления в приемной камере 3, соединенной с устьем скважины инжектируемого газа 4. Это приводит к увеличению скорости инжектируемого газа и увеличению его притока в приемную камеру. Из приемной камеры 3 инжектируемый газ поступает в камеру смешения 5, где происходит его смешивание с рабочим газом и выравнивание скоростей двух потоков. Далее смешанный поток поступает в диффузор 6, соединенный с элементами трубопровода. В диффузоре происходит уменьшение скорости и увеличение давления смешанного потока.

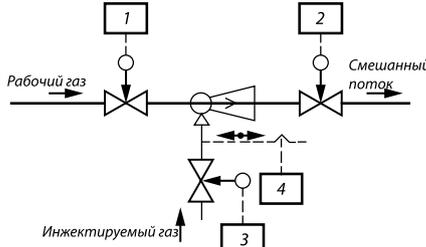
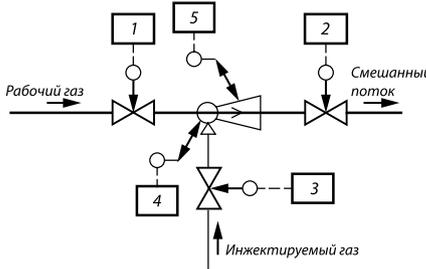
В качестве примера в схеме на рис. 1, а также в технологических схемах оптимизации, представленных ниже в табл. 1–3, отражена совместная разработка только двух пластов. Однако на практике количество пластов, подвергающихся совместной разработке, может быть значительно больше. При этом предложенные технологические схемы оптимизации должны регулироваться под характеристики каждого пласта.

Базовые схемы оптимизации

Струйные аппараты имеют относительно простую и надежную конструкцию по сравнению, например, с поршневыми и винтовыми энергетическими установками, что делает актуальным вопрос изучения перспективности

построения на их основе новых технологических процессов для газодобывающей отрасли. В настоящее время не существует теоретических методов выбора оптимальных геометрических характеристик основных элементов струйных аппаратов, таких как рабочее сопло, камера смешения и др. Точный расчет указанных устройств должен учитывать множество переменных физических факторов, что на практике осуществить весьма затруднительно. Однако существуют приближенные методы расчета струйных аппаратов, например [11–14], которые позволяют выбрать базовый вариант конструкции. При наличии специализированных средств регулирования основных параметров струйных аппаратов, базовый вариант конструкции может быть значительно приближен к оптимальному. Итерационный процесс оптимизации базовой конструкции можно выполнять на

ТАБЛИЦА 1. Базовые схемы геометрической оптимизации струйных аппаратов

Наименование	Базовая схема	Модели для предварительного расчета (см. [11])
Схема с переменным расстоянием между соплами		$\frac{w}{w_0} = \psi(r/R); I_{C1} = \frac{0,37 + u}{4,4a} d_1; d_4 = 1,55d_1(1 + u);$ $I_{C2} = \frac{(d_4 - d_3)}{2} \text{tg} \beta; I_K = (6 \div 10) d_3;$ $f_C = \frac{G_P(1 + u)}{\rho_C w_C}; I_D = (6 \div 7)(d_C - d_3)$
Схема с изменяемой геометрией рабочего сопла, инжекционного сопла и камеры смешения		$f_{P^*} = \frac{G_P}{\rho_{P^*} a_{P^*}}; f_P = \frac{G_P v_P}{w_P}; f_{P1} w_{P1} \rho_{P1} = f_{P^*} a_{P^*} \rho_{P^*};$ $f_3 = \frac{f_{C^*}}{q_{C3}}; f_{H2} = \frac{f_{H^*}}{q_{H2}}; f_{H^*} = \frac{G_H a_{H^*}}{k_H \Pi_{H^*} P_H}; f_{P2} = f_{P1} = \frac{f_{P^*}}{q_{P.H}}$
<p><i>w</i> – скорость струи в точке, расположенной на расстоянии <i>r</i> от границы струи; <i>w</i>₀ – осевая скорость струи; <i>d</i>₄ – диаметр свободной струи на расстоянии <i>I</i>_{C1} от выходного сечения сопла; <i>I</i>_{C2} – длина входного участка камеры смешения, на которой диаметр свободной струи изменяется от <i>d</i>₄ до <i>d</i>₃; <i>I</i>_K – длина цилиндрической камеры смешения; <i>I</i>_D – длина диффузора; <i>f</i>_C – выходное сечение диффузора; <i>f</i>_{P*} – критическое сечение сопла; <i>f</i>_P – входное сечение рабочего сопла; <i>f</i>_{P1} – выходное сечение рабочего сопла; <i>f</i>₃ – выходное сечение камеры смешения; <i>f</i>_{C*} – критическое сечение сжатого потока; <i>f</i>_{H*} – критическое сечение инжектируемого потока; <i>f</i>_{H2} – площадь инжектируемого потока во входном сечении камеры смешения; <i>f</i>_{P2} – площадь рабочего потока во входном сечении камеры смешения.</p>		

предприятию-изготовителю и/или на объекте (скважине), что позволяет обеспечить гибкость разработки многопластовых газовых месторождений. В этой связи авторами статьи создано несколько базовых схем для оптимального управления разработкой многопластовых месторождений на основе геометрических, топологических и физических характеристик струйных аппаратов. Каждая схема может использоваться как самостоятельно, так и в сочетании с другими базовыми решениями, предложенными в табл. 1-3.

В первой строке табл. 1 представлена базовая схема оптимизации струйного аппарата с переменным расстоянием между соплами. Рабочий и инжектируемый газы поступают в струйный аппарат через вентили, управляемые блоками 1, 3. Полученная в струйном аппарате смесь газов поступает на выход (в трубопровод) через вентиль, управляемый блоком 2. В рассматриваемой схеме оптимальные энергетические характеристики струйного аппарата достигаются при помощи изменения расстояния между рабочим и инжекционным соплами. В правом столбце представлены математические модели для предварительного расчета геометрических характеристик струйного аппарата. Изменение расстояния между рабочим и инжекционным

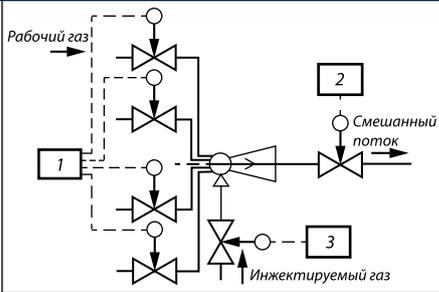
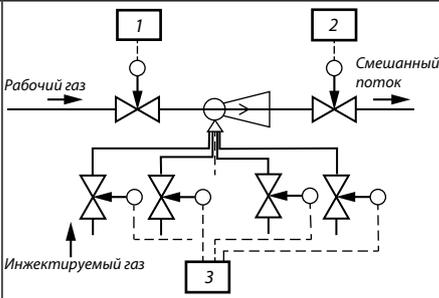
соплами приводит к изменению физических характеристик газа в приемной камере и, как следствие, к изменению коэффициента инжекции. Задачей оптимизации является максимальное использование энергии рабочего газа для извлечения инжектируемого газа. Поиск оптимальной геометрии может быть выполнен при помощи специализированных конструктивных решений, позволяющих приблизиться к экстремуму целевой функции (расход, давление, потери энергии и др.) в пределах заданных степеней подвижности элементов струйного аппарата.

Базовая схема оптимизации, представленная во второй строке табл. 1, отражает конструктивное решение струйного аппарата с изменяемой геометрией рабочего сопла, инжекционного сопла и камеры смешения. Назначение блоков 1-3 аналогично предыдущей схеме. Блоки 4, 5 осуществляют управление исполнительными механизмами, которые выполняют перемещение подвижных частей сопел и камеры. Основным оптимизируемым параметром является отношение величины выходного сечения камеры смешения к критическому сечению рабочего сопла, которое оказывает существенное влияние на эффективность работы струйного аппарата. Малая величина этого отношения обеспечивает

высокую степень сжатия, но снижает коэффициент инжекции, что приводит к уменьшению извлечения инжектируемого газа. С теоретической точки зрения, при увеличении указанного отношения коэффициент инжекции должен возрастать, а расход рабочего газа уменьшаться. Однако экспериментальные исследования [11, 13] показали, что увеличение отношения величины выходного сечения камеры смешения к критическому сечению рабочего сопла (т.е. увеличение расстояния между границами рабочей струи и стенками камеры смешения) может привести к образованию обратных потоков газа в пространстве между рабочей струей и камерой смешения, что может оказать отрицательное воздействие на инжекцию газа. Таким образом, управление геометрическими характеристиками сопел и камеры смешения позволяет обеспечить требуемое соотношение между дебитами скважин многопластовых газовых месторождений при оптимальных энергетических характеристиках струйного аппарата.

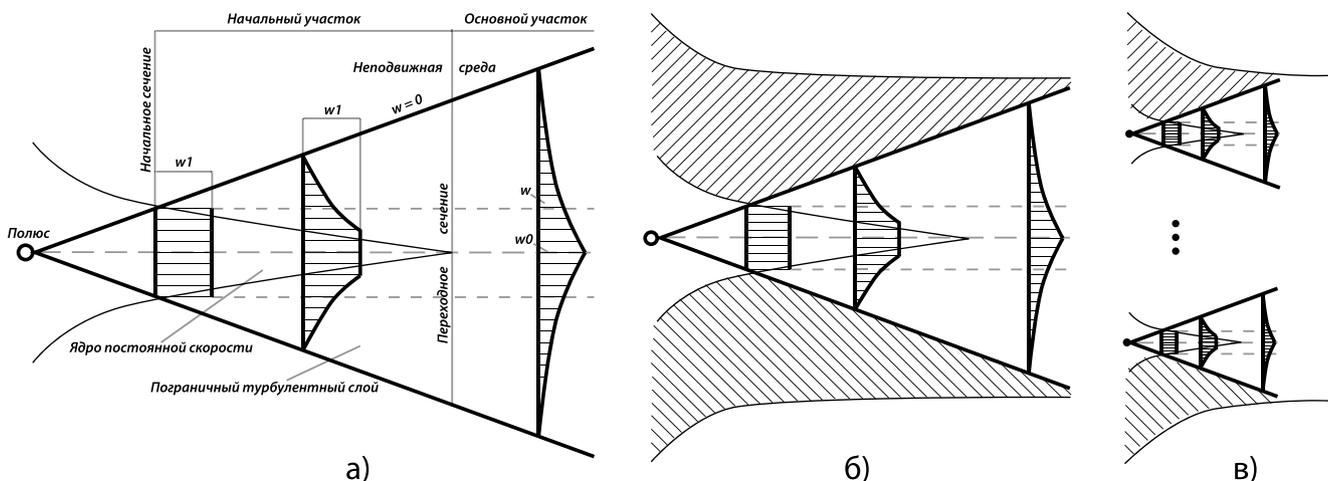
В табл. 2 представлены базовые схемы оптимизации, в которых используется управление несколькими рабочими/инжекционными соплами. При помощи вентиля 1, 3 может осуществляться как синхронное, так и асинхронное управление расходом нескольких сопел, что

ТАБЛИЦА 2. Базовые схемы топологической (конструкционной) оптимизации струйных аппаратов

Наименование	Базовая схема	Модели для предварительного расчета (см. [11])
Схема с несколькими рабочими соплами		$\eta_{из} = \frac{u R_H \rho_P T_P \ln p_C / p_H}{p_P - p_C}$ $u_0^{пред} = \frac{f_3}{f_{P1}} - 1$
Схема с несколькими инжекционными соплами		

$\eta_{из}$ – изотермический КПД; $u_0^{пред}$ – предельный объёмный коэффициент инжекции.

РИС. 2. Схема свободной струи (а), камеры смешения струйных аппаратов с одним (б) и несколькими (в) соплами



позволяет обеспечить более гибкое управление и выполнить оптимизацию рабочих режимов при различных условиях эксплуатации. Следует отметить, что в некоторых работах, например [10-13], авторами предложены варианты конструкций струйных аппаратов с несколькими рабочими соплами. Однако возможность гибкого управления соплами отсутствует. Работы, предлагающие схемы с несколькими инжекционными соплами, авторам не известны.

Схемы, представленные в табл. 2, обеспечивают возможность управления градиентами скорости и давления в приемной камере и камере смешения, что позволяет свести к минимуму образование потоков с отрицательным вектором скорости за счет уменьшения расстояния между условными границами суммарного потока

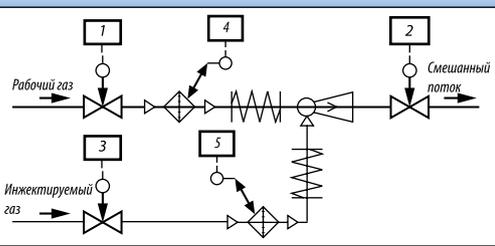
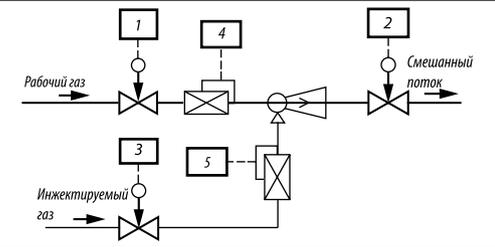
и стенками камеры смешения. Уменьшение количества обратных потоков, как правило, приводит к увеличению коэффициента инжекции.

На рис. 2а показана схема свободной струи. Полусом струи соответствует выходу рабочего сопла и входу в камеру смешения. Стрелками обозначены векторы скорости потока на различном удалении от полюса (т.е. в различных сечениях камеры смешения при движении потока от входа к выходу). На рис. 2б и 2в показаны схемы распределения потоков в камерах смешения струйных аппаратов с одним (б) и несколькими (в) соплами. Из рисунка видно, что кольцевидное пространство (заштриховано) между границами струй и стенками камеры смешения в аппарате с несколькими соплами меньше, чем в аппарате

с одним соплом. Однако аппарат с одним соплом имеет большее по длине ядро постоянной скорости свободной струи. Оптимизация объема кольцевидного пространства может быть достигнута, например, при помощи комбинации рассматриваемой схемы и схемы с изменяемой геометрией рабочего сопла (см. табл. 1). Таким образом, схемы топологической оптимизации, представленные в табл. 2, обеспечивают возможность поиска, регулировки и автоматической стабилизации оптимального соотношения между суммарными сечениями рабочих и инжекционных сопел.

В табл. 3 представлены схемы физической оптимизации струйных аппаратов, обеспечивающие возможность управления коэффициентом инжекции при помощи регулирования

ТАБЛИЦА 3. Базовые схемы физической оптимизации струйных аппаратов

Наименование	Базовая схема	Модели для предварительного расчета (см. [11])
Схема с регулированием температуры рабочего и инжектируемого газов		$u = C_1 \sqrt{\frac{T_P}{T_H}}$ $G_P = C_P f_{P^*} \frac{1}{RT_P}$
Схема с регулированием давления рабочего и инжектируемого газов		

u – коэффициент инжекции; T_P, T_H – температуры рабочего и инжектируемого газов; G_P – массовый расход рабочего газа.

температуры и давления рабочего и инжектируемого газов. Из табл. 3 видно, что изменение температур рабочего и инжектируемого газов выполняется как при помощи нагрева, так и при помощи охлаждения. Для стабилизации заданных значений температуры потоков, участки трубопровода, соединяющие терморегуляторы с соответствующими входами струйного аппарата, выполнены с термоизоляцией. При постоянных геометрических размерах струйного аппарата и давления рабочего и инжектируемого газов коэффициент инжекции пропорционален корню квадратному из отношения абсолютных температур рабочего и инжектируемого газов. Повышение температуры рабочего потока приводит к увеличению коэффициента инжекции, а повышение температуры инжектируемого потока – к уменьшению этого коэффициента. Кроме того, управление коэффициентом инжекции может быть выполнено при помощи оптимизации давлений обоих потоков. Например, при увеличении степени расширения рабочего газа коэффициент инжекции возрастает.

Заключение

Таким образом, в статье предложена технологическая схема для оптимального управления процессом совместной разработки многопластовых газовых месторождений. Показано, что оптимальное управление разработкой многопластовых газовых месторождений целесообразно выполнять на основе разработанных базовых схем геометрической, топологической и физической оптимизации технологических режимов струйных аппаратов. При этом может быть выполнена как селективная (односхемная), так и комплексная (мультисхемная) оптимизация под заданные технико-экономические требования к технологическому процессу. Одним из основных преимуществ разработанных схем является возможность оптимального управления дебитом и коэффициентом извлечения многопластовых газовых месторождений с низкими технологическими характеристиками пластов. ●

Литература

1. О. М. Ермилов, В. В. Ремизов, А. И. Ширковский, Л. С. Чугунов, «Физика пласта, добыча и подземное хранение газа». М.: Наука, 1996, 541 с.
2. З. С. Алиев, В. В. Бондаренко, «Руководство по проектированию разработки газовых и газонефтяных месторождений». Печора: Печорское Время, 2013, 894 с.
3. Z. Yuan, D. Morrell, P. Sonnemann, C. Leach, «Mitigating Gas in Riser Rapid Unloading for Deepwater Dual Gradient Well Control». *Offshore Technology Conference 2016 (OTC 2016)*. Houston, Texas, USA, 2-5 May, 2016, p. 4026-4038.
4. А. И. Гриценко, З. С. Алиев, О. М. Ермилов, В. В. Ремизов, Г. А. Зотов, «Руководство по исследованию скважин». М.: Наука, 1995, 523 с.
5. S. Coleman, H. Clay, D. McCurdy, H. Norris, «A New Look at Predicting Gas-Well Load Up». *Journal of Petroleum Technology*, Vol. 43, March, 1991, p. 5.
6. A. Lage, C. Jacinto, F. Martins, G. Vanni, O. Santos, J. Moreiras, «Blowout Contingency and Risk-Reduction Measures for High-Rate Subsea Gas Wells in Mexilhao». *IADC/SPE Drilling Conference*, 21-23 February, Miami, Florida, USA, 2006, p. 13.
7. E. Upchurch, S. Falkner, A. House, B. Prevention, R. Well «Planning for the Wheatstone Big-Bore Gas Well Project». *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 28-30 September, Houston, Texas, USA, 2015, p. 15.
8. R. Liu, R. Hasan, S. Mannan, «Flow Rate and Total Discharge Estimations in Gas-Well Blowouts». *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. Vol. 26, September 2015, p. 438-445.
9. B. Mirza, F. Al-Kharqawi, «Key Engineering Highlights of Facilities and Equipment for Oil and Gas Production». *SPE Annual Technical Conference and Exhibition (ATCE 2015)*. Houston, Texas, USA, 28-30 September, 2015, p. 320-334.
10. И. И. Ивановский, И. С. Куликова, И. А. Мерициди «Оборудование для сбора и подготовки газа на промыслах». М.: Российский государственный университет нефти и газа имени им. Губкина, 2014, 421 с.
11. Е. Я. Соколов, Н. М. Зингер, «Струйные аппараты». М.: Энергоатомиздат, 1989, 352 с.
12. J. Witte, «Mixing Shocks in Two-Phase Flow». *The Journal of Fluid Mechanics*, Vol. 36, Part 4, 1969, p. 639-655.
13. Ю. Н. Васильев, Е. П. Гладков, «Экспериментальное исследование вакуумного водовоздушного эжектора с многоствольным соплом». *Лопаточные машины и струйные аппараты*, М.: Машиностроение, 1971, вып. 5, с. 262-306.
14. Е. К. Спиридонов, «Конструкции жидкостногазовых струйных насосов. Состояние и перспективы». *Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Машиностроение*, Челябинск: ЮУрГУ, № 1 (41), 2005, с. 94-104.

KEYWORDS: *optimal control, mnogoplanovo gas field, jet apparatus.*





КОНЦЕРН, НАБИРАЮЩИЙ СИЛУ

DIE ZEIT

Максим Киреев

Г. Шредер считает "Роснефть" обычной компанией, при этом концерн играет в России весомую роль. Шредер не мог упустить из виду, каким путем "Роснефть" превратилась из полуживой государственной компании в глобального игрока.

"Роснефть" поглотила ЮКОС, став самым крупным нефтяным концерном в стране. Афера вокруг ЮКОСа стала началом реализации путинского плана по возвращению

нефтедобычи в стране под контроль государства. После поглощения ЮКОСа "Роснефть" за астрономическую сумму приобрела конкурента ТНК-ВР, а год назад поглотила "Башнефть".

"ГАЗПРОМУ" КАК НИКОГДА НУЖНА ЗАПАДНАЯ ЕВРОПА

DIE WELT

Эдуард Штайнер

Ситуация ни с одним другим концерном так не обнажает проблемы российской экономики, как с "Газпромом". Именно на его примере становится очевидной



конкуренция с Америкой и ощущаются последствия санкций, и снизившейся цены на нефть.

Еще более проблематичным становится тот факт, что концерн попал под перекрестный огонь в геополитической конфронтации между Россией и США. Хотя "Газпром" и не значится в европейском санкционном списке, американцы, принимая новый пакет санкций, хотели не допустить расширения "Северного потока". США не скрывают, что сами хотят примерить на себя роль значимого поставщика газа в Европу. ●



ЖУРНАЛИСТИКА



KGTC Keeping Good Traditions of Communication

ПЕРЕВОДЫ



КОНСАЛТИНГ



ЦЕНТР РАЗВИТИЯ БИЗНЕС-КОММУНИКАЦИЙ

(495) 98-456-00 WWW.KGTC.RU MAIL@KGTC.RU

ИЗВЛЕЧЕНИЕ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ

Термощахтные системы разработки месторождений

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ОСНОВНЫЕ ТЕРМОШАХТНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ОПИСАНЫ ИХ ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ. ПО РЕЗУЛЬТАТАМ МОДЕЛИРОВАНИЯ УСТАНОВЛЕН ВАРИАНТ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЙ НАИБОЛЬШУЮ НЕФТЕОТДАЧУ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ.

THE ARTICLE GIVES THE PRESENTATION OF THE BASIC THERMOSHAFTECHNOLOGIES, DESCRIBES THEIR ADVANTAGES AND DISADVANTAGES. BASED ON THE SIMULATION RESULTS, THERE HAS BEEN ESTABLISHED AN OPTION THAT ENSURES THE GREATEST OIL RECOVERY LEVEL IN FIELDS WITH HIGH-VISCOSITY OIL.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, система разработки месторождений, гидродинамический симулятор, термощахтные технологии, нефтеотдача.

Дуркин Сергей Михайлович,
доцент кафедры РЭНГМиПГ
ФГБОУ ВО УГТУ,

Терентьев Алексей Алексеевич,
Ухтинский государственный
технический университет

Ярегское месторождение – месторождение высоковязкой нефти, открытое в 1932 году в центральной части Республики Коми на Тиманском кряже в 25 километрах к юго-западу от современного города Ухты, относится к Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Ярегское месторождение включает три площади: Ярегскую, Лыяельскую и Вежавожскую (рис. 1). В промышленной разработке термощахтным методом находится только Ярегская площадь, на Лыяельской площади проводятся опытно-промышленные работы по испытанию различных технологий теплового воздействия на пласт с поверхности [2].

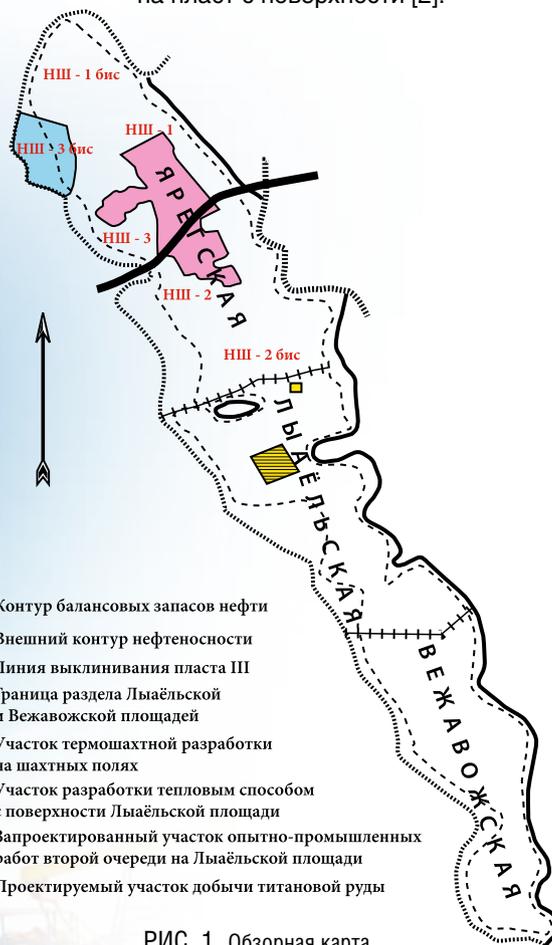
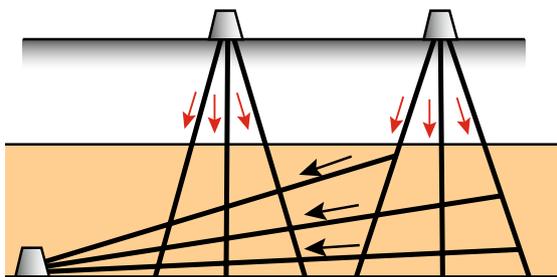


РИС. 1. Обзорная карта Ярегского месторождения

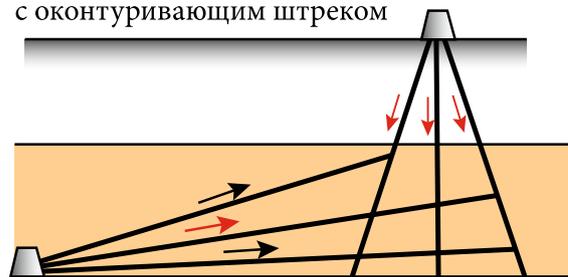


РИС. 2. Схема подачи пара в пласт при различных термошахтных технологиях

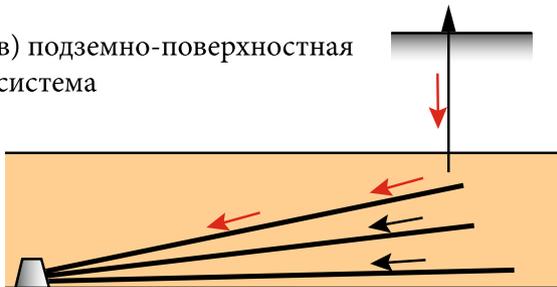
а) двухгоризонтная система



б) одногоризонтная система с оконтуривающим штреком



в) подземно-поверхностная система



г) одногоризонтная система



На Ярегском месторождении применяются следующие системы разработки: двухгоризонтная, одногоризонтная система с оконтуривающими выработками, одногоризонтная система и подземно-поверхностная.

Все применяемые на месторождении варианты разработки отличаются лишь расположением нагнетательных скважин и способом подачи пара в пласт, отбор нефти во всех вариантах осуществляется через систему пологовосходящих скважин [1].

С использованием гидродинамического симулятора CMG были смоделированы следующие термошахтные технологии разработки месторождений: одногоризонтная, двухгоризонтная, одногоризонтная с оконтуривающим штреком и подземно-поверхностная система. Расположение скважин данных технологий представлены на рис. 2.

В разработанной модели расположение скважин выглядит следующим образом (рис. 3–6).

РИС. 3. Расположение скважин при одногоризонтной системе

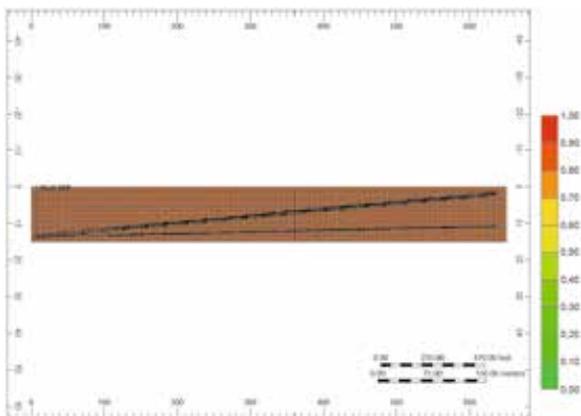


РИС. 4. Расположение скважин при подземно-поверхностной системе

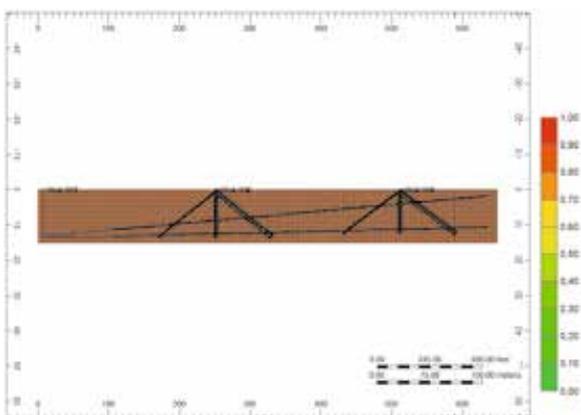


РИС. 5. Расположение скважин при двухгоризонтной системе

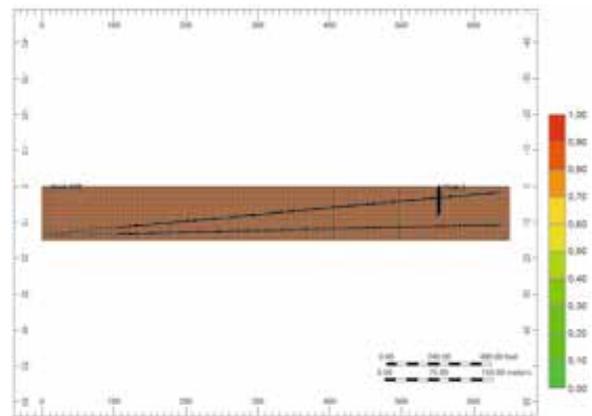
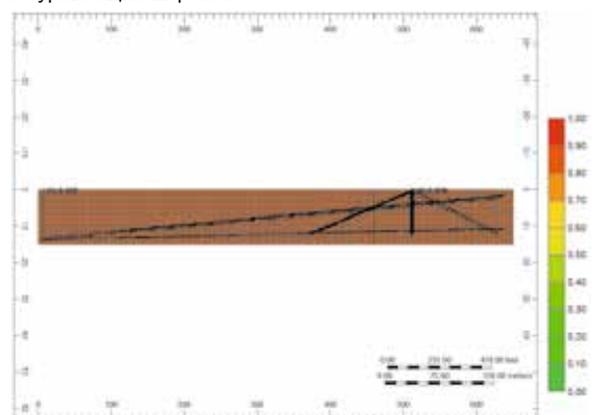


РИС. 6. Расположение скважин при одногоризонтной системе с оконтуривающим штреком



Фильтрационно-емкостные свойства и параметры сетки модели представлены в таблицах 1–2.

Давление закачки пара:

- Одногоризонтная система. Давление закачки подземной пологовосходящей скважины $P = 5 \text{ атм.}$
- Подземно-поверхностная система. Давление закачки поверхностной скважины $P = 10 \text{ атм.}$
- Двухгоризонтная система. Давление закачки скважин с надпластового туффитового горизонта $P = 5 \text{ атм.}$
- Одногоризонтная система с оконтуривающими штреками. Давление закачки подземной пологовосходящей скважины $P = 3 \text{ атм.}$ Давление закачки скважин с надпластового туффитового горизонта $P = 3 \text{ атм.}$

Параметры на добывающих скважинах во всех вариантах идентичные: $P = 101,3 \text{ кПа};$
 $\text{steamrate} = 0,1 \text{ м}^3/\text{сут.}$

Время расчета составляет 10 лет.

Распределение температуры для представленных термощахтных технологий на конец моделируемого времени представлены на рисунках 7–10.

ТАБЛИЦА 1. Фильтрационно-емкостные свойства модели*

Параметры	Значение
Коэффициент проницаемости, Д	2,5
Коэффициент пористости, д. е.	0,23
Начальная пластовая температура, °С	10
Начальное пластовое давление, кПа	200
Начальная нефтенасыщенность пласта, д.е.	0,86

* естественная и искусственная трещиноватость пласта не учитывалась в модели

ТАБЛИЦА 2. Параметры сетки модели

Размер модели по X, м	650
Размер модели по Y, м	35
Размер модели по Z, м	15
Размер ячейки по X, м	5
Размер ячейки по Y, м	5
Размер ячейки по Z, м	0,5
Количество ячеек	$130 \times 7 \times 30 = 27300$



РИС. 7. Распределение температуры при одногоризонтной системе

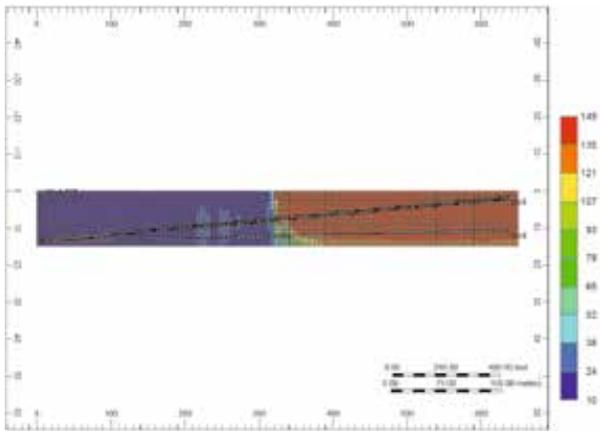


РИС. 9. Распределение температуры при двухгоризонтной системе

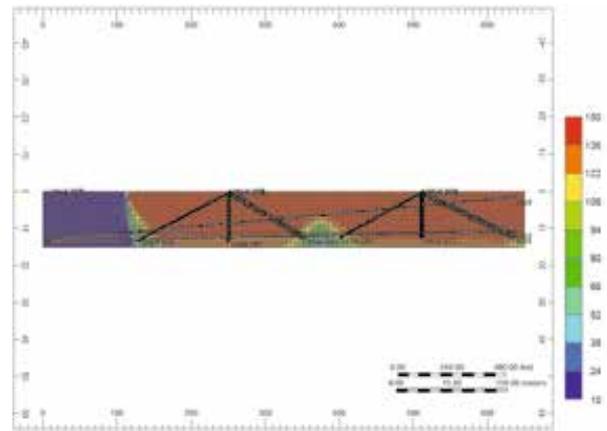


РИС. 8. Распределение температуры при подземно-поверхностной системе

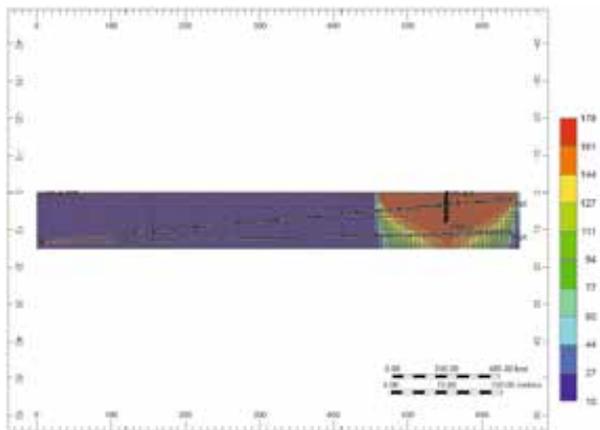
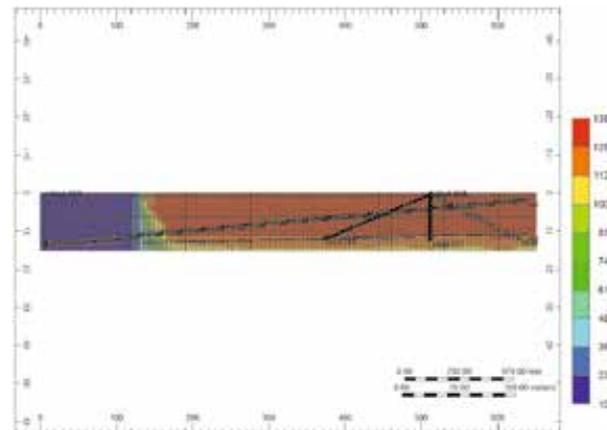


РИС. 10. Распределение температуры при одногоризонтной системе с оконтуривающим штреком



На рисунках 11–12 представлено сопоставление технологических показателей (КИН, ПНО) рассматриваемых технологий разработки.

В настоящее время наибольшее распространение по площади месторождения имеет одногоризонтная и подземно-поверхностная система.

Ниже дано описание преимуществ и недостатков применяемых систем разработки.

а) Двухгоризонтная система.

Преимущества:

- высокий охват пласта разработкой по площади участка;
- возможность обеспечить оптимальные темпы закачки пара при небольших давлениях нагнетания (не более 0,3 МПа).

Недостатки:

- очень большие затраты на горноподготовительные и буровые работы;

- низкий охват нижней части разреза прогревом из-за тенденции пара распространяться вверх и образования песчаных пробок на забое нагнетательных скважин.

б) Одногоризонтная система с оконтуривающими штреками.

Преимущества:

- максимальный охват залежи прогревом и нефтеизвлечением по площади и разрезу;

РИС. 11. Сопоставление КИН

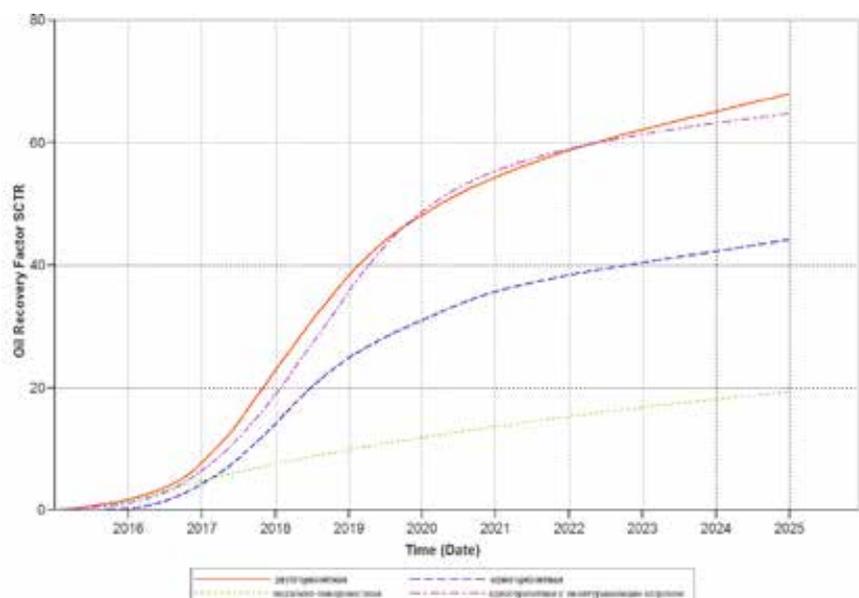
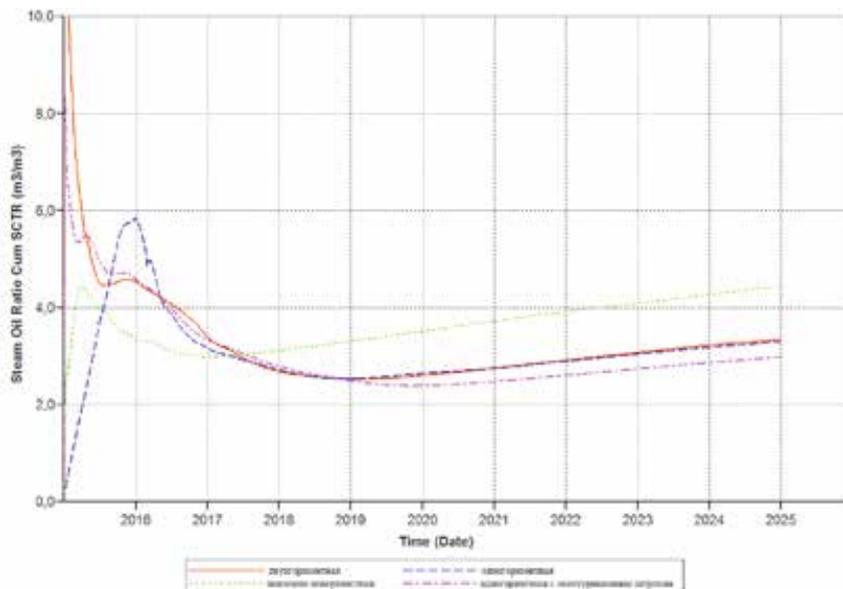


РИС. 12. Сопоставление ПНО



- возможность обеспечить требуемые темпы закачки пара при небольших давлениях нагнетания пара (не более 0,2–0,3 МПа).

Недостатки:

- объем горноподготовительных и буровых работ значительно меньше, чем при двухгоризонтной системе.

в) Одногоризонтная система.

Преимущества:

- исключаются капитальные затраты на бурение и обустройство поверхностных нагнетательных скважин, а также эксплуатационные затраты на ремонт поверхностных скважин;
- возможность обеспечить оптимальные темпы закачки пара при допустимых давлениях нагнетания (не более 0,5 МПа), исключающих прорывы пара за пределы разрабатываемых участков и в горные выработки;
- высокий охват и нефтеотдача пласта за счет возможности закачки пара в нижний ярус подземных скважин и более полного вовлечения в процесс разработки нижней части продуктивного разреза;
- самое низкое паронефтяное отношение благодаря высокой тепловой эффективности процесса разработки;
- гибкая система регулирования распределения тепла благодаря возможности подачи пара в любую зону пласта в любое время;

- возможность осуществить перевод площадей двухгоризонтной системы на одногоризонтную и тем самым уменьшить затраты на поддержание и проветривание выработок туффитового горизонта.

Недостатки:

- необходимость дополнительного оборудования подземных нагнетательных скважин для снижения тепловыделений в рудничную атмосферу до допустимого уровня;
- наличие в рабочей зоне системы парораспределения.

г) Подземно-поверхностная система.

Преимущества:

- улучшение температурного режима в буровых галереях за счет удаления зоны нагнетания пара от галереи.

Недостатки:

- необходимость бурения и обустройства большого количества нагнетательных скважин с поверхности, что приводит к увеличению в 2 раза затрат на подготовку площадей по сравнению с одногоризонтной системой;
- ограниченность применения системы на значительных территориях из-за болот, водоемов, жилых и производственных сооружений, охранных зон;

- применение больших давлений нагнетания (до 0,8–1 МПа) неизбежно приводит к прорывам пара через ранее пробуренные скважины в горные выработки надпластового горизонта и их разрушению;
- сложно вовлечь в активную разработку нижнюю половину пласта;
- дополнительные эксплуатационные расходы на освоение и ремонт поверхностных скважин, а также на восстановление разрушенных горных выработок;
- фиксированная система парораспределения не позволяет регулировать процесс разработки и воздействовать на непрогретые зоны пласта;
- недостаточная точность проводки скважин требует бурения дополнительных скважин для установления гидродинамической связи с зонами нагнетания пара [1].

По результатам моделирования необходимо сделать следующие выводы:

Во-первых, рассмотрены основные термошахтные технологии, описаны преимущества и недостатки.

Во-вторых, с помощью программного комплекса CMG (модуль Stars) были смоделированы основные термошахтные технологии.

В-третьих, по результатам моделирования установлено, что наибольшей нефтеотдачей на конец моделируемого времени обладает вариант с двухгоризонтной системой термошахтной разработки. При этом наименьшее паронефтяное отношение оказалось у варианта с одногоризонтной системой с оконтуривающими штреками. ●

Литература

1. Рузин, Л. М. Технологические принципы разработки залежей anomalно вязких нефтей и битумов. – Изд. 2-е, пер. и доп. / Л. М. Рузин, И. Ф. Чупров, О. А. Морозюк, С. М. Дуркин. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2015. – 476 с.
2. Рузин, Л. М. Разработка залежей высоковязких нефтей и битумов с применением тепловых методов [Текст]: учеб. пособие / Л. М. Рузин, О. А. Морозюк. – 2-е изд., перераб. и доп. – Ухта: УГТУ, 2015. – 166 с.
3. Манаул по CMG.

KEYWORDS: heavy oil, the system of field development, reservoir simulation, thermal-mining technology, oil recovery.



ЭНТРОПИЙНАЯ СЕЙСМОЛОГИЯ

Нефть и сланец северо-восточного Китая

В РАБОТЕ ОПИСЫВАЕТСЯ ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ЭНТРОПИЙНОЙ СЕЙСМОЛОГИИ ДЛЯ РЕТРОСПЕКТИВНОГО АНАЛИЗА ПОДГОТОВКИ РАЗРУШИТЕЛЬНЫХ ЗЕМЛЕТРЯСЕНИЙ И ВЫЯВЛЕНИЯ ТЕХНОГЕННОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ. ЭТОТ МЕТОД ПОЗВОЛЯЕТ ВЫЯВЛЯТЬ И КОНТРОЛИРОВАТЬ ОБРАЗОВАНИЕ ТЕХНОГЕННЫХ РАЗРЫВОВ В ИЕРАРХИИ БОЛЬШИХ СЕЙСМОАКТИВНЫХ ОБЪЕМОВ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ, ОТВЕТСТВЕННЫХ КАК ЗА СИЛЬНЫЕ ЗЕМЛЕТРЯСЕНИЯ, ТАК И ЗА УМЕРЕННУЮ И СЛАБУЮ СЕЙСМИЧНОСТЬ. ИССЛЕДУЕТСЯ ВЛИЯНИЕ НА ПРОТЕКАНИЕ ЕСТЕСТВЕННЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ТЕХНОГЕННЫХ ФАКТОРОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ГАЗОНЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ДОБЫЧИ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА НА СЕВЕРО-ВОСТОКЕ КИТАЯ. РАССМОТРЕНО ПРОСТРАНСТВЕННО-ВРЕМЕННОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ДИНАМИКУ ПОДГОТОВКИ СИЛЬНЫХ ЗЕМЛЕТРЯСЕНИЙ И НАВЕДЕННОЙ СЕЙСМИЧНОСТИ В МЕСТАХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РАЗРАБОТОК НА СВ КИТАЯ

IN PAPER THE APPLICATION OF A METHOD OF ENTROPY SEISMOLOGY FOR THE RETROSPECTIVE ANALYSIS OF PREPARATION OF POWERFUL EARTHQUAKES AND IDENTIFICATION OF THE MAN-MADE COMPONENT IS DESCRIBED. THIS METHOD ALLOWS TO DETECT AND MONITOR THE FORMATION OF TECHNOGENIC BREAKS IN THE HIERARCHY OF LARGE SEISMIC ACTIVE VOLUMES OF THE GEOLOGICAL ENVIRONMENT RESPONSIBLE BOTH FOR STRONG AND MODERATE EARTHQUAKES AND WEAK SEISMIC ACTIVITY. INVESTIGATES THE IMPACT ON THE FLOW OF NATURAL SEISMIC PROCESSES OF TECHNOGENIC FACTORS IN THE DEVELOPMENT OF OIL AND GAS DEPOSITS AND SHALE GAS IN NORTH-EAST CHINA. CONSIDERED SPATIALLY TEMPORARY IMPACT ON THE DYNAMICS OF PREPARATION OF STRONG EARTHQUAKES AND INDUCED SEISMICITY IN A HYDROCARBON FIELD DEVELOPMENT IN NE CHINA

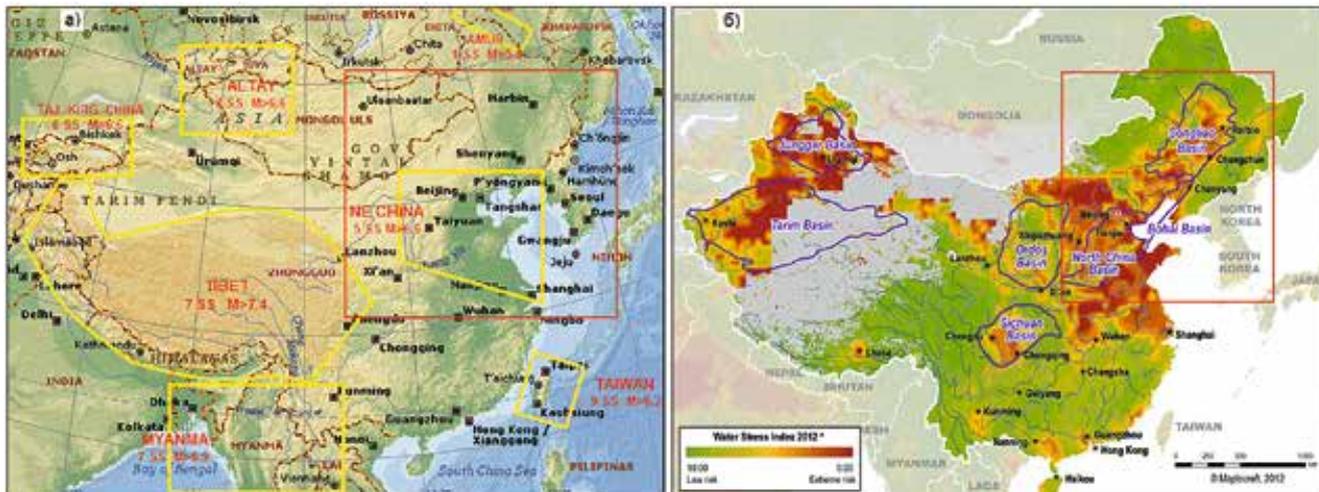
Ключевые слова: индуцированная сейсмичность, энтропия, анализ неустойчивости, сильные землетрясения, сланцевый газ.

**Акопян
Самвел Цолакович,**
Д.ф.-м.н.,
ведущий научный сотрудник,
Институт физики Земли
им. О.Ю. Шмидта РАН

Теория энтропийной сейсмологии описана в работах [3, 4, 9]. Она позволяет контролировать развитие неустойчивости и образование разрывов в больших объемах геологической среды на основе сейсмостатистики. Подготовка сильных землетрясений определенного энергетического уровня (выше некоторой пороговой магнитуды) происходит в объеме литосферы (имеющей конфигурацию на поверхности и глубину), названной *сейсмической системой* (СС). Было показано, что иерархическое разбиение СС и переход от больших систем к малым путем снижения пороговых магнитуд землетрясений, позволяет применять метод сейсмической энтропии для решения технологических задач в нефтегазовой отрасли. Пороговая магнитуда разделяет землетрясения внутри СС на сильные и относительно слабые – землетрясения-индикаторы, участвующие в подготовке сильных землетрясений. На основе метода сейсмической энтропии можно восстановить и прогнозировать динамическое поведение геологической среды назад во времени, взглянуть на

подготовку уже происшедших сильных землетрясений, изучить и выявить присутствие техногенной составляющей. На естественные процессы подготовки сильных землетрясений могут влиять масштабные техногенные изменения внутри геологического объема СС, возникающие при эксплуатации водохранилищ, нефтегазовых разработок, добычи сланцевого газа и др. [1, 2, 5, 9]. Техногенная составляющая, в зависимости от особенностей региона, может по-разному влиять на протекание сейсмических процессов. В рамках СС она может вызвать индуцированную сейсмичность относительно слабых землетрясений, усилить магнитуду сильного землетрясения, спровоцировать ее раньше времени, вызвать миграцию очага, спровоцировать новый очаг сильного землетрясения. В работах [1, 2] обсуждались возможности применения метода сейсмической энтропии: для решения технологических задач контроля динамики развития гидроразрыва пласта (ГРП) на месторождениях углеводородов; для экологического контроля наведенной сейсмичности из-за разработки месторождений сланцевого газа.

РИС. 1. Сейсмические системы (а) и нефтегазовые бассейны (б) в Китае.



Нефтегазовые месторождения и сейсмические системы Китая

На основе метода сейсмической энтропии в сейсмически активных регионах Китая и прилегающих территорий были выявлены 7 СС и более 33 подсистем разного энергетического уровня. На рисунке 1а показана конфигурация этих 7 регионов на карте Китая, которую автор демонстрировал в 2013 году во время видеомоста Москва-Пекин [7]. Для каждого региона показано число выявленных СС, ответственных за подготовку сильных землетрясений выше указанного порога магнитуд. Протяженность этих систем сотни и тысячи километров, самая большая из которых СС Тибет (~2000 км). На рисунке 1б показано расположение нефтегазовых бассейнов Китая [10]. Это бассейны: Тарим, Юнгаар, Кайдме, Сычуань и Ордос на западе; Сонляо (Songliao), Бохайский залив (Bohai Bay) на востоке.

Сиреневые контуры – это осадочные бассейны с возможностью промышленной добычи сланцевого газа. Спектр цветов на карте от зеленого до красного – шкала динамики водных ресурсов (*Water Stress Index* – это соотношение общего потребления воды к возобновляемым источникам воды) в соответствующих местах. Индекс рассчитывается как отношение суммы внутреннего, промышленного и сельскохозяйственного спроса по сравнению с имеющимся местным стоком, которое поступает через ручьи, реки и мелкие подземные воды. На рисунке 1 видна

приуроченность этих бассейнов к СС. Большим красным квадратом показана область на СВ Китая, которую мы будем исследовать.

СВ Китай

На рисунке 2 приведена схема тектоники СВ Китая из работы [11], охватывающая нефтегазовые бассейны Сонляо, Бохайский залив. Этот регион отделен от Восточно-Сибирского кратона Монгольско-Охотской шовной зоной и отмечен поясом Иньшань-Яншань на юге и поясом Дасин-Ганлинг на востоке. В бассейне Сонляо расположено

супергигантское нефтегазовое месторождение Дацин (Daqing), крупнейшее в Китае. Оно открыто в 1959 году, залежи на глубине 1–4 км. Кроме традиционных нефтяных месторождений здесь выявлены мощные нижне-меловые пласты сланца озерного происхождения, богатые глиной, но их преимущество заключается в очень высоком давлении, естественным образом растрескивающих породу. Перспективные сланцы обнаружены в изолированных полуграбенах на глубине от 300 до 2500 м. С 2013 года начата масштабная добыча сланцевых нефти и газа.

РИС. 2. Расположение бассейнов Сонляо, Бохайский залив и тектоника Северо-Китайско-Монгольского региона (NCMT). YYF – разлом Илан-Итон; DMF – разлом Дуньхуа-Мишань; HSZ – зона Shearn Shear; B – бассейн; F – разлом. Красные кружки – сильные землетрясения с $M \geq 7.0$, зеленые кружочки – индуцированная слабая сейсмичность с $M \geq 5.0$

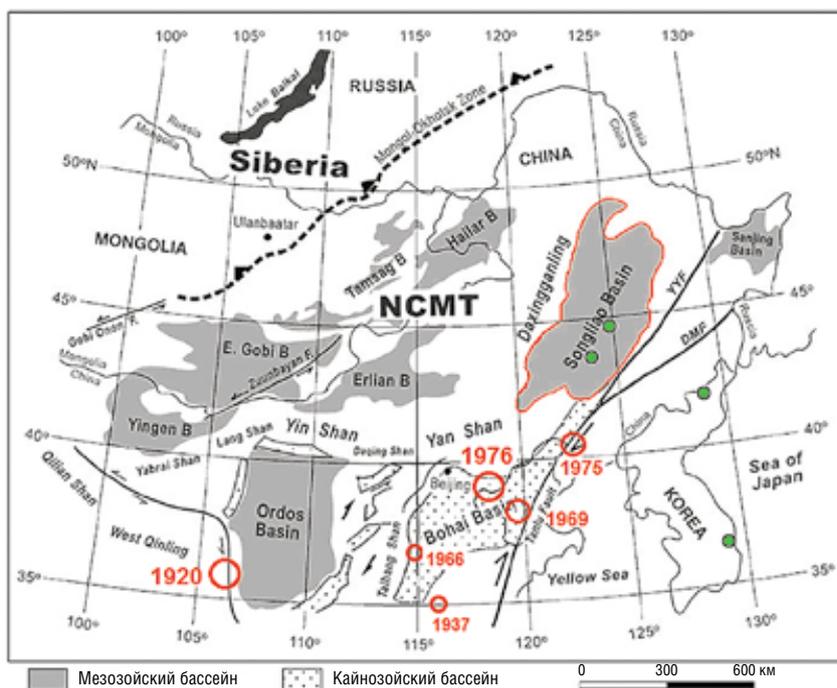
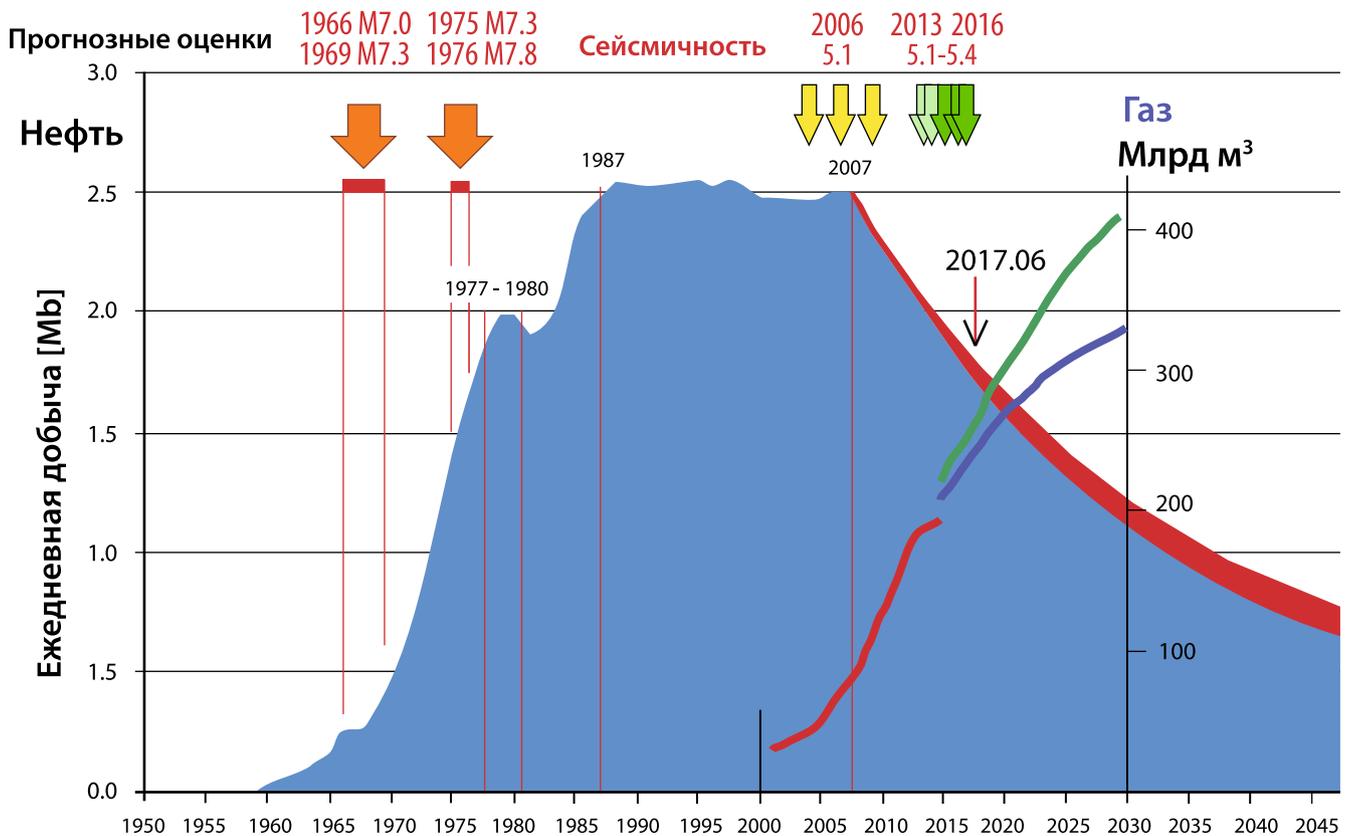




РИС. 3. Диаграмма и прогноз эксплуатации месторождения Дацин с 1960 г. Справа наложено: фактическое (с 2000 г.) и прогноз потребления газа в КНР в 2015-2030 гг. Стрелками наверху обозначены сильные землетрясения на СВ Китая и индуцированная слабая сейсмичность с $M \geq 5,0$ (зелеными) вне СС СВ Китая.



Запасы сланцевого газа в бассейне Бохайского залива находятся на четвертом месте после бассейнов Ордос, Сычуань, Тарим и в 1,6 раза больше чем в бассейне Сонляо.

На месторождении Дацин неуклонно нарастает угроза техногенного землетрясения, которая может вызвать локальные техногенные катастрофы (нарушения технологии добычи, нежелательные простои производства, обрушения зданий конструкций, человеческие жертвы, экологические загрязнения и т.д.). На рисунке 3 приведена диаграмма эксплуатации для месторождения Дацин с 1960 года и прогноз до 2045 года [10]. На нее наложен график фактического потребления (с 2000 года) и прогноз потребления газа в КНР в 2015–2030 годах. [6]. На рисунке 2 показаны эпицентры сильных землетрясений с $M \geq 7,0$ и индуцированная слабая сейсмичность с $M \geq 5,0$ в бассейне Дацин и в Корее. Времена этих землетрясений отмечены на рисунке 3 стрелками наверху диаграммы.

Сейсмические системы на СВ Китая

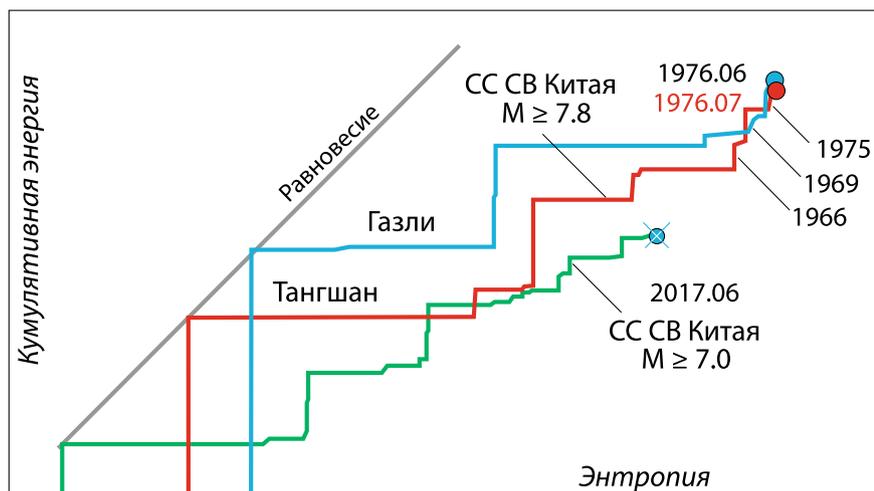
На СВ Китая на основе каталога землетрясений (с 1910 года) были выявлены 5 СС, с пороговыми магнитудами 6,6, 7,0, 7,3 и 7,8, контролирующие сильные землетрясения. Сейсмоактивная область на северо-востоке Китая включает столицу Пекин и индустриальные плотно заселенные провинции. Эта область известна сейсмологам тем, что здесь 4 февраля 1975 года произошло разрушительное Хайченское землетрясение $M = 7,3$, которое было успешно предсказано китайскими сейсмологами (погибло 2041 человек, но были спасены сотни тысяч жизней). А 28 июля 1976 года здесь же произошло катастрофическое Тангшанское землетрясение $M = 7,8$, которое по материальным потерям и человеческим жертвам относится к одним из самых опустошительных (по разным оценкам погибло от 240 000 до 600 000 человек). Выявленная здесь СС СВ Китая относится к плохо-определенным по нашей классификации [4]. Исследование

иерархии СС с возрастающей пороговой магнитудой показало, что Хайченское землетрясение являлось триггером и предвестником катастрофического Тангшанского землетрясения, а историческое землетрясение 1966 года ($M = 7,0$) – триггером землетрясения 1969 года ($M = 7,3$).

На трековой диаграмме (рисунок 4) видно, что все три землетрясения – 1966, 1969 и 1975 годов – в течение 10 лет существенно приподняли трек подготовки катастрофического землетрясения, который при большом значении энтропии имел дефицит кумулятивной энергии, чтобы попасть в область неустойчивости. На рисунке 4 трек подготовки Тангшанского землетрясения сопоставлен с треком подготовки Газлийского землетрясения (Узбекистан, 17 мая 1976 года, $M = 7,3$). Примечательно, что точки неустойчивости этих землетрясений почти совпали, а за месяц с лишним до землетрясения с $M = 7,3$ в Газли также произошло триггерное землетрясение (8 апреля 1976 года, $M = 7,0$). Наши исследования показывают, что Газлийские землетрясения 1976 года и каскад из трех землетрясений на СВ Китая были

подготовлены соответственно тектоникой в СС Средняя Азия и СС СВ Китая. Закачка воды при добыче газа в Газли могла способствовать образованию магистрального разрыва вблизи Газли. Т.е. в результате техногенного фактора очаг землетрясения, подготовленного тектоникой, из ожидаемой зоны сейсмоактивных разломов в рамках СС Средняя Азия переместился на сотни километров на запад, туда, где до этого не было сильных землетрясений. Как видно на рисунках 2 и 3, эпицентры трех землетрясений внутри бассейна Бохайский залив мигрировали на СВ, в сторону месторождения Дацин и по времени совпали со стремительным ростом добычи нефти на месторождении. Траектория подготовки катастрофического Тангшанского землетрясения и пространственно-временная картина миграции очагов сильных землетрясений 1966, 1969 и 1975 годов, подготовивших катастрофу, указывают на взаимосвязь катастроф 1975 и 1976 годов с разработками месторождения Дацин. Обширные и интенсивные разработки на месторождении Дацин в целом ослабили сплошность бассейна Сонляо, что сказалось на несущей способности и устойчивости связанного с ней бассейна Бохайский залив. Дальнейшее развитие индустрии добычи сланцевого газа и появления связанной с ней наведенной сейсмичности вне рамок СС с 2007 года, подтверждает существование такой взаимосвязи.

РИС. 4. Трековая диаграмма. Красная линия – трек Тангшанского землетрясения (1976 г.), голубая – Газлийского землетрясения (1976 г.), зеленая – трек подготовки землетрясения с $M = 7,0$ на СВ Китая на июнь 2017 г.



Разработки сланцевого газа и прогноз развития сейсмичности на СВ Китая

В 2013 году Государственное управление по делам энергетики КНР опубликовало политику развития добычи сланцевого газа, в которой предусмотрен ряд мер на поддержку разработки месторождений сланцевого газа, создания передовых районов добычи и общие правила регулирования отрасли [6, 8, 10]. Из экономических соображений сланцевый газ добывается в непосредственной близости от мест использования, и это приводит к образованию довольно густой сети скважин в обширных густонаселенных районах [2]. Отсюда возникают экологические проблемы сланцевых разработок, связанные с добычей нетрадиционных углеводородов с применением горизонтального бурения и ГРП. Потенциальные экологические риски, такие как загрязнение подземного водоносного слоя, активизация сейсмической активности выходят на первый план. Резкий рост добычи сланцевого газа с 2013 года и повышение водопользования для целей ГРП, жизненно необходимого для добычи сланцевого газа и сланцевой нефти в районе бассейна Бохайский залив, могли вызвать сейсмичность на СВ Китая и в Корее. Как видно на рисунке 3, на фоне общего спада добычи нефти с 2013 года намечается активизация добычи сланцевого газа. С 2007 года начинается

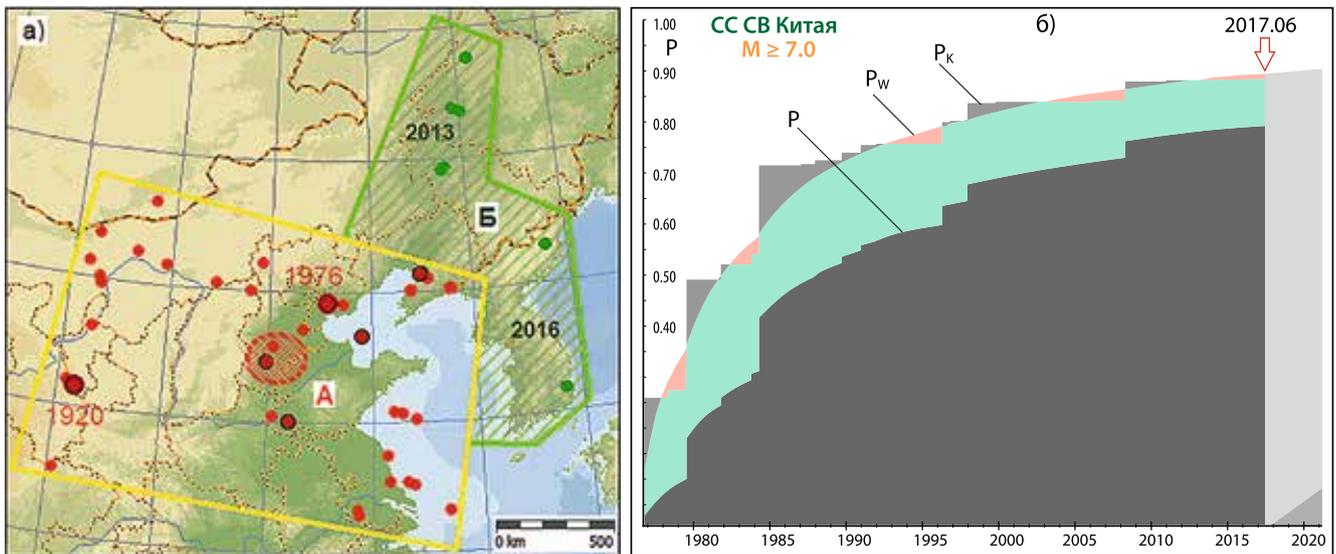
активизация слабой сейсмичности с $M \geq 4,0$ вне рамок СС СВ Китая в зоне Б на рисунке 5а, вследствие чего в 2013 и 2016 годах наблюдается активизация чувствительных землетрясений индикаторов с $M = 5,1-5,4$ на месторождении Дацин и на Корейском полуострове.

На языке метода сейсмической энтропии это означает, что рамку СС необходимо расширить. Из этого следует, что в будущем в зоне Б могут быть подготовлены землетрясения с магнитудами $M = 5,4-5,8$. Для справки отметим, что до 2016 года самое мощное землетрясение на Корейском полуострове природного происхождения было зафиксировано 8 января 1980 года на территории Северной Кореи. Тогда сила толчков составила 5,3 балла. Согласно историческим летописям, сильные землетрясения в Южной Корее были в 779 году в районе Кенчжу и в 1643 году в районе Ульсана. Эпицентры большинства землетрясений в Южной Корее находятся в непосредственной близости от рекордного в мире скопления атомных реакторов. В радиусе 70 км от Кенчжу работают более десяти атомных реакторов. Обеспокоенное возрастающей сейсмической опасностью, правительство Южной Кореи намерено к 2018 году разработать новые меры и стандарты безопасности для атомных электростанций, где будут учтены рекомендации специалистов-сейсмологов. На рисунке 4 показана траектория подготовки разрушительного землетрясения с $M = 7,0$. Динамика роста вероятности такого землетрясения в СС СВ Китая с пороговой магнитудой $M = 7,0$ приведена на рисунке 5б. Она рассчитана по методу [9] после землетрясения 1976 года и спустя 41 год, к июню 2017 года, достигла высокого значения $P = 79,65\%$ (по энергии $P_K = 88,67\%$, по энтропии $P_W = 89,83\%$). Опасность в ближайшие три года будет локализована на юге провинции Хебэй (Hebei), в зоне А на рисунке 5а.

Спустя 41 год на основе метода сейсмической энтропии удалось доказать взаимосвязь разрушительных землетрясений на СВ Китая с 1966 по 1976 годы и выявить влияние



РИС. 5. а) Границы СС СВ Китая до 2013года и после. Зеленным указаны расширение СС из-за наведенной сейсмичности; А – опасная область ожидания сильного землетрясения в ближайшие три года; б) Динамика роста вероятности подготовки сильного землетрясения с $M \geq 7,0$ в СС Северо-Восток Китая на июнь 2017 года.



техногенных факторов на их подготовку. Количественно исследовано возможное влияние техногенных эффектов на протекание сейсмических процессов из-за нефтегазовых разработок на месторождении Дацин и добычи сланцевого газа в Бохайском заливе. Показано, что сильные землетрясения подготавливаются тектоникой, а влияние вмешательства человека в жизнь земных недр на СВ Китая при разработке нефти и сланцевого газа может внести некоторые коррективы в сейсмические процессы. Местоположение очагов сильных землетрясений могут мигрировать в рамках СС и привести к триггерным сильным землетрясениям. География индуцированной сейсмичности с магнитудами $M \geq 5,0$ на СВ Китая, участвующих в подготовке разрушительных землетрясений и представляющих опасность для жизнедеятельности человека, может существенно расшириться и охватить Корейский полуостров. Эти добавочные техногенные эффекты можно выявлять, прогнозировать и контролировать методами энтропийной сейсмологии, снижая экологический риск и корректируя планирование нефтегазовых разработок. ●

Литература

1. Акопян С.Ц. Применение метода сейсмической энтропии для решения технологических задач в нефтегазовой отрасли // *ROGTEC*. 2014, 38. С. 56-63.
2. Акопян С.Ц. Энтропийная сейсмология и ее применение при разработке сланцевого газа // *Экспозиция Нефть Газ*. 2015, 6, 45. С. 40-43.

3. Акопян С.Ц. Сейсмические системы, закон производства энтропии и ансамбли сильных землетрясений // *Изв. РАН, Физика Земли*. 2016, 6. С. 1-22.
4. Акопян С.Ц., Бондур В.Г., Рогожин Е.А. Технология мониторинга и прогнозирования сильных землетрясений на территории России с использованием метода сейсмической энтропии // *Изв. РАН, Физика Земли*. 2017, 1. С. 1-20.
5. Акопян С.Ц. Энтропия, мониторинг сейсмичности на Армянском нагорье и динамика заполнения Ахурянского водохранилища // *Вопросы инженерной сейсмологии*. 2017. Т. 44. №2. С. 5-14
6. Богоявленский В.И., Баринов П.С., Богоявленский И.В., Якубсон К.И. Газовая революция в Китае // *Бурение и нефть*. 2016. №11. С. 3-14.
7. Видеомост Москва - Пекин: «Сейсмобезопасность: как уберечься от стихии? Опыт России и Китая» // *Международный мультимедийный пресс-центр РИА Новости*. 14 мая 2013. <https://ria.ru/announce/20130513/937031207.html>

8. Китай: нефтегазовая отрасль, сланцевый газ, вода, экология // *LIVEJOURNAL*, 22 ноября 2013. <http://iv-g.livejournal.com/968160.html>
9. Akopian S.Ts. Open dissipative seismic systems and ensembles of strong earthquakes: energy balance and entropy funnels // *Geophysical Journal International*. 2015, V. 201. P. 1618–1641.
10. http://www.tsl.uu.se/uhdsg/Publications/China_GOF.pdf 17.06.2012.
11. Yongjian H., Cheng-Shan W. Scientific Drilling of the Terrestrial Cretaceous Songliao Basin // *Scientific Drilling*, No. 6, July 2008. P. 60-61. doi:10.2204/iodp.sd.6.11.200.

KEYWORDS: *Kirinskoye field, geological uncertainty, hydrodynamic modeling, production data, offshore of Sakhalin Island.*





Автобус особого малого класса на выставке
Импортозамещение-2017

А. Шпиленко



А. Кормильцин, Е. Хлопкова



Молодой сотрудник завода Метран

А. Шпаров



Д. Матушко

И. Горбунова, А. Филатов, А. Вельмогин



Стенд Минпромторга на выставке
Импортозамещение-2017



Сотрудница завода Метран



Н. Кучумова



Стенд компании Брянсксельмаш на
выставке Импортозамещение-2017



А. Матвеев





С. Милушкин и А. Слепышев



Стенд компании Транснефть на выставке Импортозамещение-2017



Сотрудница завода Метран



А. Похоменко



Сотрудник завода Метран



А. Глазырин



Участники конференции Нефтегазопереработка-2017



Президиум первого национального форума Импортозамещение



Д. Иосифов



Г. Крыжевич



А. Филатов и А. Шпаров



Стенд компании Московский Политех на выставке импортозамещение-2017



А. Вельмогин, Е. Плешакова



Э. Ахмеева



Т. Бадави

КЛАССИФИКАТОР ПРОДУКЦИИ И УСЛУГ ОТ Neftegaz.RU

*«Отапливать нефтью – все равно что отапливать
денежными ассигнациями»*

Д. Менделеев

Любая работа требует системного подхода. А особенно работа в такой стратегически важной сфере, как нефтегазовая. Единого российского классификатора, который был бы вспомогательным инструментом в работе, как нефтегазовых корпораций, так и смежников пока нет. А между тем унифицированная система классификации оборудования, сервиса и технологий, сырья и материалов в НГК просто необходима для эффективной коммерческой работы.

Классификатор нужен как покупателям товаров и услуг,

так и производителям в НГК, и позволяет снизить затраты при покупке и продаже товаров и услуг.

Специалисты Агентства Neftegaz.RU, взяв за основу советскую систему классификации и адаптировав ее под реалии сегодняшнего дня (отражающий действительность, а не прошлый день), переиздали удобный для использования классификатор. В основу его лег и собственный, более чем 7-летний опыт работы коммерческого подразделения Neftegaz.RU с компаниями НГК по организации поставок...

Полная версия классификатора представлена на сайте www.neftegaz.ru. На страницах нашего журнала редакция будет постоянно информировать читателей о новостях классификатора и печатать его фрагменты.

Классификатор – это не научная разработка, а «шпаргалка», которой удобно пользоваться, которая всегда под рукой.

Ждем ваших предложений по доработке классификатора, которые вы можете высылать на адрес, указанный на нашем сайте в разделе «Редакция».

КЛАССИФИКАТОР ТОВАРОВ И УСЛУГ ДЛЯ НГК

1. *Оборудование и инструмент в НГК*



2. *Сервис, услуги и технологии в НГК*



3. *Сырье и материалы в НГК*



4. *Нефтепродукты, нефть и газ*





ШАРОЧНЫЙ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ

1.1. Оборудование для добычи нефти и газа

1.1.1. Буровое оборудование и инструмент

1.1.1.12. Породоразрушающий инструмент

При бурении скважин наибольшее распространение получили шарошечные долота. Ими ежегодно выполняется почти 85 % объема проходки в нашей стране и за рубежом. По принципу действия это дробяще-скалывающий инструмент. Конструктивно шарошечный ПРИ более правильно отнести к механизмам, т.к. он имеет вращающиеся части, размещенные на опорных подшипниковых устройствах.

Наиболее распространен трехшарошечный вариант долота. Конструкция такого долота позволяет наилучшим образом механизму инструмента вписываться в цилиндрическую форму скважины тремя коническими шарошками. При этом обеспечивается оптимальное центрирование и устойчивость работы долота. Трехшарошечные долота выполняются секционными (бескорпусными).

Секционное трехшарошечное долото собирается из секций, свариваемых вместе по всему наружному контуру сопрягаемых поверхностей. При этом верхние сегментные части секций образуют присоединительную головку, на которой затем нарезается коническая наружная резьба. Средняя часть составляет также единое целое в результате сваривания лап. На наружной поверхности лап предусмотрены приливы, кромки и ребра жесткости, а также округлые полцилиндрические приливы под промывочные сопла. Сопла закрепляют при помощи удерживающего замка. Герметизация зазора между соплом и внутренней стенкой полости обеспечивается обычно резиновым уплотнением.



Козырек лапы обычно защищается антиабразивным покрытием. На тыльной части шарошки наплавляют защитное покрытие с хорошо сопротивляющейся абразивному износу калибрующей поверхностью, разделяемой одной из конических поверхностей корпуса шарошки. Вершина первой шарошки выполняется с лопатовидными элементами.

На верхнем торце присоединительной головки выбивают размер, заводской номер и тип долота, товарный знак и номер партии долот.

Внутренние элементы долота

Опора шарошки долота обычно состоит из консольной цапфы, составляющей единое целое с лапой и подшипников, позволяющих шарошке при вращении долота свободно вращаться относительно цапфы и передавать осевые и радиальные нагрузки. Один из подшипников одновременно с отмеченными функциями выполняет также роль запирающего, фиксирующего устройства, удерживающего шарошку на цапфе от продольного смещения. Поэтому такой подшипник называют замковым. Как правило, он выполняется в виде шарикоподшипника. Его шары заводятся в соответствующее гнездо через цилиндрический проход, просверливаемый в цапфе и запираемый после их установки специальной деталью, называемой замковым пальцем. Эта деталь имеет форму штыря, а выполняет роль пробки, заходящей в проход и не позволяющей шарам выкатываться из беговой дорожки. ●

БУРОВЫЕ ШНЕКИ

1.1. Оборудование для добычи нефти и газа

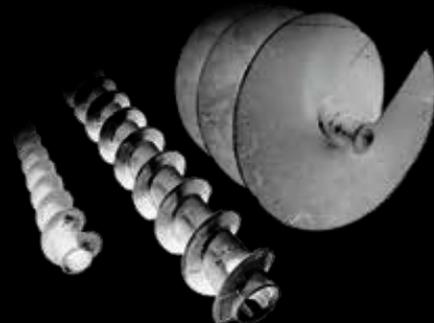
1.1.1. Буровое оборудование и инструмент

1.1.1.15. Вспомогательные устройства и инструмент

Шнеки для буровых установок крепятся при помощи резьбового соединения или специального унифицированного хвостовика.

Средняя глубина бурения – около 50 м. В некоторых случаях производятся приспособления для глубоких (до 100-120 м) работ.

Шнек буровой позволяет поднимать породу из скважины по винтовому каналу. При этом отраслевыми стандартами устанавливается скорость транспортировки и средний объем породы в момент ее перемещения. Так, объем грунта не должен превышать 0,2...0,4 от общего пространства.



Оптимальным видом бурового шнека считается тот, который имеет внутренний канал. Наличие такого канала позволяет:

- подавать через него воздух или воду посредством гидронасоса;
- снижать трение во время бурения.

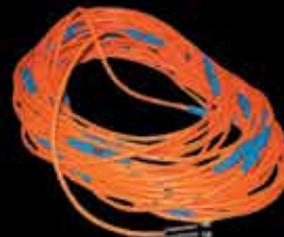
В ассортименте компании – несколько стандартных видов этого оснащения, изготовленных по усовершенствованной технологии. В зависимости от условий эксплуатации поставляются изделия с диаметром от 62 до 180 мм. Длина может составлять от 800 до 1800 мм.

КОСЫ ДЛЯ ЛИНЕЙНЫХ СТАНЦИЙ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.5. Приборы, системы и средства автоматизации

1.5.2.9. Датчики прочие



Линейные сейсмические косы обеспечивают соединение установленных в сейсмической расстановке сейсмоприемников с сеймостанцией. Стандартные сейсмические косы имеют 12 или 24 разъема для подключения сейсмоприемников и 1 или 2 концевых разъема для подключения к сеймостанции. Стандартно изготавливаются косы с шагом между сейсмоприемниками в 1/2/5/10/12.5 метров. На сейсмических косах могут быть установлены "болотные" разъемы для подключения

сейсмоприемников (РКП-2М) или стандартные "открытые" разъемы (РКВ-21). При использовании "длинной" расстановки, состоящей (для примера) из 96 каналов, могут быть изготовлены специальные версии 24-х сейсмических кос, состоящих из 4-х секций, 2 из которых будут иметь стандартное исполнение, а 2 с удвоенным внутренним количеством токопроводящих жил и с 2-мя концевыми разъемами с обеих сторон косы. Схема подключения описываемого комплекта представлена ниже. ●

ПОЛЕВОЙ ТЕСТЕР ГЕОФОНОВ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.5. Приборы, системы и средства автоматизации

1.5.2. Контрольно-измерительные приборы и аппаратура

Тестер геофонов предназначен для проверки параметров одиночных геофонов и их групп в любой конфигурации в лабораторных и полевых условиях. ●



Проверяемые параметры геофонов:

Наименование характеристики	Параметр	Значение
Полярность геофона		+/-
Сопротивление утечек геофона	Диапазон измерения, МОм	1...100
	Относительная погрешность, %	±5
	Разрешение, МОм	0,1
Электрическое сопротивление катушки геофона по постоянному току	Диапазон измерения, МОм	0...65535
	Относительная погрешность, %	±1
	Разрешение, МОм	1
Собственная частота геофона	Диапазон измерения, МОм	1,5...100
	Относительная погрешность, %	±1
	Разрешение, МОм	0,01
Коэффициент затухания колебаний геофона	Диапазон измерения, МОм	0,1...0,85
	Относительная погрешность, %	±1,5
	Разрешение, МОм	0,001
Коэффициент преобразования (чувствительность) геофона	Диапазон измерения, МОм	0...6553,5
	Относительная погрешность, %	±2
	Разрешение, МОм	0,1
Коэффициент нелинейных искажений геофона	Диапазон измерения, МОм	0...30
	Относительная погрешность, %	0,01
	Разрешение, МОм	0,01
Импеданс электрической цепи геофона	Диапазон измерения, МОм	0...65535
	Относительная погрешность, %	±1
	Разрешение, МОм	1



МИКРОСЕЙСМОКАРОТАЖНАЯ СТАНЦИЯ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.5. Приборы, системы и средства автоматизации

1.5.2.9. Датчики прочие

Назначение:

Усиление, аналого цифровое преобразование, накопление, хранение и просмотр зарегистрированных данных при проведении работ ВЧР и ВСП

Область применения:

малоглубинные сейсмические исследования в скважине

Состав системы:

- Зонд сейсмический SGD-SLM/G3
- Бортовой модуль SGD-SLM/CU
- Система синхронизации по кабелю SGD-SHC80. ●



Основные технические данные зонд сейсмический SGD-SLM/G3:	
Количество каналов регистрации сейсмического сигнала	3
Три встроенных геофона для регистрации сейсмического поля	GS-20DX, GS-20DX-2B
Уровень собственных шумов регистрирующего канала, при $K_u=64$, $T=2$ мс	< 0,08 мкВ
Коэффициент предварительного усиления регистрирующего канала, K_u	1, 2, 4, 8, 16, 32 и 64
Мгновенный динамический диапазон регистрации сигнала	> 130 дБ
Коэффициент подавления входного синфазного сигнала	> 100 дБ
Частотный диапазон регистрируемого сигнала (по уровню минус 3 дБ)	0...206 (413, 826, 1652) Гц
Период квантования регистрируемого сигнала	2, 1, 0.5 и 0.25 мс
Коэффициент нелинейных искажений регистрирующего канала	< 0,0005 %
Количество разрядов АЦП (ADS1282 Texas Instruments)	32 бит
Интерфейс передачи данных	специальный
Максимальная длина кабеля	100 м
Напряжение питания	30 ... 100 В
Максимальная потребляемая мощность	16 Вт
Диаметр скважины	< 150 мм
Время прижима зонда	< 60 с
Усилие прижима	кг
Степень защиты по ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89 CEI 70-1 EN 60529)	IP68
Диапазон рабочих температур	- 40 ... +85 °С
Габаритные размеры	57 x 630 мм
Масса	5,5 кг

Основные технические данные модуля бортового SGD-SLM/CU:	
Максимальное количество каналов регистрации	24
Максимальное количество подключаемых зондов	8
Управляющий микрокомпьютер (микропроцессор)	Colibri T20 512MB IT
Операционная система	LINUX
Емкость энергонезависимого 3V типа NAND Flash для данных	4048 МБайт
Емкость энергонезависимого 3V типа SD Card для данных	≤ 32 Гбайт
Разрешение цветного графического дисплея (NEC NL8048BC24-09D)	800x600
Интерфейс USB 2.0	1
Интерфейс ETHERNET 10/100 Мбит/с	1
Система синхронизации взрывных источников	SGD-S, ShotProll, BomBox
Система синхронизации электромагнитных импульсных источников	SGD-SP
Система синхронизации источников типа «падающий груз», «кувалда»	SGD-SHC, SGD-SHR
Номинальное выходное напряжение аккумуляторной батареи	12 В
Номинальная емкость аккумуляторной батареи	8,5 Ач
Продолжительность непрерывной работы от аккумуляторной батареи	8 часов
Напряжение питания в режиме заряда от сети переменного тока	90...264 В
Время заряда полностью разряженной аккумуляторной батареи, ч	≤ 12
Номинальное выходное напряжение для питания зондов	100 В
Напряжение питания от внешнего источника постоянного тока	11 ... 15 В
Степень защиты по ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89 CEI 70-1 EN 60529)	IP64
Диапазон рабочих температур окружающей среды	- 30...+70 °С
Габаритные размеры	270x246x124 мм
Масса	7 кг

БУРОВАЯ УСТАНОВКА

2. Сервис, услуги и технологии в НГК

2.1. Добыча нефти и газа

2.1.1. Геологоразведка

Буровые установки серии ПБУ являются основными и самыми массовыми установками применяемыми для проведения геологоразведочных работ на стройматериалы и золото.

Механическая трансмиссия, телескопическая мачта, простейшая гидравлическая схема делают ПБУ идеальной машиной для выполнения поставленной задачи. Буровые установки серии ПБУ обладают обширной доп комплектацией для реализации всех основных технологий бурения.

Буровые установки серии ПБУ выпускаются с 1991г и зарекомендовали себя как надежная, неприхотливая, безотказная и простая в управлении техника.

Применяемые технологии бурения:

- ударно-канатное бурение диаметром до 168 мм
- колонковое бурение «всухую» диаметрами 108-146 мм
- шнековое бурение сплошным забоем диаметром до 230 мм
- рейсовое бурение шнековым буром диаметром до 850 мм

Положительные характеристики ПБУ-2:

- В качестве шасси может быть использован широкий ряд колесной и гусеничной техники: ЗИЛ-131, УРАЛ, КАМАЗ (в том числе с двухрядной кабиной), МАЗ, транспортную гусеничную машину ТГМ-126, МТЛБу, тракторы ТТ-4.
- Высокий крутящий момент, позволяет сооружать скважины диаметром до 850 мм глубиной до 20 м.
- Наличие своего палубного дизеля снижает нагрузку и увеличивает моторесурс двигателя шасси.
- Простейшие механическая и гидравлическая схемы позволяют в минимальные сроки диагностировать и устранять неполадки.
- Установки такого типа применяются в геологоразведке на стройматериалы уже более 20 лет.
- Высокая масса буровой установки придает устойчивости при бурении и передвижении. ●



Артикул	ПБУ-2 СЕРИИ 300
Ход подачи, мм	1 800 / 3 500*
Усилие подачи, кгс:	
Вверх	3 500 – 10 000*
Вниз	3 500 – 10 000*
Частота вращения шпинделя, об/мин	25 – 430
Крутящий момент, кгм	500
Максимальная грузоподъемность лебедки, кгс	2 600
Условная глубина бурения, м	
Шнеками	60
Шнековым буром	25
Шнековым буром, скользящим по штангам	16
С продувкой	100
С промывкой	100 – 120
Ударно-канатное	168
Диаметр бурения, макс., мм	
Шнеками	400
Шнековым буром	850
С продувкой	215,9
С промывкой	250
Ударно-канатное	168

Открыта подписка на журнал Neftegaz.RU на 2018 год

Подписаться на журнал можно:

- **через редакцию.** Контактное лицо: Петрова Татьяна expo@neftegaz.ru +7 (495) 694-39-24
- **через сайт информационного агентства Neftegaz.RU** в разделе «Журнал – Подписка»

Издание «Деловой журнал Neftegaz.RU»	1 выпуск	2 выпуска	6 выпусков	12 выпусков
Печатный журнал на русском языке	1 093 руб.	2 186 руб.	6 558 руб.	13 116 руб.
Печатный журнал на английском языке	1 093 руб.	2 186 руб.	–	–
Электронный журнал	1 000 руб.	2 000 руб.	6 000 руб.	12 000 руб.
Печатный журнал на русском языке + электронная версия	1 593 руб.	3 186 руб.	9 558 руб.	19 116 руб.

- **через Межрегиональное агентство подписки (МАП)** Подписной индекс 11407
- **Через подписное агентство «Урал-Пресс»** Подписной индекс 80627



**Для корпоративных клиентов –
особые условия!**



«Ситуация становится более предсказуемой и устойчивой для бизнеса»

М. Орешкин



«У РФ достаточно ресурсов, чтобы противостоять негативным внешним факторам»

Д. Медведев

«Нефтяная отрасль очень инерционна. Мы не можем в один день остановить наши инвестиции»

В. Алекперов



«В некоторых странах-производителях газа, допустим, держат очень низкие цены на газ. Но это полностью перевернутая экономика»

В. Путин



«Природный газ — целевое топливо будущего»

А. Миллер



«Газотранспортная система Украины не просто старая, а технологически и морально устаревшая»

А. Новак



«США пытаются воспользоваться нынешним охлаждением в отношениях между нами и Евросоюзом, чтобы навязать европейцам свой сжиженный природный газ»

С. Лавров



«Мы будем искать возможности работать так, чтобы действия санкций минимизировать. И вы об этом узнаете очень скоро»

И. Сечин



«Мы думаем, что темпы ребалансировки рынка, возможно, замедлятся относительно наших ожиданий, но восстановление продолжается»

М. Баркиндо

ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

**Модульные установки газоподготовки:
внимание к деталям – от идеи до воплощения**



СЕПАРАЦИЯ



ОСУШКА



СЕРООЧИСТКА



КОМПРИМировАНИЕ

МГНОВЕНИЕ ПРЕКРАСНОГО. GENESIS G80



Кредит

6,9%*

Полноприводные седаны

GENESIS.COM



GENESIS

*Первоначальный взнос — от 30% от стоимости, ставка по кредиту в рублях — 6,9% при сроке от 12 до 36 мес., сумма кредита — от 100 000 руб. до 5 000 000 руб. Обязательно наличие страхового полиса КАСКО на весь срок кредита в страховых компаниях, соответствующих требованиям банка. Решение о выдаче кредита принимается банком индивидуально. Программа действует для физических лиц на покупку GENESIS G80 (Дженезис Джи80) с 17.08.2017 по 31.12.2017. Подробная информация — в официальных дилерских центрах GENESIS (Дженезис). Услуги предоставляются ООО «Русфинанс Банк» (генеральная лицензия ЦБ РФ №1792 от 13.02.2013). Не является офертой.

Дженезис Джи80. Реклама.