№4 (71) СЕНТЯБРЬ 2019

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

научно-технический журнал

входит в перечень ВАК

ISSN 2076-6785

ГАЗПРОМНЕФТЬ

Интегрированная модель для выбора способа эксплуатации на месторождении

НОВАТЭК

Технологические вызовы при освоении месторождений севера Западной Сибири

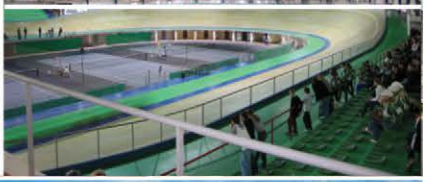
СИБУР

Надежность линейных участков длительно эксплуатируемых нефтепроводов

РусТехнология
Российские технологии автоматизации
www.rs-tech.ru

МОРОЗОВСКИЙ
ХИМИЧЕСКИЙ ЗАВОД

ДОЛГОВЕЧНОСТЬ
ТЕХНОЛОГИЧНОСТЬ
НАДЕЖНОСТЬ



Успех в борьбе с коррозией возможен только при комплексном подходе к решению задач по защите поверхностей.

www.tdmhz.ru

ДОЛГОВРЕМЕННАЯ ЗАЩИТА КОРРОЗИИ

БОЛЕЕ **50** ЛЕТ

Материалы МОРОЗОВСКОГО ХИМИЧЕСКОГО ЗАВОДА решают задачу по защите от коррозии в промышленных газовоздушных средах различной степени агрессивности.

Покупая материалы МОРОЗОВСКОГО ХИМИЧЕСКОГО ЗАВОДА, вы получаете квалифицированное сервисное сопровождение и гарантийные обязательства на поставляемые ЛКМ и готовые покрытия.

Сегодня на смену органосиликатным композициям приходит новое поколение материалов — полисилоксановые покрытия Армокот®.

ДОЛГОВЕЧНОСТЬ

более **20–25** лет

СТОЙКОСТЬ К УФ

покрытие **не выгорает**, сохраняет защитные и декоративные свойства на весь период эксплуатации

ТЕРМОСТОЙКОСТЬ

от **200** до **700°С**

ЭЛЕКТРОИЗОЛЯЦИЯ

высокие электроизоляционные свойства

ПОЖБЕЗОПАСНОСТЬ

класс пожарной опасности КМ1, покрытие **трудногорючее**, не распространяет пламя

НАНЕСЕНИЕ

до **–30°С.**

ПОЛИСИЛОКСАНОВЫЕ ЛАКОКРАСОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

АРМОКОТ

АРМОФАЙЕР

ОГНЕЗАЩИТНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

ЭПОКСИДНЫЕ И ПОЛИУРЕТАНОВЫЕ МАТЕРИАЛЫ

АРМОТАНК

АО «Морозовский химический завод» вновь подтвердило своё звание надежного партнера и внесено в Реестр российских предприятий и предпринимателей, финансовое и экономическое положение которых свидетельствует об их надежности как партнеров для предпринимательской деятельности в Российской Федерации и за рубежом.

ООО «ТД МХЗ», Санкт-Петербург, пр. Народного ополчения, д.10, лит.А, оф. 22Н, **+7 (812) 462-82-08**, info@tdmhz.ru

УЛЬТРАСКАН 2004М

Прибор дистанционного контроля высоковольтного энергетического оборудования под напряжением модифицированный

ПОЛУЧЕНИЕ ПРИБОРОМ ДАННЫХ

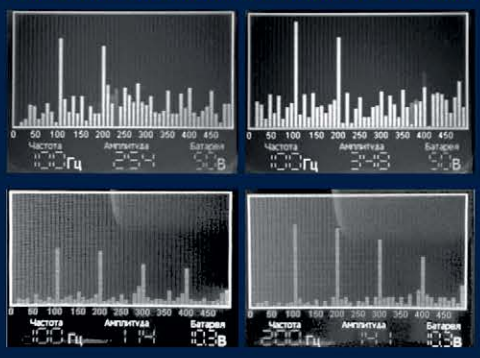
ПРИБОР ПРЕДНАЗНАЧЕН для дистанционного бесконтактного определения мест утечек электрического тока в элементах конструкций линий электропередачи, подстанций, в изоляторах контактной сети железных дорог, а также для их визуального контроля.
Прибор может найти применение для контроля мест утечек жидкостей и газов в газо- и трубопроводах, находящихся под давлением.
Прибор пригоден для контроля высоковольтного оборудования напряжением до 110 кВ.
Наибольшая эффективность достигается при контроле состояния электрооборудования напряжением 6-35 кВ.

ХАРАКТЕРИСТИКИ

Максимальная дальность определения дефекта	15 м
Угол раскрыва диаграммы направленности по уровню 0,7	не более 5 град
Диапазон принимаемых частот	37-42 кГц
Длительность записи сообщений*	не менее 2 часов
Кратность оптического визира	4
Диапазон рабочих температур	-10...+40 °С
Время непрерывной работы от одной зарядки	не менее 8 часов
Габаритные размеры	380x250x80 мм
Вес	не более 2,5 кг

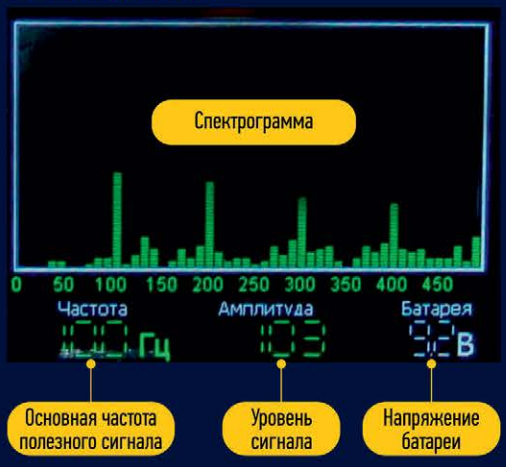
* в зависимости от комплектации.

ВНЕШНИЙ ВИД СПЕКТРОГРАММ ДЕФЕКТНЫХ ИЗОЛЯТОРОВ



Распознать дефект можно по спектрограмме. При его наличии появляются гармоники, кратные 50 или 100 Гц. Характерный вид спектра приведен на графиках. Здесь хорошо видны спектральные составляющие 100 Гц и 200 Гц, показывающие, что принятый сигнал характеризует именно дефект изоляции, а не посторонний шум. При этом остальные гармоники меняются хаотически.

ОТОБРАЖЕНИЕ ИНФОРМАЦИИ НА ЖК-ИНДИКАТОРЕ



Основное окно на индикаторе занимает спектрограмма полезного сигнала.
Также на индикаторе отображаются уровень сигнала, основная частота, напряжение встроенной батареи аккумуляторов.
Вид спектрограммы, уровень и основная частота полезного сигнала позволяют судить о наличии разрядов и природе их возникновения.
По напряжению батареи аккумуляторов контролируют степень ее разрядки.

ООО НПП «Метакон» 634034 г. Томск, ул. Вершинина,

Применение прибора «Ультраскан-2004» для выявления дефектов изоляции высоковольтного оборудования в нефтегазовой отрасли

В наши дни все мы настолько зависим от бесперебойной подачи электроэнергии, что любая авария на линиях электропередачи может привести к серьезнейшим проблемам не только отдельно взятого предприятия или населенного пункта, но и целого региона. Поэтому контроль состояния самих линий электропередачи, особенно высоковольтных, остается одной из первоочередных задач. Томским научно-производственным предприятием «Метакон» для контроля высоковольтного энергетического оборудования под напряжением был разработан и выпускается прибор «Ультраскан 2004», о котором и идет речь в данной статье.

Энергоснабжение силового оборудования магистральных нефте- и газопроводов, как правило, обеспечивается за счет вдольтрассовых воздушных линий электропередач (далее — ВЛ) с номинальным напряжением от 6 до 20 кВ. Эти линии отличаются от аналогичных районных электрических сетей значительной протяженностью: до сотен километров с отсутствием возможности резервирования. Чаще всего эти объекты расположены вдали от населенных пунктов и в труднодоступных заболоченных местах, что существенно осложняет их обслуживание и возможность оперативного устранения эксплуатационных повреждений. Основное назначение вдольтрассовых линий — обеспечение надежного контроля и управления линейного кранового оборудования, а также гарантированной электрохимической защиты трубопроводов за счет бесперебойной работы станций катодной защиты. Следовательно, повреждения на питающих линиях вызывают серьезные проблемы, связанные с необходимостью скорейшего их устранения для восстановления надежности эксплуатации всего комплекса транспортной магистрали.

Наиболее распространенное повреждение на ВЛ — однофазное замыкание «на землю» — происходит вследствие повреждения линейных изоляторов, загрязнения их сажей от пожаров, обрыва проводов, падения на провода деревьев и других посторонних предметов.

Время поиска повреждений зависит от протяженности линий, количества персонала аварийных бригад и транспортной доступности местности. К осложняющим факторам, при устранении повреждений, следует отнести тяжелые метеоусловия (ветер, дождь, снегопад и др.), поскольку именно погодные условия чаще всего провоцируют аварийные повреждения и отключения линии.

При этом выявление причин, вызвавших отключение, остается возможным только при визуальном осмотре всей линии. При снятом напряжении выявить повреждения опорных и подвесных изоляторов затруднительно, а в некоторых случаях практически невозможно. Методы дистанционного обнаружения и локализации мест замыканий на землю от питающих подстанций в настоящее время недостаточно проработаны. Поэтому поиск таких повреждений выполняется путем последовательного секционирования линий с проверкой сопротивления изоляции мегомметром, что связано со значительными трудозатратами.

Для предотвращения подобных ситуаций на помощь энергетикам приходят средства дистанционного контроля изоляции. Данные приборы позволяют эффективно выявлять повреждения изоляции на ранней стадии их развития, во время выполнения плановых обходов с осмотром воздушных линий и высоковольтного линейного оборудования (комплектных трансформаторных подстанций, реклоузеров и т.п.). Основным достоинством подобных средств диагностики является отсутствие необходимости отключений линий, малые габариты устройств и безопасность для оператора.

Для линейных подразделений, эксплуатирующих участки магистральных трубопроводов протяженностью до сотен километров, экономически наиболее оправдано использование ультразвуковых средств контроля, одним из которых является прибор «Ультраскан-2004». Прибор позволяет с достаточной точностью локализовать место повреждения и измерить уровень сигнала утечки, что в свою очередь делает возможным оценить степень опасности каждого выявленного дефекта и определить срочность его устранения (неотложно или при плановом ремонте). Эксплуатация прибора дает возможность выполнять контроль состояния изоляции ВЛ и связанных с ней высоковольтных устройств двумя способами:

- проведение регулярных плановых обследований линий, что позволяет своевременно выявить дефекты изоляции на стадии их первоначального появления;
- поиск мест повреждения изоляции при подаче напряжения на поврежденный участок либо от испытательных установок, либо от РУ подстанций (при возможности включения линии с выведенной защитой от однофазного замыкания на землю).

Прибор оснащен оптическим и лазерным визиром для локализации места повреждения по условию поиска максимального уровня сигнала. Это позволяет точно определять источник сигнала с расстояния до 15 метров в любую погоду и в любое время суток. Оптический визир, кроме своей основной функции наведения на объект, также позволяет более тщательно разглядеть видимые дефекты изоляции линии. Следует заметить, что при рабочем напряжении от 6 до 35 кВ наличие «чувствительной» для прибора утечки по изоляции устройств электроснабжения свидетельствует о снижении их надежности.

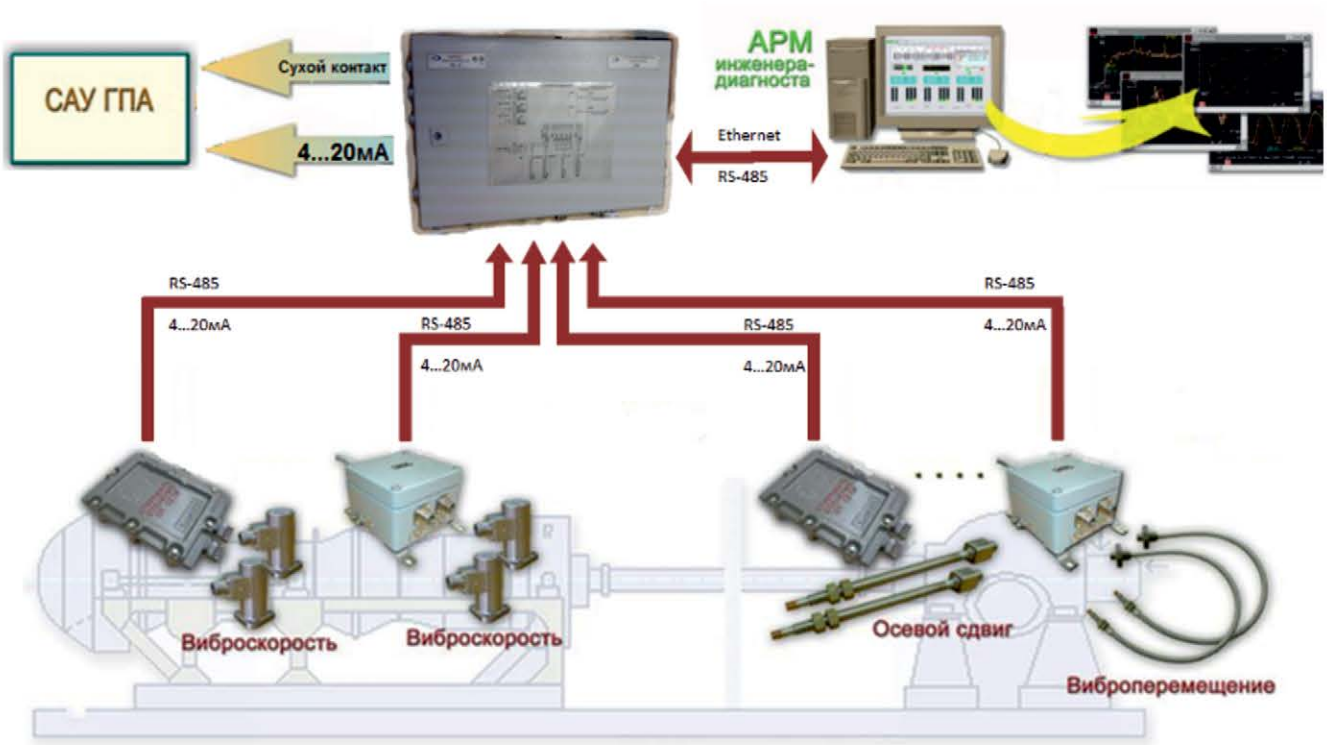
Кроме локализации места повреждения прибор позволяет оценить основную спектральную составляющую сигнала с помощью встроенного в прибор спектроанализатора. Значение основной спектральной составляющей, характерное для поврежденной изоляции, соответствует 100 Гц. Характер спектрограммы позволяет при обследовании объекта отбросить сигналы от механических источников (например, вибрация проводов и т.д.) и достоверно определить, что источником сигнала является дефект изоляции.

Кроме этого, существует возможность записи сигнала в память цифрового диктофона, входящего в комплект прибора, для накопления базы данных различных сигналов, их более тщательной обработки с помощью дополнительных программных и аппаратных средств. Наличие диктофона позволяет вести оперативную запись сообщений оператора о дефектировке изоляторов с привязкой к местности, что облегчает работу оператора особенно в неблагоприятных погодных условиях (дождь, ветер, туман, снегопад), когда использование блокнота и ручки практически невозможно.

Постоянное совершенствование прибора, тесное сотрудничество со специалистами, эксплуатирующими его в настоящее время, вывели прибор «Ультраскан-2004» на мировой конкурентный уровень. По своим измерительным характеристикам прибор не уступает импортным аналогам. Положительные отзывы от энергетиков ОАО «РЖД», угольных разрезов, районных электрических сетей России и Казахстана доказывают эффективность применения прибора для поиска неисправностей в сетях до 35 кВ.

ЭНЕРГОГАЗПРИБОР

Комплексы виброконтрольные КВ-А



Контроль вибрации компрессоров, газовых турбин

Датчики перемещения ДП-И

Датчик виброскорости ДВС-И

Контроль вибрации насосов, электродвигателей, вентиляторов

Датчик виброскорости ДИВ

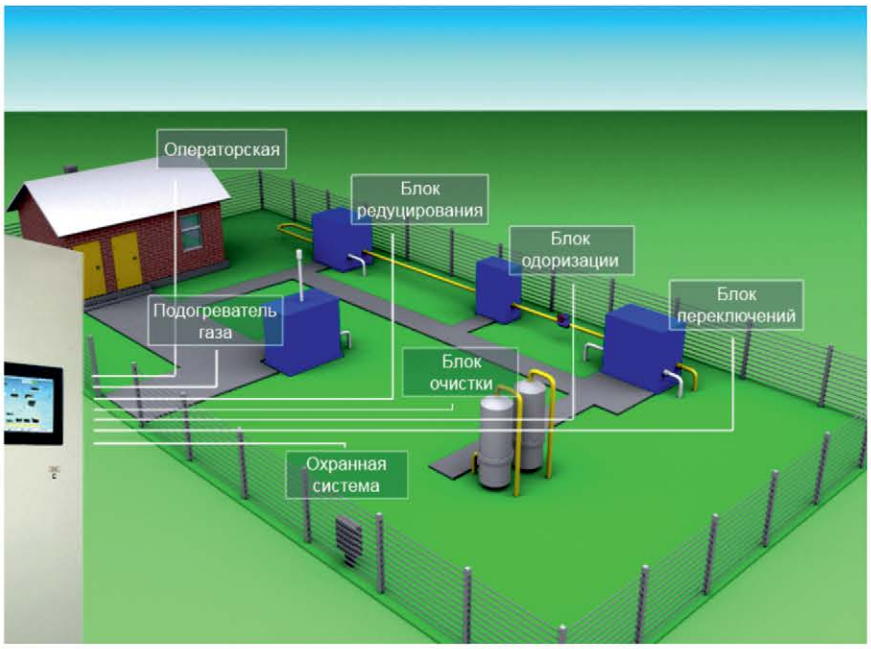
Датчики вибрации трёхкоординатные ДВА-И3

ЗАКАЗ ОБОРУДОВАНИЯ:

ООО "ЭНЕРГОГАЗПРИБОР"
Нижний Новгород, ул.Трудовая, 14
Тел./факс (831) 434-11-23, 434-11-24
www.vvgnn.com, e-mail: info@vvgnn.com

САРОВ - ВОЛГОГАЗ

Комплекс измерительно-вычислительный управляющий КУРС-НГ



Указатель уровня магнитный визуальный РУУМ

Автоматизированные системы одоризации газа АСОГ

АСОГ ИЦФР.423314.001-13...15
(блочное исполнение для любых типов ГРС)

АСОГ ИЦФР.423314.001...-06
(на замену капельницы для любых типов ГРС)

ТЕХНИЧЕСКИЕ КОНСУЛЬТАЦИИ:

ООО "НПО САРОВ-ВОЛГОГАЗ"
Нижегородская обл., г. Саров, Южное шоссе, 12, стр.15
Тел.(83130) 7-53-44, факс (83130) 7-53-45
E-mail: director@volgogaz.com

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геология

15 А.В. Языков, Ю.Н. Долгих, А.А. Куркин, А.З. Насибуллин, Л.М. Кадочникова, Я.В. Кузнецова, П.И. Елисеев, П.А. Кудрин, М.С. Григорьев. Методические и технологические вызовы при освоении месторождений севера Западной Сибири: геологоразведка и разработка

22 Л.А. Сим, И.А. Сабиров, Н.А. Гордеев. Новейшее напряженное состояние Мангышлака и возможное его влияние на распределение месторождений углеводородов

29 Е.А. Сафарова. Уточнение структуры визейского продуктивного резервуара Вуктыльского автохтона Верхнепечорской впадины

Геофизика

34 С.Н. Меньшиков, С.К. Ахмедсафин, С.А. Кирсанов, С.А. Егурцов, А.Ф. Зайцева, Ю.В. Иванов, А.Г. Новиков, С.В. Нерсесов. Спектрометрический нейтронный каротаж. Выделение продуктивных интервалов и оценка газонасыщенности низкопроницаемых коллекторов сенонских отложений севера Западной Сибири

39 М.Б. Шнеерсон. Современные полевые технологии наземной сейсморазведки

Бурение

44 Начало масштабных работ по внедрению технологии радиального бурения "Перфобур"

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Добыча

46 Н.А. Скибицкая, В.Н. Данилов, А.А. Латышев, И.М. Индрупский, А.А. Попов, В.А. Кузьмин, М.Н. Большаков. Стендовое моделирование технологии добычи жидких углеводородов при насыщенности ниже порога фильтрации из газонасыщенных отложений газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений

60 К.И. Повышев, С.А. Вершинин, А.Н. Бляблясс, О.С. Верниковская. Интегрированная модель как фундамент для выбора способа эксплуатации на месторождении с высоким содержанием газа

67 Р.Д. Гафаров, Т.И. Синицына, А.Н. Горбунов, С.П. Канайкин. Опыт проведения избирательных повторных ГРП в горизонтальных скважинах на пласты викуловской свиты Каменного ЛУ Красноленинского НГКМ

72 Р.Д. Зарипова, А.Р. Хайдарова, И.И. Мухаматдинов, С.А. Ситнов, А.В. Вахин. Влияние температуры на трансформацию смешанных оксидов железа (II, III) в гидротермально-каталитических процессах

Оборудование

76 ЭНЕРГАЗ внедряет многофункциональные установки подготовки газа

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 4 (71) сентябрь 2019

АДРЕС ГЕНЕРАЛЬНОГО ОФИСА УЧРЕДИТЕЛЯ, ИЗДАТЕЛЯ И РЕДАКЦИИ:
423809, Наб. Челны, Республика Татарстан, Россия
Мира, д. 3/14, оф. 145, а/я 6
+7 (8552) 38-51-26, 38-49-47

АДРЕСА ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВ:
Москва, Россия, Народного ополчения, д. 38/3, каб. 212
+7 (499) 350-13-85

Miami, FL, USA,
+1 (954) 646-19-08

Hilden, Germany,
+49 (1577) 958-68-49

САЙТ: www.runeft.ru
УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Экспозиция Нефть Газ»

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А
тел: +7 (843) 231-05-46
№ заказа 08-19/12-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 02.09.2019
ТИРАЖ: 10 000 экз.
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557
СВИДЕТЕЛЬСТВО:
ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

ГРУППА КОМПАНИЙ

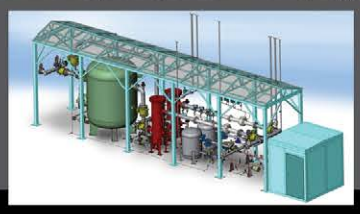
ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА

Дожимные и вакуумные компрессорные станции

Системы комплексной газоподготовки

Блочные пункты подготовки газа

Теплообменное оборудование



Проектирование и производство

Доставка и монтаж

Наладка, испытания, обучение персонала

Комплексный сервис, ремонт и модернизация

ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ

105082, Москва, ул. Б. Почтовая 55/59, стр. 1. Тел.: +7(495) 589-36-61. Факс: +7(495) 589-36-60.

info@energas.ru www.energas.ru

ТРАНСПОРТИРОВКА

Трубы

82 «ТМС групп»: Линии нового поколения по диагностике и ремонту насосно-компрессорных труб и насосных штанг

Смазочные материалы

86 С.Ю. Зубкова, Р.А. Романов. Стабильная работа и продление срока службы оборудования на основе диагностики и мониторинга смазочного масла

Компрессоры

89 Э.А. Петровский, К.А. Башмур, Ю.А. Геращенко, В.А. Маколов, Ю.Н. Шадчина. Рельефные завихрители потока для газовых двигателей компрессорных установок

Трубопровод

103 А.Н. Давыдов. Сопоставление надежности линейных участков с учетом изменения свойств трубной стали 14ХГС длительно эксплуатируемых нефтепроводов

Технологии

108 ССТэнергомонтаж: Применение технологий электрообогрева для освоения Сибири: скин-система для устройства Чаяндинского месторождения

КИПИА

Измерительные приборы

111 А.А. Мацибора, Р.Р. Гареев. Уточнение критериев диагностирования вентиляционного оборудования на установках комплексной подготовки газа

Диагностика

118 Д.Ю. Пятницкий, И. М. Банькин, О. И. Горшенко, Н. Н. Бадин. Локализация интервалов негерметичности НКТ и обсадных колонн автономным магнитоимпульсным дефектоскопом МИД

МЕРОПРИЯТИЯ

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:
Шарафутдинов И.Н. / ildar@expoz.ru

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:
Бикбаев Т.Н. / general@runeft.ru

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:
Шевцов А.А. / design@runeft.ru
Маркин Д.В. / dima@expoz.ru

РАБОТА С КЛИЕНТАМИ:
Баширов М.М. / marat@runeft.ru
Никифоров С.А. / serg@runeft.ru
Корнилов С.Н. / stas@runeft.ru
Игнатьев Д.В. / runeft@runeft.ru

ПОДПИСКА:
Новикова Ю.А. / office@runeft.ru

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:
Helmut Gaertner — Sc.D., ex-president EAGE (Germany)
Tayfun Babadagli — Sc.D., professor (Canada)
Абукова Л.А.— д.г.-м.н., профессор
Алтунина Л.К. — д.т.н., профессор
Ахапкин М.Ю. — к.т.н.
Аширмамедов М.А. — д.г.-м.н. (Туркменистан)
Баюк И.О. — д.ф.-м.н.
Бектенов Н.А. — д.х.н., профессор (Казахстан)
Богоявленский В.И. — д.г.-м.н., член-корреспондент РАН
Волож Ю.А. — д.г.-м.н.
Гогоненков Г.Н. — д.т.н., профессор
Голофаст С.Л. — д.т.н., профессор
Завидей В.И. — д.т.н., профессор
Индрупский И.М. — д.т.н., профессор
Ишматов З.Ш. — к.т.н.
Кемалов А.Ф. — д.т.н., профессор
Кемалов Р.А. — к.т.н.
Котельникова Е.Н. — д.г.-м.н., профессор
Лукьянов О.В.
Мануков В.С.
Морозов В.П. — д.г.-м.н., профессор
Муртазина Т.М. — к.т.н.
Николаев А.В. — д.ф-м.н, член-корреспондент РАН
Песин М.В. — к.т.н., доцент
Пунанова С.А. — д.г.-м.н.
Теляшев Э.Г. — д.т.н., профессор
Шустер В.Л. — д.г.-м.н., профессор

ТСС
ГРУППА КОМПАНИЙ

8 (495) 104-80-35
8 (800) 250-41-44
order@tss.ru
www.tss.ru

ДИЗЕЛЬНЫЕ ГЕНЕРАТОРЫ

от производителя

ОПЫТ

на рынке производства
и поставок оборудования с 1993 года

КАЧЕСТВО

высокое качество двигателей, проверенное эксплуатацией в тяжелых условиях и качественные комплектующие для сборки

ПРОИЗВОДСТВО

собственное производство площадью более 10000 м²

ТЕХПОДДЕРЖКА

быстрая и качественная техподдержка по всем вопросам работы нашего оборудования

СЕРВИС И МОНТАЖ

собственная сервисно-монтажная служба из профессиональных инженеров и специалистов

УДОБСТВО

возможность сотрудничества по EPC контрактам

Ассортимент электростанций от 5 до 2000 кВт
Производим более 2500 станций и 300 контейнеров в год
В наличии на складе не менее 1000 промышленных генераторов

MITSUBISHI MOTORS

MOTEURS Baudouin

DOOSAN

CONTENT

EXPLORATION AND DEVELOPMENT

Geology

15 Alexey V. Yazkov, Yuriy N. Dolgikh, Aleksandr A. Kurkin, Artur Z. Nasibullin, Liliya M. Kadochnikova, Yana V. Kuznetsova, Petr I. Eliseev, Pavel A. Kudrin, Maksim S. Grigor'ev. Methodological and technological challenges in hydrocarbon exploitation of northern West Siberia fields: exploration and development

22 Lidiya A. Sim, Ilnur A. Sabirov, Nikita A. Gordeev. The latest stress state of Mangyshlak and its possible impact on the distribution of hydrocarbon deposits

29 E.A. Safarova. Refinement of the structure of productive visean reservoir of Vuktyl autochthone of the Upper pechora depression

Geophysics

34 Sergey N. Men'shikov, Sergey K. Akhmedsafin, Sergey A. Kirsanov, Sergey A. Egurtsov, Alla F. Zaytseva, Yuriy V. Ivanov, Aleksandr G. Novikov, Sergey V. Nersesov. Spectrometric gamma-ray logging. Definition of productive intervals and appraisal of gas saturation in low-permeable reservoirs of Cenonian deposits in the northern part of Western Siberia

39 Mikhail B. Shneerson. Modern onshore seismic acquisition

PRODUCTION

Oil production

46 Natalia A. Skibitskaya, Vladimir N. Danilov, Aleksandr A. Latyshev, Ilya M. Indrupskiy, Andrey A. Popov, Vladimir A. Kuzmin, Mikhail N. Bolshakov. Experimental modelling of a recovery technique for liquid hydrocarbons at saturations lower than the flow threshold from gas-saturated deposits of gas-condensate and oilgas-condensate fields

60 Konstantin I. Povyshev, Sergey A. Vershinin, Aleksandr N. Blyablyas, Ol'ga S. Vernikovskaya. Integrated model as a foundation for choosing the method of operation at a gas-rich field

67 Rustam D. Gafarov, Tatyana I. Sinitsyna, Andrei N. Gorbunov, Sergey P. Kanaikin. Selective re-fracturing in horizontal wells of Vikulov series on Kamenny license area of Krasnoleninsky oil and gas condensate field

72 Rumiya D. Zaripova, Aliya R. Khaidarova, Irek I. Mukhamatdinov, Sergey A. Sitnov, Alexey V. Vakhin. The temperature influence on transformation of mixed iron (II, III) oxides in hydrothermal-catalytic processes

TRANSPORT

Compressors

89 Eduard A. Petrovsky, Kirill A. Bashmur, Yuliya A. Geraschenko, Vadim A. Makolov, Yuliya N. Shadchina. Relief swirlers for gas engine-compressor units

Pipeline

103 Alexey N. Davydov. Comparison of linear sections reliability for the changes in the properties of pipeline steel 14HGS long maintained pipelines

Measuring equipment

110 Andrey A. Matsibora, Rustem R. Gareev. Clarification of diagnostics criteria for complex gas treatment plant equipment

ACTIVITIES

OIL&GAS EXPOSITION

ISSUE:
4 (71) September 2019

GENERAL OFFICE:
N.Chelny, Republic of Tatarstan, Russia
3/14 Mira avenue, Suite 145
+7 (8552) 38-51-26, 38-49-47

REPRESENTATIVE OFFICES:
Moscow, Russia
38/3 Narodnogo opolcheniya str., Suite 212
+7 (499) 350-13-85

Miami, FL, USA,
801 Three islands blvd., Suite 217,
Hallandale Beach, 33009
+1 (954) 646-19-08

Hilden, Germany
+49 (1577) 958-68-49

URL:
www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:
Expozitsiya Neft' Gas, LLC

EDITOR IN CHIEF:
Ildar Sharafutdinov / ildar@expoz.ru

EDITOR
Timur Bikbaev / general@runeft.ru

DESIGNER:
Andrey Shevtsov / design@runeft.ru
Dmitriy Markin / dima@expoz.ru

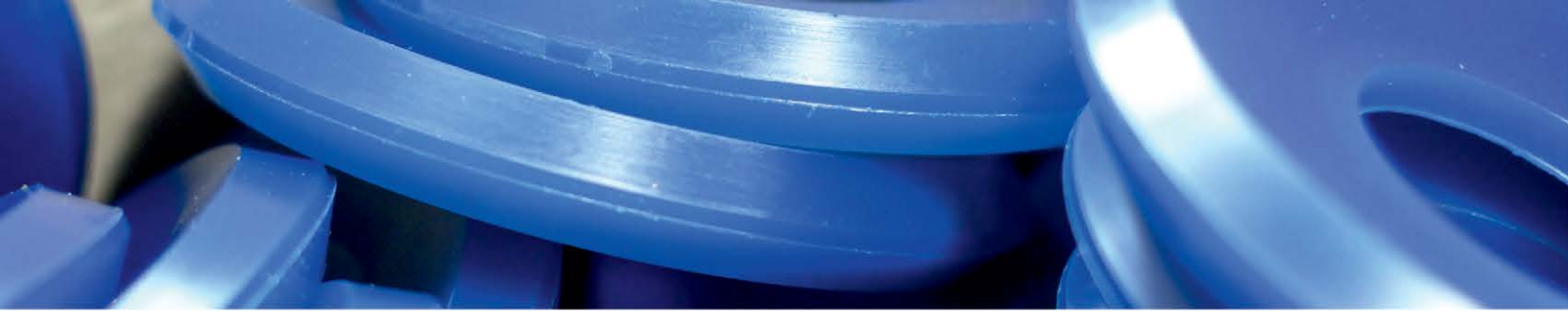
MANAGERS:
Marat Bashirov / marat@runeft.ru
Sergey Nikiforov / serg@runeft.ru
Stas Kornilov / stas@runeft.ru
Denis Ignatyev / runeft@runeft.ru

SUBSCRIPTION:
Julia Novikova / office@runeft.ru

PRINTED:
Logos typography Kazan
+7 (843) 231-05-46
ISSUE DATE: 02.09.2019

CIRCULATION: 10 000 copies

EDITIORIAL BOARD:
Helmut Gaertner — Sc.D. (Germany)
Tayfun Babadagli — Sc.D., professor (Canada)
Abukova L.A.—Sc.D., professor
Altunina L.K. — Sc.D., professor
Ahapkin M.Yu. — Ph.D.
Ashirmamedov M.A. — Sc.D. (Türkmenistan)
Bayuk I.O. — Sc.D.
Bektenov N.A. — Sc.D., professor (Kazakhstan)
Bogoyavlenskiy V.I. — Sc.D., corr. member, RAS
Vologh Yu.A. — Sc.D.
Gogonenkov G.N. — Sc.D., professor
Golofast S.L. — Sc.D., professor
Zavidei V.I. — Sc.D., professor
Indrupskiy I.M. — Sc.D., professor
Ishmatov Z.Sh. — Ph.D.
Kemalov A.F. — Sc.D., professor
Kemalov R.A. — Ph.D.
Kotelnikova E.N. — Sc.D., professor
Lukyanov O.V.
Manukov V.S.
Morozov V.P. — Sc.D., professor
Murtazina T.M. — Ph.D.
Nikolaev A.V. — Sc.D., professor
Pesin M.V. — Ph.D., assoc. prof.
Punanova S.A. — Sc.D.
Telyashev E.G. — Sc.D., professor
Shuster V.L. — Sc.D., professor



ЭЛАСТОПЛАСТ
Производство

О производстве

Производство «Эластопласт» основано в 2002 году. На данный момент предприятие имеет собственные производственные помещения, где налажена технологическая линия от синтеза системы компонентов до готовых изделий из полиуретана различного назначения для многих отраслей промышленности нефтегазодобывающей, химической, металлургической, электротехнической, горнодобывающей, строительной, сельскохозяйственной.

Консультация и сопровождение

Вот уже более 15 лет мы решаем технические задачи, поставленные нашими клиентами, подбирая оптимальный состав для изделий, необходимых под конкретные условия эксплуатации. Мы можем подробно описать поведение изделия в тех или иных условиях. Таким образом, мы предлагаем техническую поддержку и сопровождение под специфические особенности каждого проекта.

Уникальная линейка составов

В зависимости от условия конечного использования продукции диапазон твердостей может варьироваться от 45 ед. по Шору А до 75 ед. по Шору Д, при этом материал сохраняет высокие рабочие характеристики.

Знания сфер применения

Полиуретановые эластомеры характеризуются высокими значениями прочности и сопротивления раздиру, износостойкостью, устойчивостью к набуханию в различных маслах и растворителях, а также озоно- и радиационностойкостью. Сочетание высокой эластичности с широким диапазоном твердости определяет превосходные эксплуатационные свойства изделий на их основе.

Инженерный подход к каждому проекту

Инженеры «Эластопласт» проводят широкий спектр работ, направленных на разработку чертежей литьевых форм и изделий, а также дают консультации по техническим вопросам применения литьевых полиуретанов на производственных предприятиях, что позволяет получить эффективное и практичное промышленное решение.

Твердое стремление способствовать успеху заказчика и достичь долгосрочного сотрудничества - одна из основных ценностей нашей компании.

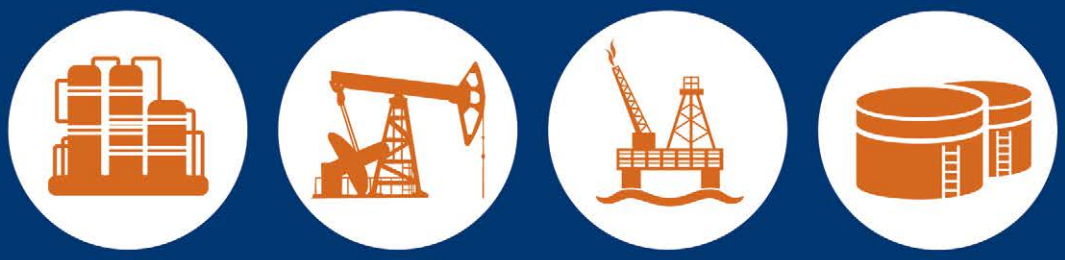
О продукции

ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ПРОИЗВОДИМ:

- **Манжеты и поршни для буровых насосов** (наработка больше 350 часов);
- **Покрытие полиуретаном валов, стержней, колес** (восстановление покрытия и изготовление под ключ);
- **Стрипперы ГНКТ, герметизаторы устьевые;**
- **Уплотнения клапанов буровых насосов;**
- **Заглушки для оборудования;**
- **Очистные шары, торпеды;**
- **Скребки ленточных транспортеров, трубных конвейеров, катков.**

г. Пермь ул. Фадеева 3а,
Тел. (342)273-42-04,
8 912 59000 82
www.elastoplast.pro,
Elastoplast@perm.ru

ЛАКОКРАСОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ MASSCO



КОМПЛЕКСНАЯ АНТИКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА

ВЫСОКОЕ КАЧЕСТВО
производство на территории Российской Федерации

ДОЛГОВЕЧНОСТЬ
срок службы свыше 25 лет

ТЕХНОЛОГИЧНОСТЬ
быстрая сушка, тиксотропность, нанесение материалов в зимнее время

- Энергетика
- Машиностроение
- Нефтегазовый комплекс
- Судостроение и судоремонт
- Гидротехнические сооружения
- Объекты транспортной инфраструктуры
- Промышленное и гражданское строительство

ООО «ТД «МАССКО»
входит в ГК TEKNOS
198515, Санкт-Петербург, Петергоф
ул. Новые Заводы, д. 56, к.3, лит. А
тел.: +7 (812) 334-95-19
massco@teknos.com
www.massco.ru

Massco

УДК 551+622.691

Методические и технологические вызовы при освоении месторождений севера Западной Сибири: геологоразведка и разработка

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10034

А.В. Языков
к.т.н., заместитель генерального директора по разработке
ayazkov@gmail.com

Ю.Н. Долгих
д.г.-м.н., ученый секретарь
YNDolgikh@novatek.ru

А.А. Куркин
старший эксперт
aakurkin@novatek.ru

А.З. Насибуллин
начальник управления

Л.М. Кадочникова
к.ф.-м.н., старший эксперт
LMKadochnikova@novatek.ru

Я.В. Кузнецова
к.г.-м.н., старший эксперт
YVKuznetsova@novatek.ru

П.И. Елисеев
начальник отдела
eliseev@novatek.ru

П.А. Кудрин
директор департамента
Kudrin@novatek.ru

М.С. Григорьев
заместитель генерального директора по бурению
MSGrigoriev@novatek.ru

ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

Введение

В 2010 году Правительством Российской Федерации был принят комплексный план по развитию производства сжиженного природного газа (далее — СПГ) на полуострове Ямал (распоряжение от 11 октября 2010 г. № 1713-р). Данное правительственное решение явилось логическим шагом реализации «ресурсного маневра» в газовой отрасли, состоящего в опережающем наращивании объемов производства и поставок СПГ на экспортные рынки — для того, чтобы минимизировать риски и скомпенсировать вероятные потери экспорта «трубного» газа в Европу и страны СНГ, где рынки, по прогнозам экспертов, будут переживать длительную стагнацию.

Основой для производства СПГ в России должна стать арктическая часть Западной Сибири (рис. 1). Высококачественная ресурсная база, уникальное географическое положение данного региона и развитие Северного Морского Пути позволят арктическому сегменту СПГ эффективно конкурировать на всех основных рынках сбыта.

Как известно, Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция в целом находится в стадии глубокого освоения, прирост ресурсной базы сейчас происходит в основном за счет малоамплитудных и малоразмерных перспективных объектов, выявляемых в процессе доразведки [1]. Тем не менее, опыт геологоразведочных работ последних 10 лет свидетельствует, что есть резервы выявления более крупных и даже уникальных объектов, на относительно малоизученных обширных территориях Ямала и Гыдана, включающих транзитные зоны северных губ и морей [2].

Однако северные месторождения обладают рядом специфических особенностей, затрудняющих их освоение:

- Неблагоприятные географо-климатические условия, выражающиеся в суровом арктическом климате, большом количестве рек и озер, высокой заболоченности, что затрудняет перемещение техники, проведение полевых геофизических исследований, строительство и монтаж любой инфраструктуры. Следует отметить и наличие разного рода экологических ограничений.
- Сильно выраженная неравномерность изученности и степени освоения территорий, удаленность от промышленно развитых регионов, отсутствие развитой инфраструктуры. В связи с этим — сложности с логистикой, базировкой, транспортировкой людей и грузов, высокая себестоимость любых работ.
- Сложное геологическое строение, наличие АВПД, низкие ФЕС ряда перспективных резервуаров, в том числе относящихся к трудноизвлекаемым запасам (далее — ТРИЗ), обуславливают необходимость внедрения продвинутых методов геологического моделирования и повсеместного использования горизонтального бурения, применения разных методов интенсификации добычи и специальных систем разработки залежей.
- Наличие мозаичных многолетнемерзлых пород, пучинистых и просадочных грунтов, непредсказуемость процессов разложения газогидратов диктуют требования по более детальному и тщательному анализу данных комплекса геофизических и инженерно-геокриологических изысканий при

Рис. 1 — Схема ресурсной базы арктической части Западной Сибири с выделением зон, ориентированных трубный газ и сжиженный природный газ (СПГ) [3].
Fig. 1 — The hydrocarbon assets map of the Arctic part of Western Siberia with allocation of zones focused on pipe gas and liquefied natural gas (LNG) [3]

Арктическая часть Западной Сибири содержит в себе основные объемы запасов и ресурсов углеводородов, доступных для освоения в ближайшее время в России. В настоящее время компанией «НОВАТЭК» здесь реализуются крупные проекты по производству сжиженного природного газа: «Ямал СПГ» и «Арктик СПГ 1, 2, 3». Объекты разработки имеют сложное геологическое строение, слабо изучены, расположены в неблагоприятных географо-климатических условиях и удалены от промышленно развитых регионов. Экономически эффективное освоение объектов такого типа является серьезным технологическим вызовом для нефтегазодобывающей отрасли, и обуславливает необходимость совершенствования технологий, существующих традиционных подходов и методик. В статье кратко освещены проблематика и основные достижения компании «НОВАТЭК» в геологоразведке и разработке.

Материалы и методы
Геологоразведочные работы, оценка и подготовка ресурсной базы, создание трехмерных геологических моделей, разработка и интегрированное моделирование месторождений.

Ключевые слова
интегрированный подход, геологоразведка, геологическое моделирование, разработка, ТРИЗ, СПГ

проектировании и строительстве объектов наземной и подземной инфраструктуры месторождений.

- Повсеместное развитие криогенных процессов создает препятствия проведению качественных полевых геофизических исследований, мощные неоднородности в верхней части геологического разреза искажают скоростные, плотностные и электрофизические модели продуктивных резервуаров.
- Бурение (строительство) скважин и сопутствующие исследования геофизических характеристик, керна и пластовых флюидов горных пород сильно осложняются широким развитием зон аномально высокого пластового и порового давления. Вынужденное и зачастую избыточное уплотнение бурового раствора впоследствии искажает геофизические характеристики, ФЕС и результаты испытаний продуктивных пластов, снижает коэффициент успешности поисково-оценочного бурения.

В связи с вышеизложенным, эффективное освоение северных месторождений является комплексной задачей, успешное решение которой невозможно без применения новых технологий и современных подходов к геологоразведке, разработке и добыче углеводородов, обустройству месторождений, строительству скважин.

Данная работа была разделена на две публикации. В первой статье рассмотрены вопросы геологоразведки и разработки.

Основные продуктивные и перспективные комплексы, объекты и направления геологоразведочных работ

На севере Западной Сибири по оцененным запасам газа безоговорочными лидерами являются Надым-Пурская, Пур-Тазовская и Ямальская нефтегазоносные области [4]. При этом месторождения Надым-Пурской и Пур-Тазовской областей находятся сейчас в стадии падающей добычи [5], и основные надежды на наращивание добычи в ближайшее время следует связывать с пока еще не введенной в стадию активной эксплуатации Ямальской областью. Здесь на ресурсной базе Южно-Тамбейского месторождения ПАО «НОВАТЭК» реализует проект «Ямал СПГ».

Вместе с тем, потенциал для прироста запасов трех вышеупомянутых областей уже весьма ограничен — процент степени разведанности ресурсной базы высок. Основной неопоискованный объем ресурсов и неразведанных запасов углеводородов сухопутной части Западно-Сибирской провинции сосредоточен на Гыданском полуострове, где расположены другие крупнейшие месторождения региона — Утреннее и Геофизическое. Для их освоения планируется создание новых проектов по сжижению газа — «Арктик СПГ».

Важно отметить, что основная часть запасов углеводородов региона имеет весьма сложное строение: приурочена к многопластовым (более 40 пластов) месторождениям со значительной степенью латеральной и вертикальной неоднородности.

В части поиска ресурсов, Гыдан — единственный регион Западной Сибири, где еще остались неразбуренными относительно крупные структурные поднятия в апт-альб-сеноманском и неокомском продуктивных комплексах, обладающих наиболее высокими ФЕС. Эти интервалы согласно официальным оценкам содержат в структурных ловушках до 30% от общего объема ресурсов Гыданского полуострова (рис. 2). При этом в картировании структурных ловушек на севере Западной Сибири имеются известные сложности, связанные с искажающим влиянием неоднородностей верхней части разреза на структурные построения. Для обеспечения необходимого в современных условиях уровня точности сейсмических моделей в компании «НОВАТЭК» разработана и применяется комплексная адаптивная технология кинематической инверсии сейсмических данных [6].

Еще большие перспективы Гыданского полуострова связаны с ачимовским и юрским интервалами — в них содержится около 60% ресурсов углеводородов (рис. 2). Следует отметить, что в целом по ЯНАО за последние 10–15 лет оценки ресурсов ачимовского НГК увеличились на 30–50 % [8]. При этом ресурсы и запасы в юрских и ачимовских ловушках по причине своего сложного строения, относительно низких ФЕС коллекторов, высокого АВПД, относят к категории ТРИЗ.

О сложности объектов свидетельствует и значительная разница в оценках ресурсного потенциала этой территории. По разным авторам она составляет от 7,1 трлн м3 газа [5] до 11,6 трлн м3 газа (официальные оценки [4]). Важно не преуменьшать диапазон

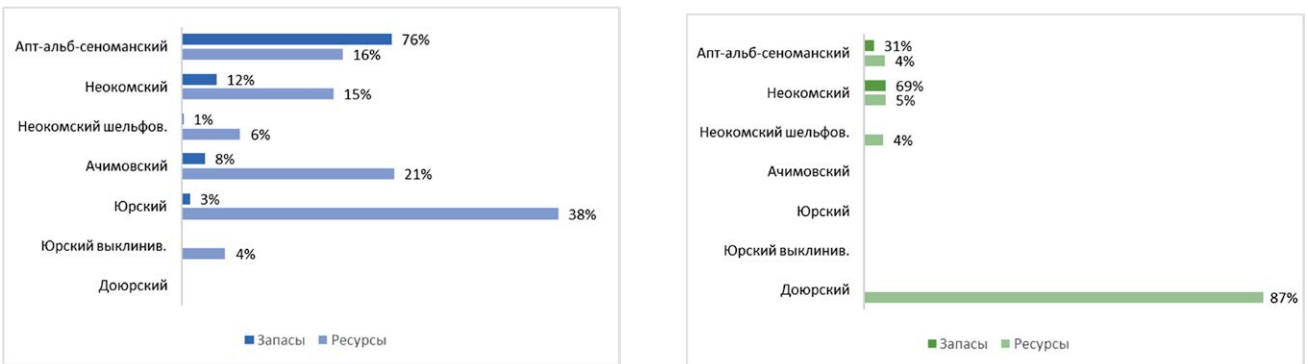


Рис. 2 — Распределение запасов и ресурсов газа (вверху) и нефти (внизу) в процентах по интервалам Гыданской и Енисей-Хатангской (ЯНАО) нефтегазоносной области. Составлено по официальным оценкам [4].
Fig. 2 — Distribution of reserves and resources of gas (above) and oil (below) in the intervals of Gydan and Yenisei-Khatanga (YNAO) oil and gas regions. After official estimates [4]

неопределенности прогноза и не завышать точность оценки, поскольку это может привести к отрицательным результатам [7]. Необходимо рассматривать все вероятные варианты и сценарии, как при оценке запасов и создании геологических моделей открытых месторождений [9], так и при оценке ресурсного потенциала перспективных площадей.

Выполняющиеся в настоящее время геологоразведочные работы подтверждают оптимистичные оценки. Так, новая поисковая скважина, пробуренная в 2017 году на Салмановском (Утреннем) месторождении, дала притоки газоконденсата в юрских пластах, и на государственный баланс были поставлены крупные запасы. По материалам ГИС законченной бурением в этом же году параметрической скважины Гыданской-130 прогнозируется наличие продукта, как в среднеюрском комплексе, так и в ачимовской толще.

Высокий ресурсный потенциал подтверждают и прямые признаки нефтегазоносности по сейсмическим материалам. Как известно, динамические аномалии в кровле сеноманского и альбского интервалов являются самым надежным признаком наличия продуктивного структурного поднятия [7]. Современные сейсмические съемки, проведенные за последние годы, выявили наличие таких аномалий на Северо-Обской, Восточно-Тамбейской, Няхартинской площадях.

В 2018 году на Северо-Обском и Няхартинском участках были открыты месторождения газоконденсата. Северо-Обское месторождение является самым крупным месторождением в мире, открытым за прошлый год.

В дополнение к «традиционным» перспективным интервалам, на Гыдане прогнозируется широкое развитие сложнопостроенных перспективных объектов: структурно-тектонических ловушек в доюрском интервале, а также ловушек выклинивания в юрских горизонтах и в триасовых грабенах [10]. В частности, такие ловушки намечаются по результатам проведенных в 2013–15 годах сейсмических работ 2D на северо-востоке Гыданского полуострова (Усть-Енисейская площадь) [11].

Создание трехмерных геологических моделей

В пределах Ямало-Гыданского фациального района основная часть запасов углеводородов, как уже упоминалось, сосредоточена в пластах, характеризующихся высокой фациальной неоднородностью (изменчивостью положения и протяженности коллекторов в пространстве), поскольку они приурочены к отложениям континентального и мелководно-морского генезиса.

Трехмерная геологическая модель, являясь системой условных элементов структуры месторождения, должна воспроизводить строение изучаемой площади в степени, достаточной для выполнения описательной и прогнозной функций. Геологические модели континентальных и прибрежно-морских отложений, построенные по стандартным регламентам и методическим рекомендациям, способны обеспечить лишь выполнение моделью описательной функции, заключающейся в соответствии скважинным данным, и не позволяют выполнять качественный прогноз распространения коллекторов, в виду высокой изменчивости геометрии и размеров седиментологических единиц, которые значительно меньше расстояний между разведочными скважинами.

С целью повышения прогнозных качеств трехмерных геологических моделей необходимо использовать комбинированную методику, позволяющую интегрировать в проект различные виды исходной геолого-геофизической информации и применять дифференцированные алгоритмы параметрического моделирования в зависимости от характера седиментологических объектов (рис. 3).

В качестве исходной информации используется весь комплекс данных:

- результаты ГИС и их интерпретации;
- дифференцированные петрофизические зависимости для различных литотипов;
- результаты описания керна и интерпретации электрофаций;
- фациальные карты;
- литературные данные о размерах и геометрии седиментологических единиц;
- отметки пластопересечений как итог хроностратиграфического варианта корреляции;
- результаты интерпретации материалов 3D сейсморазведочных работ в виде структурных поверхностей отражающих горизонтов;
- данные атрибутного анализа;
- результаты детерминистической или геостатистической инверсии.

Для обоснования положения межфлюидных контактов и оценки связанности песчаных тел используются результаты испытаний, отбора проб пластовых флюидов, интерпретации данных гидродинамического каротажа, газовый каротаж, а также сейсмические разрезы петроупругих параметров.

Разработка и интегрированное моделирование месторождений

В условиях сложного строения месторождений — с многопластовой структурой, ограниченной геометрией разрабатываемых объектов, пониженными толщинами продуктивных пластов и наличием водогазовых контактов — остро стоит проблема минимизации проектного фонда скважин, с одной стороны, и максимального извлечения УВ с другой. Для решения данных задач на Южно-Тамбейском месторождении осуществляется бурение многозабойных горизонтальных скважин и скважин с длинным горизонтальным окончанием, позволяющих оптимизировать эксплуатационный фонд и затраты на его бурение, а также вести эффективную выработку нескольких пластов одновременно.

Другим технологическим вызовом является разработка слабоизученных объектов: глубокозалегающих юрских и ачимовских пластов. В условиях дефицита геолого-геофизической и промысловой информации, и, следовательно, высокой неопределенности в исходных данных, важную роль играет анализ чувствительности и неопределенностей показателей разработки. Анализ неопределенностей позволяет определить границы рисков и ожиданий от месторождения, а также наиболее критичные параметры, которые в наибольшей степени влияют на экономическую эффективность проекта.

При отсутствии достаточного объема информации оценочные расчеты производятся на секторных гидродинамических моделях. Сектора выбираются в районах разведочных скважин с наибольшим объемом промысловой информации — с целью адаптации модели на фактические данные. С помощью секторных моделей проводится анализ чувствительности и неопределенностей в зависимости от размеров области дренирования, ФЕС пласта, свойств флюидов, технологических ограничений и др. Первоначально при анализе чувствительности определяются параметры, оказывающие наибольшее влияние на результаты расчетов показателей разработки единичной скважины. При этом определение минимально рентабельных толщин осуществляется путем технико-экономического анализа результатов расчетов для единичной скважины.

Для получения критерия по плотности проектной сетки скважин вводятся ограничения по длительности разработки и сроку окупаемости проекта в целом по месторождению. Общий профиль добычи по всему фонду скважин получают суммированием профилей

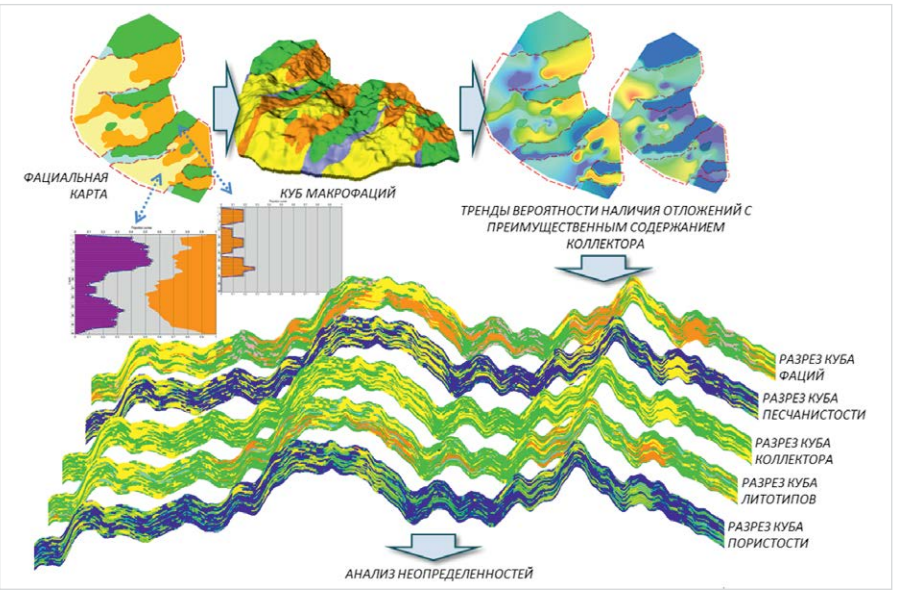


Рис. 3 — Схема создания геологической модели на основе комбинированной методики
Fig. 3 — Diagram of geological model creation using the combined technique

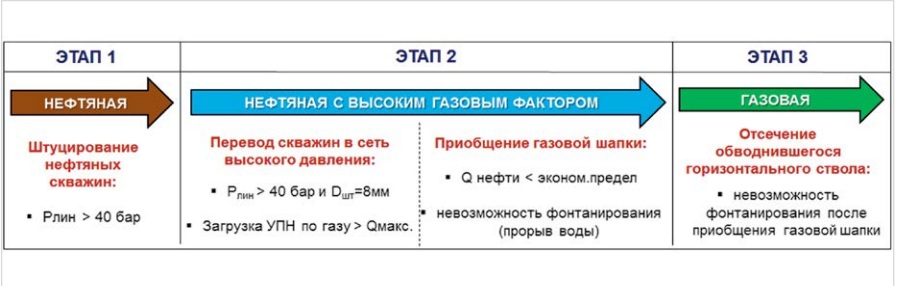


Рис. 4 — Принципиальная схема конструкции и этапы эксплуатации многофункциональной скважины. ГНК – газонефтяной контакт, ВНК – водонефтяной контакт, Рлин – линейное давление, Dшт – диаметр штуцера, УПН – установка подготовки нефти, Q –дебит.
Fig. 4 — Schematic diagram of multifunctional well design and stages of its operation

единичных скважин, рассчитанных на секторных моделях с учетом эффективных толщин, времени и последовательности бурения. Усовершенствование полученных вариантов разработки производится с учетом графика строительства скважин, максимального периода загрузки оборудования, подготовки и плана по добыче. Завершающий этап работ связан с анализом неопределенностей и рисков проекта.

Примером эффективного использования прогрессивных технологий разработки является Яро-Яхинское газоконденсатное месторождение с достаточно тонкой нефтяной оторочкой. Эффективная нефтенасыщенная толщина нефтяной оторочки в среднем не превышает 8 м, эффективная газонасыщенная толщина газовой шапки над ней составляет в среднем 12 м. Тонкая нефтяная оторочка подстилается подошвенной водой. К осложняющим факторам, помимо прорывов газа из газовой шапки, добавляются еще и прорывы воды из подстилающего водоносного горизонта. В таких условиях существующие традиционные подходы к разработке становятся экономически нерентабельными и фактически не позволяют достичь КИН более 0,05–0,1 д.ед.

В компании «НОВАТЭК» разработан комплексный подход с применением многофункциональных горизонтальных скважин (рис.4), который позволяет вырабатывать запасы газовой шапки пласта одновременно с разработкой запасов нефти нефтяной оторочки. При этом выработка запасов нефти оторочки осуществляется за счет собственного фонда многофункциональных скважин, компоновка которых предусматривает возможность как приобщения газового интервала пласта в процессе разработки для обеспечения внутрискважинного газлифта, так и отсечения обводившейся горизонтальной секции скважины при увеличении доли воды в продукции до критического значения.

Для решения данной задачи проектируется строительство «нетривиальной» трехтрубной системы сбора. Большое количество ограничений сложной сети сбора и процессов разработки тонкой оторочки, которые необходимо учесть при проектировании, обуславливает необходимость создания комплексной интегрированной модели – единой среды, в которой подключаются и взаимодействуют между собой в целях поиска единого общего решения цифровые модели скважин, модели объектов сбора, подготовки и внешнего транспорта углеводородов, гидродинамические модели пластов (рис. 5).

Интегрированная модель является надежным инструментом для расчетов добычи и прогноза технологических показателей во времени и динамике. Благодаря настроенной гидродинамической модели пласта оцениваются эффективность выработки запасов, динамика продвижения и подъема ГВК, потенциальные риски при бурении ЗБС на пласт и транзитных скважин, осуществляется мониторинг и контроль за энергетикой пласта, вовлечением запасов дренированием. Модель сети сбора позволяет оценивать потери давления по шлейфам, элементам и узлам системы, оптимизировать режимы скважин с целью увеличения добычи и снижения рисков высоких скоростей и износа оборудования, предопределять проблемные элементы системы с потенциальным гидратообразованием.

В совокупности интегрированная модель обеспечивает расчет добычи с одновременным учетом ограничений, которые накладывают пласт и сеть сбора. Для месторождений на стадии падающей добычи данный инструмент позволяет эффективно решать следующие задачи:

- оценка интерференции скважин при запуске в сеть сбора новых кустов;
- оптимизация режимов работы скважин и сети сбора (оценка скважин с потенциалом увеличения суточной добычи газа, выявление проблемных скважин, требующих снятия лимитных шайб на устье, а также скважин, интенсивно подтягивающих ГВК);
- своевременное планирование мероприятий для продления жизненного цикла работы скважин (прогноз остановки фонтанирования скважин);
- моделирование различных ГТМ (внедрение непрерывного гибкого и концентрического лифтов, установка устьевых компрессоров на скважинах, ЗБС, ПВЛГ и приобщение);
- реализация расчетов и анализ чувствительности суточной добычи к изменению давления на входе в УКПГ (благодаря одновременному учету работы пласта и сети сбора);
- подбор оптимального профиля снижения давления на входе в УКПГ, прогнозирование дат реконструкции ДКС (в перспективе).

Итоги

Таким образом, основной потенциал для поддержания уровней добычи, прироста высококонцентрированных запасов и наращивания ресурсной базы для производства СПГ в России находится на Ямальском и Гыданском полуостровах. Однако разведанные запасы здесь имеют сложное литофациальное строение, а потенциальные ресурсы сосредоточены в отложениях с низкими ФЕС и высоким АВПД. Поэтому для эффективного освоения месторождений необходимо применять прогрессивные технологии и комплексные подходы к геологическому моделированию и разработке.

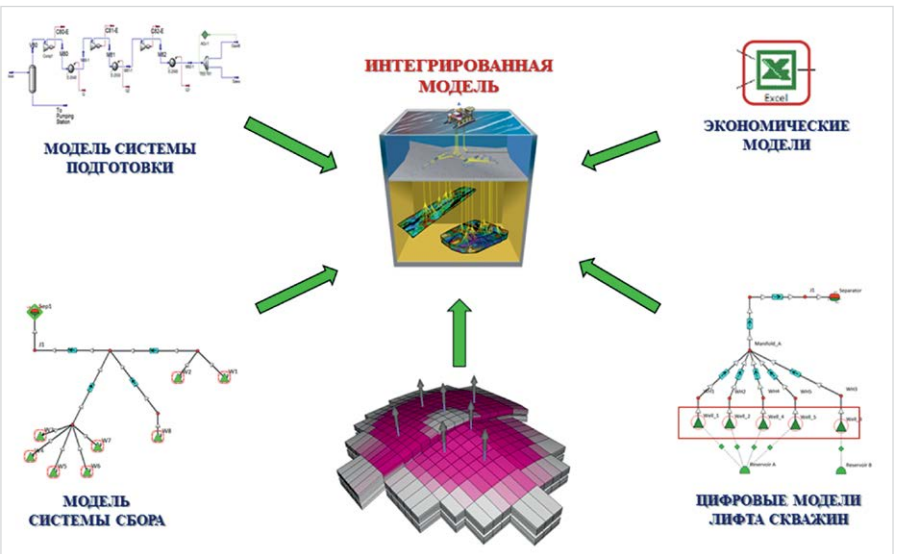


Рис. 5 — Компоненты интегрированной модели месторождения
Fig. 5 — Components of integrated model of the field

При геологическом моделировании залежей, комплексирование совокупности всей имеющейся геолого-геофизической информации и комбинирование различных методов построения моделей в зависимости от генезиса отложений, позволяет более достоверно описывать распределение свойств в межскважинном пространстве, более обоснованно оценивать литологическую неоднородность и гидродинамические особенности строения пласта, повышая прогнозные свойства геологических моделей, что в свою очередь позволяет снизить геологические и технологические риски, увеличивает качество проводки горизонтальных стволов при эксплуатационном бурении.

В части разработки месторождений, применение комплексного подхода с использованием интегрированной модели и многофункциональных скважин со сложной системой сбора позволяет реализовать вариант разработки с максимальной добычей нефти в льготный период отсутствия налога на разработку ТРИЗ, обеспечивая тем самым достижение наилучшего экономического эффекта от действия льготы.

Интегрированная модель является важным шагом к созданию интеллектуального месторождения. Интеллектуальное месторождение, в свою очередь, представляет собой идеальную среду для совместной работы специалистов, сбора и передачи данных, мониторинга различных процессов, согласованного использования информации. Интеграция сотрудников, процессов и технологий позволяет кратно увеличить эффективность проводимых мероприятий.

Выводы

Процесс поиска и освоения месторождений севера Западной Сибири сопряжен с преодолением ряда сложностей, связанных с геологоразведочными работами, оценкой неопределенностей объемов ресурсной базы, геологическим моделированием, разработкой сложнопостроенных «традиционных» залежей мелового комплекса и ТРИЗ ачимовских и юрских отложений. Тем не менее, огромный ресурсный потенциал территории и подтвержденная положительными результатами работ последних лет эффективность применяемых компанией ПАО «НОВАТЭК» технологий вселяют уверенность, что задачи будут успешно решены и цели достигнуты.

В следующей статье будут рассмотрены вопросы интенсификации добычи углеводородов, обустройства месторождений, планирования и строительства скважин.

Литература

1. Бевзенко Ю.П., Брехунцов А.М., Долгих Ю.Н. Результаты производственного применения технологии многоуровневой высокоточной сейсморазведки // Известия ВУЗ. Нефть и газ. 2002. №1. С. 14–18.
2. Кузнецов В.И., Долгих Ю.Н. Совершенствование технологии сейсморазведочных работ в транзитных зонах севера Западной Сибири. Сборник работ лауреатов Международного конкурса научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие и освоение Арктики и континентального шельфа 2017 г. М.: Министерство энергетики Российской Федерации, ООО «Технологии развития», 2017. С. 96–101.
3. Трансформация в глобальную газовую компанию // Официальный сайт ПАО «НОВАТЭК» [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.novatek.ru/common/tool/stat.php?doc=/common/upload/Strategy30RUS(1).pdf (дата обращения 14.06.2019).
4. Куликов Т.Д. Анализ перспективных и прогнозных ресурсов углеводородов на территории автономного округа (по состоянию на 1.01.2016 г.) Тюмень, ООО «Недра-Консалт», 2015. 317 с.
5. Скоробогатов В.А., Строганов Л.В. Гыдан: геологическое строение, ресурсы углеводородов, будущее. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. 261 с.
6. Долгих Ю.Н., Туренко С.К., Кузнецов В.И. Комплексная адаптивная технология кинематической инверсии данных сейсморазведки в условиях неоднородной верхней части геологического разреза // Нефтяное хозяйство. 2017. №8. С. 58–63.
7. Куркин А.А. Причины неподтверждения структурных объектов при поисково-разведочном бурении в Ямальской и Гыданской НГО // Экспозиция Нефть Газ. 2017. №5. С. 27–32.
8. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. Характеристика геологического строения и нефтегазоносности ачимовского нефтегазоносного комплекса Западной Сибири. ИНГГ СО РАН, 2015.
9. Ilyushina A.S., Serebryakov V.V., Kurkin A.A., Gataullin T.I., Medvedev S.G. Uncertainty Analysis of Main Development Targets of Unique Gas-Condensate Field. SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, 2014, 14–16 October, Moscow, Russia.
10. Плесовских И.А., Нестеров И.И. (мл.), Нечипорук Л.А., Бочкарев В.С. Особенности геологического строения северной части Западно-Сибирской геосинеклизы и новые перспективные объекты для поисков углеводородного сырья // Геология и геофизика. 2009. Т. 50. №9. С. 1025–1034.
11. Куркин А. А., Кузнецов В.И. Уточнение тектонического строения Ямало-Гыданского региона по результатам комплексной интерпретации геофизических данных // Геология нефти и газа. 2018. №3. С. 87–101.

ENGLISH **GEOLOGY**

UDC 551+622.691

Methodological and technological challenges in hydrocarbon exploitation of northern West Siberia fields: exploration and development

Authors

Alexey V. Yazkov — Ph.D., deputy general director for development; ayazkov@gmail.com
Yuriy N. Dolgikh — Sc.D., scientific secretary; YNDolgikh@novatek.ru
Aleksandr A. Kurkin — senior expert; aakurkin@novatek.ru
Artur Z. Nasibullin — head of directorate
Liliya M. Kadochnikova — Ph.D., senior expert; LMKadochnikova@novatek.ru
Yana V. Kuznetsova — Ph.D., senior expert YVKuznetsova@novatek.ru
Petr I. Eliseev — head of department; eliseev@novatek.ru
Pavel A. Kudrin — director of department; Kudrin@novatek.ru
Maksim S. Grigor'ev — deputy general director for drilling; MSGrigoriev@novatek.ru

"NOVATEK STC" LLC, Tyumen, Russia

Abstract

The Arctic part of Western Siberia contains main volumes of hydrocarbon reserves and resources available for development in Russia in the near future. Currently, the "NOVATEK" company is implementing major projects there to produce liquefied natural gas: "Yamal LNG" and "Arctic LNG 1, 2, 3". The development targets have complex geological structure, are poorly studied and located in harsh climatic and geographical conditions, far from industrialized regions. Cost-effective development of such objects is currently a major technological challenge for oil and gas industry, which necessitates the improvement of existing conventional technologies, approaches and techniques. The article summarizes the problems and main achievements of the company "NOVATEK" in exploration and development.

Materials and methods

Hydrocarbon exploration, evaluation and maturation of prospects, geological modeling, field development, integrated dynamic modeling of deposits.

Keywords
integrated approach, exploration, geological modeling, development, tight reserves, LNG

Results
The main potential for maintaining production levels, incrementing highly concentrated reserves and increasing resource volumes for LNG production in Russia is located on Yamal and Gydan peninsulas. However, the explored reserves here have a complex inhomogeneous structure in terms of lithofacies, and potential resources are concentrated in sediments with low reservoir properties and high overpressure. Therefore, it is necessary to apply advanced technologies and integrated approaches to geological modeling and development for the effective exploitation of deposits.
In geological modeling, the combination of all available geological and geophysical information and the combination of different methods of modeling, depending on sediments' depositional environment, allows a more reliable description of the distribution of properties in the inter-well space, a more reasonable assessment of lithological heterogeneity and hydrodynamic features of reservoir structure, which increases the forecast properties of geological models, which in turn reduces geological and technological risks, and allows an improvement of the quality of horizontal sidetracking during production drilling.
In field development, the integrated approach for modeling and the use of multi-functional wells with a complex gathering system allows the implementation of development option with maximum oil production during the period of beneficial tax treatment for tight reserves, thus ensuring the best economic effect of the tax reduction.
The integrated model is an important step towards the creation of a digital field. The digital field, in its turn, is an ideal environment for joint work of specialists, data collection and transmission, monitoring of various processes, coordinated use of information. Integration of employees, processes and technologies allows manyfold increase of the effectiveness of the activities.

Conclusions
The process of hydrocarbon exploration and development in the north of West Siberia involves overcoming a number of difficulties associated with exploration, uncertainty estimation of resource volumes, geological modeling, development of complex "conventional" Cretaceous accumulations and tight Achimov and Jurassic deposits.
Nevertheless, the huge resource potential of the territory and the efficiency of technologies used by "NOVATEK" company, confirmed by the positive results of the work in recent years, inspire confidence that the tasks will be successfully solved and the goals achieved.
The next article will address the issues of hydrocarbon production stimulation, field facilities construction, planning and drilling of wells.

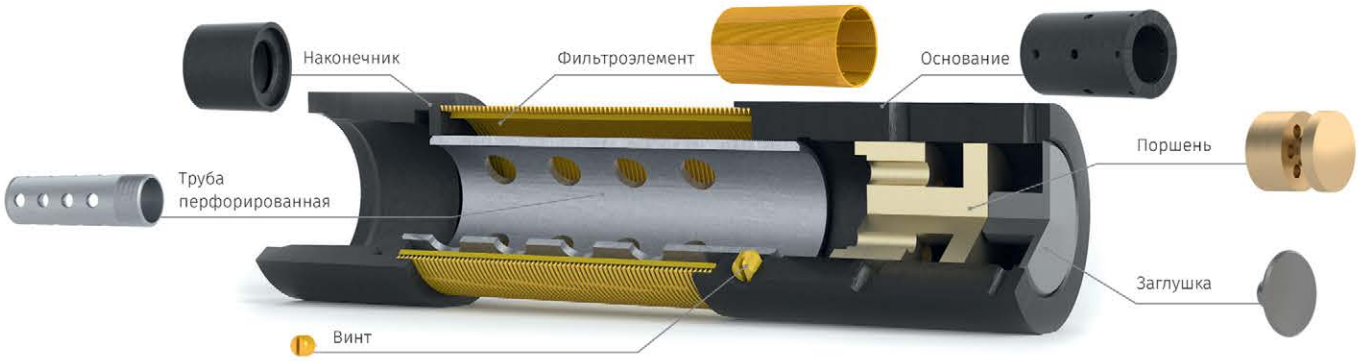
References
1. Bevzenko Yu.P., Brekhuntsov A.M., Dolgikh Yu.N. R*ezul'taty proizvodstvennogo primeneniya tekhnologii mnogourovnevoy vysokotochnoy seysmorazvedki* [Results of practical application of multi-level high-precision seismic imaging]. Izvestiya VUZ. Neft' i gaz, 2002, issue 1, pp. 14–18.
2. Kuznetsov V.I., Dolgikh Yu.N. S*overshenstvovanie tekhnologii seysmorazvedochnykh rabot v tranzitnykh zonakh severa Zapadnoy Sibiri* [Improvement of seismic survey technology in transit zones of the North of Western Siberia]. Sbornik rabot laureatov Mezhdunarodnogo konkursa nauchnykh, nauchno-tekhnicheskikh i innovatsionnykh razrabotok, napravlennykh na razvitie i osvoenie Arktiki i kontinental'nogo shel'fa 2017. Moscow: Ministerstvo energetiki Rossiyskoy Federatsii, OOO «Tekhnologii razvitiya», 2017, pp. 96–101.
3. Transformatsiya v global'nuyu gazovuyu kompaniyu [Transforming into a Global Gas Company] Official website of PAO «NOVATEK». Available at: http://www.novatek.ru/common/tool/stat.php?doc=/common/upload/Strategy30ENG(1).pdf (Accessed 14 June 2019).
4. Kulikov T.D. A*naliz perspektivnykh i prognoznykh resursov uglevodorodov na territorii avtonomnogo okruga» (po sostoyaniyu na 1.01.2016 g.)* [Analysis of probable and possible hydrocarbon resources on the territory of the Autonomous Okrug (as of 1.01.2016)]. Tyumen', OOO «Nedra-Konsalt», 2015, 317 p.
5. Skorobogatov V.A., Stroganov L.V. G*ydan: geologicheskoe stroenie, resursy uglevodorodov, budushchee* [Gydan: geological structure, hydrocarbon resources, future]. M.: OOO «Nedra-Biznestsentr», 2006, 261 p.
6. Dolgikh Yu.N., Turenko S.K., Kuznetsov V.I. K*ompleksnaya adaptivnaya tekhnologiya kinematicheskoy inversii dannykh seysmorazvedki v usloviyakh neodnorodnoy verkhney chasti geologicheskogo razreza* [Integrated adaptive technology of kinematic inversion as applied to seismic data acquired in a heterogeneous near-surface sedimentary section]. Neftyanoe khozyaystvo, 2017, issue 8, pp. 58–63.
7. Kurkin A.A. P*richiny nepodtverzhdeniya strukturnykh ob"ektov pri poiskovo-razvedochnom burenii v Yamal'skoy i Gydanskoy NGO* [Reasons for exploration failures of anticlinal prospects in Yamal and Gydan regions of West-Siberia]. Exposition Oil Gas, 2017, issue 5, pp. 27–32.
8. Borodkin V.N., Kurchikov A.R. K*harakteristika geologicheskogo stroeniya i neftegazonosnosti achimovskogo neftegazonosnogo kompleksa Zapadnoy Sibiri* [Characteristics of the geological structure and oil and gas potential of the Achimov oil and gas complex of Western Siberia]. INGG SO RAN, 2015.
9. Ilyushina A.S., Serebryakov V.V., Kurkin A.A., Gataullin T.I., Medvedev S.G. Uncertainty Analysis of Main Development Targets of Unique Gas-Condensate Field. SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, 2014, 14–16 October, Moscow, Russia.
10. Plesovskikh I.A., Nesterov I.I. (ml.), Nechiporuk L.A., Bochkarev V.S. O*sobennosti geologicheskogo stroeniya severnoy chasti Zapadno-Sibirskoy geosineklizy i novye perspektivnye ob"ekty dlya poiskov uglevodorodnogo syr'ya* [Features of the geological structure of the Northern part of the West Siberian geosyneclise and new promising sites for the search for hydrocarbons] // Geologiya i geofizika, 2009, vol. 50, issue 9, pp. 1025–1034.
11. Kurkin A. A., *Kuznetsov V.I. Utochnenie tektonicheskogo stroeniya Yamalo-Gydanskogo regiona po rezul'tatam kompleksnoy interpretatsii geofizicheskikh dannykh* [Tectonic structure of the Yamal-Gydan region: update on the result of integrated interpretation of geological and geophysical data] // Geologiya nefti i gaza, 2018, issue 3, pp. 87–101.

Нефтесервисный холдинг «ТАГРАС»

ТМС ГРУПП

SLIDE™

Фильтр щелевой



Область применения

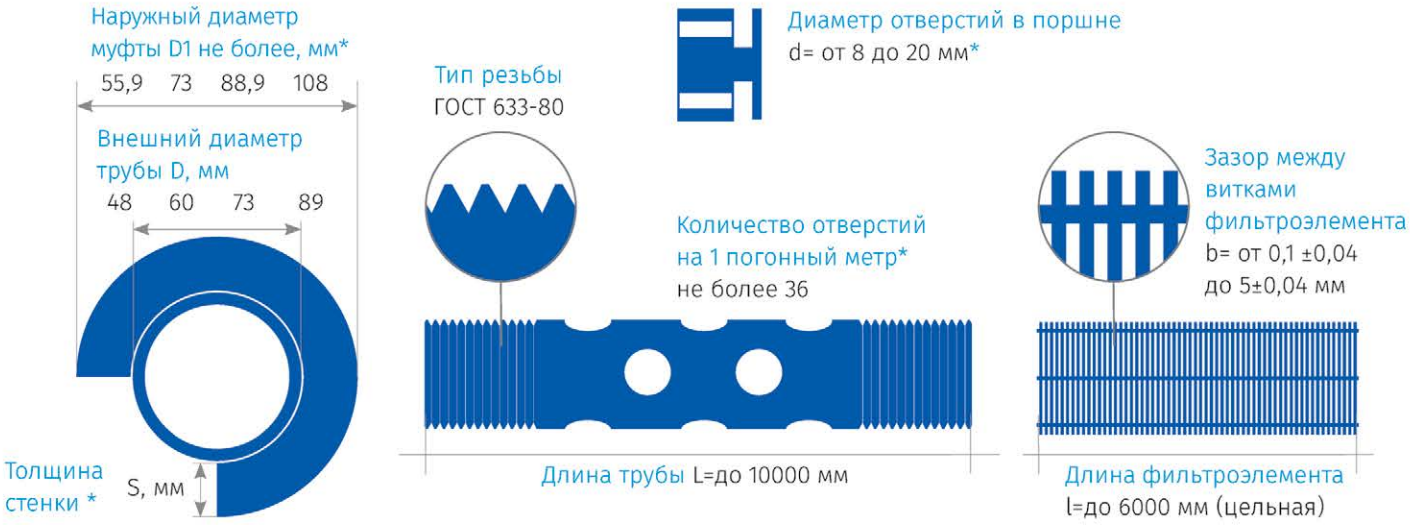
Фильтр щелевой SLIDE ™ применяется для фильтрации добываемого продукта от посторонних включений и попадания механических примесей.

Преимущества

- Устойчивая пропускная способность в период полного цикла эксплуатации с возможностью самоочищения.
- Стабильная работа глубинно-насосного оборудования благодаря увеличенной поверхности фильтрации.
- Низкая засоряемость фильтроэлемента благодаря неустойчивому положению механических частиц на фильтрующей поверхности и чистоты поверхности клинообразного профиля.
- Высокая прочность конструкции в осевом и радиальном направлении за счет увеличенного числа опорных элементов.
- Высокая коррозионностойкость и устойчивость к агрессивному воздействию кислотно-щелочных средств.

Принцип действия

- Жидкость, поступающая на прием насоса из скважины, очищается от механических частиц, проходя через фильтрующий элемент, изготовленный из клинового профиля нержавеющей стали марок AISI 304, AISI 316, который по спирали, с определенным шагом, намотан на опорные элементы для обеспечения жесткого экрана с продольными щелями строго определенного зазора. Острые кромки создают арку (песчаный мостик) над отдельными участками щели, и над этими участками сохраняется проницаемость.
- В нижней части фильтра, в расточке корпуса фильтра, установлен золотник, который вступает в работу в случае полного засорения фильтрующего элемента. За счет перепада давления внутри корпуса фильтра и в заглушке под золотником, золотник продвигается вверх до совмещения отверстия с проточкой в золотнике. Возвратно-поступательное движение золотника, вызванное движением добываемой жидкости, обеспечивает самоочищение фильтра от примесей.



* размеры согласно технического задания Заказчика

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

УДК 551.24.03

Новейшее напряженное состояние Мангышлака и возможное его влияние на распределение месторождений углеводородов

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10040

Л.А. Сим
д.г.-м.н, ведущий научный сотрудник[1]
sim@ifz.ru

И.А. Сабиров
ассистент кафедры литологии[2]
Sabirov.i@gubkin.ru

Н.А. Гордеев
аспирант[1]
gord@ifz.ru

[1]ИФЗ РАН, Москва, Россия
[2]РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Целью исследований в данной работе являлось составление схемы новейшей геодинамики Западной части Туранской плиты на основе восстановления неотектонических напряжений и определения участков локального растяжения на пересечении разнонаправленных сдвигов. Тектонические напряжения обусловлены влиянием орогенеза Копет-Дага и Кавказа. Ось сжатия ориентирована субмеридионально, а ось растяжения — субширотно. Это обеспечило максимальную активность диагональных сдвигов, вдоль которых восстановлены тектонические напряжения. На пересечении разнонаправленных сдвигов выделены участки локального растяжения, которые характеризуются более высокой проницаемостью. По сетке 20х20 км2 рассчитана концентрация месторождений углеводородов; она оказалась повышенной в секторах растяжения. Высокая проницаемость горных пород в секторах растяжения имеет принципиальное значение для прогноза участков концентрации углеводородов.

Введение

Район исследования расположен на западе молодой Туранской платформы, объединенной в единую Скифско-Туранскую плиту. Этот район выделяется как Закаспий [1]. К нему относятся территория Мангышлака и Прикарабогазья, выделенные в Мангышлакский осадочный бассейн с Центрально-Мангышлакско-Устюртской системой дислокаций и Южно-Мангышлакской системой прогибов и поднятий.

Одним из важных направлений современной геологии является изучение внутриплитных напряжений. Исследования неотектонических напряжений Кавказа и Ирана показали, что эта значительная территория деформируются в сдвиговом поле с ССЗ ориентацией оси сжатия и субширотной — оси растяжения, но запад Туранской плиты представляет собой «белое пятно» (рис. 1) [2].

Авторские работы по реконструкции сдвиговых тектонических напряжений на Западно-Сибирской [3] и Сибирской [4] платформах, сопоставление особенностей взаимосвязи сдвиговой тектоники с месторождениями углеводородов, а также данные о неравномерности проявлений нефтегазоносности на территории Мангышлака определили цель данных исследований: составление схемы новейшей геодинамики Мангышлака на основе восстановления неотектонических напряжений и определение участков локального растяжения на пересечении разнонаправленных сдвигов. Эти участки при прочих равных геологических условиях обладают повышенной проницаемостью, что важно для формирования нефтегазоносных месторождений.

Выделенные на схеме неотектонической геодинамики Мангышлака сектора растяжения сопоставлены с плотностью месторождений нефти и газа. В секторах растяжения, находящихся на пересечении диагональных разломов на Южном Мангышлаке отмечены повышенные плотности месторождений углеводородов. Это позволяет предполагать, что сектора растяжения, выделенные нами по всей исследованной территории, могут быть информативными при планировании разведочных скважин на территории Мангышлака; она деформируется на неотектоническом этапе в сдвиговом поле напряжений с субмеридионально ориентированной осью сжатия и субширотно — осью растяжения в горизонтальной плоскости.

Методика исследований

Неотектонические напряжения изучались

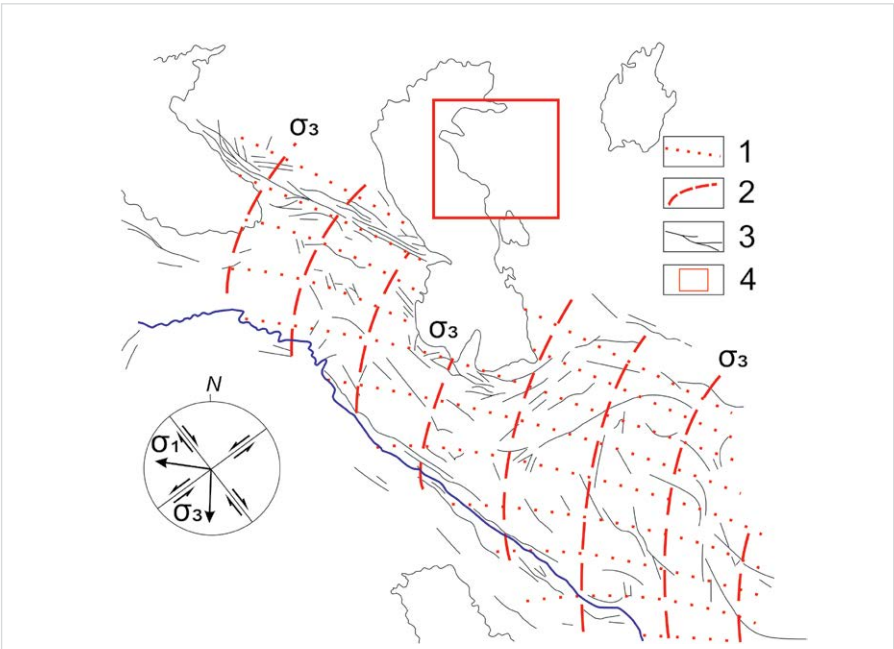


Рис. 1 — Фрагмент поля новейших тектонических напряжений первого ранга для территории Кавказа и Ирана, с изменениями (по: [Николаев П.Н., 1992]).
1, 2 — траектории осей: 1 — относительного растяжения, 2 — сжатия; 3 — основные новейшие разрывные нарушения; на круговой диаграмме показаны прогнозируемые разрывные нарушения и их кинематика. Красный прямоугольник — район исследований
Fig. 1 — A fragment of the field of the newest tectonic stresses of the first rank for the territory of the Caucasus and Iran, with changes (by: [Nikolaev P.N., 1992]).
1,2 — axes trajectory: 1 — the relative tension, 2 — compression, 3 — basic latest faults; the pie chart shows the projected faults and their kinematics. The red box shows the study area

Материалы и методы
По топографическим картам и космическим снимкам Мангышлака отдешифрированы новейшие разломы. Большинство из них подтверждено опубликованными данными гравиразведки. Вдоль разломов авторским структурно-геоморфологическим методом реконструкции сдвиговых тектонических напряжений восстановлены ориентации осей сжатия и растяжения и определены направления сдвигов. На участках пересечения разнонаправленных сдвигов выделены участки локального растяжения. По тектонической схеме Южного Мангышлака с месторождениями углеводородов рассчитаны плотности месторождений.

Ключевые слова
неотектонические напряжения, сдвиги, сектора сжатия и растяжения, нефтегазоносность

структурно-геоморфологическим (СГ) методом реконструкции сдвиговых тектонических напряжений платформ. Метод основан на анализе оперяющих трещин — разрывов в зоне динамического влияния разломов сдвигового типа [5]. Взаимные ориентировки оперяющих разрывов в зоне сдвига и их ориентация по отношению к основному разлому были обобщены в работе [6] (рис. 2). Если ориентация мелких прямолинейных элементов рельефа — мегатрещин, выделенных вблизи линеамента, как между собой, так и по отношению к разлому соответствует одному из вариантов ориентировок оперяющих разрывов в зоне сдвига на рис. 2, то принимается, что линеамент и мегатрещины имеют тектоническую природу и обусловлены сдвиговым смещением по разлому.

Применение СГ метода дает возможность определять ориентировки осей сжатия и растяжения в горизонтальной плоскости, направление сдвигового перемещения по разлому (правый-левый сдвиг) и оценить геодинамическую обстановку формирования разлома в осадочном чехле — дополнительное сжатие или растяжение (рис. 2, в и г).

Поскольку фактическим материалом для этого метода служат данные дешифрирования элементов рельефа, то возраст восстановленных СГ методом стресс-состояний принимается за новейший и современный.

Применение СГ метода на территории п-ова Мангышлак обосновано данными В.И. Попкова с соавторами о роли сдвигов в тектонике региона и их активности на новейшем и современном этапах тектонического развития [7].

Для применения СГ метода реконструкции сдвиговых напряжений был произведен сбор в единый комплект топокарт и космоснимков.

Помимо схем поверхности района исследований (мозаика космоснимков, топографической основы, геологической карты) были привлечены данные гравиразведки и магниторазведки масштаба 1:200000.

Результаты исследований

Для реконструкции напряженного состояния современных геодинамических напряжений п-ова Мангышлак и структур обрамления произведено дешифрирование возможных новейших разломов по собранным макетам топосновы масштаба 1:200000 (33 листа) и космоснимку (43 снимка) (рис. 3). Топокарта RUS-ATLAS.RU (рис. 4) приведена для привязки используемых в статье географических названий. На ней также отчетливо читаются выделенные нами разломы.

Неотектонические разломы и геодинамика Мангышлака

В результате дешифрирования космоснимка и топокарты масштаба 1:200000 выделены разломы, которые были разделены по степени выраженности, по соответствию магнитным аномалиям на схеме в работе [7] и на основе сопоставления с данными гравиразведки и магниторазведки масштаба 1:200000 на 2 ранга. Хорошо выделяются два разлома ЗСЗ простирания — №1, совпадающий с СВ границей Каратауской мегантиклинали и очерчивающий Мангышлакскую систему дислокаций; он выделялся еще в работах 60-х годов XX века и соответствует Центрально-Устюртскому разлому на тектонической схеме запада Туранской плиты [1]. Близким положением к нему характеризуется разлом №2а, подходящий к Центрально-Устюртскому разлому под острым углом с ЮВ, но в рельефе он обрывается прерывистым разломом

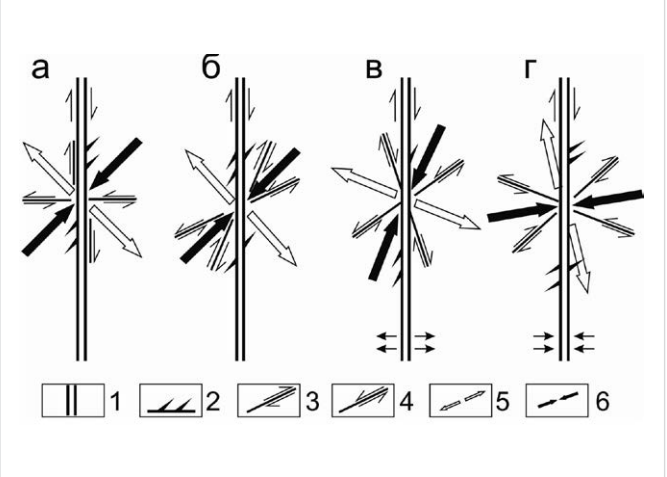


Рис. 2 — Парагенезис оперяющих трещин в зоне сдвига [Гзовский, 1975] или «палетка Гзовского». Варианты напряженного состояния при углах скалывания близких к 45° (а), ‹45° (б), обстановки дополнительного растяжения (в) и сжатия (г) — показаны в нижней части разломов стрелками, нормальными к плоскости разлома.
1 — разлом; 2 — трещина отрыва; 3, 4 — сколы с правой (3) и левой (4) сдвиговой кинематикой; 5, 6 — ориентация осей растяжения (5) и сжатия (6) в горизонтальной плоскости
Fig. 2 — Paragenesis of feathering fractures in the shear zone [Gzovsky, 1975] or "Gzovsky chart". Variants of the stress state at the angles of cleavage close to 45° (a), ‹45° (б), the situation of additional tension (в) and compression (г) are shown in the lower part of the faults with arrows normal to the fault plane.
1 — fault; 2 — fracture of separation; 3, 4 — shear with right (3) and left (4) displacement kinematics; 5, 6 — orientation of the axes of stretching (5) and compression (6) in the horizontal plane

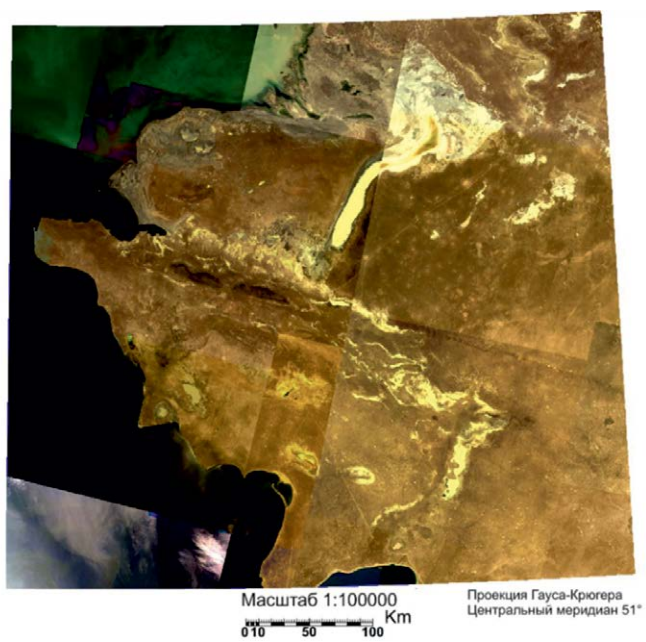


Рис. 3 — Мозаика космоснимков (сборка РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)
Fig. 3. Mosaic of satellite images (built by Gubkin University)

№ 2б. Оба разлома прерывистые, со смещениями (рис. 5), эти сложно построенные разломы объединены в единый. Разлом № 2б совпадает по простиранию с Тумгачинской антиклинальной зоной (рис. 7), насыщенной месторождениями, длинная ось которых параллельна как разлому № 2б, так и границе структуры. Разломы №№ 1, 2а, 2б отнесены к разломам I ранга. На СВ района выделены три разлома СВ простирания I ранга (№№ 3–5), отнесенные к I рангу по протяженности и степени выраженности в рельефе. Разлом №3 совпадает с ССВ частью Западного Чинка Устюрт, №5 — с сором Каратулей.

Разлом №4 прослеживается на ЮЗ и смещает правый сдвиг № 2а (рис. 5). Разломы №№ 6, 7 ССВ простирания обрамляют южную ветвь Западного Чинка Устюрт. Разломы №№ 3, 6 и 7 пересекаются прямолинейным разломом №8 СЗ простирания в центре северной части территории; в СЗ части разлом пересекает залив Комсомолец — в этой части залив резко меняет свои очертания и продолжается на ЮЗ в виде узкого пролива, ограниченного разломами №№ 6 и 7. На ЮЗ района субпараллельно берегу полуострова выделены два разлома I-го ранга СЗ простирания (№№ 9а и 9б). Разлом № 9а сечет п-ов Тюб-Караган по длинной оси, а разлом № 9б обрамляет с ЮЗ впадину Карагие и примерно совпадает с СВ границей Большой Мангышлакской флексуры (рис. 7). Диагональные разломы №№ 10–12 и разломы №№ 13 и 14 отнесены ко II рангу из-за малой протяженности и худшей выраженности в рельефе. Мелкоблоковое строение, обусловленное пересечением разломов II ранга на ЮВ района, соответствует области развития относительно изометричных максимумов ΔTa на карте строения фундамента западных районов Туранской плиты [7]. Большинство выделенных разломов подтверждаются структурами на этой карте и карте разломов запада Туранской плиты [6]. Кинематика сдвигов определялась СГ методом. Разлом №1 формируется на СЗ в обстановке сжатия, в центральной части — в обстановке чистого сдвига; на отрезке разлома при сближении его с разломом № 5 восстановлена обстановка растяжения (рис. 5). Все остальные разломы I ранга СЗ и СВ простираний формируются в трехосном напряженном состоянии.

Рис. 4 — Топографическая карта п-ова Мангышлак. Масштаб 1:2 500 000
Fig. 4 — Topographic map of Mangyshlak Peninsula. Scale 1:2 500 000

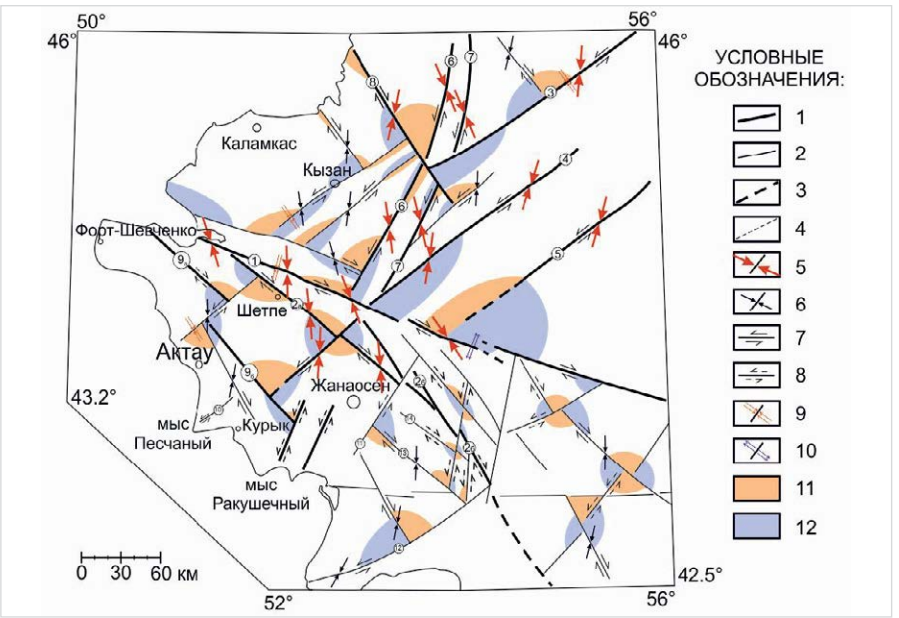


Рис. 5 — Схема новейшей геодинамики запада Туранской плиты
1–4 — разломы, отдешифрированные по космическому снимку и топоснове: 1 — I-го, 2 — II-го рангов, 3 — предполагаемые I-го и 4 — II-го рангов; 5–6 — ориентации осей сжатия в горизонтальной плоскости: 5 — I-го и 6 — II-го рангов; 7–8 — сдвиги: 7 — уверенные, 8 — предполагаемые; 9–10 — геодинамические обстановки: 9 — сжатия, 10 — растяжения; 11–12 — локальные обстановки в секторах: 11 — сжатия, 12 — растяжения
Fig. 5 — Scheme of the newest geodynamics of the West of the Turan plate
1–4 — faults, interoperated by satellite image and topographic base: 1 — first, 2 — second grades, 3 — estimated first and 4 — second grades; 5–6 — orientation of compression axes in the horizontal plane: 5 — furst and 6 — second ranks; 7–8 — shifts: 7 — certain, 8 — alleged; 9–10 — geodynamic conditions: 9 — compression, 10 — stretching; 11–12 — local conditions in sectors: 11 — compression, 12 — stretching

Наличие сдвиговых компонент перемещений у разломов СВ и СЗ простираний отмечались в работе [7] в результате анализа данных магниторазведки; авторские определения сдвигов согласуются с этими данными. Ориентировки осей сжатия, восстановленные по разломам II ранга (№№ 10, 12, 13, 14) соответствуют полю напряжений, восстановленному по разломам I ранга и свидетельствуют об общей геодинамической обстановке формирования разломов.

Вблизи многих разломов II ранга, выделенных преимущественно на юге и юго-востоке района, не удается отдешифрировать нужное количество мегатрещин, по которым можно было бы восстановить тектонические напряжения. Учитывая в целом однородность ориентировок восстановленных осей сжатия разломам II ранга были присвоены предположительные направления сдвигов по аналогии с перемещениями по разломам соответствующих простираний. Исключение составляют диагональные разломы II ранга №№ 10-13, по которым удалось восстановить направления сдвигов (рис. 5). Возраст восстановленных неотектонических напряжений считается постсреднемиоценовым – последним основным региональным перерывом в осадконакоплении [7].

Таким образом, геодинамику района исследования определяет новейшее поле напряжений сдвигового режима с субгоризонтально ориентированными осями сжатия и растяжения в горизонтальной плоскости; ось сжатия в целом простирается меридионально, ось растяжения — субширотно.

Учитывая, что Скифская и Туранская плиты на неотектоническом этапе развития территории находятся в региональном масштабе в близких геодинамических условиях, развитие орогенных структур в Крыму, на Кавказе и Копет-Даге должно влиять на плиты с относительно сходными ориентировками осей главных нормальных напряжений.

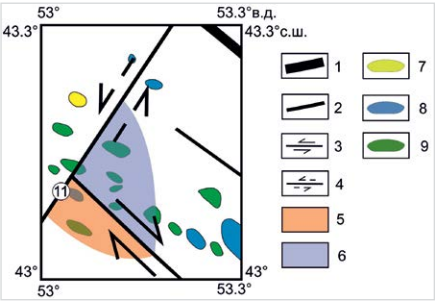


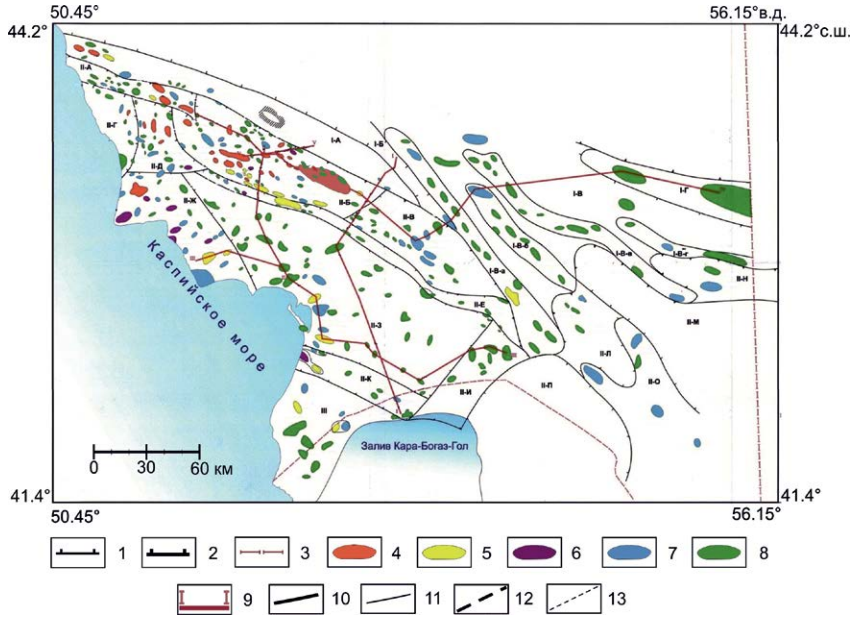
Рис. 6 — Сектора сжатия и растяжения. 30 км на ЮВ от г. Жанаозен
1–2 — неотектонические разломы: 1 — I-го, 2 — II-го рангов; 3–4 — сдвиги: 3 — восстановленные СГ методом, 4 — предполагаемые; 5–6 — сектора: 5 — сжатия, 6 — растяжения; 7 — преимущественно газовые месторождения, 8 — площади, выведенные из бурения, 9 — поднятия, подготовленные или выявленные сейсморазведкой

Fig. 6 — Sectors of compression and stretching. 30 km Southeast of the town of Zhanaozen
1–2 — neotectonic faults: 1 — first, 2 — second ranks; 3–4 — shifts: 3 — restored by SG method, 4 — alleged; 5–6 — sectors: 5 — compression, 6 — stretching; 7 — mainly gas fields, 8 — areas removed from drilling, 9 — uplift, prepared or identified by seismic exploration

Сопоставление новейшей разломной тектоники с нефтегазоносностью

В пределах Южного Мангышлака произведено сопоставление распределения месторождений нефти и газа с выделенной разломной тектоникой и секторами растяжения. Очевидно, что длинные оси месторождений параллельны выделенному разлому I ранга №2б и разлому II ранга № 12 в его ЮЗ части, а также вблизи разлома II ранга №13 (рис. 7, 8); вдоль указанных разломов отмечается и концентрация месторождений. Это свидетельствует о взаимосвязи формирования месторождений с разломами.

В нефтегазоносных областях в горизонтах, где роль трещинного коллектора определяющая (глубокозалегающие горизонты, нетрадиционные коллекторы, коры выветривания фундамента) важную роль играют сектора сжатия и растяжения, формирующиеся на участках пересечения разнонаправленных сдвигов. При пересечении диагональных сдвигов сектора локального растяжения раскрыты на запад и восток, а сектора локального сжатия раскрыты на север и юг. На рис. 5 и 8 эти сектора показаны соответствующим цветом: синие – сектора растяжения, красные — сектора сжатия. На территории Западного Казахстана с освоением традиционных залежей (высокопористые рифовые тела, терригенные толщи) открываются перспективы выявления залежей углеводородов в глубокозалегающих горизонтах фундамента и его корах выветривания, не имеющих высоких значений пористости, что становится весьма актуальной задачей. Роль наличия трещин, и тем более, степень их раскрытости резко возрастают [8]. При равных геологических условиях в секторах растяжения создается геодинамическая обстановка, более благоприятная для проницаемости, обеспечивающей повышенные дебиты углеводородов.



1 — Границы тектонических элементов I порядка
2 — Границы тектонических элементов II порядка
3 — Государственная граница Республики Казахстан
4 — Месторождения преимущественно нефтяные
5 — Месторождения преимущественно газовые
6 — Площади с промышленными и полупромышленными притоками, требующие дополнительных исследований
7 — Площади, выведенные из бурения с отрицательными результатами
8 — Поднятия, подготовленные или выявленные сейсморазведкой
9 — Линии геолого-геофизических профилей

Структуры:
I — Центрально-Мангышлакско-Устюртская зона поднятий
I-А — Беке-Башкудукский вал
I-Б — Чакырганский прогиб
I-В — Восточно-Мангышлакские дислокации
I-В-а — Тумгачинская антиклинальная зона
I-В-б — Карашекская антиклинальная зона
I-В-в — Карамаинская антиклинальная зона
I-В-г — Коскудукская антиклинальная зона
I-Г — Карабулакский вал
II — Южно-Мангышлакско-Устюртская система прогибов
II-А — Сегендымыская ступень
I-Б — Жетыбай-Узеньская ступень
II-В — Кокумбайская ступень
I-Г — Сегендыкская депрессия
II-Д — Карагиинская седловина
II-Е — Большая Мангышлакская флексура
II-Ж — Песчаномысско-Ракушечная зона
II-З — Жазгурлинская депрессия
II-И — Карынжарыкская седловина
II-К — Аксу-Кендырлинская ступень
II-Л — Колонияз-Колкинский прогиб
II-М — Ассаке-Ауданский прогиб
II-Н — Шахпахтинская тектоническая ступень
II-О — Биринжикский выступ
II-П — Ушкудукская депрессия
III — Карабогазский свод.

Рис. 7 — Тектоническая схема Южного Мангышлака (Хибасов, 2013 с изменениями)
Fig. 7 — Tectonic scheme of the southern Mangyshlak (Chibisov, 2013 with changes)

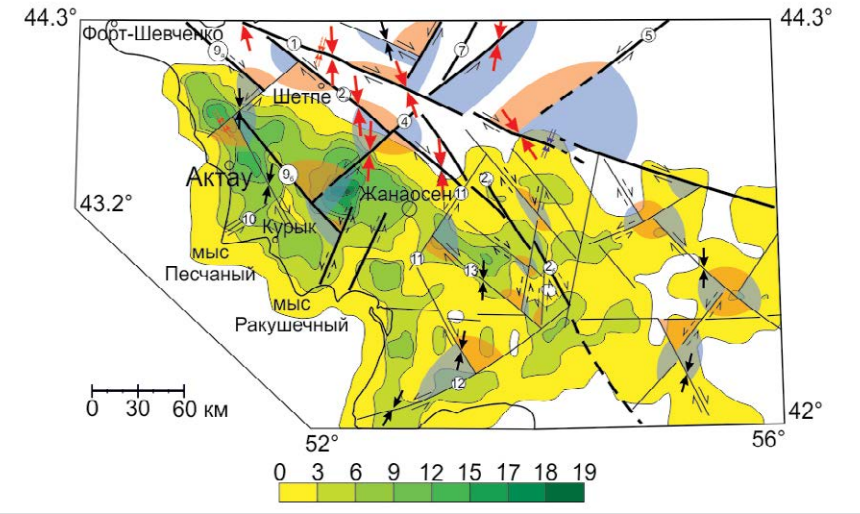


Рис. 8 — Сопоставление секторов сжатия и растяжения со схемой плотности месторождений. Внизу — шкала плотности месторождений на площади 20х20 км2. Остальные условные обозначения — см. рис. 5.
Fig. 8 — A comparison of the sectors of compression and stretching with the scheme of the density fields. Below — the scale of density of deposits on the area of 20x20 km2. See fig. 5 for other symbols.

Такие повышенные дебиты углеводородов были ранее показаны на месторождениях нефти Б. Салым [3], Журавское на Восточном Предкавказье [8], газа в Иркинеево-Чадобецком прогибе Сибирской платформы [4]. В пределах этих структур удалось показать, что прогноз обстановки растяжения, проведенный на основе выделения секторов растяжения СГ методом по современному рельефу, подтверждается по особенностям строения горных пород, описанных в керне скважин. Так, в керне пород, пробуренных на глубине около 3-х км в секторе растяжения зафиксированы частично полые и минерализованные трещины растяжения, дебиты скважин в этих секторах оказались с промышленным содержанием газа, а скважина, пробуренная на том же месторождении в секторе сжатия, оказалась «сухой» [4].

На рис. 6 показан фрагмент повышенной плотности локальных поднятий в секторе растяжения, выделенном на пересечении разнонаправленных сдвигов II ранга (разломы №13 и №11). Эти сектора выделены в 30 км на ЮВ от г. Жанаосен. В секторе растяжения задокументировано 5 поднятий, подготовленных или выявленных сейсморазведкой, а в секторе растяжения — 2, из них одно выведено из бурения [9].

Для сопоставления выделенных секторов растяжения с нефтегазоносными месторождениями рассчитана плотность месторождений по сетке с ячейкой 20х20км2 с половинным перекрытием ячеек. На рис. 8 плотности месторождений и всех поднятий – потенциальных месторождений образуют два максимума — 1-й на пересечении СЗ конца разлома №9а с разломом II ранга СВ простирания (более 15 объектов), а 2-й - в секторе растяжения, раскрытом на восток, сформированном на пересечении разломов №4 и №9. В последнем более 18 месторождений на площади 20х20 км2. Необходимо отметить, что максимум 2 охватывает мелкие структуры, а в сопряженном секторе сжатия сконцентрированы крупные месторождения нефти, в том числе Жетыбай. Это не согласуется с критерием определения участков повышенной проницаемости в секторах растяжения и их роли в распределении нефти, т.е. в этом случае решающую роль играют геологические, литолого-фациальные факторы, которые имеют в некоторых горизонтах определяющее значение, нежели современные тектонические напряжения, различные на двух указанных участках. Сопоставление тектонофизических критериев с опубликованными схемами месторождений затруднено, так как схемы не полны и не отражают весь разрез с разными фациальными обстановками и литологическим составом.

Обсуждение результатов

При всей важности изучения внутриплитных напряжений [10] территория запада Туранской плиты на карте напряженного состояния верхней части литосферы Азии [11] представляет собой «белое пятно». Реконструкция неотектонических напряжений Кавказа и Ирана показала, что эта территория деформируются в сдвиговом поле с ССЗ ориентацией оси сжатия и субширотной — оси растяжения [5], но тектонические напряжения запада Туранской плиты оказались не охарактеризованными.

Новейшая геодинамика запада Туранской плиты обусловлена субмеридиональной ориентацией оси сжатия в горизонтальной плоскости, меняющейся от ССЗ до ССВ. Эта ориентация обусловлена, вероятнее всего, аравийской коллизией, определившей орогенные поднятия Большого Кавказа и Копет-Дага.

В ряду факторов, определяющих условия образования углеводородов, значительная роль отводится деформациям новейшего этапа. При этом отмечается, что степень насыщенности углеводородами и плотность месторождений по территории в целом неравномерна. Предполагается возможная взаимосвязь залежей и зон нефтегазонакопления с ареалами распространения крупных разломных зон [12]. В исследуемом районе геофизические исследования уточнили схему линеаментов запада Туранской плиты и существенно дополнили данные о разломной тектонике [7, 13]. Текущие исследования расширили банк данных по разломной тектонике и их кинематике, а также показали роль разломной тектоники в распределении месторождений углеводородов. Выделенные на составленной авторами схеме геодинамики Мангышлака сектора растяжения сопоставлены с плотностью месторождений нефти и газа, которая была рассчитана по тектонической схеме Южного Мангышлака с привязкой месторождений нефти и газа [9]. В секторах растяжения на пересечении разломов СЗ и СВ простираний в пределах Южного Мангышлака отмечены повышенные плотности месторождений углеводородов. Это позволяет предполагать, что сектора растяжения, выделенные авторами по всей исследованной территории, могут оказаться информативными при планировании доразведочных работ на нижележащие горизонты на территории Мангышлака.

Работа выполнена при финансовой поддержке Госзадания ИФЗ РАН и гранта РФФИ 17-05-01193а.

Итоги

Составлена схема геодинамики Мангышлака, на которой показаны кинематические типы неотектонических разломов, определены участки локального сжатия и растяжения на пересечении разнонаправленных сдвигов. Повышенное количество месторождений в секторах растяжения доказывает перспективность геодинамических исследований в нефтегазоносных районах.

Выводы

Впервые составлена схема новейшей геодинамики запада Туранской плиты. Она показала, что деформирование территории исследования происходит в сдвиговом поле напряжений с меридиональной ориентацией оси сжатия и широтной — оси растяжения. Такая ориентировка осей главных нормальных напряжений обусловлена развитием альпийских структур Кавказа и Копет-Дага.

В секторах растяжения на пересечении разнонаправленных сдвигов зафиксировано повышенное количество месторождений углеводородов.

Выделенные сектора растяжения при прочих равных геологических условиях обеспечивают повышенную проницаемость горных пород за счет обстановки растяжения, поэтому они могут быть информативными:

1. При планировании доразведочных работ на нижележащие горизонты на территории Мангышлака.
2. При решении гидрогеологических и экологических задач для картирования участков с повышенной обводненностью, процессами карстообразованием.
3. При инженерно-геологических изысканиях для первоначальной оценки наиболее опасных разломов.

Литература

1. Тектоника южного обрамления Восточно-Европейской платформы. Краснодар. 2009. 213 с.
2. Николаев П.Н. Методика тектоно-динамического анализа. М.: Недра. 1992. 295 с.
3. Сим Л.А., Фурсов А.Я., Постников Е.В., Постников А.В. Влияние неотектонических напряжений на распределение нефтегазоносности платформенных областей. Тектонофизика сегодня. М.: ОИФЗ РАН. 2002. С. 244–247.
4. Сим Л.А., Постников А.В., Постникова О.В., Пошибаев В.В. Влияние новейшей геодинамики на газоносность Иркинеево-Чадобецкого рифтогенного прогиба // Экспозиция Нефть Газ. 2016. №6. С. 8–12.
5. Сим Л.А. Применение полевых методов реконструкции тектонических напряжений по данным о разрывах для решения теоретических и практических задач // Вторая молодежная тектонофизическая. школа-семинар. М.: ИФЗ РАН. 2011. Т.2. Лекции. С. 156–171.
6. Гзовский М.В. Основы тектонофизики. М.: Наука. 1975. 535 с.
7. Попков В.И., Попков И.В., Дементьева И.Е. Региональные «антимангышлакские» сдвиги (запад Туранской плиты). Четвертая тектонофизичекая конференция. М.: ИФЗ РАН, 2016. С. 213–218.
8. Постников А.В., Рахматуллина А.С., Милосердова Л.В., Варов Ю.Э., Сабиров И.А. Методика выделения зон развития трещинных коллекторов в хадумских отложениях Восточного Предкавказья по комплексу геолого-геофизических данных. // Геофизика. 2016. №6. С. 53–61.
9. Хибасов Б.Б. Перспективы нефтегазоносности площадей Жазгурлинской депрессии Южного Мангышлака (обзор результатов геолого-геофизических исследований) // Геология, геофизика и разведка нефтяных и газовых месторождений. 2013. №1. С. 6–13.
10. Леонов Ю.Г. Напряжения в литосфере и внутриплитная тектоника // Геотектоника. 1995. №6. С. 3–25.
11. Актуальные вопросы современной геодинамики Центральной Азии. Новосибирск: СО РАН, 2005. 296 с.
12. Ажгалиев Д.К. Закономерности распространения нефтегазоносности в пределах западной части Туранской плиты // Petroleum. 2017. №2. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.petroleumjournal.kz//index.php?p=article&aid1=83&aid2=427&id=1008&outlang=1
13. Попков В.И., Калинин М.И., Сейфулин Ш.М. Глубинное строение запада Туранской плиты // Доклад АН СССР. 1985. Т.4. №41. С. 939–943.

UDC 551.24.03

The latest stress state of Mangyshlak and its possible impact on the distribution of hydrocarbon deposits

Authors
Lidiya A. Sim — Sc.D., leading researcher[1]; sim@ifz.ru
Ilnur A. Sabirov — assistant of the department of lithology[2]; Sabirov.i@gubkin.ru
Nikita A. Gordeev — Ph.D. student[1]; gord@ifz.ru

[1]IFZ RAN, Moscow, Russia
[2]Gubkin University, Moscow, Russia

Abstract
The purpose of the research in this paper was to draw up a newest geodynamic scheme for the Western part of the Turan plate based on the recovery of neotectonic stresses and to determine local stretching areas at the intersection of multidirectional shifts. Tectonic stresses are caused by the influence of the Kopet-Dag and Caucasus orogeny. The compression axis is oriented submeridionally, and the extension axis is sub-latitude. This ensured the maximum activity of the diagonal strike-slip faults along which tectonic stresses were restored. At the intersection of oppositely directed strike-slip faults, local stretching areas are distinguished, which are characterized by higher permeability. The concentration of hydrocarbon deposits is calculated over a grid of 20x20 km2; it turned out to be increased in the stretching sectors. High permeability of rocks in the stretching sectors is of fundamental importance for the prediction of areas of hydrocarbon concentration.

Materials and methods
The neotectonic faults are recognized using topographic maps and space images of Mangyshlak. Most of them is confirmed by published gravity data. Along the faults, the orientation of the compression and extension axes was restored by the author's structural-geomorphological method for the reconstruction of shear tectonic stresses and the directions of strike-slip faults was determined. In the areas of intersection of oppositely directed strike-slip faults, local stretching areas are highlighted. According to the tectonic scheme of South Mangyshlak with hydrocarbon deposits, the density of deposits was calculated.

Keywords
neotectonic stresses, strike-slip faults, sectors of compression and transtension, oil and gas content.

Results
A scheme of the geodynamics of Mangyshlak is drawn up, which shows the kinematic types of the neotectonic faults, the areas of local compression and tension at the intersection of oppositely directed strike-slip faults are determined.The increased number of deposits in the stretching sectors proves the prospect of geodynamic studies in oil and gas bearing areas.

Conclusions
For the first time, a scheme of the latest geodynamics of the west of the Turan plate was compiled. She showed that the deformation of the study area takes place in a shear stress field with a meridional orientation of the compression axis and a latitudinal axis of tension. This orientation of the axes of the main normal stresses is due to the development of the alpine structures of the Caucasus and the Kopet-Dag.
In the stretching sectors at the intersection of oppositely directed strike-slip faults an increased number of hydrocarbon deposits was recorded.
The allocated sectors of stretching under other equal geological conditions provide increased permeability of rocks due to the situation of stretching, so they can be informative:
1. When planning additional exploration work on the underlying horizons in the territory of Mangyshlak.
2. The local stretching sector must be taken into account when solving hydrogeological and ecological problems in order to account for areas with increased water cut and karst formation.
3. The scheme of the latest geodynamics can be used in engineering geological surveys for the initial assessment of the most dangerous faults.

References
1. Tektonika yuzhnogo obramleniya Vostochno-Evropejskoj platform [Tectonics of the southern framing of the East European platform]. Krasnodar, 2009, 213 p.
2. Nikolaev P.N. M*etodika tektono-dinamicheskogo analiza* [Method of tectonic-dynamic analysis]. Moscow: Nedra, 1992, 295 p.
3. Sim L.A., Fursov A.YA., Postnikov E.V., Postnikov A.V. V*liyanie neotektonicheskih napryazhenij na raspredelenie neftegazonosnosti platformennyh oblastej* [Influence of neotectonic stresses on the distribution of oil and gas platform areas]. Tektonofizika segodnya. Moscow: OIFZ RAN, 2002, pp. 244–247
4. Sim L.A., Postnikov A.V., Postnikova O.V., Poshibaev V.V. V*liyanie novejshej geodinamiki na gazonosnost' Irkineevo-Chadobeckogo riftogennogo progiba* [Influence of geodynamics on the latest content of Irkineyevo-Chadobetskaya riftogenic trough]. Exposition Oil Gaz, 2016, issue 6, pp. 8–12.
5. Sim L.A. P*rimenenie polevyh metodov rekonstrukcii tektonicheskih napryazhenij po dannym o razryvah dlya resheniya teoreticheskih i prakticheskih zadach* [The use of field reconstruction methods of tectonic stresses on the discontinuities for the solution of theoretical and practical problems]. The Second youth tectonophysics school seminar. Moscow: IFZ RAN, 2011, v.2, lectures, pp. 156–171.
6. Gzovskij M.V. O*snovy tektonofiziki* [Basics of Tectonophysics]. Moscow: Nauka, 1975, 535 p.
7. Popkov V.I., Popkov I.V., Dement'eva I.E. R*egional'nye «antimangyshlakskie» sdvigi (zapad Turanskoj plity)* [Regional "antimangyshlakskie" shifts (West of the Turan plate)]. The collection of materials of the Fourth research conference. Moscow: IFZ RAN, 2016, pp. 213–218.
8. Postnikov A.V., Rakhmatullina A.S., Miloserdova L.V., Varov YU.E., Sabirov I.A. M*etodika vydeleniya zon razvitiya treshchinnykh kollektorov v khadumskikh otlozheniyakh Vostochnogo Predkavkaz'ya po kompleksu geologo-geofizicheskikh dannykh* [The method of allocation of zones of development of fractured reservoirs in the hadum sediments of the Eastern Ciscaucasia on the complex of geological and geophysical data]. Geofizika, 2016, issue 6, pp. 53–61.
9. Hibasov B.B. P*erspektivy neftegazonosnosti ploshchadej ZHazgurlinskoj depressii YUzhnogo Mangyshlaka (obzor rezul'tatov geologo-geofizicheskih issledovanij)* [Petroleum potential of the areas Zhazgurlinskaya depression South Mangyshlak (review of results of geological-geophysical research)]. Geophysics and exploration of oil and gas fields, 2013, issue 1, pp. 6–13.
10. Leonov YU.G. N*apryazheniya v litosfere i vnutriplitnaya tektonika* [Stresses in the lithosphere and intraplate tectonics]. Geotectonics, 1995, issue 6, pp. 3–25.
11. Aktual'nye voprosy sovremennoj geodinamiki Central'noj Azii [Topical issues of modern geodynamics of Central Asia]. Novosibirsk: SO RAN, 2005, 296 p.
12. Azhgaliev D.K. Z*akonomernosti rasprostraneniya neftegazonosnosti v predelah zapadnoj chasti Turanskoj plity* [The patterns of distribution of oil and gas within the Western part of the Turan plate]. Petroleum, 2017, issue 2. Available at http://www.petroleumjournal.kz//index.php?p=article&aid1=83&aid2=427&id=1008&outlang=1
13. Popkov V.I., Kalinin M.I., Seyfulin Sh.M. G*lubinnoe stroenie zapada Turanskoj plity* [Deep structure of the Western Turan plate] Reports of USSR Academy of Sciences, 1985, v.4, issue 41, pp. 939–943.

Поздравляем с Днем нефтяника!

Нефтесервисный холдинг «ТАГРАС»

ГРУППА КОМПАНИЙ

СИСТЕМА•СЕРВИС

423450 Россия,
Республика Татарстан,
г. Альметьевск, ул.Базовая, д.2
Телефон: (8553) 389-400,
+7(8553) 31-84-94
info@sistemaservis.ru
www.sistemaservis.ru

Буровой сервис

Изготовление и ремонт нефте-промыслового оборудования

Нефте-промысловый сервис

Производство кабельно-проводниковой продукции

Желаем богатства и процветания!

УДК 550.8.013

Уточнение структуры визейского продуктивного резервуара Вуктыльского автохтона Верхнепечорской впадины

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10041

Е.А. Сафарова
аспирант
safarovaelisaveta@gmail.com

ИПНГ РАН, Москва, Россия

С глубокопогруженными отложениями Вуктыльского автохтона в районе развития Вуктыльского надвига связаны значительные перспективы нефтегазоносности. Наименее изученным является визейский терригенный продуктивный резервуар нижне-средневизейского нефтегазового комплекса. Проведена детальная корреляция изучаемых отложений. Выделено от 3 до 6 песчаных пластов в толще глинистых пород в зависимости от местоположения скважин. Отмечена изменчивая мощность отложений. Показано наличие повторяющихся песчаных образований барового генезиса, что можно рассматривать как результат неустойчивого развития территории, последовательной смены регрессий и трансгрессий на фоне преобладания трансгрессивного развития.

Материалы и методы
Материалы: геологические карты, данные геологической изученности, стратиграфии, тектоники, нефтегазоносности Верхнепечорской впадины.
Методы: построение геологического профиля и моделирование барового резервуара визейских песчаников.

Ключевые слова
перспективный нефтегазоносный комплекс, визейский резервуар, фации, баровый генезис, структура, литологически ограниченные ловушки, тектонически экранированные ловушки, поисково-разведочные работы

Доказанная нефтегазоносность больших площадей в складчатом Предуралье и интерпретация данных, характеризующих их строение, позволяют предполагать в этом районе открытие новых залежей нефти и газа. Здесь в 1964 году в пермо-карбоновых отложениях Вуктыльского надвига открыта уникальная по запасам конденсатного газа залежь. В настоящее время Вуктыльское НКГМ находится на поздней стадии разработки. Крупных открытий в этом районе с тех пор не наблюдалось. Поддержание ресурсной базы в районе с развитой инфраструктурой требует активизировать поиски скоплений углеводородов в малоизученных глубокопогруженных отложениях автохтона района развития Вуктыльского надвига [1–5].

Вуктыльский автохтон, расположенный под Вуктыльским надвигом, осложняет внутренний восточный борт Верхнепечорской впадины, выделяемой в составе Предуральского краевого прогиба и простирающейся в смежную краевую часть Тимано-Печорской плиты. Верхнепечорская впадина распространена в субмеридиональном направлении на расстояние свыше 400 км при ширине около 50 км (до 80 км к северу) [2, 6].

В соответствии со схемой нефтегазогеологического районирования Верхнепечорская впадина приурочена к Вуктыльскому, Курьинско-Патраковскому, Верхнепечорскому нефтегазоносного районам Северо-Предуральской нефтегазоносной области.

Исследуемый интервал — визейский терригенный комплекс нижне-средневизейского нефтегазового комплекса (далее — НГК), с которым связаны значительные перспективы нефтегазоносности.

Впервые из визейских песчаников был получен приток нефти с минерализованной водой по п.у. Qж=36,8 м^3/сут., из них 18,4 м^3/сут. — нефть, 18,4 м^3/сут. — минерализованная вода, при испытании косьвинских, радаевских и бобриковских отложений в скв. Вуктыльская-59 в 1981 году. В 1982 г. притоки нефти получены в скв. Вуктыльская-51. В 1988 году в процессе бурения скв. Вуктыльская-58 при испытании интервалов 4573–4584м и 4519–4548м получен приток газоконденсатной смеси дебитом 0,5 тыс. м^3/сут. [4]. Нефтегазоносность визейского терригенного НГК подтверждается результатами бурения и испытания также на соседних структурах. Например, на Восточно-Козланюрской структуре в автохтоне выявлена пластовая, сводовая, тектонически экранированная залежь нефти. На Нижневуктыльском участке Вуктыльского месторождения (северный купол) – залежь нефти пластовая, сводовая. В аллохтоне южного купола Вуктыльского месторождения в терригенных визейских отложениях открыта сводовая пластовая газоконденсатная залежь.

Препятствием к продолжению исследований стал ряд факторов, как значительные глубины (более 4000 м) и невысокие фильтрационно-емкостные свойства (далее — ФЕС) песчаных коллекторов.

Визейские терригенные отложения залегают со стратиграфическим несогласием на верхнетурнейских карбонатно-глинистых породах (рис. 1).

Визейский ярус C_1v включает кожимский (преимущественно, терригенный) и окский (карбонатный) надгоризонты [7].

Кожимский надгоризонт C_1kz включает радаевский и бобриковский горизонты. В основании залегают тонкопереслаивающиеся алевролиты известковистые, аргиллиты и известняки алевритистые, переходящие выше в чередование песчаников, алевролитов и аргиллитов. Отмечаются редкие прослои известняков и доломитов микрозернистых, глинистых с органогенным детритом. В верхней части нижневизейский подъярус представлен песчаниками, алевролитами и аргиллитами.

Песчаники белые и светло-серые, кварцевые, разнозернистые, тонко- и неяснослоистые за счет черного углистого материала, пиритизированные, с обугленными растительными остатками. Алевролиты светло-серые, серые, в разной степени глинистые. Аргиллиты темно-серые и черные, участками алевритистые, углистые, с большим количеством обугленных растительных остатков и маломощными прослоями углей.

Окский надгоризонт C_1ok включает тульский, алексинский, михайловский и веневский горизонты. К терригенной части относится только нижнетульский подгоризонт. Все вышележащие отложения представлены карбонатными и карбонатно-глинистыми породами, играющими важную роль флюидоупора для залежей углеводородов в нижележащих песчаниках. Карбонатно-глинистые отложения согласно перекрывают терригенные. В их основании выделяется выдержанный и литологически обособленный известняковый пласт, в подошве которого наблюдаются черные аргиллиты, алевролиты и мергели мощностью до 12–16 м.

Этот пласт служит надежным геофизическим репером. Выше расположена толща переслаивания пестроцветных (вишневого, зеленого, серого, темно-серого и желтоватого цвета) алевролитов, аргиллитов, известняков, доломитов, с редкими прослойками песчаников. Завершают разрез известняки и доломиты с некоторым преобладанием первых. Мощность карбонатно-глинистой толщи изменяется от 159 до 197 м (скв. Северо-Вуктыльская-208, Вуктыльская-226). Существуют представления, что визейский продуктивный резервуар Вуктыльского автохтона представляет собой одну из пластовых залежей, разделенных глинистыми флюидоупорами [8]. Отмечено, что структура залежей Вуктыльского автохтона требует дополнительного изучения (рис. 2).

Визейские отложения Вуктыльского автохтона вскрыты 20 скважинами, в том числе в полном объеме — 19 скважинами. Для определения распространения изучаемых отложений выполнены структурные построения на основе сейсмических данных по отражающим горизонтам, полученные З.А. Блискун и Н.В. Коршуновой, а также результатов геофизических исследований скважин (далее — ГИС) по всем рассматриваемым скважинам. Для выявления фациальных особенностей разреза изучены данные ГИС и керна, сделаны палеопостроения [2]. На рисунке 3 показана площадь распространения визейских отложений [8, 9].

На фрагмент схемы тектонического и нефтегазогеологического районирования нанесены меридиональный и три широтных профиля (рис. 3). За основу меридионального профиля I – I взяты данные Т.В. Антоновской [3]. Широтные профили II – II и III – III построены согласно данным Панкратовой Е.И., Юнусовой Л.В., Богданова Б.П. [9] и Кузнецовой Е.А., Карасевой Т.В. [4] соответственно. Широтный профиль IV – IV построен автором с целью уточнения структуры изучаемых отложений.

При детальной корреляции данных ГИС терригенных визейских отложений выделено от 3 до 6 песчаных пластов в толще глинистых пород в зависимости от местоположения скважин (см. рис. 1).

Пласт B_1 представлен двумя фациями: фацией лагун и заливов — глинисто- алевритовыми породами с линзовидно-слоистой и гнездовидной текстурами на Северо-Вуктыльской площади (скв. Северо-Вуктыльская-212, Северо-Вуктыльская-208) и фацией волнений прибрежной части моря – песчаные и алевритовые толщи в центральной зоне месторождения (скв. Вуктыльская-224, Вуктыльская-225, Вуктыльская-226).

Пласт B_2 также имеет свои особенности строения в разных частях месторождения. В скв. Северо-Вуктыльская-212 он представлен песчаником крупно- среднезернистым мономиктовым кварцевым. Выше по разрезу песчаники замещаются глинистыми породами с псаммоалевропелитовой структурой. Эти отложения можно отнести к фации зоны волнений прибрежной части моря и при мощности более 2–5 м они могут представлять собой коллектор. В скв. Вуктыльская-225 в основании пласта B_2 залегают средне- мелкозернистые песчаники (~1 м), мономиктовые кварцевые с примесью акцессорных минералов, которые могут быть отнесены к фации разрывных течений. Выше по разрезу песчаники переходят в алевролиты, обогащенные растительным детритом. Пористость пласта в данном разрезе низкая, песчаники малой мощности и сильно окварцованы, они не могут служить коллектором.

В формировании пласта B_3 принимали участие отложения трех фациальных зон. В самой западной скв. Вуктыльская-226 выделяется алевропесчаный пласт, мощность которого достигает 10 м. Накопление алевролитов с прослоями углей и углистых аргиллитов происходило в условиях забаровой лагуны, а формирование песчаников связано с фациями разрывных течений. В скв. Вуктыльская-225 наблюдается постепенный переход от алевролитов кровли и подошвы пласта к мелко- и среднезернистым песчаникам его центральной части, а в скв. Вуктыльская-58 пласт практически полностью сложен песчаниками фации подводных валов и является хорошим коллектором. Площадное распространение пласта B_3 неравномерное: он хорошо прослеживается в субмеридиональном направлении (аналогичное строение пласта B_3 в скв. Северо-Вуктыльская-212) и значительно хуже выдержан в субширотном направлении.

Пласт B_4 представлен глинисто-алевритовыми породами с прослоями бурого угля (30 см) в скв. Вуктыльская-225 (инт. 4461-4454) и песчаными в скв. 212, что отражает фациальные особенности пласта. На участке скв. Вуктыльская-226 и Вуктыльская-225 пласт B_4 представлен отложениями фации забаровой лагуны и тыловой части подводного вала, тело которого, вероятно, смещено к востоку (скв. Вуктыльская-58). Можно сделать вывод, что пласт B_4 в пределах Сев. Вуктыльской площади имеет строение аналогичное пласту B_3.

Подробное изучение разреза центральной части Вуктыльской площади (рис. 4) показало наличие повторяющихся песчаных образований, что дало возможность интерпретировать разрез в целом как регрессивный бар. При испытании скважин в песчаном пласте В3 скв. Вуктыльская-225 (инт. 4514–4487 м) был получен приток легкой нефти (d=0,79 г/см^3), что позволило промысловым геологам считать продуктивным этот пласт на значительные расстояния в пределах Верхнепечорской впадины. Последующее разведочное бурение выявило резкое выклинивание продуктивных песчаных пластов в западном направлении, т.е. в сторону палеосуши.

Именно эти данные позволяют уверено говорить о формировании в ранневизейское время на рассматриваемой территории вдольбереговых баров и баровых островов. Полученные отрицательные результаты опробования показали, что песчаные пласты разрезов Вуктыльской и Западно-Вуктыльской площадей имеют различный генезис и их нельзя коррелировать как единое тело. С использованием по промысловым и данным ГИС на основе фациального анализа проведено уточнение структуры продуктивного резервуара визейских отложений.

Построение геологического разреза по профилю IV-IV (см. рис. 4) проводилось путем последовательного создания слоев изображения, включающих данные по скважинам,

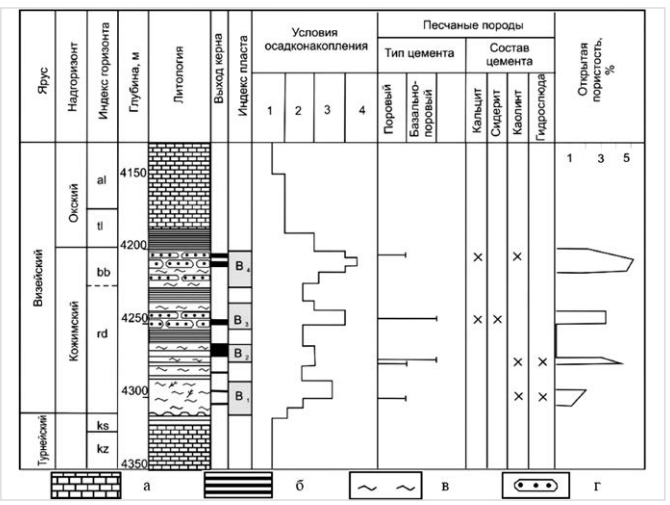


Рис. 1 — Литолого-фациальный разрез и характеристики ФЕС перспективных визейских отложений Вуктыльского автохтона. Условия осадконакопления: 1 — открытое море, 2 — прибрежно-морское мелководье, 3 — прибрежно-морская равнина, 4 — аллювиально-дельтовая равнина. Типы пород: а — известняк; б — аргиллит; в — алевролит; г — песчаник. Горизонты: al — алексинский; tl — тульский; bb — бобриковский; rd — радаевский; ks — косьвинский; kz — кизеловский

Fig. 1 — The litho-facies section and characteristics of the reservoir properties of the perspective Visean deposits of the Vuktyl autochthon. Sedimentation conditions: 1 — open sea, 2 — coastal—sea shallow water, 3 — coastal—sea plain, 4 — alluvial-delta plain. Types of rocks: a — limestone; b — mudstone; bb — siltstone; g — sandstone. Horizons: al — alexin; tl — tula; bb — bobrikovsky; rd — radaevsky; ks — kosvinsky; kz — kizelovsky

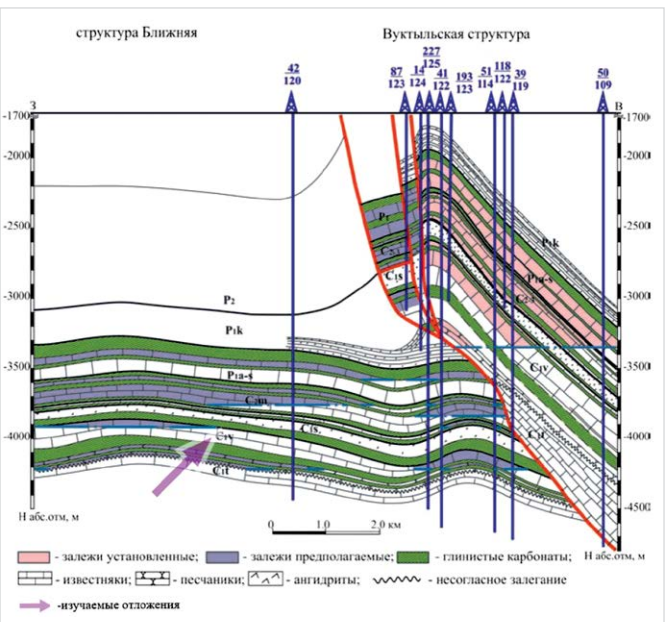


Рис. 2 — Геологический разрез с системой пластовых залежей в аллохтоне и автохтоне Вуктыльского месторождения (Панкратова Е.И., Юнусова Л.В., Богданов Б.П.)

Figure 2 — Geological section with a system of reservoir deposits in the allochthon and autochthon of the Vuktyl field (Pankratova E.I., Iunusova L.V., Bogdanov B.P.)

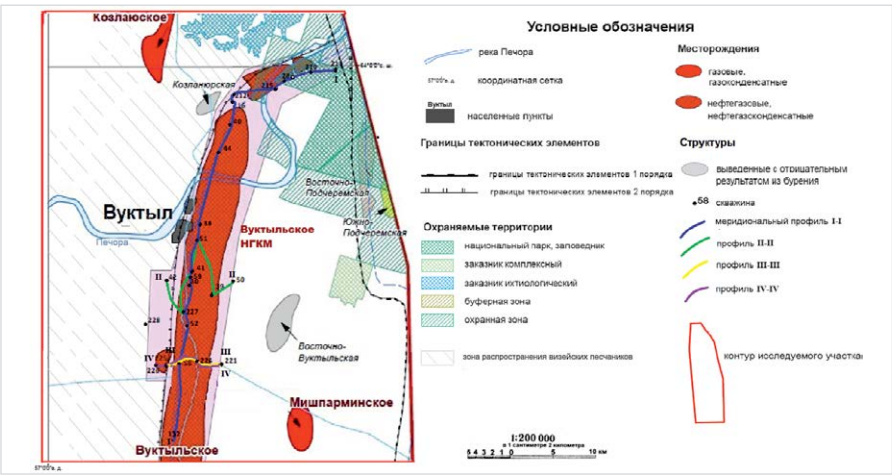


Рис. 3 — Фрагмент схемы тектонического и нефтегазогеологического районирования
Fig. 3 — Fragment of the tectonic and oil and gas geological zoning scheme

основу геологического разреза, вертикальные и горизонтальные масштабы, абсолютные отметки, подписи слоев, границы отложений, условные обозначения.

Для барового генезиса пластов B_3-B_4 характерными особенностями являются утонение обломочного материала в кровле и подошве пласта, а также присутствие в них пологоволнисто-слоистых текстур с элементами биотурбации [10]. Центральная часть пластов включает в свой состав в основном хорошо отмытые крупно- и среднезернистые песчаники, имеющие косослоистую текстуру. Изменение зернистости песчаников обусловлено перемещением гребня бара, происходившего вслед за отступающим морем, и, таким образом, зона накопления грубозернистых осадков перекрывала образовавшиеся ранее более тонкозернистые осадки.

Полученный профиль можно назвать седиментационной моделью регрессивного бара, в которой отражено увеличение динамической активности среды осадконакопления, что проявляется в улучшении сортировки материала и развитии карбонатно-глинистого цемента в периферийных частях пласта. Образовавшийся подводный вал временно прекращал свой рост, частично разрушался и деформировался, и вновь формировался с изменением волнового режима. Следовательно, к одной морфологически закрепленной форме нельзя относить имеющийся ископаемый слой, сложенный породами фации вдоль береговых баров и достигающий мощности 10–15 м. Это результат длительной аккумуляции подобных форм на побережье. Угольные пласты, перекрывающие баровые отложения, являются индикатором времени максимального развития регрессии. Песчаные тела надежно захоронены последующей трансгрессией. Можно сделать вывод, что формирование серии пластов барового генезиса есть результат неустойчивого развития территории, последовательной смены регрессий и трансгрессий на фоне преобладания трансгрессивного развития.

Максимальные значения открытой пористости в песчаниках вдоль береговых баров в центральной части пласта достигают 9%. Увеличение содержания в песчаниках глинистого (иллит-каолинитового) цемента привели к резкому снижению емкостного пространства пород. Открытая пористость глинистых песчаников и алевролитов не превышает 2,5–3%. При уплотнении пород и их вторичных изменениях наиболее глинистые разности становятся очень плотными и хрупкими, в отдельных пластах появляются трещиноватость и тонкоплитчатая отдельность, что приводит к увеличению проницаемости пород. В кровле и подошве пласта развиты редкие, но более крупные поры вторичного генезиса (поры растворения), а в центральной части – многочисленные реликтовые межзерновые поры мелких размеров [10].

В результате уточнения структуры изучаемых отложений песчаные пласты определены как литологически ограниченные и тектонически экранированные с востока надвигом ловушки, в которых коллекторами являются бобриковские и нижнетульские песчаники.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов», №АААА-А19-119022890063-9).

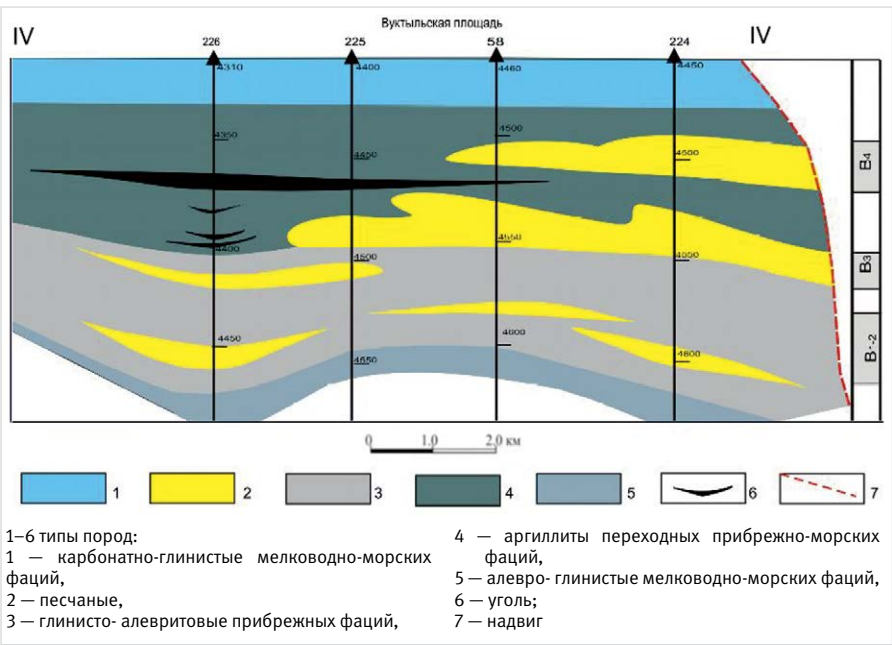


Рис. 4 — Модель барового резервуара для песчаников Вуктыльского автохтона (Сафарова Е.А.)
Fig. 4 — Model of a bar reservoir for sandstones of the Vuktyl autochthon (Safarova E.A.)

Итоги

Выполнены палеопостроения для выявления фациальных особенностей разреза по данным ГИС и керна с целью выяснения перспектив нефтегазоносности глубокопогруженных отложений.

Выводы

В результате уточнения структуры песчаные пласты визейского резервуара определены как литологически ограниченные и тектонически экранированные с востока надвигом ловушки, в которых коллекторами являются бобриковские и нижнетульские песчаники.

Новый уровень понимания структуры нефтегазоперспективных комплексов может стать основой нового цикла поисково-разведочных работ и наращивания ресурсной базы.

Литература

1. Антоновская Т.В. Проблема нефтегазоносности поднадвиговых отложений Вуктыльского НГКМ // Научные проблемы и перспективы нефтегазовой отрасли в Северо-Западном регионе России. - Науч.-техн. сб. - Ч. 1. Геология, геофизика и бурение. - Ухта: Филиал ООО «ВНИИГАЗ» - «Севернипигаз». - 2005. - С. 68-79.
2. Прищепа О.М., Богацкий В.И. Перспективы малоизученных районов и неоцененных горизонтов Тимано-Печорской провинции как результат уточнения схемы тектонического районирования // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2012. - № 2. - С. 4-12
3. Антоновская Т.В. Этапы, условия и закономерности формирования неантиклинальных ловушек в среднедевонских-турнейских отложениях юго-востока Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции //Литосфера. – 2014. - №3. – С. 125-131.
4. Кузнецова Е.А., Карасева Т.В. Особенности геологического строения и формирования нефтегазоносности в районе вуктыльского надвига // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и

горное дело. – 2017. – Т.16, №4. – С.313–320. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.4.2
5. Данилов В.Н., Кочкина Ю.В. К вопросу о формировании Вуктыльского НГКМ //Научно-технический сборник. Вести газовой науки. 2018. №3(35). С. 144-156.
6. Белонин М.Д., Прищепа О.М., Теплов Е.Л. и др. Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения/ СПб, Недра, 2004 – 396 стр.
7. A geologic time scale 2004 / Gradstein F M, Ogg J G, Smith A G, Agter-berg F P, Bleeker W, Cooper R A, Davydov V, Gibbard P, Hinnov L, House M R, et al./ 2004. Columbia University Press, New York.
8.Панкратова Е.И., Богданов Б.П. Геологические предпосылки выявления пластовых залежей в отложениях нижней перми-карбона автохтона Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015.- Т.10.- №3.- http://www.ngtp.ru/rub/4/30_2015.pdf
9. Панкратова Е.И., Юнусова Л.В., Богданов Б.П. Комплексный анализ геолого-геофизических данных и параметров разработки для обоснования системы пластовых залежей в аллохтоне и автохтоне Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения // Георесурсы. – 2016.Т.18. №2. С.87-93. DOI:10.18599/grs/18.2.2
10. Рябинкина Н.Н. Генезис визейских песчаных резервуаров Вуктыльской площади // Геология и ресурсы горючих полезных ископаемых Европейского Севера СССР. - Тр. ИГ Коми НЦ УрО РАН. - Сыктывкар. - 1989. - Вып. 69. - С. 25-33.

ENGLISH **GEOLOGY**

UDC 550.8.013

Refinement of the structure of productive visean reservoir of Vuktyl autochthone of the Upper pechora depression

Authors
E.A. Safarova — graduate student; safarovaelisaveta@gmail.com

OGRI RAS, Moscow, Russian Federation

Abstract
Significant oil and gas potential are associated with deep-seated sediments of the Vuktyl autochthone in the area of development of the Vuktyl thrust. The least studied is the Visean terrigenous productive reservoir of the Lower-Middle-Visean oil and gas complex. Conducted a detailed correlation of the studied sediments. From 3 to 6 sandy layers in the thickness of clay rocks are allocated, depending on the location of the wells. Variable sediment thickness is noted. The presence of repetitive sand formations of bar genesis is shown, which can be considered as a result of unstable development of the territory, successive changes of regressions and transgressions against the background of the predominance of transgressive development.

Materials and methods
Materials: the geological map, the data of geological studies, stratigraphy, tectonics and petroleum potential of the Verkhnepechorsky depression.
Methods: construction of geological profile and modeling of steam reservoir of the visean sandstone

Keywords
promising oil and gas complex, visean reservoir, facies, bar genesis, structure, lithologically limited traps, tectonically screened traps, exploration

Results
Paleostructures were carried out to identify facies features of the section according to GIS and core data in order to clarify the prospects of oil and gas potential of deep-loaded sediments.

Conclusions
As a result of the refinement of the structure, the sandy layers of the Visean reservoir are defined as lithologically limited and tectonically screened from the east by an overthrust trap in which the reservoirs are the Bobrikov and the Lower-tulsky sandstones.
A new level of understanding of the structure of oil and gas complexes can become the basis of a new cycle of exploration and resource base.

References
1. Antonovskaya T.V. P*roblema neftegazonosnosti podnadvigovykh otlozheniy Vuktyl'skogo NGKM* [The problem of oil and gas potential of the sub-thrust deposits of the vuktylsky NGKM] // Scientific challenges and prospects of the oil and gas industry in the North-West region of Russia. - Scientific- technical collection. - Part 1. Geology, geophysics and drilling. -Ukhta: Branch OOO «VNIIGAZ»-«Severnipigaz». - 2005. – pp. 68-79.
2. Prishchepa O. M., *Bogatsky V. I. Perspektivy maloizuchennyh rajonov i neocenennyh gorizontov Timano-Pechorskoj provincii kak rezul'tat utochneniya skhemy tektonicheskogo rajonirovaniya* [Prospects of little-studied areas and invaluable horizons of the Timan-Pechora province as a result of refining the scheme of tectonic zoning] // Geology, Geophysics and development of oil and gas fields. - 2012. - issue 2. - pp. 4-12
3. Antonovskaya T. V. *Etapy, usloviya i zakonomernosti formirovaniya neantiklinal'nyh lovushek v srednedevonskih-turnejskih otlozheniyah yugo-vostoka Timano-Pechorskoj neftegazonosnoj provincii* [Stages, conditions and regularities of formation of non-anticline traps in the middle Devonian-tournaisian sediments of the South-East of the Timan-Pechora oil and gas province] //Lithosphere. – 2014. – issue 3. – pp. 125-131.
4. Kuznetsova E.A., Karaseva T.V. O*sobennosti geologicheskogo stroeniya i formirovaniya neftegazonosnosti v rajone vuktyl'skogo nadviga* [Features of geological structure and formation of oil & gas deposits in the Vuktyl thrust fault region] // Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering, 2017, vol.16, issue.4, pp.313–320. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.4.2
5. Danilov, V.N., Yu.V. K*ochkina K voprosu o formirovanii Vuktyl'skogo NGKM* [To generation of Vuktyl oil-gas-condensate field] // Scientific- technical collection. News of gas science. 2018. Issue 3(35). pp. 144-156.
6. Belonin M.D., Prishchepa O.M., Teplov E.L. and others. Timano-Pechorskaya provinciya: geologicheskoe stroenie, neftegazonosnost' i perspektivy osvoeniya [The Timan-Pechora province: the geological structure, petroleum potential and prospects of development] // St. Petersburg, Nedra, 2004 – P. 396
7. A geologic time scale 2004 / Gradstein F M, Ogg J G, Smith A G, Agter-berg F P, Bleeker W, Cooper R A, Davydov V, Gibbard P, Hinnov L, House M R, et al./ 2004. Columbia University Press, New York.
8. Pankratova E.I., Bogdanov B.P. G*eologicheskie predposylki vyyavleniya plastovyh zalezhej v otlozheniyah nizhnej permi-karbona avtohtona Vuktyl'skogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya* [Geological prerequisites for the identification of reservoir deposits in the sediments of the lower Permian-carbon autochthon of the Vuktylskoye oil and gas condensate field] // Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika. – 2015.- Vol. 10.- issue 3.- http://www.ngtp.ru/rub/4/30_2015.pdf
9. Pankratova E.I., Iunusova L.V., Bogdanov B.P. K*ompleksnyj analiz geologo-geofizicheskih dannyh i parametrov razrabotki dlya obosnovaniya sistemy plastovyh zalezhej v allohtone i avtohtone Vuktyl'skogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya* [Comprehensive analysis of geological-geophysical data and development parameters to justify system of bedded deposits in allochthon and autochthon of vuktyl oil and gas condensate field] // Georesursy, 2016, vol.18,issue 2, pp.87-93. DOI:10.18599/grs/18.2.2
10. Ryabinkina N.N. G*enezis vizejskih peschanyh rezervuarov Vuktyl'skoj ploshchadi* [The Genesis of the visean Sandstone reservoirs the Vuktylskaya area] // Geology and resources of fossil fuels in the European North of the USSR. - Tr. IG Komi NTS Uro ran. - Syktyvkar. - 1989. - Issue. 69. - pp. 25-33.

Российские винтовые компрессоры

от завода с вековой историей

- широкий диапазон мощностей от 5,5 до 200 кВт
- комплектующие известных мировых брендов
- качественный уровень проектирования и производства
- низкие затраты на монтаж и обслуживание
- низкий уровень шума
- высокое качество сжатого воздуха

АО «Бежецкий завод АСО» 171980, г. Бежецк, ул. Краснослободская, д.1

sales@asobezh.ru
www.asobezh.ru
+7 (48231) 5-65-12
8 (4822) 73-41-17

АСО БЕЖЕЦКИЙ КОМПРЕССОР

УДК 550.832.53

Спектрометрический нейтронный каротаж. Выделение продуктивных интервалов и оценка газонасыщенности низкопроницаемых коллекторов сенонских отложений севера Западной Сибири

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10033

С.Н. Меньшиков
к.э.н., начальник департамента[1]

С.К. Ахмедсафин
заместитель начальника департамента[1]

С.А. Кирсанов
к.т.н., начальник управления[1]

С.А. Егурцов
генеральный директор[2]

А.Ф. Зайцева
к.г.-м.н., главный специалист отдела комплексной интерпретации ГИС[2]

Ю.В. Иванов
к.т.н., заместитель генерального директора по производству — технический директор[2]

А.Г. Новиков
начальник отдела комплексной интерпретации ГИС[2]

С.В. Нерсесов
к.т.н., заместитель генерального директора — главный геолог[3]

[1]ПАО «Газпром», Санкт-Петербург, Россия
[2]ООО «ИНГТ», Москва, Россия
[3]ООО «Газпром добыча Надым», Надым, Россия

Приведены результаты применения нового методического подхода к комплексному изучению литолого-петрофизических свойств и характера насыщения сенонских пород-коллекторов с применением технологии мультиметодного многозондового нейтронного каротажа (ММНК). Продемонстрированные возможности ММНК при исследовании ранее слабоизученных нижнеберезовских опоковидных низкопроницаемых пластов-коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами УВ-сырья (ТРИЗ). Подтверждены возможности детальной литологической типизации пород, что существенно повышает достоверность обработки и интерпретации

Актуальность наращивания ресурсной базы ПАО «Газпром», в том числе ее восполнение на обустроенных площадях месторождений с развитой инфраструктурой, обусловлена необходимостью повышения эффективности и продления рентабельного периода разработки базовых НГКМ, что имеет для Общества стратегическое значение. В связи с этим ведется освоение более сложных надсеноманских отложений (турон, сенон) и подсеноманских нижележащих горизонтов: неокома, ачимовской толщи и т.д. [1]. Реализация сенонского, юрского, ачимовского проектов с целью вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов в местах традиционной добычи с имеющейся инфраструктурой является одним из основных направлений геологоразведочных работ в настоящее время и на предстоящие годы.

Известно, что Западная Сибирь является самой перспективной нефтегазовой провинцией для освоения ресурсов газа низкопроницаемых коллекторов (НПК). Разведанные запасы газа НПК на лицензионных площадях Группы Газпром в ЯНАО составляют более 4,5 трлн м^3. С учетом ресурсов сенонского комплекса Медвежьего и Падинского месторождений, доля запасов газа НПК в сырьевой базе Группы Газпром на текущий момент оценивается ~20%.

В настоящий момент, в рамках сенонского проекта, реализуется задача детального изучения нижнеберезовских отложений с целью выделения пластов-коллекторов (выделения продуктивных интервалов), прогноза фильтрационно-емкостных свойств и оценки перспектив газоносности. Отложения подсвиты представлены толщей переслаивания опоковидных уплотненных глин, глинисто-алевритовых и песчано-алевритовых отложений. Опоковидные коллекторы характеризуются тонкозернистой структурой обломочной части, сложным строением пустотного пространства и низкими ФЕС, поэтому их относят к сложно-построенным коллекторам, при изучении которых требуется особый методический подход, основанный на инновационных технологиях, новейших аппаратурно-методических комплексах и программно-интерпретационном обеспечении отечественной разработки, позволяющих выполнить исследования на современном уровне и получать достоверную качественную информацию и дать ответ на «сенонские вызовы».

Одним из примеров осуществления такого подхода является созданная на базе ядерно-геофизических методов инновационная технология мультиметодного многозондового каротажа (далее — технология ММНК), реализующая комплексные геофизические исследования действующих многоколонных скважин с целью литолого-петрофизической характеристики пород, выделения и оценки характера насыщения пластов-коллекторов [2, 3].

Технология является мультиметодной поскольку в основном нейтронном модуле реализуются основные модификации стационарного нейтронного каротажа: ННКт, ННКнт, СНГК, и комплексной — в сборку скважинных приборов включаются модули спектрометрического гамма каротажа (СГК), сканирующей магнитоимпульсной дефектоскопии (МИД-С), высокочувствительной термометрии (ТМ), локатора муфт (ЛМ) и барометрии (БМ).

Технология является многозондовой, поскольку в нейтронных модулях аппаратуры ММНК реализовано 5 и более зондов в широком диапазоне их длин. Это дает возможность разноглубинного зондирования прискважинной зоны коллекторов (ПЗК) и определения характера радиального распределения текущей нефтегазонасыщенности внутри ПЗК: возрастающей, постоянной или убывающей, что позволяет ранжировать продуктивные отложения по ФЕС и выявлять техногенные нарушения внутри ПЗК (заколонные перетоки, техногенные скопления УВ и т.д.), нарушающие естественное распределение Кг в пласте, поэтому многозондовость является физической предпосылкой для разделения эффектов, связанных с нефтегазонасыщенностью и с техногенными помехами.

В технологии ММНК измерения различными методами и зондами выполняются за одну спускоподъемную операцию, т.е. сопряжены во времени и совмещены в пространстве, что значительно повышает достоверность интерпретации.

Особенность разработанного методического подхода, примененного к комплексному изучению литолого-петрофизических свойств и характера насыщения сенонских отложений в обсаженных скважинах нефтегазоконденсатных месторождений севера Западной Сибири, заключается в следующем.

Комплексные исследования скважин методами ММНК начинаются с изучения литологического строения разрезов, выделения пластов-коллекторов и оценки их фильтрационно-емкостных свойств на базе объемного литологического моделирования.

Решение этих задач в методике ММНК состоит из ряда этапов, выполняемых в следующей последовательности:

- измерение энергетических спектров основных породообразующих радиационно-активных элементов Ca, Si, H, Al, Na, Cl (СНГК) и естественных радиоактивных элементов U, Th, K (СГК);

результатов ГИС с применением ММНК. Показаны преимущества технологии при прогнозировании и доразведке запасов УВС.

Ключевые слова
трудноизвлекаемые запасы, низкопроницаемые коллекторы, мультиметодный многозондовый нейтронный каротаж, технология ММНК, литолого-петрофизические свойства, характер насыщения, сенонские отложения

- послойная обработка измеренных на 1 этапе спектрометрических данных СНГК и СГК с целью получения информации о минералогическом и литологическом составе пород (кремнистости, карбонатности, глинистости и т.д.) на основе их элементного состава;
- построение «объемной литологической модели» разреза методом петрофизических уравнений, в которых используется полученная на 2 этапе информация об элементном составе пород и, по возможности, данные интерпретации ГИС открытого ствола с использованием специализированного программного обеспечения. Результатом этапа является полный набор объемных долей литологических компонент состава породы, т.е. коэффициентов пористости (Кп), связанной воды (Ксв), глинистости (Кгл), карбонатности (Ккарб), песчанистости (Кпесч), полевого шпата (Кпш) и т.д., нормированный на 100%, которые визуально отображаются в виде непрерывных кривых на литологической модели, представленной на выходном планшете интерпретации, пример которого приведен на рис. 1;
- преобразование построенной на 3 этапе непрерывной объемной литологической модели исследуемого интервала разреза в систему подинтервалов, выделенных по найденным для них предельным значениям коэффициентов Кп, Ксв, Кгл, Ккарб, Кпесч, Кпш и характеризующихся соответствующим литотипом пород и толщиной (h) (таб. 1);
- предельные значения коэффициентов компонентного состава определяются для конкретного месторождения и пласта на основании результатов проведения модельных, опытно-экспериментальных и опытно-промышленных работ с применением технологии ММНК, сравнительного анализа статистических связей типа керн-ГИС и ГИС-ГИС и многолетнего опыта исследований, полученного при изучении керна в лаборатории физики пласта;
- количественное определение пористости и на качественном уровне прогноз ФЕС для каждого выделенного интервала на основании информации о литотипе с учетом предельных значений коэффициентов объемной литологической модели (этап 4) в соответствии с принятыми классификациями коллекторских свойств пород-коллекторов. Данный подход повышает точность и надежность оценки ФЕС.

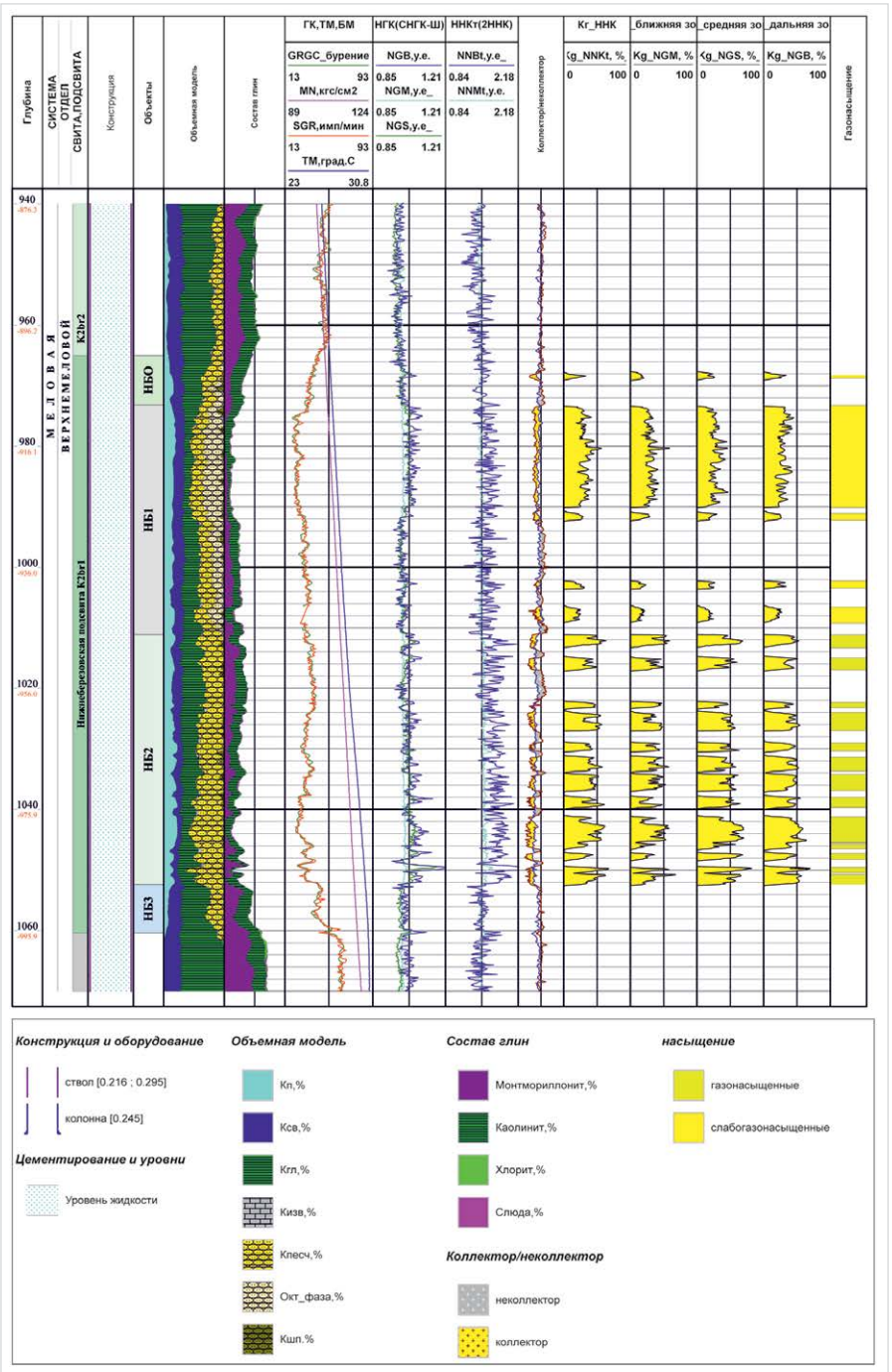


Рис. 1 — Сводный планшет с результатами комплексных исследований методами ММНК скважины месторождения севера Западной Сибири
Fig. 1 — Summary plotter with integrated study MGRL methods results of wells in northern part of Western Siberia

После изучения литолого-петрофизических свойств и выделения пластов-коллекторов в разрезе скважин методами ММНК определяется характер насыщения коллекторов, в том числе с количественным расчетом коэффициентов газонасыщенности (Кг) и объемной газонасыщенности (Wг=Кп·Кг).

Основными диагностическими признаками, использующимися в технологии ММНК и позволяющими разделять газонасыщенные и водонасыщенные коллекторы, являются дефицит плотности и водородосодержание коллекторов, насыщенных УВС, относительно водонасыщенных.

Следующим диагностическим признаком является различие в содержании хлора в водонасыщенных и газонасыщенных коллекторах. Хлор является радиационно-активным элементом и содержится только в пластовых водах, поэтому содержание хлора в коллекторе прямо пропорционально водонасыщенной пористости.

Разработанные алгоритмы расчета позволяют максимально учесть геолого-технические условия измерений, ввести поправки за влияние заполнения ствола скважины, литологию и толщину металла. При обработке и интерпретации материалов комплекса методов ММНК использовались специализированные программно-интерпретационные комплексы (ПИО) автоматизированной обработки результатов ММНК скважин: «Альфа-ГеоГаз» («α-GeoGaz») и «Бета-ГеоГаз» («β-GeoGaz»).

С целью обеспечения единого методического подхода при интерпретации данных ММНК разработана методика оценки параметров насыщения (МНК-Кг) на основе математического моделирования интерпретационных зависимостей, представленная в

Выделенные подынтервалы, м				Средневзвешенные коэффициенты компонентного состава коллекторов, %					Литология	Кг_ ННКт, %	Кг_ср.взв_СНГК, %, по зонам			Насыщение
Пласты	Кровля	Подошва	Н	Кп	Ксв	Кгл	Кокт	Кпесч			Ближн	Средн	Дальн	
НБ0+НБ1	968.2	1011.3	26.0	16	16	16	26	26	опоковидные алевролиты	31	29	27	28	газ
			17.1	12	18	30	14	23	алевролиты глинистые опоковидные	-	-	-	-	-
НБ2	1011.3	1038.0	14.8	19	10	27	0	43	алевролиты	44	40	45	44	газ
			11.9	12	14	34	0	36	алевролиты глинистые	-	-	-	-	-
	1038.0	1052.4	12.0	20	8	20	0	51	алевролиты песчанистые	46	33	54	51	газ
			2.4	9	14	36	0	34	алевролиты глинистые	-	-	-	-	-

Таб. 1 — Средневзвешенные коэффициенты компонентного состава и газонасыщенности нижнеберезовских коллекторов
Tab. 1 — Weighted average factors of compositional analysis and gas saturation of lower Beryozovsk reservoirs

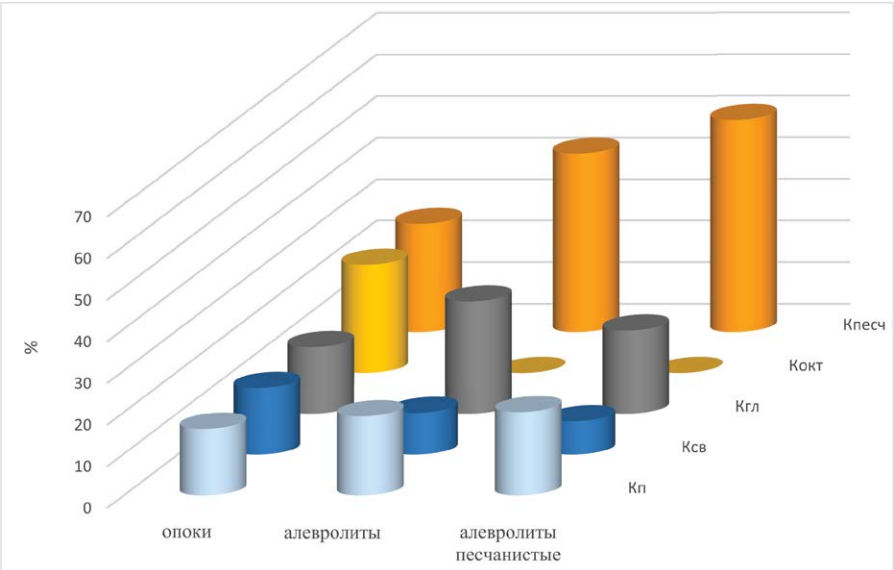


Рис. 2 — Средневзвешенные коэффициенты компонентного состава нижнеберезовских алевритовых коллекторов по данным ММНК
Fig. 2 — Weighted average factors of compositional analysis of lower Beryozovsk aleuritic reservoirs as per MGRL data

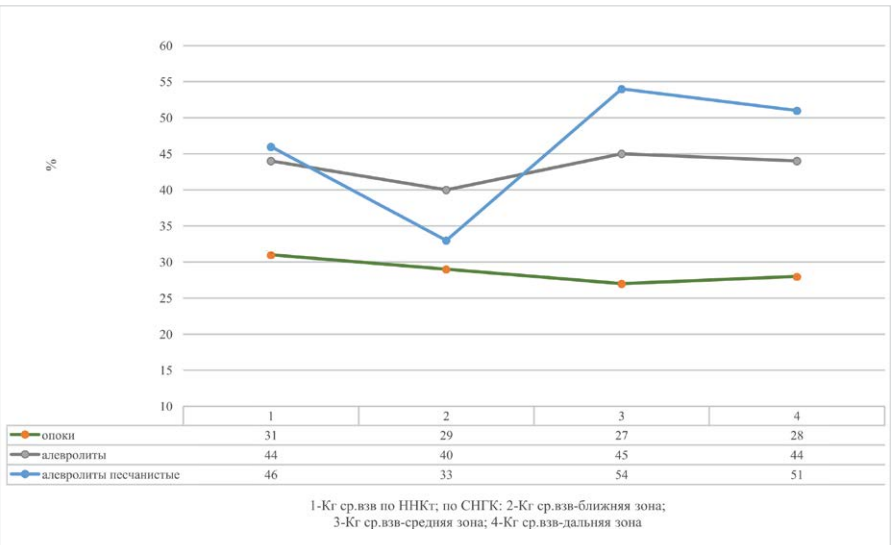


Рис. 3 — Кг ср.взв. по данным ННКт и СНГК (в ближней, средней и дальней зонах) алевритовых нижнеберезовских коллекторах
Fig. 3 — Weighted average share volume as per TNPH, CNL and SNGL (in close, mid, and far fields) of aleuritic lower Beryozovsk reservoirs

«Методических рекомендациях...» [2], которые рекомендованы Экспертно-техническим советом ФБУ «ГКЗ» для использования в производственных и научных организациях при оценке текущих запасов УВС.

Ниже приведен пример геофизических исследований низкопроницаемых пластов-коллекторов нижнеберезовских отложений с применением технологии ММНК.

На рис. 1 и в таб. 1 представлены результаты изучения литолого-петрофизических свойств и характера насыщения нижнеберезовских отложений севера Западной Сибири.

На основании анализа количественных параметров компонентного состава и газонасыщенности нижнеберезовских отложений, представленных на рис. 1, выделены три подынтервала с различными типами коллекторов, характеризующихся различными литолого-петрофизическими свойствами (таб. 1).

В исследованных нижнеберезовских отложениях потенциальными коллекторами являются алевролиты, среди которых по их литологическому составу, коллекторским свойствам и характеру насыщения выделяются три типа коллекторов: опоковидные алевролиты (опоки), алевролиты и алевролиты песчанистые (рис. 2).

По данным ННКт и СНГК алевритовые разности нижнеберезовских отложений, характеризующиеся улучшенными ФЕС, газонасыщены. В глинисто-алевритовых разностях коллекторов, характеризующихся ухудшенными ФЕС, газонасыщенность не отмечается (таб. 1).

Средневзвешенные коэффициенты газонасыщенности для выделенных трех типов алевритовых коллекторов представлены на рис. 3.

Итоги

Технология ММНК, позволяющая получить послойную детальную информацию о пластах-коллекторах (в том числе об их литологическом составе, коллекторских свойствах, характере и степени насыщения, эффективной нефтегазонасыщенной толщине продуктивного пласта, положении флюидоразделяющих контактов и др.) в скважинах любой конструкции может быть успешно применена для изучения сенонских отложений и других низкопроницаемых коллекторов.

Получен положительный опыт применения нового методического подхода по комплексному изучению литолого-петрофизических свойств и характера насыщения низкопроницаемых

коллекторов с применением технологии ММНК на скважинах ПАО «Газпром».

Выводы

Предлагаемый методический подход к интерпретации литологических моделей пород позволяет определить критерии выделения коллекторов и предоставляет возможность проведения детальной литологической типизации пород, что существенно повышает достоверность обработки и интерпретации результатов ММНК.

Применение предложенного подхода существенно повышает точность и детальность выделения пластов-коллекторов с ТРИЗ даже при недостаточном количестве кернового материала.

Применение технологии ММНК к определению всех необходимых подсчетных параметров (Кнг, Кп, Нэф. и др.) открывает новые дополнительные возможности для проведения доразведки запасов УВС в условиях построенного фонда скважин в разрабатываемых нефтегазоносных провинциях, что без проведения глушения скважин и бурения дополнительного фонда обеспечивает значительный экономический эффект.

Литература

1. Разнообразие проектов. Интервью заместителя Председателя Правления ПАО «Газпром» В.А. Маркелова // Корпоративный журнал ПАО «Газпром». 2018. №4. С. 16–23.
2. Развитие технологии многозондового нейтронного каротажа для исследования газонасыщенности в обсаженных скважинах. Методология и практика применения. М.–Тверь: «ПолиПРЕСС», 2018. 238 с.
3. Ахмедсафин С.К., Егурцов С.А., Кирсанов С.А., Иванов Ю.В. и др. Технология ММНК. Мультиметодный многозондовый нейтронный каротаж: справочное пособие. М.–Тверь: ПолиПРЕСС, 2018. 24 с.

ENGLISH **GEOPHYSICS**

UDC 550.832.53

Spectrometric gamma-ray logging. Definition of productive intervals and appraisal of gas saturation in low-permeable reservoirs of Cenonian deposits in the northern part of Western Siberia

Authors

Sergey N. Men'shikov — Ph.D., head of department[1]
Sergey K. Akhmedsafin — deputy head of department[1]
Sergey A. Kirsanov — Ph.D., head of department[1]
Sergey A. Egurtsov — general director[2]
Alla F. Zaytseva — Ph.D., chief specialist of section of log data complex interpretation[2]
Yuriy V. Ivanov — Ph.D., deputy general director on production — technical director[2]
Aleksandr G. Novikov — head of section of log data complex interpretation[2]
Sergey V. Nersesov — Ph.D., deputy general director — chief geologist[3]

[1]PJSC "Gazprom", Saint Petersburg, Russian Federation
[2]IOGT LLC, Moscow, Russian Federation
[3] "Gazprom dobycha Nadym" LLC, Nadym, Russian Federation

Abstract

The results of applying new methodological approach to the integrated study of lithologic and petrophysical properties and the saturation nature of Cenonian reservoir formations by using the multi-method multiple sonde gamma-ray logging (MGRL) are presented.

MGRL capabilities are demonstrated during the study of poorly studied lower Bereyozovsk opokamorphic low-permeable reservoir beds with raw hydrocarbons that are hard to recover (RHR).

The possibilities of detailed lithological formation typing are confirmed, which significantly increases the reliability of processing and interpretation of GIS results using MGRL. The advantages of the technology for forecasting and additional exploration of raw hydrocarbon reserves are presented.

Keywords

hard to recover reserves, low-permeable reservoirs, multi-method multiple sonde gamma-ray logging, MGRL technology, lithological and petrophysical properties, saturation nature, Cenonian formation deposits

Results

MGRL technology, which allows obtaining layer-by-layer detailed information about reservoirs (including their lithological composition, reservoir properties, nature and degree of saturation, effective oil and gas saturated thickness of the reservoir, the position of fluid contacts, etc.) can be applied successfully in wells of various structures for study of Cenonian sediments and other low-permeability reservoirs.

A positive case record of applying the new methodological approach for integrated study of lithological and petrophisycal properties and saturation nature of low permeable reservoirs is obtained by using MGRL technologies on wells of Gazprom PJSC.

Conclusions

The suggested methodological approach of lithological formation models interpretation allows to determine the criteria of reservoir quality discrimination and provides opportunity to conduct detailed lithological formation typing, and this significantly increases the processing reliability and interpretation of MGRL results.

Application of the suggested approach increases the accuracy and level of detail for reservoir beds definition with reserves that hard to recover, even with lack of core material.

Applying MGRL technologies for determination of all necessary volumetric data (gas saturation factor, dyke cumulative thickness etc.) reveals new additional opportunities for conducting detailed field appraisal for hydrocarbon reserves in conditions of producing wells inventory in exploited oil and gas provinces, that without killing wells and drilling additional wells fund provides a significant economic effect.

References

1. *Raznoobrazie proektov. Interv'yu zamestitelya Predsedatelya Pravleniya PAO «Gazprom»* V.A. Markelova [Diversity of projects. Interview by the Chief Executive Officer of Gazprom PJSC V.A. Markelov]. Corporate magazine "Gazprom" PJSC, 2018, issue 4, pp. 16–23.
2. *Razvitie tekhnologii mnogozondovogo neytronnogo karotazha dlya issledovaniya gazonasyshchennosti v obsazhennykh skvazhinakh. Metodologiya i praktika primeneniya* [Development of multiple sonde gamma-ray logging for gas saturation study in cased wells. Application methodology and practice]. Moscow – Tver': «PoliPRESS», 2018, 238 p.
3. Akhmedsafin S.K., Egurtsov S.A., Kirsanov S.A., Ivanov Yu.V. and others. *Tekhnologiya MMNK. Mul'timetodnyy mnogozondovyy neytronnyy karotazh: spravochnoe posobie* [MGRL Technology. Multimethod multiple sonde gamma-ray log: guidance manual]. Moscow – Tver': PoliPRESS, 2018, 24 p.

Белфрахт

Предоставление в аренду офшорных контейнеров для обслуживания морских буровых платформ

Offshore container rental for servicing offshore drilling platforms

ЗАО «Белфрахт» изготавливает и предоставляет в аренду все типы офшорных контейнеров стандартов DNV (Det Norske Veritas) и РМРС для работ на арктическом шельфе. В настоящий момент парк контейнеров составляет свыше 700 единиц различного назначения. Порты базирования – Архангельск, Мурманск с ремонтно-эксплуатационной базой в порту Мурманск. Офшорные контейнеры ЗАО «Белфрахт» использовались на МЛСП «Приразломная», СПБУ «Арктическая», СПБУ «Амазон», ППБУ “Nanhai 8”, ППБУ “West Alpha”. Отличительная особенность контейнеров ЗАО «Белфрахт» – использование при строительстве морозостойкой стали с температурным режимом эксплуатации до -40 °С.

JSC Belfreight manufactures and offers for rent all types of offshore containers, certified in accordance with DNV (Det Norske Veritas) and RMRS (Russian Maritime Register Of Shipping), designed for work in the Arctic shelf areas. Now the fleet of containers designed for various purposes is over 700 units. The base ports are Arkhangelsk, Murmansk, with maintenance operational field located in the port of Murmansk. Belfreight offshore containers were used at drill rigs Prirazlomnaya, Arkticheskaya, Amazon, Nanhai 8, West Alpha. Distinctive feature of Belfreight containers is the use of cold-resistant steel during manufacturing which lets to use them with the environmental temperature up to -40 °С.

163000 Россия, Архангельск, ул. Поморская, 32
163000 Russia, Arkhangelsk, Pomorskaya St., 32
+7 (8182) 65 09 00
container_service@belfreight.ru

183025 Россия, Мурманск, ул. Карла Маркса, 19, оф. 410
183025 Russia, Murmansk, Karla Marksa St., 19, office 410
+7 (8152) 45 61 81
service@murmansk.belfreight.ru

www.севморпуть.рф
www.belfreight.ru

УДК 550.3

Современные полевые технологии наземной сейсморазведки

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10032

М.Б. Шнеерсон
д.т.н. профессор
shneer@bk.ru

РГГРУ (НПУ), Москва, Россия

Полевые технологи наземной сейсморазведки — это комплекс методических и технологических приемов и средств, обеспечивающий проведение сейсморазведочных работ в различных сейсмогеологических условиях. В настоящее время, в связи с усложнением решаемых задач и условий проведения работ, а также возросших требований к полноте и качеству получаемых материалов, применяемые технологические приемы и средства должны обеспечивать:
— качество и надежность выделения и прослеживания целевых волн;
— точность и детальность освещения объектов изучения и разведки;
— широкий спектральный состав возбуждаемых и регистрируемых волн;
— высокую производительность работ.

Материалы и методы
Описание современных технологических и методических приемов и средств, обеспечивающих качество и достоверность получаемых материалов, повышение производительности полевых работ, расширение спектрального состав возбуждаемых и регистрируемых волн, а также изложение результатов их опробования и применения в наземной сейсморазведке.

Ключевые слова
наземная сейсморазведка, источники и приемники колебаний, кратность и системы наблюдений, расстояния между пунктами возбуждения и приема волн, бин, смешение, разделение

Способы и пути решения этих задач, а также результаты их опробования и применения регулярно освещаются в геофизических журналах и материалах ежегодных геофизических симпозиумов и конференций [2, 4, 6]. Рассмотрению, анализу и обобщению этих материалов, которые представляют несомненный интерес для широкого круга отечественных геофизиков-разведчиков в научном и методическом планах, и посвящена настоящая статья.

Качество и надежность выделения и прослеживания целевых волн

Качество целевых волн и надежность их выделения и прослеживания определяются отношением сигнал/помеха, величина которого зависит от кратности наблюдений и степени подавления помех различной природы. В практике современной сейсморазведки основное внимание уделяется повышению кратности наблюдений, которое повсеместно приводит к положительным результатам и которое является устойчивой тенденцией развития технологии работ. Это направление получило широкое практическое применение и освещение в зарубежных и отечественных публикациях. В качестве примера, на рис. 1 приведены разрезы, иллюстрирующие существенное повышение достоверности и качества изображений при значительном увеличении кратности наблюдений. Основываясь на существующих материалов, можно с уверенностью утверждать, что кратность наблюдений будет повышаться и далее.

Точность и детальность освещения объектов изучения и разведки

В сейсморазведке 3D изображения складываются из отдельных элементарных отражающих площадок — бинов, размеры которых и расстояния, между которыми определяют точность и детальность отображаемых, разведуемых объектов. Уменьшение размеров целевых объектов и повышение требований к точности и детальности их отображения стали объективными причинами перехода на «плотные» и «сверхплотные» системы наблюдений с уменьшенными расстояниями между линиями возбуждения и приема до 100–150 м и пунктами возбуждения и приема до 6–12 м и плотностью до ~=100 млн трасс на 1 км^2. Практика применения таких систем наблюдений показала их эффективность и возможность повышения точности и достоверности получаемых изображений среды. На рис. 2 приведен наглядный пример значительного повышении информативности разреза, полученного по сверхплотной системе наблюдений.

Широкий спектральный состав возбуждаемых и регистрируемых волн

Расширение спектрального состава возбуждаемых и регистрируемых волн является одним из необходимых условием повышения эффективности наземной сейсморазведки. Поэтому одним из требований к современной технологии наземных полевых работ является обеспечение

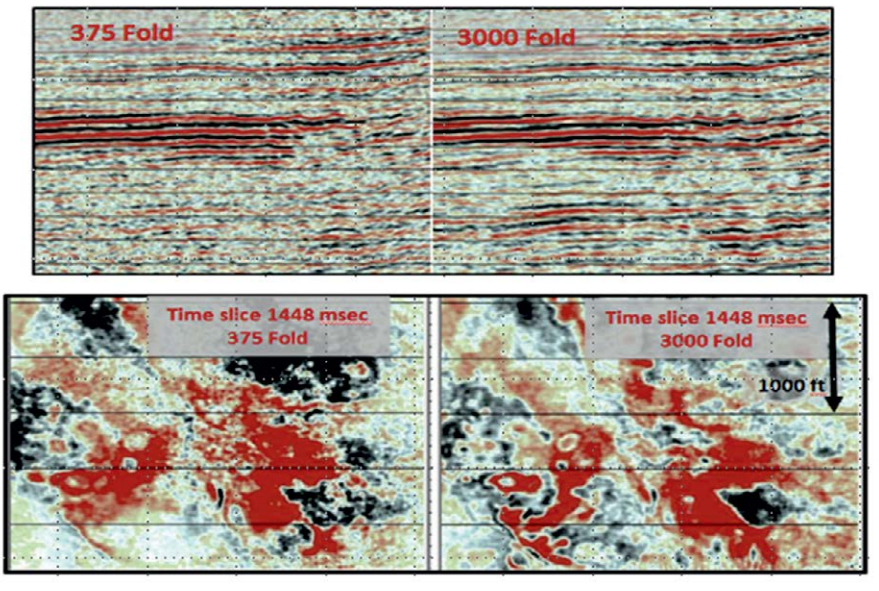


Рис. 1 — Повышение достоверности и качества изображений при увеличении кратности с 375 (слева) до 3000 (справа)
Fig. 1 — Increasing veracity and quality with fold increasing from 375 (the left) to 3000 (the right)

широкополосного возбуждения и приема колебаний.

Пути решения этой задачи различны во взрывной и вибрационной сейсморазведках.

Взрывная, импульсная сейсморазведка:

— проведение опытно-методических работ по выбору оптимальных параметров возбуждения колебаний (масса заряда и глубина его заложения, величина силового импульса при невзрывном возбуждении);

— выбор системы наблюдений, обеспечивающей разделение целевых волн и волн – помех;

— переход на прием и регистрацию волн одиночными приемниками.

Вибрационная сейсморазведка:

— опробование и применение новых технологических схем по выбору параметров свипа, основанных на уменьшении его минимальной частоты до 1,5–3,0 Гц и увеличении времени работы вибратора в необходимых частотных диапазонах в областях низких и высоких частот [12] (рис. 3);

— переход на возбуждение и прием колебаний одиночными источниками и приемниками колебаний без полевого накопления воздействий (отказ от применения полевых интерференционных систем и синхронного накопления воздействий, рис. 4);

— оптимизация систем наблюдений для повышения плотности наблюдений и разделения областей регистрации полезных и мешающих волн.

Высокая производительность работ

Повышение производительности полевых работ было и остается одним из актуальных направлений развития современной технологии наземной сейсморазведки, без которого невозможно эффективное применение новых технологических систем и средств, определяющих их практическую целесообразность. Возможно два пути решения этой задачи: - увеличение числа разновременно работающих источников колебаний на одну расстановку приемных систем; - одновременная работа нескольких излучателей, но с определенными фиксируемыми различиями параметров возбуждаемых колебаний и рас положения их на местности, которые используются в последующем для разделения полученных записей по пунктам возбуждения. Каждое из них применяется на практике и имеет свои преимущества и ограничения.

Рассмотрим их раздельно для импульсного и вибрационного возбуждения колебаний.

Импульсное возбуждение

В импульсной сейсморазведке практическое применение получили следующие способы повышения производительности полевых работ:

— увеличение числа последовательно работающих взрывных бригад на одну расстановку сейсмоприемников, что позволяет уменьшить время между воздействиями;

— одновременная работа нескольких пунктов возбуждения, расстояния между которыми выбираются из условия не перекрытия областей прослеживания целевых волн;

— одновременная работа нескольких пунктов возбуждения при съемках 3D и 4D с регистрацией их координат и времен возбуждения колебаний с последующим разделением волн на этапе обработки записей.

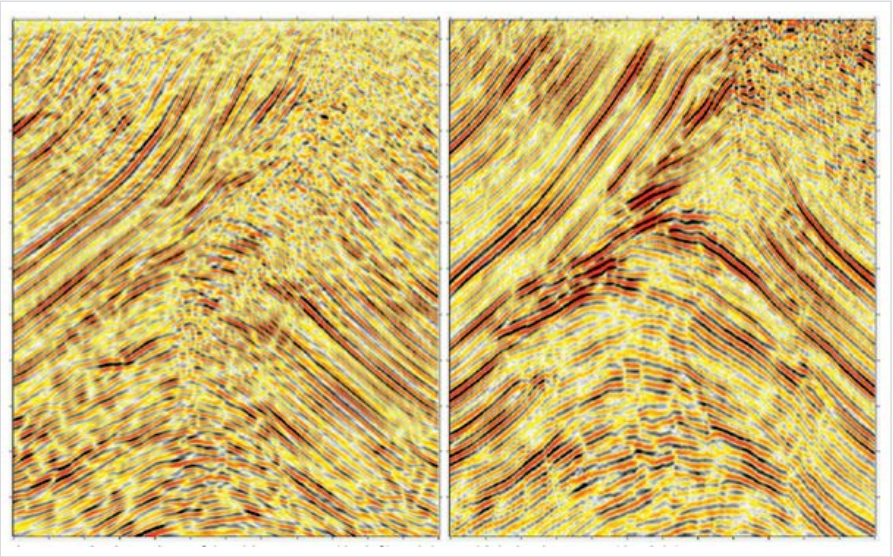


Рис. 2 — Сравнение результатов стандартной съемки (слева) и сверхплотной (справа)
Fig. 2 — Comparison of seismic sections of the old 3D survey (the left) and the 3D high density survey (the right)

Вибрационное возбуждение

В вибрационной сейсморазведке имеются дополнительные значительные возможности повышения производительности работ, основанные на использовании различий временных, частотных и фазовых параметров свипов, позволяющих на этапе корреляции разделять исходные, смешанные записи. Практическое применение получили следующие способы повышения производительности полевых работ.

Разновременное возбуждение колебаний

— «скользящий свип или slip-sweep». Способ предусматривает работу на одну приемную расстановку приборов двух и более групп источников, расположенных на одном или разных пунктах возбуждения, но с определенными, заданными временными задержками. Возбуждаемые колебания принимаются и регистрируются в памяти большого объема. При обработке суммарная виброграмма последовательно коррелируется с использованным управляющим сигналом, но каждый раз с известными временными сдвигами, соответствующими временам излучения данного управляющего сигнала, что и позволяет разделить записи и получить коррелограммы с каждого пункта возбуждения. Технология «скользящего свипа» получила применение при съемках 3D в пустынных районах ближнего Востока и в некоторых районах России.

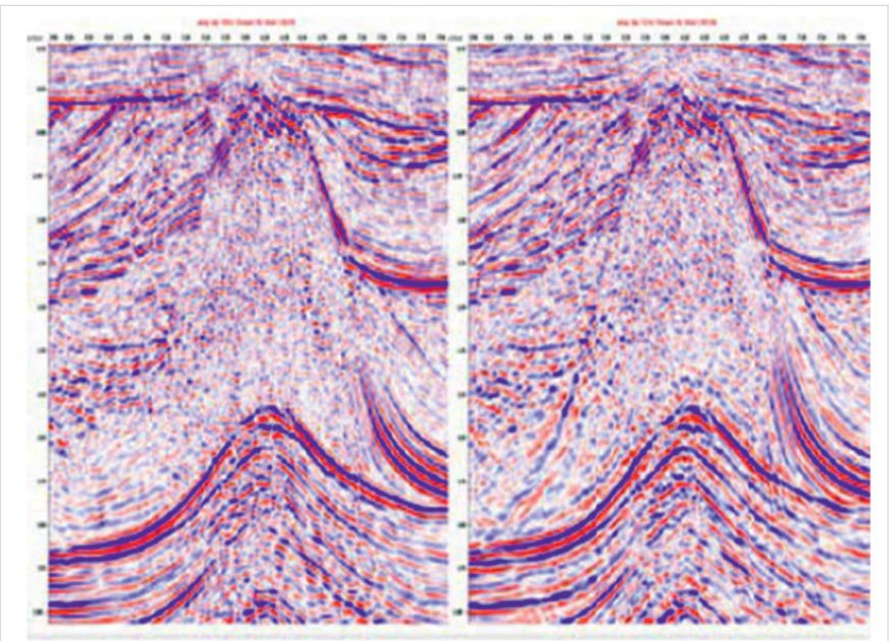


Рис. 3 — Пример более четкого прослеживания отражающих горизонтов при частотных диапазонах свипов 6–96 Гц (слева) и 1,5–96 Гц (справа)
Fig. 3 — Sections: frequency 6–96 Hz (the left), frequency 1,5–96 Hz (the right)

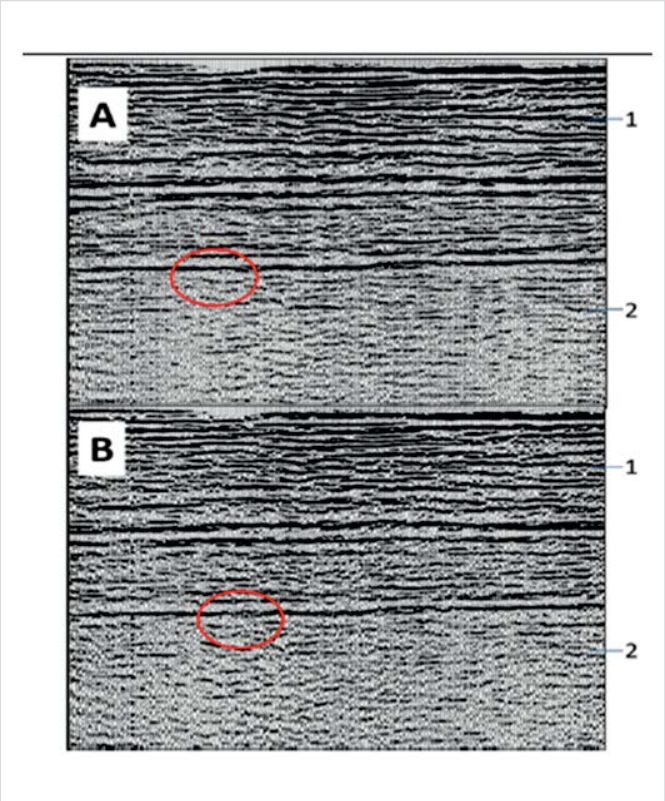


Рис. 4 — Пример регистрации волн группой (A) и одиночными (B) сейсмоприемниками, чтобы сохранить в спектре высокие частоты
Fig. 4 — Example of registration seismic waves with geophones array (A) and single geophones (B)

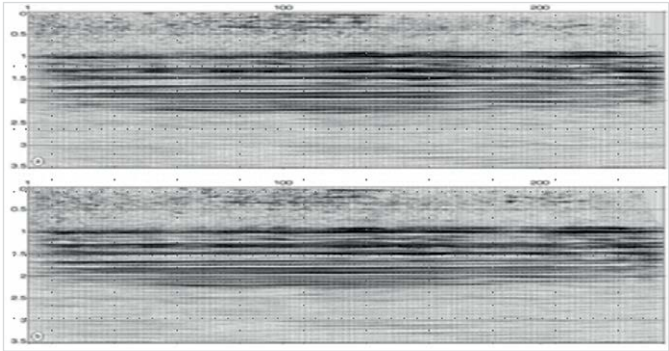


Рис. 5 — Практическая идентичность фрагментов временных разрезов, полученных с одним свипом длительностью 48 с (верх) и с накоплением 6 свипов по 8 с каждый (низ)
Fig. 5 — Identity time sections with one sweep 48 sec duration (up) and array of 6 sweeps 8 sec duration (down)

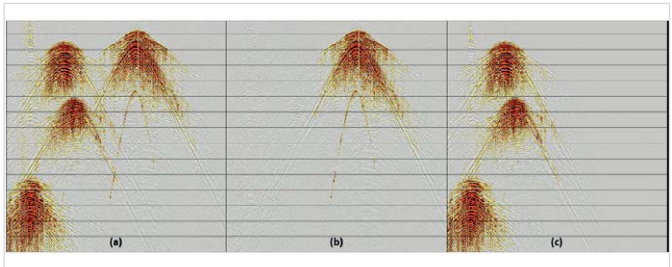


Рис. 6 — Пример разделения смешанных записей: a — суммарная запись с четырех пунктов возбуждения; b — выделенная запись от одного из пунктов возбуждения; c — разность «a» и «b»
Fig. 6 — Example of deblending seismic waves: a — blended waves from four vibration points; b — blended; c — a minus b

Исключение времени слушания между посылками излучаемых колебаний

Эта технология основана на непрерывном излучении и регистрации заданной серии идентичных по частоте и длительности фазокодированных управляющих сигналов, что позволяет в последующем разделять записи.

Применение длительных управляющих сигналов (40 и более с.)

Применение этого способа повышения производительности работ основано на том, что синхронное накопление воздействий и кратное увеличение длительности управляющих сигналов в одинаковой степени повышают отношение сигнал/помеха. Это и позволяет заменить накопление сигналов увеличением длительности свипов [3]. На рис. 5 приведены фрагменты временных разрезов, полученных с одним протяженным и накоплением шести коротких свипов, иллюстрирующих это направление работ.

Независимое одновременное вибрирование

В основе этой технологии работ лежит предположение о том, что при одновременной работе нескольких разнесенных по площади вибрационных источников с произвольными, но известными параметрам управляющих сигналов, суммарное регистрируемое волновое поле будет носить нерегулярный характер. При этом, если известно время начала работы данного вибратора и параметры управляющего сигнала, то корреляционная обработка сигналов позволяет из суммарного, общего волнового поля выделить колебания, соответствующие этому вибратору. И так для каждого пункта возбуждения. Эта технология сначала была опробована при съемках 3D в Алжире, а затем успешно применена при широкомасштабных работах в сопредельных районах. .

Смешанная, совмещенная технология полевых сейсморазведочных работ

Стремление существенного повышения производительности полевых работ, а также степени их автоматизации привели к созданию смешанной, совмещенной технологии (blended acquisition), теоретические и методические основы которой освещены в работах [5, 7]. Она предусматривает одновременную работу на площади съемки большого числа источников с одинаковыми или разными параметрами излучаемых колебаний. Применительно к вибрационной сейсморазведке — это могут быть работы с широкополосными или узкополосными различающимися по центральным частотам управляющими сигналами, перекрывающими желаемый диапазон частот. Т.е. источники не должны быть одинаковыми, а при вибрационном возбуждении широкополосными. Наоборот, предпочтение отдается узкополосным вибраторам, но с оптимизированными параметрами. Отмечается, что такой подход позволяет упростить конструкцию вибраторов, ориентированных на возбуждение узкополосных колебаний с различными средними частотами. Необходимым условием смешанной технологии является то, что суммарное волновое поле от когерентных источников должно обладать требуемыми временными и спектральными характеристиками в каждой точке подземного пространства. Отмечается, что чем больше действующих на площади источников, тем выше уровень излучаемых колебаний и больше отношение сигнал/нерегулярная помеха. На рис. 6 приведен пример разделения смешанных записей и выделения требуемой информации на этапе обработки материалов, что позволяет существенно повысить производительность полевых работ.

Итоги

Современные технологии наземной сейсморазведки, в целом, отвечают современным требованиям по ведению полевых работ в различных сейсмогеологических условиях и позволяют получать качественные и достоверные исходные материалы в широкой полосе частот и с высокой производительностью. В статье по материалам зарубежных публикаций приведено описание новых технологических схем наземных сейсморазведочных работ и результатов их опробования и применения.

Выводы

Обзор публикаций по новым технологическим схемам ведения наземных сейсморазведочных работ показал следующее:

— преимущества новых технологических схем при проведении работ в различных сейсмогеологических условиях;
— повышение качества и достоверности получаемых материалов за счет существенного увеличения кратности и плотности наблюдений;
— повышение производительности работ;
— перспективы развития технологии наземной сейсморазведки связаны с дальнейшим повышением кратности и плотности наблюдений, а также производительности работ.

Литература

1. Meunier J. Seismic acquisition from yesterday to tomorrow, 2011, Tulsa, SEG.
2. X. Zhao, X. Wang, R. Zhang, C. Tang, Z. Wang. Land broadband seismic exploration based on adaptive vibroseis. Expanded abstracts, SEG International 86th Annual meeting, 2016.
3. A. Zhukov, Il. Korotkov, E. Sidenko, I. Nekrasov, P. Gridin, T. Galikeev. Simultaneous pseudo-random shuffle sweep generation and increased seismic acquisition productivity. Expanded abstracts, SEG International 87th Annual meeting, 2017.
4. N. Yudong, Z. Tianjiu, C. Hongtao, L. Yangsheng, L. Zhejian. Application of low frequency, high trace density and wide azimuth 3D seismic acquisition method in Block TZ, Caspian Basin. SEG Expanded abstracts, International 87th Annual meeting, 2017.
5. Wu. Yonggou, W. Biao, Y. Wuhai. High density wide line acquisition technology and its application at Nyima basin, Tibet, China. Expanded abstracts, SEG International 87 Annual meeting, 2017.
6. D. McCarthy, A. Berhaud, S. Mahrooqi, D. Henin, J. Shorter. The benefits of simultaneous shooting on land for improved productivity and enhanced data quality through dense source sampling. EAGE Conference, Expanded abstracts, Paris, 2017.
7. A.H. El-Emam, A. Al-Eldan, K. Shams Al-Deen. Single-sensor technology — a story of success from Kuwait. 74th EAGE Conferece, Extended Abstract.
8. Berkhout A.J. Blended acquisition with dispersed source arrays, Geophysics, 2012, vol. 77, issue 4.
9. G. Berkhout, G. Blacquiere, E. Verschuur. The end of unblended acquisition. 75th EAGE Conference, 2013, workshop.
10. M. Guilloent, A. Berthaud, T. Bianchi, G. Pignot, S. Mahrooqi, J. Shorter. Recovery of blended — a sparse coding approach for seismic acquisition. EAGE Conference, Expanded abstracts, Paris, 2017.
11. C. Wang, Z. Tao, S. Guo, Z. Deng, R. Zhang, Y. li. Case study the application of low-frequency vibrator in 3D seismic re-survey for sub-salt targets in Kazakhstan. EAGE Conference, Expanded abstracts, Vena, 2016.

ENGLISH **GEOPHYSICS**

UDC 550.3

Modern onshore seismic acquisition

Author
Mikhail B. Shneerson – Sc. D., professor; shneer@bk.ru

RSGGY, Moscow, Russian Federation

Abstract
Onshore seismic technology is a complex of methods that ensure seismic prospecting in different geological conditions with receiving good materials with good accuracy, wide wave frequency and high productivity.

Materials and methods
Description of new onshore shooting and results of their testing and application, that ensure to receive good materials, wide wave frequencies and high productivity.

Results
New onshore shooting systems lighten to leading modern land seismic systems, raise productivity, help to suppression some kind of seismic noise and orient in the direction of modern field systems. The new land seismic technologies are described in the article.

Conclusions
Review of publications about new onshore seismic technologies scheme revealed next points:
— advantage new onshore acquisitions;
— raise the productivity shooting.

Keywords
onshore shooting, acquisition, productivity, seismic source, receivers, observation system, offset, pattern, fold, bin, blending, deblending

References

1. Meunier J. Seismic acquisition from yesterday to tomorrow, 2011, Tulsa, SEG.
2. X. Zhao, X. Wang, R. Zhang, C. Tang, Z. Wang. Land broadband seismic exploration based on adaptive vibroseis. Expanded abstracts, SEG International 86th Annual meeting, 2016.
3. A. Zhukov, Il. Korotkov, E. Sidenko, I. Nekrasov, P. Gridin, T. Galikeev. Simultaneous pseudo-random shuffle sweep generation and increased seismic acquisition productivity. Expanded abstracts, SEG International 87th Annual meeting, 2017.
4. N. Yudong, Z. Tianjiu, C. Hongtao, L. Yangsheng, L. Zhejian. Application of low frequency, high trace density and wide azimuth 3D seismic acquisition method in Block TZ, Caspian Basin. SEG Expanded abstracts, International 87th Annual meeting, 2017.
5. Wu. Yonggou, W. Biao, Y. Wuhai. High density wide line acquisition technology and its application at Nyima basin, Tibet, China. Expanded abstracts, SEG International 87 Annual meeting, 2017.
6. D. McCarthy, A. Berhaud, S. Mahrooqi, D. Henin, J. Shorter. The benefits of simultaneous shooting on land for improved productivity and enhanced data quality through dense source sampling. EAGE Conference, Expanded abstracts, Paris, 2017.
7. A.H. El-Emam, A. Al-Eldan, K. Shams Al-Deen. Single-sensor technology — a story of success from Kuwait. 74th EAGE Conferece, Extended Abstract.
8. Berkhout A.J. Blended acquisition with dispersed source arrays, Geophysics, 2012, vol. 77, issue 4.
9. G. Berkhout, G. Blacquiere, E. Verschuur. The end of unblended acquisition. 75th EAGE Conference, 2013, workshop.
10. M. Guilloent, A. Berthaud, T. Bianchi, G. Pignot, S. Mahrooqi, J. Shorter. Recovery of blended — a sparse coding approach for seismic acquisition. EAGE Conference, Expanded abstracts, Paris, 2017.
11. C. Wang, Z. Tao, S. Guo, Z. Deng, R. Zhang, Y. li. Case study the application of low-frequency vibrator in 3D seismic re-survey for sub-salt targets in Kazakhstan. EAGE Conference, Expanded abstracts, Vena, 2016.

REFRION

Компания Рефрион (Италия)
с 2002 года производит

высококачественное оборудование для промышленного охлаждения любых технологических процессов

С 2005 года работает представительство Рефрион в России.

- За долгие годы работы компанией накоплен богатый опыт поставки теплообменного оборудования на промышленные предприятия юга России и Крайнего Севера, Сибири и Средней Азии.
- Наши охладители работают на крупнейших предприятиях нефтеперерабатывающей, металлургической и горнорудных отраслей промышленности.
- Нам не страшны низкие температуры, промышленная атмосфера и высокие нагрузки. Для этого у нас есть специальные решения и различные виды защитных покрытий и материалов.
- Оборудование Рефрион может работать, как самостоятельно, так и в сложных технологических схемах. Уровень диспетчеризации оборудования зависит лишь от пожеланий наших заказчиков.
- Мы гарантируем точность заявленных технических характеристик, которые подтверждены сертификатом Eurovent.

Рефрион постоянно проводит научно-исследовательские работы, результатом которых становится производство новых моделей. Для этого мы построили собственную научно-исследовательскую лабораторию, одну из крупнейших в Европе, где проводятся испытания новых образцов нашей продукции. В этой же лаборатории заказчик может провести тестирование своего заказанного оборудования, чтобы исключить любые сомнения в его качестве и надежности.

Для подбора оборудования мы **используем современное программное обеспечение.**
При обращении к нам вы получаете **расчёт в течение нескольких часов.**

Звоните нам по телефону +7 495 585 11 89
Пишите на электронную почту: info@refrion.ru
Заполняйте заявку на сайте www.refrion.ru
Мы сделаем для вас расчёт в максимально короткие сроки.

Начало масштабных работ по внедрению технологии радиального бурения "Перфобур"

Эффективность технологии радиального бурения давно считается спорным вопросом в отрасли. Классические системы радиального бурения используют метод гидромониторного радиального бурения, при котором каналы создаются с помощью струи жидкости, истекающей из насадки с большой скоростью, подаваемой через спускаемый гибкий шланг. Несмотря на возможность создания каналов до 100 м длиной, метод не находит широкого применения в связи с неконтролируемостью траектории канала: гибкий шланг может изгибаться и скручиваться и траектория имеет тенденцию к уходу вниз под действием гравитации. Компания «Перфобур» основана в 2015 г. для разработки новых технологий в области радиального бурения. Была создана уникальная технология управляемого механического бурения радиальных каналов. Технология позволяет бурить сеть радиальных каналов длиной до 15 метров и диаметром от 58 до 68 мм, количеством до 4 каналов различной траектории на одном ярусе.

Технология имеет ряд неоспоримых преимуществ:

- прогнозируемая траектория механического бурения каналов (подтверждается проведением инклинометрии);
- возможность многократного входа в каналы для проведения ГТМ, например: СКО или других химических ОПЗ в пробуренных каналах через специальную гидромониторную насадку конструкции «Перфобур»;
- возможность обсадки пробуренных каналов специальными фильтрами (для терригенного коллектора);
- состоит исключительно из узлов отечественного производства;
- конкурентная стоимость работ.

Выделяются следующие области применения технологии «Перфобур»:

- глубокое вскрытие устойчивых (карбонатных) пластов с возможностью дальнейшего проведения точечной кислотной обработки по схеме «еловая ветка»;
- скважины с близким расположением ВНК/ГНК, где проведение ГРП рискованно. Направленное, щадящее радиальное бурение каналов позволит минимизировать риски прорыва в ВНЗ/газовую шапку;
- восстановление добывающих скважин, осложненных нарушениями целостности эксплуатационной колонны, наличием посторонних предметов на забое скважины;
- комбинирование с технологиями РИР на скважинах, осложненных наличием ЗКЦ;
- бурение сети радиальных каналов в многопластовых залежах с высокой расчлененностью разреза с целью вовлечения в разработку нескольких разобщенных продуктивных пропластков;
- глубокое вскрытие пластов в скважинах с загрязненной призабойной зоной с целью снятия положительного скин-фактора;
- малодебитные скважины на истощенных месторождениях, где бурение боковых стволов не рентабельно.

Критерии применимости технологии «Перфобур» на сегодняшний день:

- внешний диаметр обсадных колон от 139,7 мм и выше;
- зумпф от нижнего планируемого канала до искусственного забоя скважины не менее 7 м;
- в интервале планируемой вырезки «окна» обязательно наличие за ЭК цементного кольца удовлетворительного качества и отсутствие центрирующих фонарей ЭК;
- забойная температура не более 100 градусов по Цельсию.

В 2019 г. были проведены работы на скважинах эксплуатационного фонда ОАО «Нократойл» и ООО «Башнефть-Добыча».

В январе 2019 г. были проведены работы по интенсификации добычи на нефтяной скважине м/р Закамское ОАО «Нократойл. Целевой объект — известняки Башкирского яруса. Всего на объекте Башкирского яруса работают 2 скважины. Максимальные дебиты жидкости на скважинах составляли не более 2 м3/сут. Глубина залегания пласта — 713 м (TVD). Конструкция скважины: 0–814 м Dэк 146 мм, толщина стенки 7,7 мм, группа прочности стали — Д. Скважина вертикальная. Ожидаемое пластовое давление — 4,0 МПа. На скважине в 2014 г. был проведен ремонт по смене объекта эксплуатации с нижележащего объекта на Башкирский ярус. Скважина не была запущена с Башкирского яруса и фактически находилась в бездействии.

В скважине был пробурен радиальный канал длиной 7 м. На первом этапе был произведен спуск якорного модуля и его привязка по данным ГИС (ГК и ЛМ). Следующим этапом проводилось фрезерование окна. КНБК для фрезерования была спущена на заданную глубину, состыкована с якорным модулем и зафиксирована в нем. Процесс фрезерования занял около 8 ч. После подъема и разборки КНБК для фрезерования была собрана КНБК для бурения канала длиной 7 м. Время бурения канала протяженностью 7 м составило 3,3 ч. После демобилизации ООО «Перфобур» со скважины, Заказчиком была проведена кислотная обработка пласта в объеме 4 м3 12%-ным раствором HCl, затем скважину освоили свабированием. Скважина была запущена в постоянный режим с дебитом 4,4 м3/сут. На 01.08.2019 г. скважина работает в постоянном режиме с дебитом 4 м3/сут. Компания «Перфобур» успешно выполнила поставленные цели и задачи работы.

В марте 2019 г. были проведены работы на нефтяной скважине м/р Арланское ООО «Башнефть-Добыча». Целевой объект — карбонатные отложения Каширского яруса. Мощность пласта — 4,3 м. Глубина залегания — 817 м (TVD). Проницаемость — 20 мД. Конструкция скважины: 0–1456 м Dэк 146 мм, толщина стенки 7,0 мм, группа прочности стали — Д. Зенитный угол материнской скважины в интервале бурения каналов: 32,5°. Ожидаемое Рпл — 7,94 МПа.

На скважине были пробурены 2 канала длиной по 7 м каждый. После бурения каждого канала, были проведены исследования по инклинометрии с целью подтверждения проектной траектории пласта. После этого в каждом канале было проведено точечное СКО через гидромониторную насадку конструкции ООО «Перфобур» по схеме «еловая ветка».

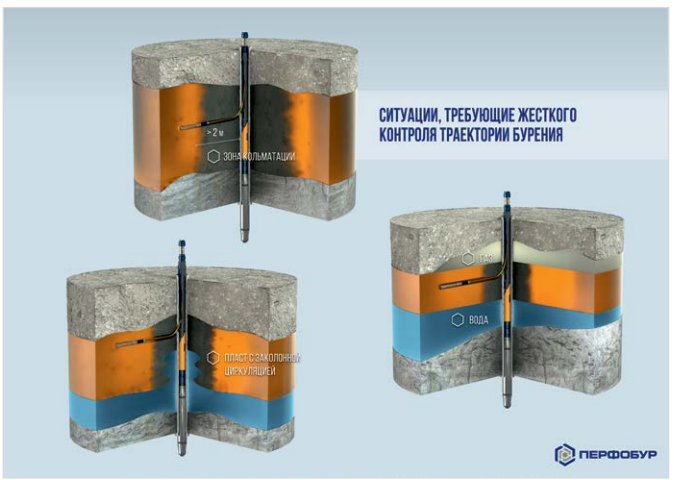
В каналы была закачан 15% раствор HCl объемами 8 и 10,5 м3. В работах по бурению каналов использовался неизвлекаемый якорный модуль, что позволит в будущем многократно входить в каналы для их ремонта, например компоновкой с гидромониторной насадкой «Перфобур» для проведения кислотных обработок. По завершению работ ТС «Перфобур», скважину освоили свабированием — получен приток нефти и газа дебитом 16 м3/сут.

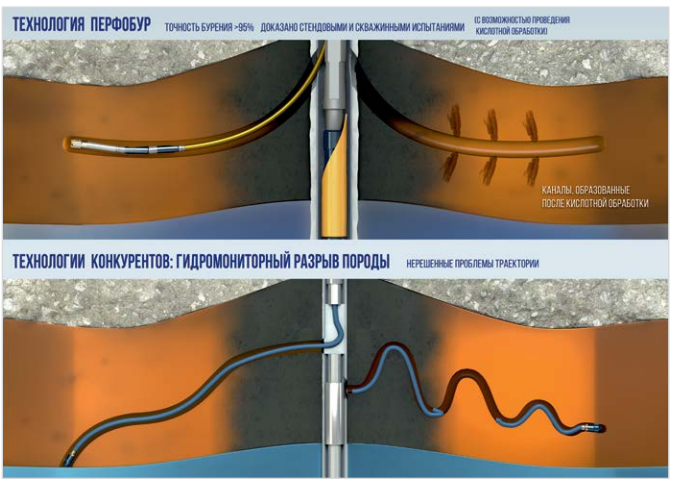
В 2019 г. ожидается провести 12 ОПР по внедрению системы радиального бурения «Перфобур» в 7 нефтегазодобывающих предприятиях России. Приглашаем к сотрудничеству нефтегазодобывающие компании для применения технологии «Перфобур» в 2020 году.

Рис. 1 — Компоновка технической системы (ТС) "Перфобур"

ООО «Перфобур»
115114, Россия, г. Москва
Дербеневская наб., 7, к12,
4-й этаж
Телефон / факс:
+7 (499) 649-39-00
E-mail: info@perfobur.com
www.perfobur.com

450520, Россия,
г. Уфа, село Зубово,
улица Школьная, 1/1.
Телефон / факс:
+7 (499) 649-39-00
www.перфобур.рф





УДК 622.276

Стендовое моделирование технологии добычи жидких углеводородов при насыщенности ниже порога фильтрации из газонасыщенных отложений газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10039

Н.А. Скибицкая
к.г.-м.н., зав. лабораторией[1]
skibitchka@mail.ru

В.Н. Данилов
к.г.-м.н, начальник отдела[2]
v.danilov@sng.vniigaz.gazprom.ru

А.А. Латышев
к.т.н., заместитель начальника отдела[2]
a.latyshev@sng.vniigaz.gazprom.ru

И.М. Индрупский
д.т.н., зав. лабораторией[1]
i-ind@ipng.ru

А.А. Попов
ведущий инженер[2]
a.popov@sng.vniigaz.gazprom.ru

В.А. Кузьмин
к.г.-м.н., в.н.с.[1]
kuzminva@mail.ru

М.Н. Большаков
к.г.-м.н., с.н.с.[1]
rgu2006@mail.ru

[1]ИПНГ РАН, г. Москва
[2]Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта

В статье отражены результаты экспериментального моделирования технологии добычи гидродинамически неподвижных жидких углеводородов (ЖУВ — пластовой нефти и ретроградного конденсата) из продуктивной части газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений (ГКМ и НГКМ) — на примере основной залежи Вуктыльского НГКМ. Технология воздействия основана на циклической закачке углеводородного растворителя и сухого газа, с последующим доизвлечением ЖУВ и растворителя прокачкой сухого газа или сухого газа и оторочек пропан-бутановой фракции. Эксперименты на керновых моделях пласта показали высокую потенциальную технологическую эффективность

Введение

Наличие в газонасыщенной части истощенных залежей Вуктыльского, Оренбургского и других нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ) большого количества жидких углеводородов (ЖУВ), в значительной мере не достигших порога гидродинамической подвижности, делает актуальной задачу обоснования и предварительного стендового моделирования технологий их направленной добычи.

Так, результаты выполненной сотрудниками ИПНГ РАН оценки начальных запасов ЖУВ в породах аллохтона Вуктыльского НГКМ (ВНГКМ) показали, что в газонасыщенных породах-коллекторах содержится 117,7 млн т ЖУВ в виде пластовой нефти (так называемой остаточной или рассеянной, или нефти начальных стадий нефтегенерации). Из них 98,8 млн т – в высокоемких коллекторах, а 18,9 млн т — в низкоемких. С учетом выпавшего в жидкую фазу ретроградного конденсата, оценка текущих запасов ЖУВ в недрах ВНГКМ составляет более 200 млн т.

Аналогично, только в поровых газонасыщенных коллекторах Оренбургского НГКМ, помимо ретроградного конденсата, находится по оценкам ИПНГ РАН 1,267 млрд т жидких нефтяных углеводородов [1].

Возможность перехода нефтяных ЖУВ в фильтрующую, динамическую часть емкостных объемов в газонасыщенном пласте [2], а также закономерное увеличение насыщенности ЖУВ за счет выпадения ретроградного конденсата в процессе снижения пластового давления, позволяют считать, что наиболее благоприятной для добычи ЖУВ на истощаемых нефтегазоконденсатных месторождениях является стадия максимальной конденсации.

Разработка и внедрение технологий, направленных на извлечение ЖУВ из газонасыщенной части нефтегазоконденсатных месторождений, имеет важное регионально-промышленное значение. С истощением запасов основного углеводородного сырья этих месторождений – газа и конденсата – возникает острая проблема укрепления сырьевой базы для обеспечения сырьем добывающих предприятий и входящих в их инфраструктуру нефтегазоперерабатывающих заводов. Например, для ВНГКМ — Сосногорского газоперерабатывающего завода (ГПЗ), для Оренбургского НГКМ — Оренбургских ГПЗ и гелиевого завода.

Увеличение компонентоотдачи нефтегазоконденсатных месторождений за счет добычи трудноизвлекаемых ЖУВ из газонасыщенных зон позволит продлить на десятилетия жизнь таких градообразующих нефтегазодобывающих и нефтегазоперерабатывающих комплексов.

Технология добычи ЖУВ из газонасыщенных зон НГКМ

В качестве перспективного технологического подхода к добыче ЖУВ из газовой части НГКМ предлагается способ попеременной прокачки через пласт оторочек легко испаряемого углеводородного (УВ) растворителя и газа — сухого УВ газа или углекислого газа. Циклическая прокачка оторочек растворителя и газа, равных в условиях пласта по объему, завершается заключительной прокачкой газа для максимального отбора оставшегося в пласте растворителя путем довытеснения и испарения. Закачка в пласт больших объемов дорогостоящего растворителя без его извлечения из добываемого сырья, накопления и возвращения в рецикл, то есть в процесс добычи, экономически нецелесообразна.

При низкой концентрации высокомолекулярных битуминозных компонентов (асфальтенов и тяжелых смол) в нефтяных ЖУВ газонасыщенных продуктивных отложений, как на ВНГКМ, в качестве УВ растворителя может быть использована петролейная фракция добываемого конденсата с температурой кипения до 100°С. При повышенной битуминозности газонасыщенных отложений, как на Оренбургском НГКМ, необходимо использование ароматического растворителя, например, бензол-толуольного концентрата, выделенного из собственных бензол-толуольных фракций добываемых ЖУВ. Циклическая прокачка ароматического растворителя в таких отложениях предотвратит выпадение в осадок асфальтенов и, как следствие, снижение проницаемости пласта и дебитов скважин.

Также обязательным является использование ароматического растворителя в случае применения в технологии циклической прокачки углекислого газа в содержащих асфальтены битуминозных газонасыщенных отложениях. Это обусловлено тем, что CO_2 при контакте с нефтью, содержащей асфальтены, выводит последние в осадок, экстрагируя при этом из нефти легкие фракции и утяжеляя оставшуюся нефть.

Циклическая прокачка оторочек углеводородного растворителя и газа обеспечивает добычу ЖУВ в режиме смешивающегося вытеснения и возможность максимального замещения пластовой нефти и ретроградного конденсата на растворитель. Выбор растворителя учитывает возможность его максимального доизвлечения из пласта в газопаровой фазе на заключительных циклах прокачки сухого (пластового, углекислого или др.) газа.

воздействия — коэффициент извлечения (вытеснения) ЖУВ до 0.72 и растворителя до 0.99. В совокупности с развитой инфраструктурой и текущим низким пластовым давлением полученные результаты указывают на возможное достижение рентабельности данной технологии добычи ЖУВ на Вуктыльском НГКМ и других ГКМ и НГКМ на поздних стадиях разработки, целесообразность проведения дальнейшего моделирования и опытных работ.

Материалы и методы
Стендовое моделирование, хроматографический анализ, керновая модель пласта, рекомбинированная модель пластовой углеводородной системы (пластовая нефть, газоконденсатная система), углеводородный растворитель, метан, пропан-бутановая фракция.

Ключевые слова
газоконденсатные и нефтегазоконденсатные месторождения, жидкие углеводороды, нефть, ретроградный конденсат, лабораторные исследования, стендовое моделирование, циклическое воздействие, углеводородный растворитель, извлечение углеводородов

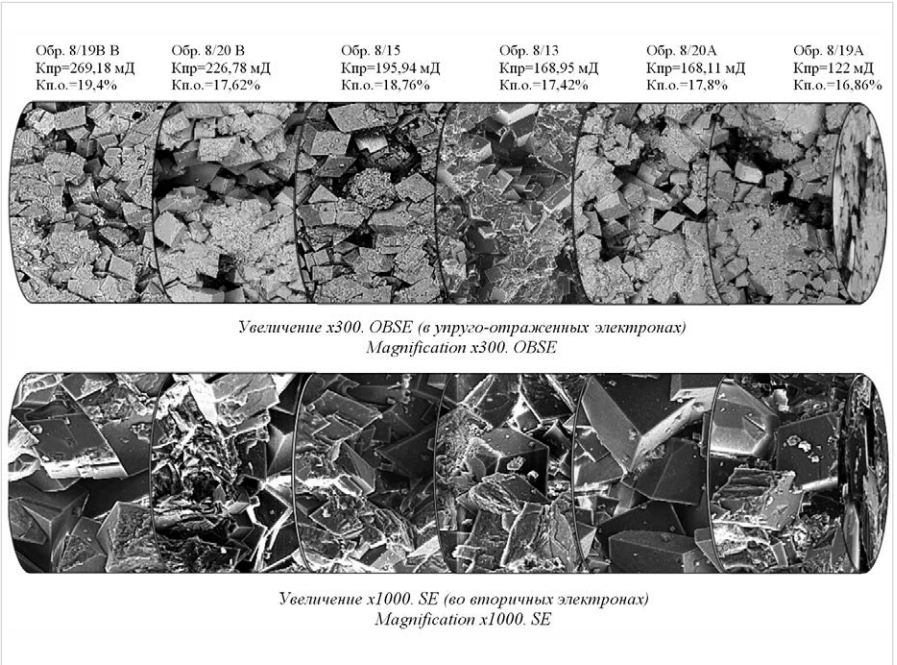


Рис. 1 — Визуальная характеристика структуры образцов в МП по данным электронной микроскопии
Fig. 1 — Visual structure characteristics of cores in the RM by electron microscopy

При закачке в газонасыщенный пласт жидких углеводородных растворителей их фильтрация проходит в непрерывно связанных динамических объемах эффективного емкостного пространства, в режиме неограниченного смешения с находящимися в них ЖУВ. При этом структурно-защемленные эффективные поровые объемы (см. рис. 1 в статье [2]) остаются заполненными газом и изолированными между собой. При последующей циклической закачке сухого газа происходит его неограниченное смешение с газом, структурно-защемленным в порах, и вытеснение смеси ЖУВ и растворителя в следующий динамический емкостной объем пласта или в следующую динамическую ячейку керновой модели при стендовом моделировании.

При использовании углекислого газа вместо сухого углеводородного газа происходит замещение структурно-защемленного пластового газа на углекислый и, как результат, достижение максимальной газоотдачи одновременно с добычей пластовых ЖУВ.

По мере продвижения к выходу из пласта в скважину (или из керновой модели) газовая фаза становится все более термодинамически равновесной с жидкой фазой – смесью пластовых ЖУВ и ранее закачанного растворителя. Это улучшает эффективность вытеснения и повышает выход ЖУВ и растворителя за счет испарения. В интервалах между закачкой оторочек газа и растворителя осуществляется выдержка как для восстановления нарушенного при нагнетании газа термодинамического равновесия, так и для более полного смешения растворителя и пластовых ЖУВ не только в фильтрующих объемах, но и в примыкающих к ним субкапиллярнопоровых объемах.

Основная задача этапа циклической прокачки УВ растворителя и газа через эксплуатируемый нефтегазонасыщенный объект — максимально полное извлечение гидродинамически неподвижных пластовых ЖУВ (пластовой нефти и ретроградного конденсата) через их неограниченное смешение и последовательное замещение на легко испаряемый в условиях пласта растворитель (петролейные фракции добываемого конденсата для ВНГКМ; бензол-толуольный концентрат из бензол-толуольных фракций (70–120 °С) добываемого конденсата — для Оренбургского НГКМ).

Основная задача этапа заключительной циклической прокачки газа:

- углеводородного: максимально полное извлечение оставшейся в пласте недоизвлеченной части легко испаряемого в условиях пласта углеводородного растворителя;
- углекислого: максимально полное извлечение оставшейся в пласте недоизвлеченной части легко испаряемого в условиях пласта углеводородного растворителя, а также достижение максимальной газоотдачи в результате замещения пластового углеводородного газа на углекислый;
- достижение значений коэффициента эффективности Кэфф, обеспечивающих рентабельную добычу гидродинамически неподвижных пластовых ЖУВ из газовой части НГКМ (Кэфф равен отношению объема добытой нефти к объему оставшегося в пласте растворителя).

Программа работ по стендовому моделированию технологий добычи гидродинамически неподвижных ЖУВ из газонасыщенных продуктивных отложений ВНГКМ

Стендовое моделирование технологий добычи ЖУВ проводилось в филиале ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта с применением экспериментальной установки (см. рис. 2 в работе [2]) и керновой модели пласта (см. рис. 3 в работе [2]), описанных в статье [2]. Разработанная программа работ по стендовому моделированию включала следующие ключевые этапы:

- создание начального флюидонасыщения,

имитирующего начальное состояние пластовой системы ВНГКМ, включая ЖУВ (пластовую нефть);
- моделирование текущего термобарического состояния и флюидонасыщения пластовой системы ВНГКМ;
- моделирование циклического воздействия на пластовые ЖУВ (нефть + ретроградный конденсат) с закачкой оторочек модельного растворителя (гексана) и сухого газа (метана);
- моделирование доизвлечения ЖУВ и растворителя за счет прокачки сухого газа (метана);
- моделирование доизвлечения ЖУВ и растворителя за счет прокачки оторочек пропан-бутановой фракции и сухого газа (метана);
- моделирование доизвлечения растворителя и пропан-бутановой фракции заключительной прокачкой сухого газа (метана).

Описанию реализации первых двух этапов программы посвящена работа [2]. В результате в керновой модели сымитировано термобарическое состояние и флюидонасыщение, соответствующее истощению до давления максимальной конденсации начальной пластовой системы, включающей основную газоконденсатную фазу, исходно неподвижную пластовую нефть и остаточную пластовую воду.

В экспериментах использованы:
- модель пластовой воды (минерализация 230 г/л);
- модель дегазированной нефти — смесь отгона после 110°С дегазированной нефти Северо-Вуктыльского месторождения с н-пентаном и н-октаном, чтобы обеспечить сохранение плотности и близости по составу к исходной дегазированной нефти, но исключить содержание модельного растворителя (гексана);
- модель газоконденсатной смеси (ГКС), полученная путем рекомбинации сепараторных проб газа Югидского НГКМ и чистых углеводородных компонентов до достижения начального содержания УВ группы C_5+ на уровне 360 г/м^3, характерном для средних начальных условий ВНГКМ [3].

После создания в модели пласта и приведения к термодинамическому равновесию при начальных условиях исходной системы (ГКС + неподвижные ЖУВ (нефть) + остаточная вода), осуществлялось ее медленное истощение при постоянной температуре 63°С до давления максимальной конденсации 5 МПа [2] с контролем объема продукции, выхода жидкой фазы и состава фаз по данным хроматографического анализа проб. Оценена итоговая насыщенность модели пласта водой, ЖУВ и газовой фазой.

По результатам истощения в модели пласта:
- сформирована насыщенность ЖУВ, включающая исходную нефть и ретроградный конденсат из ГКС;
- произошло донасыщение жидкой УВ фазы газовыми и промежуточными компонентами до равновесного состояния при текущих давлении и температуре.

Моделирование циклической прокачки растворителя и сухого газа

Рассмотрим подробнее программу стендового моделирования на примере циклических прокачек растворителя и сухого газа (метана). Для оценки эффективности извлечения ЖУВ стендовое моделирование проводится в следующей последовательности.
- Осуществляется попеременная закачка в модель пласта оторочек модельного растворителя (гексана) и метана. Объем оторочек рассчитывается как 20% от суммарного объема ЖУВ (нефть + ретроградный конденсат) в модели пласта. Общее число оторочек — 5+5. Между оторочками осуществляется выдержка минимум 1 сутки для установления в модели пласта фазового равновесия.
- Осуществляется контроль объема продукции, массы жидкой фазы (после ловушки-сепаратора), состава фаз по данным хроматографического анализа проб. Оценивается на каждом шаге изменение насыщенности модели пласта водой, ЖУВ, растворителем, газовой фазой.
- По результатам контроля за выходящей продукцией принимается решение о продолжении циклической прокачки оторочек гексана и метана (в случае, если в продукции не наблюдается существенного количества гексана, т.е. есть потенциал дальнейшего извлечения ЖУВ). Возможен переход на 40%-ные оторочки (от объема ЖУВ) с суточными выдержками между ними. Прокачка оторочек продолжается до прекращения выхода ЖУВ или принятия решения о прекращении прокачки по временным условиям, если полученных данных достаточно для выводов о наблюдаемых тенденциях замещения ЖУВ растворителем.
- По итогам циклической прокачки растворителя и сухого газа строятся графики изменения насыщенностей модели ЖУВ, растворителем и газом от времени и от объемов прокачки (в долях эффективного объема пор модели пласта), а также графики изменения составов жидкой и газовой фаз в продукции, графики текущего и накопленного извлечения компонентов C_5+ и растворителя.

Моделирование доизвлечения ЖУВ и растворителя за счет прокачки сухого газа (метана)

По завершении циклических прокачек оторочек растворителя и метана осуществляется переход к прокачке сухого газа (метана) для оценки эффективности доизвлечения ЖУВ и растворителя из модели пласта.
- Осуществляется закачка в модель пласта метана оторочками с выдержкой между ними. Цель выдержки — приближение к условиям фазового равновесия, которое в большей степени достигается при медленных процессах вытеснения в пласте по сравнению с непрерывным вытеснением при стендовом моделировании.
- Осуществляется поэтапное увеличение объема оторочек с 20 до 40%, продолжительность выдержки варьируется от 1 до 3 сут. Также реализуется цикл непрерывной прокачки метана (с ночными выдержками).
- Осуществляется контроль объема продукции, массы жидкой фазы (после ловушки-сепаратора), состава фаз по данным хроматографического анализа проб. Оценивается на каждом шаге изменение насыщенности модели пласта водой, ЖУВ, растворителем, газовой фазой.
- По итогам прокачки метана строятся графики изменения насыщенностей модели ЖУВ, растворителем и газом от времени и от объемов прокачки (в долях эффективного объема пор модели пласта), а также графики изменения составов жидкой и газовой фаз в продукции, графики текущего и накопленного извлечения компонентов C_5+ и растворителя. Оценивается зависимость эффективности извлечения ЖУВ и растворителя при прокачке метана от объема прокачки, объема оторочек, длительности выдержки.

Моделирование доизвлечения ЖУВ и растворителя за счет прокачки оторочек пропан-бутановой фракции и метана

Возможность более эффективного обратного извлечения растворителя и доизвлечения ЖУВ за счет применения пропан-бутановой фракции оценивается следующим образом.
- Осуществляется закачка в модель пласта последовательных оторочек пропан-бутановой фракции и метана (с последующей ночной выдержкой). В рассматриваемом эксперименте объем оторочек пропан-бутановой фракции составлял 6%, метана — 34% от объема ЖУВ до начала вытеснения, что соответствует 15% пропан-бутановой фракции в смеси с метаном. Данная величина была принята по результатам предварительного термодинамического моделирования исходя из достижения достаточной смесимости метан-пропан-бутановой смеси с ЖУВ и растворителем.
- В качестве пропан-бутановой фракции для условий ВНГКМ предложено использовать сжиженный углеводородный газ из продукции Сосногорского ГПЗ (средний состав — около 60% пропана, 40% бутана, суммарное содержание других компонентов не более 1,2%).
- Попеременная закачка оторочек продолжается до прекращения существенного выхода растворителя и ЖУВ из модели пласта. Далее осуществляется переход на непрерывную прокачку метана (с ночными выдержками).
- Осуществляется контроль объема продукции, массы жидкой фазы (после ловушки-сепаратора), состава фаз по данным хроматографического анализа проб. Оценивается на каждом шаге изменение насыщенности модели пласта водой, ЖУВ, растворителем, газовой фазой, пропан-бутановой фракцией.
- В процессе работ по итогам прокачек строятся графики изменения насыщенностей модели ЖУВ, растворителем и газом от времени и от объемов прокачки (в долях эффективного объема пор модели пласта), а также графики изменения составов жидкой и газовой фаз в продукции, графики текущего и накопленного извлечения компонентов С5+ и растворителя.

Оценивается зависимость эффективности извлечения ЖУВ и растворителя при прокачке оторочек метана и пропан-бутановой фракции от объема прокачки.

Оценивается зависимость обратного извлечения пропан-бутановой фракции от объема прокачки метана. При этом из расчета баланса исключается фоновая концентрация пропан-бутановой фракции, связанная с

содержанием данных компонентов в исходной ГКС и оцениваемая по составу продукции до начала закачки оторочек пропан-бутановой фракции в модели пласта.

Стендовое моделирование технологий добычи ЖУВ

Стендовое моделирование технологий добычи ЖУВ на поздних этапах разработки ВНГКМ проводилось по представленной выше программе на керновой модели пласта (МП), подготовленной на основе моделирования начального, включая пластовую нефть, и затем текущего (путем истощения пластовой энергии до давления максимальной конденсации 5 МПа) состояний пластовой системы ВНГКМ [2]. Характеристики образцов пород, из которых составлена МП, представлены в работе [2] и дополнительно проиллюстрированы на рис. 1 в виде электронно-микроскопических изображений в режиме OBSE — в упруго-отраженных электронах (при электронном увеличении x300), и в режиме SE — во вторичных электронах (при электронном увеличении x1000).

По результатам моделирования текущего состояния пластовой системы, масса ЖУВ (пластовой нефти и ретроградного конденсата) в пересчете на модель пласта составила 4,8348 г. Это значение принято за основу для расчетов коэффициента извлечения при стендовом моделировании технологий добычи ЖУВ.

В качестве модельного растворителя рассматривался легко испаряемый в условиях пласта гексан (для экспериментов на МП) и петролейные фракции (Ткип=70–100 °С) добываемого на ВНГКМ конденсата (для опытных полигонов). Применительно к ВНГКМ предлагается закачка оторочек сухого (так называемого «тюменского») газа. В исследованиях на модели пласта для этого использовался чистый метан.

Основной задачей экспериментальных исследований являлось определение возможности извлечения гидродинамически неподвижных пластовых ЖУВ (пластовая нефть + ретроградный конденсат) из газонасыщенного пласта (из МП) с применением растворителей и сухого газа. А также определение обратимости (коэффициента извлечения) гексана, закачанного в пласт (в МП) в качестве растворителя, и возвращения его в процесс добычи.

При планировании и реализации циклической прокачки учитывался объем находящихся в МП жидких углеводородов (нефти и ретроградного конденсата), равный 6,668 см³, что составляет 15,4% порового объема. Осуществлялась попеременная закачка в модель пласта оторочек гексана и метана. Объем оторочек рассчитывался как 20% от суммарного объема ЖУВ в модели пласта. После каждого цикла (закачка оторочки растворителя и оторочки газа) следовала суточная выдержка для установления фазового равновесия и более полной реализации процессов, происходящих под воздействием каждого из закачиваемых агентов.

Поочередная закачка агентов осуществлялась с помощью измерительных насосов при постоянном давлении на входе в МП из поршневых рекомбинаторов, в которых метан и гексан находились при пластовых условиях. После закачки каждой оторочки растворителя или метана на выходе из МП отбирались пробы жидкой и газовой фаз для дальнейшего определения их компонентного состава методами газовой и жидкостной хроматографии.

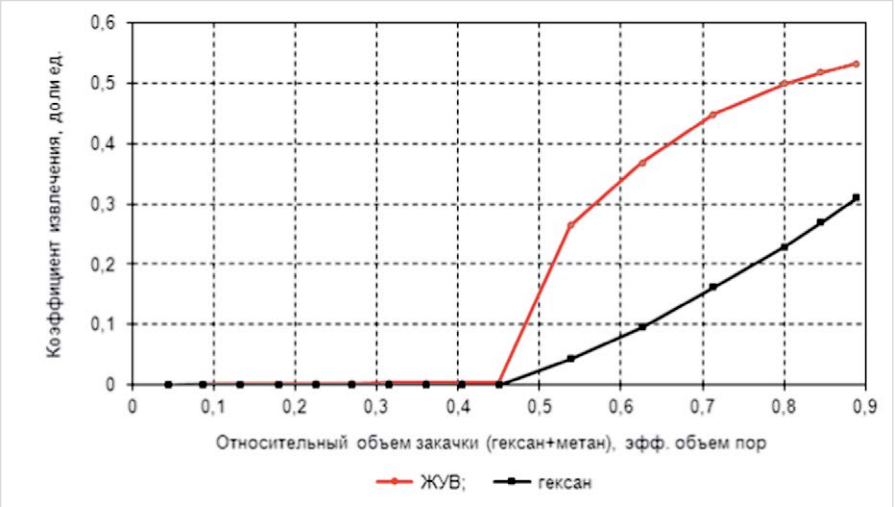


Рис. 2 — Динамика коэффициентов извлечения ЖУВ и гексана в процессе циклической закачки растворителя и газа
Fig. 2 — Dynamics of LHC and hexane recovery factors during cyclic injection of solvent and methane

Всего на первом этапе закачано пять 20%-ных оторочек гексана и такое же количество оторочек метана. Суммарный объем закачанного растворителя соответствовал начальному объему ЖУВ в модели.

Исходя из наблюдаемой динамики выхода ЖУВ, на втором этапе произведены три поочередные закачки соответственно 40, 40 и 20%-ных оторочек гексана и метана с суточными выдержками. Всего за 1 и 2 этапы закачано восемь оторочек растворителя и столько же газа. Объем закачанного гексана вырос до двух начальных объемов ЖУВ.

После завершения циклических прокачек оторочек растворителя и метана приступили к прокачке метана для оценки эффективности доизвлечения ЖУВ и растворителя, оставшихся в модели пласта. Производилась закачка метана оторочками с суточной выдержкой между ними. Цель выдержек — более полное соответствие условиям фазового равновесия при медленных процессах вытеснения в пласте по сравнению с непрерывным вытеснением при стендовом моделировании. Осуществлялось поэтапное увеличение объема оторочек газа с 20 до 40%, продолжительность выдержки изменялась от 1 до 3 сут.

На финальном этапе осуществлялась непрерывная закачка метана (с ночными выдержками) для полного извлечения гексана и максимального доизвлечения ЖУВ.

Результаты физического моделирования технологий добычи ЖУВ

В процессе экспериментальных исследований осуществлялся анализ количественной и качественной характеристик извлекаемой продукции, хроматографическим методом определялся компонентный состав жидкой и газовой фаз (после сепаратора). По результатам этих исследований выполнялись расчеты содержания компонентов; определялись коэффициенты текущего и конечного извлечения ЖУВ.

Расчет проводился по следующей схеме.

Коэффициент текущего извлечения ЖУВ определялся как отношение текущей накопленной массы добытых ЖУВ к их массе в МП до начала прокачек:

$$\beta_{тек} = \frac{g}{G_{зап}}. \qquad (5.1)$$

Общее количество извлеченных ЖУВ определялось по формуле

$$G = g_{ж} + g_{г}, \qquad (5.2)$$

где $g_{ж}$ — суммарная масса ЖУВ, выделившихся в сепараторе, г; $g_{г}$ — суммарная масса ЖУВ, вышедших в газовой фазе, г.

Аналогично рассчитывались коэффициенты извлечения гексана и пропан-бутановой фракции.

С первого по восьмой циклы проводили циклическую закачку гексана и метана. Объем оторочки каждого агента при выполнении первых пяти циклов составлял 20% (1,334 см³) от объема ЖУВ в модели пласта (6,67 см³). Всего было закачано 6,88 см³ гексана и 6,82 см³ метана при пластовых условиях. Затем увеличили объем закачиваемых оторочек до 40% (2,668 см³) и закачали по 6,67 см³ растворителя и метана. Получено на выходе 2,577 г ЖУВ, 2,646 г гексана и 979,2 см³ газовой фазы. Из этого количества 1,748 г ЖУВ были получены при закачках оторочек растворителя и 0,829 г при закачках оторочек газа.

На рис. 2 представлена динамика извлечения ЖУВ и гексана в период циклической закачки растворителя и газа. Четные (по порядку) точки по оси «X» соответствуют закачке метана, т.е. окончанию полного очередного цикла, нечетные — закачке гексана. Остаточная вода, занимая 29,74% полного порового объема модели пласта, является неподвижной. Далее в расчетах используется эффективный поровый объем, т.е. без учета объема, занимаемого водой.

Из рис. 2 видно, что выход ЖУВ и растворителя из МП начинается по завершении 5-го цикла, что соответствует накопленному объему закачки растворителя, равному начальному объему ЖУВ в МП (или 0,45 эффективного

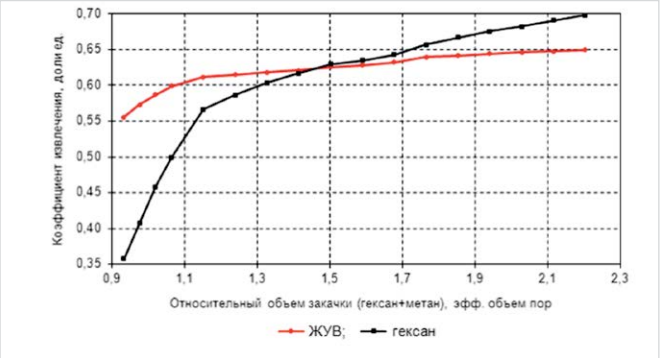


Рис. 3 — Динамика коэффициентов извлечения ЖУВ и гексана в процессе циклической прокачки метана
Fig. 3 — Dynamics of LHC and hexane recovery factors during cyclic injection of methane

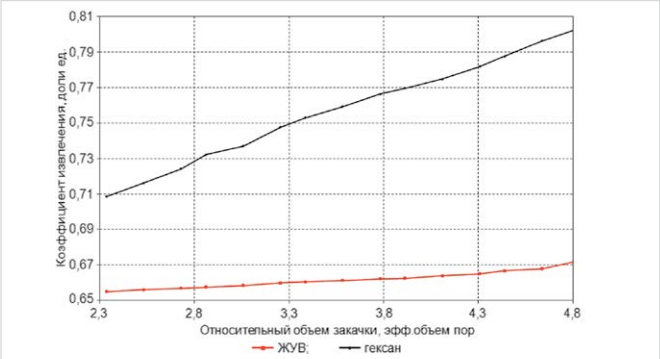


Рис. 4 — Динамика коэффициентов извлечения ЖУВ и гексана в процессе непрерывной закачки метана
Fig. 4 — Dynamics of LHC and hexane recovery factors during continuous injection of methane

объема пор). Этот факт, а также динамика выхода ЖУВ и растворителя в последующих циклах косвенно указывают на высокую степень смесимости растворителя и ЖУВ в пределах МП. Чем ниже начальная насыщенность ЖУВ в газонасыщенном пласте (модели пласта) по отношению к порогу начала фильтрации, тем более длительным будет процесс смешения нагнетаемого растворителя с пластовыми ЖУВ и увеличения степени заполнения фильтрующих динамических объемов образующейся смесью до начала ее выхода из пласта (модели пласта).

Следует отметить, что при дальнейшем увеличении количества циклических прокачек гексана и метана коэффициент извлечения ЖУВ и растворителя был бы существенно выше и в пределе для ЖУВ мог бы достичь 100%, а для гексана примерно 50% [4].

После завершения циклических прокачек растворителя, сухого газа и суточной выдержки, эксперимент продолжен циклической закачкой четырех 20%-ных и тринадцати 40%-ных оторочек метана с промежуточными выдержками. С 9-й по 25-й циклы было закачано 40,02 см³ газа. Время выдержки изменялось от 1 до 3 сут. На выходе получили 0,565 г ЖУВ и 3,311 г гексана. Динамика углеводородоотдачи за этот период представлена на рис. 3 (точки на этом и последующих графиках соответствуют окончанию циклов). Коэффициент извлечения гексана увеличился вдвое и достиг величины 0,7. Прирост коэффициента извлечения ЖУВ составил 0,117. Метана было закачано в количестве 1,315 эффективного объема пор.

В следующей стадии эксперимента перешли к дневной непрерывной закачке сухого газа с ночными выдержками. На этом режиме закачали 80 см³ метана, что соответствует прокачке 2,63 эффективных объемов пор. Прирост коэффициента извлечения ЖУВ составил 0,023 (0,11 г). Коэффициент извлечения гексана увеличился на 0,105 (0,899 г) и достиг 0,803. На рис. 4 показано изменение коэффициентов извлечения ЖУВ и гексана в зависимости от закачанного объема газа.

После завершения этапа непрерывной дневной закачки метана с ночными выдержками снова приступили к циклической закачке 40%-ных оторочек газа. Было сделано шесть циклов (объем закачанного метана 16,008 см³) с суточными выдержками между ними. Из рис. 5 видно, что приросты коэффициентов извлечения ЖУВ и гексана при закачке метана в количестве 0,526 эффективного объема пор составили 0,0016 (0,008 г) и 0,0085 (0,072 г) соответственно. Конечный коэффициент извлечения ЖУВ составил 0,674, гексана — 0,812.

Для оценки возможности более эффективного обратного извлечения закачанного растворителя и дополнительного извлечения ЖУВ было принято решение продолжить эксперимент в режиме закачки оторочек пропан-бутановой фракции в смеси с метаном. В качестве таковой использована проба широкой фракции легких углеводородов, отобранная на Сосногорском ГПЗ в контейнер при давлении 1 МПа. Состав фракции приведен в таб. 1. После перевода пропан-бутановой фракции из контейнера в предварительно отвакуумированный рекомбинатор, в последнем создавалось давление 5,0 МПа, соответствующее пластовым (текущим) условиям в МП. Как и при циклической закачке гексана и метана, для закачки оторочек использовались два насоса с подключенными к ним рекомбинаторами, в одном из которых находился метан, а в другом фракция C_3-C_4 при пластовых условиях.

Суммарный объем одной оторочки составлял 40% (2,668 см³) от начальных запасов ЖУВ (6,67 см³) при пластовых условиях. Доля пропан-бутана в оторочке — 15 % от ее

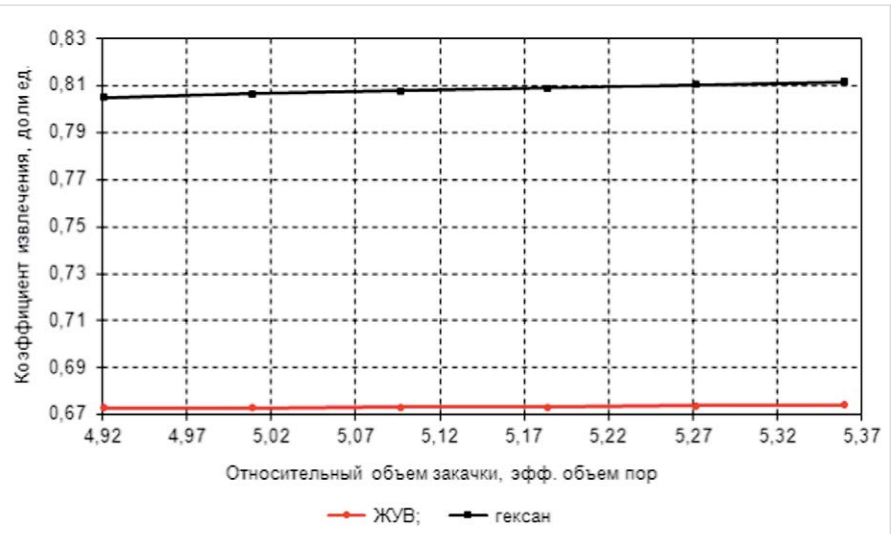


Рис. 5 — Динамика коэффициентов извлечения ЖУВ и гексана в процессе повторной циклической закачки метана
Fig. 5 — Dynamics of LHC and hexane recovery factors during secondary cyclic injection of methane

Компонент	Содержание, %	
	мольное	массовое
Метан	0,073	0,024
Этан	0,635	0,389
Пропан	63,692	57,263
Изобутан	10,126	12,000
Н-бутан	24,994	29,618
Неопентан	0,128	0,188
Изопентан	0,300	0,442
Н-пентан	0,052	0,077

Таб. 1 — Компонентный состав пропан-бутановой фракции
Tab.1 — Component composition of the propane-butane fraction

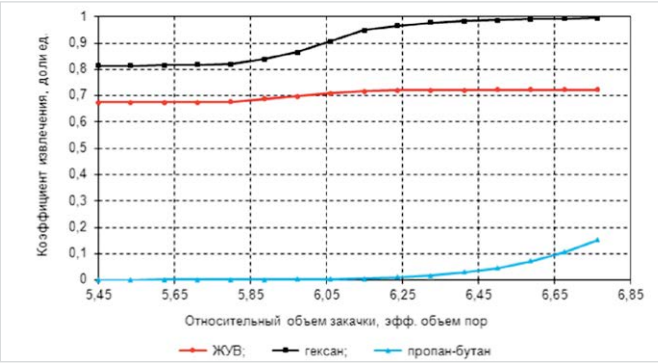


Рис. 6 — Динамика коэффициентов извлечения ЖУВ, гексана и пропан-бутана в процессе циклической закачки смеси C1 и C3-C4
Fig. 6 — Dynamics of LHC, hexane and propane-butane recovery factors during cyclic injection of the C1 and C3-C4 mixture

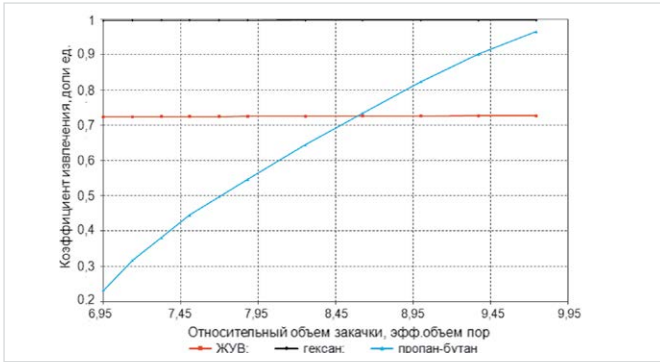


Рис. 7 — Динамика коэффициентов извлечения ЖУВ, гексана и пропан-бутана в процессе непрерывной закачки метана
Fig. 7 — Dynamics of LHC, hexane and propane-butane recovery factors during continuous injection of methane

объема, метана — 85 %. Осуществлялась одновременная подача на вход модели пласта 0,4 см³ пропан-бутана и 2,268 см³ метана. Затем следовала суточная выдержка.

На рис. 6 проиллюстрирована динамика извлечения углеводородов на этом этапе экспериментальных исследований. Эффект от закачки комбинированных оторочек проявился после пятого (36-го от начала эксперимента) цикла. Коэффициенты извлечения гексана и ЖУВ начали расти и достигли к 11-му (42-му) циклу 0,978 и 0,721 соответственно, после чего темп прироста замедлился. Конечный коэффициент извлечения ЖУВ после 16-го (47-го) цикла составил 0,723, гексана — 0,994. Всего было закачано 16 совместных оторочек (16 циклов), что составляет 1,4 эффективного объема пор: 6,4 см³ пропан-бутановой смеси и 36,285 см³ метана.

Для оценки обратного извлечения пропан-бутановой фракции из расчета баланса исключалась ее фоновая концентрация, связанная с содержанием данных компонентов в исходной ГКС и оцениваемая по составу продукции до начала закачки оторочек пропан-бутановой фракции в модель пласта. Суммарная масса «избыточных» C_3-C_4 в вышедших газовой и жидкой фазах составила 0,465 г, что соответствует 15,4% от закачанных (3,0201 г).

Возможность повышения обратного извлечения C_3-C_4 определялась путем дальнейшей непрерывной закачки метана с остановками в ночное время. Как видно из рис. 7, наблюдался постоянный выход пропан-бутана в процессе прокачки газа. Всего было закачано 90,6 см³ метана, что соответствует 2,98 эффективного порового объема МП. Прирост коэффициентов извлечения ЖУВ и гексана составил около 0,5% от начальных запасов. Из рис. 7 видно, что при продолжении закачки газа коэффициент извлечения C_3-C_4 стал бы близок к единице при продолжении прокачки еще трех эффективных поровых объемов метана.

В таб. 2–3 приведены результаты эксперимента по вытеснению ЖУВ из МП. Сводная динамика коэффициентов извлечения ЖУВ и гексана представлена на рис. 8. На нем также приведены сведения о периодах изменения рабочих режимов. Длительность экспериментальных исследований по извлечению ЖУВ составила 80 сут.

Из рис. 8 и анализа динамики выхода ЖУВ в жидкой и газовой фазах (см. таб. 3) следует, что эффект от циклических закачек гексана и метана проявляется при закачке 0,2-0,5 эффективного объема пор. Сначала наблюдается прирост содержания ЖУВ в газовой, а затем — в жидкой фазе. Далее масса ЖУВ в жидкой фазе монотонно снижается. Последующие циклические и непрерывные закачки метана способствовали увеличению коэффициента извлечения ЖУВ до 0,674 (см. рис. 8).

Динамика выхода гексана аналогична выходу ЖУВ. После вытеснения из модели пласта окончательных порций подвижной части смеси ЖУВ и гексана начался вынос в газоконденсатной (паровой) фазе легкоиспаряемого в сухой газ растворителя. Гексан, как более испаряемый по сравнению с ЖУВ, в большем количестве присутствует в газовой фазе выходящей продукции. Значение коэффициента извлечения гексана на момент окончания закачки метана (5,36 эффективного объема пор) составило 0,811 (см. рис. 8).

Необходимо отметить, что при более низкой степени заполнения пластовыми ЖУВ эффективных поровых объемов, значительно меньших порога фильтрации, потребуется большее количество легко испаряемого в условиях пласта растворителя и большее время для полного замещения ЖУВ растворителем. Будет достигнута меньшая степень извлечения из пласта растворителя за период циклической прокачки оторочек растворителя и газа, и потребуется большее время для удаления из пласта растворителя в газоконденсатной фазе в период прокачки сухого газа.

Дальнейшая закачка оторочек пропан-бутановой фракции и метана привела к увеличению доли ЖУВ и гексана в газовой и жидкой фазах (см. рис. 8). Тенденция к увеличению массы ЖУВ в газовой фазе сохранялась до закачки 8,25 эффективного объема пор. Выход гексана достиг максимальных значений после закачки 6,15 эффективного объема пор и затем начал снижаться. Темп снижения содержания гексана и ЖУВ в жидкой фазе значительно выше, чем в газовой. При закачке 6,7 эффективных объемов пор наблюдалось отсутствие ЖУВ и гексана в жидкой фазе, выходящей из модели пласта

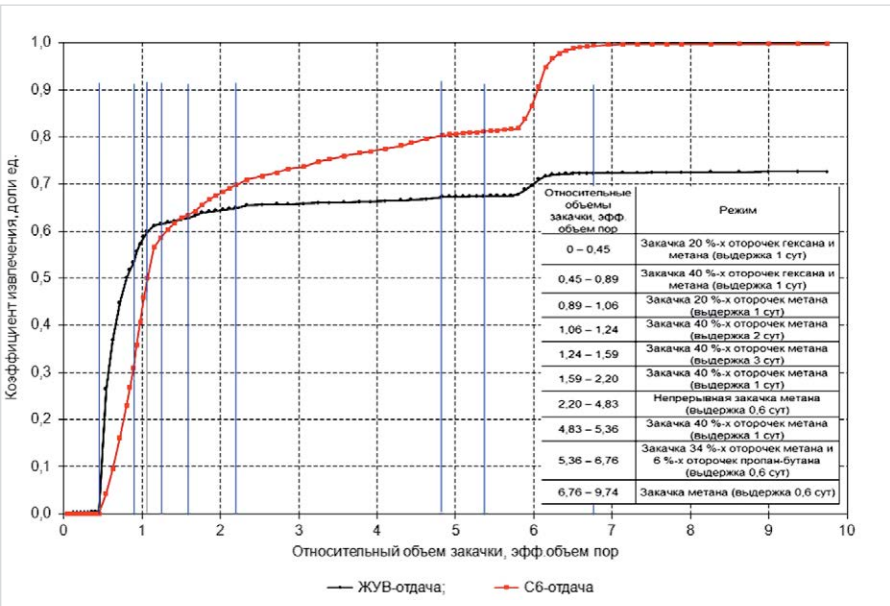


Рис. 8 — Динамика коэффициентов извлечения ЖУВ и гексана в процессе закачки рабочих агентов при физическом моделировании технологии добычи ЖУВ
Fig. 8 — Dynamics of LHC and hexane recovery factors during physical modelling of LHC recovery technique

Название этапа исследований	Количество закачанных объемов, эфф. объем пор	Суммарное количество закачанных объемов, эфф. объем пор	Коэффициент извлечения ЖУВ, доли ед.	Суммарный коэффициент извлечения ЖУВ, доли ед.	Коэффициент извлечения C_6, доли ед.	Суммарный коэффициент извлечения C_6, доли ед.	Коэффициент извлечения C_3C_4, доли ед.	Суммарный коэффициент извлечения C_3C_4, доли ед.
Циклическая закачка гексана и метана (циклы 1–8)	0,89	0,89	0,533	0,533	0,310	0,310	-	-
Циклическая закачка метана (циклы 9–25)	1,31	2,20	0,117	0,65	0,388	0,699	-	-
Дневная непрерывная закачка метана	2,63	4,83	0,023	0,673	0,105	0,803	-	-
Циклическая закачка метана (циклы 26–31)	0,53	5,36	0,001	0,674	0,008	0,811	-	-
Циклическая закачка пропан-бутана и метана (циклы 32–47)	1,40	6,76	0,048	0,722	0,183	0,994	0,154	0,154
Дневная непрерывная закачка метана	2,98	9,74	0,005	0,727	0,004	0,998	0,811	0,965

Таб. 2 — Основные результаты процесса физического моделирования технологии добычи ЖУВ
Tab. 2 — Main results of the physical modelling of the LHC recovery technique

продукции. Закачка оторочек пропан-бутана и метана способствовала увеличению коэффициента извлечения ЖУВ и гексана до 0,727 и 0,998 соответственно.

Таким образом, полученные результаты подтверждают, что основной задачей циклической закачки оторочек растворителя и сухого газа является максимально полное замещение ЖУВ легко испаряемым в пластовых условиях растворителем. В свою очередь, максимально полное обратное извлечение растворителя достигается при последующих циклических прокачках сухого газа и пропан-бутановой фракции.

Заключительная прокачка метана в количестве трех эффективных объемов пор позволила практически полностью извлечь пропан-бутан из МП (см. рис. 7).

Сравнительный анализ результатов расчетного и стендового моделирования добычи ЖУВ

Анализ результатов стендового моделирования добычи ЖУВ (пластовой нефти и ретроградного конденсата) из газонасыщенных продуктивных отложений на заключительных стадиях разработки, в основном, подтвердил результаты оценочного расчетного моделирования [4].

Анализируя динамику коэффициента извлечения ЖУВ из МП в процессе циклической прокачки оторочек растворителя и сухого газа, необходимо отметить высокую скорость извлечения ЖУВ после появления первых порций ЖУВ на выходе из модели. Также следует подчеркнуть, что из-за недостатка времени циклическая закачка оторочек растворителя и сухого газа была прервана на этапе прокачки 0,89 эффективного объема пор, при достижении коэффициента извлечения ЖУВ 0,533. Затем осуществлялась циклическая закачка оторочек сухого газа (метана) с выдержками в диапазоне прокачки 0,89-1.06 эффективного объема пор и далее. Из рис. 8 видно, что продолжение циклической закачки растворителя и сухого газа хотя бы до 1,06 от эффективного объема могло обеспечить коэффициент извлечения ЖУВ до 0,8, а последующая циклическая прокачка сухого газа – до 0,9. Использование за этим технологическим этапом закачки не сухого газа, а смесевых оторочек сухого газа и пропана-бутана, позволило бы поднять коэффициент извлечения ЖУВ до 0,93–0,95. Продление же этапа циклической закачки легко испаряемого растворителя и сухого газа до практически 100%-ного коэффициента извлечения ЖУВ из модели помогло бы исключить использование закачек пропан-бутановых оторочек, хотя при этом увеличилось бы время извлечения из пласта растворителя.

Очевидно, что столь оптимистичные результаты стендового моделирования характеризуют лишь потенциальные величины коэффициентов извлечения компонентов при идеальном охвате вытеснением и не достижимы в условиях реальной разработки месторождения. Для обоснования применения как рассматриваемой, так и любых других технологий дополнительно осуществляется детальное гидродинамическое моделирование и технико-экономическая оценка. А также обязательно проведение опытных работ для определения эффективности в промысловых условиях и выявления рисков.

Итоги

В настоящей статье представлены результаты научно-исследовательских работ по экспериментальному изучению на керновых моделях пласта способов технологического воздействия с целью извлечения гидродинамически неподвижных пластовых ЖУВ (пластовой нефти и ретроградного конденсата) из газонасыщенных продуктивных отложений Вуктыльского НГКМ. Для достижения указанной цели в ходе исследований решены следующие основные задачи:

— собрана экспериментальная установка для стендового моделирования процесса извлечения ЖУВ на керновых моделях в пластовых условиях с хроматографическим анализом выходящей продукции (жидкой и газовой фаз);

— разработана программа стендового моделирования технологий добычи ЖУВ из газонасыщенных продуктивных отложений Вуктыльского НГКМ;

— в керновой модели пласта воспроизведены компонентный состав, термобарическое и фазовое состояние пластовой нефтегазоконденсатной системы, включая остаточную воду и ЖУВ (нефть и ретроградный конденсат), адекватные основной залежи Вуктыльского НГКМ на текущий момент разработки;

— проведено стендовое моделирование технологии извлечения гидродинамически неподвижных ЖУВ с помощью циклической прокачки легко испаряемого в условиях пласта углеводородного растворителя и сухого газа, с завершающей прокачкой сухого газа и его смеси с пропан-бутановой фракцией с целью максимально обратного извлечения растворителя и его возвращения в процесс добычи ЖУВ;

— для определения эффективности технологии проведена количественная оценка динамики коэффициента извлечения ЖУВ и коэффициента извлечения (обратимости) нагнетаемого в пласт (модель пласта) углеводородного растворителя.

Выводы

Впервые на основе физического моделирования экспериментально исследованы на керновых моделях пласта технологии добычи гидродинамически неподвижных ЖУВ (пластовой нефти и ретроградного конденсата) из газовой части карбонатных отложений нефтегазоконденсатных месторождений на завершающей стадии их разработки.

Полученные экспериментальные результаты позволяют рекомендовать данную технологию для дальнейшей технико-экономической оценки и проведения опытных работ в качестве метода извлечения ЖУВ и увеличения компонентоотдачи применительно к объектам Вуктыльского НГКМ на текущей стадии эксплуатации месторождения.

Потенциал рентабельного применения данной технологии добычи ЖУВ на поздних стадиях разработки газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений связан с:

— хорошей обустроенностью и развитостью

1.Циклическая закачка гексана и метана (циклы 1–8)

Закачка гексана				Закачка метана				Всего		
Объем закачанного гексана (пл. усл.), см^3	Выход ЖУВ, г	Выход гексана, г	Выход газовой фазы (ст. усл.), см^3	Объем закачанного метана (пл. усл.), см^3	Выход ЖУВ, г	Выход гексана, г	Выход газовой фазы (ст. усл.), см^3	Выход ЖУВ, г	Выход гексана, г	Выход газовой фазы (ст. усл.), см^3
13,548	1,748	1,279	476,04	13,489	0,829	1,367	503,16	2,577	2,646	979,2

2. Циклическая закачка метана (циклы 9–25)				3. Дневная непрерывная закачка метана				Всего		
Объем закачанного метана (пл. усл.), см^3	Выход ЖУВ, г	Выход гексана, г	Выход газовой фазы (ст. усл.), см^3	Объем закачанного метана (пл. усл.), см^3	Выход ЖУВ, г	Выход гексана, г	Выход газовой фазы (ст. усл.), см^3	Выход ЖУВ, г	Выход гексана, г	Выход газовой фазы (ст. усл.), см^3
40,020	0,565	3,311	1740,67	80,0	0,11	0,899	3885,39	3,252	6,856	6605,25

4.Циклическая закачка метана (циклы 26–31)				5.Циклическая закачка пропан-бутана и метана (циклы 32–47)						Всего			
Объем закачанного метана (пл. усл.),см^3	Выход ЖУВ, г	Выход гексана, г	Выход газовой фазы (ст. усл.), см^3	Объем закачанного метана (пл. усл.), см^3	Объем закачанного пропан-бутана (пл. усл.), см^3	Выход ЖУВ, г	Выход гексана, г	Выход пропан-бутана, г	Выход газовой фазы (ст. усл.), см^3	Выход ЖУВ, г	Выход гексана, г	Выход пропан-бутана, г	Выход газовой фазы (ст. усл.), см^3
16,008	0,008	0,072	770,16	36,285	6,403	0,234	1,558	0,465	2055,84	3,494	8,487	0,465	9431,25

6. Дневная непрерывная закачка метана				Всего			
Объем закачанного метана (пл. усл.),см^3	Выход ЖУВ, г	Выход гексана, г	Выход пропан-бутана, г	Выход ЖУВ, г	Выход гексана, г	Выход пропан-бутана, г	Выход газовой фазы (ст. усл.), см^3
90,674	0,019	0,030	2,448	3,513	8,517	2,913	13988,58

Таб. 3 — Основные результаты процесса физического моделирования технологии добычи ЖУВ
Tab. 3 — Main results of the physical modelling of the LHC recovery technique

инфраструктуры на месторождениях к этому периоду;

— низкими пластовыми давлениями, обеспечивающими близкое к максимальному накопление объемов ретроградного конденсата в составе пластовых ЖУВ, а, следовательно, и приближение насыщенности ЖУВ к порогу начала фильтрации в продуктивных газонасыщенных коллекторах.

Для снижения затрат на применение технологии необходимо обеспечить эффективное извлечение растворителя из добываемого сырья и возвращение его в процесс добычи ЖУВ.

Статья подготовлена сотрудниками ИПНГ РАН в рамках выполнения государственного задания по темам «Прогноз состояния ресурсной базы нефтегазового комплекса России на основе системных исследований перспектив нефтегазоносности природных резервуаров в карбонатных, терригенных и сланцевых формациях», № АААА-А19-119030690047-6 (Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Большаков М.Н.) и «Обоснование инновационных экологически чистых технологий разработки месторождений УВ в сложных горно-геологических условиях на основе 3D-компьютерного моделирования, лабораторных экспериментов и опытно-промысловых исследований» АААА-А19-119022090096-5 (Индрупский И.М.).

Литература

1. Гафаров Н.А., Карнаухов С.М., Резуненко В.И. и др. Матричная нефть Оренбургского НГКМ — перспективы развития Оренбургского ГХК // Газовая промышленность. 2012. №9. С. 56–60.
2. Скибицкая Н.А., Волков А.Н., Латышев А.А. и др. Стендовое моделирование жизненного цикла пластовой углеводородной системы при истощении нефтегазоконденсатного месторождения (на примере Вуктыльского НГКМ) // Экспозиция Нефть Газ. 2019. №3. С. 23–28.
3. Долгушин Н.В. Методология изучения газоконденсатной характеристики нефтегазоконденсатных месторождений с высоким содержанием конденсата и большим этажом газоносности. Ухта: СЕВЕРНИПИГАЗ. 2007. 400 с.
4. Скибицкая Н.А., Гафаров Н.А. Расчетное моделирование технологий добычи трудноизвлекаемых жидких углеводородов в объемных концентрациях ниже порога фильтрации из газоконденсатных отложений газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. №1. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2018-20.art2

UDC 622.276

Experimental modelling of a recovery technique for liquid hydrocarbons at saturations lower than the flow threshold from gas-saturated deposits of gas-condensate and oil-gas-condensate fields

Authors
Natalia A. Skibitskaya — Ph.D., head of lab[1]; skibitchka@mail.ru
Vladimir N. Danilov — Ph.D., head of department[2]; v.danilov@sng.vniigaz.gazprom.ru
Aleksandr A. Latyshev — Ph.D., deputy head of department[2]; a.latyshev@sng.vniigaz.gazprom.ru
Ilya M. Indrupskiy — Sc.D., head of lab[1]; i-ind@ipng.ru
Andrey A. Popov — Leading Engineer[2]; a.popov@sng.vniigaz.gazprom.ru
Vladimir A. Kuzmin — Ph.D., leading researcher[1]; kuzminva@mail.ru
Mikhail N. Bolshakov — Ph.D., senior researcher[1]; rgu2006@mail.ru

[1]OGRI RAS, Moscow, Russia
[2]Ukhta branch of the LLC "Gazprom VNIIGAZ", Ukhta, Russia

Abstract
This paper presents the results of experimental modelling of a recovery technique for hydrodynamically immobile liquid hydrocarbons (LHC — oil and retrograde condensate) from productive formations of gas-condensate and oil-gas-condensate fields (GCFs and OGCFs) — on the example of the main deposit of Vuktyl OGCF. The technique is based on cyclic injection of hydrocarbon solvent and dry gas, with further recovery of remaining LHC and solvent by dry gas or dry gas with slugs of propane-butane fraction. Experiments on core models showed high potential technological efficiency — recovery factors (displacement efficiency) up to 0.72 for LHC and 0.99 for the solvent. In combination with developed infrastructure and low current reservoir pressures, these results indicate possible achievement of profitability of LHC recovery with this technique at Vuktyl OGCF and other GCFs and OGCFs at late development stages, as well as usefulness of further modelling and pilot field studies.

Materials and methods
Experimental modelling, chromatography, reservoir core model, recombined model of reservoir HC fluids (reservoir oil, gas-condensate system), hydrocarbon solvent, methane, propane-butane fraction.

Keywords
gas-condensate and oil-gas-condensate fields, liquid hydrocarbons, oil, retrograde condensate, laboratory studies, experimental modelling, cyclic injection, hydrocarbon solvent, hydrocarbon recovery

Results
This paper presents the results of the experimental studies on core reservoir models on the techniques for recovery of hydrodynamically immobile LHCs (reservoir oil and retrograde condensate) from gas-saturated productive deposits of the Vuktyl OGCF. To achieve this goal, the following main tasks were solved during the research:
— an experimental setup was assembled for physical modeling of the process of LHCs recovery on core models under reservoir conditions with chromatographic analysis of the output production (liquid and gas phases);
— an experimental modeling program for LHC-production techniques from gas-saturated productive deposits of the Vuktyl OGCF;
— in the core model of the reservoir, the component composition, thermobaric and phase state of the reservoir oil-gas-condensate system were reproduced, including the connate water and LHCs (oil and retrograde condensate), adequate to the main reservoir of the Vuktyl OGCF at current development stage
— experimental modeling of recovery of hydrodynamically immobile LHCs was carried out by cyclic injection of hydrocarbon solvent, easily evaporated under reservoir conditions, and dry gas with the final injection of dry gas and its mixture with the propane-butane fraction to maximize solvent recovery and return it to the LHC-recovery process;
— to determine the efficiency of the technology, a quantitative assessment has been made for the dynamics of recovery factors for LHCs and hydrocarbon solvent injected into the reservoir (reservoir model).

Conclusions
For the first time, based on physical modeling, the recovery technique for hydrodynamically immobile LHCs (reservoir oil and retrograde condensate) from the gas part of carbonate deposits of oil-gas-condensate fields at the final stage of their development was experimentally investigated on core reservoir models.
The obtained experimental results allow to recommend this technique for further technical and economic assessment and conducting pilot field studies as a method for LHC recovery and increasing component recovery factors in relation to deposits of the Vuktyl OGCF at the current stage of its exploitation.
The potential for cost-effective implementation of this LHC-recovery technology at the late stages of OCCFs development is associated with:
— well-equipped and developed infrastructure of the fields at this period;
— low reservoir pressures, providing close to maximum accumulated volumes of retrograde condensate in the reservoir LHCs, and therefore LHC saturation approaching the flow threshold in productive gas-saturated reservoirs.
To reduce the cost of the technology implementation, it is necessary to ensure effective recovery of the solvent from the produced raw fluid and its return to the process of LHC recovery.

References
1. Gafarov N.A., Karnaukhov S.M., Rezunenko V.I. and others. Matrichnaya neft' Orenburgskogo NGKM — perspektivy razvitiya Orenburgskogo GKhK [Matrix oil of Orenburg OGCF — the prospects of Orenburg Gas Chemical Facility] Gas Industry, 2012, issue 9, pp. 56–60.
2. Skibitskaya N.A., Volkov A.N., Latyshev A.A. and others. Stendovoe modelirovanie zhiznennogo tsikla plastovoy uglevodorodnoy sistemy pri istoshchenii neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya (na primere Vuktyl'skogo NGKM) [Experimental modelling of the life-cycle of reservoir hydrocarbon system during depletion of an oil-gas-condensate reservoir (on the example of Vuktyl OGCF)]. Exposition Oil Gas, 2019, issue 3, pp. 23–28.
3. Dolgushin N.V. *Metodologiya izucheniya gazokondensatnoy kharakteristiki neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy s vysokim soderzhaniem kondensata i bol'shim etazhom gazonosnosti* [Methodology of gas condensate characteristics study of oil-gas-condensate fields with high condensate content and large gas column]. Ukhta: SEVERNIPIGAZ, 2007, 400 p.
4. Skibitskaya N.A., Gafarov N.A. *Raschetnoe modelirovanie tekhnologiy dobychi trudnoizvlekaemykh zhidkikh uglevodorodov v ob"emnykh kontsentratsiyakh nizhe poroga fil'tratsii iz gazokondensatnykh otlozheniy gazokondensatnykh i neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy* [Designed modeling of technologies for extraction of difficultable liquid hydrocarbons from gas condensate deposits of oil and gas condensate fields in volume concentrations below threshold of filtration]. Actual problems of oil and gas, 2018, issue 1. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2018-20.art2

Уником-Сервис: 256 видов полиуретановых изделий для нефтегазовой отрасли

Научно-производственное предприятие «Уником-Сервис» производит изделия из полиуретана для промышленных предприятий России и ближнего зарубежья. Огромный опыт работы с полиуретаном накоплен с 2000 года.

Уником-Сервис — это собственные инновационные разработки и решение технически сложных задач. Используя передовые технологии производства, мы изготавливаем качественную импортозамещающую продукцию.

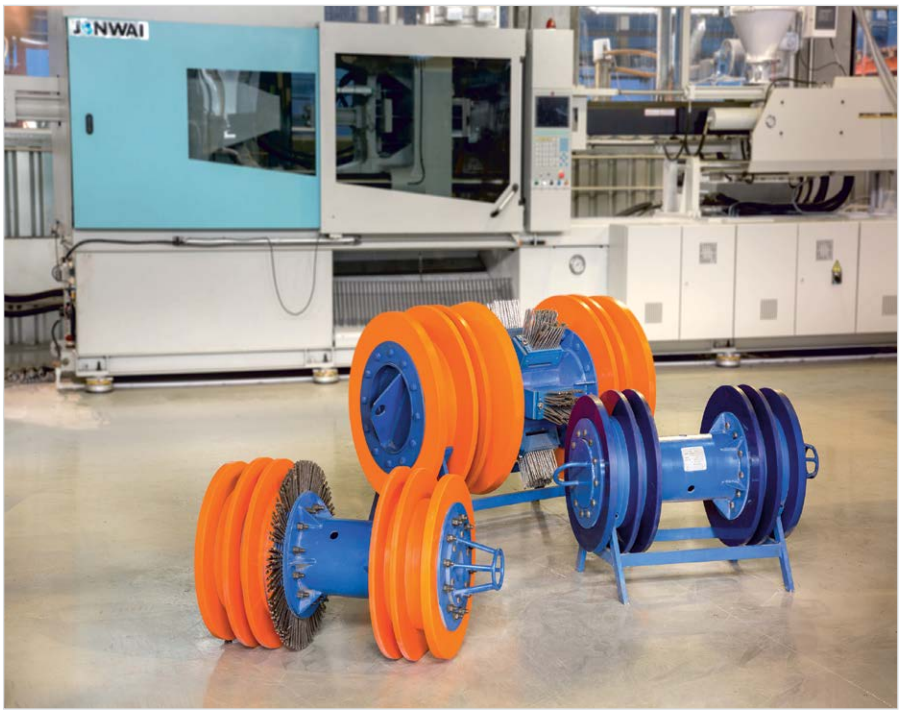


Фото. Очистные скребки для нефтегазопроводов

Полиуретановые изделия могут применяться во всех направлениях нефтегазовой промышленности. На сегодняшний день мы предлагаем 256 готовых решений. Приведем некоторые примеры.

Разведка нефти и газа

Для защиты геологической аппаратуры разработали эластичные и износостойкие полиуретановые оболочки.

Бурение скважин

Разработали и изготавливаем высокопроизводительную полиуретановую обкладку статора бурового двигателя ВЗД.

Полиуретановое уплотнение клапана буровых насосов УНБТ — долговечная альтернатива быстроизнашиваемым резиновым уплотнениям.

Производим полиуретановые гидроциклоны для ситогидроциклонных установок, аналогичных Derrick и M-I Swaco. У отечественных нефтесервисных компаний появилась возможность покупать комплектующие для СГУ в России, что проще и дешевле.

Гидравлический разрыв пласта

Изготавливаем полиуретановые уплотнения клапанов для плунжерных гидравлических насосов (диаметр плунжера — 3,5; 4; 4,5; 5 дюймов).

Колтюбинг

Выпускаем 36 типоразмеров уплотнений стриппера для ГНКТ.

Добыча нефти и газа

Изготавливаем полимерные уплотнения запорной арматуры диаметром до 1420 мм.

Транспортировка нефти и газа

Для очистки нефтегазопроводов производим очистные скребки серии СКО диаметром от 3 до 56 дюймов, цельнолитые полиуретановые поршни, пенополиуретановые поршни ППУ. Также поставляем сменные диски и манжеты для скребков и диагностических снарядов.

Изготавливаем 22 типоразмера уплотнений байонетного затвора и 24 типоразмера уплотнений крышки фильтра-уловителя для НПС диаметром до 1820 мм.

Разработали электропроводящий полиуретан и производим изделия с антистатическими свойствами.

Учет нефти и нефтепродуктов

Совместно с ПАО «Транснефть»* разработаны шаровые поршни для трубопоршневых установок. Диаметр изделий — от 200 до 990 мм. Шаровой поршень раскачивается антифризом с увеличением диаметра до 5%.

**ООО НПП «Уником-Сервис» предоставлено право использования полезной модели «Шаровой поршень для трубопоршневой установки» по патенту Российской Федерации №165511 от 01.12.2015 г., на основании неисключительной лицензии на территории Российской Федерации. Патентообладателями полезной модели являются: ПАО «Транснефть», АО «Транснефть — Диаскан», АО «Транснефть — Урал», ООО «НИИ Транснефть». А также право использования изобретения по патенту №2628392 от 16.08.17 г. «Способ изготовления сферообразных двухслойных изделий из полиуретана» на основании неисключительной лицензии на территории Российской Федерации. Патентообладателями изобретения являются: ПАО «Транснефть», АО «Транснефть — Диаскан», АО «Транснефть — Верхняя Волга».*

Отбойные системы причалов отгрузки

Отбойные устройства причальных приспособлений изготовлены для работы в экстремальных условиях. Выпускаем конусные, арочные и свайные кранцы массой до 2 т. Изделия сертифицированы Российским Морским Регистром Судоходства.

Шельфовая добыча нефти

Защиту гибких труб и кабеля в морской нефтедобыче обеспечивает полиуретановый ограничитель изгиба (гибкая проводка). Для удобства монтажа гибкая проводка состоит из наборных секций.

Воспользуйтесь нашими компетенциями в области полиуретанов. Уником-Сервис приглашает к сотрудничеству!

УНИКОМ СЕРВИС
ИЗДЕЛИЯ ИЗ ПОЛИУРЕТАНА

+7 (3439) 66-87-10
Россия, Свердловская область, г. Первоуральск
sale@unikom-service.ru
www.unikom-service.ru

Группа компаний ТСС — Техника. Созидание. Сервис.

Группа компаний ТСС (ГК ТСС) выпускает дизельные генераторные установки и электростанции для основного и резервного электроснабжения государственных, социальных и промышленных объектов.

С Владимиром Сорокиным, генеральным директором ООО «ГК ТСС», мы беседовали летом нынешнего года, уже после 25-летнего юбилея компании, который отмечался в 2018 году.

— Владимир Геннадьевич, скажите, на самом деле в 25 лет все только начинается?

— Наша команда за прошедшие четверть века прошла через все известные нашей стране кризисы, и всякий раз мы извлекали из них уроки, нарабатывали опыт и компетенции для новых направлений работы. Сложности современного периода сделали нас только сильнее. Достаточно вспомнить время, связанное с развалом СССР, когда нам пришлось удерживать и перестраивать разорванные хозяйственные связи. Пройти такой непростой путь под силу только сплоченным командам. И сегодня мы хорошо себе представляем наши возможности и стратегические перспективы.

Группа компаний ТСС сегодня — это многоуровневая структура, действующая под единым брендом, который отражает смысл и философию нашего дела: «Техника. Созидание. Сервис». Мы гарантированно и в полном объеме решаем задачи инжиниринга, производства, поставок, сервиса — по всей номенклатуре оборудования для дизельных электростанций (ДЭС) и газопоршневых электростанций (ГПЭС), прежде всего, в корпоративном сегменте.

— Как ощущает себя компания сегодня? О каких результатах вы могли бы сказать?

— Судите сами. В прошлом году нами ввезено в страну оборудование на сумму более 1,5 млрд рублей. Диапазон мощности генераторных установок, предлагаемых нами — от 5 до 2000 кВт единичной мощности. При этом собственное производство составляет более 2500 станций и 300 контейнеров в год. Всего за годы работы нами поставлено свыше 15000 электростанций. В 2018-м году мы вошли в состав поставщиков Российской ассоциации электротехнических компаний (РАЭК), занимающих лидирующие позиции. Такая динамика с упором на собственное производство сохраняется и в 2019-м году. Кстати, наш производственный комплекс в подмосковной Ивантеевке постоянно развивается. Сегодня его площадь уже превысила 10 тыс. кв. м.

— Вы говорили о команде и коллективе. Какое место в вашей предпринимательской практике занимают сотрудники компании?

— Ключевое! Людям нравится у нас работать. Это подтверждается всем развитием ГК ТСС. Мы растем, и, конечно, отрадно, когда нас рекомендуют как надежного работодателя, и ведь берем мы к себе далеко не всех. Были и такие случаи, когда сотрудники переходили работать в другие компании и затем возвращались к нам. Человек раскрывается в своем профессиональном потенциале, решая задачи технически сложные, когда результат заметен самому человеку и окружающим, а во главу поставлен общий труд команды единомышленников. И это опять же про наш бренд ТСС: «Техника. Созидание. Сервис».

И так было с первых лет работы, что позволило нам еще в 1993-м году, создать интернет-магазин промышленного оборудования. Сегодня ему на смену пришел наш ключевой информационный ресурс www.tss.ru. Сейчас сайтом никого не удивишь, а в начале 90-х, когда все искали партнеров через журналы «Желтые страницы», «Товары и цены», сотнями рассылали факсы, интернет-магазин был настоящим прорывом.

Мы опираемся на лучшие традиции советской и российской инженерно-технической школы. Обогащаем этот опыт современными зарубежными технологиями и инженерными решениями. В результате такого подхода в компании согласованно работают высококвалифицированные специалисты в области разработки, продвижения

и продаж оборудования, гарантийного и постгарантийного обслуживания.

— Вы уделяете большое внимание сервису и развитию дилерской сети. Каким образом ГК ТСС выстраивает взаимодействие с партнерами в регионах страны?

— Вспоминается ситуация из 2008-го года. Увеличение продаж по всем российским регионам привело нас к необходимости активно наращивать сеть сервисных центров. Для решения этой задачи мы собрали специалистов из партнерских компаний на нашем производственном комплексе в Ивантеевке и провели их обучение. Это было первое в истории ТСС столь масштабное обучение технических специалистов компаний-партнеров со всей страны.

Развитие авторизованных сервисных центров ускорило формирование дилерской сети ТСС. Сегодня у нас более ста дилеров, работа с которыми находится в приоритетах нашего бизнеса. В региональных компаниях, с кем мы давно сотрудничаем, у руля стоят опытные директора и трудятся квалифицированные специалисты, чье влияние охватывает значительные территории от Сахалина до Калининграда. Держим обратную связь с широким кругом заказчиков и клиентов, в списке которых на сегодня свыше пяти тысяч различных государственных, социальных и промышленных предприятий и организаций из России, Белоруссии, Казахстана, Армении, Киргизии и других стран.

— Владимир Геннадьевич, вы исколесили полмира, постоянно бываете на производствах ведущих российских и зарубежных предприятий. Насколько это важно для решения задач энергетического резервирования и непрерывного электроснабжения различных объектов?

— Сотрудничество с лучшими мировыми конструкторскими и производственными компаниями — это обязательный элемент нашей системы кооперации и дистрибьюции. Такой подход развивает наше собственное производство и создает условия для гарантированных поставок дизельных генераторных установок (ДГУ), современного проектирования и строительства высокоэффективных ДЭС и ГПЭС.

Европа (Франция, Германия, Италия, Швеция), Ближний Восток (ОАЭ, Иордания), Центр России (Ярославль, Набережные Челны), Республика Беларусь (Минск), Китай и Япония — перечислить всех наших давних и новых партнеров непросто. Для примера назову китайскую корпорацию мирового уровня Weichai и ее дочернюю компанию с вековыми традициями французского двигателестроения Moteurs Baudouin.

Фото 1. Владимир Сорокин (второй справа) в цехе изготовления и обеспечения блок-контейнеров

Более 2-х лет назад ГК ТСС был присвоен официальный статус партнера Baudouin PowerKit OEM, что открыло возможности серийного производства в России ДГУ на основе двигателей легендарной французской марки Baudouin. Компания Baudouin действует в составе корпорации Weichai. Двигатели Baudouin — это мировой эталон в сегменте судовых дизелей, которые и в малой энергетике демонстрируют образец надежности и качества.

Новые модели наших серийных ДЭС на базе двигателей французской марки Baudouin представлены в линейке высокопроизводительных станций TSS Premium (фото 2).

На базе производственного комплекса ГК ТСС к октябрю 2018-го года мы полностью сформировали и представили нашим заказчикам линейку высоковольтных дизельных генераторов, мощностью от 500 кВт до 1 МВт для выработки трехфазного электрического тока с напряжением 6300 В и 10500 В. Основа этих ДГУ — дизельные двигатели французской марки Moteurs Baudouin.

Высоковольтные ДГУ мы производим в двух наиболее востребованных вариантах исполнения — на открытой раме и с размещением в контейнере — для эксплуатации в сложных климатических условиях (фото 3). Шкафы управления этих станций укомплектованы итальянскими контроллерами марки Lovato, а за непосредственно выработку электроэнергии отвечают синхронные генераторы, производимые под нашим собственным брендом TSS-SA.

Кстати, хотелось бы помочь быстрее развеять миф о якобы невысоком качестве китайского оборудования. Так вот, уверяю

Фото 2. Дизель-генераторная установка TSS Baudouin 800 кВт в блок-контейнере

Фото 3. Нестандартный контейнер (из гнутого профиля) в арктическом исполнении для эксплуатации оборудования в тяжелых климатических условиях

вас, что Китай сегодня — это уже не тот Китай с выставками-палатками под открытым небом. Кто знает, тот подтвердит, что свои инвестиции китайцы направляют в лучшее: роботизированное производство, диагностику и системы контроля качества с минимизацией участия человека. При этом конструкторские разработки, как например, в ситуации с двигателями Baudouin, китайцы оставляют в Европе. ГК ТСС со своей стороны на собственной производственной площадке проводит дополнительную проверку и адаптацию оборудования к российским условиям эксплуатации.

— Что в широком плане предлагает Группа компаний ТСС потребителям своего оборудования?

— Какое оборудование в большей степени будет соответствовать целям и требованиям заказчика необходимо, конечно, внимательно смотреть в каждом конкретном случае. Назову только основные серии генераторных установок ТСС и их ключевые особенности:

TSS Premium. ДГУ этой серии (фото 5) являются прямыми конкурентами ДГУ ведущих мировых производителей. Генераторные установки этой серии собираются на базе двигателей Baudouin, Mitsubishi, FPT (Iveco) серии Cursor. Они относительно дорогие, но гарантированно обеспечивают низкую стоимость вырабатываемой электроэнергии, что позволяет рекомендовать их потребителям, для которых автономное энергоснабжение играет ключевую роль: непрерывные производства, объекты здравоохранения, финансовый сектор, центры хранения и обработки данных.

Особо скажу про ДГУ на базе двигателей Baudouin. Установки этой марки отлично зарекомендовали себя в российских условиях. Один из критериев, подтверждающих техническое превосходство и надежность ДГУ на базе двигателей Baudouin — эффективный прием нагрузки. Еще один критерий — увеличение межрегламентного периода эксплуатации, что стало возможным благодаря применению комплектующих с повышенным классом надежности. Все это в совокупности дало возможность предоставить этим ДГУ расширенную гарантию.

TSS Prof. Оборудование этой серии также рассчитано на длительный срок эксплуатации. Это современные двигатели от крупнейших мировых производителей (Doosan, SDEC, Weichai, FPT (Iveco) серий F23 и NEF). ДГУ TSS Prof поставляются в среднем ценовом диапазоне. Они могут использоваться как в качестве основного, так и в качестве резервного источника электроснабжения.

Относительно невысокая стоимость ДГУ этой серии делает их конкурентами многих европейских марок ДГУ. Рекомендуем их для небольших производств, фермерских хозяйств, логистических центров.

— Что объединяет модели ДГУ от компании ТСС?

— В обновленных сериях дизельных электростанций применяются синхронные генераторы, хорошо известные энергетикам России и стран Евразийского союза. Так, генераторы TSS-SA уже давно доказали свою надежность на тысячах объектов в России. Мы также работаем с французской компанией Leroy Somer, итальянскими Mecc Alte, Sincro, Linz, английской Stamford. В каждом конкретном случае мы совместно с заказчиком ведем индивидуальный подбор комплектующих под конкретные задачи и условия эксплуатации с учетом исходных технических требований.

Оборудование всех серий ДГУ от ГК ТСС объединяет применение в них проверенных временем современных контроллеров управления работой ДГУ производства итальянской компании Lovato Electric, чьи панели управления ДГУ позволяют максимально использовать заложенный в станции диапазон мощности от 10 до 2000 кВт. Эти контроллеры построены на базе высокопроизводительного микроконтроллера, отличаются повышенной надежностью и способностью выполнять высокоточное измерение значений рабочих параметров ДГУ. В отличие от модели Lovato RGK600, которая обладает базовым функционалом, в модели RGK800 реализованы различные варианты по организации системы дистанционного управления работой ДГУ, а также имеются базовые функции анализатора сети. Вдобавок ко всему вышеперечисленному контроллер RGK900 способен обеспечивать параллельную работу нескольких

Фото 4. На производстве ГК ТСС. Участок механической обработки деталей

генераторных установок. Функциональные возможности контроллеров могут быть расширены с помощью внешних модулей и устройств.

Помимо контроллеров производства Lovato Electric наша компания применяет недорогие и эффективные китайские контроллеры производства Smartgen. Они максимально распространены в энергетических решениях низкой и средней мощности. Также существует возможность комплектации оборудования ДГУ контроллерами производства ComAp, DeepSea, других производителей.

— Известно, что Группа компаний ТСС — это не только поставщик оборудования. Какие примеры проектов выполнены вами в этом году?

— В пакет наших возможностей и предложений, как я уже говорил, входит инжиниринг, производство, поставка, ввод в эксплуатацию и сервис оборудования. Инжиниринг включает в себя весь комплекс работ, связанных с проектированием нашего оборудования под индивидуальные требования заказчиков. По ряду проектов ТСС выступает в качестве EPC-подрядчика, выполняя заказы «под ключ».

В этом году нами уже реализовано более 50 крупных проектов. Это резервное энергоснабжение для социальных объектов: больниц, аэропорта, автовокзала. Выполнены проекты энергоснабжения объектов в нефтегазовой отрасли на Севере, в арктическом поясе России. Созданы резервные системы энергоснабжения для промышленных предприятий, например, на металлургическом производстве. Есть проекты в пищевой отрасли — для крупного российского агрохолдинга и животноводческого комплекса на Ставрополье. Выполнены поставка и работы для логистического комплекса в Москве.

Об этих и других наших проектах лучше рассказывать подробно, в деталях, и я бы предложил вернуться к этому при следующей встрече. Думаю, это будет особенно интересно для специалистов предприятий и организаций, заинтересованных в создании собственных основных и резервных систем энергоснабжения.

Фото 5. ДГУ серии TSS Premium в контейнерном исполнении

— Владимир Геннадьевич, вы упоминали газопоршневые электростанции.

— Да, это наше новое перспективное направление — строительство «под ключ» высокоэффективных ГПЭС. Мы выпускаем газопоршневые генераторные установки ТСС, которые вырабатывают электроэнергию, в среднем, в 2,5 раза дешевле по сравнению со стоимостью электроэнергии, вырабатываемой традиционным способом. Видим, что у этого направления в России хорошая перспектива. Есть и другие новые проекты, о которых мы сможем поговорить, когда подойдет время.

— Остается узнать, где можно увидеть, получить информацию об особенностях и возможностях предлагаемых моделей ДГУ, ДЭС, ГПЭС?

— В центральном офисе ГК ТСС в Москве работают наши отделы продаж, оперативный склад запчастей, большой демонстрационный зал, в котором представлены образцы продукции и многое другое. Кроме личного общения, ответы на все запросы можно получить на нашем сайте www.tss.ru.

Завершая наше знакомство с ГК ТСС, поделюсь своим журналистским впечатлением, полученным от встреч с сотрудниками компании: здесь успех дела решают объединенная энергия лидера и команды, а также творческий профессиональный труд, нацеленный на интересы заказчика. Пожелаем этому коллективу быть на уровне своих традиций и достигать намеченного.

Беседовал Максим Комиссаров

Фото 6. Блок-контейнеры серии УБК производства ГК ТСС на двухосных прицепах

ТСС
ГРУППА КОМПАНИЙ

8 (495) 104-80-35
8 (800) 250-41-44
order@tss.ru
www.tss.ru

УДК 004.02+004.67+67.08

Интегрированная модель как фундамент для выбора способа эксплуатации на месторождении с высоким содержанием газа

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10043

К.И. Повышев
заместитель начальника ДКП
Povyishev.KI@gazpromneft-ntc.ru

С.А. Вершинин
начальник технологического отдела ДКП
Vershinin.SA@gazpromneft-ntc.ru

А.Н. Бляблях
главный специалист технологического отдела ДКП
Blyablyas.AN@gazpromneft-ntc.ru

О.С. Верниковская
ведущий специалист технологического отдела ДКП
Vernikovskaya.OS@gazpromneft-ntc.ru

ООО «Газпромнефть НТЦ», Тюмень, Россия

Настоящая статья описывает особенности проектирования разработки и обустройства инфраструктуры Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения. В отличие от традиционных запасов для нефтегазоконденсатных месторождений с высоким газовым фактором зачастую невозможно применение механизированного способа добычи (УЭЦН, УШГН). Для решения данного вопроса мировыми лидерами отрасли разрабатываются специальные инструменты и технологии, внедрение которых позволит решать возникающие вызовы. Целью работы является внедрение и адаптация новых технологий добычи нефти в узких зонах работы скважин. В представленной работе использовано новое применение интегрированной модели для локального определения эффективности газлифтной эксплуатации. Разработанная авторами экономическая модель позволила выявить основные статьи затрат, влияющие на выбор способа эксплуатации. Полученный в результате выполнения представленной работы опыт может стать основой для прогнозирования и лучшего выбора способа эксплуатации.

Введение

С увеличением сложности геологических профилей, специфики месторождений с высоким содержанием газа и требований к эффективности разработки активов компаний, возникают новые вызовы, которые требуют использования высокотехнологичных подходов и нового инструментария для решения поставленных задач. Все чаще ключевой целью нефтяных компаний оказывается повышение эффективности эксплуатации действующих «осложненных» месторождений, разработка газоконденсатных залежей и нефтяных оторочек.

Интерес к разработке новых подходов для повышения эффективности эксплуатации Новопортовского месторождения вызван большим потенциалом актива. Несмотря на то, что месторождение открыто в 1964 году, запасы объекта составляют более 250 млн тонн нефти и конденсата, более 270 млрд м3 газа, которые сосредоточены в пяти пластах. Новопортовское месторождение — самое северное и наиболее крупное на полуострове Ямал, но сложность его разработки и обустройства вызвана не столько географией и отсутствием транспортной инфраструктуры, сколько наличием газовой шапки, низкой проницаемостью коллекторов, присутствием подстилающей воды и большим газосодержанием в скважинной продукции.

Высокое содержание газа осложняет процесс добычи продукции. Основным способом эксплуатации в существующих реалиях полуострова Ямал является механизированный способ добычи установками погружных электроцентробежных насосов (далее — УЭЦН) по прокатной схеме. Учитывая автономию северного района, высокую стоимость проката оборудования и низкую эффективность работы УЭЦН на жидкости с высоким содержанием растворенного газа, возникает справедливый вопрос, существует ли инструмент, позволяющий прогнозировать режим работы при разных способах эксплуатации скважин.

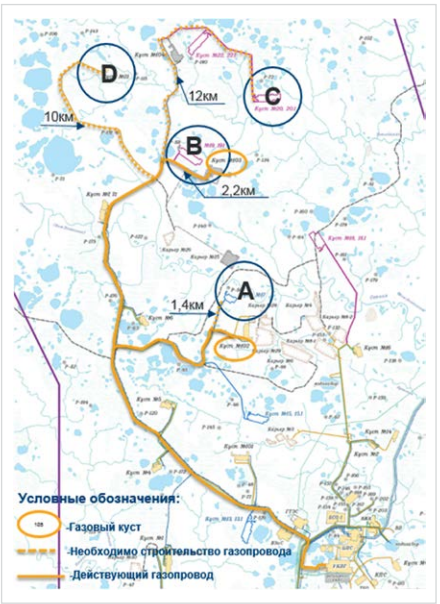


Рис. 1 — Кустовые площадки- кандидаты для технико-экономического анализа
Fig. 1 — oil sites - candidates for feasibility analysis

Существующие модели и методики оценки поведения месторождения не позволяют в полной мере спрогнозировать темпы прорыва газа, оптимизировать работу скважин при краткосрочном оперативном прогнозировании, адресно подобрать оптимальные способы эксплуатации.

В настоящей работе будет описано применения интегрированного моделирования для адресной оценки способа эксплуатации скважин Новопортовского месторождения. Также в рамках работы выполнена технико-экономическая оценка рассматриваемых вариантов, даны рекомендации по повышению эффективности разработки и обустройства в условиях осложняющих факторов.

Интегрированное моделирование как инструмент для прогнозирования сценария эксплуатации

Интегрированная модель — единая цифровая модель месторождения, состоящая из связанных моделей пласта, скважин и поверхностного обустройства. Модель осуществляет расчет кривой притока, корректирует дебиты скважин и выполняет узловой анализ. Благодаря интегрированному моделированию создаются алгоритмы управления пластом и сценарии эксплуатации. Средствами математического моделирования ПО Petroleum Experts была построена и рассчитана интегрированная модель разрабатываемого месторождения для разных сценариев разработки [2].

Для выполнения исследования были выбраны 4 кустовые площадки, находящиеся в стадии проектирования: №№ A, B, C, D (рис. 1).

Учитывая гидродинамическую модель пласта на данных кустовых площадках наблюдается постоянный рост содержания растворенного газа. Учитывая нестабильную работу насосного оборудования при работе в условиях высокого газового фактора, было принято решение рассмотреть поведение газлифтного подъемника в этих условиях. Цифровая модель позволила сравнить целевой способ эксплуатации электроцентробежными насосами с альтернативной технологией в виде газлифтной эксплуатации.

По результатам расчета на интегрированной модели на базовый сценарий добычи УЭЦН весь добывающий фонд скважин Новопортовского месторождения можно разделить на три основные категории (рис. 1а):

1 — фонтанирование на целевом — Рзабойное = Рцелевое;

2 — ЭЦН на целевом — Рзабойное =

Материалы и методы
Благодаря проектному методу была выполнена декомпозиция существующей проблемы на составные части. Средствами математического моделирования Petex, OLGA, Pipesim была построена и рассчитана интегрированная модель разрабатываемого месторождения. Используя гидродинамическое моделирование и статистико-вероятностный метод, удалось спрогнозировать работу проектируемых объектов сроком на 20 лет. Цифровая модель позволила сравнить целевой способ эксплуатации электроцентробежными насосами с альтернативной технологией в виде газлифтной эксплуатации. Углубленный анализ работы фонда и адресное внедрение газлифтных скважин, обеспечит дополнительный прирост добытой нефти от 150 до 780 тыс. тонн с каждого нефтяного куста за 20 лет.

Ключевые слова
интегрированная модель, концептуальное проектирование, выбор способа эксплуатации, газлифтный способ добычи нефти, электроцентробежный погружной насос, прогнозирование добычи нефти

Куст	A (22 скв.)		B (24 скв.)		C (24 скв.)		D (21 скв.)	
Способ эксплуатации	Газлифт	УЭЦН	Газлифт	УЭЦН	Газлифт	УЭЦН	Газлифт	УЭЦН
Добыча жидкости, тыс. тонн	8 085	7 850	6 173	6 115	8 449	8 372	6 472	6 392
Добыча нефти, тыс. тонн	3 522	3 361	2 226	2 192	2 937	2 894	1 433	1 406

Таб. 1 — Объемы добычи при различных способах эксплуатации

Рцелевое, скважины не фонтанируют или фонтанируют с Рзабойное › Рцелевое, при этом целевые параметры могут быть обеспечены при эксплуатации скважин УЭЦН, свободное содержание газа на приеме насоса — Газожидкостный фактор ≤ Газожидкостный фактор критический;

3 — скважины фонтанируют с Рзабойное › Рцелевое, при этом целевые параметры не могут быть обеспечены, т.к. свободное содержание газа на приеме насоса — Газожидкостный фактор › Газожидкостный фактор критический.

Кандидатами для перевода на газлифтную добычу являются скважины 2-ой и 3-ей группы.

Основная задача исследования — сравнить газлифтный способ эксплуатации с работой электроцентробежных насосов в части капитальных и операционных затрат, а также прироста добычи нефти в рассматриваемом периоде времени 2020–2040. Другими словами, подобрать такие режимы работы скважин, чтобы обеспечить работу фонда на целевых забойных давлениях как можно дольше.

На рис. 2 изображена принципиальная схема работы газлифтных скважин. Существует множество комбинаций данной схемы, однако принципиальные решения неизменны: закачка активного газа, узлы учета и регулирования, а также подземная компоновка, включающая газовые клапана и мандрели [3].

Основными достоинствами газлифтной эксплуатации недропользователи отмечают стабильную работу с высоким газовым фактором, высокую надежность оборудования, обеспечивающую высокий межремонтный период, низкие эксплуатационные затраты. В качестве ограничений следует отметить необходимость подготовки газа перед закачкой и высокие капитальные затраты на систему газораспределения и повышение давления газа перед закачкой [4]. Тем не менее, для текущих условий эксплуатации Новопортовского месторождения газлифтный подъемник может явится альтернативной технологией добычи против существующей прокатной схемы УЭЦН.

Средствами интегрированного моделирования был выполнен расчет для четырех кустовых площадок, общий потенциал для внедрения составляет 91 скважина.

Технико-экономическая оценка рассматриваемых способов эксплуатации

Выполнив оценку объемов добычи в расчетном периоде 2020–2040 (таб. 1), можно судить о эффективности рассматриваемой технологии.

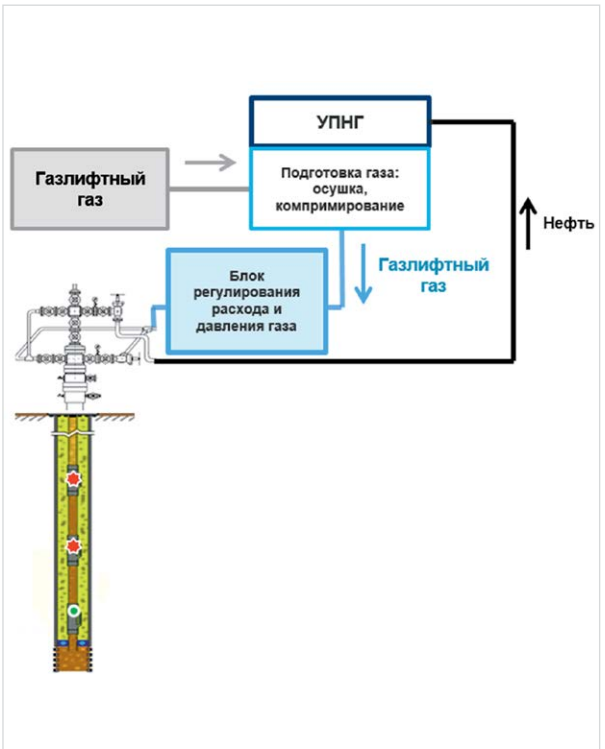


Рис. 2 — Принципиальная технологическая схема газлифтной эксплуатации
Fig. 2 — The basic technological scheme of gas-lift operation

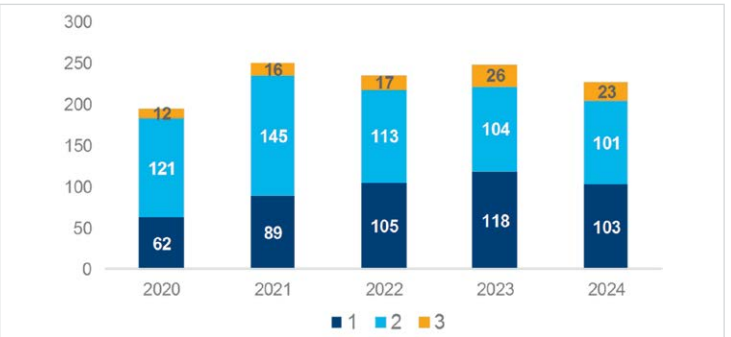


Рис. 1а — Распределение фонда скважин по способам эксплуатации
Fig. 1a — Distribution of wells by operating methods

Fig. 3 — The relationship between the flow rate of the liquid and the gas flow
Рис. 3 — Зависимость между дебитом жидкости и расходом газа

Как и следовало ожидать, газлифтная эксплуатация обеспечивает более продолжительную работу на целевых забойных давлениях. Другими словами, газлифтный подъемник обеспечивает стабильную работу в период, когда работа УЭЦН уже невозможна из-за высокого содержания газа на приеме насоса, а фонтанирования на целевом забойном давлении еще не происходит из-за отсутствия достаточного объема собственного газа [5].

Не стоит забывать, что стоимость одного комплекта газлифтного оборудования составляет порядка 10 млн рублей. Кроме того, оборудование нуждается в ежегодном ремонте и обслуживании (порядка 800 тыс. руб./год), поэтому, несмотря на кажущиеся преимущества в добыче, следует разобраться, будет ли достаточным этот прирост по нефти, чтобы окупить капитальные затраты на реализацию проекта.

Газлифтная эксплуатация на кусте №A обеспечивает прирост нефти +161 тыс. тонн в расчетном периоде. Накопленный дисконтированный поток +908 млн руб.

Газлифтная эксплуатация на кусте №B обеспечивает прирост нефти +34 тыс. тонн в расчетном периоде. Накопленный дисконтированный поток составляет –133 млн руб.

Газлифтная эксплуатация на кусте №C обеспечивает прирост нефти +43 тыс. тонн в расчетном периоде. Накопленный дисконтированный поток составляет –201млн руб.

Газлифтная эксплуатация на кусте №D обеспечивает прирост нефти +27 тыс. тонн в расчетном периоде. Накопленный дисконтированный поток составляет –365 млн. руб.

Одним из основных источников капитальных затрат, кроме газлифтного оборудования, является система газопроводов высокого давления, поэтому удаленность кустов от системы газоснабжения также играет немаловажную роль.

Следует отметить, что при сравнении вариантов эксплуатации, ключевым фактором, оказывающим экономическую чувствительность, является именно прирост добычи в расчетном периоде, а не затраты на реализацию проекта. Это отчетливо видно на примере оценки экономической чувствительности вариантов (рис. 4)

Как следует из технико-экономической оценки куста №A, дополнительный прирост нефти +161 тыс. тонн обеспечивает компенсацию капитальных затрат на реализацию газлифтной эксплуатации. Для того, чтобы варианты УЭЦН–Газлифт стали экономически равнозначными, необходимо увеличить вдвое капитальные затраты на газлифтное оборудование, либо снизить добычу нефти на 4,3% с кустовой площадки за весь расчетный период. Следует учитывать тонкости гидродинамической модели и понимать, что результаты одного куста нельзя транслировать на все месторождение. Так, например, реализация газлифтной эксплуатации на кусте №B не обеспечивает прирост по нефти в достаточной мере, чтобы окупить реализацию газлифтного способа.

Показатели	Ед. изм.	Газлифт	ЭЦН	Разница
Добыча нефти	тыс. т	3 522	3 361	161
Добыча жидкости	тыс. т	8 085	7 850	
Капитальные вложения	тыс. руб.	578 251	70 547	507 704
Операционные затраты	тыс. руб.	296 629	633 561	-336 932
Накопленный поток наличности	- " -	35 274 905	33 828 881	
Накопленный дисконт. поток / NPV	- " -	20 581 010	19 673 043	907 966

Таб. 2 — Экономическая оценка реализации газлифтной эксплуатации для куста №A
Tab. 2 — Economic appraisal of gas-lift operation sales for bush №A

Показатели	Ед. изм.	Газлифт	ЭЦН	Разница
Добыча нефти	тыс. т	2 226	2 192	34
Добыча жидкости	тыс. т	6 173	6 115	
Капитальные вложения	тыс. руб.	671 263	32 267	638 996
Операционные затраты	тыс. руб.	331 461	750 483	-419 022
Накопленный поток наличности	- " -	21 943 148	21 832 673	
Накопленный дисконт. поток / NPV	- " -	10 170 167	10 302 815	-132 649

Таб. 3 — Экономическая оценка реализации газлифтной эксплуатации для куста №B
Tab. 3 — Economic appraisal of gas-lift operation sales for bush №B

Показатели	Ед. изм.	Газлифт	ЭЦН	Разница
Добыча нефти	тыс. т	2 937	2 894	43
Добыча жидкости	тыс. т	8 449	8 372	
Капитальные вложения	тыс. руб.	904 963	51 333	853 630
Операционные затраты	тыс. руб.	382 072	976 729	-594 657
Накопленный поток наличности	- " -	28 998 283	28 838 299	
Накопленный дисконт. поток / NPV	- " -	14 681 395	14 882 619	-201 224

Таб. 4 — Экономическая оценка реализации газлифтной эксплуатации для куста №C
Tab. 4 — Economic appraisal of gas-lift operation sales for bush №C

Показатели	Ед. изм.	Газлифт	ЭЦН	Разница
Добыча нефти	тыс. т	1 433	1 406	27
Добыча жидкости	тыс. т	6 472	6 392	
Капитальные вложения	тыс. руб.	900 744	46 567	854 178
Операционные затраты	тыс. руб.	347 479	848 470	-500 991
Накопленный поток наличности	- " -	13 798 587	13 877 745	
Накопленный дисконт. поток / NPV	- " -	5 657 149	6 022 493	-365 344

Таб. 5 — Экономическая оценка реализации газлифтной эксплуатации для куста №D
Tab. 5 — Economic appraisal of gas-lift operation sales for bush №D

Существующие риски и ограничения

Необходимо понимать и учитывать, что газлифтный способ эксплуатации ни в коем случае не увеличивает коэффициент извлечения нефти. Дополнительная добыча возникает вследствие смещения временного интервала добычи при работе на целевых забойных давлениях, другими словами, позволяет добыть продукцию раньше. Стоит отметить, что в данном конкретном случае, «переходный период» для эффективной работы газлифтного оборудования составляет 3–5 лет, после чего целевые скважины переходят в режим фонтанирования и газлифтное оборудование не эксплуатируется. Кроме того, одним из самых главных рисков можно выделить то, что интегрированная модель работает по исходным данным гидродинамики и малейшие неточности влияют на расчет. Учитывая, что ключевым cost-драйвером является добыча нефти, отклонения по этому показателю недопустимы.

Итоги

В представленной работе использовано новое применение интегрированной модели для локального определения эффективности газлифтной эксплуатации.

Выводы

Используя интегрированное моделирование удалось спрогнозировать работу проектируемых объектов сроком на 20 лет.

Разработанная авторами экономическая модель позволила выявить основные статьи затрат, влияющие на выбор способа эксплуатации.

Полученный в результате выполнения представленной работы опыт может стать основой

Рис. 4 — Оценка экономической чувствительности вариантов
Fig. 4 — Assessment of the economic sensitivity of options

для прогнозирования и лучшего выбора способа эксплуатации.

Литература

1. Повышев К.И., Вершинин С.А., Верниковская О.С. Особенности разработки, обустройства и эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений. Результаты внедрения, интегрированной модели // Нефтяное хозяйство. 2017. №7. С. 68–71.
2. Повышев К.И., Коптелов А.С. Особенности обустройства нефтегазоконденсатных месторождений // Нефтяное хозяйство. 2016. №9. С. 82–84.
3. Арбузов В.Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. Часть 1. Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2011. 200 с.
4. Ляпков П.Д. Подбор установки погружного центробежного насоса к скважине. М.: МИНГ. 1987. 71 с.
5. Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти. М: Недра, 1989. 245 с.

ENGLISH **OIL PRODUCTION**

UDC 004.02+004.67+67.08

Integrated model as a foundation for choosing the method of operation at a gas-rich field

Authors
Konstantin I. Povyshev — deputy head of DCT; Povyishev.KI@gazpromneft-ntc.ru
Sergey A. Vershinin — head of technological department of DCT; Vershinin.SA@gazpromneft-ntc.ru
Aleksandr N. Blyablyas — chief specialist of the technology department of DCT; Blyablyas.AN@gazpromneft-ntc.ru
Ol'ga S. Vernikovskaya — leading specialist of the technological department of DCT; Vernikovskaya.OS@gazpromneft-ntc.ru

«Gazpromneft STC» LLC, Tyumen', Russian Federation

Abstract
This article describes the design features of the development and infrastructure development of Novoportovskoye oil and gas condensate field. Unlike traditional reserves for oil and gas condensate fields with a high gas factor, it is often impossible to use a mechanized method of production (ESP, USGN). To solve this issue, the world leaders of the industry are developing special tools and technologies, the introduction of which will solve the emerging challenges. The purpose of the work is the introduction and adaptation of new technologies of oil production in narrow areas of wells. In the present work, a new application of the integrated model for the local determination of the efficiency of gas lift operation is used. The economic model developed by the authors made it possible to identify the main cost items that affect the choice of the method of operation.
The experience obtained as a result of the presented work can become the basis for forecasting and better choice of the method of operation.

Materials and methods
Thanks to the design method, the existing problem was decomposed into its component parts. By means of mathematical modeling of Petex, OLGA, Pipesim the integrated model of the developed field was constructed and calculated. Using hydrodynamic modeling and statistical-probabilistic method, it was possible to predict the work of the designed objects for a period of 20 years. The digital model made it possible to compare the target method of operation of electric centrifugal pumps with an alternative technology in the form of gas lift operation. In-depth analysis of the Fund and targeted implementation of gas lift wells will provide an additional increase in oil production from 150 to 780 thousand tons from each oil Bush for 20 years.

Keywords
integrated model, conceptual design, choice of method of operation, gas-lift method of oil production, electric submersible pump, oil production forecasting

Results
In the present work, a new application of the integrated model for the local determination of the efficiency of gas lift operation is used.

Conclusions
Using integrated modeling it was possible to predict the work of the designed objects for a period of 20 years.
The economic model developed by the authors made it possible to identify the main cost items that affect the choice of the method of operation.
The experience obtained as a result of the presented work can become the basis for forecasting and better choice of the method of operation.

References

1. Povyshev K.I., Vershinin S.A., Vernikovskaya O.S. O*sobennosti razrabotki, obustroystva i ekspluatatsii neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy. Rezul'taty vnedreniya, integrirovannoy modeli* [Features of development, arrangement and operation of oil and gas condensate fields. The results of the implementation of the integrated model]. Oil industry, 2017, issue 7, pp. 68–71.
2. Povyshev K.I., Koptelov A.S. O*sobennosti obustroystva neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy* [Oil and gas fields development specifics]. Oil industry, 2016, issue 9, pp. 82–84.
3. Arbuzov V.N. E*kspluatatsiya neftyanykh i gazovykh skvazhin. Chast' 1* [Operation of oil and gas wells. Part 1]. Tomsk: Publishing House of the Tomsk Polytechnic University, 2011, 200 p.
4. Lyapkov P.D. P*odbor ustanovki pogruzhnogo tsentrobezhnogo nasosa k skvazhine* [Selection of submersible centrifugal pump for the oil well]. M.: MING, 1987, 71 p.
5. Mishchenko I.T. R*aschety v dobyche nefti* [Calculations in Oil Production]. M.: Nedra, 1989, 245 p.

ЗНАКОМЬТЕСЬ - АВТОГИДРОПОДЪЕМНИКИ

КЛИНЦЫ

Краны "КЛИНЦЫ" хорошо известны российским строителям. Расширяя производственную программу Клинцовский автокрановый завод в последние годы освоил и другие виды грузоподъемной техники, в числе которых автогидроподъемники. Каждая из моделей АГП ориентирована на определенную сферу применения и имеет свои конкурентные преимущества.

Телескопический автогидроподъемник АГП-18 «КЛИНЦЫ»

Наиболее компактный в линейке телескопический автогидроподъемник АГП-18 "КЛИНЦЫ" является представителем наиболее массового на рынке класса техники с высотой подъема 18 м. Подъемник рассчитан, прежде всего, для использования в стесненных городских условиях – для подъема на высоту рабочих с материалами и инструментом при выполнении ремонтных и строительно-монтажных работ, а также для обслуживания зданий, сооружений и устройств энергетического и коммунального хозяйства. Удобство управления обеспечивается двумя пультами: в рабочей платформе и на поворотной платформе. Как отмечают представители завода, в качестве шасси может быть использован практически любой среднетоннажник – от бюджетного отечественного ГАЗона до иномарки. Например, шасси ГАЗ-33086, на котором был построен первый компактный подъемник, имеет полный привод, что дает возможность эксплуатировать его в плохих дорожных условиях. К тому же машина оснащена 2-рядной 5-местной кабиной, позволяющей перевозить бригаду рабочих. АГП-18 обеспечивает работу в секторе 250°, на высоте до 18 м и горизонтальном вылете до 13 м. Примечательно, что конструкция позволяет опускать рабочую платформу ниже уровня горизонта (грузоподъемность платформы – 250 кг/300кг). Подъемник также

предназначен для обслуживания линий электропередач: электроизоляция рабочей платформы позволяет работать с электросетью до 1000 В. Машина проста в эксплуатации и техническом обслуживании.

Коленчато-телескопический автогидроподъемник АГП-36 «КЛИНЦЫ»

Более мощная модель – коленчато-телескопический автогидроподъемник АГП-36 "КЛИНЦЫ" с высотой подъема 36 м. Эта машина предназначена для обслуживания высотных сооружений: ЛЭП, промышленное оборудование, многоэтажные здания и т.п. В зависимости от типа шасси подъемник можно использовать в различных дорожных условиях: популярным вариантом является внедорожник КАМАЗ-43118 (6х6), который также подходит для работы в условиях бездорожья. Важной характеристикой является большой боковой вылет: 23,5 м при работе в заднем секторе (260°) и 18 м – в переднем секторе (100°). Показатели бокового вылета у АГП-36 – одни из лучших в своем классе, что позволяет эксплуатировать подъемник там, где нельзя подъехать близко к рабочей площадке, а также доставить людей в труднодоступные места.

АГП-36 оснащен поворотной платформой с углом поворота 360°, 3-секционной телескопической стрелой и двумя управляемыми коленами. Эти конструктивные решения позволяют значительно расширить рабочую зону. В свою очередь, нижний подвес рабочей платформы в комплексе с управляемыми коленами дает возможность работать значительно ниже уровня земли. Максимальная грузоподъемность рабочей платформы - 400 кг. Очевид-

ным плюсом является поворот рабочей платформы влево/вправо на ±90°. Электроизоляция рабочей платформы, как в случае и с АГП-18, позволяет работать на ЛЭП с напряжением до 1000 В.

Автокраны «Клинцы», успешно эксплуатируемые в самых разных уголках нашей страны, по праву завоевали признание и популярность: на протяжении нескольких последних лет ОАО «КАЗ» стабильно занимает на рынке России долю порядка 30%, а продукция завода пользуется спросом не только в России и странах СНГ, но и во многих государствах дальнего зарубежья.

КАЗ

Акционерное общество «Клинцовский автокрановый завод»

Т. (48336) 4-55-33

e-mail:om@oaokaz.ru, www.oaokaz.ru

Движение вверх

В прошлом году Клинцовский автокрановый завод, один из крупнейших производителей грузоподъемной техники в России, отметил 90-летие и приступил к выпуску новой для себя продукции — производству автогидроподъемников. Представители завода поделились с нами подробностями об особенностях новой продукции, ее производстве и этапах разработки.

Автокраны «Клинцы», успешно эксплуатируемые в самых разных уголках нашей страны, по праву завоевали признание и популярность: на протяжении нескольких последних лет ОАО «КАЗ» стабильно занимает на рынке России долю порядка 30%, а продукция завода пользуется спросом не только в России и странах СНГ, но и во многих государствах дальнего зарубежья.

Как отметил Вячеслав Юрьевич Каминский, начальник отдела маркетинга АО «КАЗ», к выпуску новой спецтехники побудили: во-первых, наличие спроса на рынке, а во-вторых, схожая с традиционными автокранами конструкция. «Мы плотно занимаемся автокранами и уже не первый год находимся в лидерах этой области: тематика производства и эксплуатации телескопических стрел нам хорошо знакома. Изучив ситуацию на рынке и увидев интерес со стороны наших клиентов, мы просто не могли поступить иначе, кроме как приступить к выпуску автогидроподъемников».

Подробнее о разработке и преимуществах подъемников рассказал Кирилл Владимирович Гаврилов, главный конструктор АО «КАЗ»:

— Как проходила разработка гидроподъемников?

— Разработка проводилась с нуля в конструкторском бюро завода, однако при проработке конструкторских решений за основу брались европейские аналоги. Так, в 2016 году мы посетили выставку Bauma, которая проходила в Мюнхене, где уделили к данному направлению спецтехники особенное внимание.

— Откуда осуществляются поставки комплектующих?

— В основном, это производители из Германии и Италии. К сожалению, на российском рынке поставщики пока что не могут предложить конкурентоспособную продукцию. Хотя высокопрочная сталь, используемая при производстве АГП, не только зарубежная, но и отечественная, в новом году запущен правильный стан на ПАО «Северсталь», и мы начали серийные поставки отечественной высокопрочной стали. Только в последнее время наши производители стали поставлять высокопрочную сталь, отвечающую нашим требованиям — все-таки характер и специфика эксплуатации подобной техники требует высокого качества ее изготовления.

— Какое внимание уделяется коррозионной стойкости конструкции АГП?

— Что касается лакокрасочного покрытия, то у нас используются специально разработанные для нашего завода грунтовые материалы и дорогостоящие алкидные эмали, а для улучшения коррозионной стойкости конструкции используется внутреннее воскование.

— Проводились ли ресурсные испытания спецтехники?

— Конечно, ведь это неотъемлемая часть вывода на рынок серийной продукции. Однако если для традиционной для нас техники — автомобильных кранов — цикл постановки на производство у нас составлял 2–3 месяца, то прежде чем запустить гидроподъемники в серию, мы потратили около полутора лет. Мы проводили долгие ресурсные испытания и серьезную предсерийную подготовку: деформировали опрокидывание конструкцию, имитировали и перегруз... При расчете конструкции помимо действующих нормативов мы заложили дополнительный запас прочности: к примеру, запас по перегрузке составляет около 50% (в наиболее сложных условиях эксплуатации — при полном вылете стрелы). Это делается из-за того, что при использовании грузоподъемной техники эксплуатирующие организации не всегда соблюдают требования к эксплуатации, заложенные заводом-изготовителем.

— Какой срок службы продукции закладывает производитель?

— Срок службы составляет ориентировочно 12 лет, а гарантийный срок — 2 года (в зависимости от требований клиента он может быть увеличен, что повлечет за собой изменение стоимости продукта).

— В каких городах есть СТО, в которых можно проводить обслуживание техники?

— По всей стране, в том числе у наших дистрибьюторов, у нас есть 102 сервисных центра, в которых можно проводить плановое ТО, текущий и капитальный ремонт, а также техническое освидетельствование.

— Какие работы включает в себя техобслуживание автогидроподъемника?

— На ТО проводится полный осмотр приводных элементов, гидравлики, систем безопасности, целостности узлов и их работоспособности, а также согласно плану ТО, производится замена эксплуатационных жидкостей.

— Есть ли сложности, которые могут возникнуть при креплении подъемников на других шасси, которые ранее не использовались в АО «КАЗ»?

— В любом случае, каждый автомобиль имеет свои нюансы по крепежу: если сама конструкция гидроподъемника остается неизменной, то элементы креплений могут отличаться: в зависимости от развесовки агрегатоносителя, от ширины лонжеронов и т.д. Первый гидроподъемник АГП-18 был изготовлен на базе полноприводного ГАЗ-33086 с двускатной ошиновкой сзади, сейчас идет изготовление подъемника на базе ГАЗ-33098 (4х2) и параллельно идет проектирование конструкции под «ГАЗон Next». Что касается АГП-36, уже серийно изготавливается техника на полноприводном шасси КАМАЗ-43118 (6х6), сдана документация для шоссейных шасси КАМАЗ (6х4) и проектируется конструкция для «УРАЛ Next». В ближайших планах — освоение платформы МАЗ.

КЛИНЦЫ

КАЗ

Акционерное общество «Клинцовский автокрановый завод»
Т. (48336) 4-55-33
e-mail: om@oaokaz.ru
www.oaokaz.ru

УДК 622.276

Опыт проведения избирательных повторных ГРП в горизонтальных скважинах на пласты викуловской свиты Каменного ЛУ Красноленинского НГКМ

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10035

Р.Д. Гафаров
главный специалист[1]
rdgafarov@tnnc.rosneft.ru

Т.И. Синицына
начальник отдела[1]
tisinitsyna@tnnc.rosneft.ru

А.Н. Горбунов
начальник управления[2]
angorbunov@nng.rosneft.ru

С.П. Канайкин
менеджер[2]
spkanaykin@nng.rosneft.ru

[1]ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
[2]АО «РН-Няганьнефтегаз», Нягань, Россия

В последние годы горизонтальное бурение с многостадийным гидроразрывом пласта (ГС с МГРП) находит все более широкое применение при освоении как новых, так и уже разрабатываемых зрелых месторождений. В связи с этим все острее встает вопрос проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ) на горизонтальных скважинах для поддержания их продуктивности. Одним из наиболее перспективных видов ГТМ на сегодня является проведение повторных МГРП. Несмотря на значительный накопленный опыт проведения повторных ГРП на наклонно-направленных скважинах, отработанные технологические решения для повторных МГРП на ГС сегодня отсутствуют. В данной работе представлен опыт реализации повторных МГРП на горизонтальных скважинах Каменного лицензионного участка Красноленинского месторождения АО «РН-Няганьнефтегаз». Оценены основные технологические процедуры и разработаны мероприятия по адаптации технологии к условиям месторождения.

Информация по объекту разработки

Продуктивные отложения викуловской свиты (объект разработки — ВК1-3) представлены слоистой песчано-алевритовой толщей и относятся к классу низкопроницаемых. Коллектора содержат свободную подвижную воду, при этом от пласта ВК1 вниз по разрезу к ВК3 наблюдается снижение нефтенасыщенности. Поднятия с большой нефтенасыщенной мощностью разбурены наклонно-направленными скважинами и в настоящий момент основное бурение сосредоточено в краевых зонах с близко расположенной подстилающей водой. В связи с риском прорыва воды из нижележащих водоносных прослоев, разбуривание краевых зон ведется ГС с малообъемными МГРП с массой проппанта до 15 т на одну стадию.

Бурение ГС с направленным избирательным МГРП на Каменном ЛУ выполняется с 2013 года. В первых ГС использовался цементируемый хвостовик и стадии ГРП проводились последовательно с отделением каждой предыдущей трещины ГРП (интервала перфорации) от последующей с помощью пробки мостовой (или взрыв-пакера). После выполнения ГРП во всех целевых интервалах проводилось разбуривание мостовых пробок (или взрыв-пакера) и скважина запускалась в работу.

С 2016 года активно используются технологии заканчивания ГС посредством спуска муфт «BPS» (с различным давлением инициации), активируемых давлением с помощью чашечных пакеров «cup-2-cup». Муфты являются частью обсадной колонны, а колонна, в свою очередь, крепится с помощью заколонных пакеров. Всего на начало 2019 года на объект ВК1-3 пробурено около 100 скважин с данным типом заканчивания. В связи с ежегодным увеличением количества таких скважин, а также постепенным снижением их продуктивности, возрастает потребность проведения повторных ГРП для интенсификации добычи нефти.

Подготовка ОПР по повторным ГРП

В процессе освоения и эксплуатации по ряду скважин отмечается недостижение проектных показателей по добыче нефти. Основные причины недостижения – неподтверждение геологии, снижение пластового давления, неудовлетворительное качество выполнения работ по ГРП и КРС, ухудшение проводимости трещин ГРП (загрязнение, смыкание трещин и т.д.). Для достижения проектной добычи нефти целесообразно проведение повторной интенсификации притока, однако, надежного решения по проведению повторных ГРП в ГС на месторождении отсутствуют.

При проектировании ОПР были рассмотрены следующие варианты:

1) повторная интенсификация трещин ГРП в первичных интервалах перфорации;
2) размещение новых зон стимуляции между существующими портами (проведение дополнительной перфорации с последующим ГРП с помощью пакера «cup-2-cup»).

Второй вариант был признан более перспективным, так как позволяет

Скважина	А	Б
Резервуара	Однородный	Однородный
Граничные условия	Нет границ	Нет границ
Общий скин-фактор	-5,58	-6,49
Геометрический скин-фактор	-5,58	-7,01
Механический скин-фактор	0	0,55
k*h, мД*м	30,1	72,5
k, мД	4,3	10,4
L, м	150	400
Kz/Kr	0,2	-
Rinv, м	431	-
Рзаб_вдп, МПа	34,62	43,65
Рст_вдп, Мпа	119,6	-
Рпл_вдп, МПа	125,6	113,16
Рпл_внк, МПа	129,5	121,8
PI, м^3/сут/(кгс/см^2)	0,769	3,021

Таб. 1 — Результаты интерпретации КВД по скважинам кандидатам
Tab. 1 — PBU interpretation in wells candidates

Материалы и методы

В рамках подбора и апробации технологий для повторного МГРП на Каменном лицензионном участке (ЛУ) Красноленинского месторождения АО «РН-Няганьнефтегаз» выполнены опытно-промышленные работы (ОПР), с целью определения возможности и эффективности проведения повторных избирательных МГРП на используемых компоновках заканчивания.

Ключевые слова

гидроразрыв пласта, горизонтальная скважина, викуловская свита, цементируемый хвостовик

интенсифицировать добычу из новых интервалов ствола, где ГРП не выполнялось. Поэтому было принято решение проведения ГРП с дополнительными перфорационными отверстиями вдоль ствола скважин, размещенными между существующими портами. Такой вариант повторной стимуляции горизонтальной скважины создает большую площадь контакта ствола скважины с пластом, увеличивая зону дренирования.

Выполненные на авторских ГДМ расчеты так же показали более высокий прирост продуктивности, чем в случае с повторными ГРП в ранее стимулированные интервалы.

Для снижения технологических рисков в качестве первоочередных выбрали скважины с цементируемым хвостовиком.

Исследования и подготовка скважин к ОПР

При выборе скважин-кандидатов для ОПР использовались следующие критерии:

1) заканчивание с цементируемым хвостовиком;
2) максимальный планируемый прирост дебита нефти;
3) наибольшее количество дополнительных стадий ГРП.

Проанализировав весь фонд горизонтальных скважин с учетом данных критериев, были выбраны два первоочередных кандидата — скважины А и Б. Для оценки характеристик скважин до повторных ГРП были проведены исследования КВД, результаты которых представлены в таб. 1. К тому же по первой скважине А, проведен комплекс исследований ПГИ (для определения работы каждого интервала, таб. 2).

С учетом литологии вдоль ствола скважин, а также ранее проведенных ГРП были выбраны зоны перфорации для проведения повторных ГРП (рис. 1–2). Техническое осуществление операции проводится с использованием технологии с двойным пакером «cup-2-cup» (рис. 3).

Проведение ОПР

В ноябре 2018 года была выполнена первая работа в АО «РН-Няганьнефтегаз» по проведению повторного избирательного ГРП в горизонтальном стволе скважины с компоновкой МГРП.

Скважина А завершена бурением в августе 2015 года, в скважине выполнено 3 ГРП по 15 т проппанта на каждый интервал. Скважина закончена цементируемым хвостовиком с проведением гидропескоструйной перфорацией между стадиями ГРП. Диаметр эксплуатационной колонны — 178 мм, диаметр хвостовика — 114 мм.

Скважина была введена в эксплуатацию и находилась в непрерывной работе более 3-х лет. Первоначальный дебит жидкости составил более 150 м3/сут, дебит нефти около 40 т/сут при обводненности около 80%. За время эксплуатации дебит жидкости снизился более чем в 2 раза, дебит нефти сократился в 4 раза, обводненность выросла. Целевой пласт — ВК1, залегающий на глубине 1890–2350 м. Пластовое давление 130 атм. (при начальном — 141 атм.).

В рамках ОПР планировалось проведение трех стадий ГРП с закачкой по 15 т проппанта, но из-за технологических проблем с подготовкой скважины (селективный пакер

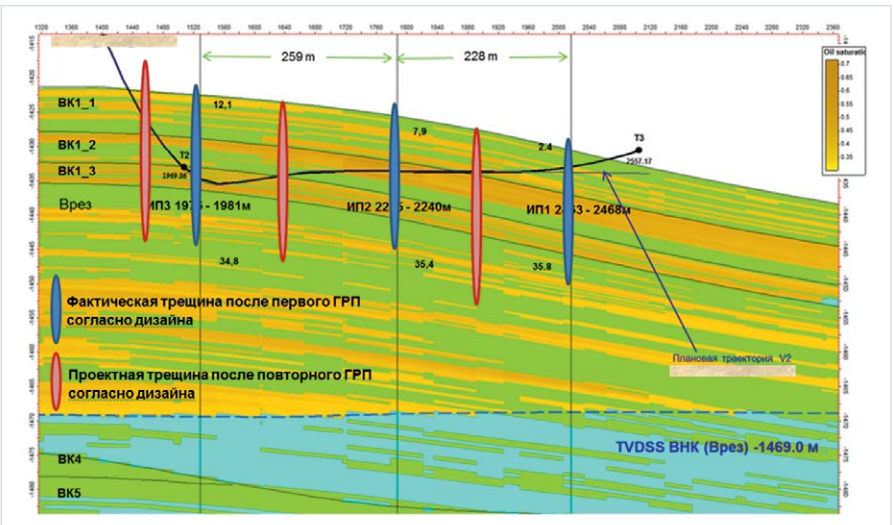


Рис. 1 — Запланированные зоны интенсификации скважины А
Fig. 1 — Zones of intended stimulation of well A

Пласт	Интервал пласта	Фактический интервал перфорации	Работающий интервал	Раб. толщина	Состав	Дебит	
						м3/сут	%
ВК1	1886.0 2516.0					1.4	100.0
		1975.0 1980.0	1975.0 1980.0	5.0	В + слабые признаки УВ	0.3	20.0
		2235.0 2240.0	2235.0 2240.0	5.0	В + слабые признаки УВ	0.3	20.0
		2463.0 2468.0	2463.0 2468.0	5.0	В + слабые признаки УВ	0.8	60.0

Таб. 2 — Результаты интерпретации потокометрии по фильтру
Tab. 2 — Flow measurement interpretation by filter

не был допущен до 1-го интервала по причине осложнений при спуске (многократные посадки пакера «cup-2-cup» при спуске ниже второго интервала)) успешно было реализовано две стадии. По результатам анализа мини-ГРП обеих стадий, программы закачки основного ГРП произведены согласно дизайну. В каждый порт закачано по 15 т проппанта, в том числе марки Fores 20/40 — 7 т, Fores 16/20 — 8 т. Запускной прирост дебита нефти по скважине составил более 10 т/сут, что соответствует плановым показателям (рис. 4).

Вторая работа в рамках ОПР была выполнена в марте 2019 года.

Скважина Б завершена бурением в августе 2013 года, в скважине выполнено 4 ГРП. Плановые объемы проппанта закачаны только во втором и четвертом портах — 14 и 13 т соответственно. В первый и третий порт по причине технологического СТОПа было закачано 10,2 и 3,6 т проппанта при плане 14 и 8 т соответственно. Скважина закончена цементируемым хвостовиком с кластерной перфорацией между стадиями ГРП. Диаметр эксплуатационной колонны — 178 мм, диаметр хвостовика — 114 мм.

Скважина была введена в эксплуатацию и находилась в непрерывной работе более 5 лет. Первоначальный дебит жидкости составил около 400 м3/сут, дебит нефти более 40 т/сут при обводненности более 80%. За время эксплуатации дебит жидкости снизился вдвое, дебит нефти сократился почти в 4 раза, обводненность выросла. Целевой пласт — ВК1, залегающий на глубине 2450–3260 м. Пластовое давление — 122 атм. (при начальном — 141 атм.).

В рамках ОПР планировалось проведение пяти стадий ГРП с закачкой по 15 т проппанта, но из-за технологических проблем с подготовкой скважины успешно было реализовано только три стадии (1 порт — отмена ПВР по причине затяжек на глубине 3255,7м; 2 порт — отмена ГРП по причине неуспешной посадки пакера «cup-2-cup»). По результатам анализа мини-ГРП каждой стадии, программы закачки основного ГРП произведены согласно дизайну. В каждый порт закачено по 15 т проппанта в том числе марки Fores 20/40 — 3 т, Fores 16/20 — 12 т. Запускной прирост по скважине составил более 10 т/сут, что соответствует плановым показателям (рис. 5).

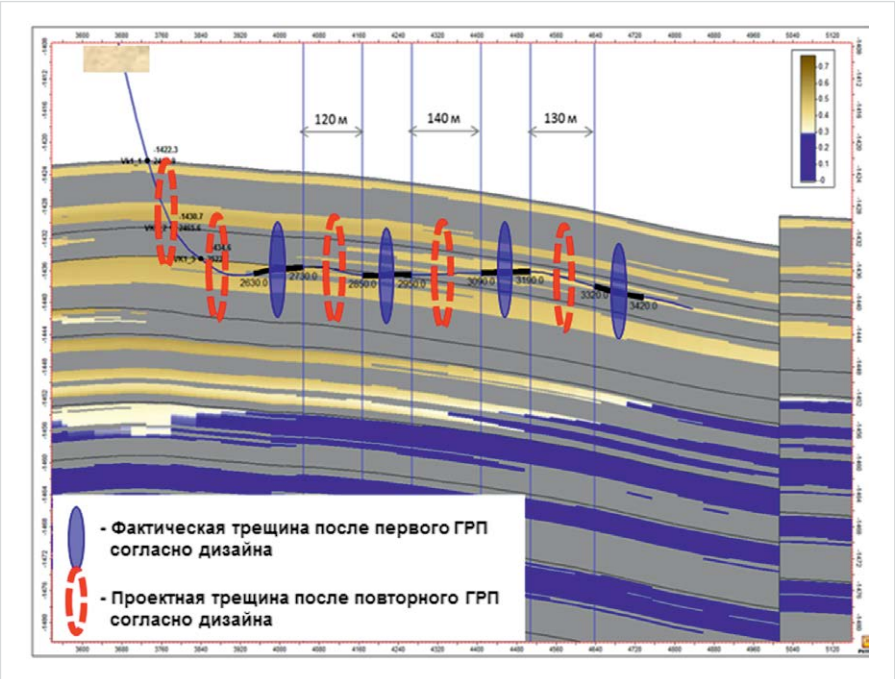


Рис. 2 — Запланированные зоны интенсификации скважины Б
Fig. 2 — Zones of intended stimulation of well B

Рис. 3 — Компоновка хвостовика
Fig. 3 — Liner assembly

Итоги

В статье представлены результаты реализации опытно-промышленных работ по повторным избирательным МГРП в горизонтальных скважинах на пласты викуловской свиты в АО «РН-Няганьнефтегаз», доказана эффективность выполненных ГТМ.

Выводы

Согласно оценке, была подтверждена высокая экономическая эффективность выполненных мероприятий - PI составил более 2,0 ед. В период 2019–2020 гг., в соответствии с бизнес-планом, к реализации запланировано выполнение избирательных повторных ГРП на ГС еще на 8 скважинах.

В рамках ОПР были оценены основные технологические процедуры и разработаны мероприятия по адаптации технологии к условиям месторождения. Была подтверждена эффективность проведения повторных ГРП между зонами первичной инициации трещин, что позволило достичь планового прироста дебита нефти и увеличить зону дренирования пласта скважиной. За счет ограничения массы проппанта удалось избежать риска прорыва трещины ГРП в нижележащий водонасыщенный пласт ВК3. Подтвердилась технологическая эффективность использования технологии cup-2-cup для повторных ГРП. В тоже время отмечается значительное превышение фактически затраченного времени на подготовку ствола скважины к ГРП в связи с более длительной

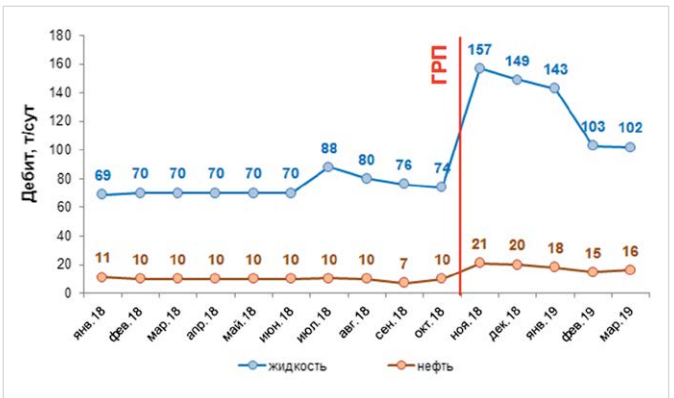


Рис. 4 — Динамика работы скважины А до и после проведения повторного МГРП
Fig. 4 — Well A operation profile before and after repeated MS fracturing

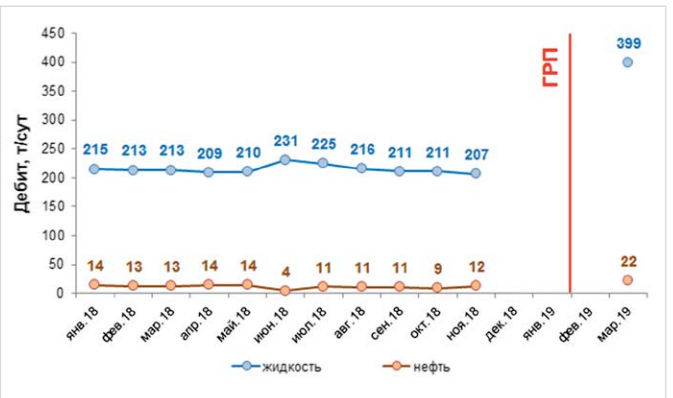


Рис. 5 — Динамика работы скважины Б до и после проведения повторного МГРП
Fig. 5 — Well B operation profile before and after repeated MS fracturing

нормализацией ствола скважины для установки пакера.
Проведенные ОПР подтвердили эффективность повторных ГРП между ранее выполненными ГРП в ГС с цементируемым хвостовиком. В рамках расширения потенциала внедрения технологии планируется проведение испытаний в скважинах с нецементируемыми хвостовиками и заколонными пакерам) и. Также требует проработки вопрос эффективности повторных гидроразрывов в зонах, ранее проведенных ГРП. Расчетный потенциал по приросту нефти таких скважин отвечает условиям БП, что говорит о применимости метода как альтернативного первому.

Литература

1. М.Р. Мазитов, А.С. Валиуллин, К.В. Бурдин, К.А. Стародубцева, И.А. Деменчук, Д.А. Сериков. Успешный опыт проведения подготовки скважины с ГНКТ для повторных МГРП на компоновках со сдвижными муфтами на скважинах после 2-х летней эксплуатации. SPE-182123-RU.
2. К.К. Бутула, А. Юдин, А. Клюбин. Обсуждение повторного ГРП в горизонтальных скважинах с компоновками МГРП в пластах средней проницаемости. SPE-176720-RU.
3. П.И. Крюков, Р.А. Гималетдинов, С.А. Доктор, И.Г. Файзуллин, Р.Г. Шайкамалов. Оптимизация технологии повторных многостадийных гидроразрывов пласта // Нефтяное хозяйство, 2015. № 12. С. 64–67.
4. Дополнение к технологической схеме разработки Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения в пределах Каменного лицензионного участка (западная часть). Тюмень, 2017.

UDC 622.276

Selective re-fracturing in horizontal wells of Vikulov series on Kamenny license area of Krasnoleninsky oil and gas condensate field

Authors
Rustam D. Gafarov — chief specialist[1]; rdgafarov@tnnc.rosneft.ru
Tatyana I. Sinitsyna — team leader[1]; tisinitsyna@tnnc.rosneft.ru
Andrei N. Gorbunov — head of division[2]; angorbunov@nng.rosneft.ru
Sergey P. Kanaikin — manager[2]; spkanaykin@nng.rosneft.ru

[1]Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia
[2]RN-Nyaganneftegaz, Nyagan, Russia

Abstract
In recent years, horizontal drilling with multi-stage hydraulic fracturing (Hz with MSHF) is becoming more widely used in the development of both greenfields and brownfields. In this regard, the issue of carrying out well interventions in horizontal wells to maintain their productivity is getting more urgent.
One of the most promising types of well interventions today is repeated multi-stage hydraulic fracturing. Despite the considerable experience in conducting repeated hydraulic fracturing in directional wells, there are no proven engineering solutions for repeated MSHF in horizontal wells.
This paper describes the experience of performing repeated MSHF in horizontal wells of the Kamenny license area of Krasnoleninsky field (RN-Nyaganneftegaz). The main engineering procedures were evaluated and measures were developed to adjust the technology to the field conditions.

Materials and methods
As part of the selection and testing the re-MSHF technology at the Kamenny LA of Krasnoleninsky field of RN-Nyaganneftegaz, a pilot project was executed to determine the feasibility and performance of repeated selective multi-stage hydraulic fracturing using the existing completion assemblies.

Keywords
hydraulic fracturing, horizontal well, Vikulov Series, cemented liner

Results
The article describes the results of the pilot project on repeated selective multi-stage hydraulic fracturing in horizontal wells of Vikulov series reservoirs (RN-Nyaganneftegaz); the efficiency of well interventions performed was proved.

Conclusions
The assessment confirmed the high economic efficiency of the operations: PI amounted to more than 2.0 units. In the period of 2019–2020, in accordance with the Business Plan, repeated hydraulic fracturing has been scheduled in another eight horizontal wells. The pilot project helped to evaluate the main engineering procedures and develop actions to adjust the technology to the field conditions.
The efficiency of repeated hydraulic fracturing between the zones of primary fracture initiation was confirmed, which made it possible to achieve a planned increase in oil production and increase the reservoir drainage zone by a well. By restricting the proppant mass, it was possible to avoid the risk of a fracture breakthrough into the underlying water-saturated VK3 reservoir.
The efficiency of cup-2-cup technology for repeated hydraulic fracturing has been confirmed. At the same time, there is a significant excess of the actual time spent on preparing the wellbore for hydraulic fracturing due to a longer wellbore normalization to install a packer.
The pilot operations confirmed the efficiency of repeated fracturing between previous fracs in a horizontal well with cemented liner. As part of expanding the potential of technology implementation, tests are planned in wells with non-cemented liners and behind-casing packers. Also, the performance of repeated hydraulic fracturing in previously fractured areas should be studied. The estimated incremental oil potential of such wells meets the Business Plan requirements, which means this method might be an alternative to the first one.

References

1. M.R. Mazitov, A.S. Valiullin, K.V. Burdin, K.A. Starodubtseva, I.A. Demenchuk, D.A. Serikov. *Uspeshnyy opyt provedeniya podgotovki skvazhiny s GNKT dlya povtornykh MGRP na komponovkakh so sdvizhnymi muftami na skvazhinakh posle 2-kh letney ekspluatatsii* [Successful experience in preparing a well with a CT to repeated MSHF on assemblies with Rapid Shifting Sleeves in wells after 2 years of operation]. SPE-182123-RU.
2. K.K. Butula, A. Yudin, A. Klyubin. *Obsuzhdenie povtornogo GRP v gorizontal'nykh skvazhinakh s komponovkami MGRP v plastakh sredney pronitsaemosti* [Considerations on repeated hydraulic fracturing in horizontal wells with MSFH assemblies in medium-permeability reservoirs]. SPE-176720-RU.
3. P.I. Kryukov, R.A. Gimaletdinov, S.A. Doktor, I.G. Fayzullin, R.G. Shaykamalov. *Optimizatsiya tekhnologii povtornykh mnogostadiynykh gidrorazryvov plasta* [Optimization of repeated multi-stage hydraulic fracturing technology]. Oil Industry, 2015, issue 12, pp. 64–67.
4. Dopolnenie k tekhnologicheskoy skheme razrabotki Krasnoleninskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya v predelakh Kamennogo litsenzionnogo uchastka (zapadnaya chast') [Supplement to preliminary Field Development Plan of Krasnoleninsky oil and gas condensate field on Kamenny License Area (western part)]. Tyumen, 2017.

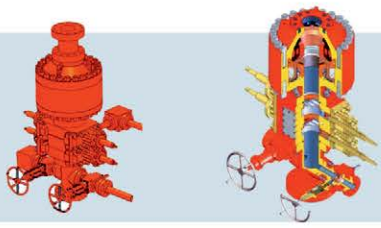
GRANDHOLDING
ПРОМЫШЛЕННОЕ СНАБЖЕНИЕ

+7 (495) 104-20-14
INFO@GRANDHOLDING.RU
www.grandholding.ru
+7 (985) 766-98-81

ПРОТИВОВЫБРОСОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
российского производства

- 10 схем согласно ГОСТ 13862-90
- под условные диаметры проходного отверстия 350 и 425 мм
- на рабочее давление 35, 70, 105 МПа (для бурения на шельфе)
- в исполнении К1 и К2

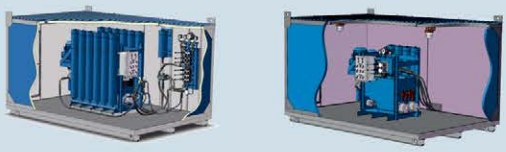
Кольцевые вращающиеся превенторы



Манифольды и задвижки с гидравлическим и ручным управлением

Плашечные превенторы с ручным и гидроприводом

Станции гидроприводов различного исполнения



Оборудование для механизации работ:

- ключи трубные гидравлические
- станции гидропривода трубных ключей

все оборудование сертифицировано и имеет разрешение на применение ФСЭТАН.

ОФИЦИАЛЬНЫЕ ПАРТНЕРЫ

MGM · PHOENIX CONTACT · PRECIA MOLEN · Schneider Electric · HAWKE International · HABERMANN PUMPEN · HUBBELL

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ
таможенного оформления и сертификации ООО "СнеГус" тел.:+7 499 130-4421, E-mail: info@snegus-msk.ru www.snegus-msk.ru

УДК 622.276.652

Влияние температуры на трансформацию смешанных оксидов железа (II, III) в гидротермально-каталитических процессах

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10037

Р.Д. Зарипова
магистрант кафедры физической химии[1]
rumiya_14@mail.ru

А.Р. Хайдарова
магистрант кафедры разработки и эксплуатации месторождений трудноизвлекаемых углеводородов[2]
aliyakhaidarova1997@mail.ru

И.И. Мухаматдинов
к.т.н., старший научный сотрудник НИЛ «Внутрипластовое горение»[2]
mc-gross@mail.ru

С.А. Ситнов
к.х.н., старший научный сотрудник НИЛ «Внутрипластовое горение»[2]
sers11@mail.ru

А.В. Вахин
к.т.н., старший научный сотрудник НИЛ «Внутрипластовое горение»[2]
vahin-a_v@mail.ru

[1]Химический институт им. А.М. Бутлерова Казанского (Приволжского) федерального университета, Казань, Россия
[2]Институт геологии и нефтегазовых технологий Казанского (Приволжского) Федерального университета, Казань, Россия

В статье представлены результаты исследования влияния магнетита на преобразование сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения. Действие катализатора для внутрипластового облагораживания при добыче высоковязких нефтей направлено на снижение содержания асфальто-смолистых соединений и их молекулярной массы, а также на значительное повышение содержания насыщенных и ароматических углеводородов. Определение вязкостно-температурных характеристик показало значительное снижение вязкости полученных продуктов каталитического акватермолиза.

Материалы и методы
Сверхвязкая нефть Ашальчинского месторождения Республики Татарстан, смешанные оксиды железа (II, III), SARA-анализ, вискозиметрия, сканирующая электронная микроскопия.

Ключевые слова
высоковязкая нефть, каталитический акватермолиз, магнетит, реология, оксиды и сульфиды железа, размер частиц

В настоящее время особое внимание уделяется разработке неконвенциальных запасов углеводородов, для промышленной разработки которых необходимы новые технологии. К таким запасам относятся: сланцевая нефть и газ, высоковязкие нефти и природные битумы. Стабильная добыча углеводородов в ближайшее время в значительной мере будет обеспечиваться за счет таких ресурсов [1, 2].

Добыче указанного сырья сопутствует ряд проблем, связанных с высоким содержанием высокомолекулярных углеводородных и гетеросодержащих соединений в ней, отсутствием легких фракций, что обеспечивает ее малую подвижность в пластовых условиях.

В настоящее время проводятся исследования, направленные на совершенствование технологий добычи, в числе которых паротепловые методы [3–8]. Многими учеными ведутся работы по синтезу катализаторов для внутрипластового использования и исследованию их эффективности в аспекте интенсификации добычи тяжелой нефти совместно с закачкой пара. Лучший эффект достигается при введении наноразмерного катализатора или нефтерастворимых прекурсоров, которые способны разлагаться in situ и образовывать активную форму катализатора. Активная форма представляет собой, в основном, оксиды или сульфиды соответствующего металла [9–15].

В отличие от традиционных катализаторов наноразмерные катализаторы не дают диффузных ограничений и их активная форма стабильны. В нашей работе мы использовали катализатор из оксида железа Fe_3O_4 (магнетит, Fe_2O_3•FeO) ультрадисперсного размера.

Объектом исследования выступила тяжелая нефть Ашальчинского месторождения Республики Татарстан. Цель исследований состояла в анализе эффективности ультрадисперсного катализатора – смеси оксида железа (II, III) в аспекте снижения вязкости и изменения компонентного состава тяжелой нефти, а также в изучении фазовых изменений магнетита при различных условиях гидротермально-каталитических процессов.

Для достижения данной цели потребовалось решить следующие задачи:

1) синтез катализатора — смешанных оксидов железа (II, III) Fe_3O_4 (Fe_2O_3•FeO);
2) проведение автоклавных экспериментов для моделирования процесса паротепловой обработки совместно с катализатором;
3) определение температурной зависимости вязкости продуктов каталитического и некаталитического акватермолиза;
4) определение группового химического состава полученных продуктов некаталитического и каталитического акватермолиза;
5) исследование размеров частиц исходного катализатора, а также извлеченного после автоклава методом сканирующей электронной микроскопии;

Синтез катализатора осуществляли согласно работам [16, 17]. С целью оценки функционирования катализатора в процессе паротепловой обработки залежи в течение продолжительного времени проведен кинетический эксперимент и проанализированы продукты термокаталитического воздействия в зависимости от продолжительности лабораторного моделирования.

Для лабораторного моделирования процесса акватермолиза использовали реактор высокого давления (Parr Instruments, США) с перемешиванием (объем 300 мл). В автоклав загружали смесь нефти и воды. Водонефтяная эмульсия в условиях некаталитического и каталитического процесса подвергалась температурному воздействию при 300 °С, а диспергированный катализатор вводили в сухом твердом виде вместе с донором водорода. В качестве донора водорода выступила смесь

Характеристики	Нефть Ашальчинского месторождения
Плотность при 20 °С, кг/м^3	959.7
Динамическая вязкость, мПа•с - при 20 °С	2676
Элементный состав, % масс.	
- углерод	83.88
- водород	11.35
- кислород	1.20
- сера	3.2
- азот	0.37
- Н/С	1.62
Компонентный состав, % масс	
- насыщенные углеводороды	26,33
- ароматические углеводороды	39,55
- смолы	27,37
- асфальтены	6,75

Таб. 1 — Физико-химические свойства исходной нефти
Tab. 1 — Physical and chemical properties of initial crude oil

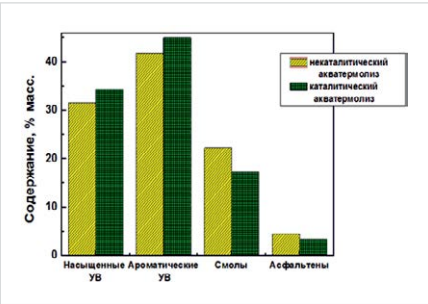


Рис. 1 — Компонентный состав продуктов некаталитического и каталитического акватермолиза при 6-ти часовом воздействии
Fig. 1 — The composition of catalytic and non-catalytic products of aquathermolysis after 6 hours treatmen

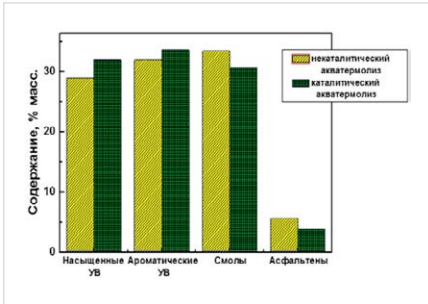


Рис. 2 — Компонентный состав продуктов некаталитического и каталитического акватермолиза при 12-ти часовом воздействии
Fig. 2 — The composition of catalytic and non-catalytic products of aquathermolysis after 12 hours treatment

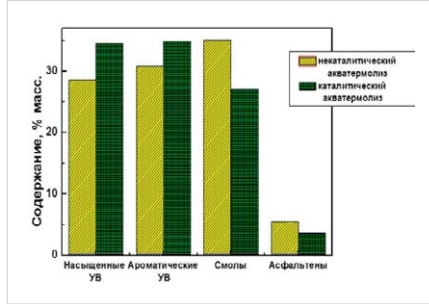


Рис. 3 — Компонентный состав продуктов некаталитического и каталитического акватермолиза при 24-х часовом воздействии
Fig. 3 — The composition of catalytic and non-catalytic products of aquathermolysis after 24 hours treatment

жидких алифатических и ароматических углеводородов. Количество катализатора зафиксировано на уровне 0,3% масс., донора водорода — 1.0 % масс. на навеску нефти. Продолжительность воздействия осуществляли в течение 6, 12 и 24 часов.

После завершения процесса акватермолиза нефть на протяжении 16 часов отстаивали от воды, затем помещали в лабораторную центрифугу (Eppendorf 5804R) Центрифугировали при 5000 об/мин в течение 2 часов.

На данный момент практически во всем мире исследование химического состава нефтей включает множество различных по своему составу и строению химических соединений, в основном, проводят с применением надежных методов разделения их на группы, в частности SARA-анализом.

Результаты компонентного состава продуктов некаталитического и каталитического акватермолиза при продолжительности воздействия: а) 6 часов, б) 12 часов, в) 24 часа представлены на рис. 1–3.

Кинетический эксперимент при 300 ºС показывает, что количественный состав смол и асфальтенов уменьшается, а насыщенных и ароматических углеводородов увеличивается. При продолжительности термокаталитического воздействия равное 6 часам количество асфальтенов уменьшается на 32% с новообразованием легких фракций (на 15% по сравнению с контрольным опытом). Увеличение продолжительности эксперимента еще на 6 часов также свидетельствует об уменьшении массового содержания смол и асфальтенов на 47% и увеличении количества насыщенных УВ (на 9%) и ароматических УВ (на 8%). При 24-часовой продолжительности эксперимента наблюдается значительное увеличение насыщенных (на 20,5%) и ароматических (на 13%) углеводородов, и уменьшение смолисто-асфальтеновых веществ (на 56%). Изменения вязкостно-температурных характеристик продуктов некаталитического и каталитического акватермолиза нефти Ашальчинского месторождения представлены на рис. 4–6.

Вязкость нефти после гидротермально-каталитических воздействия при продолжительности воздействия равное 6, 12 и 24 часам значительно уменьшается при 10 °С, а именно на 38%, 42% и 30% соответственно.

Ашальчинская нефть представляет собой типично неньютоновскую жидкость. По реологическим характеристикам нефть Ашальчинского месторождения является вязко-упругой жидкостью. Жидкости, которые обладают как свойствами жидкости, так и твердого тела, в которых вязкость и упругость являются двумя сторонами способности материала реагировать на приложенное напряжение сдвига, называются вязкоупругими [18].

Упругие свойства не зависят от изменений температуры. Уменьшить вязкоупругие свойства нефти только под воздействием температуры недостаточно. Поэтому на пласт воздействуют физико-химическими методами, например, закачивают пар вместе с катализаторами.

Результаты измерения свидетельствуют о положительном влиянии катализатора на реологические свойства нефти после гидротермально-каталитического воздействия. Поэтому, учитывая изменения в групповом химическом составе, а именно уменьшение содержания смол под влиянием катализатора при 24-часовой продолжительности эксперимента, магнетит способствует разрушению ассоциированных комплексов молекул смол, тем самым влияя на уменьшение вязкости нефти. Такое сильное изменение вязкости, вероятно, связано с изменением компонентного состава тяжелой нефти, а именно уменьшением количества смол и повышением легких фракций, а также ослаблением взаимодействий между молекулами агрегативных комбинаций из-за появления в системе донора водорода, который повышает растворяющую способность дисперсионной среды и диспергирующего асфальтеновые агрегаты.

Снимок исходного катализатора, полученный со сканирующего электронного микроскопа (СЭМ) представлен на рис. 7.

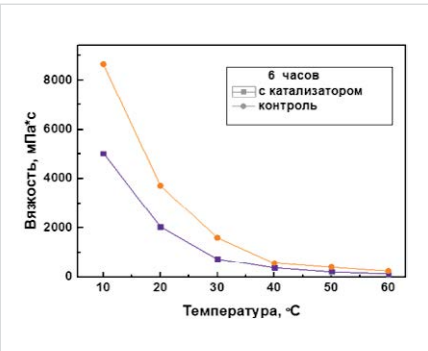


Рис. 4 — Изменение вязкостно-температурных характеристик нефти после некаталитического и каталитического акватермолиза при 6-ти часовом воздействии
Fig. 4 — The change in temperature dependent viscosity characteristic of non-catalytic and catalytic aquathermolysis products after 6 hours treatment

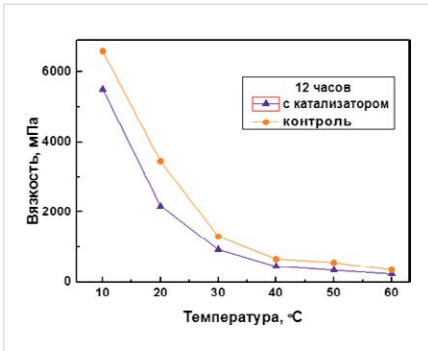


Рис. 5 — Изменение вязкостно-температурных характеристик нефти после некаталитического и каталитического акватермолиза при 12-ти часовом воздействии
Fig. 5 — The change in temperature dependent viscosity characteristic of non-catalytic and catalytic aquathermolysis products after 12 hours treatment

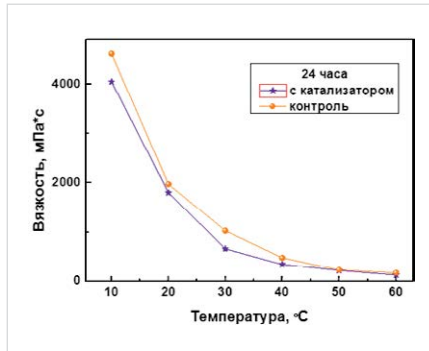


Рис. 6 — Изменение вязкостно-температурных характеристик нефти после некаталитического и каталитического акватермолиза при 24-х часовом воздействии
Fig. 6 — The change in temperature dependent viscosity characteristic of non-catalytic and catalytic aquathermolysis products after 24 hours treatment

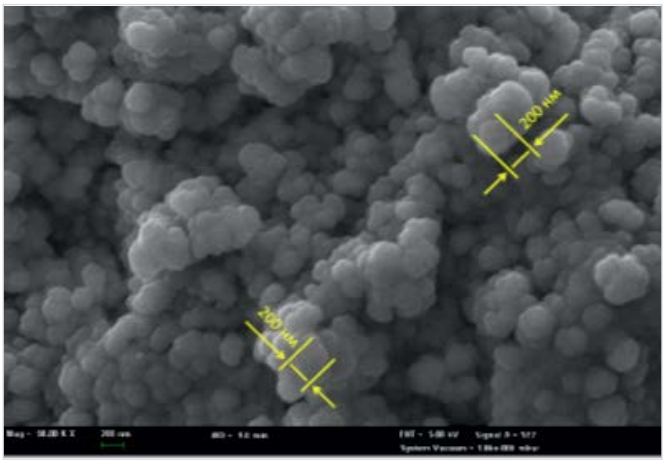


Рис. 7 — Снимок СЭМ исходных частиц катализатора
Fig. 7 — SEM image of initial catalyst particles

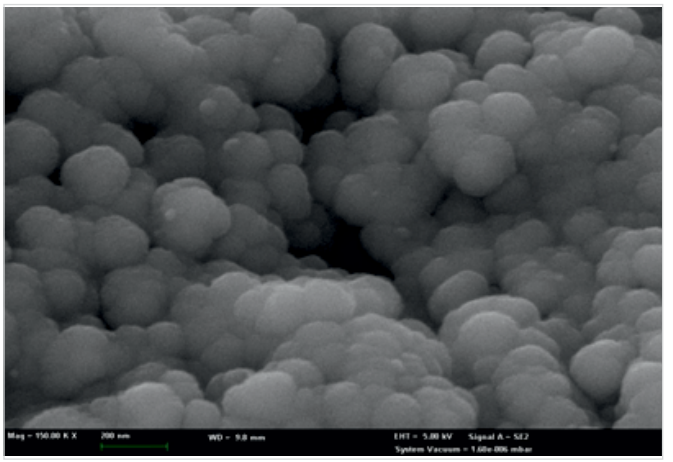


Рис. 8 — Снимок СЭМ ультрадисперсных частиц катализатора после 6-ти часового термокаталитического воздействия
Fig. 8 — SEM image of ultra-dispersed catalyst particles after 6 hours thermo-catalytic treatment

Согласно СЭМ катализатор представляет собой ультрадисперсные частицы размером ≈200 нм.

На рис. 8 представлен снимок магнетита после 6-ти часового воздействия при температуре 300 °С.

Результаты СЭМ свидетельствуют об идентичности размеров частиц, как исходного, так и катализатора после акватермолиза.

Работа выполнена за счет средств субсидии, выделенной в рамках государственной поддержки Казанского (Приволжского) федерального университета в целях повышения его конкурентоспособности среди ведущих мировых научно-образовательных центров, при поддержке гранта Президента РФ для молодых ученых -кандидатов наук 075-02-2018-110

Итоги

Таким образом, в работе проведено физическое моделирование паротепловой обработки высоковязкой нефти без и с добавлением в систему катализатора, представляющего собой смешанные оксиды железа (II, III) — Fe_3O_4 (Fe_2O_3•FeO) ультрадисперсного размера.

В заключении отметим, что действие катализатора для внутрипластового облагораживания при добыче высоковязких нефтей направлено на:

а) улучшение группового химического состава высоковязких нефтей, а именно на уменьшение содержания смолисто-асфальтеновых веществ и их молекулярной массы, а также на значительное повышение содержания насыщенных и ароматических углеводородов;

б) понижение вязкости полученных продуктов каталитического акватермолиза.

Выводы

Применение катализатора, представляющего собой смешанные оксиды железа в сочетании с донором водорода обеспечивает повышение энергоэффективности паротепловых методов добычи такого вида неконвенциональных ресурсов, как высоковязкие нефти и природные битумы.

Литература

1. Киямова А.М., Каюкова Г.П., Романов Г.В. Состав высокомолекулярных компонентов нефтеи битумсодержащих пород и продуктов их гидротермальных превращений // Нефтехимия. 2011. №4. С. 243–253.
2. Меленевский В.Н., Конторович А.Э., Каширцев В.А. Ким Н.С. Биомаркеры в продуктах пиролиза асфальтенов древних нефтей восточной Сибири - индикаторы условий формирования нефтематеринских отложений // Нефтехимия. 2009. Т. 49. № 4. С. 292-299.
3. Каюкова Г.П., Киямова, А.М., Романов Г.В. Гидротермальные превращения асфальтенов // Нефтехимия. 2012. Т. 52. №1. С. 7–16.
4. Рокосова Н.Н., Рокосов Ю.В., Усков С.И. Моделирование превращений органического вещества в гидротермальную нефть (обзор) // Нефтехимия. 2001. Т. 41. № 4. С. 243–257.
5. Ramey H.J.A. Current Look at Thermal Recovery // Fuel, 2000, issue 31, pp. 2739–2746.
6. Siskin M., Brons G. Aqueous Organic Chemistry. 2. Cross-Linked Cyclohexyl Phenyl Compounds // Energy&Fuels, 1990, v. 4, issue 5, pp. 482–488.
7. Siskin M., Brons G., Vaughn S.N. Aqueous Organic Chemistry. 3. Aquathermolysis: Reactivity of Ethers and Esters // Energy&Fuels, 1990, v. 4, pp. 488–492.
8. Каюкова Г.П., Абдрафикова И.М., Сахибгареев И.Р., Косачев И.П., Романов Г.В. Влияние каталитического эффекта минералов на гидротермальные преобразования тяжелой нефти // Технологии нефти и газа. 2012. №5. С. 43–48.
9. Каюкова Г.П., Нигмедзянова Л.З., Романов А.Г. Превращение тяжелой нефти и органического вещества карбонатных коллекторов под влиянием гидротермальных процессов // Нефтехимия. 2005. Т. 45. № 5. С. 252261 .
10. Wen S., Zhao Y., Liu Y. A Study on Catalytic Aquathermolysis of Heavy Crude Oil During Steam Stimulation // SPE International Symposium on Oil Field Chemistry, 2007, SPE 106180.
11. Yui S.M., Sanford E.C. Mild hydrocracking of bitumen-derived coker and hydrocracker heavy gas oils: kinetics, product yields, and product propertied // Ind. Eng. Chem. Res. 1989, v. 28, pp. 12781284 .
12. Vakhin A.V., Aliev F.A., Kudryashov S.I., Afanasiev I.S., Petrashov O.V., Sitnov S.A., Mukhamatdinov I.I., Varfolomeev M.A., Nurgaliev D.K. Aquathermolysis of heavy oil in reservoir conditions with the use of oil-soluble catalysts: part I–changes in composition of saturated hydrocarbons // Petroleum Science and Technology, 2018, v. 36, issue 21, pp. 1829–1836.
13. Алиев Ф.А., Салих И.Ш.С., Мухаматдинов И.И., Вахин А.В. Влияние катализаторов акватермолиза на внутрипластовое преобразование тяжелой высоковязкой нефти месторождения Бока де Харуко // Вестник Казанского технологического университета. 2018. Т. 21. №10. С. 46–49.
14. Sitnov S.A., Vakhin A.V., Mukhamatdinov I.I., Onishchenko Yu.V, Feoktistov D.A. Effects of calcite and dolomite on conversion of heavy oil under subcritical condition // Petroleum Science and Technology, 2019, v. 37, issue 6, pp. 687–693.
15. Mukhamatdinov I.I., Sitnov S.A., Slavkina O.V., Bugaev K.A., Laikov A.V., Vakhin A.V. The aquathermolysis of heavy oil from Riphean-Vendian complex with iron-based catalyst: FT-IR spectroscopy data // Petroleum Science and Technology, 2019, v. 37, issue 12, pp. 1410–1416.
16. Mukhamatdinov, I.I., Vakhin, A.V., Sitnov, S.A., Khaidarova, A.R., Zaripova, R.D., Garifullina, E.I., Katnov, V.E., Stepin, S.N. Intraformation Transformation of Heavy Oil by Mixed Fe(II, III) Oxides // Chemistry and Technology of Fuels and Oils, 2018, v. 54, issue 5, pp. 574–580.
17. Патент № 2655391. Способ получения наноразмерного катализатора на основе смешанного оксида железа для интенсификации добычи тяжелого углеводородного сырья и катализатор, полученный этим способом. Приоритет от 12.03.2018. МПК-2017.01
18. Рогачев М.К., Кондрашева Н.К. Реология нефти и нефтепродуктов: учеб. пособие для вузов. Уфа: Изд-во УГНУТА, 2000. 89 с.

UDC 622.276.652

The temperature influence on transformation of mixed iron (II, III) oxides in hydrothermal-catalytic processes

Authors
Rumiya D. Zaripova — master student of the department of physical chemistry[1]; rumiya_14@mail.ru
Aliya R. Khaidarova — master student of the department for development and operation of hard hydrocarbon fields[2]; aliyakhaidarova1997@mail.ru
Irek I. Mukhamatdinov — Ph.D., senior researcher of «In-situ combustion» laboratory[2]; mc-gross@mail.ru
Sergey A. Sitnov — Ph.D., senior researcher of «In-situ combustion» laboratory[2]; sers11@mail.ru
Alexey V. Vakhin — Ph.D., senior researcher of «In-situ combustion» laboratory[2]; vahin-a_v@mail.ru

[1]Aleksander Butlerov Institute of Chemistry, Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, Russian Federation
[2]Institute of Geology and Petroleum technologies, Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, Russian Federation

Abstract
The results of magnetite influences on the conversion of Ashal'cha heavy oil is presented in the given paper. The catalyst for in-situ upgrading of heavy oil is mostly directed on reduction of asphaltenes and resins contents and their molecular masses. It also increases the content of saturated and aromatic hydrocarbons. The significant viscosity decrease in the obtained products of catalytic aquathermolysis was observed.

Materials and methods
Extra viscous oil from the Ashalchinskoye field of the Republic of Tatarstan, mixed iron oxides (II, III), SARA analysis, rheology, scanning electron microscopy.

Keywords
high viscosity oil, catalytic aquathermolysis, magnetite, rheology, iron oxides and sulfides, particle size

Results
Thus, the physical stimulation of thermal treatment of heavy oil was carried out before and after the catalyst introduction, which is the mixed oxides of iron (II, III) — Fe_3O_4 (Fe_2O_3•FeO) with ultra-dispersed size. The catalyst for in-situ upgrading of heavy oil is directed to:
a) improve the group-chemical composition of heavy oil, particularly on decreasing the content of resins, asphaltenes and their molecular masses, as well as increasing the content of saturates and aromatic hydrocarbons;
b) decreasing the viscosity of obtained products of catalytic aquathermolysis.

Conclusions
The application of catalyst, which is composed of mixed oxides within hydrogen donor, increases the efficiency of thermal recovery methods of such unconventional resources like heavy oil and natural bitumen.

References
1. Kiyamova A.M., Kayukova G.P., Romanov G.V. S*ostav vysokomolekulyarnykh komponentov neftei bitumsoderzhashchikh porod i produktov ikh gidrotermal'nykh prevrashcheniy* [The composition of high-molecular components of oil and bitumen-containing rocks and products of their hydrothermal transformations]. Petrochemistry, 2011, issue 4, pp. 243–253.
2. Melenevskiy V.N., Kontorovich A.E., Kashirtsev V.A. K*im N.S. Biomarkery v produktakh piroliza asfal'tenov drevnikh neftey vostochnoy Sibiri - indikatory usloviy formirovaniya neftematerinskikh otlozheniy* [Biomarkers in the pyrolysis products of asphaltenes of ancient oils of eastern Siberia - indicators of the formation of oil source deposits]. Petrochemistry, 2009, v. 49, issue 4, pp. 292–299.
3. Kayukova G.P., Kiyamova, A.M., Romanov G.V. G*idrotermal'nye prevrashcheniya asfal'tenov* [Hydrothermal transformations of asphaltenes]. Petrochemistry, 2012, v. 52, issue 1, pp. 7–16.
4. Rokosova N.N., Rokosov Yu.V., Uskov S.I. M*odelirovanie prevrashcheniy organicheskogo veshchestva v gidrotermal'nuyu neft' (obzor)* [Simulation of the transformation of organic matter into hydrothermal oil (review)]. Petrochemistry, 2001, v. 41, issue 4, pp. 243–257.
5. Ramey H.J.A. Current Look at Thermal Recovery // Fuel, 2000, issue 31, pp. 2739–2746.
6. Siskin M., Brons G. Aqueous Organic Chemistry. 2. Cross-Linked Cyclohexyl Phenyl Compounds // Energy&Fuels, 1990, v. 4, issue 5, pp. 482–488.
7. Siskin M., Brons G., Vaughn S.N. Aqueous Organic Chemistry. 3. Aquathermolysis: Reactivity of Ethers and Esters // Energy&Fuels, 1990, v. 4, pp. 488–492.
8. Kayukova G.P., Abdrafikova I.M., Sakhibgareev I.R., Kosachev I.P., Romanov G.V. V*liyanie kataliticheskogo effekta mineralov na gidrotermal'nye preobrazovaniya tyazheloy nefti* [Influence of the catalytic effect of minerals on the hydrothermal transformation of heavy oil]. Oil and Gas Technologies, 2012, issue 5, pp. 43–48.
9. Kayukova G.P., Nigmedzyanova L.Z., Romanov A.G. P*revrashchenie tyazheloy nefti i organicheskogo veshchestva karbonatnykh kollektorov pod vliyaniem gidrotermal'nykh protsessov* [Transformation of heavy oil and organic matter of carbonate reservoirs under the influence of hydrothermal processes]. Petrochemistry, 2005, T. 45, issue 5, pp. 252–261.
10. Wen S., Zhao Y., Liu Y. A Study on Catalytic Aquathermolysis of Heavy Crude Oil During Steam Stimulation // SPE International Symposium on Oil Field Chemistry, 2007, SPE 106180.
11. Yui S.M., Sanford E.C. Mild hydrocracking of bitumen-derived coker and hydrocracker heavy gas oils: kinetics, product yields, and product propertied // Ind. Eng. Chem. Res. 1989, v. 28, pp. 12781284 .
12. Vakhin A.V., Aliev F.A., Kudryashov S.I., Afanasiev I.S., Petrashov O.V., Sitnov S.A., Mukhamatdinov I.I., Varfolomeev M.A., Nurgaliev D.K. Aquathermolysis of heavy oil in reservoir conditions with the use of oil-soluble catalysts: part I–changes in composition of saturated hydrocarbons // Petroleum Science and Technology, 2018, v. 36, issue 21, pp. 1829–1836.
13. Aliev F.A., Salikh I.Sh.S., Mukhamatdinov I.I., Vakhin A.V. V*liyanie katalizatorov akvatermoliza na vnutriplastovoe preobrazovanie tyazheloy vysokovyazkoy nefti mestorozhdeniya Boka de Kharuko* [Influence of aquathermolysis catalysts on the in-situ transformation of heavy high-viscosity oil from the Boca de Haruco field]. Bulletin of Kazan Technological University, 2018, T. 21, issue 10, pp. 46–49.
14. Sitnov S.A., Vakhin A.V., Mukhamatdinov I.I., Onishchenko Yu.V, Feoktistov D.A. Effects of calcite and dolomite on conversion of heavy oil under subcritical condition // Petroleum Science and Technology, 2019, v. 37, issue 6, pp. 687–693.
15. Mukhamatdinov I.I., Sitnov S.A., Slavkina O.V., Bugaev K.A., Laikov A.V., Vakhin A.V. The aquathermolysis of heavy oil from Riphean-Vendian complex with iron-based catalyst: FT-IR spectroscopy data // Petroleum Science and Technology, 2019, v. 37, issue 12, pp. 1410–1416.
16. Mukhamatdinov, I.I., Vakhin, A.V., Sitnov, S.A., Khaidarova, A.R., Zaripova, R.D., Garifullina, E.I., Katnov, V.E., Stepin, S.N. Intraformation Transformation of Heavy Oil by Mixed Fe(II, III) Oxides // Chemistry and Technology of Fuels and Oils, 2018, v. 54, issue 5, pp. 574–580.
17. Patent No. 2655391. Sposob polucheniya nanorazmernogo katalizatora na osnove smeshannogo oksida zheleza dlya intensifikatsii dobychi tyazhelogo uglevodorodnogo syr'ya i katalizator, poluchennyy etim sposobom [A method for producing a nano-sized catalyst based on mixed iron oxide to intensify the production of heavy hydrocarbon feedstocks and the catalyst obtained in this way]. Priority of 12.03.2018. IPC-2017.01
18. Rogachev M.K., Kondrasheva N.K. R*eologiya nefti i nefteproduktov: ucheb. posobie dlya vuzov* [Rheology of oil and oil products: studies. manual for universities]. Ufa: Publishing house

ЭНЕРГАЗ
внедряет многофункциональные установки подготовки газа

Проектная и производственно-сервисная деятельность Группы ЭНЕРГАЗ сосредоточена на поиске и реализации конструкторских и инженерных решений по созданию многофункциональных установок подготовки газа. Такие установки предназначены для гарантированного долговременного и непрерывного обеспечения качественной подготовки газа разного типа и исходного состояния – во всех газоиспользующих отраслях промышленности.
Из года в год коллектив ЭНЕРГАЗа успешно реализует различные отраслевые проекты и получает новые подтверждения тому, что подготовка газа (Midstream) — это всегда тщательно согласованный инженерный расчет комплексного технологического процесса, позволяющего достигать и устойчиво поддерживать установленные параметры газа по чистоте, влажности, температуре, давлению, расходу и другим нормативам.

Александр Рубанов
ведущий специалист Департамента по развитию
ООО «ЭНЕРГАЗ»

По своему типу установки газоподготовки «ЭНЕРГАЗ» делятся на комплектные и многоблочные.

Компактные комплектные установки состоят из 1–2 модулей, внутри которых оборудование интегрировано на единой раме. Это:
- блоки подготовки попутного газа;
- блочные пункты подготовки газа (природного);
- системы подготовки топливного и пускового газа;
- автоматизированные газораспределительные станции.

Многоблочные установки применяются в сложных и масштабных проектах. Они отличаются высокой производительностью (расходом подготавливаемого газа) и состоят из нескольких обособленных блок-боксов с оборудованием различного назначения, которые при монтаже стыкуются между собой в единое здание с общей кровлей (фото 1). При этом ряд элементов могут иметь внешнее исполнение.

Такие установки функционируют на крупных генерирующих объектах с газовыми турбинами большой мощности, а также на нефтегазодобывающих площадках, где необходимо параллельно и непрерывно снабжать качественным газом (с отличающимися параметрами) сразу несколько объектов основного и вспомогательного назначения.

В целом, комплектные и многоблочные установки «ЭНЕРГАЗ» в автоматическом режиме обеспечивают очистку, осушку, подогрев, редуцирование, технологический или коммерческий учет, контроль качества газа перед его подачей в различное газоиспользующее оборудование:
- газовые турбины;
- газопоршневые установки;
- котельные;
- газоперекачивающие агрегаты и др.

Специальное (индивидуальное) проектирование воплощается в многофункциональных установках на инжиниринговой и производственной площадке ЭНЕРГАЗа по стандартам ISO 9001, согласно установленным в России правилам и нормативам. Оборудование проектируется и изготавливается с учетом области применения, условий эксплуатации, состава исходного газа, типа и характеристик сопряженных агрегатов, особых проектных требований заказчиков.

БАЗОВАЯ КОМПЛЕКТАЦИЯ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ УСТАНОВОК

Минимальный (базовый) функционал технологических установок «ЭНЕРГАЗ» — это фильтрация и учет газа. Такое оборудование включает пять основных элементов.

Система фильтрации

В стандартном исполнении система включает в себя две линии фильтрации с пропускной способностью 100% потока или три линии с пропускной способностью по 50% потока каждая. В особых проектах применяется двойная система, которая состоит из блока предварительной фильтрации (фото 2) и блока тонкой очистки газа.

Газовые фильтры выбираются в зависимости от состава подаваемого на объект газа, а также содержания в нем механических примесей и жидких фракций. Преимущественно

Фото 1 — Технологические отсеки многоблочной установки газоподготовки для Прегольской ТЭС

Фото 2 — Внешний блок предварительной фильтрации и узел дренажа конденсата

в оборудовании «ЭНЕРГАЗ» используются двухступенчатые коалесцирующие фильтры со сменными элементами (картриджами). Такие фильтры обеспечивают высокую степень удаления капельной влаги и твердых частиц при расчетном перепаде давления. Также этот метод позволяет менять тип картриджей или их комбинацию для оптимизации эффективности очистки при изменении состава и характеристик поступающего газа.

В случае повышенной влажности газа применяются фильтры с вихревой решеткой на первой ступени фильтрации и последующей завершающей очисткой фильтрующими элементами. Прохождение потока газа через вихревую решетку первой ступени фильтра создает завихрения, вызывает срыв потока и последовательное снижение и повышение давления газа. В этой связи происходит конденсация жидких примесей газа. Высокая эффективность очистки газа достигается использованием в качестве абсорбента собственного газового конденсата.

В многофункциональных установках степень очистки достигает 100% для твердых частиц величиной не менее 3 микрон и капельной влаги не менее 5 микрон. Для частиц размером от 0,5 до 3 микрон эффективность составляет 98÷99%.

Фильтры оснащены датчиками и индикаторами контроля давления, перепада давления, уровня газового конденсата, а также продувочными и сбросными трубопроводами с предохранительными клапанами. Для быстрого доступа к фильтрующим элементам имеется надстройка с площадкой обслуживания и талями для снятия верхних торцевых крышек фильтров.

Узел дренажа конденсата

Сбор газового конденсата и механических примесей происходит в автоматическом режиме. Как правило, дренажный резервуар расположен под землей. Если позволяют климатические условия, применяется наземное исполнение (фото 2), а резервуар оснащается электрообогревом.

Уровень конденсата в накопительном баке устанавливается и поддерживается на заданном значении системой автоматизированного управления. Узел дренажа укомплектован устройством контроля уровня, оборудованием для удаления продуктов очистки в передвижную емкость.

Блок учета газа

После очистки газ попадает в блок учета, который может иметь одну или несколько измерительных линий нормального расхода, линию малого расхода, а также линию байпаса (в случае одной измерительной линии или по требованию заказчика). Относительная погрешность блока учета — не более 1% (фото 3).

Коммерческий или технологический учет объема газа осуществляется путем измерений объема и объемного расхода газа в рабочих условиях и автоматического приведения измеренного объема к стандартным условиям в зависимости от давления, температуры и коэффициента сжимаемости газа.

Преимущественно применяются турбинные и ультразвуковые первичные преобразователи расхода (расходомеры). Используются также ротационные, вихревые, диафрагменные, кориолисовые или термоанемометрические расходомеры. Данные с преобразователей поступают на корректоры-вычислители (flowcomputers).

Блок коммерческого учета газа позволяет проводить взаимные финансовые расчеты между поставщиком, газораспределительной организацией и потребителем, контролировать расходы и гидравлические режимы систем газоснабжения, составлять балансы приема и отпуска газа, контролировать эффективность использования газа.

Система автоматизированного управления

Многофункциональная установка газоподготовки полностью автоматизирована и не требует дополнительной ручной настройки для отладки корректного взаимодействия различных систем оборудования.

Система управления (САУ) осуществляет подготовку к пуску, пуск, останов и поддержание оптимального режима работы; контролирует технологические параметры; обеспечивает автоматические защиты и сигнализацию; обрабатывает параметры рабочего процесса и аварийных событий с выдачей информации по стандартному протоколу обмена.

САУ выполнена на базе современной микропроцессорной техники, с использованием передового программного обеспечения и коммутационного оборудования. Она размещается внутри блок-модуля комплектной установки (или внутри блок-здания многоблочной установки) — в отсеке, отделенном от технологической части газонепроницаемой огнестойкой перегородкой (фото 4).

Основные компоненты САУ имеют резервирование, благодаря чему неисправность любого из них не приводит к останову оборудования подготовки газа. При отключении внешнего электроснабжения собственные источники бесперебойного питания обеспечивают автономную работу программно-технического комплекса САУ в течение не менее 1 часа.

Локальная система управления интегрируется с верхним уровнем АСУ ТП, обеспечивает дистанционное управление установкой, контроль загазованности в помещениях, вывод информации о состоянии элементов

Фото 3 — Измерительные линии узла коммерческого учета газа

Фото 4 — Отсек САУ комплектной установки

и узлов на панель оператора. Управление оборудованием газоподготовки с центрального щита объекта осуществляется в полном объеме аналогично управлению «по месту».

Системы жизнеобеспечения и безопасности

Помимо систем жизнеобеспечения (освещение, обогрев, вентиляция) установки «ЭНЕРГАЗ» обязательно оснащаются системами безопасности: пожаро- и газодетекции, сигнализации, пожаротушения.

При подготовке низконапорного попутного газа (с давлением, близким к вакууму) также устанавливается система обнаружения кислорода — со специальным датчиком контроля содержания кислорода в газовом потоке.

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ

На практике применение установок только в базовой комплектации встречается редко. Как правило, для решения проектных задач в технологическую схему встраиваются дополнительные узлы и системы.

Системы сепарации и осушки

При подготовке попутного нефтяного газа в состав оборудования зачастую включается сепаратор-пробкоуловитель, который осуществляет прием залповых выбросов жидкости и сглаживание пульсаций газовой смеси (рисунок).

Также может устанавливаться узел осушки газа на базе адсорберов. Такая мера необходима в том случае, когда возможностей базовой системы фильтрации недостаточно для достижения установленных проектных параметров газа по влажности.

Узел подогрева газа

Для достижения проектной температуры газа установка оборудуется узлом подогрева на базе электрических подогревателей (фото 5) или подогревателей с промежуточным теплоносителем. В комплект поставки включается устройство плавной регулировки и блокировки нагрева.

Как правило, жидкостные подогреватели представляют собой кожухотрубные теплообменники различного типа, а в качестве теплоносителя используется сетевая вода.

При отсутствии внешнего источника тепла многофункциональные установки «ЭНЕРГАЗ» оснащаются собственными блочно-модульными котельными.

Блочно-модульная котельная

Блочно-модульная котельная обеспечивает промежуточным теплоносителем узел подогрева газа. Компактная БМК размещается в специальном отсеке внутри установки (фото 6). Количество водогрейных котлоагрегатов и их полезная тепловая мощность устанавливается в зависимости от объемов подготавливаемого газа.

БМК комплектуется собственными устройствами для редуцирования и измерения расхода газа, системами безопасности, а также подземным резервуаром для слива теплоносителя.

Рабочий процесс автоматизирован, локальная система управления БМК интегрируется с САУ установки.

Система редуцирования

Если давление газа в питающем трубопроводе выше уровня, необходимого для корректной работы сопряженных газоиспользующих агрегатов, то оборудование газоподготовки оснащается узлом редуцирования, который включает одну-две нитки с резервированием.

В состав многоблочной установки «ЭНЕРГАЗ» входит многолинейная система редуцирования. Это необходимо для параллельного снабжения газом (с отличающимися параметрами по давлению) сразу нескольких объектов на одной производственной площадке. Число ниток редуцирования зависит от количества объектов-потребителей.

Узел одоризации

Узел одоризации с емкостью для хранения одоранта (вещества, придающего газу предупреждающий запах — от лат. odor «запах») является обязательным элементом технологических установок, используемых в автоматизированном процессе отбора магистрального газа и его подготовки для транспортировки конечному потребителю.

Блок контроля качества газа

По специальным проектным требованиям заказчика в технологическую схему установки встраивается оборудование для измерения и анализа различных параметров газа.

Например, потоковый газовый хроматограф непрерывного действия (калориметр) с устройством отбора проб. Его функционал — определение компонентного состава газа, измерение теплотворной способности, вычисление плотности и относительной плотности, вычисление числа Воббе.

Измерение температуры точки росы газа по воде и углеводородам обеспечивает

Фото 5 — Система газоподготовки для ДКС «Алан» (Узбекистан). В этой установке используются электрические подогреватели газа

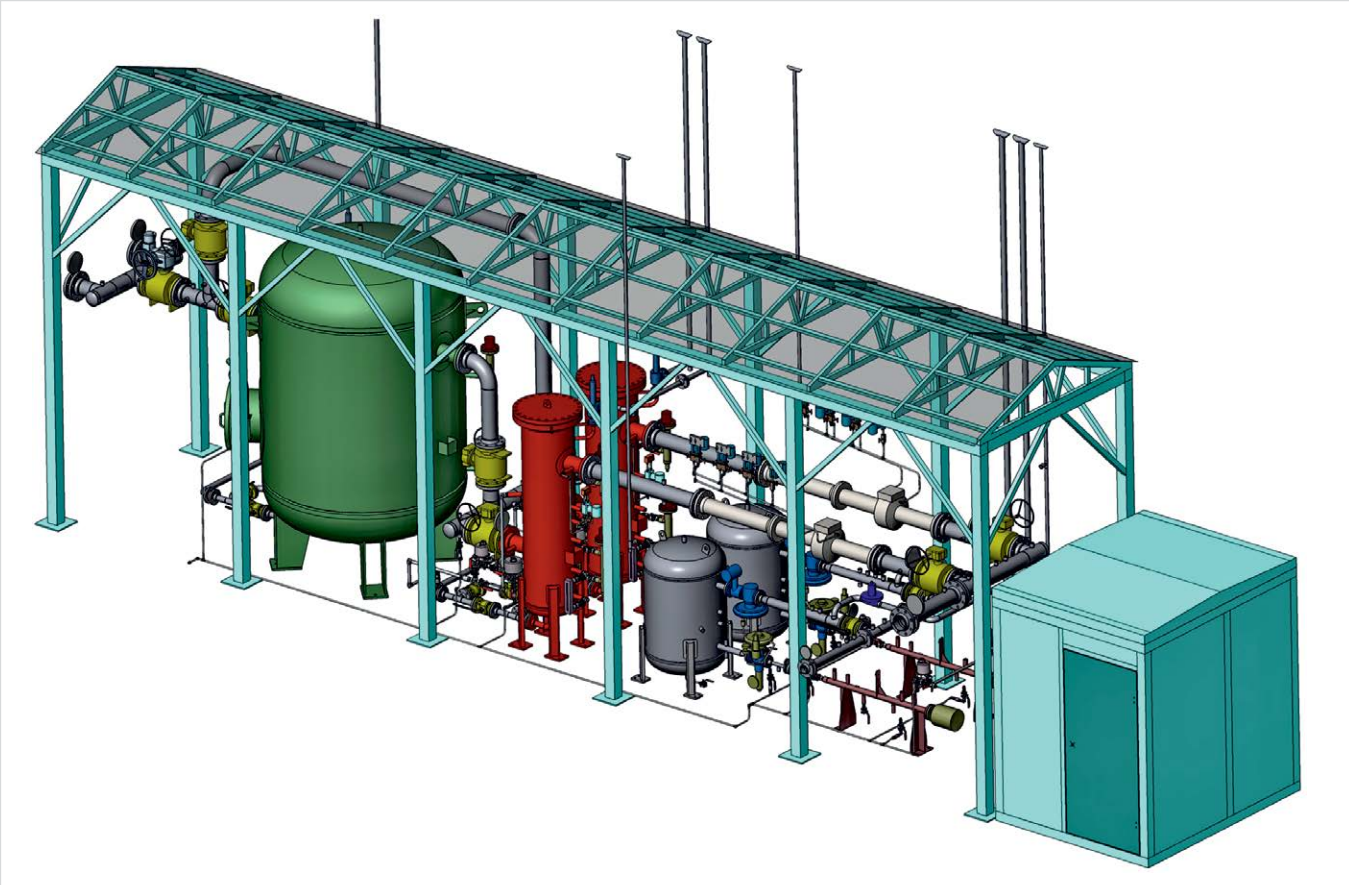


Рисунок — Макет компоновки пункта подготовки попутного газа с сепаратором-пробкоуловителем

анализатор влажности с устройством для отбора проб.

Для контроля чистоты подготовленного газа на выходном коллекторе может устанавливаться анализатор содержания примесей.

ПРИМЕРЫ ВНЕДРЕНИЯ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ УСТАНОВОК

Представляем примеры применения многофункциональных установок в сфере подготовки природного и попутного нефтяного газа для газоиспользующего оборудования различного типа и назначения.

Краткое описание некоторых проектов, выполненных Группой ЭНЕРГАЗ в нефтегазовом комплексе и электроэнергетике, дает определенное представление о технологических особенностях и производственных возможностях оборудования газоподготовки.

Многоблочная установка подготовки топливного газа для объектов УКПГиК Восточно-Уренгойского л/у

Установка комплексной подготовки газа и конденсата Восточно-Уренгойского лицензионного участка АО «Роспан Интернешнл» (Роснефть) оснащена многоблочной установкой подготовки топливного газа УПТГ «ЭНЕРГАЗ» (фото 7).

УПТГ включает 8 блоков различного назначения, объединенных в два модуля — основной (МПТГ-1) и резервный (МПТГ-2). Данная УПТГ осуществляет фильтрацию, учет, подогрев, редуцирование газа и в параллельном режиме снабжает им (с отличающимися параметрами по давлению, температуре и расходу) объекты основного и вспомогательного назначения.

Среди них: газотурбинная электростанция, котельная, установка очистки пропан-бутана технического от метанола, установка низкотемпературной сепарации, установка регенерации метанола, узлы входных шлейфов, факельная установка, дожимная компрессорная станция низконапорных газов, установка стабилизации конденсата.

Максимальная производительность МПТГ-1 по газу составляет 90 400 нм³/ч. Номинальный расход газа МПТГ-2 — 32 612 нм³/ч.

Автоматизированная газораспределительная станция АГРС «Александровка»

АГРС «Александровка» (фото 8) эксплуатируется с января текущего года и осуществляет отбор газа из магистрального газопровода, очистку, коммерческий учет, контроль качества, снижение давления, подогрев и одоризацию газа перед его транспортировкой на отдаленную теплоэлектростанцию.

Комплектация АГРС: 2 линии фильтрации с фильтрами-коалесцерами; узел дренажа

Фото 6 — Отсек блочной котельной встроен в общий технологический модуль

Фото 7 — Многоблочная установка подготовки топливного газа для объектов УКПГиК на Восточном Уренгое

конденсата (с резервуаром 3 м³); 2 измерительные линии с расходомерами ультразвукового типа; 2 кожухотрубных теплообменника; 2 нитки редуцирования; калориметр; анализатор влажности; узел одоризации (с емкостью для хранения одоранта объемом 2,1 м³); система автоматизированного управления; системы жизнеобеспечения и безопасности; резервный генератор.

Подготовку промежуточного теплоносителя для узла подогрева газа обеспечивает блочно-модульная котельная, укрытие которой пристыковано к основному модулю АГРС. В состав БМК входят два водогрейных котлоагрегата общей полезной тепловой мощностью 0,5 МВт.

Блок подготовки попутного газа для газотурбинного энергоцентра Усинского м/р

На Усинском нефтяном месторождении (ЛУКОЙЛ-Коми) действует энергоцентр установленной электрической мощностью 100 МВт и тепловой — 152,1 Гкал/ч. Генерирующее оборудование включает 5 энергоблоков ГТЭС-25ПА производства АО «ОДК-Авиадвигатель».

Основное и резервное топливо для энергоцентра – попутный нефтяной газ. Его подготовку и подачу в турбины ГТУ-ТЭЦ выполняет многофункциональная система газоподготовки «ЭНЕРГАЗ», в состав которой входят три компрессорные установки и блок подготовки попутного газа (БППГ).

БППГ (фото 9) осуществляет измерение расхода и фильтрацию газа, укомплектован двухлинейным узлом коммерческого учета, сепаратором-пробкоуловителем и системой фильтрации. Степень очистки газа составляет 100% для жидкой фракции и 99,8% для твердых частиц размером более 10 мкм.

Дополнительный функционал — подготовка топлива для котельной собственных нужд месторождения. Для этого БППГ оснащен узлом подогрева газа и системой редуцирования. Производительность БППГ — 24 059 м³/ч.

Блочный пункт очистки газа для ГТУ-ТЭС в Елабуге

В конце 2018 года в городе Елабуга (Республика Татарстан) введена в эксплуатацию ГТУ-ТЭС с электрической мощностью порядка 20 МВт и тепловой — 28 Гкал/час. Основное оборудование состоит из 4-х газотурбинных установок Solar типа Taurus 60 GS и 4-х котлов-утилизаторов. Топливо для турбин — природный газ.

В составе электростанции функционирует система подготовки газа «ЭНЕРГАЗ», которая помимо дожимной компрессорной станции включает блочный пункт очистки газа (фото 10). БПОГ — это типичный пример компактной установки в базовой комплектации. Все технологическое оборудование интегрировано на единой раме. Комплектный пункт имеет небольшую производительность (8 240 м³/ч), обусловленную малой мощностью сопряженных газовых турбин.

В соответствии с проектом БПОГ обеспечивает очистку газа от твердых частиц и капельной влаги до проектных требований производителя турбин, сбор уловленной жидкости в дренажный резервуар с последующей перекачкой в передвижную емкость или спецтранспорт, измерение расхода газа, определение и регистрацию состава газа и его изменений, определение теплоты сгорания, измерение температуры точки росы газа.

Система подготовки топливного и пускового газа для газоперекачивающих агрегатов на месторождении «Алан»

На месторождении «Алан» в Узбекистане (НХК «Узбекнефтегаз») действует дожимная компрессорная станция для транспортировки природного газа, состоящая из двух газоперекачивающих агрегатов ГПА-16 «Волга» (КМПО). ДКС оснащена системой подготовки топливного и пускового газа «ЭНЕРГАЗ».

СПТПГ марки GS-FHP-400/56 — это многофункциональная установка, предназначенная для очистки, нагрева и редуцирования газа. В ее составе: коалесцирующие фильтры-сепараторы (степень фильтрации газа — 99,98%), автоматическая система дренажа конденсата, электрические подогреватели, двухлинейные узлы редуцирования пускового и топливного газа.

Система подготовки газа размещена на открытой раме (фото 5). Назначенный ресурс (срок службы) СПТПГ — 25 лет. Проект реализован в максимально сжатые сроки — проектирование, производство, заводские испытания и поставка были выполнены за 2 месяца.

Многоблочный пункт подготовки газа для парогазовых энергоблоков Прегольской ТЭС

В марте 2019 года состоялся пуск Прегольской теплоэлектростанции мощностью 455,2 МВт. Это самый крупный объект новой калининградской генерации. ТЭС состоит из четырех парогазовых энергоблоков, каждый из которых включает газовую турбину типа 6F.03 («Русские газовые турбины»), генератор («Элсиб»), паровую турбину («Силовые

Фото 8 — Автоматизированная газораспределительная станция производства ГК ЭНЕРГАЗ

Фото 9 — Блок подготовки попутного газа для ГТУ-ТЭЦ Усинского месторождения

Фото 10 — Блочный пункт очистки газа для ГТУ-ТЭС в Елабуге — компактная установка в базовой комплектации

машины»), котел-утилизатор («Подольский машиностроительный завод»).

Снабжение топливом энергоблоков ТЭС обеспечивает система комплексной газоподготовки «ЭНЕРГАЗ»: пункт подготовки газа (ППГ), газодожимная компрессорная станция и модуль управления.

Многоблочный ППГ производительностью 106 000 нм³/ч изготовлен ЭНЕРГАЗом по специальному проекту. Это технологическая установка, состоящая из нескольких блок-боксов с оборудованием различного назначения, которые при монтаже состыкованы в единое здание (фото 1). Исключение составляют входной блок фильтрации и узел дренажа конденсата (с дренажным резервуаром объемом 10 м³), которые имеют внешнее исполнение на открытой раме.

Помимо внешних элементов ППГ оснащен системой тонкой очистки газа, блоком коммерческого учета с ультразвуковыми расходомерами, узлом подогрева газа, системой редуцирования, а также блоком контроля качества газа.

Установка подготовки попутного газа для газопоршневого энергокомплекса Барсуковского м/р

Барсуковское месторождение («РН-Пурнефтегаз», Роснефть) в Ямало-Ненецком автономном округе оснащено автономным энергоцентром из 10 газопоршневых агрегатов Cummins мощностью по 1,5 МВт. Электростанция, построенная ООО «Альянс Генерация», снабжает электрической энергией инфраструктурные и технологические объекты промысла.

Топливо – попутный нефтяной газ. Его проектные параметры по чистоте, температуре, давлению и расходу обеспечивает установка подготовки топливного газа «ЭНЕРГАЗ» (фото 11). Это многофункциональный комплекс, в состав которого входят: система фильтрации газа с двухступенчатыми фильтрами-коалесцерами (степень очистки составляет 100% для жидкой фракции и 99,9% для твердых частиц размером свыше 2 мкм); узел дренажа конденсата с подземным резервуаром; блок коммерческого учета газа с ультразвуковыми расходомерами; узел подогрева газа на базе кожухотрубного теплообменника; двухлинейная система редуцирования; блочно-модульная котельная для подготовки теплоносителя, включающая два котлоагрегата общей тепловой мощностью 0,19 МВт.

УПТГ введена в июне этого года. Номинальная производительность установки — 5 000 м³/ч. Коэффициент надежности в эксплуатации — 0,99. Назначенный ресурс (срок службы) — 30 лет.

В заключение отметим, что Группа ЭНЕРГАЗ, благодаря развитию партнерских и кооперационных связей в своем сегменте технологического оборудования, наращивает собственный уникальный инженерный опыт и продолжает раскрывать возможности многофункциональных установок для их целенаправленного внедрения в проектах газоподготовки различной сложности и масштаба.

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

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

Фото 11 — УПТГ «ЭНЕРГАЗ» (слева) в составе газопоршневой электростанции Барсуковского месторождения

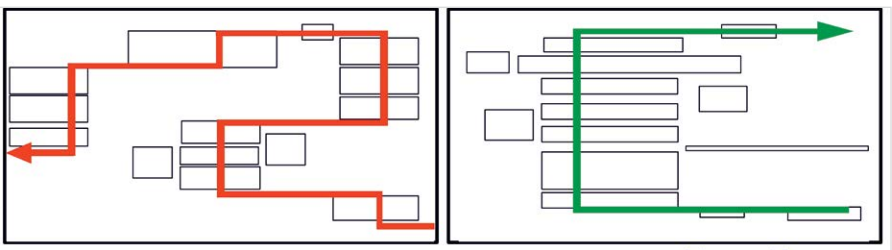
Линии нового поколения по диагностике и ремонту насосно-компрессорных труб и насосных штанг «ТМС групп» предлагает «ТМС-Hightech» и «ТМС-SRLine» собственного производства

Ильшат Кашапов
главный специалист
KashapovIX@mechservice.ru

«ТМС групп»
тмс-групп.рф

Сервисное обслуживание и ремонт глубинно-насосного оборудования — НКТ, штанговых глубинных насосов и насосных штанг — с начала механизированной добычи нефти — одни из важнейших задач для любой нефтегазодобывающей или нефтесервисной компаний. Наряду со строительством объектов на новых месторождениях нефти и газа компании особое внимание уделяют сервисному блоку и используемым в нем технологиям и оборудованию. Не секрет, что входной инспекционный контроль нового или повторное вовлечение и спуск в скважину отремонтированного ГНО позволяет предприятиям существенно экономить денежные средства, порою до 80%. В первом случае исключается риск спустить в скважину некачественный продукт и тем самым исключить повторные работы; во втором – скважины комплектуются отремонтированным оборудованием, по качеству и срокам эксплуатации, практически, не уступающим новому.

Для соблюдения последних условий диагностика и ремонт ГНО должны в обязательном порядке производиться на специализированных линиях, укомплектованных современным оборудованием с необходимой производительностью и уровнем автоматизации, и выполняющие требования ГОСТ и бережливого производства по количественному и качественному составу операций. Также ключевым фактором является низкая себестоимость диагностики и ремонта одной единицы оборудования, которая достигается благодаря высокой производительности линии, грамотному планировочному решению по расстановке оборудования и организации рабочих мест и минимизации непроизводительных потерь. Всем вышеперечисленным условиям удовлетворяют линии нового поколения по диагностике и ремонту НКТ «ТМС-Hightech» и насосных штанг «ТМС-SRLine» производства «ТМС групп».



		До	После
1	Площадь помещений, занимаемых линией, м²	2 592	540
2	Путь движения трубы от входа на ремонт до склада готовой продукции, метров	376	84
3	Коэффициент полезного использования площадей, НКТ/1м²	0,14	0,83
4	Производительность комплекса, труб в сутки	380	850
5	Такт выпуска продукции, труб в час	18	40
6	Незавершенная продукция, труб в смену	219	40
7	Операторы линии, чел/смена	8	5

Опыт ремонта ГНО в проектировании линий нового поколения

В 2019 году «ТМС групп» отмечает 14-летие своей успешной деятельности. Компания уверенно перешла из стадии молодого развивающегося предприятия в статус опытного игрока нефтесервисного рынка, предоставляющего заказчикам полный комплекс услуг и широкий перечень оборудования.

Развитие компании происходит не только на микроуровне — в Республике Татарстан и России, но и гораздо шире — за пределами страны, в мировом масштабе. Сегодня «ТМС групп», изучая опыт отечественных и зарубежных компаний, а также применяя свои собственные уникальные методики и знания, создает новые техники и технологии. Они позволяют заказчикам экономить финансы, в том числе в рамках импортозамещения и ресурсосбережения. Одними из таких продуктов являются технологические линии по диагностике и ремонту НКТ «ТМС-Hightech» и насосных штанг «ТМС-SRLine».

«ТМС групп», будучи одним из основных поставщиков услуг в сфере сервиса НКТ и насосных штанг в России, накопила серьезный профессиональный опыт эксплуатации соответствующих линий. Благодаря чему сегодня мы имеем возможность предлагать нашим заказчикам готовые решения по строительству технологических линий и их дальнейшему сервисному сопровождению. Так, силами нашей компании разработаны и построены, а также модернизированы в совокупности более 15 линий по диагностике и ремонту НКТ и насосных штанг. Нашими линиями уже успешно ремонтируют свое оборудование крупные нефтяные компании ПАО «Сургутнефтегаз» и ПАО «НК «Роснефть», а также собственные базы, оказывающие услуги по сервису ГНО для большинства нефтяных компаний России.

Сегодня технические специалисты и конструкторы «ТМС групп» создают уникальные технологические процессы с учетом современных тенденций и инструментов бережливого производства, позволяющие предоставлять ремонтируемому оборудованию новую жизнь. В состав работ по созданию линий, исходя из существующих или планируемых производственных площадей и требований заказчика, входят индивидуальное проектирование, изготовление и монтаж металлоконструкций транспортной системы, технологического оборудования, систем автоматизации и электрификации, модернизация существующих технологий. В составе линий применяется только современное высокотехнологичное оборудование, механизмы и комплектующие отечественного и зарубежного производства.

«ТМС групп» активно внедряет и использует в своей работе инструменты бережливого производства: 5С, TPM, TWI и т.д. Учитывая это, планировочное решение ремонтных линий разрабатывается с максимальным сокращением пути движения оборудования от места загрузки до склада готовой продукции. Это исключает встречные потоки, заторы на участках и упорядочивает движение ГНО. Система управления транспортной линией позволяет организовать поточное производство и исключить «человеческий» фактор, направляя ремонтируемое оборудование строго по назначению, от процесса к процессу. Системы контроля и учета оборудования

позволяют получать отчет о состоянии ГНО, находящегося на линии, в онлайн-режиме.

И это не все преимущества «ТМС групп» и его продуктов «ТМС-Hightech» и «ТМС-SRLine».

Линия НКТ «ТМС-Hightech»

Сегодня нефтяные и сервисные компании — владельцы цехов по диагностике и ремонту НКТ — сталкиваются с проблемами. Во-первых, низкое качество отремонтированных труб и, как следствие, гарантийные случаи повторных работ на скважинах. Во-вторых, высокий процент отбраковки НКТ в процессе ремонта — до 70% от общего количества поступаемых в цех труб. В-третьих, невозможность проведения ремонта НКТ из-за трудноудаляемых отложений (АСПО, соли, гипс) вследствие отсутствия у компаний высокоэффективных установок мойки и очистки.

Последняя проблема не позволяет визуально годную НКТ вовлечь в повторную эксплуатацию – такие трубы складируются «до лучших времен», занимая складские и прицеховые территории.

В дополнение, частые поломки оборудования приводят к простоям линии, снижению производительности и/или к выполнению ограниченного числа операций, приводящего к неудовлетворительному ремонту. В результате компании снижают качество предоставляемого сервиса, теряют значительную часть своего дохода и в итоге – заказчиков.

Вышеописанные проблемы возникают из-за морального и физического износа, неполнокомплектности линий, несовершенности технологического процесса, низкой квалификации операторов, отсутствия «работающих» стандартов.

Это обусловлено тем, что основной период строительства линий пришелся на 2000-е годы и, учитывая их средний срок службы — 15–17 лет, сейчас приводит к таким последствиям. В те времена строительством

линий занималось несколько проектных компаний, не имеющих собственного опыта диагностики и ремонта НКТ, а главное, эксплуатации линий. Технологические линии разрабатывались с высокой металлоемкостью, комплектацией большим количеством оборудования, в т.ч. дублирующего, для повышения производительности, и сложными запутанными схемами перемещения НКТ при ремонте. Также практиковалось использовать дополнительные, но не приносящие ценности процессы, например, ультразвуковую обработку ниппелей НКТ и муфт и др. Из-за этого транспортную систему и оборудование линии приходилось размещать порою на двух и даже на трех цеховых площадках, а это более 2 500 м^2. Естественно, это ограничивало нефтяные и нефтесервисные компании в части полезного использования производственных и складских помещений.

Для исключения вышеуказанных проблем специалисты «ТМС групп» реализовали ряд проектов по техническому перевооружению своих линий по сервису НКТ. В результате разработаны и построены шесть новых линий по диагностике и ремонту НКТ «ТМС-Hightech» в Альметьевском (2 ед.), Лениногорском, Азнакаевском и Джалильском, реконструированы три линии в Бавлинском, Елховском, Лениногорском цехах. Сегодня линии успешно функционируют, оказывая услуги по сервису НКТ заказчикам по всей России.

Новые линии позволили на имеющихся производственных площадях вместо одной линии, размещенной на площади 2 592 м^2, построить две, каждая из которых занимает не более 540 м^2, остальную часть цеха использовать под склад ТМЦ и организовать изготовление прочей продукции. Путь движения НКТ при ремонте сокращен с 376 м до 84 м (в 4,5 раза), количество незавершенной продукции между сменами уменьшен с 219 до 40 труб (в 5,5 раз), производительность повышена с 380 до 850 НКТ/сутки (в 2,2 раза), количество операторов уменьшено с 8 до 5 чел./смену.

Подобный опыт позволил «ТМС групп» выйти на рынок поставки линий.

Технологическая линия «ТМС-Hightech» предназначена для ревизии и ремонта бывших в эксплуатации НКТ с целью определения степени их пригодности для дальнейшей работы в скважине и инспектирования новых поступающих труб. На линии производится необходимый и достаточный комплекс операций для эффективной диагностики и ремонта труб с учетом актуальных требований стандартов. Участок позволяет производить сервис НКТ всех типоразмеров, в т.ч. технологических труб с износостойкими замками и с внутренним полимерным антикоррозионным покрытием.

На линии «ТМС-Hightech» возможно изготавливать новые НКТ, т.к. она обладает набором необходимого контрольно-диагностического оборудования и установками механической обработки и комплектации.

Линия «ТМС-Hightech» рекомендована для нефтяных и сервисных компаний, имеющих в собственности парк НКТ или планирующих деятельность в сфере сервиса труб.

Линия насосных штанг «ТМС-SRLine»

Технологическая линия «ТМС-SRLine» прошла тот же путь, что и линия «ТМС-Hightech», и, решая схожие проблемы, предназначена для комплексной диагностики и ремонта бывших в эксплуатации, а также инспектирования новых насосных штанг в соответствии с ГОСТ 31825-2012 с использованием современных технологий на высокопроизводительном оборудовании.

Специалисты компании «ТМС групп» и заказчиков, которые уже используют линию на своих производствах, отметили высокую производительность «ТМС-SRLine» — 1000 штанг/сут., рациональную схему расположения технологического оборудования и, в целом, ее компактность — 16х32 м (512 м^2). Отличное качество диагностики резьбовых частей штанг достигается благодаря механизации процесса зачистки и инструментального контроля, имеется возможность проведения дефектоскопии штанг со скребками-центраторами, а эффективность производства линии повышена за счет организации потока единичных изделий.

Положительные отзывы заказчиков и опыт эксплуатации линии «ТМС-SRLine» показывают, что внедренные разработки и усовершенствования технологии диагностики и ремонта предоставляют компаниям качественный сервис по насосным штангам и позволяют добиваться высоких показателей.

***

Сегодня для успешного ведения бизнеса в условиях жесткой конкуренции необходимо проводить работы по сокращению издержек производства за счет устранения потерь. Эффективность можно повышать либо путем внедрения новых дорогостоящих технологий, вкладывая значительные инвестиции в обновление основных фондов, либо улучшая производственные потоки методом сокращения потерь с использованием инструментов бережливого производства, продукции и нового оборудования. Компания «ТМС групп» имеет большой опыт в данном направлении и готова поделиться им с партнерами.

ТМС ГРУПП

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

КонтрАвт

Увлекая к успеху

Сделано в России
Сделано для России

Барьеры искрозащиты активные серии KA5000Ex

Приёмники и передатчики токового сигнала (4…20) мА

1 и 2 канала

[Ex ia Ga] IIC
2Ex nA [ia Ga] IIC T4 Gc X
ТС RU C-RU.МЮ62.В.06006

- (4…20) мА • питание датчиков • активный выход •
- гальваническая изоляция входы-выходы-питание 1500 В •
- протокол HART для передачи данных •

тел./факс: (831) 260-13-08
e-mail: sales@contravt.ru
www.contravt.ru

Стабильная работа и продление срока службы оборудования на основе диагностики и мониторинга смазочного масла

С.Ю. Зубкова
к.х.н., ведущий эксперт по анализу масел

Р.А. Романов
к.т.н., директор по маркетингу и сбыту

ООО "Балтех", Санкт-Петербург, Россия

Смазка является фундаментальной составляющей для всего эксплуатируемого машинного оборудования, и можно даже сказать, что смазочный материал является одной из важнейших частей машинного оборудования. Поскольку качество смазки в значительной степени влияет на работу и срок службы элементов машины, то мониторинг состояния смазочного масла очень важен. Поэтому на промышленных предприятиях необходимо создание и поддержание в рабочем состоянии программы по анализу масла, которая бы позволила точно определять дефекты, имеющиеся в оборудовании, на ранней стадии их развития.

Особенно пристальное внимание уделяется этому вопросу на предприятиях непрерывного цикла таких, сталелитейные заводы. Используемое там высокотехнологичное, сложное и дорогостоящее оборудование требует постоянного контроля за своим состоянием, чтобы обеспечить непрерывность производственного процесса и необходимую производительность. Все большее количество металлургических предприятий переходят от стратегии профилактического технического обслуживания, при котором оборудование останавливается на ремонт в соответствии с графиком, к обслуживанию по состоянию, когда на ремонт останавливается оборудование, которое этого требует вне зависимости от графика ремонтных работ. Однако, для реализации данной концепции необходим мониторинг состояния оборудования с помощью различных технологий, таких как анализ вибраций, анализ масла, термография и другие.

Поскольку анализ масла применяется к смазочному материалу, циркулирующему через скользящие части, которые становятся причиной износа оборудования, то он может давать непосредственную информацию о состоянии машины без ее разборки и остановки, что особенно ценно при непрерывном технологическом цикле производства. В программах по анализу масла на сталелитейных предприятиях можно выделить три основные категории, входящие в программу по анализу масла:

1. Ежедневный контроль, включающий подачу масла/смазки, контроль уровня и количества смазочного масла, отбор проб масла для анализа и другие необходимые элементы технического обслуживания. для ежедневной стабильной работы оборудования. Сюда же можно отнести и обучение людей.
2. Диагностика смазки, включающая мониторинг уровня масла, его количества и других условий систем смазки. Периодический анализ смазочных материалов, разработка технологии диагностики системы смазки.
3. Совершенствование технологии предотвращения проблем. Когда возникают проблемы, они повергаются тщательного разбору, выявляются причины. Затем технический отдел разрабатывает контрмеры на основе этих исследований для улучшения характеристик смазочных материалов (выбор оптимального масла), изменяются сигналы тревог для загрязнений и частиц износа, а также параметров качества масла. Наконец, эти критерии и стандарты контроля внедряются в ежедневный контроль. После этого выполняется отслеживание результатов работы программы.

Стабильная работа машинного оборудования и продление срока службы деталей достигаются, таким образом, путем оптимизации и улучшения, как качества смазки, так и технологии диагностики оборудования с помощью анализа масла.

Наиболее оптимальным на наш взгляд для контроля качества смазывающего масла является использование современных минилабораторий серии Minilab, содержащих в своем составе инфракрасный (ИК) анализатор FluidScan 1100 и кинематический вискозиметр 3050, которые позволяют за пару минут точно определить изменение таких ключевых параметров масла, как кинематическая вязкость при 40 0С, общее кислотно число, окисление и загрязнение масла водой, что дает полное представление о состоянии масла и возможности его дальнейшего безопасного применения в оборудовании. Таким образом, можно не только гарантировать работу оборудования в наилучших условиях смазывания, но и оптимизировать интервалы замены масла

Кроме того, современные методы диагностики частиц износа, такие как, ферография и элементный анализ, является эффективными методами, позволяющими улавливать признаки аномального состояния износа оборудования на очень ранней стадии его возникновения. Использование же приборов минилабораторий серии Minilab таких, как магнитометр FerroCheck, счетчик частиц и магнитометр LNF-230 и элементной анализатор SpectrOil 120C, дает возможность осуществлять данный контроль непосредственно на месте работы оборудования, без отправки образцов масла в лабораторию и длительного ожидания. Все это в совокупности приводит к своевременному устранению возникающих проблем и повышению надежности оборудования.

Не остается не измененным и вопрос с типом подачи масла: так в последние годы часто стала использоваться масляно-воздушная смазка на сталелитейных заводах. Ранее в ряде исследований было показано, что при обычном смазывании консистентной смазкой после обслуживания в течение 1 года износ поверхности качения подшипников является значительным. Напротив, после перехода на масляно-воздушную смазку износ поверхности контакта качения стал значительно меньше. Она обеспечивает надежное смазывание на высокооборотных подшипниках, однако существует проблема проникновение пыли и / или воды из окружающей среды при данном типе смазывания, которая может быть преодолена, если поддерживать внутреннее давление в корпусе подшипника на постоянном уровне. Результат определения частиц износа на счетчике частиц серии LNF из минилабораторий серии Minilab показывает снижение концентрации частиц износа при таком режиме вдвое. Практически, при этом получается, что возможно продление цикла замены подшипников качения в 1,5–2,0 раза.

Контроль загрязненности важного гидравлического оборудования, такого как сервосистема безусловно является неотъемлемой частью программы анализа масла на современных промышленных предприятиях. Он может осуществляться с помощью тех же счетчиков частиц серии LNF, поставляемых в составе минилабораторий Minilab 53 и Minilab 153.

Одним из основных факторов успеха программы анализа масла является быстрота получения необходимых данных, которая позволяет не только улавливать неисправности машин на ранней стадии без каких-либо внешних помех, но и вовремя проводить корректирующие действия. В данном контексте особенно актуальными являются портативные мобильные приборы для анализа масла, которые обеспечивают проведение всех необходимых тестов прямо на месте работы оборудования. Именно, такими и являются все приборы минилабораторий серии Minilab. Кроме того, они дает возможность выполнять анализ масла «как есть», т.е. не требуют его пробоподготовки, что в свою очередь позволяет работать на них не только специалистах химикам-аналитикам, но и персоналу технических подразделений заводов после непродолжительного обучения.

Поскольку нагрузка на оборудование промышленных предприятий становится с каждым годом все выше, ожидается, что в техническое обслуживание на таких предприятиях все более прочно будет входить мониторинг состояния оборудования на основе анализа смазывающего масла, как один из мощных инструментов, гарантирующих надежную работу оборудования.

BALTECH
RELIABILITY TECHNOLOGIES

Spectro Scientific
Confidence in knowing

РЕШЕНИЯ ДЛЯ ПРЕДПРИЯТИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО И ПРОМЫШЛЕННОГО КОМПЛЕКСА

Четыре варианта MiniLab. Какой из них ваш?

194044, г.Санкт-Петербург, ул.Чугунная, д.20, Тел./ф.: +7 (812) 335-00-85,
E-mail: info@baltech.ru, www.baltech.ru

SPA

SPECPROMARMATURA

г. Санкт-Петербург, ул. Народного Ополчения,10, лит А, пом.278-Н
тел. +7 (812) 495-62-76, 495-62-75,
E-mail: info@sp-armatura, www.sp-armatura.ru.

Производство арматуры под собственным брендом SPA

Арматура	Диаметр	Давление
Регулирующие клапана	DN20~DN600, 3/4”~24”	PN10~100, Class150~600
Сегментные клапана	DN20~DN800, 3/4”~32”	PN10~100, Class150~600
Шаровые краны	DN15~DN1000, 1/2”~40”	PN10~420, Class150~2500
Дисковые затворы	DN50~DN1600, 2”~64”	PN10~40, Class150~300
Шиберные заслонки	DN50~DN1600	PN10,16, ANSI150

Осуществляем диагностику запорно-регулирующей арматуры

Представительство ведущих производителей запорной и регулирующей арматуры

PEKOS (Испания) – промышленные шаровые краны

VEXVE (Финляндия) – шаровые краны и заслонки для тепло-водоснабжения

RF (Финляндия) – пережимные клапаны для пульп

LINUO (Китай)

BEIER (Китай)

регулирующие клапаны широкого применения

УДК 621.51

Рельефные завихрители потока для газовых двигателей компрессорных установок

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10042

Э.А. Петровский
д.т.н, профессор
petrovsky_quality@mail.ru

К.А. Башмур
старший преподаватель
kbashmur@sfu-kras.ru

Ю.А. Геращенко
студент магистратуры
geraschenko.iul@yandex.ru

В.А. Маколов
студент магистратуры
vadik0597@yandex.ru

Ю.Н. Шадчина
студент магистратуры
ulia.sh72@yandex.ru

Кафедра «Технологические машины и оборудование нефтегазового комплекса» ФГАОУ ВО «Сибирский Федеральный Университет», Институт нефти и газа, Красноярск, Россия

В камере сгорания поршневых и турбинных газовых двигателей компрессорных установок предусмотрен завихритель газового потока. В отличие от стандартных диффузорных завихрителей потока, имеющих выделенные недостатки, в статье предлагается и исследуется с помощью программного модуля гидродинамического моделирования SolidWorks Flow Simulation прямоточный завихритель, на который нанесен винтовой рельеф. Показано, что рельефный завихритель не менее эффективно может стабилизировать и смешивать поток, а в перспективе, вероятно, лучше обычного диффузора. С точки зрения эффективности закрутки рассмотрены различные профили рельефа завихрителя, при этом выделен треугольный профиль.

Материалы и методы
Выдвинута гипотеза об эффективности использования в качестве стабилизатора потока в газотурбинных и газопоршневых двигателях рельефного завихрителя. Проведено имитационное моделирование потока для различных геометрических профилей проходного сечения рельефного завихрителя в программном обеспечении SolidWorks Flow Simulation. Выявлен наиболее эффективный профиль.

Ключевые слова
газотурбинный двигатель, газопоршневой двигатель, завихрение потока, стабилизация потока, попутный нефтяной газ, завихритель

Введение

Зачастую на месторождениях попутный нефтяной газ (ПНГ) сжигается в факельных установках или рассеивается в атмосфере. По различным данным ежегодно в мире сжигается в факелах или рассеивается в атмосфере от 60 до 100 млрд м3 ПНГ. Потеря такого ценного энергетического сырья крайне нецелесообразна. Кроме этого, выброс в атмосферу попутного нефтяного газа вызывает серьезные экологические проблемы. Поэтому рациональное использование ПНГ является одной из основных проблем нефтегазовой отрасли [1].

Известны такие способы использования и переработки ПНГ, как: закачивание его в недра с целью повышения дебита скважины; получение тепловой и электрической энергий; переработка на нефтехимических производствах с целью извлечения различных полезных компонентов и др. При этом в первых двух случаях, при использовании ПНГ на месторождении, применяются газопоршневые и газотурбинные двигатели. Проблемам эффективного преобразования газового потока в них посвящена данная статья.

Использование газопоршневых и газотурбинных двигателей на месторождениях нефти и газа

В настоящее время в нефтегазовой отрасли находят все более широкое применение газопоршневые (ГПД) и газотурбинные (ГТД) двигатели. В качестве топлива для данных установок используют ПНГ [2]. Применяются они в основном для выработки электроэнергии и поддержания энергии пласта.

В обоих двигателях при сгорании газовоздушной смеси образуется поток раскаленных газов. Смешивание потока осуществляют на стабилизаторах-смесителях, основанных на эффекте Вентури в сужающих устройствах [3]. Таким образом, образуется закрученный газовый поток.

Закручивание потока в ГПД и ГТД осуществляется для стабилизации процессов горения, интенсификации перемешивания газа и топлива, контроля температуры и выбросов в атмосферу ядовитых газов.

Основная проблема таких смесителей в том, что они не позволяют регулировать закрутку потока, так как при малых скоростях потока (малом числе Рейнольдса) закрутка существенно уменьшается и эффективность таких завихрителей падает.

При этом в литературе [4] указывается, что интенсифицировать теплообмен возможно за счет дополнительной закрутки потока и эффекта увеличения площади теплообмена за счет оребрения или профилирования поверхности.

Виды закручивающих устройств. Рельефный завихритель

Очевидно, что регулировать завихрение потока можно с помощью закручивающего устройства – завихрителя. В настоящее время существует множество конструкций закручивающих устройств: скрученные ленты, шнеки, устройства с тангенциальным подводом потока, аксиально-лопаточные завихрители и др.

Также известны завихрители частично перекрывающие проходное сечение. К ним относятся, в частности, завихрители с винтовым оребрением, проволочной навивкой, а также со спиральной накаткой, называемые также прямоточными [4].

Рельефные завихрители, частично перекрывающие проходное сечение, считаются наиболее перспективными для использования. Они, в отличие от других видов завихрителей, могут эффективно применяться в многофазных потоках, обеспечивая за счет кривизны обтекаемых поверхностей и наличия отрывных зон глобальное закручивание потока жидкости.

Создаваемая рельефными завихрителями закрутка потока, то есть направленный дополнительный конвективный перенос импульса, массы и энергии в тангенциальном направлении, могут положительно влиять на повышение теплоэнергетической эффективности и надежности их работы.

По форме профилей рельефные завихрители мы разделили на (рис. 1): треугольные; трапецеидальные; полукруглые; синусоидальные; прямоугольные. Форма профиля оказывает определяющее влияние на формирование зон отрыва и присоединения потока, структуру рециркуляционных областей и турбулентный перенос в слое смешения.

Моделирование прямоточного стабилизатора

Целью моделирования газового потока являлось не только оценка возможности применения прямоточных стабилизаторов в ГПД и ГТД, но и для полноты представления рассмотрение влияние профилей сечения устройств (рис. 1) на эффективность закручивания потока.

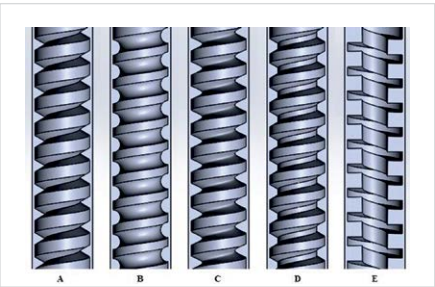


Рис. 1 — Профили завихрителей: A — треугольный; B — полукруглый; C — синусоидальный; D — трапецеидальный; E — прямоугольный
Fig. 1 — Swirler profiles: A — triangular; B — semicircular; C — sinusoidal; D — trapezoidal; E — rectangular

Длина стабилизатора, m	1.5
Внешний диаметр стабилизатора, m	0.200
Внутренний диаметр стабилизатора, m	0.182
Количество витков	10
Flow velocity, m/s	300
Total pressure, MPa	5

Таб. 1 — Данные, используемые для моделирования
Tab. 1 — Data are used for simulation

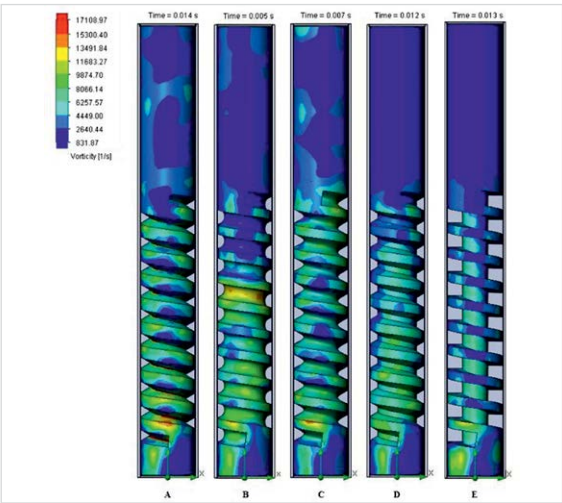


Рис. 2 — Результаты моделирования завихренности потока в стабилизаторе: A — треугольный; B — полукруглый; C — синусоидальный; D — трапецеидальный; E — прямоугольный
Fig. 2 — The simulation results of the flow swirling in the stabilizer. Swirler profiles: A — triangular; B — semicircular; C — sinusoidal; D — trapezoidal; E — rectangular.

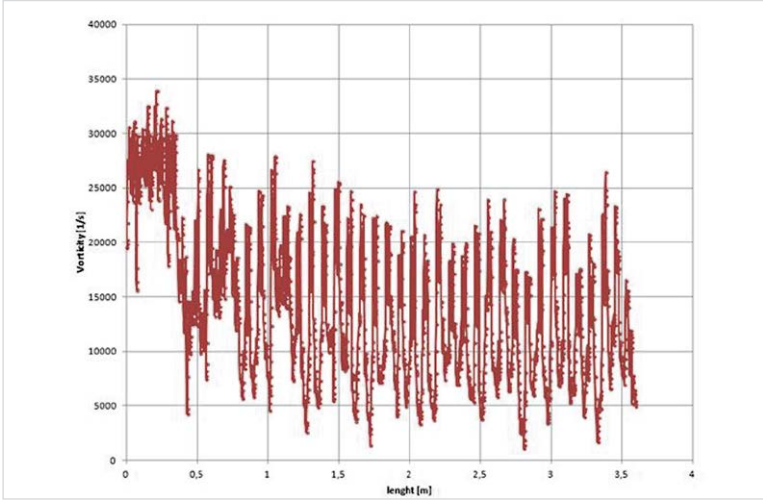


Рис. 3 — График завихренности потока стабилизатора с треугольным профилем в зависимости от длины траектории движения газа по его виткам
Fig. 3 — The swirling graph of the triangular profile direct-flow stabilizer depending on the gas trajectory length on its coils

Для моделирования закручивания потока использовалось программное обеспечение SolidWorks Flow Simulation. Данная программа была выбрана в связи с удобным интерфейсом, возможностью построения графиков зависимости для различных характеристик потока. А также ввиду возможности работы с многофазными потоками. В частности, в качестве потока ПНГ была взята смесь следующих газов: метан CH_4, этан C_2H_6, бутан C_4H_{10}, а также оксидов азота NO_x.

Исходные данные для моделирования потока газа через рельефный завихритель представлены в таб. 1.

Результаты

Гидродинамическое моделирование, проведенное в SolidWorks Flow Simulation, позволило получить влияние профиля завихрителя на закрутку потока (рис. 2).

График завихренности рельефного стабилизатора с треугольным профилем в зависимости от длины траектории движения газа по его виткам представлен на рис. 3. Эти показатели завихренности практически сравнимы с показателями диффузоров. В треугольном профиле наблюдалась картина дополнительного местного вихреобразования в его витках, что и отличает его от остальных профилей.

Гораздо менее эффективным оказался прямоугольный профиль. Показатели завихренности у синусоидального и полукруглого профилей примерно одинаковы, но на последних 3 витках закрутка существенно снижается. Наименее эффективным оказался стабилизатор с трапецеидальным профилем.

Параметры закрутки потока ПНГ в рельефном завихрителе практически не уступают традиционно используемым диффузора. При этом рельефные стабилизаторы конструктивно легче сделать адаптируемыми под параметры потока, например, изменением угла наклона профиля, количества или шага витков и др. методами. Таким образом, дальнейшие исследования рельефных завихрителей актуальны, в частности, определение их оптимальных параметров в зависимости от свойств газового потока и соответственная автоматизация управления подобной системой. Также большой интерес представляет конструирование и исследование гибридной системы стабилизатора, в которой используется диффузор с нанесенным на него рельефом.

Итоги

С помощью имитационного моделирования газового потока в модуле Flow Simulation была подтверждена гипотеза о том, что для стабилизации потока в газовых двигателях можно эффективно использовать прямоточные завихрители потока.

Также были проанализированы различные профили сечения прямоточных стабилизаторов. Было выявлено, что для лучшего перемешивания потока целесообразно использовать стабилизатор с треугольным профилем.

Выводы

С помощью имитационного моделирования газового потока в модуле Flow Simulation авторами статьи была подтверждена гипотеза о том, что для стабилизации потока в газовых двигателях можно эффективно использовать прямоточные стабилизаторы (завихрители) потока, поскольку параметры закрутки потока практически не уступают традиционно используемым диффузорам.

Проанализированы различные профили сечения прямоточных стабилизаторов. Были получены следующие максимальные параметры завихрения для профилей: треугольный — 34000 1/с; трапецеидальный — 9600 1/с; полукруглый — 13100 1/с; синусоидальный — 13800 1/с; прямоугольный — 15200 1/с. Было выявлено, что для лучшего перемешивания потока целесообразно использовать стабилизатор с треугольным профилем, так как он обладает лучшими показателями завихренности.

Литература

ГОСТ 7.1 – 2003

1. Филиппов А.А. Попутный нефтяной газ — “попутка” или ценный ресурс? // Нефть, газ и бизнес. 2009. №12. С. 27–33.
2. Разбойников А.А., Барсуков Н.С. Метод определения способа утилизации попутного нефтяного газа // Экспозиция Нефть Газ. 2019. №3. С. 66–70.
3. Гольдинер А.Я., Цыркин М.И., Бондаренко В.В. Газопоршневые электроагрегаты. Санкт-Петербург: Галея Принт, 2006. 240 с.
4. Митрофанова О.Д. Гидродинамика и теплообмен закрученных потоков в каналах ядерно-энергетических установок. М.: Физматлит, 2010. 287 с.
5. Karuppusamy P., Senthil Dr.R. Design, analysis of flowcharacteristics of catalytic converterandeffects of backpressure on engine performance // International Journal of Research in Engineering & Advanced Technology, 2013, issue 1, pp. 10–16.

ENGLISH **COMPRESSORS**

UDC 621.51

Relief swirlers for gas engine-compressor units

Authors
Eduard A. Petrovsky — Sc.D., professor; petrovsky_quality@mail.ru
Kirill A. Bashmur — senior lecturer; kbashmur@sfu-kras.ru
Yuliya A. Geraschenko — graduate student; geraschenko.iul@yandex.ru
Vadim A. Makolov — graduate student; vadik0597@yandex.ru
Yuliya N. Shadchina — graduate student; ulia.sh72@yandex.ru

Department of “Oil and Gas Technological Machines and Equipment” FGAOU VO “Siberian Federal University”, Oil and Gas Institute, Krasnoyarsk, Russian Federation

Abstract
A gas flow swirler is provided in the combustion chamber of piston and turbine gas engines for compressor installations. Unlike standard diffuser flow swirlers that have highlighted drawbacks, the article proposes and investigates with the help of the SolidWorks Flow Simulation program module of a hydrodynamic modeling direct-flow swirler with a helical relief. It is shown that the relief swirl can stabilize and mix the flow no less effectively, and probably better than a diffuser. From the point of view of the effectiveness of the flow swirling, various profiles of the relief of the swirler are considered, with a triangular profile highlighted.

Materials and methods
A hypothesis concerning the efficiency of using a direct-flow swirler as a flow stabilizer is proposed. Simulation flow modeling in the direct-flow stabilizer is carried out. The simulation was carried out with the help of the SolidWorks Flow Simulation program module for different geometric profiles of the relief swirler. In terms of flow swirling the most effective flow section of the direct-flow swirler has been revealed.

Keywords
gas turbine engine, gas piston engine, swirl flow, flow stabilization, associated petroleum gas, swirler

Results
Using the gas flow simulation in Flow Simulation Module the authors of the article confirmed the hypothesis that the direct-flow swirlers can be effectively used to stabilize the flow in gas engines since the flow swirling parameters are practically the same as traditionally used diffusers.
Various cross section profiles of the direct-flow stabilizers were analyzed as well. It was revealed that it is advisable to use the triangular profile stabilizer for better flow mixing as it possesses the best turbulence indicators.

Conclusions
Different cross section profiles devices were obtained in the SolidWorks software complex. Using the gas flow simulation in Flow Simulation Module the authors of the article confirmed the hypothesis that the direct-flow swirlers can be effectively used to stabilize the flow in gas engines since the flow swirling parameters are practically the same as traditionally used diffusers.
Various cross section profiles of the direct-flow stabilizers were analyzed. The following maximum parameters of the profiles swirling: triangular — 34000 1/s; trapezoidal — 9600 1/s; semicircular — 13100 1/s; sinusoidal — 13800 1/s; rectangular — 15200 1/s have been obtained. It was revealed that it is advisable to use the triangular profile stabilizer for better flow mixing as it possesses the best turbulence indicators.

References
1. Filippov A.A. P*oputny gaz — "poputka" ili tcenny resurs?* [Associated gas – «Passer» or valuable resourcув?]. Oil, gas and business, 2009, issue 12, pp. 27–33.
2. Razboynikov A.A., Barsukov N.S. M*etod opredeleniya sposoba utilizacii poputnogo neftyanogo gaza* [Method of selecting the method of utilization of associated oil gas]. Exposition Oil Gas, 2019, issue 3, pp. 66–70.
3. Gol'diner A.Ya., Tcyrkin M.I., Bondarenko V.V. G*azoporshnevye electroagregati* [Gas piston electrical units]. Saint Petersburg: Galleya Print, 2006, 240 p.
4. Mitrofanova O.D. G*idrodinamika i teploobmen zakruchennykh potokov v kanalakh yaderno-energeticheskikh ustanovok* [Hydrodynamics and Heat Transfer of Swirling Flows in Channels of Nuclear Power Facilities]. Moscow: Fizmatlit, 2010, 287 p.
5. Karuppusamy P., Senthil Dr.R. Design, analysis of flowcharacteristics of catalytic converterandeffects of backpressure on engine performance // International Journal of Research in Engineering & Advanced Technology, 2013, issue 1, pp. 10–16.

ООО «ТЕХНОМАШ-МИАСС»

ПЛАТФОРМЫ ПЕРЕДВИЖНЫЕ САМОХОДНЫЕ

ООО «ТЕХНОМАШ-МИАСС» ЯВЛЯЕТСЯ РАЗРАБОТЧИКОМ И ПОСТАВЩИКОМ НОСИТЕЛЕЙ СПЕЦИАЛЬНОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ.

ООО «ТЕХНОМАШ-МИАСС» ЯВЛЯЕТСЯ ОФИЦИАЛЬНЫМ ПРЕДСТАВИТЕЛЕМ КИТАЙСКОЙ КОМПАНИИ BEIJING DONGSHUN BOWANG PETRO-MASHINERY CO.,LTD ПО ВОПРОСАМ ПОСТАВОК СУММИРУЮЩИХ РЕДУКТОРОВ ТИПА ВСХ НА ТЕРРИТОРИИ РФ И СНГ.

ООО "ТЕХНОМАШ-МИАСС", РОССИЯ, 456300, ЧЕЛЯБИНСКАЯ ОБЛ.,
Г. МИАСС, ТУРГОЯКСКОЕ ШОССЕ, 7
ТЕЛ./ФАКС: +7(3513)242553, WWW.TEKHNOMASH.COM

Самоходные платформы семейства РКР. Эффективность и качество

В.В. Сорвин
заместитель директора
viktor.sorvin@gmail.com

В течение последних четырех лет на российский рынок нефтепромыслового, бурового и геологоразведочного оборудования «вышел» и зарекомендовал себя с наилучшей стороны новый уникальный продукт, разработанный и изготовленный отечественными производителями под Торговой маркой «РКР».

Речь идет о платформах самоходных семейства РКР, предназначенных для транспортировки буровых модулей, агрегатов для капитального ремонта скважин и колтюбинга, оборудования для геологоразведки и ГРП, тяжелых компрессорных станций и т.п.

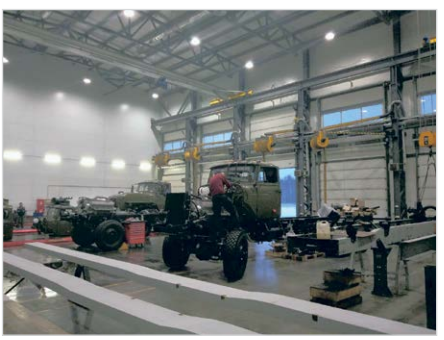
За время работы в адрес отечественных машиностроительных заводов под дальнейший монтаж агрегатов КРС нашей командой изготовлено и поставлено уже более сотни единиц упомянутых машин.

На сегодняшний день платформы самоходные семейства РКР-63221 в составе агрегатов АПР-80, БАРС-80, УПА-60/80 различных отечественных производителей с успехом эксплуатируются в разных районах с экстремальными климатическими и дорожными условиями, равно как на Крайнем Севере, так и в пустынях Казахстана.

Платформа самоходная представляет собой доработанный и улучшенный аналог автомобильного шасси КрАЗ-63221, оснащена силовым агрегатом ЯМЗ-238Д2/ДЕ2 (Евро-0/Евро-2), прочность и ремонтопригодность конструкции обеспечивается рамой из горячекатаного швеллера 30В1, а также «КрАЗовской» подвеской и узлами трансмиссии.

Для обеспечения качественной и бесперебойной работы машины в условиях экстремальных температур и бездорожья в конструкции платформы, системах ее управления, применены высококачественные комплектующие известнейших мировых и отечественных брендов, в том числе:

- привод сцепления (ПГУ), аппарат подготовки воздуха, кран уровня пола (для дополнительной оси) производства "Knorr-Bremse";
- электропневмоклапана, трубки, рукава высокого давления, краны, фитинги, штуцера, другие детали и узлы, обеспечивающие работу рулевого управления, сцепления, топливной и тормозной систем, производства ведущего итальянского поставщика автокомпонентов "Camozzi";
- в ответственных резьбовых соединениях



применены метизы повышенной прочности класс 10.9;

- топливные баки производства КАМАЗ с подогревом толивозаборников;
- подвесные оси производства «Тонар» (для колесной формулы 8х6);
- шины с повышенными нормами слойности и индексами нагрузки, в том числе при односкатной ошиновке размерностью 445/65R22,5.

За счет освоения уникальных технологий, дополнительно к простоте в обслуживании машины, мы имеем возможность предложить заказчикам, необходимые им, размеры колесной базы и монтажной длины рамы, колесную формулу и ошиновку, а также улучшить массогабаритные показатели транспортного средства, включая полезную нагрузку и развесовку по осям.

Монтажная длина рамы базовых комплектаций серийных ПС РКР-63221 составляет 7 150 мм. За счет удлинения заднего свеса рамы, монтажная длина платформы может быть увеличена до 8 500 мм. По дополнительному согласованию с машиностроительным предприятием возможно изменение колесной базы шасси, в том числе ее увеличение дополнительно на 300–500 мм.

Адаптация кабины российского производства Урал-4320 позволила снизить верхний габаритный размер машины более чем на 200 мм от аналогичного автомобильного шасси КрАЗ.

Упомянутые преимущества дают возможность изготовителям навесного оборудования выполнять жесткие требования действующего дорожного законодательства и позволяют конечным потребителям спецтехники передвигаться по дорогам общей сети без оформления дополнительных разрешительных документов.

Внесенные в конструкцию машины доработки также обеспечивают выполнение требований технадзора об обеспечении работы оборудования на нефтегазовых скважинах. В базовой комплектации наши платформы уже оборудованы аварийным остановом двигателя за счет экстренного перекрытия подачи воздуха, а также искрогасителем в системе выпуска отработавших газов (ИГС-110). Внедренная система аварийного пожаротушения моторного отсека и салона кабины ПС РКР — это эффективная совместная разработка с НПП «ЭПОТОС», который является одним из основоположников и лидером автономного автоматического пожаротушения в России.

По требованию потребителя, для эксплуатации техники в холодном климате, в машине устанавливаются дополнительные опции, такие как:

- подогреватель жидкости двигателя типа «Теплостар 20ТС» или «Webasto»;
- электроподогреватель типа «Север-с+Премиум» (с циркуляционным насосом и терморегулятором);
- автономный отопитель кабины типа «ПЛАНАР-4Д-24»;
- подогрев ящика АКБ в составе термокейсов ТЗГ-11А и нагревательных элементов НТА 3/2;
- топливный фильтр с подогревом типа SEPAR SWK-2000 (производства Германия) либо аналогичный модели SNFF 500FG (производства Китай);
- медные трубки в системах пневмо- и топливопроводов.

Также, по дополнительному требованию потребителя, платформа самоходная может быть оборудована системой выпуска отработавших газов «слева, вверх за кабиной» и дополнительным топливным баком, в силовой установке может быть применен генератор повышенной мощности с нагрузкой на 28В/90А и компрессор ПК-310 с увеличенной производительностью по сжатому воздуху до 320 литров в минуту.

Машины в базовой комплектации ПС РКР-63221-4320 (6х6, кабина Урал-4320) всегда имеются в наличии на складе готовой продукции.

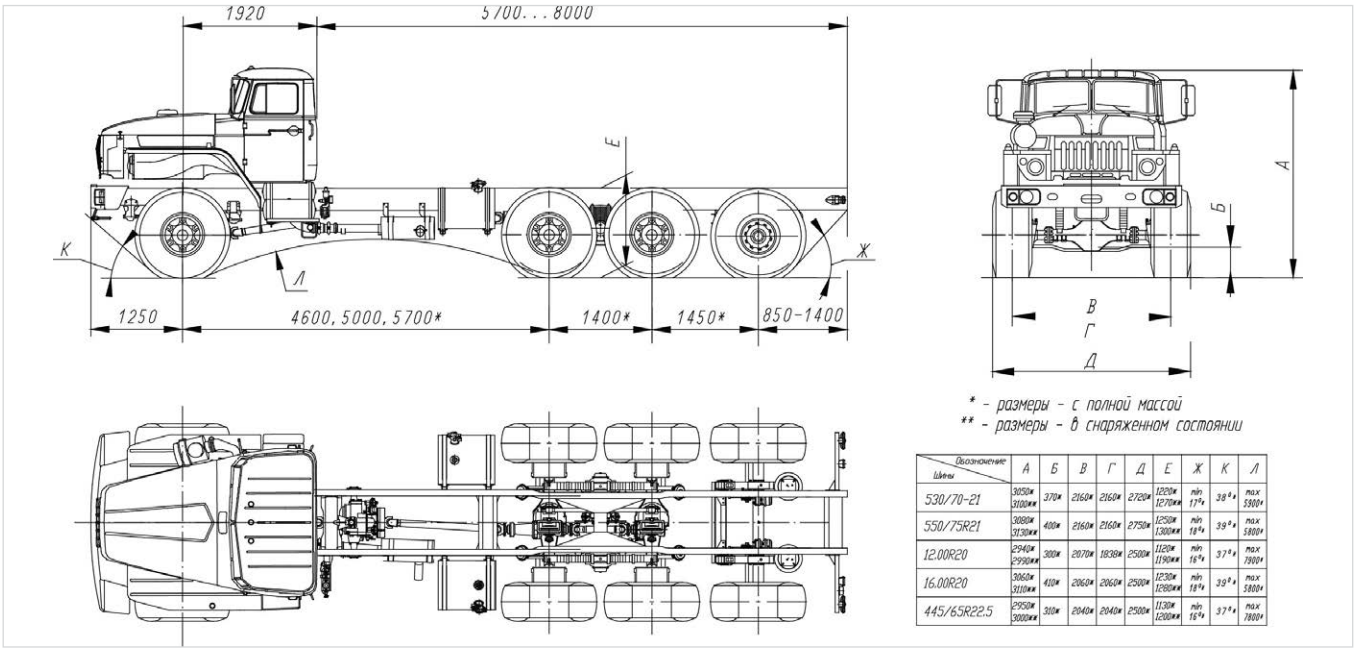
Сроки изготовления и поставок платформ самоходных других комплектаций, в зависимости от индивидуальных требований заказчика, не превышают тридцати календарных дней.

С целью дополнительной проверки качества изготовления самоходной платформы, а также обеспечения ее надежной работы в дальнейшем, доставка машины до указанного пункта назначения осуществляется силами наших сотрудников (контролируется первый пробег до ТО-1000).

Платформа самоходная РКР-63221 сертифицирована в рамках технического регламента ТР ТС 010/2011 «О безопасности машины и оборудования» (Сертификат соответствия № RU.C-RU.АЖ26.В.01391) и обеспечивается всем необходимым набором эксплуатационной и сопроводительной документации, включая «Паспорт самоходной машины».

Характеристики и общий вид серийной платформы самоходной РКР-63221

Платформа самоходная (машина) РКР-63221-4322, колесной формулы 8х6, компоновки «кабина за двигателем», предназначена для изготовления техники специального назначения, а именно для транспортировки буровых модулей, использующихся в нефтегазодобывающей промышленности, в том числе при бурении и капитальном ремонте скважин.



Обозначение / Шины	А	Б	В	Г	Д	Е	Ж	К	Л
530/70-21	3050мм 3100мм**	370мм	2160мм	2160мм	2720мм	1200мм 1270мм**	min 17°*	38°*	max 5900*
550/75R21	3080мм 3130мм**	400мм	2160мм	2160мм	2750мм	1250мм 1300мм**	min 18°*	39°*	max 5800*
12.00R20	2940мм 2990мм**	300мм	2070мм	1838мм	2500мм	1120мм 1190мм**	min 16°*	37°*	max 7900*
16.00R20	3060мм 3110мм**	410мм	2060мм	2060мм	2500мм	1230мм 1280мм**	min 18°*	39°*	max 5800*
445/65R22.5	2950мм 3000мм**	310мм	2040мм	2040мм	2500мм	1130мм 1200мм**	min 16°*	37°*	max 7800*

Технические характеристики

Колесная формула:	8х6
Масса снаряженной машины (шасси), кг.:	10 600
– приходящаяся на переднюю ось, кг	4 800
– приходящаяся на заднюю тележку, кг	5 800
– приходящаяся на подвесную ось, кг	0 (в поднятом состоянии)
Полная масса машины в составе с навесным оборудованием, не более кг.:	39 700
– приходящаяся на переднюю ось, кг	7 500
– приходящаяся на заднюю тележку, кг	25 000
– приходящаяся на подвесную ось, кг	7 200 (на односкатных шинах12.00R20)
Грузоподъемность, не более кг.:	29 100
Двигатель:	ЯМЗ-238Д (ЯМЗ-238ДЕ2)
Экологические нормы:	Евро-0 (Евро-2)
Число и расположение цилиндров:	8, V-образное
Рабочий объем, л.:	14,86
Наличие наддува:	да
Мощность, кВт (л. с.):	243 (330) при 2100 мин-1
Макс. крутящий момент, Нм (кгс•м):	1274 (130) при 1100-1300 мин-1
Напряжение бортовой сети, V:	24
Сцепление:	ЯМЗ-183, однодисковое, сухое
Коробка передач:	ЯМЗ-2381, механическая, двухдиапазонная, восьмиступенчатая
Передаточные числа коробки передач:	7,30; 4,86; 3,50; 2,48; 2,09;1,39; 1,00; 0,71; зад. ход – 10,46; 2,99 (при необходимости повышающий диапазон отключается)
Главная передача:	мосты центральные, двухступенчатые, односкоростные,
	промежуточный мост – проходного типа, с межосевым блокируемым дифференциалом
Передаточное число главной передачи:	8,173
Раздаточная коробка:	механическая, двухступенчатая
Передаточные числа раздаточной коробки:	
	- высшая передача 0,95
	- низшая передача 1,31
Передняя подвеска:	зависимая, на двух полуэллиптических рессорах, работающих совместно с двумя гидравлическими амортизаторами
Задняя подвеска:	зависимая, балансирная на двух полуэллиптических рессорах
Задняя подвесная ось:	осевой агрегат Тонар-9042 с пневморессорной подвеской с односкатной ошиновкой
Рулевой механизм:	механический, с гидроусилителем;
Тормозная система:	
– рабочая:	колесные тормозные механизмы барабанного типа, с внутренними колодками;
– стояночная:	тормозные механизмы осей задней тележки с приводом от тормозных камер с пружинными энергоаккумуляторами;
– вспомогательная:	дроссельного типа с пневматическим приводом, установлена в системе выпуска отработавших газов;
Шины:	12.00R20 (16.00R20, 445/65R22,5)
Размер обода:	8,5-20
Число колес:	12+1 запасное (8+1 запасное)
Топливный бак:	2х250 л
Максимальная скорость, км/час:	50
Максимальный преодолеваемый подъем:	не менее 30
Радиус поворота, габаритный, м.:	14,0

Новые разработки

Учитывая имеющуюся тенденцию в Российской нефтегазовой отрасли на увеличения доли агрегатов для ремонта скважин грузоподъемностью 100 тонн и выше, а также необходимость улучшения проходимости таких установок, специалисты Торговой марки РКР разработали и изготовили первый опытный образец новой перспективной платформы самоходной РКР-7322 повышенной проходимости.

Новое "тяжелое" шасси имеет четыре ведущих моста с расположением 2+2, что обеспечивает транспортному средству уникальные свойства по проходимости. Такая компоновка также позволяет изготовителям навесного оборудования оптимально расположить свою установку на платформе, а при значительном увеличении монтажной длины рамы (колесной базы), два передних управляемых моста транспортного средства позволяют минимизировать радиус поворота.

Дальнейшее развитие этой модели ПС РКР предусматривает установку дополнительных "подруливающих" осей производства BPW на заднем свесе рамы (колесная формула 10х8), а также перед балансирной тележкой (колесная формула 12х8), и повышением грузоподъемности платформы с 30 тонн до 40 и 50 тонн соответственно.

Упомянутые "самоустанавливающиеся" оси BPW модели SL_SN.01_000_V4_gb_9a смонтированы на пневмоподвеске, которая позволяет избежать вывешивания ведущих мостов на бездорожье обеспечив при необходимости их подъем, и имеют необходимый максимальный угол поворота не менее 12*.

Применяемая колесная формула и компоновка шасси РКР-7322(73221) позволяют устанавливать на него крупногабаритное навесное оборудование мачтового типа, при этом также соблюдаются ограничения по верхнему габариту, длине транспортного средства и развесовкам нагрузок по осям.

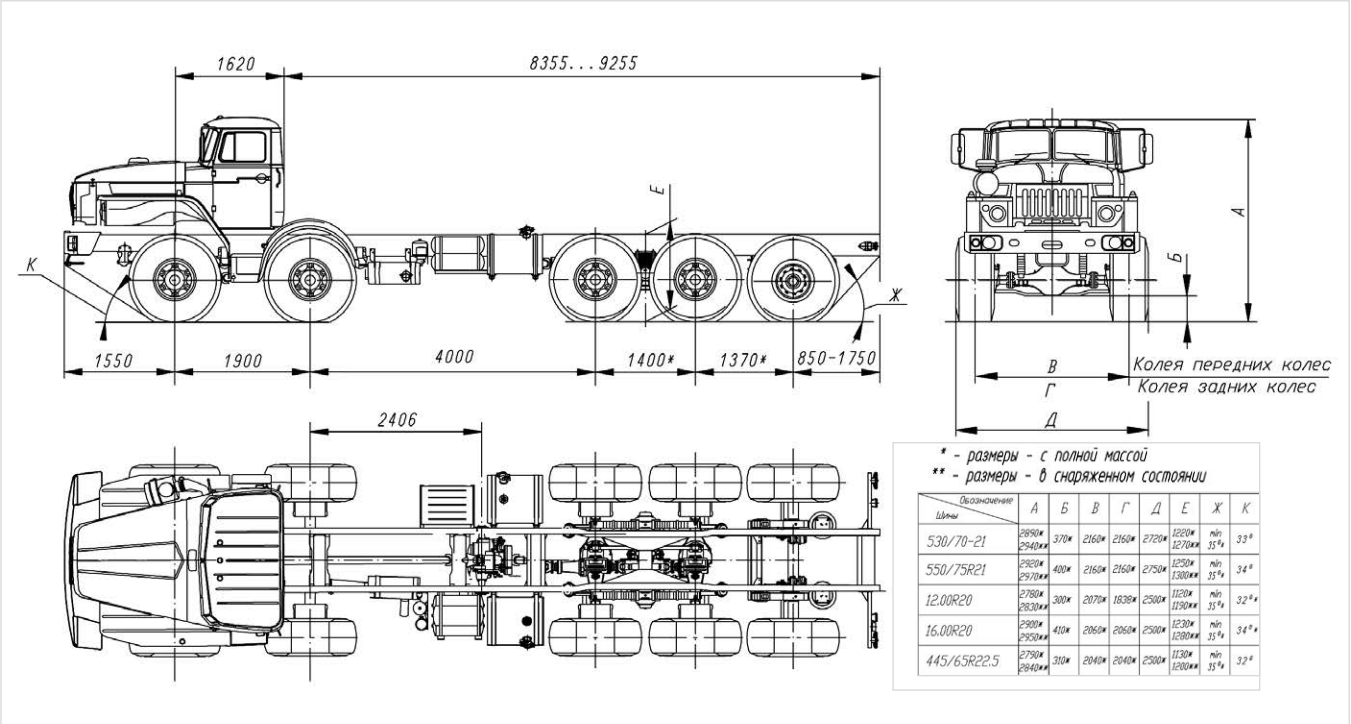
Точки и параметры отборов мощности согласовываются дополнительно с каждым заказчиком и учитывают специфику компоновки его навесного оборудования.

И напоследок, необходимо также отметить, что платформы самоходные РКР, в силу своей преемственности проверенной временем и дорогами конструкции автомобиля КрАЗ (который, кстати, до настоящего времени находится на вооружении более чем 50-ти стран мира), принципиально не имеют и не могут иметь тех существенных недостатков, которыми страдают нынешние "самодельные" многоосные шасси, предлагаемые основными производителями агрегатов КРС в качестве транспортной базы под производимые ими "навески", такие как:

1. Очень малые углы переднего и заднего свесов самодельных конструкций.
2. Несоответствие характеристик устанавливаемого мощного "наддувного" двигателя ЯМЗ-238Д2 параметрам применяемых узлов и агрегатов "легкой" трансмиссии КАМАЗ и Урал.
3. Собственно «сконструированные» и доработанные без учета точек приложения усилий и без применения прочностных расчетов, дополнительные ведущие управляемые мосты.
4. Проблемы, связанные с "сырой" конструкцией рулевого управления, тормозной системы, подвески, в том числе:

- несогласованность углов поворотов;
- несоответствие тормозных усилий полной массе ТС, а также отсутствие "запаса воздуха" в контурах пневмосистемы;
- "вывешивание", при котором промежуточные ведущие мосты то гребутся, то их рвет;
- т.н. "якоря" в виде дополнительно установленных на жестких полуэлиптических рессорах неведущих передних и задних осей;
- а также прочие "сырые" вещи «самодельных» многоосных конструкций.

Более подробную информацию о новых перспективных разработках, технических особенностях выпускаемых машин, вариантах их доработок, стоимости, условиях изготовления и поставки, а также оформления регистрационных документов в органах технадзора Вы всегда можете получить у наших сотрудников или на сайте Торговой марки «РКР»: http://www.tdruskraz.ru/info



Обозначение / Шины	А	Б	В	Г	Д	Е	Ж	К
530/70-21	2890* 2940**	370*	2160*	2160*	2720*	1220* 1270**	min 35°**	33°
550/75R21	2920* 2970**	400*	2160*	2160*	2750*	1250* 1300**	min 35°**	34°
12.00R20	2780* 2830**	300*	2070*	1838*	2500*	1120* 1190**	min 35°**	32°**
16.00R20	2900* 2950**	410*	2060*	2060*	2500*	1230* 1280**	min 35°**	34°**
445/65R22.5	2790* 2840**	310*	2040*	2040*	2500*	1130* 1200**	min 35°**	32°

Координаты наших производственных мощностей:

ООО ТД «Арсенал-Сервис»

142664, Московская обл.,Орехово-Зуевский район, деревня Кабаново, 89 «А»

e-mail: oooarsenalservis@mail.ru, www.arsservis.ru/kraz

Главный залог успеха предприятия — коллектив

АО «Зеленодольский завод имени А. М. Горького» — одно из крупнейших и стратегически важных промышленных предприятий России — занимает уверенные позиции среди ведущих отечественных судостроительных заводов. Успехов предприятия не было бы без высококлассных руководителей, талантливых инженеров и конструкторов, надежных специалистов в числе которых Бобриков Игорь Александрович, Пашукова Татьяна Ильинична и Салахиев Ильдар Рафхатович.

1895

РФ, Республика Татарстан, г. Зеленодольск, ул. Заводская, д.5
Тел.: +7 (84371) 5-76-10. Факс: +7 (84371) 5-78-00
info@zdship.ru www.zdship.ru

Бобриков Игорь Александрович пришел на предприятие в 2015 году и был принят на должность ведущего инженер-технолога Отдела главного сварщика. С 2017 года занимает должность заместителя главного сварщика.

За время работы в должности ведущего инженер-технолога он занимался разработкой технологических процессов сварки, участвовал и проводил техническое перевооружение сварочных участков. Занимался аттестациями технологических процессов сварки как первичных, так и периодических по НАКС, РМРС, ASTM. В настоящее время ведет техническое сопровождение строящихся на предприятии заказов.

Среди наиболее успешных проектов, реализованных Игорем Александровичем необходимо отметить:

1. Модернизацию «Камер для исправления дефектов литья на отливках из сплавов типа ТЛ в контролируемой среде» с применением современных систем вакуумирования «Камер для сварки в контролируемой среде», с автоматическим поддержанием заданного давления методом импульсной подачи защитной среды аргон.

В 2018 году в целях экономии бюджета предприятия руководством было принято решение о проведении модернизации «Камер для исправления дефектов литья на отливках из сплавов типа ТЛ в контролируемой среде».

На протяжении года Игорем Александровичем были проведены работы по разработке Технического задания, согласно которому проведены работы с учетом устранения всех недостатков ранее используемой конструкции «Камер»:

— значительное время на создание вакуума;
— значительное время на заполнение защитным газом;
— неконтролируемый обмен отработанного защитного газа внутри «Камер»;
— большое влияние человеческого фактора на работу систем «Камер»;

Были проведены работы по замене устаревшей и нерабочей системы создания вакуума на новую автоматизированную систему, была интегрирована новая автоматизированная система газонаполнения камер.

Вакуумный насос и электродвигатели заменены на современный аналог гибридного класса.

В результате проделанной работы были достигнуты следующие результаты:

— уменьшение влияния человеческого фактора на процесс сварки в камерах
— увеличение качества сварных соединений
— отпадает необходимость зачистки сварных швов металлическими щетками после каждого прохода и после окончания процесса сварки
— отпадает необходимость в изготовлении газозащитных приставок для поддувал.

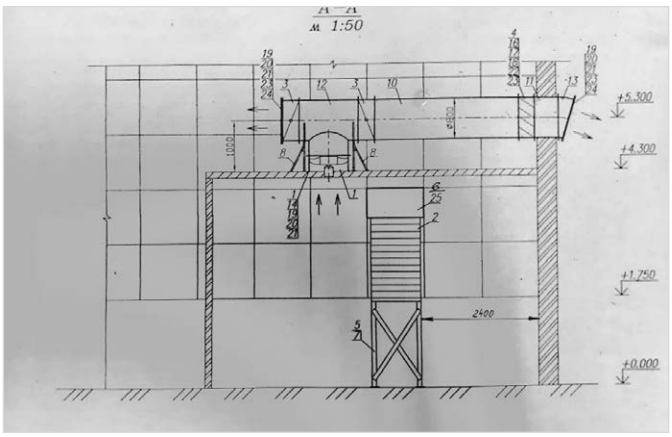
Экономический эффект за счет введения в строй и модернизации нерабочих и устаревших «Камер» за место покупки новых составил более 10 млн рублей за одну «Камеру».

2. Проведение первичной аттестации технологии сварки изделий из литейной стали 08ГДНФЛ с толщиной стенок до 210 мм по правилам РМРС.

Была разработана Программа проведения испытаний и отправлена в ФАУ «Российский Морской Регистр Судоходства» Нижегородский филиал Договор-Заявка и Программа проведения испытаний. Разработаны СПС, Методики сварки, Спецификации испытаний сварного соединения, Технологический процесс. Подготовлены образцы, проведена сварка контрольных образцов и их испытания. Составлены Протоколы результатов испытания «ПРИ».

3. Проведение первичной аттестации технологии сварки применяемых при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов группы «Строительные Конструкции».

Были разработаны Технологические карты, Методика сварки, Журналы сварочных работ, Технологическая инструкция на изготовление сварных деталей и узлов строительных металлических конструкций, Программа производственной аттестации технологии сварки. Подготовлены образцы, проведена сварка контрольных образцов и их испытания. Составлены Протоколы результатов испытания. Также экономический эффект от внедрения и аттестации данного технологического процесса сварки составил около 9,5 млн руб.



Ведущий инженер по вентиляционным установкам Пашукова Татьяна Ильинична занимается эксплуатацией, ремонтом, наладкой и реконструкцией оборудования систем вентиляции и систем воздухообеспечения. В своей работе предлагает и внедряет перспективные, эффективные, надежные и экономически обоснованные технические решения по совершенствованию систем вентиляции на основе передового отечественного и зарубежного опыта.

Важнейшим достижением Татьяны Ильиничны является внедрение систем рекуперации тепловой энергии, вырабатываемой компрессорными установками в цехах № 1, 3/2, 4, 9, 16,18, 22.

С целью получения сжатого воздуха для производственных нужд на предприятиях используются компрессорные установки. При сжатии воздуха образуется тепло, и перед тем, как сжатый воздух поступает в трубопровод он охлаждается, а тепловая энергия отводится и рассеивается. Охлаждение выполняется с привлечением внешнего воздуха.

Во многих производящих сжатый воздух установках – возможность сбережения энергии путем ее рекуперации значительна, но зачастую не используется.

Возможным вариантом использования компрессоров с воздушным охлаждением, производящих большой поток горячего воздуха, является непосредственный обогрев зданий.

В летний период, когда зданию не нужно дополнительное тепло, горячий воздух выводится в атмосферу автоматически, с использованием термостата, или вручную – путем изменения положения воздушной заслонки.

Применение данной тепловой энергии для обогрева производственных помещений является эффективным техническим решением.

В зависимости от производительности компрессорных установок можно рекуперировать в среднем 70 % поставляемой компрессором энергии. Целесообразность внедрения данных систем обуславливается экономической выгодой. Стоимость установки данных систем рекуперации на всем предприятии:

Сует. = 304,12 тыс. рублей.

Количество тепла, вырабатываемое компрессорами за отопительный период, составляет 2343,6 МВт. Стоимость топлива для выработки такого же количества энергии существующей системы отопления составляет: Сг.о.п. = 1501,1 млн. рублей.

Следовательно, ожидаемый годовой экономический эффект:

Э = Сг.о.п - Сует = 1,197 млн. рублей.

Таким образом все мероприятия по внедрению систем рекуперации характеризуются быстрой экономической отдачей.

Татьяна Ильинична принимает активное участие в рационализаторской деятельности завода. Ею подано несколько полезных предложений по реконструкции систем вентиляции, которые успешно внедрены в производство.

Салахиев Ильдар Рафхатович работает в Отделе главного металлурга с сентября 2018 года, занимает должность инженера-конструктора 2 категории.

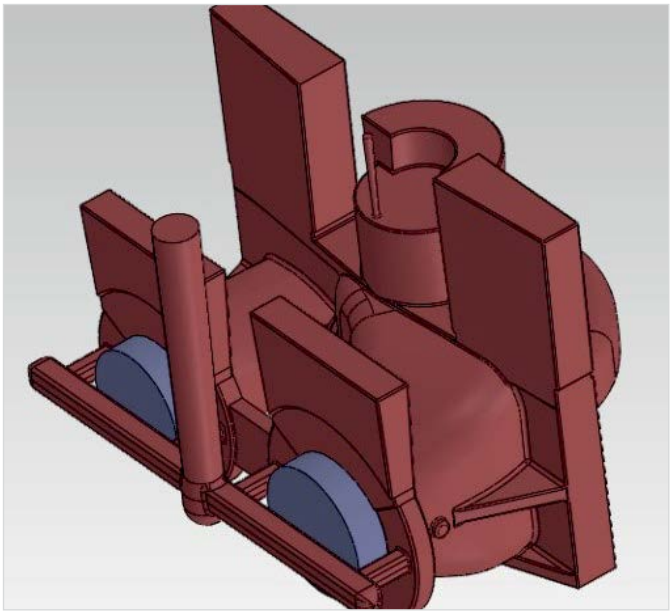
Он занимается разработкой, внедрением и тех.сопровождением конструкторской документации на изготовление оснастки для металлургического производства: отливок (стальных, чугунных, бронзовых, латунных и титановых сплавов), стальных и бронзовых штамповок; Построением 3D моделей (моделирование) металлургической оснастки: штампов, металломоделей, драйеров, сушильных плит, подмодельных плит, а также элементов поточных линий, таких как конвейер; Разработкой планировок участков и схем размещения производственного оборудования; Проработкой и выдачей конструкторских заданий в другие подразделения завода для обеспечения непрерывных производственных циклов.

На сегодняшний день в копилке его работ более 80 разработок конструкторской документации.

Одним из главных достижений Ильдара Рафхатовича является разработка конструкторской документации, а также построение 3D моделей отливок с технологией для моделирования (симулирования) литейных процессов, что позволило выявить литейные дефекты (как наружные, так и внутренние) до запуска в основное производство без затрат на создание головных (опытных) моделей, затрат на формовочные материалы, а также шихтовых материалов на их заливку. В общей сложности было разработано и промоделировано более 50 моделей из стальных, цветных, а также титановых сплавов. Экономический эффект составил более 32 млн. рублей.

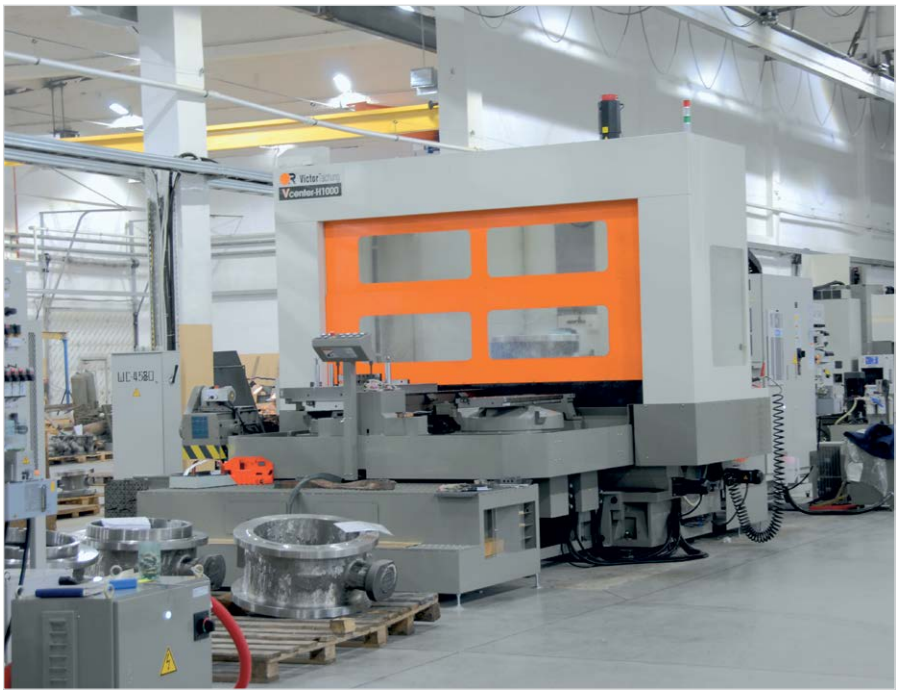
Примечательным достижением Ильдара Рафхатовича является разработка многоразовой оснастки для изготовления битурбинного гидронапорного четырехкамерного титанового корпуса для заказа Корейской фирмы Dong-Yang.

При разработке были применены программные пакеты SolidWorks, Компас 3D, передовые методы и приемы металлургического производства Технология выплавки была рассчитана на глубокий вакуум -1x10-4, предварительный нагрев формы позволил уменьшить припуск на мех. обработку, в значительной мере увеличив производительность труда, позволив производить серийно уникальную единичную продукцию.



Партнерство с «РУСТ-95» — гарантия качества трубопроводной арматуры

АО «РУСТ-95» — производственное предприятие, занимающее ведущие позиции на российском рынке трубопроводной арматуры. Компания является крупнейшим отечественным производителем, осуществляющим полный цикл производства: от разработки и изготовления до постгарантийного сервисного обслуживания. О цикле производства продукции, гарантии ее качества и приоритетных направлениях развития компании мы поговорили с генеральным директором торгового дома «РУСТ-95» Константином Самсоновым.



— Как удалось в сложные 90-е годы прошлого столетия не просто наладить производство трубопроводной арматуры для нефтяной и газовой промышленности, но и вывести компанию в лидеры рынка?

— Да, в это время экономика страны рушилась на глазах — предприятия закрывались одно за другим. Для первых изделий группой энтузиастов во главе с основателем компании Владимиром Ивановичем Логиновым была разработана конструкторская документация. Заказы на комплектующие детали размещены на разных, еще работающих предприятиях. А потом, на арендованном участке механического цеха было налажено сборочное производство. Предприятие стало развиваться. Появилась своя территория и продукция собиралась уже в собственном сборочном цехе.

— Для того, чтобы предприятие стабильно работало, его необходимо обеспечить заказами, как вы решили этот вопрос?

— Торговый дом расположен в Москве, а также открыто подразделение в Санкт-Петербурге, где находится производство. Это сделано для более тесного и плодотворного сотрудничества с потенциальными заказчиками. В задачу сотрудников торгового дома входит реализация продукции, выпускаемой АО «РУСТ-95», работа с проектными институтами, занимающимися подбором техники и подготовкой технико-коммерческих предложений к конкретным проектам нефтегазовой и атомной отраслей.

— Расскажите, как мечты заказчика, то есть его технические задания, вы превращаете в конкретные конструкторские и технологические решения?

— Так как наша компания нацелена на производство не массовой продукции, а скорее эксклюзивной, нам постоянно приходится разрабатывать новые изделия, а кроме того, адаптировать их в уже существующие технологические цепочки заказчиков. Нам удается в короткие сроки решать уникальные по сложности авангардные задачи.

Каждая партия, а порой каждая единица сырья, необходимого для производства, проходит лабораторный контроль. Кстати, контролирует качество, да и весь производственный процесс в целом, автоматизированная система управления предприятием, которая присваивает свой идентификационный номер каждому сырьевому элементу, позволяющий прослеживать его по всей технологической цепочке, вплоть до готового изделия. Это позволяет существенно повысить качество.

— Почему компания приняла решение освоить и собственное литейное производство?

— Раньше нас часто подводили поставщики: то брак отгрузят, то сроки сорвут. Поэтому, как только появилась возможность, мы сразу приобрели здание под «литейку». И меньше чем за год это помещение преобразилось в современный литейный цех. В производстве осуществляется полный цикл работ, необходимых для получения литой заготовки, начиная с проектирования литейной технологии и оснастки, заканчивая участком термообработки и финишной обработкой отливок. Для успешной реализации задуманных технических решений инженеры-технологи применяют полный спектр современных систем автоматического проектирования, моделирования литейных процессов, а также методов 3D-печати. Мы выпускаем отливки любой степени сложности, из различных марок сталей и сплавов, в том числе специальных. Наше литейное производство имеет возможность производить до 150 тонн литья в месяц, причем практически с любыми свойствами и характеристиками.

— Какие-то уникальные сплавы отливаете?

— Очень немногие предприятия в России берутся производить сплавы, близкие по свойствам к зарубежным аналогам таких торговых марок как Хастелой, или Монель, а мы такую возможность имеем. В течение 11 лет мы являемся регулярным поставщиком литых изделий крупному предприятию, изготовителю напорного оборудования. Наши отливки работают в условиях постоянного воздействия коррозионной среды при экстремально высоких температурах. Для сравнения, это соответствует температуре плавления алюминиевых сплавов. Один заказчик поставил специфическую задачу — снизить в готовом литье наличие вредных примесей в 2 раза. Мы смогли обеспечить выполнение этого условия путем разработки новой технологии плавки данного сплава, и наши партнеры остались очень довольны.

— В изделиях, которые производит

«РУСТ-95», требуется обработка сфер, причем, все компоненты выполнены из металла. Это же достаточно сложная механическая обработка?

— Да, это стало еще одной, далеко не простой задачей перед коллективом предприятия. Насколько тонкая должна быть обработка трущихся поверхностей. Для выполнения задачи мы начали искать оборудование. Оказалось, что в стране никто подобные станки не выпускает, а за рубежом они стоят просто нереальных денег! Пришлось разработать и собрать собственные шлифовальные комплексы. С тех пор проблем с обработкой сфер мы не испытываем. Наше механическое производство оснащено оборудованием, способным выпускать детали любой сложности. В его составе 80% станков с ЧПУ, остальные — универсальной механической обработки. У нас 4 механических цеха, два из них обрабатывают крупногабаритное литье и заготовки от 200 миллиметров, остальные изготавливают более мелкие детали, например, для приборной части, дроссельных узлов и других элементов изделий.

— Конечно же, ни на одном металлообрабатывающем производстве не обойтись без сварки и наплавки. Расскажите о нюансах при этих операциях.

— В цехе наплавки и сварочного производства осуществляются сборочно-сварочные работы, а также наплавка. Например, наплавка «Стеллита», это довольно редкая в стране операция. Был у нас такой случай. Шаровые краны одного нашего заказчика эксплуатируются в очень агрессивной и вредной среде, поэтому служат не долго. Раньше они закупались за границей, но по известным причинам ручеек этот иссяк. Встал вопрос об импортозамещении, и они обратились к нам. Мы провели ряд НИР и ОКР, и родилась технология, позволяющая наносить керамику на трущиеся поверхности кранов, что позволило решить проблему заказчика в достаточно короткий срок.

— Чтобы придать изделию товарный вид его же нужно еще и покрасить?

— Не только покрасить, но и защитить от коррозии. Ведь большая часть продукции, выпускаемой нашим предприятием, работает в агрессивных средах, а некоторые изделия вообще под землей. Их обрабатывают термореактивными смолами. Также применяются эпоксиды, полиуретаны, полиэфиры. Кроме того, на участке гальваники производится цинкование, анодирование, фосфатирование и никелирование. Кстати, оборудование для этих процессов также спроектировано на предприятии.

В нашем подразделении есть участок, который занимается выпуском деталей из резины и пластика. Продукция «РУСТ-95» уникальна, и найти для нее комплектующие из этих материалов нужной номенклатуры и качества просто невозможно, поэтому мы закупили оборудование и теперь делаем их сами.

— А как решается проблема возможного брака на производстве?

— Роль отдела технического контроля в структуре компании переоценить невозможно. Система ОТК внедрена во всю технологическую цепочку нашего предприятия. Контролеры подразделения находятся на всех участках производства и проводят все виды контроля деталей и материалов. В состав ОТК входят две производственные лаборатории, имеющие соответствующую аккредитацию. В первой анализируются химико-физические свойства материалов, во второй проводятся исследования ультразвуковыми, проникающими веществами методами, капиллярной и магнитопорошковой дефектоскопией. Эти работы направлены на обнаружения дефектов внутри металла, как деталей, так и заготовок. Готовое изделие проверяется на соответствие ГОСТам. Несмотря на то, что советские нормативы носят рекомендательный характер, они заявлены в регламенты таможенного союза.

— Расскажите о доставке вашей продукции до заказчиков и гарантийном обслуживании.

— Мы отправляем готовую продукцию во множество регионов нашей страны и за рубеж. Наши партнеры — практически все транспортные компании, представленные на рынке. Заказы любого веса доставляются автомобильным, железнодорожным, водным и авиационным транспортом, в том числе и в труднодоступные места. А штатные конструкторы осуществляют полный цикл гарантийного и постгарантийного обслуживания нашего оборудования.

— Как вы видите перспективы развития компании и реализации ее потенциала, в том числе в области импортозамещения?

— Компания «Руст 95» — предприятие, ориентированное на быстрое решение проблем, возникших у заказчика. В короткие сроки наш коллектив способен провести серьезные исследовательские работы, перенастроить производство и выполнить эксклюзивные заказы, за которые никто не берется. В потенциале мы имеем высококвалифицированный персонал, полностью стандартизированное, современное производство и контроль качества на всех его этапах. Мы несем ответственность за качество каждой детали и всего изделия в целом. Это достигается тем, что все комплектующие мы производим сами и не используем импортных составляющих. Таким образом, на деле, внедряется в жизнь требование правительства об импортозамещении. Все эти факторы позволяют с уверенностью сказать, что компания «РУСТ-95» с уверенностью смотрит навстречу будущему. В основе высокого качества продукции «РУСТ-95» — принципы обязательного контроля на всех этапах производственного цикла и постоянное совершенствование систем управления производственными процессами внутри компании. Могу с уверенностью сказать, что выбранная стратегия развития компании не только сегодня обеспечивает ей лидирующие позиции на рынке трубопроводной арматуры, но и имеет большой потенциал для развития предприятия в будущем.

РУСТ-95

АО «РУСТ-95»
Производство трубопроводной арматуры и приборов автоматического управления.
Тел./факс: +7 (812) 334-84-47
Санкт-Петербург, г. Колпино, ул. Северная, д.12.

ТОРГОВЫЙ ДОМ РУСТ-95

ООО «Торговый дом «РУСТ-95»
Эксклюзивная реализация продукции завода АО «РУСТ-95»
Телефон/факс: + 7 (495) 787-74-35, +7(499) 579-31-14
115280, г. Москва, ул. Ленинская слобода, д. 26
www.roost.ru
e-mail: contact@roost.ru

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ▪ ПРОИЗВОДСТВО ▪ ИНЖИНИРИНГ

СОВРЕМЕННОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН

Компания ООО «Итом-Прогресс» изготавливает малогабаритные однофазные открытые ГЗУ на базе счетчиков производства ООО НПО «НТЭС».

Данное решение является наиболее экономичным и оптимальным для учета продукции нефтяных скважин.

МАЛОГАБАРИТНЫЕ ГЗУ

- Легкий монтаж на места старых ГЗУ
- Контроль дебита группы и одной скважины
- Не требует установки блок-бокса
- Не нуждается в инженерных системах
- Быстрый запуск в эксплуатацию
- Расширение опций
- Простая в обслуживании
- Компактная

ITOM ENGINEERING PRODUCTION DESIGN

www.itom.su
тел./факс: +7 3412 635-633
e-mail: itom@udm.ru

Надежность установок подтверждается многолетним опытом эксплуатации наших основных заказчиков

Татойлгаз · ТАТЕХ · МАКойл · ТАТНЕФТЕПРОМ

УДК 621.6 + 539.2/6 + 519.2

Сопоставление надежности линейных участков с учетом изменения свойств трубной стали 14ХГС длительно эксплуатируемых нефтепроводов

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10038

А.Н. Давыдов
архитектор IT-приложений
lexdanik@yahoo.com

ООО «СИБУР ИТ», Москва, Россия

Оценка прочностной надежности участков магистральных трубопроводов (МТ) основана на интеграции в расчетные модели показателей надежности вероятностных закономерностей для внешней нагрузки, действующей на обследуемый участок линейной части (ЛЧ) МТ, и прочностных характеристик материала труб, применявшихся на этапе строительства данного участка. Накопленный к настоящему времени опыт расчета показателей надежности позволяет сделать вывод, что данные закономерности фактически являются индивидуальными и специфическим для любого участка линейной части МТ. При этом даже в пределах одного участка индивидуальные вероятностные закономерности для параметров внешней нагрузки и предельных напряжений подвержены изменениям в течении времени эксплуатации магистрального трубопровода. В работе выполнена оценка влияния изменения статистических характеристик распределения предела текучести трубных сталей на прочностную надежность участков магистральных трубопроводов.

Материалы и методы
Теория надежности, математическая статистика, методы теории вероятности

Ключевые слова
магистральный трубопровод, линейная часть, надежность, вероятность отказа, случайная величина, вероятностные закономерности, статистические характеристики распределения

Введение

Результаты мониторинга надежности участков ЛЧ для различных периодов времени на этапе эксплуатации МТ свидетельствуют, что значения показателей надежности существенно отличаются в зависимости от периода сбора исходной информации. К такой информации относятся наиболее значимые для расчета показателей надежности параметры, которые можно разделить на две группы. К первой группе относятся параметры, определяющие случайный спектр внешней нагрузки, такие как избыточное внутреннее давление внутри трубопровода, температурный перепад вдоль исследуемого участка, перемещения оси трубопровода вследствие воздействия сил морозного пучения и т.д. [1]. Ко второй группе относятся параметры, определяющие прочностные характеристики материала труб, применявшихся на этапе строительства участков МТ. Параметры, входящие как в первую, так и во вторую группу, являются величинами случайными. Вследствие этого параметры первой группы имеют индивидуальные закономерности и пределы рассеивания для каждого участка линейной части МТ [2, 3, 4, 5], а закономерности распределения параметров второй группы отличаются в зависимости от производителя, стандартов и даты выпуска трубной продукции [6, 7, 8]. При этом в работе [2] показано, что фактические распределения параметров, определяющих случайный спектр внешней нагрузки, существенно отличаются даже в пределах одного участка для различных периодов времени на этапе эксплуатации магистральных трубопроводов. Вследствие этого возникают отличия и в результатах оценки надежности обследуемого участка для различных периодов времени на этапе эксплуатации МТ. Однако вопрос исследования изменений в вероятностных закономерностях прочностных характеристик материала трубных сталей, возникающих в связи с продолжительной эксплуатацией магистральных трубопроводов, до настоящего времени остается открытым. Вследствие этого результаты оценки надежности длительно эксплуатируемых трубопроводов могут являться не корректными и отражать не достоверный уровень надежности обследуемых участков линейной части.

Теоретическая часть

Расчет вероятности безотказной работы R (вероятности отказа Q) для участка линейной части магистрального трубопровода производится на основании решения уравнения [1, 3, 4, 9, 10]:

$$R = P(s > \sigma) = P(y > 0) \qquad (1),$$

где

$$y = s - \sigma \qquad (2),$$

— разность двух независимых случайных величин σ и s.

При решении задачи (1) в качестве таких величин принимаются напряжения σ, возникающие в стенке трубы на исследуемом участке под действием случайного спектра внешней нагрузки, и предельные для материала трубы напряжения s [3, 4, 6].

Алгоритм расчета вероятности безотказной работы R, когда выборки значений случайных величин σ и s отнесены при статистической обработке к нормальному закону, подробно рассмотрен в работе [3]. Показано, что вероятность безотказной работы, выраженную через случайную величину y, которая распределена по нормальному закону с математическим ожиданием:

$$\bar{y} = \bar{s} - \bar{\sigma} \qquad (3),$$

и средним квадратическим отклонением:

$$S_y = \sqrt{S_s^2 + S_\sigma^2} \qquad (4),$$

можно определить следующим образом:

$$R = P(y > 0) = \int_0^\infty \frac{1}{S_y\sqrt{2\cdot\pi}} \times \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{y-\bar{y}}{S_y}\right)^2\right] dy \qquad (5),$$

где $\bar{\sigma}$ — математическое ожидание напряжения σ, S_σ — среднее квадратическое отклонение σ, $\bar{s}$ — математическое ожидание допускаемого напряжения S_s, — среднее квадратическое отклонение s.

Если ввести обозначение

$$z = \left(y - \bar{y}\right)/S_y \qquad (6),$$

то зависимость для расчета R имеет следующий вид:

$$R = \frac{1}{\sqrt{2\cdot\pi}} \int_{-\frac{\bar{s}-\bar{\sigma}}{\sqrt{S_s^2+S_\sigma^2}}}^{\infty} e^{-z^2/2} dz \qquad (7),$$

где

$$z = \frac{0-\bar{y}}{S_y} = -\frac{\bar{s}-\bar{\sigma}}{\sqrt{S_s^2+S_\sigma^2}} \qquad (8),$$

— нижний предел случайной величины z при $y = 0$.

Т.к. $z = \left(y-\bar{y}\right)/S_y$ является нормированной случайной величиной, отнесенной к нормальному закону распределения, то вероятность безотказной работы R линейного участка МТ можно найти с помощью функции Лапласа,

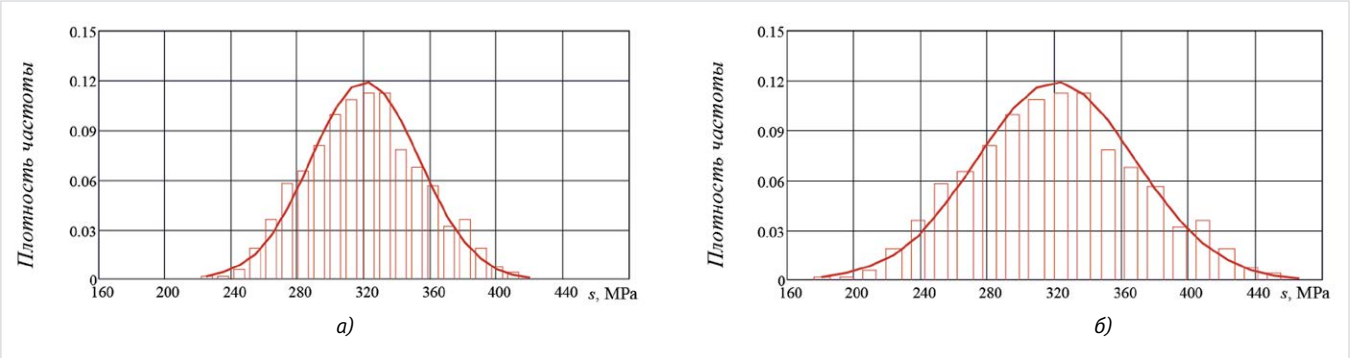


Рис. 1 — Закон распределения предела текучести трубной стали 14ХГС. а — материал трубы в исходном состоянии; б — материал трубы после длительной эксплуатации нефтепровода.
Fig. 1 — The distribution law of yield strength of pipe steel 14HGS. a — pipe material in the initial state; b — pipe material after long—term operation of the pipeline.

значения которой для различных z табулированы и широко представлены в соответствующей справочной литературе.

Пример расчета

Для оценки влияния на показатели надежности статистических характеристик распределения предела текучести материала труб в исходном состоянии и после длительной эксплуатации трубопровода, обратимся к результатам, представленным в работе [11]. Авторами приведены результаты исследований механических испытаний образцов, вырезанных из труб различного сортамента в исходном состоянии и после длительной эксплуатации магистральных нефтепроводов (МН). В результате статистического анализа экспериментальных данных обосновано, что распределения таких механических характеристик, как предел прочности $\sigma_в$ и предел текучести σ_T трубной стали 14ХГС могут быть отнесены к нормальному закону. Установлено, что дисперсия предела прочности материала труб $\sigma_в$ из стали 14ХГС после длительной эксплуатации нефтепровода $S^2_{\sigma_{в2}} = 2498$ возрастает в ~ 3,8 раза по отношению к значению данной характеристики $S^2_{\sigma_{в1}} = 655{,}57$ для предела прочности рассматриваемой трубной стали труб в исходном состоянии. Вследствие этого происходит практически двукратный рост среднеквадратического отклонения $S_{\sigma_в}$ предела прочности $\sigma_в$ материала трубы [11]. Для предела текучести σ_T значение дисперсии после длительной эксплуатации составляет $S^2_{\sigma_{T2}} = 2270$, что в ~ 2,15 раза выше, чем дисперсия предела текучести для стали 14ХГС в исходном состоянии [11], значение которой $S^2_{\sigma_{T2}} = 1058$.

Представленные статистические характеристики предела текучести трубной стали 14ХГС примем в качестве исходных данных для закона распределения предельных напряжений в примере расчета вероятности отказа Q линейных участков с учетом влияния продолжительности эксплуатации нефтепровода. Графическая иллюстрация закона распределения предела текучести σ_T материала трубы в исходном состоянии представлена на рис. 1 а), а для материала трубы после длительной эксплуатации МН — на рис. 1 б).

Расчет показателей надежности выполним по двум вариантам для двух различных участков магистрального нефтепровода на территории Восточной Сибири, расположенных на ЛЧ после нефтеперекачивающих станций (НПС) «Тайшет» и «Сокур». В первом варианте рассчитаем вероятность отказа для каждого участка ЛЧ исходя из условия, что распределение предельных напряжений (предела текучести σ_T) соответствует материалу трубы в исходном состоянии, а во втором – материалу трубы после длительной эксплуатации нефтепровода. При расчетах примем для линейных участков следующие исходные данные:

— условный диаметр трубы D_y = 500 мм;

— толщина стенки δ = 8 мм;

— коэффициент условий работы трубопровода m_n = 0,9;

— коэффициент надежности по назначению k_n = 0,9.

Закон распределения напряжений σ, возникающих в стенке трубы вследствие избыточного внутреннего давления p и положительного температурного перепада T, восстановим на основании известных [1, 12] зависимостей $\sigma = \sigma(p, T, D_н, \delta)$ и статистической обработки [3, 4, 11] выборок значений $p_j, j = \overline{1,n}$ и $T_i, i = \overline{1,m}$, полученных в результате мониторинга для каждого из исследуемых участков [2]. В качестве примера на рис. 2 и 3 приведены графики изменения фактических значений параметров p и T на одном из исследуемых участков за период, соответствующий календарному году эксплуатации МН.

Установленные в результате обработки данных о параметрах внешней нагрузки p и T числовые характеристики нормального закона распределения напряжений σ, возникающих в стенке трубы на участке ЛЧ после НПС «Тайшет», имеют следующие значения: среднее значение σ = 238,036 МПа; дисперсия $S^2_\sigma = 49{,}658$ и среднеквадратическое отклонение $S_\sigma = 7.05$. Аналогичные характеристики для закона распределения напряжений, возникающих в стенке трубы на участке ЛЧ НПС «Сокур» имеют значения: среднее значение $\sigma = 223{,}762$ МПа; дисперсия $S^2_\sigma = 15.164$ и среднеквадратическое отклонение $S_\sigma = 3.894$. Таким образом статистические распределения напряжений σ отличаются и являются индивидуальными для каждого из рассматриваемых в примере участков.

Необходимо отметить, что характеристики закона распределения напряжений σ, определенные на основании статистической обработки выборок значений $p_j, j = \overline{1,n}$ и $T_i, i = \overline{1,m}$, сбор которых осуществлялся в другой период времени эксплуатации рассматриваемых участков, будут отличаться от значений, полученных в настоящем примере. Также следует отметить, что подчинение

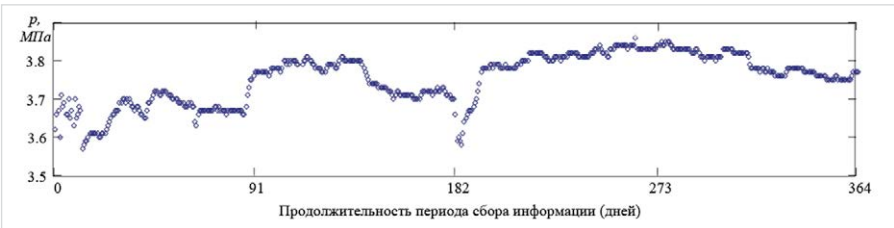


Рис. 2 — График изменения значений избыточного внутреннего давления p на линейном участке МН
Fig. 2 — Graph of changes in the values of excess internal pressure p in the linear section of the main oil pipeline

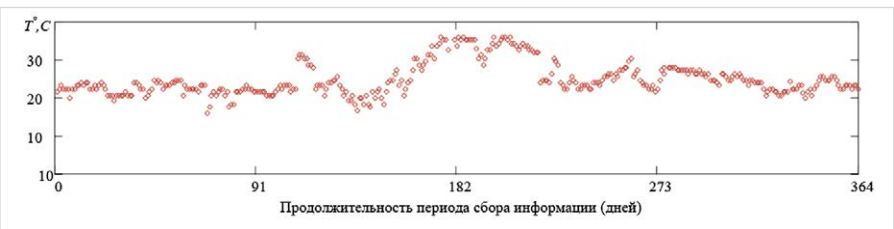


Рис. 3 — График изменения значений температуры T на линейном участке МН
Fig. 3 — Graph of temperature T on the linear section of the main oil pipeline

распределений случайных величин σ и s нормальному закону требует соответствующего обоснования и в большинстве случаев при обработке фактических данных о параметрах внешней нагрузки и предельных напряжениях является исключением [3, 4, 5].

Графическая иллюстрация закона распределения напряжений σ в стенке трубы на исследуемых в примере участках линейной части МН, представлена на рис. 4.

При известных численных характеристиках параметров закона распределения напряжений σ, возникающих в стенке трубы, и предельных для материала трубы напряжений s, выполним на основании зависимостей (5) или (7) расчет значений вероятности отказ Q для рассматриваемых в примере участков МН. Для первого варианта расчета, согласно которому закономерности для предела текучести соответствуют материалу трубы на участке ЛЧ НПС «Тайшет» в исходном состоянии, в результате вычислений получено значение вероятности отказа $Q_1^1 = 1{,}31\times10^{-2}$. Значение вероятности отказа для этого же участка при расчете по второму варианту, который соответствует изменившимся в результате длительной эксплуатации характеристикам закона распределения предельных напряжений, составило $Q_1^2 = 6{,}02\times10^{-2}$. Расчет вероятности отказа, выполненный по первому варианту для второго участка, расположенного на ЛЧ НПС «Сокур», определил значение $Q_2^1 = 1{,}85\times10^{-3}$. Для второго варианта расчета, который соответствует продолжительной эксплуатации МН и изменившимся

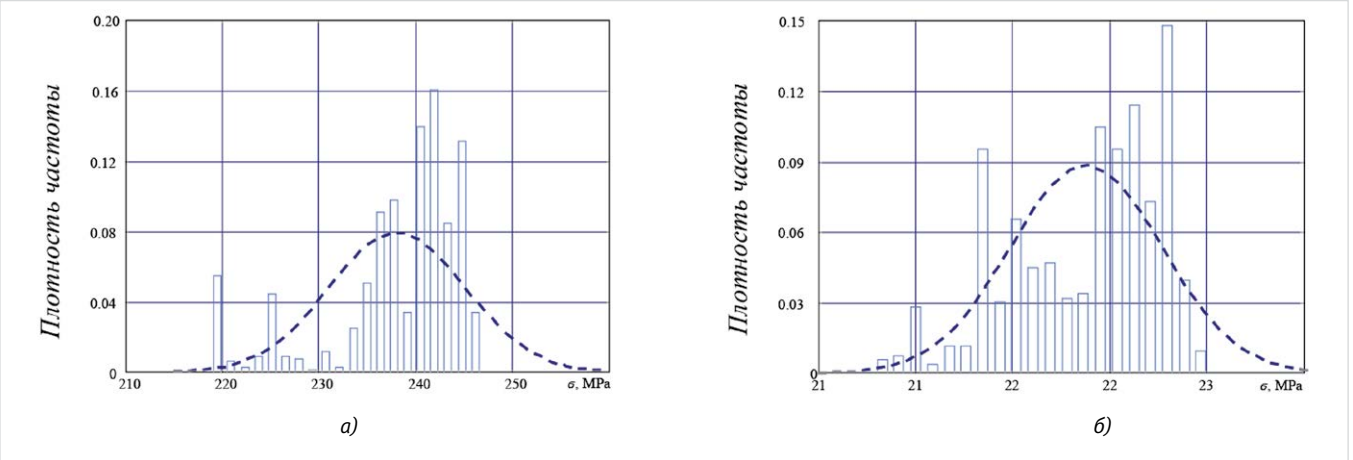


Рис. 4 — Закон распределения напряжений в стенке трубы. а) — участок ЛЧ после НПС «Тайшетская»; б) — участок ЛЧ после НПС «Сокур»

Fig. 4 — The law of stress distribution in the pipe wall. a) — section of the linear part after the; Taishetskaya oil pumping station; b) — section of the linear part after the Sokur oil pumping station

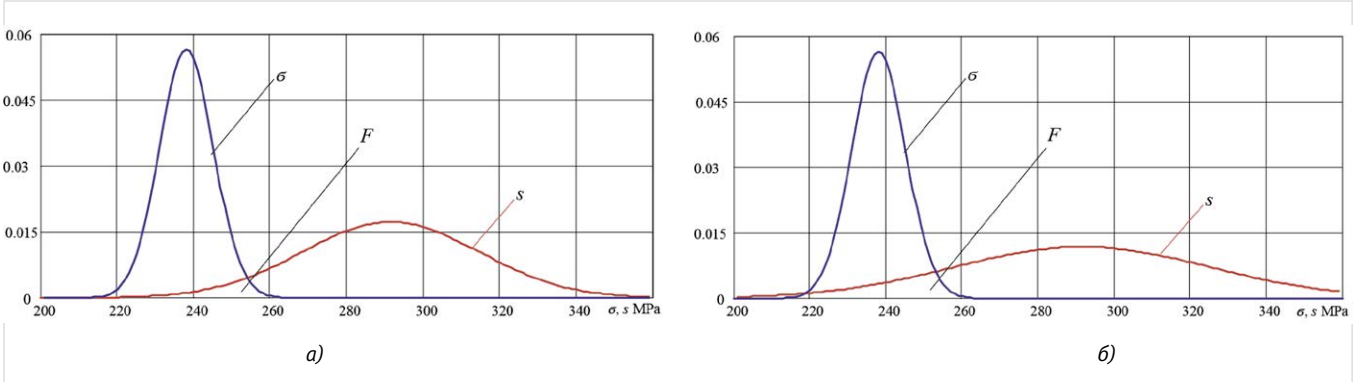


Рис. 5 — Графическая иллюстрация к определению вероятности отказа участка МН (НПС «Тайшет», МН Омск—Иркутск). а) — материал трубы в исходном состоянии; б) — труба после длительной эксплуатации

Fig. 5 — Graphic illustration to the determination of the probability of failure of the main oil pipeline section (Taishet pump station, Omsk—Irkutsk main oil pipeline). a) — pipe material in the initial state; b) — pipe after prolonged use

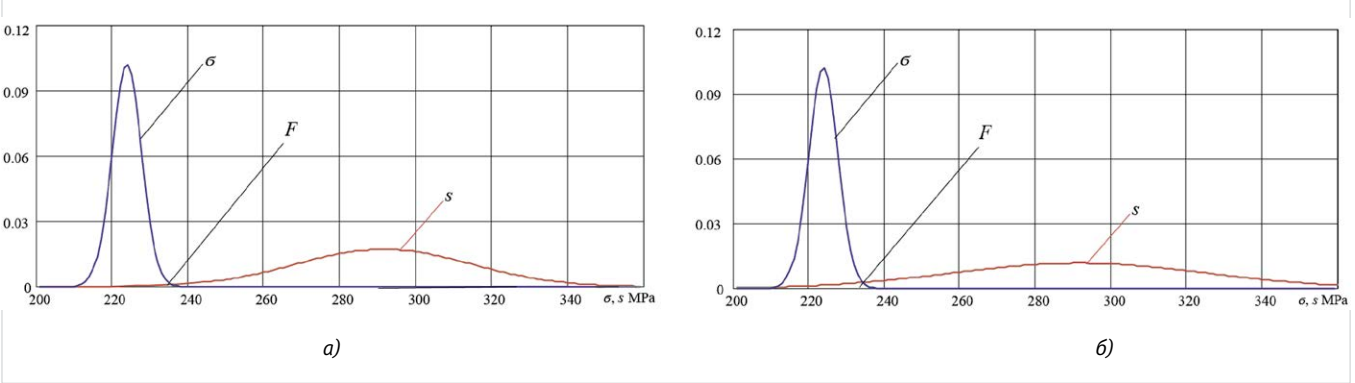


Рис. 6 — Графическая иллюстрация к определению вероятности отказа участка МН (НПС «Сокур», МН Омск—Иркутск); а) — материал трубы в исходном состоянии; б) — труба после длительной эксплуатации

Fig. 6 — Graphic illustration to the determination of the probability of failure of the main oil pipeline section (Sokur pump station, Omsk—Irkutsk main oil pipeline); a) — pipe material in the initial state; b) — pipe after prolonged use

статистическим характеристикам распределения предельных напряжений, величина вероятности отказа этого же участка ЛЧ составила $Q_2^2 = 2{,}29 \times 10^{-2}$.

Графическая иллюстрация к выполненным расчетам представлена на рис. 5 и 6, где область пересечения закономерностей распределения напряжений σ и s (обозначена символом F), соответствует значению вероятности отказа Q для каждого участка и варианта расчета [1, 3, 4, 7].

Итоги

Анализ полученных результатов позволяет сделать вывод, что изменения в закономерностях распределения предела текучести трубной стали 14ХГС, возникающие после длительной эксплуатации МН, в первом случае ~ в пять раз, а во втором — на порядок (~ в 10 раз) увеличивают вероятность отказа Q в пределах исследуемых участков. Следовательно, такие изменения необходимо классифицировать как деградационные для прочностных показателей трубной стали 14ХГС и учитывать данный факт при решении задач оценки прочностной надежности участков МН, на этапе строительства или ремонта которых применялась аналогичная трубная продукция.

Выводы

Изменение статистических характеристик распределения предела текучести трубной стали 14ХГС после длительной эксплуатации нефтепровода оказывает значимое влияние на прочностную надежность линейных участков.

2. Детерминированные методы не позволяют учесть при оценке прочности линейных участков деградационные изменения в закономерностях распределения предела текучести стали 14ХГС, возникающие по мере увеличения срока эксплуатации нефтепровода.
3. Полученные результаты по оценке влияния продолжительности эксплуатации нефтепровода на надежность линейных участков свидетельствуют о необходимости исследования вероятностных закономерностей прочностных характеристик для других марок трубных сталей.

Литература

1. Харионовский В.В. Надежность и ресурс конструкций газопроводов. М.: Недра, 2000. 467 с.
2. Голофаст С.Л. Мониторинг уровня надежности линейных участков в различные периоды эксплуатации магистрального газопровода // Безопасность труда в промышленности. 2019. №6. С. 42–47.
3. Филатов А.А., Голофаст С.Л. Проблемы оценки прочностной надежности газопроводов // Газовая промышленность. 2015. №7. С. 45–48.
4. Голофаст С.Л. Проблемы оценки надежности линейной части магистральных трубопроводов // Безопасность труда в промышленности. 2018. - №4 (736) – С.36-42. DOI: 10.24000/0409-2961-2018-4-36-40.
5. Филатов А.А., Георге М.С. Влияние условий эксплуатации газопровода на показатели его прочностной надежности // Наука и техника в газовой промышленности. 2013. №2. С. 75–82.
6. Филатов А.А., Новоселов В.В. Влияние прочностных свойств материала трубы на вероятностные характеристики коэффициента запаса прочности в условиях эксплуатации газопровода // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2014. №4. С. 80–85.
7. Голофаст С.Л. Влияние статистического разброса предела текучести трубной стали марки 17Г1С на прочностную надежность магистральных газопроводов // Безопасность труда в промышленности. 2019. №2. С. 42–47.
8. Голофаст С.Л. Влияние фактических закономерностей распределения предела текучести стали 17Г1С на коэффициент запаса прочности участков магистрального газопровода // Экспозиция Нефть Газ. 2019. №3. С.58–64.
9. Bertche B., Lechner G. Zuverlässigkeit im Fahrzeug-und Maschinenbau. Springer, 2004.
10. O'Connor P.D.T., Kleyner A. Practical reliability engineering. 5th ed. John Wiley & Sons, Ltd, United Kingdom, 2012.
11. Сызранцев В.Н., Голофаст С.Л., Лысяный К.К., Невелев Я.П. Исследование механических характеристик трубных сталей 17ГС, 17Г1С, 14ХГС после длительной эксплуатации нефтепроводов // Нефтяное хозяйство. 2008. №3. С. 98–100.
12. Бирилло И.Н., Яковлев А.Я., Теплинский Ю.А., Быков И.Ю., Воронин. В.Н. Оценка прочностного ресурса газопроводных труб с коррозионными повреждениями. М: Изд. ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. 168 с.

ENGLISH **PIPELINE**

UDC 621.6 + 539.2/6 + 519.2

Comparison of linear sections reliability for the changes in the properties of pipeline steel 14HGS long maintained pipelines

Authors

Alexey N. Davydov — IT-application architector; lexdanik@yahoo.com

«SIBUR IT» Ltd., Moscow, Russian Federation

Abstract

Assessment of the strength reliability of main pipelines sections is based on the integration into the calculation models of reliability indicators of probability patterns for the external load acting on the examined section of the main pipelines linear part, and the strength characteristics of the pipe material used at the construction stage of this section. The experience accumulated to date in calculating reliability indicators allows us to conclude that these patterns are actually individual and specific for any part of the main pipeline linear part. Moreover, even within the same section, individual probabilistic patterns for the parameters of the external load and ultimate stresses are changed during the life of the main pipeline.

The paper assesses the impact of changes in the statistical characteristics of the distribution of the yield strength of pipe steels on the strength reliability of sections of main pipelines.

Materials and methods

Reliability Theory, Mathematical Statistics, Probability Theory

Keywords

main pipeline, linear part, reliability, probability of failure, random variable, probabilistic laws, statistical characteristics of distribution

Results

An analysis of the results allows us to conclude that changes in the patterns of distribution of the yield strength of 14KhGS pipe steel that occur after long-term operation of the main oil pipelines, in the first case, by five times, and in the second, by an order (~ 10 times) increase the probability of failure Q within examined areas. Therefore, such changes must be classified as degrading for the strength characteristics of 14KhGS pipe steel and this fact should be taken into account when solving the problems of assessing the strength reliability of sections of main oil pipelines, at the stage of construction or repair of which similar pipe products were used.

Conclusions

Changing the statistical characteristics of the distribution of the yield strength of pipe steel 14KhGS after long-term operation of the pipeline has a significant impact on the strength reliability of linear sections.

2. Deterministic methods do not allow to take into account, when assessing the strength of linear sections, degradation changes in the patterns of yield strength distribution of 14KhGS steel that occur as the pipeline service life increase.

3. The results obtained by assessing the impact of the duration of the operation of the pipeline on the reliability of linear sections indicate the need to study the probabilistic laws of strength characteristics for other grades of pipe steels.

References

1. Kharionovskiy V.V. N*adezhnost' i resurs konstruktsiy gazoprovodov* [Reliability and service life of gas pipeline structures]. Moscow: Nedra, 2000, 467 p.
2. Golofast S.L. M*onitoring urovnya nadezhnosti lineynykh uchastkov v razlichnye periody ekspluatatsii magistral'nogo gazoprovoda* [Monitoring the level of reliability of linear sections at different periods of operation of the main gas pipeline]. Occupational safety in industry, 2019, issue 6, pp. 42–47.
3. Filatov A.A., Golofast S.L. P*roblemy otsenki prochnostnoy nadezhnosti gazoprovodov* [Problems of assessment of gas pipelines strength reliability]. Gas Industry, 2015, issue 7, pp. 45–48.
4. Golofast S.L. P*roblemy otsenki nadezhnosti lineynoy chasti magistral'nykh truboprovodov* [Problems of Reliability Assessment for Linear Part of Trunk Pipelines]. Occupational Safety in Industry, 2018, issue 4, pp. 36–42. DOI: 10.24000/0409-2961-2018-4-36-40.
5. Filatov A.A., George M.S. V*liyanie usloviy ekspluatatsii gazoprovoda na pokazateli ego prochnostnoy nadezhnosti* [Effect of the operating conditions of the gas pipeline on the indices of its strength reliability]. Science and Technology in the Gas Industry, 2013, issue 2, pp. 75–82.
6. Filatov A.A., Novoselov V.V. V*liyanie prochnostnykh svoystv materiala truby na veroyatnostnye kharakteristiki koeffitsienta zapasa prochnosti v usloviyakh ekspluatatsii gazoprovoda* [Effect of the strength properties of the pipe material on the probabilistic characteristics of the strength factor in the operating conditions of gas pipeline]. News of higher educational institutions. Oil and gas, 2014, issue 4, pp. 80–85.
7. Golofast S.L. V*liyanie statisticheskogo razbrosa predela tekuchesti trubnoy stali marki 17G1S na prochnostnuyu nadezhnost' magistral'nykh gazoprovodov* [Effect of Statistical Straggling of the Yield Strength of 17G1S Pipe Steel Grade on Strength Reliability of the Main Gas Pipelines]. Occupational Safety in Industry, 2019, issue 2, pp. 42–47.
8. Golofast S.L. V*liyanie fakticheskikh zakonomernostey raspredeleniya predela tekuchesti stali 17G1S na koeffitsient zapasa prochnosti uchastkov magistral'nogo gazoprovoda* [The effect of the actual patterns of distribution of the yield strength of steel 17G1S on the safety factor of main gas pipeline sections]. Exposition Oil Gas, 2019, issue 3, pp. 58–64.
9. Bertche B., Lechner G. Zuverlässigkeit im Fahrzeug-und Maschinenbau. Springer, 2004.
10. O'Connor P.D.T., Kleyner A. Practical reliability engineering. 5th ed. John Wiley & Sons, Ltd, United Kingdom, 2012.
11. Syzrantsev V.N., Golofast S.L., Lysyanyy K.K., Nevelev Ya.P. I*ssledovanie mekhanicheskikh kharakteristik trubnykh staley 17GS, 17G1S, 14KhGS posle dlitel'noy ekspluatatsii nefteprovodov* [Study of the mechanical characteristics of pipe steels 17GS, 17G1S, 14HGS after oil pipelines long-term operation]. Oil facilities, 2008, issue 3, pp. 98–100.
12. Birillo I.N., Yakovlev A.Ya., Teplinskiy Yu.A., Bykov I.Yu., Voronin. V.N. O*tsenka prochnostnogo resursa gazoprovodnykh trub s korrozionnymi povrezhdeniyami* [Assessment of the durability of gas pipes with corrosion damage]. Moscow: TsentrLitNefteGaz, 2008, 168 p.

XIII МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

Нефтедобыча.
Нефтепереработка.
Химия.

ВСЕ ВОЗМОЖНОСТИ ОТРАСЛИ

22–24 ОКТЯБРЯ 2019
• САМАРА •

УЧАСТНИКИ ВЫСТАВКИ:

АО «САМАРАНЕФТЕГАЗ»
АО «КУЙБЫШЕВСКИЙ НПЗ»
АО «НОВОКУЙБЫШЕВСКИЙ НПЗ»
АО «СЫЗРАНСКИЙ НПЗ»
АО «НОВОКУЙБЫШЕВСКАЯ НЕФТЕХИМИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ»
ООО «НОВОКУЙБЫШЕВСКИЙ ЗАВОД МАСЕЛ И ПРИСАДОК»
АО «САМАРАНЕФТЕПРОДУКТ»
ФИЛИАЛ ООО «РН-АЭРО» в г. САМАРА
АО «ОТРАДНЕНСКИЙ НПЗ»
АО «НЕФТЕГОРСКИЙ НПЗ»
ООО «САМАРАНИПИНЕФТЬ»
ТПП «РИТЭК-САМАРА-НАФТА» (ПАО «ЛУКОЙЛ»)
АО «ТРАНСНЕФТЬ-ПРИВОЛГА»
АО «ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ»
ПАО «ТОЛЬЯТТИАЗОТ»

ЭКСПО-ВОЛГА
организатор выставок с 1986 г.

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:
МИНИСТЕРСТВА ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТОРГОВЛИ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ
СОЮЗА НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ

ул. Мичурина, 23а
тел.: (846) 207-11-45
www.expo-volga.ru

Применение технологий электрообогрева для освоения Сибири: скин-система для устройства Чаяндинского месторождения

В августе компания «Газпром» сообщила о подключении Чаяндинского месторождения к трубопроводной системе «Сила Сибири», предназначенной для транспортировки газа на Дальний Восток и в Китай. Трасса протяженностью 3 000 км проходит по территориям Иркутской области, Республики Саха (Якутия) и Амурской области. Уникальный проект реализуется в суровых климатических условиях, зонах вечной мерзлоты, скалистой и заболоченной местности. Отрицательные температуры держатся здесь от 6 до 9 месяцев в году. В таких условиях вызовом для людей и техники является не только бурение скважин, строительство трассы и инфраструктуры, но и обеспечение дальнейшей эксплуатации объектов.

Рис. 1 — Компания «ССТэнергомонтаж» ведет работы по проектированию и поставке систем электрообогрева на Чаяндинское НГКМ с 2015 года

В этой связи системы электрообогрева становятся важным технологическим условием для освоения месторождений и их эффективной разведки в условиях Сибири и Крайнего Севера. Они предназначены для защиты от замерзания, а также поддержания технологических температур трубопроводов, резервуаров, контрольно-измерительных приборов и техники при добыче и дальнейшей транспортировке газа и нефти.

Компания «ССТэнергомонтаж», инжиниринговое подразделение Группы компаний «Специальные системы и технологии», выполнила комплексный проект по оснащению Чаяндинского месторождения системами электрообогрева. В число обогреваемых объектов вошли установки подготовки нефти и кустов нефтяных скважин, предварительной

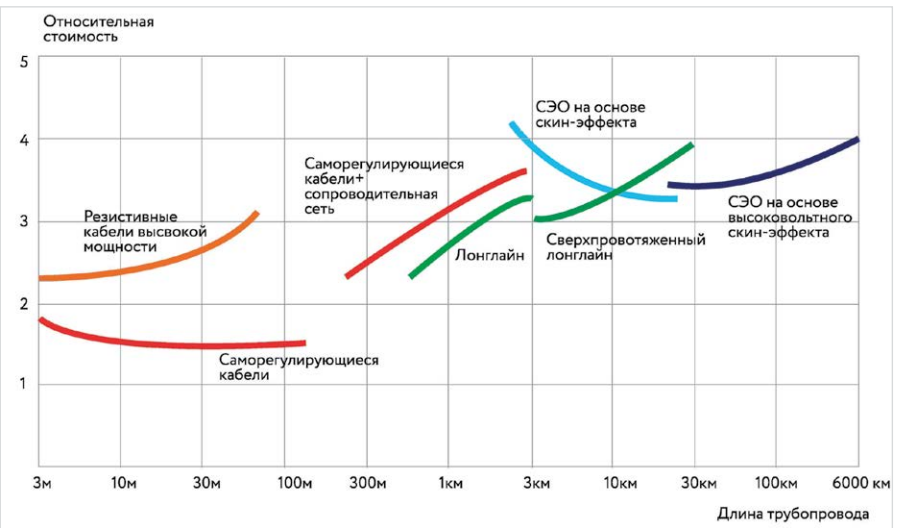


Рис. 2 — Выбор системы электрообогрева (СЭО) в зависимости от плеча обогрева

Рис. 3 — Состав системы на основе скин-эффекта ИРСН-15000

подготовки газа (УППГ-2), комплексной подготовки газа (УКПГ-3), мембранного выделения гелиевого концентрата (УМВГК), а также системы водозабора и канализационно-очистных сооружений.

В зависимости от задач на Чаяндинском месторождении применение получили системы электрообогрева ГК «ССТ» на основе саморегулирующихся нагревательных кабелей (285 км), на основе резистивных нагревательных кабелей (270 км), а также индукционно-резистивные системы (скин-система) ИРСН-15000 для обогрева трубопроводов общей протяженностью 49 км.

Выбор решения для проекта определяется многими факторами, одна из которых длина плеча обогрева. Для обогрева внутриплощадочных трубопроводов, которые, как правило, по длине не превосходят 100 метров, наиболее эффективны системы на основе саморегулирующихся нагревательных кабелей. Транспортировка углеводородного сырья на большие расстояния (например, с удаленных площадок на центральный пункт сбора) осуществляется по межплощадным трубопроводам, зачастую проходящим по ненаселенной территории, на которой могут отсутствовать источники энергии. Их длина может составлять от 2 до 40 км. В этом случае применение саморегулирующихся кабелей требует устройства сопроводительной сети с распределительными коробками, расположенными через каждые 100–200 метров трубопровода. При этом стоимость системы питания окажется в 2-3 раза выше стоимости самих нагревательных кабелей.

Единственно возможным решением для обогрева магистральных трубопроводов является индукционно-резистивная система, или так называемая скин-система. Она позволяет обогревать трассы длиной до 60 километров с подачей питания с одной точки, а при организации сопроводительной питающей сети — без ограничений.

Разработанную японцем Масао Андо в 1963 году скин-систему сегодня производят всего несколько компаний в мире. В России единственным производителем, освоившим данную технологию, является «ССТэнергомонтаж» (ГК «ССТ»). Общая длина трубопроводов, обогреваемых российскими системами на основе скин-эффекта, составляет более 1000 км. Помимо Чаяндинского месторождения система ИРСН-15000 обогревает трубопроводы химического завода Kumho Mitsui (Корея), нефтяного терминала Vopak Horizon Fujairah Limited (Объединенные Арабские Эмираты), Харьягинского, Бованенковского и Ванкорского месторождений (Россия), Таманского нефтяного терминала (Россия), магистральный нефтепровод «Заполярье – Пурпе» (Россия) и многие другие.

Компания «ССТэнергомонтаж» предоставляет все необходимые компоненты для скин-систем. К их числу относятся уникальные запатентованные силовые трансформаторы, обеспечивающие симметрию трехфазных сетей при питании систем электрообогрева на основе скин-эффекта. Это устройство позволяет подключать к трехфазной питающей сети мощную однофазную нагрузку (нагреватель скин-системы), при этом перекос токов в питающей сети отсутствует.

Помимо большой длины обогреваемого участка трубопровода — до 60 км от одного источника — к преимуществам скин-систем относится низкая материалоемкость и простота монтажа, высокая механическая прочность и рабочие температуры до 200°С. Безопасность применения ИРСН-15000 производства ГК «ССТ» во взрывоопасных средах подтверждена международным сертификатом ATEX, сертификатами соответствия требованиям Технического регламента Таможенного союза, а также Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору.

Рис. 4 – Принцип действия скин-системы основан на явлении поверхностного эффекта или скин-эффекта

ООО «ССТэнергомонтаж»
141002, г. Мытищи,
ул. Колпакова, д. 2
+7 (495) 627-72-55
info@sst-em.ru
www.sst-em.ru, www.sst.ru

Хранители топлива

Производство полевых складов горючего – специализация НПФ «Политехника». Более 10-ти лет мы изготавливаем мягкие резервуары подушечного типа для хранения топлива. На их основе формируются полевые склады горючего (ПСГ) — резервуарные группы любой вместимости. Основа резервуара — сверхпрочная полиэфирная ткань баллистического плетения с двухсторонним полиуретановым покрытием.

ПСГ общим объемом 1 000 куб. м вместе со всем дополнительным оборудованием вмещается в один 20-ти футовый контейнер.

Фото 1. ПСГ-8000, месторождение Салмановское

Удобство полевого склада горючего в быстроте монтажа, мобильности, экономии в расходах на доставку, монтаж и обслуживание по сравнению со стальными резервуарами.

Бригадой из трех человек склад на 1 000 куб. м разворачивается за 3–5 дней. Доставить ПСГ на место эксплуатации можно любым видом транспорта. ПСГ разворачивают на любой поверхности. Необходимо только разровнять ее и очистить от колющих и острых предметов.

Инновационный продукт НПФ «Политехника» — гибридные резервуары (ГР), производятся компанией достаточно успешно и уже успели пройти проверку временем.

ГР — это резервуар цилиндрической формы. Наружная часть гибрида представляет собой металлическую конструкцию-листы, соединенные в окружность, а внутренняя — полимерный герметичный вкладыш. В таких временных резервуарах можно хранить воду техническую и питьевую, светлые нефтепродукты. Часто их используют на объектах для хранения противопожарного запаса воды.

Быстрота возведения, долговечность и мобильность относят к важным преимуществам ГР. Так, сборка ГР объемом 4 000 куб. м производится в течение 2—3 рабочих дней. Срок эксплуатации составляет 20–25 лет, вкладыша — 5 лет, и он ремонтопригоден. Отсутствие фундамента и особенности конструкции позволяют перебазировать резервуарный парк с наименьшими затратами на логистику и монтаж.

С 2017 года произведено более 20-ти гибридов. За 2,5 года эксплуатации наши резервуарные парки выдержали проверку на прочность и отлично зарекомендовали себя как удачные временные хранилища с возможностью быстрой перебазировки.

НПФ «Политехника» осуществляет услуги приема топлива с танкера, временное хранение в ПСГ (полевых складах горючего) и выдачу.

ВЫПОЛНЕННЫЕ ПРОЕКТЫ В РЕГИОНЕ ЯНАО В 2019 Г.

Трасса Нарьян-Мар — Усинск

Это один из крупнейших инфраструктурных проектов Ненецкого автономного округа. Строительство реализуется в рамках национального проекта "Безопасные и качественные автомобильные дороги НАО". Для строительства первого участка дороги в апреле–мае 2019 г. мы поставили и смонтировали два ПСГ для топлива общим объемом 2500 куб. м.

Месторождение Салмановское

В 2018 году на месторождении реализован проект ПСГ общим объемом 8000 куб. м. В настоящее время производится перебазировка склада в рамках этого месторождения с участием сервисного подразделения НПФ «Политехника». Дополнительно сюда будут направлены противофильтрационные полога и маслобензостойкие рукава.

Месторождение Русское

Сейчас мы в стадии разработки гибридных резервуаров ГР объемом 3000 куб. м. Резервуары будут поставлены на месторождение Русское в Тазовском районе ЯНАО. Данный проект предусматривает группу ГР с подогревом для хранения противопожарного запаса воды.

Фото 2. Гибридный резервуар

ПОЛИТЕХНИКА
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА

ООО НПФ «Политехника»
109316, г. Москва,
ул. Волгоградский проспект,
д. 47, офис 201
+7 (495) 783-01-67
info@poli.ru
www.poli.ru

УДК 681.518.5

Уточнение критериев диагностирования вентиляционного оборудования на установках комплексной подготовки газа

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10036

А.А. Мацибора
заместитель начальника отдела главного механика
a.a.matsibora@gd-urengoy.gazprom.ru

Р.Р. Гареев
к.т.н., инженер по ремонту 1-ой категории ГП №12
r.r.gareev@gd-urengoy.gazprom.ru

Уренгойское промысловое управление филиала ООО «Газпром добыча Уренгой», Новый Уренгой, Россия

Актуальность вопроса оптимизации применяемой системы технического обслуживания и ремонта оборудования для многих предприятий заключается в переходе к обслуживанию по техническому состоянию, поэтапная реализация которого возможна при четком определении методов, средств, и глубины диагностирования оборудования. Предложенная система мониторинга среднеквадратического значения виброскорости на базе уточненных норм вибрации для роторного оборудования хотя и является начальным этапом реализации системы диагностирования по техническому состоянию, но достаточным условием внедрения такой системы обслуживания оборудования.

Ключевые слова
вентилятор, критерии диагностирования, уточнение норм вибрации, среднее квадратическое отклонение

Широко распространенная на сегодняшний день система регламентированного обслуживания согласно графику планово-предупредительных ремонтов (ППР) требует пересмотра, в первую очередь, в связи с тем, что для достижения основной цели системы ППР — обеспечение надежности и безаварийности работы технологического оборудования в заданный интервал межремонтного периода, количество ремонтов закладывается с большим запасом, и во многом превосходит требуемый фактический объем ремонтных работ рассматриваемой единицы оборудования [1].

Система обслуживания по фактическому состоянию позволяет устранить главный недостаток системы ППР — обслуживание по заранее утвержденному графику вне зависимости от технического состояния механизма на данный момент. Идея системы обслуживания по фактическому состоянию заключается в предотвращении отказа оборудования, за счет использования методов определения технического состояния механизма в процессе эксплуатации по прямым или косвенным параметрам, позволяющих количественно оценить степень поврежденности узлов и деталей механизма. При анализе данных параметров производится оценка вида, объема, оптимального времени и продолжительности проведения ремонта [2].

Основным критерием при выборе метода диагностирования является возможность достижения максимально точной и достоверной оценки фактического состояния механизма, и классификация этого состояния: неисправное, исправное и т.д.

Для роторного оборудования наиболее информативным методом является вибрационная диагностика [3], основанная на анализе вибрации, источником которого является вращающийся вокруг оси ротор. Данный виброакустический сигнал несет основную информацию о техническом состоянии механизма и характере взаимодействия его узлов.

Вибрация характеризуется следующими параметрами [4]:

— виброперемещением (s, мм) — составляющая перемещения, описывающая вибрацию;

— виброскоростью (v, мм/с) — производная виброперемещения во времени;

— виброускорением (a, мм/с2) — производная виброскорости во времени.

Взаимосвязь колебательных величин (при синусоидальных колебаниях) выражается следующими зависимостями [4]:

$$s = \frac{v}{2\pi f} = \frac{10^3 a}{2\pi f} \quad (1),$$

$$v = 2\pi f s = \frac{10^3 a}{2\pi} \quad (2),$$

$$a = 10^{-3} s (2\pi f)^2 = 2 * 10^{-3} f v \quad (3),$$

где f — частота колебаний, Гц.

Выбор параметра определяется типом диагностируемого объекта и частотным диапазоном, на которых вибрируют основные дефекты данного механизма.

Как правило, при контроле широкополосной вибрации (10–1000 Гц) машин роторного типа в качестве оцениваемого параметра используют среднее квадратическое значение (СКЗ) виброскорости, поскольку оно связано с энергией колебаний [5]. Для дефектов с частотой вибрации выше (например, дефекты подшипников качения) или ниже (низкооборотные тихоходные механизмы) предпочтительнее проведение замеров виброускорения и виброперемещения соответственно [6].

СКЗ виброскорости в зависимости от времени выборки определяется соотношением [5]:

$$v = \sqrt{T_{ВЫБ}^{-1} \int_0^T v^2(t)dt} \quad (4),$$

где $v(t)$ — функция виброскорости от времени;

$T_{ВЫБ}$ — период выборки, который должен быть много больше периода любого из основных частотных компонентов, содержащихся в $v(t)$.

Большинство существующих на сегодняшний день приборов диагностирования позволяют регистрировать параметры вибрации с возможностью расчета СКЗ требуемой величины, а также производить спектральный анализ вибрации методом быстрого преобразования Фурье [4]. Физический смысл преобразования Фурье состоит в том, что если известна реализация процесса во временной области (амплитуда — время), то можно подсчитать вклад этой функции на частоте fi, т.е. осуществить фильтрацию процесса, перейдя к распределению амплитуд $X(f)$ в частотной области [4].

На практике применение спектрального анализа сопряжено с некоторыми трудностями, связанными с отсутствием определенных знаний у обслуживающего персонала в области технической диагностики, непосредственно влияющие на достоверность диагноза о техническом состоянии объекта. Каждый дефект роторного оборудования (дисбаланс, расцентровка и т.д.) характеризуется своей картиной амплитудно-частотного распределения спектра вибрации, но общей чертой большинства из них является повышенное амплитудное значение гармоники на оборотной частоте вращения ротора. Как следствие, на спектре виброскорости порой сложно уловить незначительную разницу в причине повешенного уровня вибрации, особенно при наложении дефектов. Поэтому некоторые предприятия ограничиваются только

№ п.	Марка вентилятора	Nпр, кВт	Классификация по ГОСТ 31350	Классификация по ГОСТ 10816 (по Nпр)		Среднее арифмет. знач. Вектор v, мм/с	Среднее квадрат. отк. σ, мм/с	Зоны вибросостояний		
			Категория	Класс вибрации	Зона/ норма СКЗ V, мм/с			Зона A/B, мм/с	Зона B/C, мм/с	Зона C/D, мм/с
1	B06-300-2,5	0,18	BV-3 (≤ 37 кВт)	Класс 1 (‹30 кВт)	Зона A /0,71	0,23	0,11	0,34	0,56	1,50
2	B06-300-3,15	0,25				0,31	0,14	0,45	0,73	1,98
3	B06-300-4	0,25				0,32	0,19	0,51	0,89	2,24
4	B06-300-5	0,37				0,41	0,14	0,55	0,83	2,42
5	ВЦ4-70-2,5	0,25				0,39	0,18	0,57	0,93	2,51
6	B06-300-6,3	0,75			Зона B/1,8	0,45	0,17	0,62	0,96	2,73
7	ВЦ4-70-4	0,75				0,48	0,21	0,69	1,11	3,04
8	ВЦ4-70-3,15	0,75				0,37	0,23	0,60	1,06	2,64
9	B-06-300-8	3			Зона C/4,5	0,58	0,12	0,70	0,94	3,08
10	B06-300-10	3				0,61	0,17	0,78	1,12	3,43
11	ВЦ4-70-5	2,2				0,53	0,19	0,72	1,1	3,17
12	ВЦ4-70-6,3	7,5				0,65	0,21	0,86	1,28	3,78
13	ВЦ4-70-8	11				0,73	0,27	1,00	1,54	4,40
14	ВЦ4-70-10	11				0,83	0,25	1,08	1,58	4,75
15	ВЦ4-70-12,5	30		Класс 2 (≥30 кВт)	Зона A/1,12 B/2,8 C/7,1	0,85	0,26	1,11	1,63	4,88
16	ВЦ4-70-16	45	BV-4 (› 37 кВт)			0,92	0,29	1,21	1,79	5,32

Таб. 1 — Уточнение границ четырех зон вибрационных состояний для каждой марки вентилятора, эксплуатируемые на УКПГ
Tab. 1 — Updating of four vibration zones boundaries for each ventilator brands used at the CGTP.

мониторингом СКЗ виброскорости роторных механизмов. Связано это с тем, что СКЗ виброскорости является критерием степени отклонения технического состояния механизма от нормального, поскольку всегда реагирует на присутствие дефекта. Фактически, величина отклонения СКЗ виброскорости от нормативных значений следует принимать как обоснование возможности дальнейшей эксплуатации механизма до проведения следующих замеров, либо необходимости вывода в ремонт. При этом не представляется возможным определение причины дефектного состояния, и данный вопрос скорее является следующим этапом внедрения системы обслуживания по техническому состоянию для тех предприятий, которые только начали осваивать систему диагностирования роторного оборудования.

Существуют критерии двух видов, определяющие нормативные значения для оценки вибрационного состояния механизма, которые заключаются в сравнении уровня вибрации (максимальное из полученных СКЗ виброскорости каждой подшипниковой опоры механизма) с рекомендуемыми значениями для четырех классов механизмов (критерий 1) либо с предварительно установленными значениями для данной марки механизма в нормальном режиме эксплуатации (критерий 2) [5].

Критерий 1 предусматривает четыре зоны технического состояния механизма: A — хорошее, B — приемлемое, C — допустимое (ограничено), D — недопустимое.

Значение границ данных четырех зон установлены исходя из класса механизма:

— класс 1 ($N_{пр} < 15$ кВт);
— класс 2 ($15 \leq N_{пр} < 75$ кВт);
— класс 3 (75 кВт $\leq N_{пр} < 10$ МВт);
— класс 4 ($N_{пр} \geq 10$ МВт),

где $N_{пр}$ — мощность привода механизма [4, 5].

Согласно представленной классификации по мощности привода вентиляционное оборудование ООО «Газпром добыча Уренгой», включающее около 4 тыс. шт. (16 различных марок), подразделяется только на два класса (1 и 2) с соответствующими допустимыми СКЗ виброскорости для каждой зоны вибрационного состояния.

Согласно ГОСТ 31350-2007 [7] классификация для обширного парка применяемого вентиляционного оборудования промысла предусматривает всего две группы (BV-3, BV-4) в зависимости от мощности привода:

$$N_{пр}\,(BV\text{-}3) \leq 37\ кВт < N_{пр}\,(BV\text{-}4) \qquad (5).$$

Классификация по вышеуказанным стандартам, наиболее близких к вентиляционному оборудования, не удовлетворяет предъявляемым требованиям, позволяющим реализовать систему обслуживания по фактическому состоянию на установках комплексной подготовки газа (УКПГ), и не обладает достаточной степенью индивидуализации нормируемых значений параметров вибрации для различных механизмов одного класса. Другими словами, при использовании данной классификации для вентиляционного оборудования УКПГ устанавливаются одинаковые нормы вибрации допустимой эксплуатации для вентиляторов с значительным различием в габаритных размерах (~4 раза) и массах (~15 раз). Возникает необходимость разграничить различные механизмы одного класса по приведенным ранее стандартам, перегруппировав их по другим критериям или признакам, и уточнить для них допустимые значения вибрации.

Авторами предложено пересчитать нормы вибрации для вентиляционного оборудования, и установить новые значения виброскорости, уточняющие границы зон вибрационных состояний (A, B, C, D) для каждой марки вентилятора, эксплуатируемые на УКПГ. Для этого произведена регистрация и анализ уровня вибрации подшипниковых опор значительного числа вентиляторов каждой марки, находящихся в технически исправном состоянии, в трех основных направлениях: вертикальном, горизонтальном и осевом. Уточнение граничных зон допустимой виброскорости для представленного оборудования произведено по методике Центрального научно-исследовательского института морского флота [4].

По полученным результатам точек измерений уровня вибрации (максимальное СКЗ виброскорости) для вентиляторов одной марки произведен расчет среднего арифметического значения для каждой марки вентиляторов [4]:

$$\bar{v} = \frac{\sum v_i}{n} \qquad (6),$$

где v_i — уровни вибрации i-го измерения, мм/c, n — количество измерений.

Параметры вибрации, как правило, подчиняются нормальному закону распределения. Исходя из этого, корень квадратный из дисперсии вычисляется по формуле [4]:

$$\sigma = \sqrt{\sum_{1}^{n} \frac{\left(v_i - \bar{v}\right)^2}{n-1}} \qquad (7).$$

Верхние границы зон вибрационных состояний A, B и C соответственно принимаются [4]:

$$v_A = \bar{v} + (1 \div 1{,}5)\sigma \qquad (8),$$

$$v_B = \bar{v} + 3\sigma \qquad (9),$$

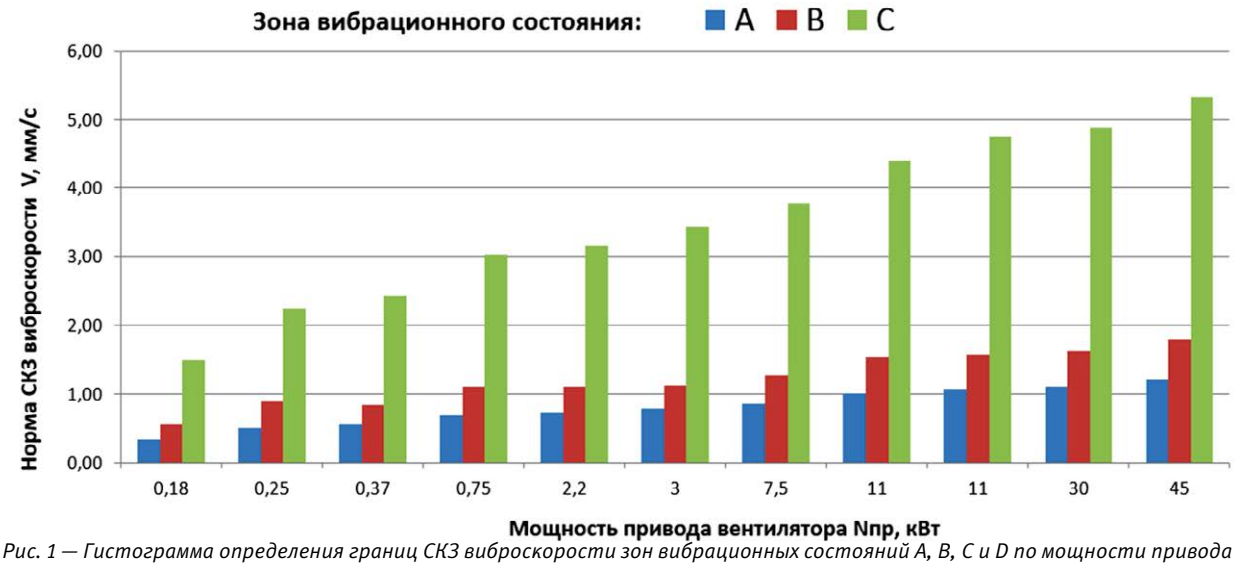


Рис. 1 — Гистограмма определения границ СКЗ виброскорости зон вибрационных состояний A, B, C и D по мощности привода вентилятора

Fig. 1 — Bar graph of vibration velocity RMS boundaries for vibration zones A, B, C, and D by the ventilator drive power

$$v_C = 4,4 v_A \qquad (10).$$

Полученные в результате расчетов значения четырех зон вибрационных состоянии представлены в таб. 1.

Допустимые значения виброскорости четырех зон вибрационных состояний для каждой марки вентиляторов на УКПГ позволяют индивидуализировать критерии диагностирования вентиляционного оборудования, тем самым обеспечив выявление дефектов на ранних стадиях развития. Следует отметить, что большинство из рассчитанных значений норм вибрации не превышает нормативных значений по ГОСТ 10816-1, таким образом, требования стандарта не снижаются. Например, уточненное значение для зоны C (превышение которого является основанием для ремонта механизма) только для одного вентилятора (марки ВЦ4-70-10, занимающий граничную позицию в первом подклассе) превысило на +0,25 мм/с нормативное значение для зоны C по ГОСТ 10816-1, в отличии от остальных 15 видов, у которых превышение не наблюдается.

Полученные данные позволили установить эмпирическую зависимость допустимых СКЗ виброскорости для четырех зон вибрационных состояний от мощности привода вентилятора (рис. 1). Для других марок вентиляторов определение значений границ зон вибрационных состояний A, B, C, D производится по приведенному мощностному диапазону привода вентилятора, который определен исходя из имеющегося в наличии на УКПГ вентиляционного оборудования. При установке на предприятии вентилятора другой марки, отличного от применяемого, граничные значения зон вибрационных состояний определяются в зависимости от подходящего диапазона мощности. Например, для диапазона мощности N = 0,18÷0,25 кВт граничные значения виброскорости для зон вибрационных состояний составляют: A ‹ 0,51 мм/с, B ‹ 0,89 мм/с, C ‹ 2,24 мм/с, D ≥ 2,24 мм/с.

Итоги

Актуальность освещенных в статье вопросов и полученных в процессе проведенных исследований результатов обоснована необходимостью оптимизации применяемых систем обслуживания роторного оборудования, которое на многих российских предприятий по-прежнему эксплуатируется согласно графику ППР. Переход к системе обслуживания роторного оборудования по техническому состоянию требует использования методов вибродиагностирования, и первый этап внедрения системы заключается в мониторинге СКЗ виброскорости.

Выводы

Результаты пересчета нормативных значений для зон вибрационных состояний на примере вентиляционного оборудования, эксплуатируемого на УКПГ, позволяют уточнить критерии диагностирования механизмов, повысить «чувствительность» системы к зарождающимся дефектам с учетом марки вентилятора в индивидуальном порядке, обеспечить возможность предотвращения начала деградационных процессов, связанных с влиянием дефекта в процессе эксплуатации, и обосновать дальнейший режим работы механизма. Интерпретация результатов исследований в виде эмпирической графической зависимости позволяет допустить применение полученной закономерности допустимых значений виброскорости от мощности привода вентиляционного оборудования для идентификации зон вибрационных состояний вентиляторов, отсутствующих в перечне исследованных.

Литература

1. СТО 05751745-200-2015 Положение о системе технического обслуживания и ремонта технологического оборудования в ООО «Газпром добыча Уренгой». Новый Уренгой, 2015. 176 с.
2. Ямалиев В.У., Гареев Р.Р. Оптимизация системы диагностирования динамического оборудования на установках комплексной подготовки газа // Газовая промышленность. 2012. №12. С. 91–93.
3. ГОСТ 24346-80 Вибрация. Термины и определения. М.: Изд-во стандартов, 1984. 31 с.
4. Розенберг Г.Ш., Мадорский Е.З., Голуб Е.С. и др. Вибродиагностика. С-Пб.: ПЭИПК, 2003. 284 с.
5. ГОСТ ИСО 10816-1-97 Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на невращающихся частях. Часть 1. Общие требования. – М.: Стандартинформ, 2007. – 19 с.
6. Корякин А.Ю., Гареев Р.Р., Ямалиев В.У., Мацибора А.А. Испытательный стенд для вибрационной диагностики подшипников качения в условиях производства // Газовая промышленность. 2014. №3. С. 89–92.
7. ГОСТ 31350-2007 Вибрация. Вентиляторы промышленные. Требования к производимой вибрации и качеству балансировки. М.: Стандартинформ, 2008. 73 с.

UDC 681.518.5

Clarification of diagnostics criteria for complex gas treatment plant equipment

Authors
Andrey A. Matsibora — deputy head engineer; a.a.matsibora@gd-urengoy.gazprom.ru
Rustem R. Gareev — Ph.D., 1st category maintenance engineer at GP №12; r.r.gareev@gd-urengoy.gazprom.ru

Urengoy gas production department Gazprom dobycha Urengoy LLC branch, Novy Urengoy, Russian Federation

Abstract
Optimizing the applied systems of technical maintenance and repair of the equipment is of current concern for many companies. It involves switching to condition based maintenance, which is possible, if methods, means, and depth of the equipment diagnostic are determined clearly. The suggested monitoring system for the mean-square value of vibration velocity based on the specified rates of vibration for rotary equipment is an initial phase of implementing the condition based maintenance, though it is sufficient.

Keywords
ventilator, diagnostic criteria, specification of rates of vibration, mean-square deviation

Results
The urgent character of the issues covered in the article and of the results obtained in the studies is proven by the required optimization of the applied rotary equipment maintenance systems that many of the Russian companies still operate under PM schedule. Switching to the condition based maintenance of the rotary equipment requires using methods of vibrodiagnostics. The first phase of the system implementation is monitoring the RMS of the vibration velocity.

Conclusions
Results of the recomputation of standard values for vibration zones exemplified by the ventilation equipment used at the complex gas treatment plant allow specifying the criteria for mechanisms diagnostic, increasing system sensitivity to incipient defects with consideration of ventilator brand on case-by-case basis, providing for an opportunity to prevent from initiation of processes of degradation related to the defect impact during the operation process, and justifying further mode of mechanism work. Interpreting results of the studies as an empirical dependence diagram allows using of the obtained conformity of the accepted values of the vibration velocity and the ventilation equipment drive power to identify the vibration zones of the ventilators not listed among the studied ones..

References

1. STS 05751745-200-2015 *Polozhenie o sisteme tekhnicheskogo obsluzhivaniya i remonta tekhnologicheskogo oborudovaniya v OOO «Gazprom dobycha Urengoy»* [Regulation on the system of technical maintenance and repairs of the process equipment in Gazprom dobycha Urengoy LLC]. Novy Urengoy, 2015, 176 p.
2. Yamaliev V.U., Gareev R.R. O*ptimizatsiya sistemy diagnostirovaniya dinamicheskogo oborudovaniya na ustanovkakh kompleksnoy podgotovki gaza* [Optimization of the system of rotating equipment diagnostic at the complex gas treatment plant]. Gaz industry, 2012, issue 12, pp. 91–93.
3. GOST 24346-80 *Vibratsiya. Terminy i opredeleniya* [Vibration. Terms and Definitions]. Moscow: Publishing house of standards, 1984, 31 p.
4. Rozenberg G.Sh., Madorskiy E.Z., Golub E.S. and others. Vibrodiagnostika [Vibrodiagnostics]. St. Petersburg: PEIPK, 2003. 284 p.
5. GOST ISO 10816-1-97 *Vibratsiya. Kontrol' sostoyaniya mashin po rezul'tatam izmereniy vibratsii na nevrashchayushchikhsya chastyakh. Chast' 1. Obshchie trebovaniya.* [Vibration. Machine condition monitoring by results of vibration measurements for non-rotating parts. Part 1. General Requirements]. Moscow: Standartinform, 2007, 19 p.
6. Koryakin A.Yu., Gareev R.R., Yamaliev V.U., Matsibora A.A. I*spytatel'nyy stend dlya vibratsionnoy diagnostiki podshipnikov kacheniya v usloviyakh proizvodstva* [Test stand for vibration diagnostics of rolling bearings under production conditions]. Gas industry, 2014, issue 3, pp. 89–92.
7. GOST 31350-2007 *Vibratsiya. Ventilyatory promyshlennye. Trebovaniya k proizvodimoy vibratsii i kachestvu balansirovki* [Vibration. Industrial fans. Requirements to produced vibration and quality of balancing]. Moscow: Standartinform, 2008, 73 p.

INTECHNOL

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
Противофонтанная безопасность, управление скважиной при ГНВП
09-13 СЕНТЯБРЯ, ЯЛТА

КОНФЕРЕНЦИЯ
ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ 2019
18-22 НОЯБРЯ, ЯЛТА

+7 3452 520-958
бронирование участия в конференциях
academy.intechnol.com

Генеральный информационный партнер
ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

Компания Austin Detonator разработала детонатор для российского рынка

Компания Austin Detonator s.r.o. (входит в состав холдинга Austin Powder Company) является крупнейшим производителем средств инициирования для промышленных взрывных работ в Европе с годовым оборотом более 70 млн евро. Линейка производимой продукции очень разнообразна и включает в себя электрические детонаторы для нефтегазовой отрасли, неэлектрические детонаторы для промышленных горных работ, электронные системы, а также компоненты для производства средств инициирования: капсюли, волноводы, запальные головки и т.д. Продукция компании поставляется в 40 стран мира, взрывные работы с применением детонаторов Austin Detonator производятся на всех континентах Земли, кроме Антарктиды.

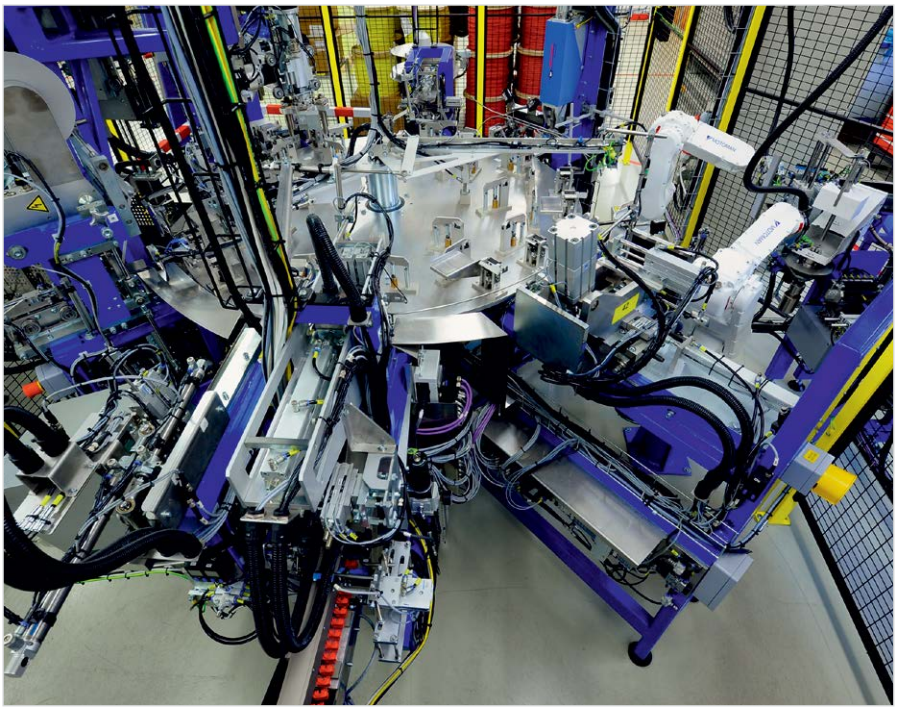
Завод по производству систем инициирования компании Austin Detonator расположен в г. Всетин, Чешская республика. Производство организовано по принципу «полного цикла», начиная от механического (изготовление гильз) и химического (получение взрывчатых компонентов), и заканчивая сборкой готовых изделий. Производство средств инициирования осуществляется на новейшем оборудовании (в том числе собственной разработки), включая роботизированые сборочные комплексы (на фото). На предприятии организована строгая система менеджмента качества, соответствующая стандартам ISO9001:2008. В составе производства работает отдел исследований и разработок, специалисты которого постоянно совершенствуют конструкцию производимых систем и разрабатывают новые, не имеющие аналогов в мире. Также завод обладает собственной испытательной лабораторией. Все это обеспечивает высокий уровень качества производимой продукции.

Традиционная линейка детонаторов Austin для нефтегазовой отрасли включает в себя:

— стандартные системы, способные действовать при температурах в скважине до +177 °С, с/без функции запирания жидкостью, снабжаемые адаптером для подсоединения детонирующего шнура;

— детонатор с повышенной (до +246 °С) термостойкостью;

— детонаторы для бескорпусных перфорационных систем, способные выдерживать высокие температуру (до 177 °С) и давление жидкости (до 100 мПа) в скважине.



В 2017 году специально для российского рынка компания разработала детонатор А-150Т, предназначенный для использования в кумулятивных корпусных герметичных перфораторах при прострелочно-взрывных работах в нефтяных и газовых скважинах. В отличие от стандартных нефтегазовых детонаторов Austin, которые инициируются импульсом постоянного тока большой силы, инициирующий импульс в детонаторе А-150Т формируется на вторичной обмотке ферритового кольца под воздействием электромагнитного поля. Такой способ инициирования является более распространенным при прострелочно-взрывных работах в российской нефтегазовой отрасли.

Достоинства детонатора А-150Т:

— может быть инициирован взрывмашинками типа ПВВ-1 и аналогами;

— совместим с большинством прострелочно-взрывных систем российского и иностранного производства;

— нечувствителен к бытовым и переносным источникам постоянного тока и тока промышленной частоты, зарядам статического электричества;

— выдерживает температуру в скважине до +150 °С в течение 4-х часов;

— имеет функцию запирания водой;

— поставляется в упаковке класса опасности 1.4S в соответствии с ADR (ДОПОГ), что позволяет транспортировать ее авиатранспортом с пассажирами.

Детонатор А-150Т имеет разрешение на применение от 08.11.2018г № РВВ-0625 и соответствует требованиям ТР ТС 028/2012 (сертификат соответствия RU C-CZ. MX14.B.00003/18).

AUSTIN POWDER

По поводу поставок продукции компании Austin Detonator просим обращаться:

AUSTIN DETONATOR s.r.o.
Jasenice 712,
755 01 Vsetín, Česká republika
tel.: +420 571 404 638,
+420 731 127 538
fax: +420 571 404 002
www.austin.cz

Представительство
в Российской Федерации:

ООО «Аустин Паудер Урал»
пр. Ленина 21А корп.3, оф.218
454090 г. Челябинск, Россия
Тел. +7 351 230 32 15
www.austinpowder.ru
Aleksandr.Rudometov@austinpowder.ru

Смена эпох и смена подходов к поставкам энергоресурсов

Сергей Головешко
к.т.н., заместитель начальника департамента разработок ГК «Астра Линукс»

Юрий Коровин
директор ООО «Рустехнология»

Сегодня, на заре эпохи всеобщей цифровизации, стали выявляться новые внешние риски, о которых еще вчера мы вряд ли задумывались: возникла необходимость смены подходов к технологии обслуживания абонентов — потребителей энергоресурсов и смены парадигмы организации средств сбора и хранения информации о потреблении ресурсов. Что же произошло?

Новые подходы к обслуживанию абонентов в цифровую эпоху

В цифровую эпоху автоматизация процессов достигает абонента на дому и в пути. «Умный» дом и «умный» смартфон делают контроль со стороны абонента тотальным, но и у поставщиков ресурсов и услуг появляется механизм контроля потребления. Потребление становится оптимальным, а расчет за потребленную услугу — обязательным. Но данную концепцию еще необходимо реализовать.

Ранее разработчики строили сервера сбора информации с приборов учета, используя понятие максимальной нагрузки. Тем самым система могла принимать только ограниченное количество запросов. Компания «Рустехнология» применила характерный для интернета подход, заявив механизмы балансировки нагрузки. То есть запрос на обработку сведений от прибора учета сначала попадает в балансировщик, а тот, зная загруженность компьютеров, участвующих в обработке, принимает решение кому перенаправить запрос.

Тем самым компания добилась отсутствия отказов от обслуживания. Так передаются сведения о потреблении ресурсов от индивидуального прибора учета в сервис приема сведений и взаимодействия с базой данных.

При этом прибор учета может только по шифрованному каналу, предоставленному провайдером, передавать показания, а не команды. Канал взаимодействия с базой данных извне не доступен.

Компания «Рустехнология» построила конфигурацию для СУБД такой системы. Она поддерживает отказоустойчивость, кластеризацию и автоматизированное построение резервных копий базы данных по расписанию. На рис. 1 изображена концепция сервиса сбора информации.

В рамках этого подхода реализован механизм «домашнего кабинета» для работы с абонентом через мобильное или web-приложение, находящиеся в отдельном промежуточном слое. Информация в «кабинете» отражается из той же базы данных.

Ресурсоснабжающие организации и «управляющие» компании имеют доступ и могут получить любой анализ, отчет и т.д. из среза той же базы данных.

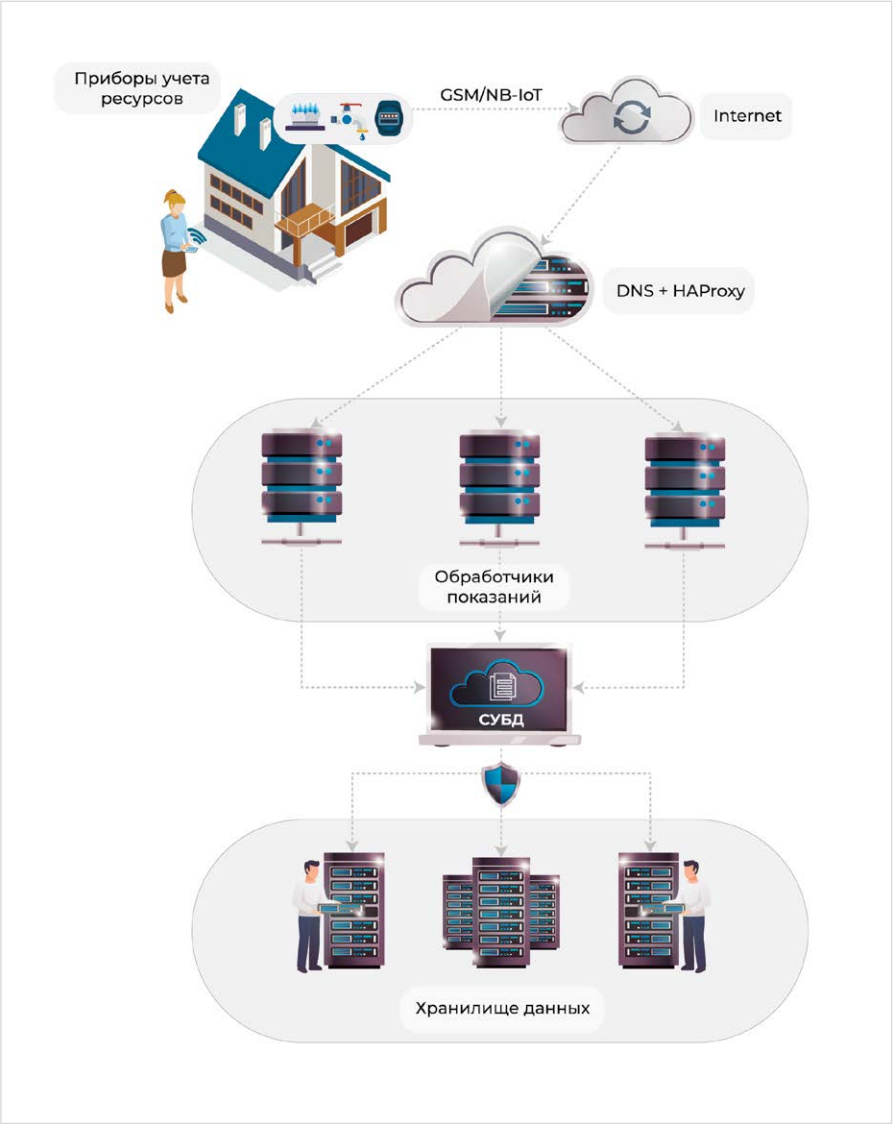


Рис.1 — концепция сервиса сбора информации.

Информационная война и методы защиты от ее влияния

США и Великобритания развязали информационную войну, связанную с недобросовестной конкуренцией, навязанной ими в поставках газа. Под угрозой оказываются не только оптовые поставки природного газа в Европу, но и все внутренние поставки, как фактор влияния. Сегодня, используя всевозможные закладки под угрозой находятся практически все технологические цепочки, при этом даже локализация ресурсов может не спасти от атак «партнеров».

Возникает риторический вопрос: «Что делать?». Наше правительство уже ответило на этот вопрос: «Панацея — импортозамещение!» Но среди специалистов по информационным технологиям все равно слышен ропот. Он связан с применением в технологических цепочках системного программного обеспечения, разработанного в США и других странах «партнерах». Да, прикладное ПО — родное, но управляется оно чужой операционной системой (ОС), чужой системой управления базами данных (СУБД) и другими базовыми продуктами «опасного» происхождения. Уйти от этого можно только одним путем — перейти на сертифицированную как средство технической защиты информации операционную систему и связанную с нею продукцию (к примеру, СУБД). Возможно,

этот переход сузит возможности прикладных систем, а в определенных вопросах — расширит. Применение средств криптозащиты информации в сочетании с технической защитой серверов и созданием доверенных защищенных зон передачи информации позволяет надеяться на бесперебойность работы сервисов.

Чем из арсенала современных технологических подходов можно подкрепить надежду на победу в развязанном противостоянии?

Ключ к успеху — применение технологии мандатного и дискреционного разграничений доступа и применение контроля целостности. Но изюминка решения данной проблемы в том, что эти технологии реализуются кодом, разработанным в АНБ США. Тем самым мы опять попадаем в зависимость и уязвимы?

Компания «Рустехнология» провела исследование отечественного рынка программного обеспечения и выявила, что данная проблема решена в продуктах ГК «Астра Линукс». Проведена беспрецедентная работа по реализации и сертификации продуктов с реализацией упомянутых технологий для систем, удовлетворяющих требованиям по обработке государственной тайны. Применение данной линейки продуктов с успехом защитит системы от различных происков.

Компания «Рустехнология» приобрела компетенции в применении упомянутых технологий и реализовала систему сбора основываясь на них.

Безопасная архитектура системы сбора информации о потреблении ресурсов

Более конкретное описание для специалистов-компьютерщиков выглядит примерно так. Как мы уже отмечали, реализация сервисов сбора информации осуществляется, базируясь на отечественной операционной системе Astra Linux Special Edition, задействуя настройки DNS и HAProxy. В балансировку включаются сервера с Astra Linux Special Edition (ALSE) и установленное средство семантического разбора сообщений от приборов учета. Данное средство реализовано на C и содержит обращения через отдельный сетевой интерфейс к СУБД Postgres Pro Enterprise, входящей в поставку ALSE. Postgres Pro Enterprise конфигурируется как кластерная система, обладающая отказоустойчивостью и поддерживаемая средствами резервного копирования.

В качестве средств ведения «кабинета» абонента построено промежуточное ПО для взаимодействия мобильного приложения и СУБД. Подобным образом организован web-интерфейс поставщика ресурсов и услуг.

Данная схема выглядит достаточно громоздко и нуждается в средствах оптимизации инфраструктуры, администрирования и управления. За решение задач безопасности, оптимизации и управляемости отвечает программный комплекс средств виртуализации ПКСВ «Брест» (ALSE), который дает возможность развернуть систему сбора информации о потреблении ресурсов с приборов индивидуального учета потребления по каналам связи с замечательной масштабируемостью. Управление инфраструктурой осуществляется средствами OpenNebula, при этом настраивается отказоустойчивость, балансировка нагрузки, масштабируемость, высокая доступность.

Как ни странно, многие из поставщиков ресурсов до настоящего времени используют решения в основе которых лежат «опасные» операционные системы, управляемые из Вашингтона или Сан-Франциско. В них, к примеру, задействуются многие непромышленные решения (к примеру, СУБД FireBird). Производители утверждают, что все, что сделано, полностью подконтрольно. Но системные компоненты данных решений подлежат импортозамещению, а значит, сами решения остаются в неработоспособном состоянии и не поддаются сертификации безопасности промышленных систем.

Решения, реализованные компанией «Рустехнология», могут быть развернуты как на вычислительных ресурсах заказчиков, так и поставляться на серверных ресурсах разработчика, и являются на 100% отечественной разработкой. ООО «РусТехнология» имеет все предпосылки для внедрения технологической линейки в ЦОДы предприятий осуществляющих поставки ресурсов потребителям. Решение успешно интегрировано в линейку продуктов ГК «Астра Линукс».

Решения «Рустехнология»	Другие системы
1. Разработка системы	
технологически сложная разработка	быстрая разработка с использованием широкого спектра компонентов и модулей
2. Внедрение системы	
быстрое внедрение	быстрое внедрение
3. Наращивание	
наращивание системы сбора происходит без затрат на программирование, увеличение количества приборов учета не приводит к реинжинирингу всей системы	сложное наращивание, увеличение количества приборов учета приводит к сбоям и потере информации
4. Сертификация по безопасности промышленных систем	
быстрая сертификация (СУБД и ОС уже сертифицированы)	невозможность сертификации
5. Криптозащита	
поддерживается	поддерживается
6. Защита персональных данных	
поддерживается защита персональных данных	не поддерживается защита персональных данных
7. Масштабирование	
реализовано в рамках города-региона-страны-мира	невозможно
8. Импортозамещение	
100% импортозамещение	частично, только прикладное ПО
9. Модификация системы под новые требования и задачи, согласно п.1 – п.8	
возможна разработка дополнительных модулей	невозможна, требуется выбор новой платформы и новая разработка

Таб.1 — Основные этапы разработки и внедрения системы сбора информации о расходе энергоресурсов.

РусТехнология
Российские технологии автоматизации

109382, Российская Федерация, г. Москва, Егорьевский проезд, 1А
8 800 250-88-74
rs-tech.ru
info@rs-tech.ru

Локализация интервалов негерметичности НКТ и обсадных колонн автономным магнитоимпульсным дефектоскопом МИД

Д.Ю. Пятницкий
ООО «САНЭМА», Саратов

И.М. Банькин
ООО «НТЦ «ГИИГИ», Волгоград

О.И. Горшенко,
Н.Н. Бадин
ООО «ПРОМЭКСПО», Нижневартовск

Одной из актуальнейших задач, решаемых при эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, является техническая диагностика обсадных и насосно-компрессорных труб скважин с целью выявления интервалов износа колонн и определения зон негерметичности. К наиболее эффективным методам технической диагностики колонн относится магнитоимпульсная дефектоскопия. Метод основан на эффекте возбуждения в колонне тока индукции путем воздействия на нее импульсным магнитным полем с последующей регистрацией затухания токов, наведенных в трубах. Анализ значения наведенного сигнала в приемном сенсоре на разных временных отрезках позволяет производить вычисление остаточной толщины и локализацию дефектов раздельно в каждой колонне труб. Преимущество данного метода главным образом и состоит в возможности проведения исследований в многоколонных конструкциях. Проведение магнитоимпульсной дефектоскопии не требует специальных подготовительных мероприятий на скважине, в том числе демонтажа НКТ.

В настоящее время на основе этого метода разработан широкий спектр аппаратуры: МИД-К, МИД-ГАЗПРОМ, ЭМДСТ-МП, ЭМДСТ-ТМ и т.д. Все перечисленные дефектоскопы построены на базе одного физического эффекта, но отличаются друг от друга некоторыми конструктивными особенностями (количество зондов, измерительная база зондов), длительностью зондирующего импульса, длительностью измерения отклика.

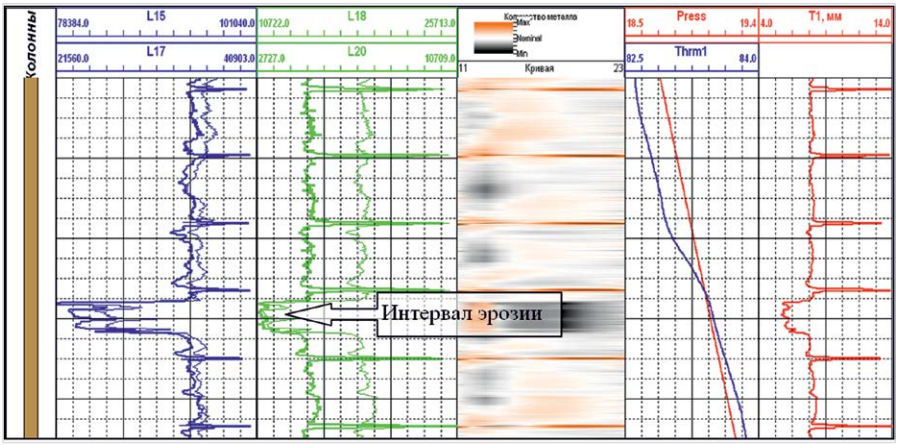


Рис. 1 — Эрозия НКТ. Кривая Thrm1 показывает термоаномалию в интервале эрозии

Рис. 2 — Разрез НКТ с эрозионным износом

Предприятием ООО «САНЭМА» разработана и внедрена серия автономных магнитоимпульсных дефектоскопов МИД для проведения исследования технического состояния скважин с использованием металлической проволоки или колтюбинга. Перечень модификаций выпускаемых дефектоскопов и технические характеристики можно найти на сайте sanema64.ru

Особенностью выпускаемых ООО «САНЭМА» дефектоскопов является наличие в составе прецизионных датчиков давления и температуры, что дает возможность провести замеры значений давления и температуры по стволу скважины с высокой точностью и получить дополнительную информацию о техническом состоянии скважины.

Разрешающая способность датчика давления позволяет при необходимости определить местоположение интервалов притока нефти или газа в скважине, положение водо-нефтяного и газо-водяного контактов, наличие пенной шапки и т. д.

При определении незначительных дефектов и их идентификации использование внешнего термометра позволяет регистрировать температурные аномалии, которые дают основную информацию при определении зон перфорации, эффективности работы перфорационных интервалов, интерпретации данных дефектоскопии по определению негерметичности подземного оборудования.

Для примера на рис. 1 приводится интервал исследования НКТ с зоной эрозионного износа выше ЭЦН с прогнозируемым по термоаномалии нарушением целостности НКТ. После подъема НКТ и визуального исследования ее внутренней поверхности подтвердились наличие эрозии и сквозное нарушение в интервале эрозии (рис. 2).

Пример использования дефектоскопа МИД-2М для обнаружения через НКТ интервалов перфорации эксплуатационной колонны и зон поглощения представлен на рис. 3. Перед проведением измерений через НКТ в скважине провели закачку воды в течение 6 часов для создания устойчивого температурного распределения. После анализа результатов исследования определили два интервала перфорации.

Наличие термоаномалий на глубинах 2736 м и 2723 м подтверждают, что связь зон перфорации со скважиной происходит только в обнаруженных интервалах перфорации.

В процессе проведения подземных ремонтных работ с целью определения общего технического состояния НКТ и поиска интервала негерметичности НКТ на нефтяной скважине компанией ООО «ПРОМЭКСПО» был проведен замер своими силами без привлечения геофизической партии с использованием автономного дефектоскопа МИД-2М-ТД. Замеры

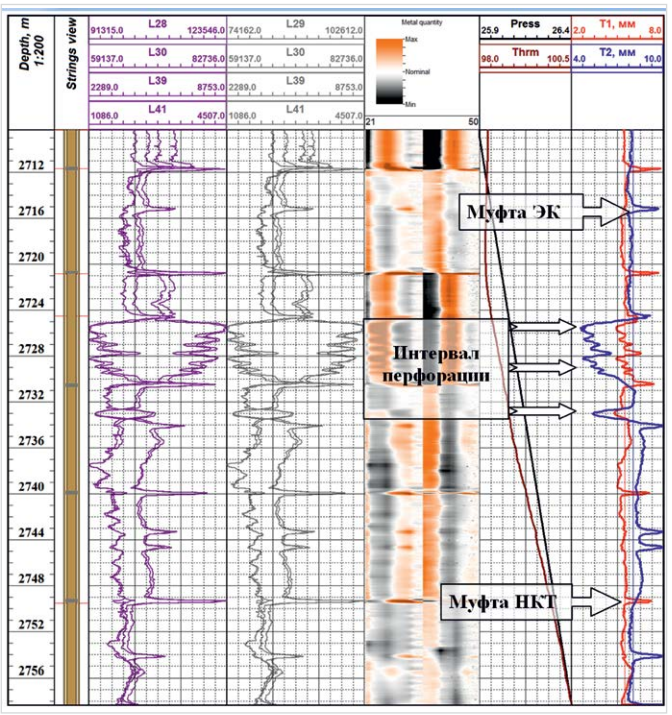


Рис. 3 — Определение через НКТ зоны перфорации эксплуатационной колонны

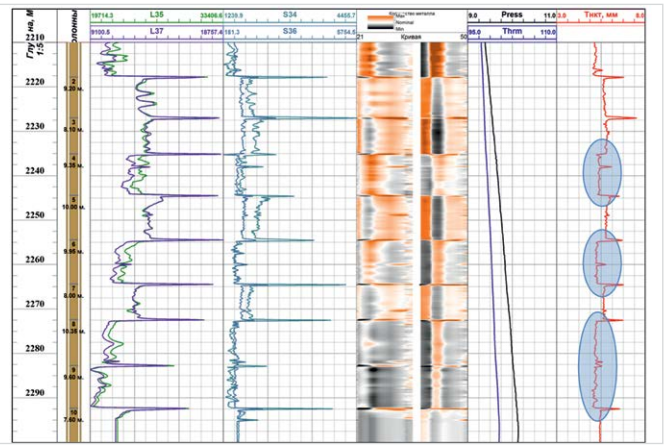


Рис. 4 — Трубки НКТ с уменьшенной толщиной

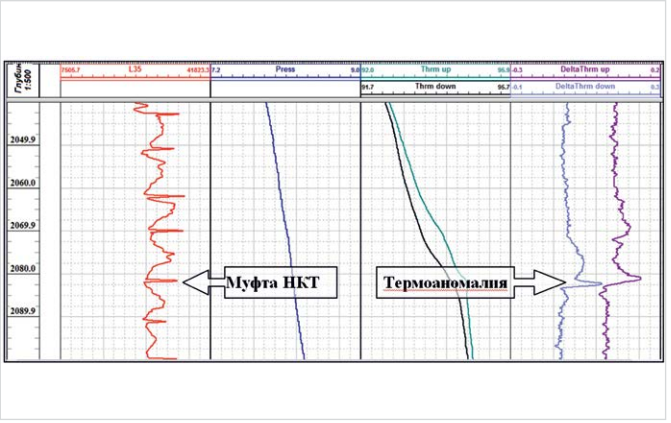


Рис. 5 — Термоаномалия на отметке 2082,6 м отмечает негерметичность в муфтовом соединении НКТ. Подтвердилась после подъема НКТ

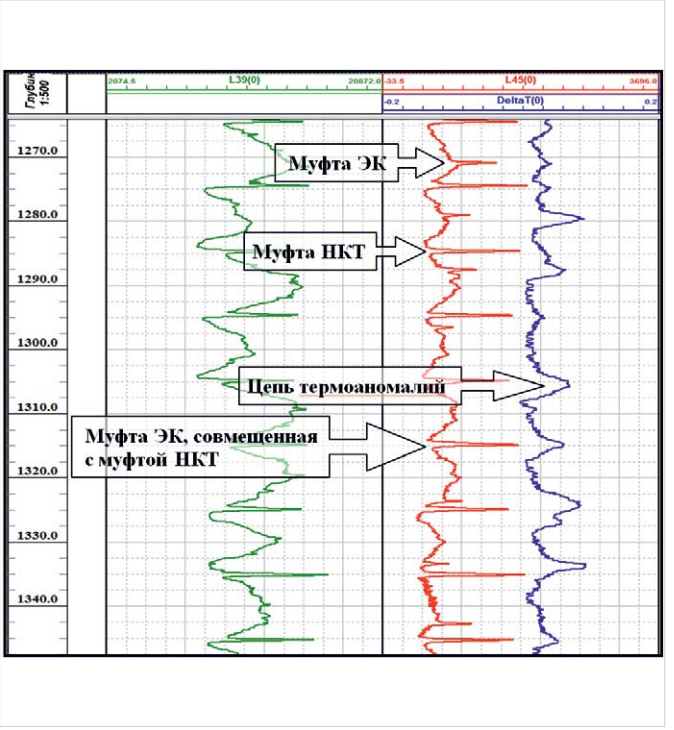


Рис. 6 — Термоаномалии на муфтах эксплуатационной колонны. По дефектограмме L45 фиксируются как муфты НКТ, так и муфты ЭК

проводились и на спуске, и на подъеме. Обработка данных дефектоскопии выявила несколько трубок НКТ с отклонением толщины стенки от номинала на 0,7 мм без каких-либо признаков износа или коррозии (рис. 4).

Тем не менее, детальный анализ термограммы с последующим ее дифференцированием по глубине позволил обнаружить термоаномалию с последующей ее привязкой к элементам конструкции скважины. Начало термоаномалии совпадает с муфтовым соединением НКТ (рис. 5). Это единственная термоаномалия в интервале от забоя до отметки уровня флюида. Термоаномалия фиксируется и при записи на спуске дефектоскопа, и при записи на подъеме. После подъема НКТ коррозионный износ резьбового соединения муфты подтвердился.

В процессе проведения гидродинамических исследований и определения общего технического состояния НКТ и эксплуатационной колонны в нагнетательной скважине компанией ООО «НТЦ «ГИИГИ»» был проведен замер своими силами без привлечения геофизической партии с использованием автономного дефектоскопа МИД-2М-ТД. Замеры проводились в два этапа, фоновый замер до закачки и основной замер после закачки 300 м^3 подтоварной воды. Обработка данных дефектоскопии выявила несколько труб эксплуатационной колонны с отклонением толщины стенки от номинала на 1,0–1,1 мм без признаков глобального износа. Но детальный анализ записи термометрии с дифференцированием температуры по глубине выявил последовательную цепь термоаномалий в интервале. Прослеживается полная корреляция этих аномалий с муфтами эксплуатационной колонны, что говорит о негерметичности эксплуатационной колонны (рис. 6). Ценность данного исследования в том, что термоаномалии на муфтах эксплуатационной колонны были определены через НКТ с конкретной привязкой.

Выводы

Обладая минимальными техническими средствами, необходимыми для мониторинга технического состояния скважины, а именно: подъемник на проволоке, автономный магнитоимпульсный дефектоскоп со встроенными прецизионными датчиками давления и температуры, компьютер с USB-интерфейсом позволяет не просто определить факт негерметичности, но и привязать эту негерметичность к конкретному муфтовому соединению не только НКТ, но и к муфтовому соединению эксплуатационной колонны, что невозможно сделать с привязкой по обычному локатору муфт.

САНЭМА

ООО «САНЭМА»
+7 927-226-69-14
8 (8452) 58-41-55
dpyatnitskiy@yandex.ru
sanema64.ru

Группа компаний «ГРАНТ»: датчики и приборы для нефтегазовой промышленности

Группа компаний «Грант» присутствует на рынке нефтегазового оборудования с 1995 года, являясь разработчиком и производителем датчиков и приборов для нужд газовиков и нефтяников.

За более чем двадцатилетнюю работу «Грант» разработал и выпустил на рынок следующие линейки продукции:

- автономные манометры-термометры серии АМТ и сопутствующие приборы;
- универсальные (устьевые) манометры-термометры серии МТУ и сопутствующие приборы;
- глубинные пробоотборники (проточные и всасывающие);
- системы динамометрирования серии ДДС;
- системы автоматизации и элементы систем автоматизации;
- лабораторное оборудование для нужд нефтехимических и авиационных предприятий.

Система динамометрирования (динамограф) — одно из основных направлений разработок предприятия. Основная задача динамографа — регистрация усилия на шток штангового глубинного насоса, приводимого в действие станком-качалкой или цепным приводом, и фиксация моментов прохождения штоком нижней и верхней "мертвых" точек.

Системы динамометрирования ДДС-04 и ДДС-05 разработки ГК «Грант» отличаются от большинства иностранных динамографов. Основное отличие — использование микропроцессорных датчиков с цифровым выходным сигналом.

Такое решение снижает вероятность появления таких проблем как:

- влияние на полезный сигнал электромагнитных помех от электродвигателей, пускателей и частотных преобразователей;
- зависимость качества сигнала от длины соединительного кабеля, его сопротивления и температурного изменения его сопротивления.

В идентичных системах с пассивным аналоговым датчиком соединительный кабель необходимо прокладывать предельно коротким.

Системы ДДС включают в себя следующие части:

- Датчик усилия ДУ-04/ДУ-05
- Датчик положения ДП-04 (только в системе ДДС-04)
- Барьер искрозащиты пассивный БИСГ12-4 (только в системе ДДС-04)
- Клеммная коробка КК-04(только в системе ДДС-04)
- Радиомодем ISM-диапазона БСПД-02-RS485 (только в системе ДДС-05)
- Программное обеспечение «Динамограф»

Программное обеспечение «Динамограф» позволяет обрабатывать и хранить данные по изменению усилия на штоке во времени, полученные в виде отдельных файлов, формируемых системой телемеханики.

Датчик усилия ДУ-04/ДУ-05, входящий в систему динамометрирования, может эксплуатироваться как самостоятельно, так и в составе системы телемеханики. Работающий в такой системе датчик усилия позволяет:

- передавать данные по усилию в реальном времени;
- работать по различным цифровым протоколам, включая Modbus-RTU, в стандарте RS-485.

Датчик усилия ДУ-04 выполнен во взрывозащищенном исполнении, имеет маркировку взрывозащиты «1Ex ib IIB T4» и может применяться во взрывоопасных зонах.

Не только датчик усилия, но и вся система динамометрирования ДДС является взрывозащищенным изделием с уровнем взрывозащиты «взрывобезопасное электрическое оборудование» и видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь «i» уровня «ib».

Датчик усилия ДУ-05 является продолжением хорошо зарекомендовавшего себя датчика усилий ДУ-04 с новыми возможностями.

Современная элементная база, примененные аппаратные и программные решения позволили сократить энергопотребление датчика и, тем самым, увеличить время работы от одной батареи до нескольких лет!

Настраиваемые режимы работы дают возможность выбрать оптимальные параметры получения данных: оперативный контроль или периодическое получение динамограмм в течение долгого времени. Радиоканал обеспечивает получение измеренных данных без использования проводов.

ДУ-05 работает в автономном режиме от встроенных элементов питания с периодическим измерением нагрузок на шток и передачей измеренных данных по радиоканалу в радиомодем БСПД-02-RS485. Дальность работы по радиоканалу – до 50 метров. Задание режимов работы датчиков усилия производится с персонального компьютера.

ГРАНТ®

Подробнее ознакомиться не только с системой ДДС, но и с другой продукцией Группы компаний «Грант» вы можете на сайте www.grant-ufa.ru Если Вас заинтересовала наша компания, наши приборы или появились дополнительные вопросы, задайте их по телефонам: +7 (347) 292-39-83, 292-73-82. Или отправьте нам запрос на электронную почту om@grant-ufa.ru

Рис.1. Датчики усилия ДУ-04 и ДУ-05

Нефтегазовый форум
инноваций и инвестиций

13-14 ноября

г. Нижневартовск
Дворец Искусств, ул. Ленина, 7

МЕЖРЕГИОНАЛЬНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

НИЖНЕВАРТОВСК НЕФТЬ. ГАЗ-2019

Организаторы:

Администрация г. Нижневартовска,
Нижневартовская торгово-промышленная палата,
ООО “Выставочная компания Сибэкспосервис”, г. Новосибирск

Телефон/факс:
(383) 335-63-50

SB Expo SERVICE

E-mail: vkses@yandex.ru
www.ses.net.ru

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ
Генеральный информационный партнер

межрегиональная специализированная выставка

При поддержке Правительства Республики САХА (Якутия)

САХАПРОМЭКСПО-2019
НЕДРА ЯКУТИИ

30 - 31 октября 2019 г. г.ЯКУТСК

Нефть и Газ. Горное дело. Уголь майнинг
Золотодобыча. Газификация. Экология. Спецтехника

Организаторы:

SB Expo SERVICE
Выставочная компания
Сибэкспосервис
г. Новосибирск

САХАЭКСПОСЕРВИС
Выставочная компания
СахаЭкспоСервис
г. Якутск

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ
Генеральный информационный партнер

Тел:(383) 3356350, e-mail: vkses@yandex.ru, www.ses.net.ru

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

16+

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. НЕФТЕХИМИЯ**
Казань, 2–4 сентября
OILEXPO.RU

Международная специализированная выставка ПФО, предоставляющая возможность продвижения технологий и оборудования на нефтедобывающие и нефтеперерабатывающие предприятия РТ.

МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОНГРЕСС | WEC
Абу-Даби, ОАЭ, 9–12 сентября
WEC24.ORG

На энергетический конгресс, который пройдет под патронатом президента ОАЭ, шейха Халифы ибн Зайд Аль Нахайяна, ожидается более 10 тысяч гостей со всего мира.

форум **ПРОТИВОФОНТАННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ**
Ялта, 9–13 сентября
ACADEMY.INTECHNOL.COM

Противофонтанная безопасность, управление скважиной при ГНВП в процессе строительства, ТКРС и эксплуатации, технические, организационные и юридические аспекты.

конференция **ГЕОМОДЕЛЬ**
Геленджик, 9–13 сентября
EAGE.RU

Научно-практическая конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа дает больше возможностей профессионального общения и роста молодым специалистам.

саммит **НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА И НЕФТЕГАЗОХИМИЯ**
Москва, 11 сентября
DOWNSTREAMSUMMIT.RU

Обзор самых востребованных решений и технологий в отрасли. Обмен опытом и нетворкинг между лицами, принимающими решения.

саммит **ПРОМЫШЛЕННОСТЬ 4.0. ЦИФРОВОЙ ЗАВОД**
Москва, 12 сентября
SMARTPROM.ORG

В рамках саммита высшее руководство производственных предприятий получит пошаговый алгоритм и практические инструменты для перехода к Цифровому Заводу.

конференция **KDR — СКВАЖИННЫЙ ИНЖИНИРИНГ**
Нур-Султан, Казахстан, 12 сентября
KAZDR.KZ

Тематический охват мероприятия: от технологий бурения, заканчивания и стимулирования скважин до вопросов добычи и повышения нефтеотдачи (EOR).

конференция **НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА**
Москва, 12 сентября
N-G-K.RU

Обсуждаются вопросы модернизации нефтегазоперерабатывающих и нефтегазохимических мощностей, практика импортозамещения, стандарты и требования безопасности.

конференция **GTCC**
Москва, 16–17 сентября
EUROPETRO.RU

Ведущие эксперты представят в своих докладах лучшие мировые практики и перспективы развития газовой отрасли.

конференция **НОВАЯ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ГИС**
Новосибирск, 16-20 сентября
NOVTEKBUSINESS.COM

В международном геофизическом форуме принимают участие специалисты предприятий геофизического, бурового, ГРП, ГНКТ и других видов нефтегазового сервиса.

конференция **RPTC**
Москва, 17–18 сентября
EUROPETRO.RU

В докладах экспертов отрасли будут представлены лучшие мировые практики и последние инновации в индустрии для повышения рентабельности на нефтехимических заводах.

выставка **GASTECH**
Хьюстон, США, 17–19 сентября
GASTECHEVENT.COM

Мировые лидеры в области газа, СПГ и энергетики делятся своими знаниями. Связь с покупателями и исключительная окупаемость инвестиций.

ТЮМЕНСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ
Тюмень, 17–19 сентября
OILGASFORUM.RU

ТНФ включает в себя различные форматы работы в рамках деловой программы, а также уникальную экспозицию инновационных технологий и разработок в области ТЭК.

выставка **НЕФТЬ И ГАЗ. ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС**
Тюмень, 17–20 сентября
EXPO72.RU

Содействие развитию предприятий ТЭК, демонстрация современного оборудования и технологий, расширение научно-технического сотрудничества и установление деловых связей.

конференция **RRTC**
Москва, 19–20 сентября
EUROPETRO.RU

Конференция и выставка по технологиям нефтепереработки предоставит возможность ознакомиться с практическими примерами последних реализованных технологических разработок.

конференция **СТРОИТЕЛЬСТВО И РЕМОНТ СКВАЖИН**
Новороссийск, 22–27 сентября
OILGASCONFERENCE.RU

Основные темы конференции: проектирование строительства скважин, новые технологии бурения, заканчивания и ремонта скважин, организация, контроль и супервайзинг буровых работ.

выставка **СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ**
Сургут, 25–27 сентября
SNGEXPO.RU

На выставке демонстрируются последние разработки и достижения российских и зарубежных компаний в области добычи, транспортировки и переработки нефти и газа.

КОНГРЕСС ПО НЕФТЕПЕРЕРАБОТКЕ И НЕФТЕХИМИИ
Санкт-Петербург, 30 сентября–1 октября
PRCRUSSIA.COM

Практические кейсы от генеральных подрядчиков и ВИНК, доклады от НПЗ, выставка передовых технологий. Это площадка, где собираются люди, определяющие будущее отрасли.

семинар **УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА**
Южно-Сахалинск, 1–3 октября
EAGE.RU

Основные темы: геофизические методы исследований, комплексный геологический анализ данных и моделирование нефтегазовых систем, проблемы освоения месторождений на шельфе.

ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ
Санкт-Петербург, 1–4 октября
GAS-FORUM.RU

Приоритетная задача форума – создание площадки для эффективного взаимодействия лидеров газовой индустрии. Широкая выставочная программа, содержательная конгрессная часть.

выставка **РОС-ГАЗ-ЭКСПО**
Санкт-Петербург, 1–4 октября
ROSGASEXPO.RU

Отраслевое мероприятие в России, посвященное достижениям в области строительства, эксплуатации и реконструкции газотранспортных систем и систем газопотребления.

форум **РОССИЙСКАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ НЕДЕЛЯ**
Москва, 2–5 октября
RUSENERGYWEEK.COM

Демонстрация перспектив российского топливно-энергетического комплекса и реализация потенциала международного сотрудничества в сфере энергетики.

конференция **ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ**
Сочи, 7–12 октября
OILGASCONFERENCE.RU

Рассматриваются вопросы проектирования, моделирования, мониторинга буровых работ, интеллектуальный контроль скважин в процессе добычи нефти и газа.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМ**
Саратов, 9–11 октября
EXPO.SOFIT.RU

Принимают участие компании из различных регионов России, стран ближнего и дальнего зарубежья. Посетительская аудитория составляет более 2000 специалистов отрасли.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО. ХИМИЯ. ЭКОЛОГИЯ. ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ**
Альметьевск, 16–18 октября
NT-EXPO.RU

Выставка оборудования и технологий, зарекомендовавшая себя как площадка для профессионального общения со специалистами ПАО «Татнефть» и независимыми нефтяными компаниями РТ.

выставка **OIL AND GAS TURKMENISTAN**
Ашхабад, Туркменистан, 22–24 октября
OGTEXPO.COM

Выставка зарекомендовала себя как международное мероприятие, которое обеспечивает доступ к информации о разработках в нефтегазовой сфере Туркменистана.

конференция **SPE**
Москва, 22–24 октября
RCA.SPE.ORG

Крупное мероприятие SPE для обмена технической информацией и опытом, налаживания деловых контактов и демонстрации новейших технологий и достижений компаний отрасли.

выставка **НЕФТЕДОБЫЧА. НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА. ХИМИЯ**
Самара, 22–24 октября
GASOIL-EXPO.RU

Мероприятие нефтяной отрасли, содействующее развитию нефтяной и химической промышленности при участии компаний: Роснефть, Лукойл, Транснефть и всех перерабатывающих заводов Самарской области.

выставка **НЕФТЬ И ГАЗ. ХИМИЯ**
Пермь, 22–25 октября
OIL.EXPOPERM.RU

Межрегиональная выставка технологий и оборудования для нефтяной, газовой и химической промышленности является частью «Пермского инженерно-промышленного форума».

форум **ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА**
Москва, 24 октября
GEOLOGORAZVEDKA2019.RU

Крупнейшая дискуссионная площадка геологоразведочной отрасли, объединяющая представителей бизнеса, государства, научного и экспертного сообществ.

конференция **НЕФТЕГАЗСЕРВИС**
Москва, 30 октября
N-G-K.RU

Площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками.

выставка **САХАПРОМЭКСПО. НЕДРА ЯКУТИИ**
Якутск, 30–31 октября
SES.NET.RU

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. Оборудование для бурения, строительства скважин и трубопроводов, добычи нефти и газа, новые технологии.

конференция **КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ГРП, ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ**
Москва, 7–8 ноября
CTTIMES.ORG

Старейший в России профессиональный форум для специалистов современного нефтегазового сервиса, заказчиков высокотехнологичных услуг и производителей оборудования.

выставка **ADIPEC**
Абу Даби, ОАЭ, 11–14 ноября
ADIPEC.COM

Выставка нефтяной и газовой промышленности представит последние научные исследования и инновационные решения и услуги во всех секторах промышленности.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ**
Нижневартовск, 13–14 ноября
SES.NET.RU

Выставка дает уникальную возможность участникам продемонстрировать свои достижения, представить свою продукцию на рынке одного из самых быстроразвивающихся регионов России.

конференция **ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ**
Ялта, 18–22 ноября
ACADEMY.INTECHNOL.COM

Мировой подход в области комплексной безопасности и защищенности опасного производственного объекта, опыт и новации в системах управления промышленной безопасностью и охраной труда.

Op-Ex Russia & CIS

6-я конференция по операционной эффективности в нефтяной, газовой и нефтехимической промышленности

20-22 ноября 2019, Сочи

ОРГАНИЗАТОР

EPC

Euro Petroleum Consultants

Конференция по операционной эффективности в нефтегазохимической промышленности – Op-Ex Russia & CIS 2019 будет традиционно посвящена обсуждению вопросов достижения высокого уровня производственной эффективности и создания и поддержания системы операционного совершенствования предприятий отрасли. С докладами выступят ключевые эксперты и специалисты в области операционных улучшений ведущих нефтегазовых компаний страны и ближнего зарубежья. Также будут представлены современные разработки в сфере автоматизации, контроля и управления, технологии и практики, позволяющие улучшить процессы оптимизации, планирования и повышения надежности работы оборудования.

Ключевые темы:

- Стратегии повышения операционной эффективности
- Внедрение эффективных систем управления и принципов лидерства для достижения организационного совершенства
- Передовые разработки в области информационных технологий и решений по автоматизации. Цифровизация. Концепция Индустрия 4.0. «Облачные» технологии
- Современные технологии, повышающие производственные показатели деятельности
- Промышленная безопасность и повышение эксплуатационной готовности и надежности
- Оптимизация затрат и планирования
- Эффективное взаимодействие с подрядчиками. Аудит и бенчмаркинг

ПРИГЛАШАЕМ ВЫСТУПИТЬ С ДОКЛАДОМ

Зарегистрируйтесь на www.europetro.ru | +7 (495) 517 77 09 | moscow@europetro.com

تحت رعاية صاحب السمو الشيخ خليفة بن زايد آل نهيان رئيس دولة الإمارات العربية المتحدة
UNDER THE PATRONAGE OF H.H. SHEIKH KHALIFA BIN ZAYED AL NAHYAN, PRESIDENT OF THE UNITED ARAB EMIRATES

أديبك ADIPEC | Host أدنوك ADNOC

Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference

Abu Dhabi National Exhibition Center (ADNEC)
Abu Dhabi, United Arab Emirates
11-14 November 2019

Supporters

وزارة الطاقة والصناعة MINISTRY OF ENERGY & INDUSTRY | دائرة النقل DEPARTMENT OF TRANSPORT | غرفة أبوظبي ABU DHABI CHAMBER | مصدر Masdar A MUBADALA COMPANY | دائرة الثقافة والسياحة DEPARTMENT OF CULTURE AND TOURISM | دائرة التعليم والمعرفة DEPARTMENT OF EDUCATION AND KNOWLEDGE

REGISTER FOR ONE OF THE WORLD'S LARGEST STRATEGIC OIL & GAS CONFERENCES www.adipec.com/strategic

OIL & GAS 4.0 STRATEGIC CONFERENCE AT ADIPEC EARLY CONFIRMED SPEAKERS

His Excellency Dr Sultan Ahmed Al Jaber
Minister of State, United Arab Emirates and CEO ADNOC Group

His Excellency Suhail Mohamed Al Mazrouei
Minister of Energy and Industry United Arab Emirates

His Excellency Mohammed Hamad Al Rumhy
Minister of Oil and Gas Sultanate of Oman

His Excellency Tarek El Molla
Minister of Petroleum & Mineral Resources Arab Republic of Egypt

Her Excellency Hala Adel Zawati
Minister of Energy and Mineral Resources The Hashemite Kingdom of Jordan

The Honourable Irene Muloni
Minister of Energy and Mineral Development Republic of Uganda

His Excellency Ivan McKee
Minister for Trade, Investment and Innovation Scotland

Hon. John Munyes
Cabinet Secretary Ministry of Petroleum and Mining Kenya

His Excellency Mohammad Barkindo
Secretary General Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC)

Patrick Pouyanné
Chairman and CEO Total

Bob Dudley
CEO BP

Claudio Descalzi
CEO Eni

Vagit Alekperov
CEO Lukoil

Wan Zulkiflee
President and Group Chief Executive Officer PETRONAS

Abdulmunim Saif Al Kindy
Executive Director Upstream Directorate ADNOC

Lorenzo Simonelli
Chairman and CEO Baker Hughes, a GE company

Charif Souki
Chairman of the Board Tellurian

Abdulaziz Alhajri
Executive Director Downstream Directorate ADNOC

Dr Rainer Seele
CEO OMV

Pedro Miró
CEO CEPSA

Fatema Mohamed Al Nuaimi
CEO ADNOC LNG

David Dickson
President and CEO McDermott

Mark A. McCollum
President and CEO Weatherford

Bakheet Al Katheeri
CEO Mubadala Petroleum

Tomonobu Uchida
President JOGMEC

Alfred Stern
CEO BOREALIS

Arif Mahmood
Executive Vice President and CEO Downstream PETRONAS

Seifi Ghasemi
Chairman, President and CEO Air Products

Dr Omar Mithá
Chairman Empresa Nacional de Hidrocarbonetos Moçambique

Michael Sabel
Co-CEO, Co-Chairman and Founder Venture Global LNG

Olivier Le Peuch
Chairman, Chief Executive Officer Schlumberger

Dr Fereidun Fesharaki
Chairman FGE

Takayuki Ueda
President & CEO INPEX Corporation

4 EASY WAYS TO REGISTER FOR ADIPEC 2019 CONFERENCE PASS PACKAGES

1. www.adipec.com/strategic
2. adipec.delegate@dmgevents.com
3. +971 2 444 4383
4. +971 2 444 4909

Andre Luyckx
Vice President Digital Transformation ExxonMobil Upstream Integrated Solutions Company

Stefano Cao
Chief Executive Officer Saipem

Douglas J. Pferdehirt
Chairman and Chief Executive Officer TechnipFMC

Jan Leitermann
Group CIO and Digital Officer OMV

Alan Nelson
CTO ADNOC

ADIPEC 2019 TECHNICAL CONFERENCE

Technical Conference Organised By SPE Society of Petroleum Engineer

123	14	6	10,400	135
Technical Sessions	Technical Disciplines	Technical Panel Sessions	Conference Delegates	Countries Represented

ADIPEC 2019 DOWNSTREAM TECHNICAL CONFERENCE

Downstream Technical Organised By dmg::events

45	10	28
Downstream Technical Presentations	Downstream Technical Sessions	Countries Represented

Strategic Partner: Abu Dhabi Arab Development

Partners: bp, CNPC, ExxonMobil, LUKOIL, Mubadala, Total

Platinum Sponsors: INPEX Group JODCO, OMV, Occidental Petroleum

Official Hotel Partner: Emirates Palace | ADIPEC Host City: Abu Dhabi | Venue Partner: ADNEC | Official Broadcast Partner: CNBC | Official Media Partner: Pipeline | ADIPEC Organised By: dmg::events

ATYRAU
OIL&GAS KAZAKHSTAN

19-я Северо-Каспийская Региональная выставка "Атырау Нефть и Газ"

8-10 апреля 2020

Казахстан, Атырау

подробная информация:

www.oil-gas.kz

ITE GROUP Iteca

Красноярск 2019

20-22 НОЯБРЯ

Приглашаем принять участие в масштабном комплексе мероприятий:

СИБИРСКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ

Выставка

ЭЛЕКТРОТЕХНИКА
ЭНЕРГЕТИКА
АВТОМАТИЗАЦИЯ
СВЕТОТЕХНИКА

Выставка

НЕФТЬ
ГАЗ
ХИМИЯ

2018 ИТОГИ:

Посетители: 1828 специалистов из 920 организаций России, Германии, Казахстана
Участники: 75 компаний из России и Китая

сибирь
международный выставочно-деловой центр имени Карена Мурадяна

КЯ

Официальная поддержка:

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ
Генеральный информационный партнер

МВДЦ «Сибирь»
ул. Авиаторов, 19
тел.: (391) 200-44-26
el@krasfair.ru

Реклама 0+

XXIII МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ГАЗОВОГО ХОЗЯЙСТВА

В РАМКАХ IX ПЕТЕРБУРГСКОГО МЕЖДУНАРОДНОГО ГАЗОВОГО ФОРУМА

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА ВЫСТАВКИ:

1-4 октября 2019

РОС ГАЗ ЭКСПО

ufi Approved Event

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

ЦИФРОВЫЕ РЕШЕНИЯ

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РАЗРАБОТКИ

ОРГАНИЗАТОР ПЕТЕРБУРГСКОГО МЕЖДУНАРОДНОГО ГАЗОВОГО ФОРУМА
EXPOFORUM

ОРГАНИЗАТОР ВЫСТАВКИ FarEXPO IFE®
PROFESSIONAL EXHIBITION & CONGRESS ORGANIZER

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЁР ВЫСТАВКИ:
ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ
ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ
КОРРОЗИЯ ТЕРРИТОРИИ НЕФТЕГАЗ

Тел/факс: +7(812) 777-04-07; 718-35-37
gas2@farexpo.ru www.rosgasexpo.ru

МЕСТО ПРОВЕДЕНИЯ:
Санкт-Петербург, КВЦ «ЭКСПОФОРУМ», павильон G

Российский нефтегазохимический форум

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

XXVIII международная выставка

Нефтегазовое направление

Химия. Нефтехимия

Сервисное направление

ОРГАНИЗАТОРЫ

Правительство Республики Башкортостан

Министерство промышленности и инновационной политики РБ

БВК Башкирская выставочная компания

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА

Министерство энергетики РФ

Минпромторг России

Союз «Торгово-промышленная палата РБ»

Российский союз химиков

Союз нефтепромышленников России

По вопросам выставки

Бронь стенда www.gntexpo.ru
+7 (347) 246-41-77
gasoil@bvkexpo.ru

По вопросам форума

Регистрация на форум www.gntforum.ru
+7 (347) 246-42-81
kongress@bvkexpo.ru

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:
в центре внимания, в центре Москвы

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
МИНПРОМТОРГ РОССИИ
ТПП РФ
РСПП
Российское Газовое Общество
СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ
VDMA Process Plant and Equipment
ЭКСПОЦЕНТР
Messe Düsseldorf

Правительство Республики Татарстан

Администрация Альметьевского района и города Альметьевск

Выставочная Компания «НОВОЕ ТЫСЯЧЕЛЕТИЕ»

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

TATNEFT

18-Я ДОМАШНЯЯ ВЫСТАВКА ТЕХНОЛОГИЙ

НЕФТЬ. ГАЗ.
ЭНЕРГО. ХИМИЯ. ЭКОЛОГИЯ.
ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

АЛЬМЕТЬЕВСК
16–18 ОКТЯБРЯ 2019

NT-EXPO.RU

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ БУРОВОГО РАСТВОРА ПБРТ-ГК-turbo

Компания SIMACO является крупнейшим в РФ производителем перемешивателей бурового раствора мощностью от 3 кВт до 30 кВт стандартного, морского и химостойкого исполнений для применения в морских буровых платформах, наземных стационарных и мобильных буровых установках.

РОССИЙСКОЕ 100% ПРОИЗВОДСТВО

Запатентованная конструкция редуктора "Герметичный корпус" исключает возможность вытекания смазки в процессе работы и не требует обслуживания в период эксплуатации.

Мешалка "Турбинное крыло" значительно повышает скорость приготовления бурового раствора и снижает нагрузки при перемешивании

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ SIMACO - единственные необслуживаемые перемешиватели бурового раствора конструкции «ГЕРМЕТИЧНЫЙ КОРПУС» с невытекаемой смазкой.

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ SIMACO - более 16 лет непрерывных испытаний в условиях перегрузок на стендовых заводских емкостях с плотными буровыми растворами, подтверждающих работоспособность и позволяющих вести непрерывные улучшения конструкции.

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ SIMACO - отгружено заказчикам более 26000 изделий, подтвердивших свою работоспособность практически во всех буровых компаниях РФ.

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ SIMACO - установлены на первой в России морской ледостойкой стационарной буровой платформе МЛСП «Приразломная».

ЛЕБЕДКИ ТЯГОВЫЕ И ГРУЗОПОДЪЕМНЫЕ, МЕХАНИЗМЫ ПОВОРОТА

На сегодняшний день компния SIMACO производит более 30-ти типоразмеров лебедок гидравлических и электромеханических тяговым усилием от 1Тн до 20Тн. Все лебедки отличаются высокой надежностью, компактной конструкцией и высоким ресурсом работы. В зависимости от конструкции лебедки могут комплектоваться- прижимными роликами, канатоукладчиками, датчиками последних витков, датчиками ограничения натяжения каната.

РОССИЙСКОЕ 100% ПРОИЗВОДСТВО

ЛЕБЕДКИ ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ТЯГОВЫЕ И ГРУЗОПОДЪЕМНЫЕ

ЛЕБЕДКИ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ТЯГОВЫЕ И ГРУЗОПОДЪЕМНЫЕ

МЕХАНИЗМЫ ПОВОРОТА

SIMACO

СИБИРСКАЯ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНАЯ КОМПАНИЯ

634040, г.Томск, ул.Высоцкого, 28 стр.2 тел/факс: (3822) 70-11-33 E-mail: simaco@mail.tomsknet.ru

http://www.smc.tomsk.ru