№5 (72) ОКТЯБРЬ 2019

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

научно-технический журнал

входит в перечень ВАК

ISSN 2076-6785

РОСНЕФТЬ

Учет континентальных отложений при построении геологической 3D-модели

НОВАТЭК

Освоение месторождений севера Западной Сибири: добыча и обустройство

ТАТНЕФТЬ

Повышение эффективности эксплуатации станков-качалок

ТЕХНОЛОГИИ

Энергосберегающая нагревательная система для штанговых глубинных насосов

Новый вискозиметр для измерения вязкости в промысловых условиях

Available on the App Store

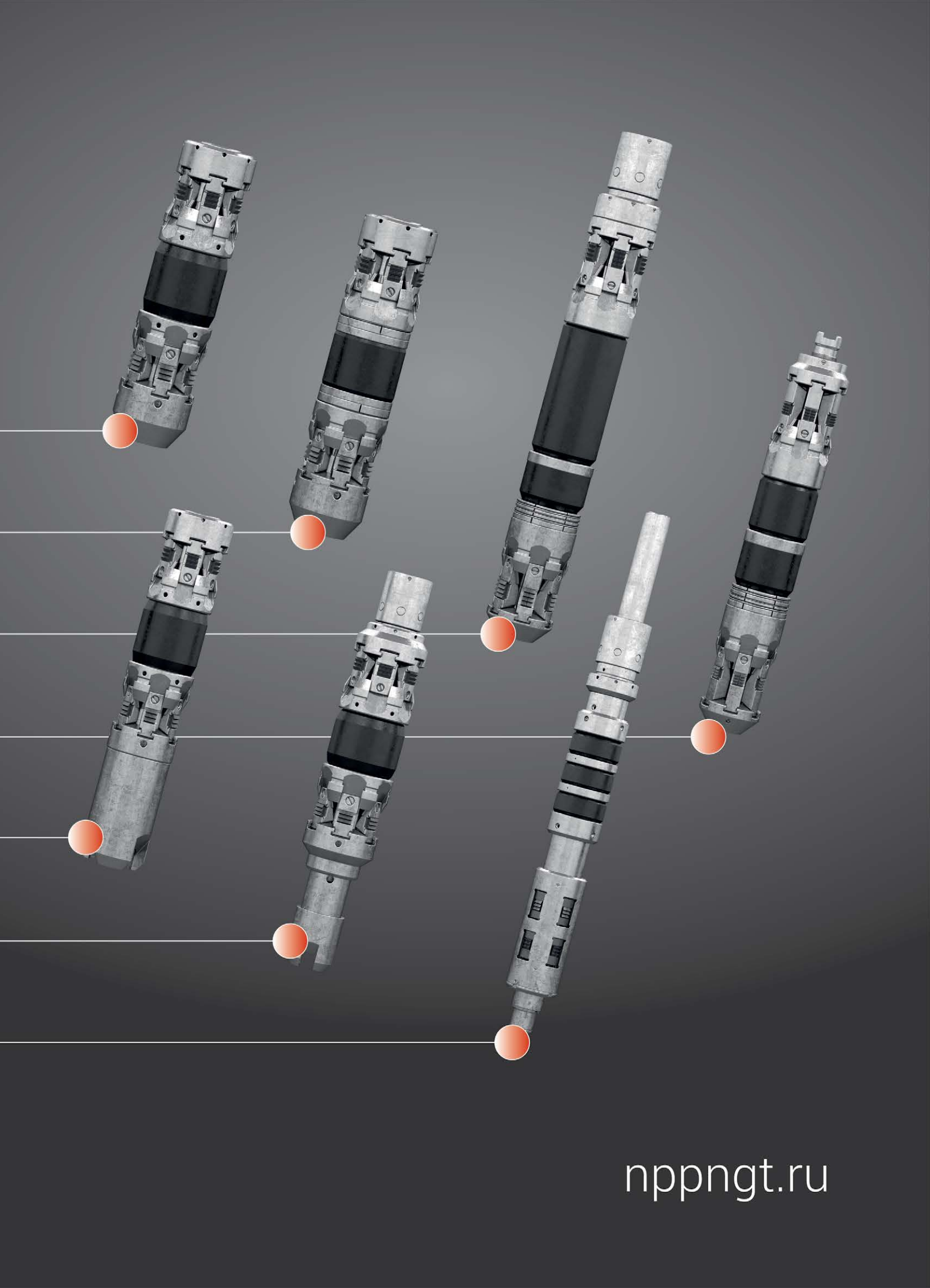
Пакеры-пробки разбуриваемые

ПБС-РПД	Для временной и постоянной изоляции пласта, как опора под клин-отклонитель при зарезке боковых стволов
ПБС-РПД-100	Пакер имеет конструкцию, обеспечивающую прочность и герметичность под давлением до 100 МПа
ПБС-РПД-ОС	Для герметичного разобщения интервалов нефтяных и газовых скважин в необсаженных (открытых) стволах
ПБС-РПД-Б	Для герметичного разобщения интервалов нефтяных и газовых «бутылочных» скважин
ПБС-РК	Ремонтно-изоляционные работы с закачиванием тампонажных растворов под пакер
ПБС-РКУ	Оснащен клапаном типа «сдвижная втулка», управляется посредством осевых манипуляций, обеспечивает герметичность и удерживает давление среды в обоих направлениях
ПБС-РКИ	Извлекаемая пакер пробка для проведения ГРП и РИР с последующим извлечением

НЕФТЕГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Тюмень, ул. Гилёвская Роща, 6

+7 (3452) 93-31-77



nppngt.ru

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геология

10 Т.А. Алексеева, Я.А. Мирясова, Э. Моралес, Я. Перес, С. Андраде. Учет особенностей геологического строения континентальных отложений при построении трехмерной геологической модели

16 Е.Ю. Горюнов, Р.А. Мамедов, М.Х. Нгуен. Поисковые критерии нефтегазоносности фундамента Западной-Сибири

Геофизика

21 М.Б. Шнеерсон. Полевые методы наземной сейсморазведки и работы по морскому вибратору

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Добыча

26 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: добыча и обустройство

33 Л.М. Ахметзянов. Снижение затрат и повышение эффективности эксплуатации станков-качалок

37 А.А Исаев, Р.Ш. Тахаутдинов, В.И. Малыхин, А.А, Шарифуллин. Опыт применения нового вискозиметра для измерения вязкости продукции нефтяной скважины в промысловых условиях

41 А.М. Насыров, С.Б. Колесова, Ю.В. Шляпников, Л.И. Локшин. Энергосберегающая нагревательная система для штанговых глубинных насосов

45 М.Д. Миняев. Термогазовый метод воздействия на пласт и возможности его применения на месторождениях вязких нефтей Удмуртии

Оборудование

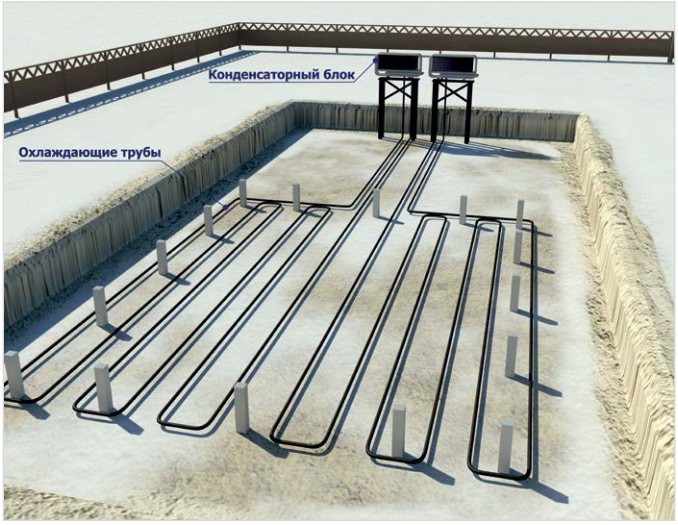
50 ЭНЕРГАЗ — проекты газоподготовки и газоснабжения выполняются по плану

Технология

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

Строительство

58 Г.М. Долгих, С.Н. Окунев. Исследование работы горизонтальной системы температурной стабилизации грунтов оснований типа труба в трубе (ГТТ)



НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 5 (72) октябрь 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 10-19/07-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 15.10.2019
ТИРАЖ: 10 000 экз.
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557
СВИДЕТЕЛЬСТВО О РЕГИСТРАЦИИ СМИ:
ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года
Выдано федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций.

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

ГРУППА КОМПАНИЙ

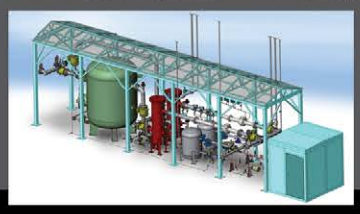
ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА

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

64 И.С. Грибанова. «Металлоцентр Лидер-М»: инновационные решения для комплексного снабжения объектов ТЭК

66 М.В. Песин, В.Ф. Макаров. Прогрессивные технологии изготовления трубдля бурения нефтяных и газовых скважин

Трубопровод

69 С.А. Шоцкий. Учет случайной природы предела текучести материала труб при оценке прочности пригруженных сплошным покрытием криволинейных участков трубопроводов

КИПИА

Автоматизация

77 А.О. Ашмарин, М.В. Мартынов. Быстродействующий автоматический ввод резерва

78 НТЦ «Механотроника": Построение системы АСУ с централизованно-распределенной структурой

Диагностика

80 Д.Ю. Пятницкий, Е.А. Халимонов. Комплексирование магнитоимпульсного дефектоскопа МИД-2М микропрофилемером ГФК-18 при исследовании технического состояния насосно-компрессорных труб и обсадных колонн нефтегазовых скважин

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

10 Tamara A. Alekseeva, Yana A. Miryasova, Erica Morales, Yaraixa Perez, Selene Andrade. Consideration of the geological features of continental deposits during three-dimensional model building

16 Evgeny Yu. Goryunov, Rustam A. Mamedov, Minh Hoa Nguyen. Search criteria for the oil and gas potential of the West Siberia basement Authors

Geophysics

21 Mikhail B. Shneerson. Field methods of land seismic prospecting and marine vibrator

PRODUCTION

Oil production

26 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: production and facility construction

33 Lenar M. Akhmetzyanov. Reducing costs and increasing the efficiency of rocking machines

37 Anatoliy A. Isaev, Rustem Sh. Takhautdinov, Vladimir I. Malykhin, Almaz A. Sharifullin. Field methods of land seismic prospecting and marine vibrator

41 Amdakh M. Nasyrov, Svetlana B. Kolesova, Yuriy V. Shlyapnikov, Lev I. Lokshin. Reducing the effect of free gas on the operation of pumping equipment

45 Marat D. Minyaev. Thermal and gas method of influence on the formation and possibility of its application at deposits of viscous oils Udmurtia

Constructing

58 Grigoriy M. Dolgikh, Sergey N. Okunev. Research of the work of the horizontal system of temperature stabilization of ground soils tube type in tube (GTT)

TRANSPORT

Compressors

Pipes

66 Mikhail V. Pesin, Vladimir F. Makarov. Progressive technologies for the drilling of oil and gas wells

Pipeline

69 Sergey A. Shockiy. Tracking random nature of creep strength on pipeline materials, while assessing resistance power of pipelines' curved sections weighted by uniform coating

Ecology

83 Tasliya M. Murtazina, Liliya Z. Anisimova, Il'mir R. Fakhrutdinov. Influence of development of deposits with super-visible oils, with non-traditional resources and natural bitumens on ecology

ACTIVITIES

OIL&GAS EXPOSITION

ISSUE:
5 (72) october 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: 15.10.2019

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

Нефтесервисный холдинг «ТАГРАС»

ТМС ГРУПП

Изготовление и обслуживание приводов штангового скважинного насоса

Изготовление приводов скважинного штангового насоса типов:
ТМС ПНШ(Т) 60-3-2800/80-3-40;
ТМС ПНШ 60-2,1-2500/80-3-40;
ТМС СК 60-2,1-2500/8-3,5-4000;
ТМС СК 100-3,5-56; ТМС СК Т120-56

где ТМС — это торговая марка изготовителя; ПНШ(Т) — привод насоса штангового (тумбовый); СК — станок-качалка; 60/80/100/120 — максимальная нагрузка на устьевой штоке (кН, не более); 2,1/3/3,5 — максимальная длина хода сальникового штока (м); 2500/2800/4000/5600 — номинальный крутящий момент на ведомом валу редуктора (Н·м)

Новые технологии организации сервиса

Комплексное обслуживание нефтепромыслового оборудования

Аренда с обслуживанием нефтепромыслового оборудования на взаимовыгодных условиях

Услуги монтажа/демонтажа нефтепромыслового оборудования

- Измерительный контроль металлоконструкций.
- Восстановление поврежденных участков.
- Определение уравновешенности СК прибором.
- Протяжка всех креплений и резьбовых соединений.
- Ревизия и ремонт балансира в сборе.
- Ревизия и ремонт штанговращателя — проверка его работоспособности.
- Смазка подшипниковых узлов, резьбовых соединений; набивка сальниковых уплотнений.
- Доливка/замена масла в редуктор.
- Замена изношенных и вышедших из строя деталей и узлов.
- Поузловой ремонт станков-качалок (СК);
- Монтаж, демонтаж и перемонтаж СК;
- Капитальный ремонт СК и сборка фундамента;
- Покраска СК;
- Замена клиноременной передачи;
- Геолого-технические мероприятия (изменение числа качаний и длины хода);
- Электротехнические работы по низкой стороне трансформатора (до 1000 В);
- Обслуживание электрической части СК;
- Ремонт, изготовление и установка оградительных устройств.

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

УДК 550.8

Учет особенностей геологического строения континентальных отложений при построении трехмерной геологической модели

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10048

Т.А. Алексеева
главный специалист[1]
taalekseeva2@tnnc.rosneft.ru

Я.А. Мирясова
старший менеджер[1]
yamiryasova@tnnc.rosneft.ru

Э. Моралес
геолог[2]
EMorales@vz.rosneft.ru

Я. Перес
сейсмик[2]
YPerez@vz.rosneft.ru

С. Андраде
петрофизик[2]
SAndrade@vz.rosneft.ru

[1]ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
[2]Petrolera RN LTD, Каракас, Венесуэла

Данная статья описывает итоги деятельности ПАО «НК «Роснефть» в западной части осадочного бассейна Маракайбо, расположенного в северо-западной части Венесуэлы. В работе представлены два метода создания геологической модели для оптимизации системы заводнения и извлечения остаточных запасов нефти. Предпосылкой к рассмотрению нескольких методов является наличие неопределенности из-за неоднородности литологического разреза и низкого разрешения сейсмической съемки. Рассмотрены входные данные для построения фациальной модели, методы их реализации и анализ результатов. Проанализированы различия в подходах и достоинства и недостатки выбранных методов.

Материалы и методы
Скважинные данные, данные трехмерной сейсморазведки, концептуальная модель.

Ключевые слова
речные обстановки осадконакопления, континентальные отложения, фациальная модель, объектное моделирование

Моделирование генетического ряда фаций, сформированных в континентальных обстановках осадконакопления, связано со сложностью их выделения в разрезе скважин и последующего прогноза в межскважинном пространстве. Существует неопределенность построения фациальной модели и прогноза свойств на исследуемом месторождении ввиду того, что множественные перемешивающиеся речные потоки сложно идентифицировать в сейсмическом поле, выделение электрофаций, по данным ГИС, неоднозначно, а керн описан только в одной скважине в целевом интервале.

Геологический разрез рассматриваемого месторождения сформирован отложениями флювиальных потоков и характеризуется вертикальной и горизонтальной неоднородностью. Выработка запасов достигает 9,7% при текущей обводненности по скважинным данным от 6 до 93%. Для оптимизации разработки необходимо понимание распределения начальных геологических запасов в залежи. В статье рассматриваются варианты моделирования свойств, предложенные специалистами ПАО «НК «Роснефть», в условиях континентальных речных отложений: использование концептуальной модели фаций в качестве двумерного тренда и объектное моделирование (стохастическое распределение межрусловых баров, каналов) в трехмерном пространстве.

Геологическое строение

Изучаемое нефтяное месторождение расположено в северо-западной части Венесуэлы, входит в лицензионный участок дочернего предприятия ПАО «НК «Роснефть» (рис. 1). В тектоническом отношении месторождение приурочено к брахиантиклинальной складке в западной части осадочного бассейна Маракайбо, расположенного на северной оконечности Южно-Американской плиты. С запада бассейн обрамляется горной грядой Сьерра-де-Периха, с юга и востока — грядой Кордильера-де-Мерида. Месторождение осложнено тектоническими нарушениями, простирающимися преимущественно с юго-востока на северо-запад. Второстепенные разломы простираются с запада на восток. По типу изучаемая залежь пластовая, приурочена к сводовой части структуры.

Осадочный чехол включает отложения от мелового до голоценового возраста. Основной продуктивный резервуар приурочен к третичным отложениям формации Marcelina. Отложения формации Marcelina делятся на

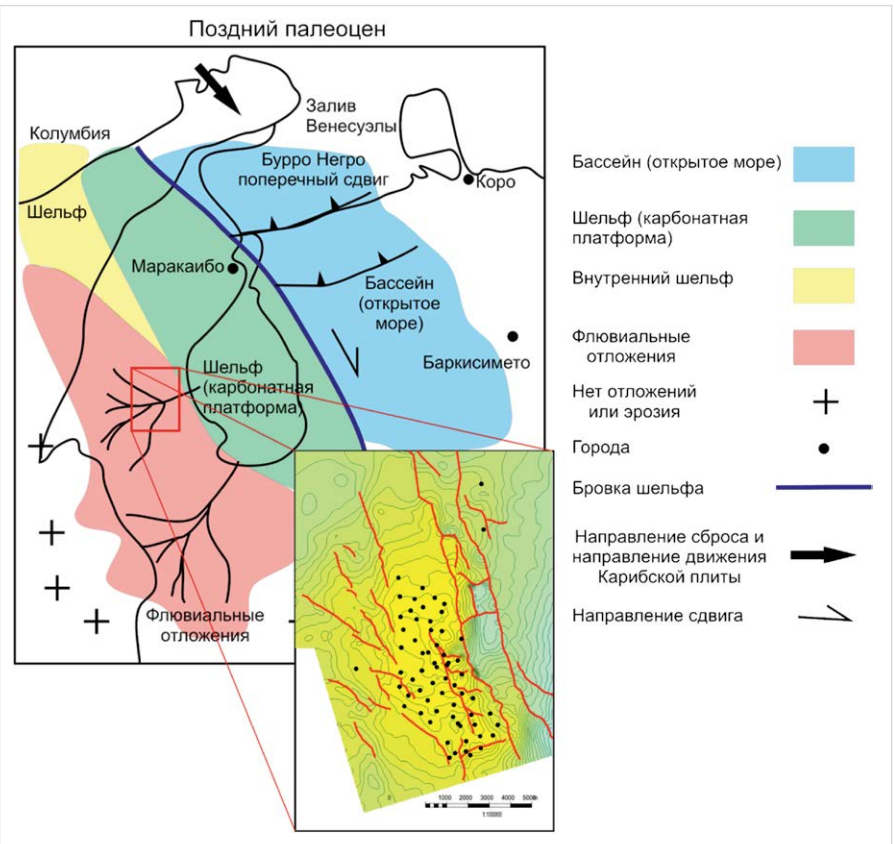


Рис. 1 — Расположение изучаемого месторождения
Fig. 1 — Location of the studied field.

три отдела: верхний (TUM), средний (TMM), нижний (TLM), в пределах каждого из которых выделен нижний и верхний цикл. Формация Marcelina представлена терригенным комплексом осадков субконтинентального генезиса — переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов. В нижней части песчаники грубозернистые, сформировавшиеся в условиях широких и активных русел с высокой энергией потока. Вверх по разрезу размеры зерен песчаного материала постепенно уменьшаются. В средней части формации выделяется глинисто-алевролитовая пачка. В целом для формации характерны обстановки русел со слабой извилистостью. В верхней части разреза встречаются отдельные пропластки углей.

Породы коллекторы на данном месторождении представлены тремя литотипами: среднезернистые, мелкозернистые и очень мелкозернистые песчаники. В таблице 1 представлены характеристики литотипов. Пористость по керну изменяется от 0,9% до 21,1%, проницаемость лежит в диапазоне от 0,001 мД до 2918 мД. Пористость непосредственно пород-коллекторов варьируется от 10% до 21,1%, при этом, значения выше 19% практически отсутствуют. Минералогический состав коллекторов представлен преимущественно кварцем, с незначительными примесями полевых шпатов, кальцита и доломита.

На месторождении пробурено 76 скважин с записью гамма-каротажа и каротажа потенциала собственной поляризации. Отбор керна произведен в двух скважинах. Месторождение покрыто сейсмическими работами 3D, частично профилями 2D, расположенными в северной части участка работ.

Месторождение введено в разработку в 1982 г., реализована система ППД. Среднее расстояние между скважинами — 600 м. На текущий момент обводненность достигла 48%. Для оптимизации системы заводнения и извлечения остаточных запасов нефти была создана уточненная геологическая модель.

Концептуальная модель

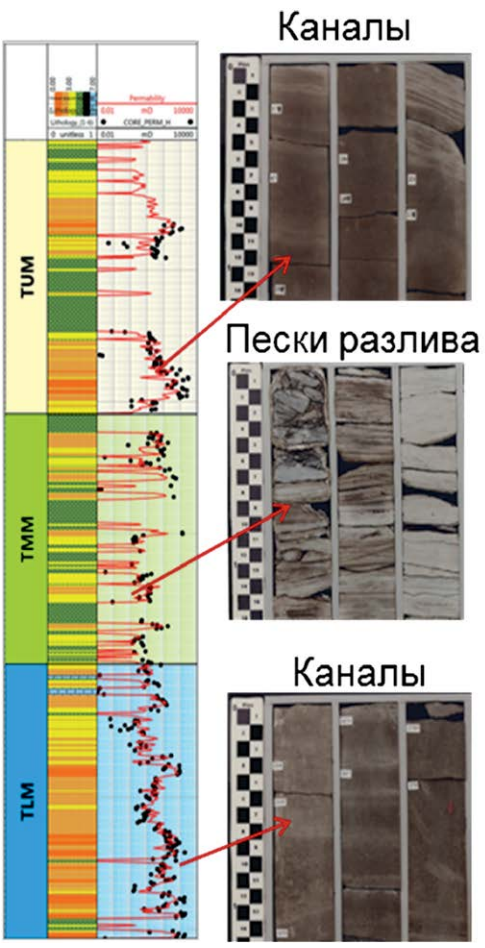
Согласно седиментологической модели основным источником обломочного материала для изучаемого участка были возвышенности в южной и юго-западной частях осадочного бассейна. Направление сноса — с юго-запада на северо-восток, агенты переноса обломочного материала — постоянные и временные водные потоки. К концу эоцена значительная часть бассейна Маракайбо была приподнята и южные и юго-западные территории активно размывалась речными потоками (рис. 1).

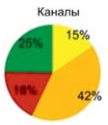
В северной и северо-восточной частях бассейна Маракайбо была развита мощная дельтовая система. Изучаемый участок находился на территории транзитного переноса обломков, поэтому для него характерны речные обстановки осадконакопления. Это подтверждается керновым материалом и седиментологическими описаниями, выполненными предыдущими исследователями [1, 2]. В скважине №1, согласно седиментологическому описанию, выделено 5 типов обстановок (таб. 2). Основные фациальные обстановки увязаны с керновыми данными и прослежены по данным ГИС (рис. 2).

Для реконструкции фациальной обстановки проанализирован весь комплекс доступной информации: карты общих толщин,

Тип	Интервал пористости, %	Средняя пористость, %	Интервал проницаемости, мД	Средняя проницаемость, мД
Песчаник среднезернистый	15,9-21,1	16,5	Свыше 200	636
Песчаник мелкозернистый	12,3-15,9	13,9	10-200	56
Песчаник очень мелкозернистый	10-12,3	11	1-10	3

Таб. 1 — Литотипы и их свойства, определенные по керну
Tab.1 — Lithotypes and its properties defined by core data



Распределение литотипов по ГИС	Обстановка	Мощность толщи, футы
	Пески разлива	14,3
Не определена	Пойма	1
	Каналы	70
	Прирусловой бар	210,9
	Каналы разветвленных рек	172,5
	Фоновая фация	Не определена

Таб.2 — Обстановки осадконакопления, выделенные по керну скважины №1
Tab.2 — Environments defined by the core of well №1

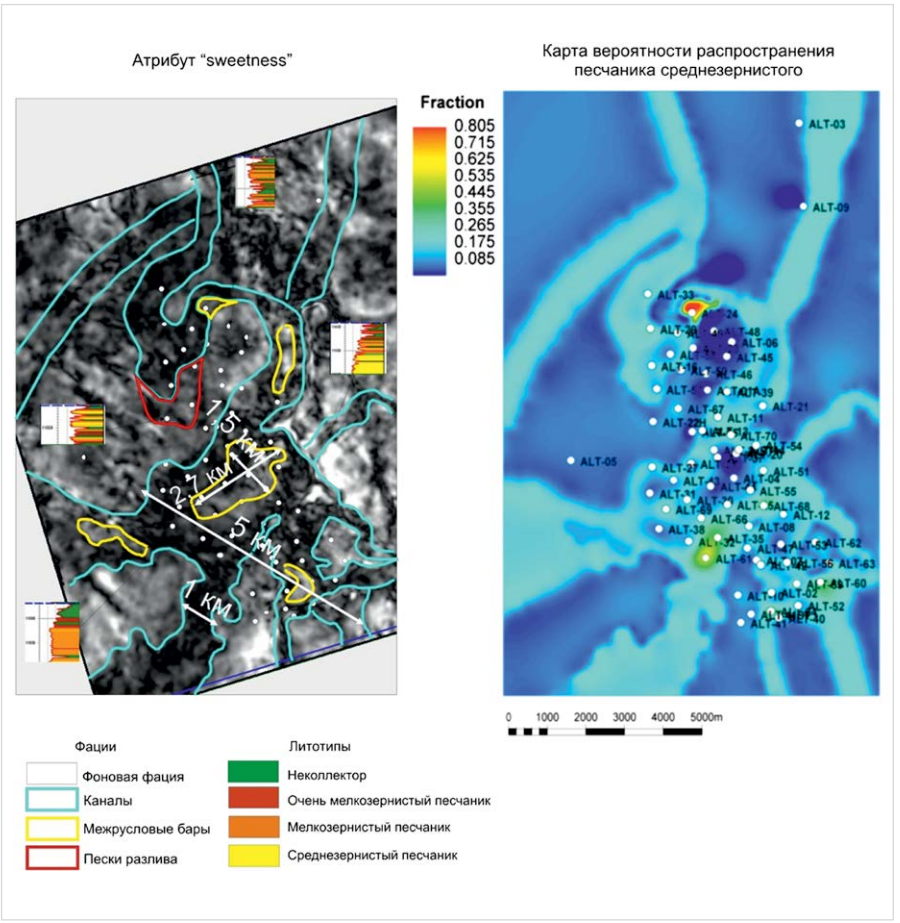


Рис. 2 — Схема распределения фаций в нижней части зоны TUM. Карты вероятности распределения литотипов
Fig. 2 — Scheme of environment depositions in lower part of Upper Marcelina. Maps of probability for distribution all lithotypes

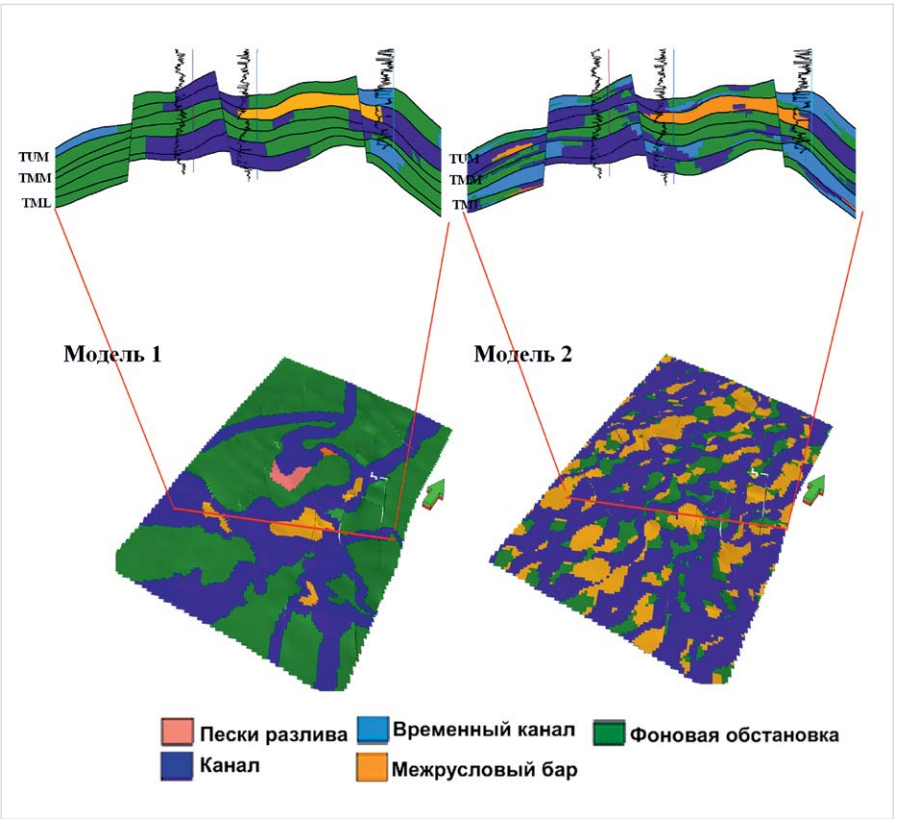


Рис. 3 — Куб фациальных обстановок. Зона TUM L
Fig. 3 — Environments of deposition grid. Zone TUM L

эффективных мощностей, коэффициента пористости, сейсмические атрибуты (спектральная декомпозиция, sweetness, chaos), а также форма и вариации значений каротажной кривой [3, 4].

На рис. 2 представлен пример выделения обстановок осадконакопления: главные каналы, второстепенные каналы, фоновая фация. Фоновая фация представлена сильноглинизированными отложениями. Это могут быть как поймы, так и слабо развитые временные каналы или пески разлива.

В ходе работы были построены карты фаций для каждого отдела формации Marcelina. Сопоставление методик моделирования приведено на примере нижней части верхней Marcelina (TUM).

Методика построения фациальной модели

Рассмотрены две методики построения геологической модели:

1. Использование концептуальной модели фаций в качестве двухмерного тренда.
2. Объектное моделирование.

Модель 1

Выделены области обстановок осадконакопления с предположительно схожими фильтрационно-емкостными свойствами для каждой зоны в двумерном пространстве, которые впоследствии использованы как тренды при распределении доли литотипов.

Все русловые тела значительно обобщены, закартированы только основные контуры объектов на основе атрибутного анализа (рис. 2).

При этом фациальные обстановки увязаны со скважинными данными, каждая обстановка характеризуется определенным диапазоном изменения фильтрационно-емкостных свойств. Принятая концепция нестрогого определения границ фациальных обстановок в 3D модели позволяет нивелировать возможные неточности построенных фациальных схем.

Распределение фильтрационно-емкостных свойств осуществлялось в два этапа:

1. Построение куба литотипов. Распределение литотипов осуществлялось при помощи карт трендов (рис. 2), которые задают вероятность распространения каждого литотипа в зависимости от обстановки.
2. Построение куба пористости/проницаемости. Для каждого литотипа определены функции распределения пористости, вариограммы, направление распространения. Проницаемость рассчитана по зависимости для каждого литотипа.

Модель 2

Реализовано объектное моделирование основных фациальных обстановок осадконакопления. На основе принятой концептуальной модели — флювиальные пояса (ветвящиеся реки), сформированные аллювиальными и пролювиальными отложениями, определены основные обстановки осадконакопления.

Распределение фильтрационно-емкостных свойств осуществлялось в три этапа:

1. Определение фациальных обстановок посредством объектного моделирования. Метод распределения — object modelling (stochastic). Данный метод позволяет моделировать фации определенной геометрии, используя так называемые

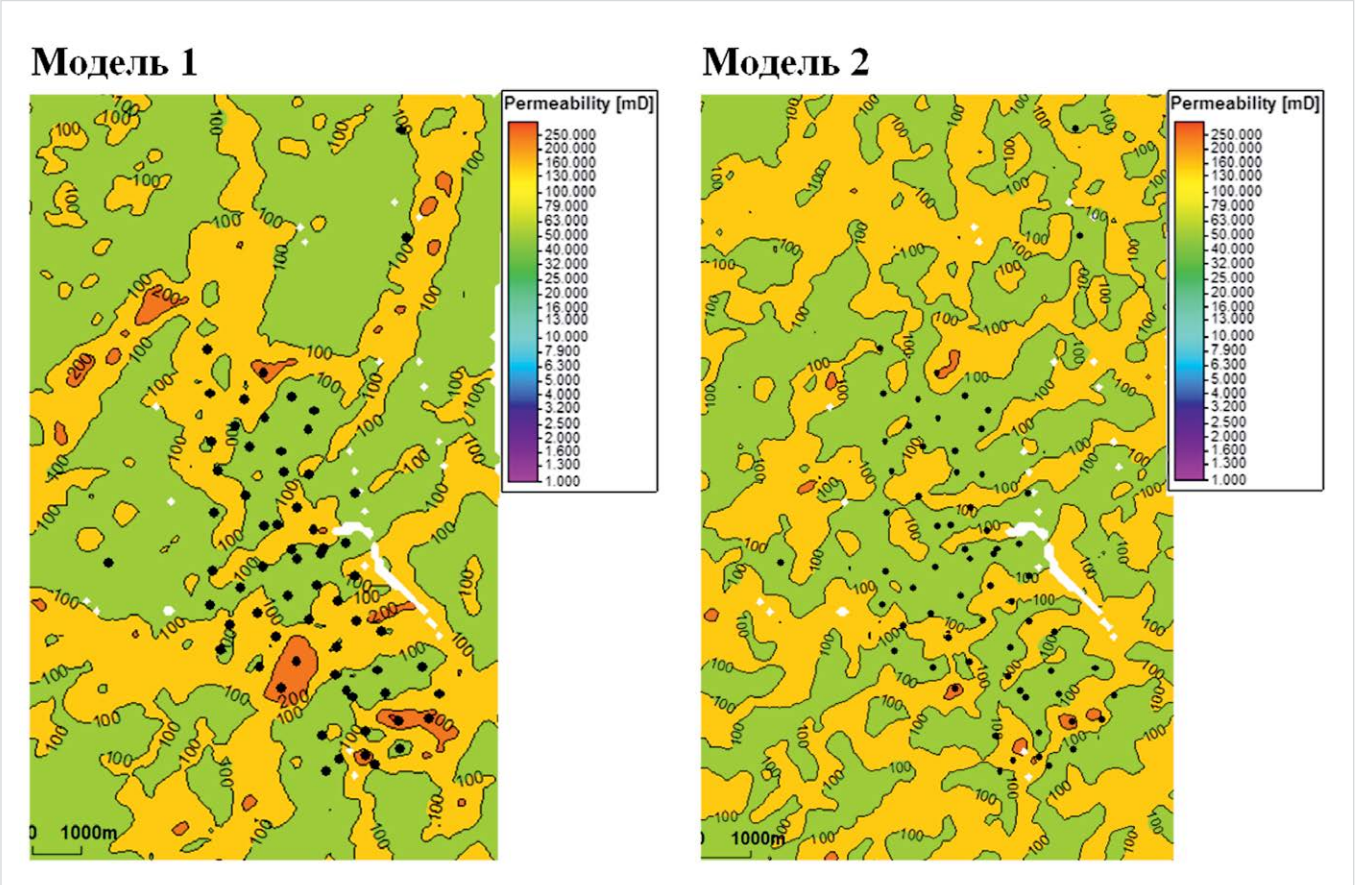


Рис. 4 — Сопоставление карт проницаемости. Зона TUM L
Fig. 4 — Comparison of permeability maps. TUM L zone

тренировочные образы. Для данного метода необходима интерпретация по скважинам, типичные размеры моделируемых тел и их направление согласно концептуальной модели. Параметры для определения фациальных обстановок (объектов) получены на концептуальной модели (виды объектов, ориентация), скважинных данных (мощность, расстояние между объектами), атрибутного анализа (длина и ширина простирания) (рис. 2).

2. Построение куба литотипов. В отличие от первой модели распределение литотипов контролировалось обстановками осадконакопления. В пределах каждого обстановки были заданы вертикальные функции распределения литотипов на основе скважинных данных, что позволило уточнить и детализировать литологический разрез.
3. Построение куба пористости/проницаемости. По аналогии с моделью 1 для каждого литотипа определены функции распределения пористости, вариограммы, направление распространения. Проницаемость рассчитана по зависимости для каждого литотипа.

Результат

Ввиду необходимости оптимизации системы заводнения на рассматриваемом месторождении основной задачей при создании фациальной модели является не только прогноз коллекторских свойств пласта в межскважинном пространстве, но и сохранение вертикальной и горизонтальной неоднородности пласта. При анализе результатов построения геологической модели разными методиками были сопоставлены:

1. Параметры куба литологии: геолого-статистические разрезы, карты нефтенасыщенных толщин, гистограммы распределения, кубы связанных объемов.
2. Параметры кубов фильтрационно-емкостных свойств: карты средних значений, гистограммы распределения.

Основные различия выявлены при сопоставлении геолого-статистические разрезов, гистограмм распределения литотипов и карт проницаемости, которые показывают различие в трехмерном распределении параметров (рис. 3-4). Расхождение геологических запасов двух моделей составляет менее 5%.

Распределение литотипов с использованием фациальной двухмерной карты (модель 1) позволяет построить геологическую модель на основе скважинных данных в априорно заданных границах, исключается вероятность появления фациальных обстановок на удалении от скважинных данных.

При объектном моделировании (модель 2) фациальные обстановки создаются случайным образом на основе концептуальной модели, скважинных данных и атрибутного анализа [5, 6].

В статье рассмотрены два варианта распределения литотипов и их свойств в условиях континентальных речных отложений, предложенные специалистами ПАО «НК «Роснефть»: использование концептуальной модели фаций в качестве двумерного тренда и объектное моделирование (стохастическое распределение межрусловых баров, каналов) в трехмерном пространстве.

В методике 1 контроль распределения литотипов обеспечивается горизонтальными и вертикальными трендами, а также результатами вариограммного анализа. Распространение свойств реализуется в два этапа, латеральная и вертикальная неоднородность сглаживается, что обеспечивает большую связность песчаных тел.

- Достоинство метода 1 заключается в том, что можно вручную контролировать распределение обстановок.
- Недостаток: детерминированный подход на основе субъективного мнения геолога. В качестве тренда используется двумерная карта, которая не учитывает изменчивость по вертикали.
- Важно: большой вес имеют скважинные данные.

В методе 2 распространение свойств реализуется в три этапа. Объектное моделирование позволяет прогнозировать вероятность появления обстановок осадконакопления стохастическими методами, контролировать распределение ФЕС внутри фациальных обстановок. Модель характеризуется большей неоднородностью петрофизических свойств и расчлененностью разреза.

- Достоинство метода 2: алгоритм гибкий, можно создать несколько реализаций, используя один и тот же набор исходных данных.
- Недостаток: вдали от скважин стохастическое моделирование может привести к появлению необоснованных барьеров или наоборот высокопроницаемых зон.
- Важно: большой вес имеют параметры, задаваемые для объектного моделирования.

Итоги

Ввиду необходимости оптимизации системы заводнения на рассматриваемом месторождении основной задачей ПАО «НК «Роснефть» при создании фациальной модели является не только прогноз коллекторских свойств пласта в межскважинном пространстве, но и сохранение вертикальной и горизонтальной неоднородности пласта. При анализе результатов построения геологической модели разными методиками были сопоставлены:

1. Параметры куба литологии: геолого-статистические разрезы, карты нефтенасыщенных толщин, гистограммы распределения, кубы связанных объемов.
2. Параметры кубов фильтрационно-емкостных свойств: карты средних значений, гистограммы распределения.

Выводы

Методики 1 и 2 показывают, что при одних и тех же геологических запасах, распределение петрофизических свойств в пространстве может разниться.

Подходы к построению геологической модели могут меняться в зависимости от результатов адаптации ГДМ.

Бурение скважины с отбором керна в краевой части залежи позволит повысить достоверность геологических моделей 1 и 2, а также сопоставить результаты моделирования с фактическими данными.

Литература

1. Lugo J., Mann P. Jurassic-Eocene tectonic evolution of Maracaibo Basin, Venezuela, Petroleum basins of South America // AAPG Memoir, 1995, issue 62, p. 699–725.
2. Escalona A., Mann P. Tectonic controls of the rightlateral Burro Negro tear fault on Paleogene structure and stratigraphy, northeastern Maracaibo Basin // AAPG Bulletin, 2006, issue 90, pp. 479–504.
3. Catuneanu O. Principles of sequence stratigraphy, 2006.
4. Nichols G. Sedimentology and Stratigraphy, 2009, pp. 129–150.
5. Zhongbo X. Architecture Characterization of Sandy Braided Fluvial reservoir: A Case study of P Oilfield (Neogene), Bohai Offshore, China. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, 2015.
6. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа. Л.: Недра, 1984. С.161–178.

ENGLISH **GEOLOGY**

UDC 550.8

Consideration of the geological features of continental deposits during three-dimensional model building

Authors

Tamara A. Alekseeva chief specialist[1] taalekseeva2@tnnc.rosneft.ru
Yana A. Miryasova senior manager[1] yamiryasova@tnnc.rosneft.ru
Erica Morales geologist[2] EMorales@vz.rosneft.ru
Yaraixa Perez seismic interpreter[2] YPerez@vz.rosneft.ru
Selene Andrade petrophysicist[2] SAndrade@vz.rosneft.ru

[1]Tyumen petroleum research center LLC, Tyumen, Russian Federation
[2]Petrolera RN LTD, Caracas, Venezuela

Abstract

The paper describes the results of Rosneft's activities in the western part of the Maracaibo sedimentary basin which is located in the north-west part of Venezuela. The paper presents two methods for creating a geological model for optimizing a waterflooding system and extracting residual oil reserves. Pre-condition for the consideration of few methods is uncertainty because of the strata heterogeneity and low resolution of the seismic.

Input data, approach and analysis of results have been considered. Differences in approach and strengths and weaknesses of chosen methods were considered.

Materials and methods

Well data, three-dimensional seismic data, conceptual model.

Keywords

river environments of deposition, continental deposit, depositional model, facies modeling, object modeling

Results

Flooding pattern of the field is required in optimization. The chief goal during the geological model creating is not alone distribution of petrophysical properties but saving horizontal and vertical heterogeneities. Analysis of results includes comparison of two methods and the following parameters:

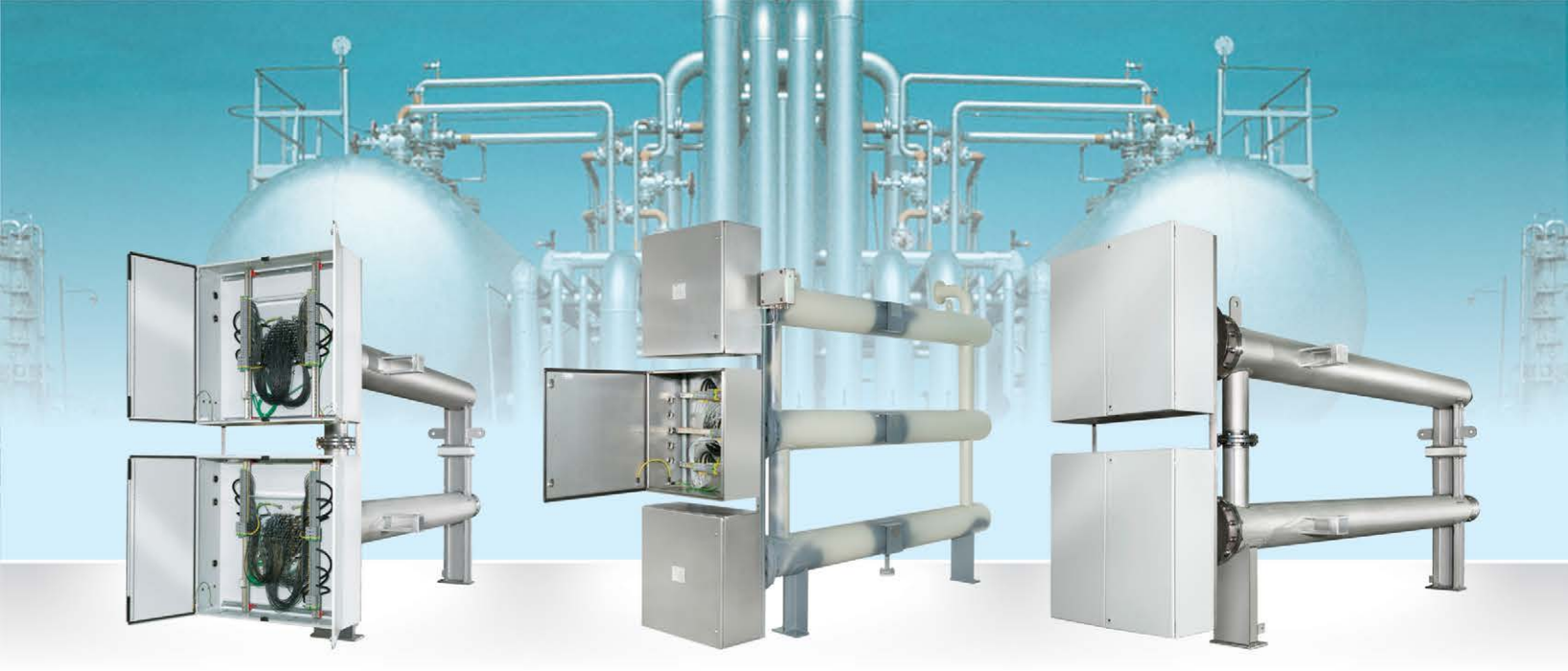
1. Lithology grid: vertical proportion curves, net pay maps, histograms of distribution, connected volumes.
2. Petrophysical properties: maps of average values and histograms of distribution.

Conclusions

Two methods of modeling are considered and these methods obtain the similar STOIIP may but have different petrophysical properties distribution in 3D. Approach for geological model can be changed depending on results of history matching in dynamic model. Drilling well with core in marginal part of deposit lets increase reliability of models 1 and 2, and compares results of modeling with fact data.

References

1. Lugo J., Mann P. Jurassic-Eocene tectonic evolution of Maracaibo Basin, Venezuela, Petroleum basins of South America // AAPG Memoir, 1995, issue 62, p. 699–725.
2. Escalona A., Mann P. Tectonic controls of the rightlateral Burro Negro tear fault on Paleogene structure and stratigraphy, northeastern Maracaibo Basin // AAPG Bulletin, 2006, issue 90, pp. 479–504.
3. Catuneanu O. Principles of sequence stratigraphy, 2006.
4. Nichols G. Sedimentology and Stratigraphy, 2009, pp. 129–150.
5. Zhongbo X. Architecture Characterization of Sandy Braided Fluvial reservoir: A Case study of P Oilfield (Neogene), Bohai Offshore, China. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, 2015.
6. Muromtsev V.S. E*lektrometricheskaya geologiya peschanyh tel — litologicheskih lovushek nefti i gasa* [Electrometric geology of sand bodies — lithological oil and gas traps]. Leningrad: Nedra, 1984, pp.161–178.



elwatec
wärmetechnik

Одна из ведущих мировых фирм по разработке и производству электрических нагревателей для всех отраслей промышленности.

На протяжении многих лет компания «elwatec Wärmetechnik GmbH» разрабатывает и производит электрические нагреватели практически любой сложности. А также неоднократно разрабатывала специальные решения, для, казалось бы, неразрешимых проблем.

Оборудование может быть использовано как в обычных промышленных зонах, так и во взрывоопасных.

Возможности нашего оборудования достаточно обширны. Мы неоднократно производили электрические нагреватели с температурой на выходе до 1100 °C и давления до 350 бар и более. Вместе с тем, мощность (общая потребляемая мощность) нагревателей по верхнему пределу не ограничена. Мы уже многократно производили оборудование в диапазоне от 1 кВт до 10 000 кВт.

При проектировании нагревателей мы ориентируемся исключительно на потребности заказчика.

Компания сертифицирована в соответствии с ISO 9001:2015, DGRL (PED) 2014/68/EC до модуля H1, имеет свидетельство об испытании образца по требованиям ATEX и допуск на изготовление взрывозащищенной продукции в соответствии с требованиями ATEX по модулю E. Высокие стандарты качества постоянно проверяются и подтверждают путем внешнего аудита.

Нагреватели могут быть разработаны, изготовлены и испытаны в соответствии со всеми распространёнными международными проектными нормами, такими как, например, стандарт DGRL (PED), ASME VIII Div. 1, лицензия Китая и, конечно же, ГОСТ (EAC).

- **elwatec Wärmetechnik GmbH**
  Weiherdamm 17a, 57250 Netphen, Germany
  Tel.: +49 231 950 98 708, Mob.: +49 173 270 47 53
  noga@elwatec.com
  www.elwatec.com/ru
- **Кирилл Нога — Торговый представитель в странах Восточной Европы, СНГ и Средней Азии**

УДК 551

Поисковые критерии нефтегазоносности фундамента Западной-Сибири

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10055

Е.Ю. Горюнов
к.г.-м.н., доцент[1]
eyugoryunov@yandex.ru

Р.А. Мамедов
аспирант[1]
rus_mamedow@mail.ru

М.Х. Нгуен
к.г.-м.н., преподаватель[2]
nguyenminhhoa1988@gmail.com

С.А. Мамедова
техник кафедры общей физики[1]
sewilmamedowa2000@gmail.com

[1]Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, Москва, Россия
[2]Ханойский университет горного дела и геологии, Ханой, Вьетнам

В статье приведены данные о продуктивности фундамента различных регионов мира. Показано, что запасы месторождений в породах фундамента к настоящему времени превышают 10 млрд т. В Западной Сибири в породах фундамента к настоящему времени открыто около 60 месторождений нефти и газа. Показано, что в геологическом строении этих месторождений присутствуют общие характерные черты, которые по аналогии с хорошо изученными месторождениями Кыулонгского бассейна (Вьетнам), можно рассматривать как поисковые критерии на нефть и газ.

Ключевые слова
фундамент Западной Сибири, поисковые критерии, доюрский комплекс, зоны разуплотнения, блоковое строение, рифтовые системы, нефть и газ

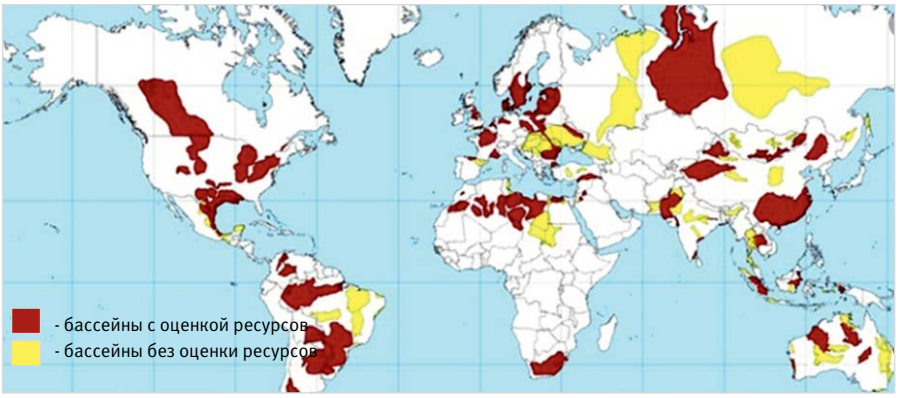


Рис. 1 — Бассейны, в которых доказаны продуктивность пород фундамента
Fig. 1 — Pools in which the productivity of the basement rocks is proved

В образованиях фундамента в мире открыто около 500 месторождений нефти и газа, в том числе крупных и гигантских, таких как Пис-Ривер (Канада), Белый Тигр (Вьетнам), Ауджила-Нафура (Ливия), Мара (Венесуэла), Рамадан (Египет), Уилмингтон, Пенхендл (США) и др., суммарные запасы, которых оцениваются более 10 млрд.т. нефти (рис. 1).

Таким образом, фундамент может рассматриваться как относительно новый, перспективный объект для поисков месторождений нефти и газа.

Под фундаментом авторы в соответствии классическим определением, понимают основание платформы, сложенное дислоцированными геосинклинальными осадочными и магматическими формациями, сопровождаемое на завершающей стадии формирования складчатостью, региональным метаморфизмом и гранитизацией [2].

Наиболее изучены месторождения нефти и газа в фундаменте на южном шельфе Вьетнама (Кыулонский бассейн), где открыт ряд месторождений, таких как: Белый Тигр, Дракон, Черный Лев, Заря, Желтый Тунец, Коричневый Лев, Тханлонг и др. (рис. 2). На этих месторождениях проведен большой объем геологоразведочных работ и получен обширный геологический материал по строению этих месторождений.

В настоящее время также доказана продуктивность фундамента Шонгхонгского бассейна, на северном шельфе Вьетнама (рис. 3). Шонгхонгский бассейн претерпел все фазы рифтогенеза и последующего сжатия, связанного с движением литосферных плит. Как и бассейн Кыулонг, он также находится в тектонически активной фазе, и на его акватории наблюдаются процессы дегазации, что отчетливо видно на сейсмических разрезах.

Разрез Шонгхонгского прогиба представлен в основании кристаллическим фундаментом протерозойско-раннепалеозойского возраста: гнейсами, гранитоидами и перекрывающем его осадочным комплексов миоцен-олигоцен-четвертичного возраста. Так же как и бассейн Кыулонг, характерной особенностью тектонического строения Шонгхонгского бассейна является разбитость его фундамента, имеющего двухчленное строение на отдельные блоки разломами, образовавшимися вследствие геодинамических напряжений. Региональными флюидоупорами для потенциальных скоплений углеводородов в породах фундамента в пределах Шонгхонгского прогиба могут служить глинистые толщи плиоценового и

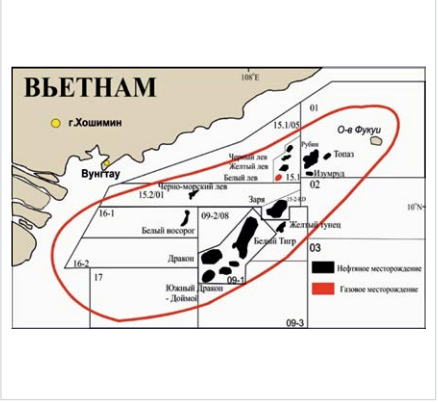


Рис. 2 — Месторождения нефти и газа Кыулонского бассейна
Fig. 2 — Oil and gas fields of the Kyulon basin

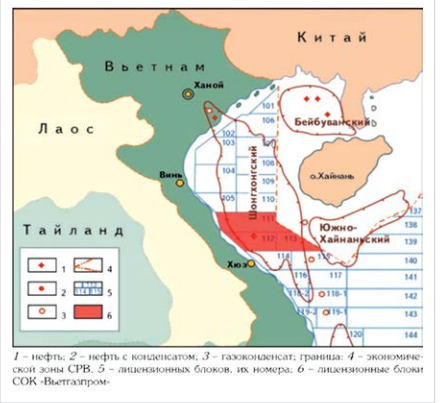


Рис. 3 — Нефтегазоносность Шонгхонского бассейна
Fig. 3 — Oil and gas potential of the Shonghon basin

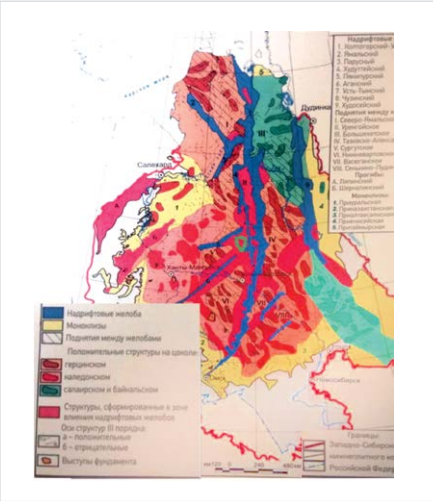


Рис. 4 — Карта тектонического строения нижнеплитного комплекса Западно — Сибирской плиты (Л.В. Смирнов, В.С. Сурков, 1978 г.)
Fig. 4 — Map of the tectonic structure of the lower plate complex of the West Siberian Plate (L.V. Smirnov, V.S. Surkov, 1978)

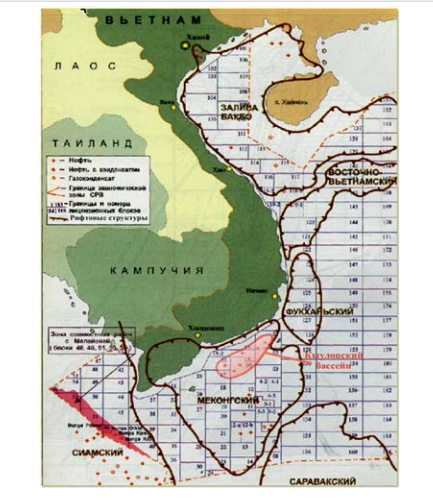


Рис. 5 — Кыулонский бассейн — нефтегазоносность рифтовых структур
Fig. 5 — Kyulonsky basin — oil and gas potential of rift structures

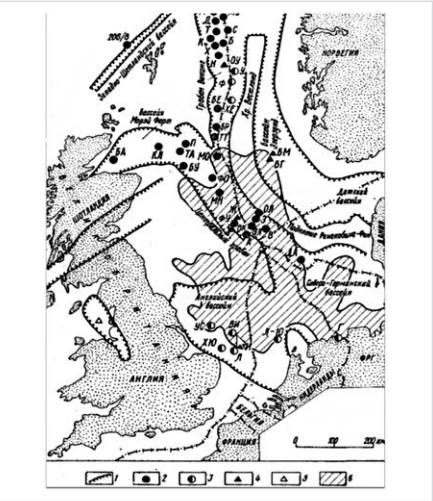


Рис. 6 — Схема размещения месторождений нефти и газа в рифтовых грабенах и трогах Североморского бассейна: 1 — краевые разломы рифтовых структур или зон; 2 — крупные месторождения нефти 3 — крупные газовые месторождения; 4 — мелкие нефтяные месторождения; 5 — мелкие газовые месторождения
Fig. 6 — Layout scheme of oil and gas deposits in the rift grabens and troughs of the North Sea basin: 1 — edge faults of rift structures or zones; 2 — large oil fields 3 — large gas fields; 4 — small oil fields; 5 — small gas fields

средне-верхнемиоценового возраста, перекрывающие фундамент.

На основе изучения этих данных, были выделены [3] основные признаки геологического строения, которые можно рассматривать как поисковые критерии нефтегазоносности:

— развитие рифтовых зон в фундаменте бассейнов;
— блоковое строение фундамента;
— наличие разрывных нарушений и связанных с ними зон разуплотнения в фундаменте;
— наличие региональных флюидоупоров, перекрывающие породы фундамента;
— наличие залежей в осадочном чехле, как признак общей нефтегазоносности территорий.
— неотектоническая активность территории бассейна.

С этих позиций было проанализировано геологическое строение ряда месторождений в фундаменте Западной Сибири, таких как Рогожниковское, Малоичское, Убинское, Семивидовское, Толумское, Фестивальное. Фундамент Западной Сибири имеет сложное гетерогенное строение и разбит на блоки рифтовыми системами верхнепермско-триасового заложения (рис. 4).

Большое число нефтегазоносных бассейнов приурочено к рифтовым зонам (рис. 5, 6), например, таких как Североморский, Кыулонский и Западно-Сибирский бассейны.

Вероятно, такая тесная связь обусловлена с одной стороны повышенным тепловым потоком, характерным для рифтовых зон, а с другой, возможным поступлением дополнительных порций водорода.

В настоящее время в породах фундамента Западной Сибири выявлено около 60 месторождений (рис. 6), таких как Малоичское, Убинское, Толумское, Рогожниковское, Даниловское, Семивидовское, Фестивальное и другие (таблица).

В Западной Сибири было установлено, что главные, наиболее крупные нефтяные месторождения региона, приурочены к триасовым рифтам, и расположены эти месторождения преимущественно там, где в фундаменте развиты докембрийские комплексы.

Подавляющее большинство таких месторождений приурочены к зонам развития рифтовых систем и к их бортам, выделенных

Рис. 7 — Развитие рифтовых зон в фундаменте Западно-Сибирского бассейна с приуроченным к ним месторождений нефти и газа по Н.П. Запивалову, 1972 г.
Fig. 7 — Development of rift zones in the basement of the West Siberian basin with oil and gas fields confined to them according to N.P. Zapivalov, 1972

№	Месторождения в кристаллическом фундаменте	Индекс, возраст горизонта	Состав пород	Начальный дебит	
				Нефть, м³/сут	Газ, м³/сут
1	Восточно-Даниловское	T	Филлиты	26,2	-
			Сланцы серицит - кварцевого сост.	102	-
2	Рогожниковское	T1-2rg21	Сланцы серицит-альбит - кв. сост.	86	-
		Pr-Pz	Гранито-Гнейсы	-	0,31
3	Малоичское	P-T	Доломиты	68,4	-
		P-T	Окремненные известняки	48	3
4	Убинское	S-D	Метаморфизованные гравелиты и конгломераты	3,5	Нет свед.
5	Семивидовское	Pz	Граниты, сланцы	24,5	-
6	Западно-Толумское	Pz	Сланцы серицит - графито-кварцевого состава	6,4	-
7	Фестивальное	Pz	Туфы	21,5	1

Таблица — Месторождения в доюрском комплексе Западной Сибири
Table — Deposits in the pre-Jurassic complex of Western Siberia

по геофизическим данным (рис. 7). Из таблицы следует, во-первых, что из фундамента на этих месторождениях получены промышленные притоки нефти и газа, во-вторых, что коллекторами могут являться разновозрастные породы фундамента различного состава.

На примере рассмотренных

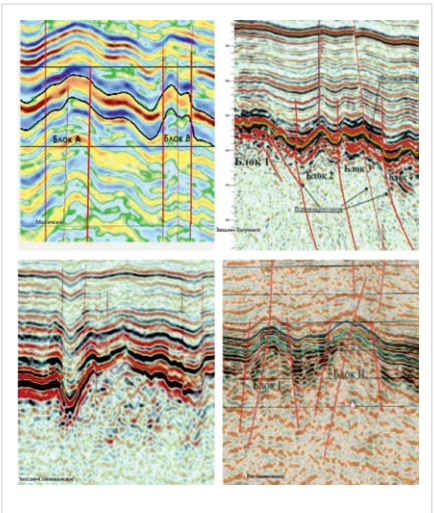


Рис. 8 — Временные разрезы с выделенными блоковыми поднятиями [8, 9, 10]
Fig. 8 — Temporary sections with highlighted block rising [8, 9, 10]

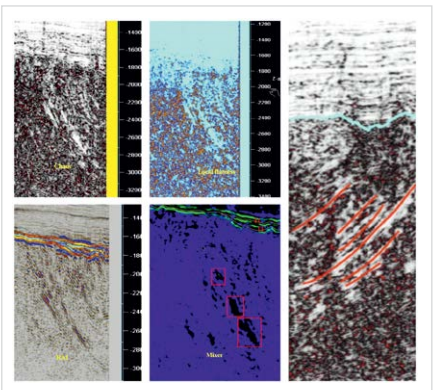


Рис. 9 — Выявленные зоны разуплотнения коллектора на временных разрезах с помощью атрибутивного анализа[8]
Fig. 9 — Identified reservoir decompression zones in time sections using attribute analysis [8]

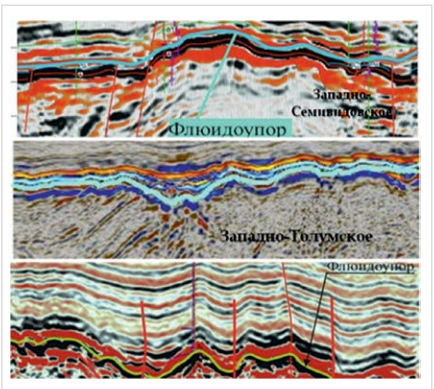


Рис. 10 — Выделенные флюидоупоры на временных разрезах в кристаллическом фундаменте Западной Сибири. [8,9]
Fig. 10 — Highlighted fluid supports on temporary sections in the crystalline basement of Western Siberia [8, 9]

месторождений Западной Сибири подтверждаются также значения разломов и блокового строения фундамента в качестве одного из критериев.

Так, на месторождениях в центральной части Западной Сибири, скопления углеводородов в породах доюрского комплекса приурочены к ярко-выраженным тектоническим блокам, разбитыми тектоническими нарушениями.

В качестве примера приведены временные разрезы Западно-Толумского, Малоичского, Рогожниковского, Западно-Семивидовского месторождений (рис. 8).

На всех рассмотренных месторождениях коллекторами являются трещино-кавернозные зоны и зоны разуплотнения, развитые в породах различного состава (рис. 8). Судя по значительным дебитам нефти, полученной из фундамента на ряде месторождений, коллектора характеризуются высокими значениями суммарной проницаемости (см. таблицу).

Для выявления и геометризации зон разуплотнения и разрывных нарушений наиболее эффективным способом является атрибутивный анализ сейсмических кубов 3Д. Нами он был применен на Западно-Толумском месторождении. Анализ включал расчет следующих атрибутов:

- Relative acoustic impedance (RAI)
- Local flatness
- Chaos

и их комбинацию, заключающуюся в их суммировании с помощью инструмента MIXER.

Атрибуты подчеркивают и обособляют особенности локальной волновой картины.

Проведенный атрибутивный анализ позволил выделить в фундаменте Западно-Толумского месторождения несколько зон разуплотнения (рис. 9), локализованных вдоль линии падения разрывного нарушения. Из скважины №1190, вскрывшая верхнюю зону, был получен приток нефти объемом 6,4 т/сут.

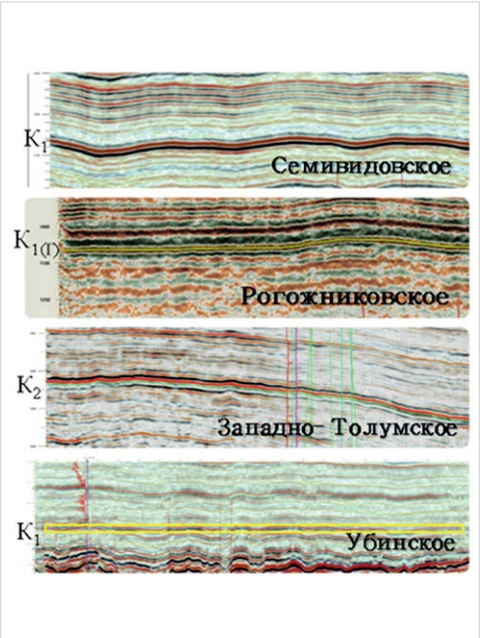


Рис. 11 — Залежи в осадочном чехле, как признак общей нефтегазоносности территорий
Fig. 11 — Deposits in sedimentary cover as a sign of the general oil and gas potential of the area

Важнейшим условием сохранения залежи в коллекторах фундамента является наличие покрышки. На разных месторождениях роль покрышек играют аргиллитовые (иногда вулканогенные) толщи нижней юры, либо это плотные разности пород в кровле кристаллического фундамента (рис. 10).

Наличие залежей в осадочном чехле авторы рассматривают как один из поисковых критериев нефтегазоносности фундамента, поскольку характеризуют общую продуктивность территории. Действительно, на большинстве из изученных месторождениях кроме залежей в фундаменте присутствуют также залежи и в вышезалегающих осадочных породах. Например, на Толумском месторождении (рис. 11) кроме фундамента продуктивны и меловые отложения в осадочных породах.

Конечно, этот признак не гарантирует продуктивность фундамента, но повышает ее вероятность, поскольку характеризует общую нефтегазоносность территории. В работах [3, 4] показано, что максимальные начальные дебиты характерны для эксплуатационных скважин на месторождении Белый Тигр, приуроченных к неотектоническим разрывным нарушениям.

Также из этих скважин получены наибольшие объемы нефти и газа за все время их эксплуатации. Пока для месторождений Западной Сибири авторы такими статистическими данными не располагают, но, поскольку по сейсмическим данным наблюдаются признаки неотектонической активности, например, на Западно-Толумском месторождении (рис. 12), следует ожидать подтверждения этой закономерности.

Выводы

1. Поисковые критерии, выявленные на месторождениях в фундаменте Кыулонского бассейна, наблюдаются и на месторождениях с продуктивным фундаментом в Западной Сибири, поэтому их можно рассматривать как универсальные.

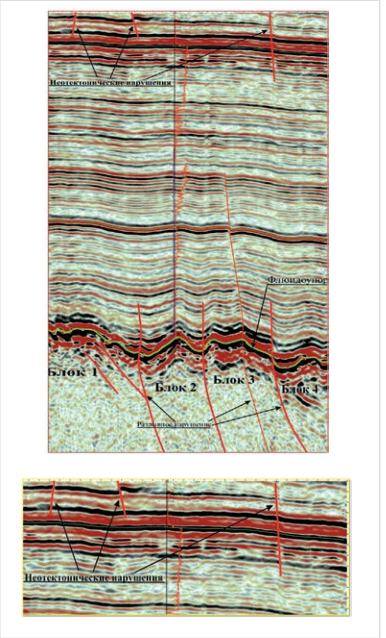


Рис. 12 — Неотектоническая активность Западно-Толумского месторождения [8]
Fig. 12 — Neotectonic activity of the West Tolumskoye field [8]

2. В фундаменте Западной Сибири при проведении целенаправленных поисковых работ, возможно открытие новых месторождений.
3. Фундамент Западной Сибири необходимо рассматривать как новый, слабоизученный перспективный объект.

Литература

1. Шеин В.С. Геология и нефтегазоносность России. М.: ВНИГНИ. 2006. 844 с.
2. Геологический словарь. Том 1. М: Недра,1978.
3. Нгуен М.Х., Горюнов Е.Ю. Закономерности строения месторождений нефти и газа в фундаменте Кыулонгского бассейна (Вьетнам) // Экспозиция Нефть Газ. 2018. №4. С.18–22.
4. Нгуен М.Х., Горюнов Е.Ю., Трофимов В.А. Основные признаки нефтегазоносности фундамента шельфа южного Вьетнама // Нефтяная провинция. 2017. №3. С. 29–47.
5. Леонова Е.А. Геология и нефтегазоносность Шонгхонгского прогиба (Северный шельф Вьетнама). XXI Губкинские чтения «Фундаментальный базис и инновационные технология поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа», 2016.
6. Пунанова С.А., Шустер В.Л., Нго Л.Г. Особенности геологического строения и нефтегазоносности доюрских отложений Западной Сибири и фундамента Вьетнама // Нефтяное хозяйство. 2018. №10. С. 16–19.
7. Гаврилов В.П., Леонова Е.А. Генерационно-аккумуляционный углеводородный потенциал Шонхонгского прогиба (северный шельф Вьетнама) // Геология нефти и газа. 2015. №4. С. 34–44.

Фондовая

8. Бочарова Н.А. Проведение обработки и интерпретации материалов детальных сейсморазведочных работ 3Д на Семивидовской площади (заключительный отчет). ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь, 2011.
9. Бурдыгина Г.В., Тимергазин К.К. Детальные сейсморазведочные работы по методике МОГТ-3D на Южно-Сырковской площади (заключительный отчет). Когалым НИПИ нефть. 2013.
10. Любутина Е.В., Житов А.В., Сысоев А.П. Отчет о результатах работ по переобработке и интерпретации сейсморазведочных данных 3Д в пределах Малоичского лицензионного участка. Сибнефтегеофизика, 2004.

ENGLISH **GEOLOGY**

UDC 551

Search criteria for the oil and gas potential of the West Siberia basement

Authors
Evgeny Yu. Goryunov — Ph.D., associate professor[1]; eyugoryunov@yandex.ru
Rustam A. Mamedov — graduate student[1]; rus_mamedow@mail.ru
Minh Hoa Nguyen — Ph.D., lecturer[2]; nguyenminhhoa1988@gmail.com
Sevil A. Mamedova — technician in department of General Physics[1]; sewilmamedowa2000@gmail.com

[1]Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russian Federation
[2]Hanoi University of Mining and Geology, Hanoi, Vietnam

Abstract
The article represents data on the productivity of the basement of various world regions. It is shown that the deposits reserves in the basement rocks currently exceed 10 billion tons.
In Western Siberia, about 60 oil and gas deposits have been discovered to date in the basement rocks.
It has been shown that the geological structure of these fields contains common features that, by analogy with the well-studied fields of the Kyulong basin (Vietnam), can be considered as search criteria for oil and gas.

Keywords
Western Siberia basement, search criteria, pre-Jurassic complex, decompression zones, block structure, rift systems, oil and gas

Conclusions

1. Search criteria identified in the fields in the basement of the Kyulonsky basin are also observed in fields with a productive basement in Western Siberia, therefore they can be considered as universal.
2. In the basement of Western Siberia when during targeted exploration, it is possible to discover new deposits;
3. The basement of Western Siberia must be considered as a new, poorly studied promising object.

References

1. Shein V.S. G*eologiya i neftegazonosnost' Rossii* [Geology and oil and gas potential of Russia]. Moscow: VNIGNI, 844 p.
2. Geologicheskiy slovar'. Tom 1 [Geological dictionary. Volume 1]. Moscow: Nedra, 1978.
3. Nguen M.Kh., Goryunov E.Yu. Zakonomernosti stroeniya mestorozhdeniy nefti i gaza v fundamente Kyulongskogo basseyna (V'etnam) [Patterns of the structure of oil and gas deposits in the foundation of the Kyulong basin (Vietnam)]. Exposition Oil Gas, 2018, issue 4, pp. 18–22.
4. Nguen M.Kh., Goryunov E.Yu., Trofimov V.A. O*snovnye priznaki neftegazonosnosti fundamenta shel'fa yuzhnogo V'etnama* [The main signs of the oil and gas potential of the shelf foundation of southern Vietnam]. Oil Province, 2017, issue 3, pp. 29–47.
5. Leonova E.A. G*eologiya i neftegazonosnost' Shongkhongskogo progiba (Severnyy shel'f V'etnama)* [Geology and oil and gas potential of the Shonghong trough (North shelf of Vietnam)]. XXI Gubkinsky readings "The fundamental basis and innovative technology of prospecting, exploration and development of oil and gas fields", 2016.
6. Punanova S.A., Shuster V.L., Ngo L.G. O*sobennosti geologicheskogo stroeniya i neftegazonosnosti doyurskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri i fundamenta V'etnama* [Features of the geological structure and oil and gas potential of the pre-Jurassic sediments of Western Siberia and the foundation of Vietnam]. Oil industry, 2018, issue 10, pp. 16–19.
7. Gavrilov V.P., Leonova E.A. G*eneratsionno-akkumulyatsionnyy uglevodorodnyy potentsial Shonkhongskogo progiba (severnyy shel'f V'etnama)* [Generation-accumulation hydrocarbon potential of the Shonghong Trough (Vietnam's northern shelf)]. Oil and Gas Geology, 2015, issue 4, pp. 34–44. Stock
8. Bocharova N.A. P*rovedenie obrabotki i interpretatsii materialov detal'nykh seysmorazvedochnykh rabot 3D na Semividovskoy ploshchadi (zaklyuchitel'nyy otchet)* [Processing and interpretation of materials of detailed 3D seismic surveys on Semividovskaya Square (final report)]. LUKOIL-Western Siberia LLC, 2011.
9. Burdygina G.V., Timergazin K.K. D*etal'nye seysmorazvedochnye raboty po metodike MOGT-3D na Yuzhno-Syrkovskoy ploshchadi (zaklyuchitel'nyy otchet)* [Detailed seismic surveys using the MOGT-3D technique on Yuzhno-Syrkovskaya Square (final report)]. Kogalym NIPI Oil, 2013.
10. Lyubutina E.V., Zhitov A.V., Sysoev A.P. O*tchet o rezul'tatakh rabot po pereobrabotke i interpretatsii seysmorazvedochnykh dannykh 3D v predelakh Maloichskogo litsenzionnogo uchastka* [Report on the results of work on the processing and interpretation of 3D seismic data within the Maloichsky license area]. Sibneftegeofizika OJSC. 2004.

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 550.3

Полевые методы наземной сейсморазведки и работы по морскому вибратору

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10044

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

РГГРУ (НПУ), Москва, Россия

Современные технологии сейсморазведочных работ и новая аппаратура получают все большее практическое применение в районах с низким отношением сигнал/помеха, неблагоприятными условиями проведения работ и при решении сложных, нестандартных задач. В статье рассмотрены:
- примеры высокой эффективности современной наземной сейсморазведки при повторных съемках в Китае, в труднодоступных районах Папуа и Новой Гвинее и на площадях с низким исходным отношением сигнал/помеха;
- новые технические средств, представленные дронами, широкополосным приемным устройством и специальной оптико-волоконной системой для мало-глубинных исследований;
- результаты работ по созданию и тестированию вибрационного источника колебаний для морской сейсморазведки.

Материалы и методы
Описание современных методических приемов и средств, обеспечивающих повышение качества материалов и возможность проведения работ в сложных условиях и в районах с низким отношением сигнал/помеха, новых технических средств и работ по созданию и тестированию вибрационного источника для морской сейсморазведки.

Ключевые слова
наземная сейсморазведка, вибрационные источники колебаний, технология полевых работ, ноды, дрон, распределенные оптико-волоконные приемные системы, кратность наблюдений

В [1] приведено описание современных полевых методов наземной сейсморазведки, ориентированных на получение качественных исходных записей и высокую производительность работ. Настоящая статья продолжает это направление и основывается на материалах по применению некоторых ранее предложенных технологий, новым техническим средствам сейсморазведки и работам по созданию и тестированию морского вибрационного источника колебаний, получивших освещение на геофизических конференциях EAGE и SEG в 2018 г.

Применение современных полевых технологий

В [2] на примере материалов повторных съемок 3D на месторождении Shengli (Китай) показана высокая эффективность современной технологии полевых наблюдений, основанной на применении высокоплотных, широко-азимутальных и широкополосных наблюдений с регистрацией волн одноточечными пьезоэлектрическими приемными устройствами. Месторождение Shengli расположено на востоке нефтяной провинции Китая, и за время его эксплуатации в течении 40 лет оно стало полигоном по оценке эффективности новых методических и технических средств сейсморазведки. Последние, третьи по счету, работы 3D были проведены в 2017 г. с целью получения материалов, характеризующих эффективность современной технологии работ и новой приемной системы LDKJ-1A в сравнении с предыдущими 20 DX и DSU3. Основные параметры систем приведены в таблице.

Приемный комплекс LDKJ-1A характеризуются высокой чувствительностью и широкой полосой пропускания 5–115 Гц, что, по мнению авторов, в сочетании с одноточечным приемом, широко-азимутальной, широкополосной и сверхплотной системой наблюдений позволили существенно повысить информативность конечных результатов (рис. 1). На рисунке приведены фрагменты временных разрезов, полученных по материалам предыдущей и настоящей съемок, которые наглядно иллюстрируют существенное повышение вертикальной и горизонтальной разрешенностей записей и прослеживаемости горизонтов разреза.

Другой пример успешного опробования новой инновационной технологии проведения наземных съемок в труднодоступных районах Папуа — Новой Гвинеи приведен в [3]. Методика работ была разработана фирмой Total и ее партнерами Wireless Seismic Incorporation и Geoki Netics, и она основана на:

- возбуждении колебаний малоинтенсивными источниками колебаний (электрический вибратор и воздушная пушка);
- регистрации волн уникальной беспроводной приемной системой, работающей в режиме реального времени;
- использовании аэро-устройств для перемещения оборудования.

Эта технология предусматривает моделирование окружающей среды и оценку возможных ограничений, использование устройств управления и контроля для обеспечения безопасного проведения работ и сейсмического беспроводного оборудования, работающего в режиме реального времени и перемещаемого по воздуху, а также текущую обработку материалов. Первые эксперименты PNG 2017 Metis были проведены для демонстрации возможности полетов по профилям в дождливую погоду и в залесенной местности, оценки возможностей приземления и соединения с DART, а также проверки качества беспроводных соединений в джунглях для регистрации сейсмических данных.

В [4] показан пример успешного применения современных технологий наземной сейсморазведки при решении старых проблем в районах с низким отношением сигнал/помеха. Картирование угленосных отложений бассейна Junggar, залегающих на глубинах 4,0–4,5 км, представляло ранее определенную проблему из-за низкого качества сейсмических материалов на временных разрезах. Стремление повысить качество исходных записей 3D невысокой кратности (51) путем регистрации волны на повышенных частотах и выносах, равных глубине залегания целевых горизонтов (4242 м), и возбуждении колебаний в мелких скважинах, не дали положительных результатов, что послужило основанием на переход к современным, более сложным системам наблюдений. Положение существенно изменилось в последние годы в связи с переходом на вибрационное широкополосное возбуждение колебаний в полосе частот 15–84 Гц, широко-азимутальные системы наблюдений с большим выносом, равным 9028 м, и кратностью наблюдений — 1458. Приведенные результаты предшествующих и современных работ, иллюстрируют существенное повышение качества картируемых угленосных горизонтов (рис. 2).

В практике наземных съемок все большее место занимают нодальные, беспроводные системы, которые применяются или самостоятельно, или в комплексе с проводными приемными системами.

В [5] приведены результаты тестовых испытаний легкой нодальной приемной системы,

Тип геофона	20 DX	DSU3	LDKJ-1A
Полоса частот, Гц	5–300	1–800	5–400
Динамический диапазон, дБ	60	118	110
Чувствительность,(V/g)		5.0	› 7
Измеряемый параметр	скорость	ускорение	ускорение
Искажения, %	‹ 0,2	‹ 0,002	0,18

Таб. 1 — Нормированные оценки критериев
Tab. 1 — Normalized evaluation criteria

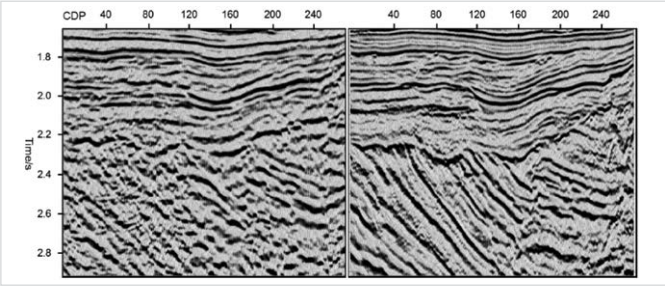


Рис. 1 — Временные разрезы, полученные по старой (слева) и новой (справа) технологиям
Fig. 1 — Comparison of seismic data: new (b), old (a)

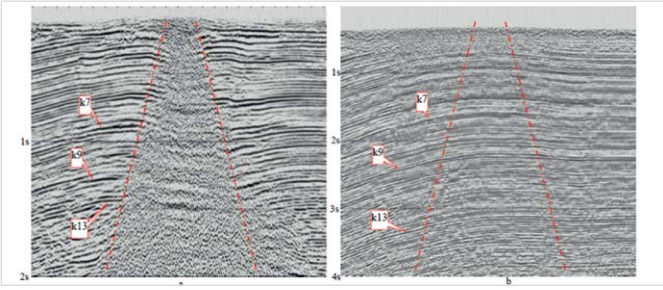


Рис. 3 — Фрагменты временных разрезов в зоне газовой залежи на PP (a) и SS (b) волнах
Fig. 3 — The 2D sections in the gas zone: a – P wave; b – SH wave

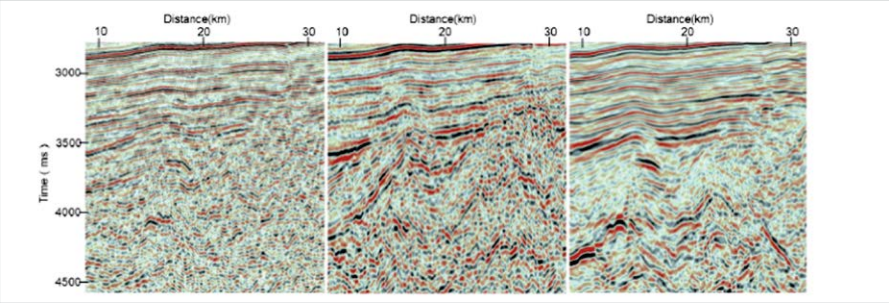


Рис. 2 — Фрагменты временных разрезов, полученных по предыдущим (слева и в середине) и последней (справа) съемкам
Fig. 2 — Seismic sections: old (left and centre) and final (right)

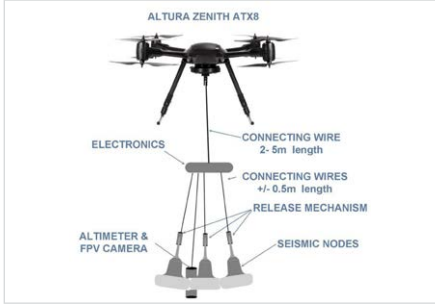


Рис. 4 — Дрон с группой сейсмоприемников, готовый к полету на профиль
Fig. 4 — Drones for deploying seismic nodes

разработанной фирмами BP, Роснефть и Western Geo для проведения высокоплотных сейсмических съемок в сложных поверхностных условиях. Полевые работы были проведены в феврале–марте 2018 г. в одном из залесенных районов Западной Сибири при температурах -330С и -50С на площади 36 км2. Приемная система состояла из 8 активных линий, по которым были размещены стандартная коса с сейсмоприемниками и ноды. Тестовые наблюдения показали, что скорость перемещения 31-ой приемной линии составляла 0,55 км/день, а нодальной системы — 1,5 км/день. Именно повышение производительности работ с сохранением качества материалов определяют перспективы широкого применения нодальных систем в наземной сейсморазведке.

Перспективы применения нодальных систем отмечены в [6], в которой дана краткая историческая справка по истории применения нодальных систем в наземной сейсморазведке, сформулированы их основные преимущества и приведено краткое описание некоторых из них. Авторами выделены следующие положительные качества гибких нодальных систем:

- возможность повышения качества наземных сейсмических съемок за счет мобильности систем, особенно в районах со сложными поверхностными условиями;
- уменьшение численного состава полевых сейсмических партий вследствие значительного снижения веса полевого оборудования;
- повышение эффективности и производительности полевых работ вследствие высокой надежности нодов, возможности круглосуточной работы при температуре от -400С до +600С градусов и использования спутниковой системы для определения координат;
- наличие автоматизированного контроля состояния и работоспособности нодов;
- применение в нодах стандартных деталей и безопасность их применения.

В докладе приведены параметры и фотографии некоторых современных систем, а также полученные с ними записи. Авторами также отмечено, что первые 10 образцов нодов были изготовлены и опробованы в Канаде.

Другая альтернатива развития технологии наземных работ рассмотрена в [7]. В ней дано краткое теоретическое обоснование и приведены практические результаты, обосновывающие возможность использование распределенных оптико-волоконных систем для одновременного освещения изучаемого объекта по глубоким и мелким отражающим горизонтам. Эта возможность следует из того, что оптический луч, распространяясь по кабелю, инициирует отраженные и рассеянные волны, некоторые из которых могут быть связаны с приходом отраженных волн от границ раздела в среде. Поэтому выбирая параметры луча и время можно выделять волны, соответствующие мелким и глубоким границам раздела. В обоснование возможностей DAS в докладе приведены результаты модельных исследований по трассированию отраженных волн от физических границ раздела и результаты полевых работ, показывающие возможность прослеживания волн от мелких и глубоких отражающих горизонтов. В заключении авторы отмечают, что технология DAS может рассматриваться как новая парадигма наземной сейсморазведки.

Пример успешного применения P и S волн приведен в работе [8], в которой изложены результаты сейсморазведочных наблюдений на неглубоком газовом месторождении, особенностью которых было совместное применение продольных и поперечных волн для освещения глубинного строения объекта. Газовое месторождение на площади Sanhu приурочено к неглубоко залегающей, слабо выраженной антиклинальной структуре поиски и разведка которой осложняется низким качеством записей продольных волн из-за их поглощения при прохождении через газовую залежь. Учитывая специфические условия этого района, была предложена и успешно реализована технология полевых работ, которая предусматривала:

1. Проведение работ на P- и S-волнах с применением мощных низкочастотных широкополосных вибраторов продольных волн для освещения глубинного строения разреза и вибраторов поперечных волн для выделения и обнаружения контуров малоамплитудных поднятий.
2. Применение плотных систем наблюдений с небольшими расстояниями между пунктами и линиями возбуждения и приема колебаний, обеспечивающих получение приемлемых отношений сигнал/помеха.
3. Коррекцию статических поправок по S-волнам для повышения качества суммируемых записей. В докладе приведены краткое описание технологии работ и примеры, иллюстрирующие ее эффективность по выделению контуров газосодержащих пород и рельефу структур (рис. 3).

Новые технические средства наземной сейсморазведки

Это направление представлено работами по применению малых летательных аппаратов (дронов), широкополосному молекулярному приемнику колебаний и использованию распределенных систем DAS в наземной сейсморазведке.

Работа [9] основана на экспериментальных материалах по использованию дронов в сейсморазведке для транспортировки и расстановки нодальных беспроводных регистрирующих систем в труднодоступных районах. С этой целью был разработан и изготовлен дрон соответствующей грузоподъемности. Опробование его показало, что на перемещение нодальной системы приблизительно на 1 км расходуется менее 10 минут, включая приземление и замену батарей, что позволяет уменьшить время подготовительных работ. Перед значительными по объему работами в пустынных районах Омана дрон успешно прошел испытания в Голландии. В [9] приведены краткие сведения по конструкции дрона, его фотография с присоединенными приемными устройствами (рис. 4). В заключении отмечается,

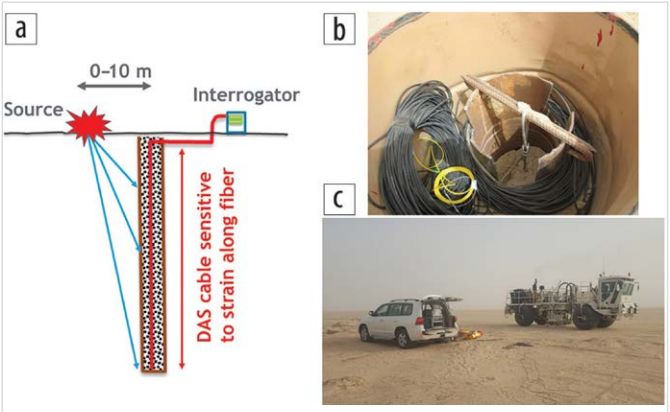


Рис. 5 — Полевая система DAS для малоглубинных исследований:
Fig. 5 — Smart DAS uphole system

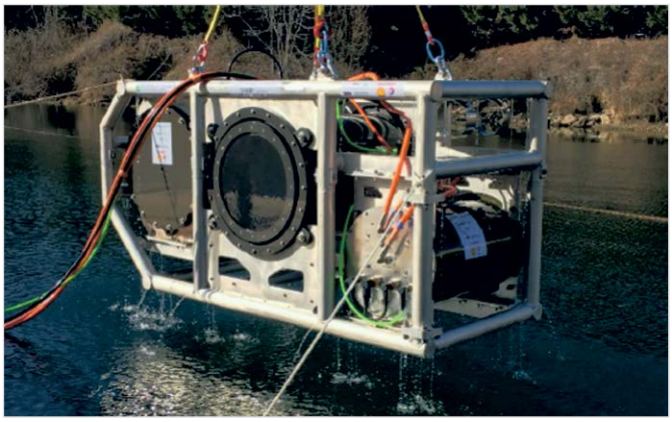


Рис. 6 — Морской вибратор со снятым кожухом
Fig. 6 — Image of marine vibrator

что авиационная мини-техника расширяет перспективы проведения сейсморазведочных работ в труднодоступных районах.

В [10] приведены краткое описание конструкции и параметры молекулярно-электронного преобразователя, предназначенного для приема волн в сейсморазведке. Действие гидрофона основано на том, что при изменении давления в электролите образуется поток электронов, который приводит к образованию ЭДС, регистрируемого как выходное напряжение прибора. Тестирование показало, что чувствительность прибора равна 0,8 мВ/Па, и он обеспечивает прием волн в широкой полосе частот 0,02–200 Гц с искажениями до 3 дБ. Перспективы широкого применения гидрофона МЕТ авторы связывают с относительной простотой преобразователя и его невысокой стоимостью.

В [11] обосновывается возможность использования оптико-волоконной техники для одновременного определения распределения скоростей в верхней части разреза и освещение строения разреза по глубоким горизонтам разреза. Основным элементом системы является серия неглубоких скважин с помещенным в них оптико-волоконным кабелем, подсоединенным к блоку регистрации и анализа волн. Вся система может быть стационарной или мобильной, способной перемещаться по местности. Расстояния между скважинами и их глубина определяются задачами работ, глубиной и детальностью исследований. Для получения записей волн достаточно одинарного возбуждения колебания и их регистрации с последующей обработки записей с желаемой детальностью. Основные компоненты системы и схема проведения работ показаны на рис. 5.

В докладе приведены краткое описание технологии полевых наблюдений и полевых материалов, иллюстрирующие возможности ее применения для определения распределения скоростей в верхней части разрезы. Авторы отмечают преимущества приемных систем DAS по сравнению со стандартными приемными устройствами и перспективность их применения в сейсморазведке.

Вибрационное возбуждение колебаний в морской сейсморазведке

Одним из неординарных направлений современной сейсморазведки стало возвращение к вибрационному возбуждению колебаний в море. Первые работы в этом направления относятся к середине семидесятых годов прошлого столетия, когда одной американской фирмой были разработаны и изготовлены первые образцы морских вибраторов. Их основой была помещаемая в воду гибкая диафрагма, которая под действием внешних сил создавала переменное по частоте избыточное давление в воде, которое передавалось среде и приводило к возбуждению в нем волнового поля. Однако в силу разных причин это направление развития не получило. Одной из них было успешное применение пневматических излучателей. В настоящее время положение изменилось из-за запрета в ряде районов использования пневмопушек, которое приводит к гибели морских животных. Это, по аналогии с наземной сейсморазведкой, и послужило основанием для возобновления работ по созданию промышленного морского вибратора. Работы в этом направлении ведутся несколькими фирмами, и они получили освещение в материалах конференций 2018 г.

В [12] обсуждается критерий выбора величины силового параметра морского вибратора, суть которого заключается в том, что, по мнению авторов, усилия, развиваемые излучателем должны быть не максимально возможными, а достаточными для выделения целевых волн, что открывает перспективы практического применения относительно маломощных морских вибраторов. Для получения необходимых данных предложен эксперимент, предусматривающий регистрацию волн с работающим вибратором и без него, что позволит получить оценки фактических и достаточных отношений сигнал/помеха в различных частотных диапазонах. Авторы полагают, что, основываясь на этих данных, можно оптимизировать частотный диапазон излучаемых колебаний.

В [13] приведено краткое описание конструкции морского электромагнитного вибратора, разработанного по «Объединенному индустриальному проекту. Вибратор состоит из трех основных элементов (электромагнитный излучатель, система контроля и силовой блок), которые помещены в защитную раму, буксируемую судном (рис. 6). Вибратор рассчитан на излучение 5-ти секундных свипов с частотами 5–10 Гц (190 дБ) и 10–100 Гц (200 дБ) при уровне гармоник не более 40 дБ. Назначенный моторесурс вибратора равен 72 часам непрерывной работы и 720 часам до капитального ремонта. Тестирование вибратора показало его работоспособность и полученные результаты изложены в [14]. Были опробованы импульсные (пневмопушка), стандартные (ЛЧМ) и кодированные сигналы. Отмечено, что применение кодированных, разнесенных по частотам (5–25 Гц и 25–100 Гц) и длительностям свипов, позволяет несколько более уверенно выделять и прослеживать волны от глубоких и мелких отражающих горизонтов. На рис. 7 приведены фрагменты временных разрезов, полученных при возбуждении колебаний пневмопушкой и морским вибратором. Сравнение их позволяет говорить об их практической идентичности, но с некоторым превосходством разреза, полученного с пневмопушкой.

В заключении авторы отмечают перспективность одновременного возбуждения нескольких кодированных сигналов при использовании морских вибраторов.

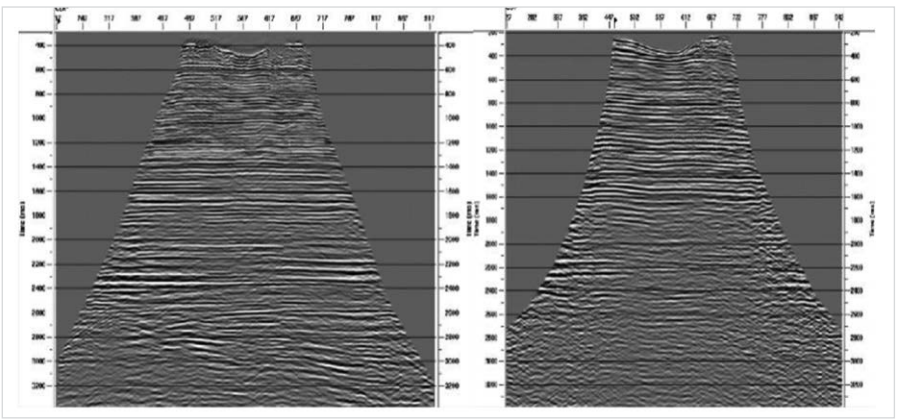


Рис. 7 — Фрагменты временного разреза, полученные с пневмопушкой (слева) и морским вибратором (справа)
Fig. 7 — Stacked sections using an air gun array (left) and marine vibrator sweep (right)

Итоги

Применение современных технологий наземной сейсморазведки, ее новых технических средств и оборудования повышает эффективность метода при проведении работ в сложных сейсмогеологических условиях и при низких исходных отношениях сигнал/помеха.

Результаты работ по морскому вибратору открывают перспективы их практического применения в морской сейсморазведке.

Выводы

Обзор публикаций по полевым методам наземной сейсморазведки и работам по морскому вибратору показал следующее:

- проведение работ по новым технологическим схемам в сложных районах и при низких исходных отношениях сигнал/помеха позволяет получить качественные материалы;
- эффективность нового сейсмического оборудования;
- положительные результаты работ по разработке и тестированию морского вибратора

Литература

1. М.Б. Шнеерсон. Современные полевые технологии наземной сейсморазведки // Экспозиция Нефть Газ. 2019. №4. С.39–42.
2. J. Guan, X. Shang, Y. Gu, P. Sun. Land Piezoelectric Single Point High Density Seismic Technology. 80th EAGE Conference and exhibition, 2018.
3. B. Pagliccia, K. Dalton, C. Walker, K. Elder, R. Jenneskens. METIS Hits the Ground in Papua New Guinea, a Field-Proof Innovative Method to Revolutionize Onshore Seismic Acquisition. 80th EAGE Conference and exhibition, 2018.
4. P. Xiao, Z. Xiuli, X. Jianjun, S. Weimin. Low frequency seismic survey: Improving the image of low SNR Carboniferous, Junggar Basin. 88th Annual International meeting SEG, 2018.
5. C. Brooks, A. Ourabah, A. Crosby, T. Manning, J. Naranjo, D. Ablyazina, V. Zhuzhel, E. Holst. V. Husom. 3D field trial using a new nimble node - West Siberia, Russia. 88th Annual International meeting SEG, 2018.
6. T. Manning, C. Brooks, A. Ourabah, A. Crosby, M. Popham , D. Ablyazina, V.Zhuzhel, E. Holst, N. Goujon. The case for a nimble node, towards a new land seismic receiver system with unlimited channels. 88th Annual International meeting SEG, 2018.
7. A. Bakulin, I. Silvestrov, R. Pevzner. Surface seismic with DAS: looking deep and shallow at the same time. 88th Annual International meeting SEG, 2018.
8. Y. Wu, Z. He, J. He, Z. Deng, Y. Wang, W. Yin. P-wave and S-wave Joint Acquisition Technology and Its Application in Sanhu Area. 88th Annual International meeting SEG, 2018.
9. P. Franken, J.W. Levell, A.F. Clow, B. van Duijn, P. Franken, X. Campman. Drones for Deploying Seismic Nodes: For Those Hard to Reach Places. 80th EAGE Conference and exhibition, 2018.
10. D. Zaitsev, V. Agafonov, E. Egorov, S. Avdyukhina. Broadband MET Hydrophone. 80th EAGE Conference and exhibition, 2018.
11. A. Bakulin, P. Golikov, R. Smith, K. Erickson, I. Silvestrov, M. Al-Ali. Smart DAS uphole acquisition system for near surface characterization and imaging. 88th Annual International meeting SEG, 2018.
12. R. Laws, J. Hopperstad, E. Kragh, D. Halliday. How Can We Emit Enough Energy from a Marine Seismic Vibrator? 80th EAGE Conference and exhibition, 2018.
13. A. Feltham, M. Jenkerson, N. Henderson, M. Girardat Seneca Lake A. Feltham, M. Jenkerson, N. Henderson, M. Girard, V. Nechayuk, A. Cozzens. Geophysical Testing of a Marine Vibrator Integrated Projector Node (MV-IPN) at Seneca Lake. 80th EAGE Conference and exhibition, 2018.
14. R. Tenghamn, A. Long, C. Strand, M. Beitz. Improved operational efficiency using spread spectrum sweeps for marine vibrators. 88th Annual International meeting SEG, 2018.

ENGLISH **GEOPHYSICS**

UDC 550.3

Field methods of land seismic prospecting and marine vibrator

Author

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

RSGGY, Moscow, Russian Federation

Abstract

In article are described some examples of high effectiveness of modern land acquisition, of new field technique and constructing and testing of new marine vibrator

Materials and methods

Description of new onshore seismic methods and apparatus, their application, that ensure to receive good materials; description results of constructing and testing marine vibrator.

Keywords

onshore seismic acquisition, marine vibrator, node, dron system, P and S waves, DAS receiving system, fold.

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, apparatus and marine vibrator are described in the article.

Conclusions

Review of publications about new onshore seismic technologies scheme revealed next points, advantage new onshore acquisitions, technique and vibrator for marine prospecting.

References

1. M.B. Shneerson. Modern onshore seismic acquisition. Exposition Oil Gas, 2019, issue 4, pp. 39–42.
2. J. Guan, X. Shang, Y. Gu, P. Sun. Land Piezoelectric Single Point High Density Seismic Technology. 80th EAGE Conference and exhibition, 2018.
3. B. Pagliccia, K. Dalton, C. Walker, K. Elder, R. Jenneskens. METIS Hits the Ground in Papua New Guinea, a Field-Proof Innovative Method to Revolutionize Onshore Seismic Acquisition. 80th EAGE Conference and exhibition, 2018.
4. P. Xiao, Z. Xiuli, X. Jianjun, S. Weimin. Low frequency seismic survey: Improving the image of low SNR Carboniferous, Junggar Basin. 88th Annual International meeting SEG, 2018.
5. C. Brooks, A. Ourabah, A. Crosby, T. Manning, J. Naranjo, D. Ablyazina, V. Zhuzhel, E. Holst. V. Husom. 3D field trial using a new nimble node - West Siberia, Russia. 88th Annual International meeting SEG, 2018.
6. T. Manning, C. Brooks, A. Ourabah, A. Crosby, M. Popham , D. Ablyazina, V.Zhuzhel, E. Holst, N. Goujon. The case for a nimble node, towards a new land seismic receiver system with unlimited channels. 88th Annual International meeting SEG, 2018.
7. A. Bakulin, I. Silvestrov, R. Pevzner. Surface seismic with DAS: looking deep and shallow at the same time. 88th Annual International meeting SEG, 2018.
8. Y. Wu, Z. He, J. He, Z. Deng, Y. Wang, W. Yin. P-wave and S-wave Joint Acquisition Technology and Its Application in Sanhu Area. 88th Annual International meeting SEG, 2018.
9. P. Franken, J.W. Levell, A.F. Clow, B. van Duijn, P. Franken, X. Campman. Drones for Deploying Seismic Nodes: For Those Hard to Reach Places. 80th EAGE Conference and exhibition, 2018.
10. D. Zaitsev, V. Agafonov, E. Egorov, S. Avdyukhina. Broadband MET Hydrophone. 80th EAGE Conference and exhibition, 2018.
11. A. Bakulin, P. Golikov, R. Smith, K. Erickson, I. Silvestrov, M. Al-Ali. Smart DAS uphole acquisition system for near surface characterization and imaging. 88th Annual International meeting SEG, 2018.
12. R. Laws, J. Hopperstad, E. Kragh, D. Halliday. How Can We Emit Enough Energy from a Marine Seismic Vibrator? 80th EAGE Conference and exhibition, 2018.
13. A. Feltham, M. Jenkerson, N. Henderson, M. Girardat Seneca Lake A. Feltham, M. Jenkerson, N. Henderson, M. Girard, V. Nechayuk, A. Cozzens. Geophysical Testing of a Marine Vibrator Integrated Projector Node (MV-IPN) at Seneca Lake. 80th EAGE Conference and exhibition, 2018.
14. R. Tenghamn, A. Long, C. Strand, M. Beitz. Improved operational efficiency using spread spectrum sweeps for marine vibrators. 88th Annual International meeting SEG, 2018.

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

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 622.276+622.24+622.691

Методические и технологические вызовы при освоении месторождений севера Западной Сибири: добыча и обустройство

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10045

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
aleksandrkurkin88@yandex.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

Освоение новых месторождений углеводородов, расположенных в районах слаборазвитой инфраструктуры, к которым относятся месторождения севера Западной Сибири, подталкивает к поиску новых, а чаще — уникальных технологий геологоразведки, разработки, добычи, переработки и транспорта углеводородов. Стратегия компании «НОВАТЭК» предполагает создание СПГ-кластера на базе имеющихся и перспективных ресурсов природного газа данного региона. В этой связи поиск и разведка новых месторождений, примыкающих к объектам производства СПГ, является одной из первоочередных задач нашей компании. Первый проект «Ямал СПГ» запущен в 2017 г.. Это опорный инфраструктурный объект, служащий драйвером развития экономики целого региона. Следующим перспективным проектом является «Арктик СПГ-2» на Гыданском полуострове, при реализации которого будет использован весь собственный и мировой накопленный опыт строительства подобных объектов. Оба проекта будут включены в единую логистическую и транспортную сеть, что позволит существенно диверсифицировать риски реализации таких масштабных проектов.

В предыдущей нашей статье [1] внимание было уделено вопросам геологоразведки, геологического моделирования и разработки месторождений углеводородов региона. Основные разведанные запасы севера Западной Сибири сосредоточены в меловых континентальных и прибрежно-морских отложениях, характеризующихся высокой литофациальной неоднородностью. Месторождения отличаются многопластовой структурой с ограниченной геометрией разрабатываемых объектов, с пониженными толщинами продуктивных пластов и наличием контактов с подстилающей водой и газовой шапкой.

Крупные объемы неразведанных запасов региона сосредоточены в глубокопогруженных ачимовских и юрских отложениях с высоким АВПД и низкими ФЕС, и относятся к категории трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). За последние годы на Ямале и Гыдане было пробурено несколько поисково-разведочных скважин на юрские объекты — с неизменным положительным результатом.

Моделирование и разработка таких месторождений неразрывно связана с применением прогрессивных технологий. Трехмерные геологические модели континентальных и прибрежно-морских отложений, построенные по стандартным алгоритмам [2, 3] способны обеспечить лишь выполнение моделью описательной функции, заключающейся в соответствии скважинным данным, и не позволяют выполнять качественный прогноз распространения

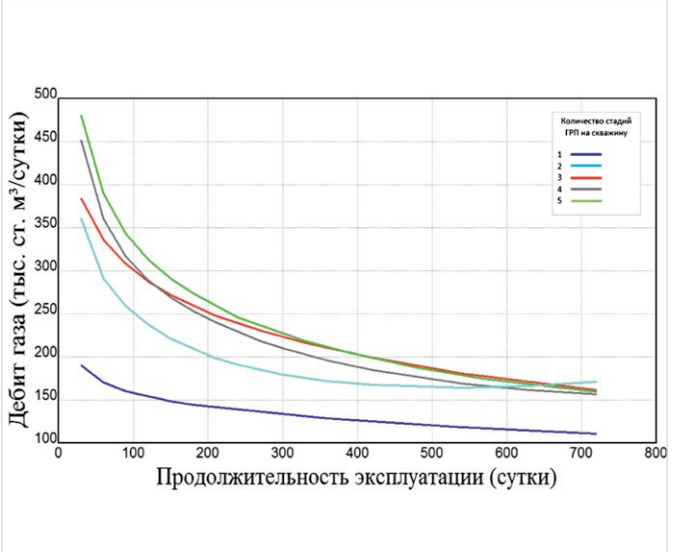


Рис. 1 — Аналитическая оценка потенциала скважины в условиях АВПД в зависимости от количества стадий ГРП в горизонтальной скважине
Fig. 1 — Analytical assessment of the potential flow under conditions of overpressure depending on the number of hydraulic fracturing stages in a horizontal well

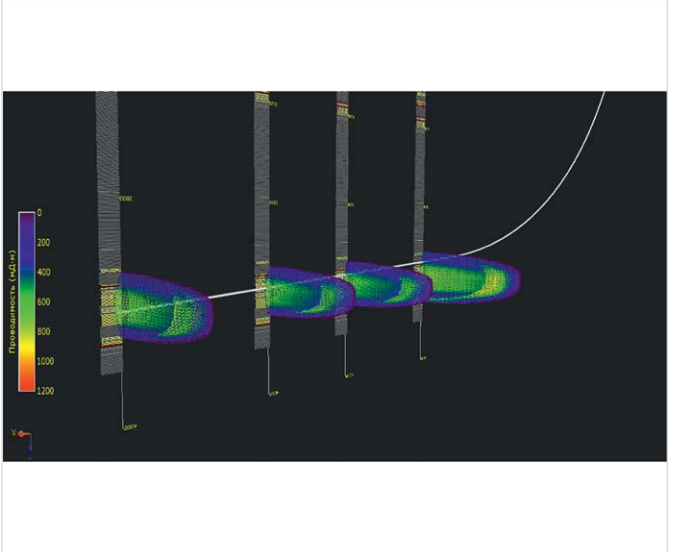


Рис. 2 — Результат моделирования многостадийного ГРП в горизонтальной скважине с АВПД
Fig. 2 — The result of modeling of multistage hydraulic fracturing in a horizontal well with overpressure

В 2010 году Правительством Российской Федерации был принят комплексный план по развитию производства сжиженного природного газа (СПГ) в арктической части Западной Сибири. Одним из ключевых ответственных за реализацию государственного плана является компания ПАО «НОВАТЭК». Реализуя такие крупные проекты, как «Ямал СПГ», «Арктик СПГ 1, 2, 3», компания столкнулась с рядом технологических вызовов, ответы на которые позволили приобрести значительный опыт и знания, необходимые для технологического развития не только компании, но и ТЭК страны в целом. В статье кратко освещены проблематика и основные достижения компании «НОВАТЭК» в технологиях эксплуатации и обустройства месторождений. Обозначены наиболее перспективные направления повышения эффективности освоения недр крайнего севера.

Материалы и методы
Интенсификация добычи, интегрированные подходы к обустройству месторождений и комплексный подход к планированию и строительству скважин.

Ключевые слова
интегрированный подход, ГРП, обустройство, бурение, ТРИЗ, СПГ, АВПД

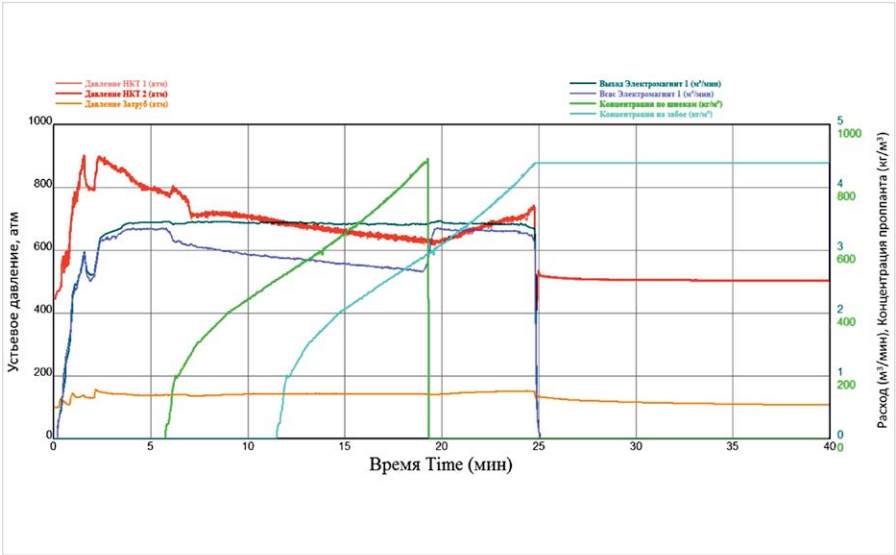


Рис. 3 — График ГРП разведочной скважины, пласт Ю2
Fig. 3 — Diagram of hydraulic fracturing in an exploration well, J2 reservoir

коллекторов. С целью повышения точности прогноза геологических моделей необходимо использовать комплексный подход к включению всего объема геолого-геофизических данных в геологическую модель. Принимая во внимание разномасштабность и объем исходных данных, высокую неоднородность моделируемых продуктивных пластов, при построении геологических моделей применяется иерархический подход с комбинированием нескольких методов распределения фаций для отложений различного генезиса. Особенно важно использовать теоретические представления и фактические данные о строении седиментологических тел прибрежно-морских и континентальных отложений с хорошо изученных площадей-аналогов [4, 5].

Другим технологическим вызовом, требующим особого внимания и комбинации всего спектра современных скважинных технологий, является разработка ачимовских и юрских резервуаров. Низкая плотность запасов в совокупности с невысокой проницаемостью, с одной стороны, обуславливает бурение длинных и сверхдлинных горизонтальных скважин (до 2000 м) с целью увеличения зон дренирования и охвата пласта разработкой, а с другой — применение многостадийного ГРП для обеспечения рентабельных дебитов. Для подобных отложений технология МГРП в горизонтальных скважинах — это скорее не метод интенсификации, а единственный доступный на сегодняшний день способ разработки месторождений.

Интенсификация добычи

Эффективная разработка ТРИЗ в условиях АВПД невозможна без получения стабильных промышленных притоков УВ. Повышение нефте- и конденсатоотдачи обеспечивается за счет использования передовых технических решений. Так, основным методом интенсификации добычи при разработке ТРИЗ является применение гидравлического разрыва пластов (ГРП). Многостадийный ГРП (МГРП) в горизонтальных скважинах позволяет многократно увеличить продуктивность скважин (рис. 1).

На сегодняшний день в «НОВАТЭК» успешно применяются технологии МГРП, при этом подход к проектированию и выполнению МГРП в горизонтальных скважинах в условиях АВПД ТРИЗ отличается от «классического», и имеет следующие особенности:

1) требуется применение насосов высокого давления и повышенной мощности, свыше 15000 psi (фунт-сила на квадратный дюйм). Для сравнения, у «классического» флота ГРП — до 10000 psi;
2) пласты с АВПД характеризуются высокими градиентами смыкания трещины

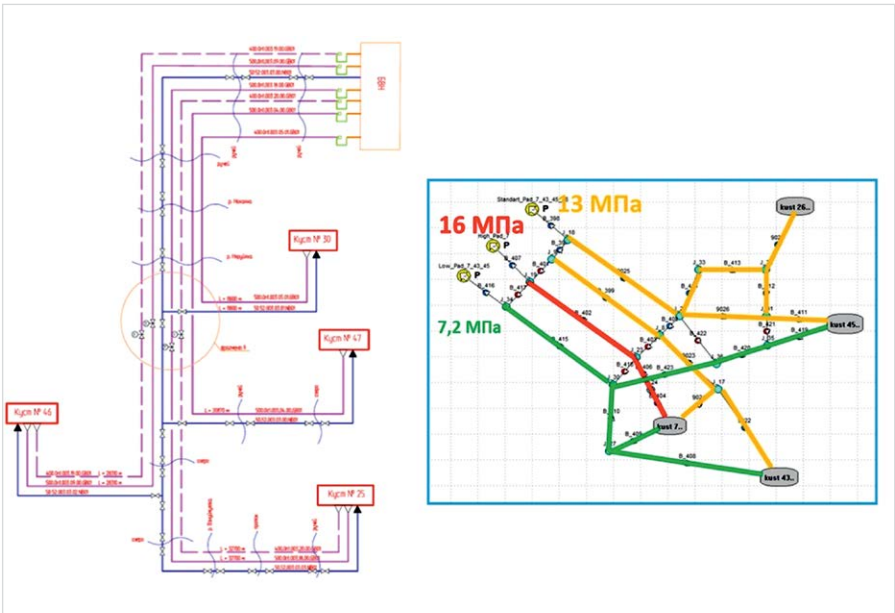


Рис. 4 — Сегментированная система сбора продукции скважин. Цветом на схеме справа выделены шлейфы с разным рабочим давлением
Fig. 4 — Segmented gathering system of well production

Рис. 5 — Примеры блочно-модульных конструкций (установка по регенерации метанола)
Fig. 5 — Examples of block-modular constructions

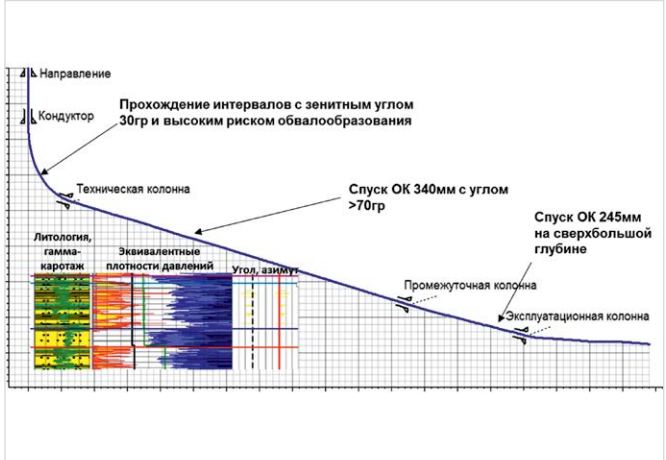


Рис. 6. Принципиальная схема строительства "сложной" скважины. ОК – обсадная колонна
Fig. 6 — Schematic diagram of well construction of a "complex" well

и пластовыми температурами (105–1200 С), что предъявляет особые требования к закачиваемому проппанту, жидкости ГРП и используемой химии;

3) в условиях АВПД скважинное оборудование (НКТ, фонтанная арматура, элементы заканчивания хвостовика и т.п.) должно обладать существенным запасом прочности, что отражается на стоимости скважины.

Если речь идет о ТРИЗ в условиях АВПД, то коллектора и неколлектора, как правило, мало отличаются по упругим свойствам из-за нивелирующего эффекта аномально высокого порового давления, что существенно повышает требования к точности построения 1D-геомеханичекой модели пласта и графику закачки проппанта.

Ключевыми критериями успешности выполнения МГРП в условиях АВПД ТРИЗ являются:

- качество и полнота исходной геолого-технической информации, используемой для построения 1D-геомеханической модели пласта [6];
- подбор оптимальной рецептуры жидкости разрыва (ЖГРП);
- моделирование оптимального графика закачки проппанта (рис. 2).

С технологическим вызовом интенсификации добычи ТРИЗ в условиях АВПД «НОВАТЭК» впервые столкнулся при бурении разведочной скважины Западно-Юрхаровского ГКМ в 2013 г. Новая вертикальная разведочная скважина должна была внести ясность в вопрос продуктивности глубоких юрских отложений с АВПД на месторождении и определить дальнейший потенциал залежи. Относимый к ТРИЗ пласт Ю2, имеющий коэффициент аномальности порового давления порядка 2,05, требовал решить вопрос возможности проведения соответствующими техническими службами интенсификации притока с помощью ГРП. Несмотря на то, что на момент проведения работ у большинства сервисных компаний ЯНАО, способных выполнять ГРП в сложных геологических условиях, необходимое для этого оборудование отсутствовало, были разработаны и успешно выполнены организационные мероприятия по мобилизации флота ГРП с повышенной мощностью насосов (15000 psi).

В результате впервые в истории компании «НОВАТЭК» было успешно закачано 22 тонны проппанта повышенной прочности (100% от плана) в пласт с АВПД, что позволило уточнить недостающую геолого-техническую информацию для повышения качества моделирования ГРП в условиях АВПД и получить промышленный приток газа и конденсата. На практике была доказана техническая возможность реализации ГРП на юрских пластах с АВПД. Максимальное устьевое давление при ГРП скважины составило порядка 90,4 МПа при расходе жидкости 3,4 м3/мин, что является самым высоким значением за всю историю проведения ГРП в компании «НОВАТЭК» (рис. 3).

Следующим преодоленным технологическим вызовом было производство многостадийного ГРП на пласт Ю2 в горизонтальной скважине. Здесь кроме трудностей, связанных с горизонтальным бурением в условиях АВПД, пришлось решать проблемы, обусловленные сложностью технической реализации МГРП. Проверкой на прочность новых технологических решений стала первая горизонтальная разведочная скважина Западно-Юрхаровского месторождения, в которой в 2017 г. было впервые выполнено 4-х стадийное ГРП, закачано (в целом) 207 т проппанта. Также впервые для МГРП на пласт Ю2 в режиме реального времени на поверхности осуществлялся пассивный микросейсмический мониторинг процесса развития ГРП, что позволило, на основе определения азимутов формирования трещин, оптимально сориентировать направление горизонтальных стволов проектной сетки бурения и размещения скважин на залежи.

Интегрированные подходы к обустройству месторождений

Реализация таких сложных проектов, как «Ямал СПГ», была бы невозможна без изменения подхода к разработке месторождений и проектированию обустройства. В компании «НОВАТЭК» внедрен принцип интегрированного проектирования, где решается сопряженная задача поиска оптимального общего решения системы «пласт — скважины — система сбора — технология подготовки — экономика» [7].

Один из примеров интегрированного подхода к освоению месторождения уже был рассмотрен в предыдущей нашей статье [1], суть его заключалась в применении многофункциональных скважин при разработке тонких подгазовых нефтяных оторочек. Этот пример хорошо иллюстрирует возможности современных технологий по синергии нефтяных и газовых объектов в рамках одного месторождения.

Еще одним примером проектного решения, которое позволяет в некоторой степени управлять геологическими и технологическими рисками при освоении многопластовых месторождений, является сложная система внутрипромыслового сбора продукции скважин, основанная на выделении транспортных коридоров с различными рабочими характеристиками и системы технологических перемычек для оперативного изменения конфигурации системы при изменении показателей разработки (рис. 4).

Данная система позволяет максимально эффективно использовать транспортные мощности на каждом этапе жизни месторождения, при этом обеспечивая полный контроль отборов целевых компонентов. Подобное проектное решение было применено на месторождении, являющимся ресурсной базой завода «Ямал СПГ», для которого управление составом и объемом поступающего сырья представляло первостепенную задачу.

Одним из перспективных направлений развития инфраструктурных решений является внедрение блочно-модульных технологий высокой заводской готовности

при освоении «сложных» месторождений углеводородов. Такой подход позволяет существенно сократить сроки и стоимость доставки и строительства объектов, а также упрощает процедуры монтажа и пуско-наладки оборудования. Сейчас в компании «НОВАТЭК» прорабатываются и реализуются варианты блочно-модульных конструкций для технологий комплексной подготовки газа, регенерации метанола, кустовых компрессорных станций, газо- и водоподготовки и т.д. (рис. 5).

Комплексные и продуманные решения по обустройству месторождений позволяют повысить автономность производств и сократить потребность в обслуживающем и эксплуатирующем персонале. Уже сегодня «НОВАТЭК» внедряет на своих объектах малолюдные технологии, примером может служить установка комплексной подготовки газа (УКПГ) на Северо-Ханчейском месторождении, которая не требует постоянного присутствия персонала. Добиться этого позволяет высокий уровень автоматизации всех составляющих производственного процесса, использование автономных источников энергоснабжения за счет возобновляемых источников энергии (ветрогенераторы и солнечные панели), использование энергосберегающих технологий, блочно-модульные технологии и т.д. Данный опыт планируется транслировать на новые инфраструктурные проекты при разработке месторождений севера Ямало-Ненецкого АО.

Комплексный подход к планированию и строительству скважин

Обеспечение непрерывной эксплуатации месторождений и роста производственных показателей требует постоянного поиска оптимальных решений и применения новых технологий бурения на производственных объектах компании «НОВАТЭК». В связи с этим, ведется непрерывная работа по оптимизации конструкций скважин с учетом текущих показателей объектов эксплуатации, применяются новые технологии бурения и заканчивания, все большую актуальность приобретает бурение скважин с большим отходом. Главными преимуществами новых подходов являются получение доступа к ТРИЗ, а также оптимизация положения устья скважины, что обеспечивает экономический эффект как на стадии начального планирования, так и на стадии добычи. Для успешного решения перечисленных задач необходимо применение комплексного подхода, включающего подготовку, планирование, контроль исполнения, и оценку качества результата. Кроме того, комплексный подход подразумевает наличие тесного взаимодействия научно–экспертных подразделений на всех этапах строительства скважины.

Начатая в 2014 г. в компании «НОВАТЭК» совместная работа служб инжиниринга и супервайзинга по основным направлениям эффективности бурения,

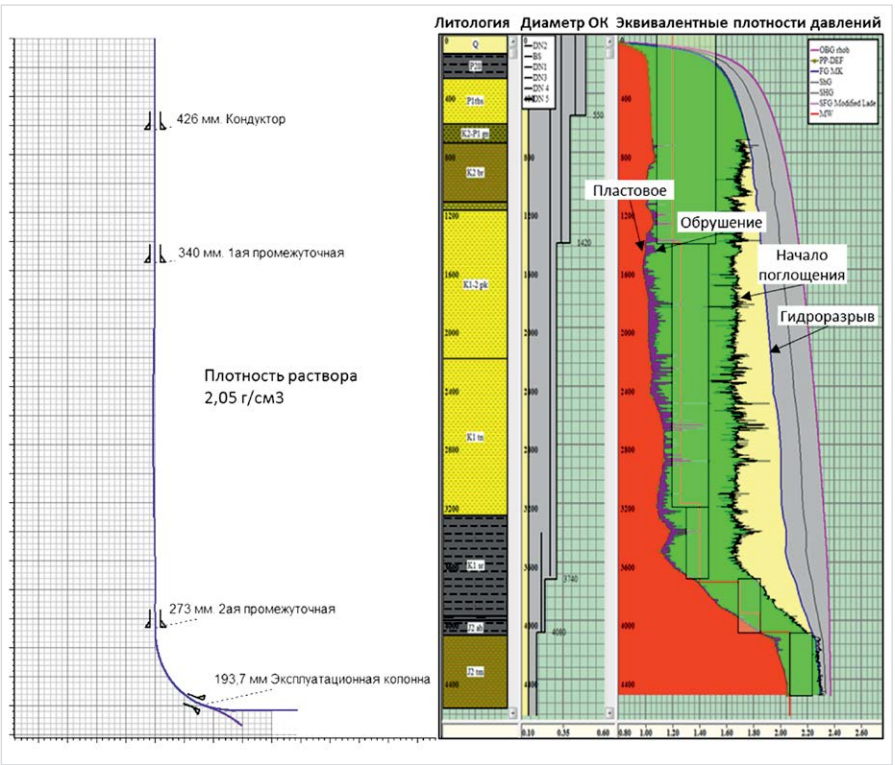


Рис. 7 — Принципиальная схема строительства глубокой разведочной горизонтальной скважины
Fig. 7 — Schematic diagram of the construction and drilling of a deep horizontal exploration well

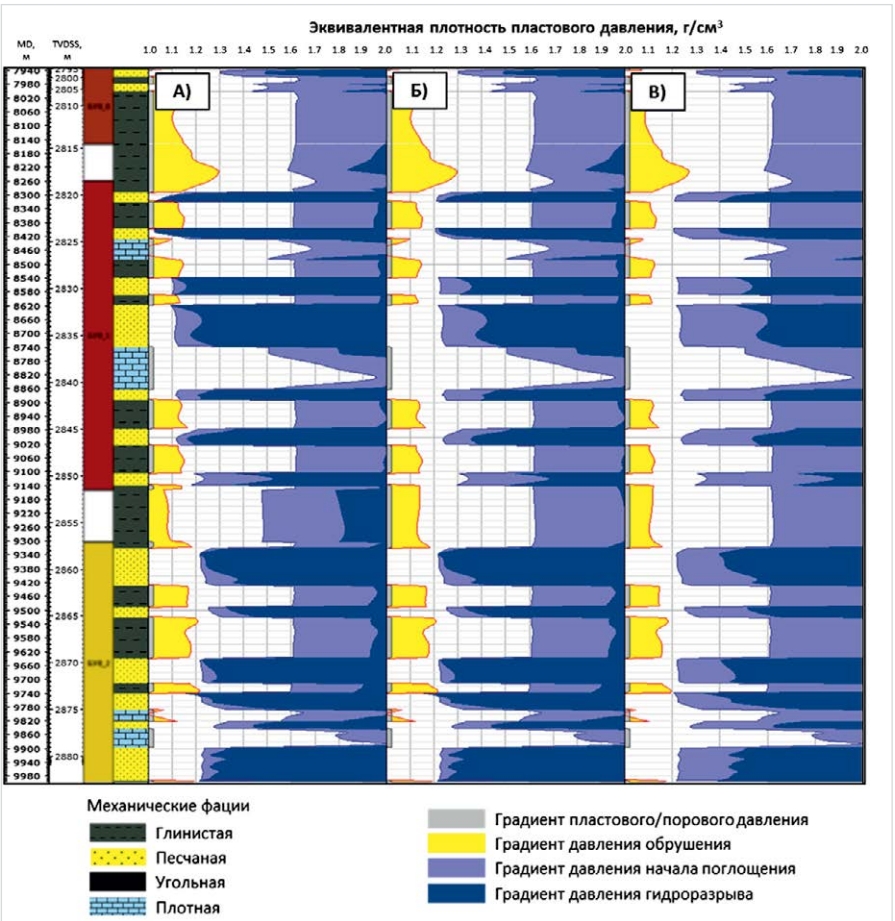


Рис. 8 — Графики совмещенного давления для эквивалентной плотности пластового давления в целевом пласте: А) 0.3 г/см3, Б) 0.5 г/см3, В) 0.7 г/см3
Fig. 8 — Combined pressure plots for equivalent reservoir pressure density in the target formation: A) 0.3 g/cm3, B) 0.5 g/cm3, C) 0.7 g/cm3

обеспечила существенное сокращение потерь за счет непроизводительного и скрытого непроизводительного времени, повысила скорость проходки на основе использования лучших технологий и оптимизации режимов бурения, привела к рекордным показателям производительности в условиях высоких температур и АВПД продуктивных пластов ачимовской группы.

Недостижимые ранее ввиду высоких давлений, температур, и технологических ограничений горизонтальные участки длиной 1500 м теперь бурятся за один рейс с последующим удачным спуском хвостовика с оснасткой МГРП. В этой связи стоит упомянуть об удачно завершенном сложном проекте, реализованном на Юрхаровском месторождении – бурении скважин с большим отходом от вертикали в соотношении 2,5:1 с финальным забоем более 7400 м (рис. 6).

В 2016 г. завершено строительство разведочной, самой глубокой горизонтальной скважины в регионе на юрские продуктивные горизонты, которые осложнены не только экстремальными температурами и давлениями, но и сложными логистическими схемами ввиду автономности проекта и особых требований к оборудованию. Строительство скважины проходило в узком диапазоне безопасного окна бурения. Задачи данного проекта требовали нестандартных решений, которые были выработаны и успешно реализованы (рис. 7).

С 2015 г. начата работа по проверке и контролю проектной документации, внесению изменений в рамках существующих требований проекта, подготовке технических заданий, учитывающих решения проектной документации, текущие производственные задачи.

В 2017 г. стартовало новое инженерное направление в области геомеханического моделирования, что расширяет возможности предпроектной проработки, оценки рисков, принятия правильных решений. Применение геомеханического моделирования при проектировании скважин позволяет заблаговременно оценивать имеющиеся риски и разрабатывать планы мероприятий для предотвращения осложнений при бурении. Результаты геомеханического моделирования (рис. 8) могут быть использованы для оптимизации конструкций и траекторий скважин, подбора оптимальных весов бурового раствора и определения безопасного окна давлений (пределы для эквивалентной циркуляционной и статической плотности бурового раствора). Стоит также отметить, что геомеханическая модель в дальнейшем обновляется по результатам бурения. В свою очередь, обновленная модель затем используется как для проектирования последующих скважин, так и разработки дизайна ГРП (в части упруго-прочностных свойств и напряжений).

Собственное геологическое сопровождение бурения в режиме реального времени (геонавигация) позволяет принимать эффективные решения при проводке эксплуатационных скважин. Привлечение при строительстве скважин собственных специалистов в смежных областях позволяет снизить количество аварий, заложенных на этапе подготовки к строительству, а также принимать оперативные решения совместно с инженерными расчетами при производстве работ.

Постоянная работа с сервисными компаниями, проведение аналитической работы по ключевым показателям, организация совещаний с целью принятия совместных решений по увеличению эффективности, оценка рисков при проведении работ позволяют неуклонно снижать затраты на строительство скважин наряду с увеличением ключевых показателей.

Итоги

Внедрение прогрессивных технологий бурения и заканчивания, геомеханического моделирования, оптимизации конструкции скважин, контроля строительства скважин с помощью удаленного супервайзинга, позволяют неуклонно снижать затраты на строительство скважин наряду с увеличением ключевых показателей в условиях высоких температур и АВПД, а также делают доступным бурение скважин с большим отходом от вертикали глубиной более 7 км.

МГРП в горизонтальных скважинах на ТРИЗ с АВПД — это не столько метод интенсификации, сколько метод заканчивания горизонтальных скважин и разработки залежей, позволяющий минимизировать количество дорогостоящих скважин и получить экономически эффективный вариант. Развиваясь по принципу «от простого к сложному» с учетом передового российского и международного опыта производства ГРП в аналогичных геологических условиях, компания «НОВАТЭК» на сегодняшний день успешно реализует проекты, связанные с разработкой ТРИЗ юрских пластов с АВПД.

Применяемый в «НОВАТЭК» подход интегрированного проектирования позволяет с высокой степенью точности прогнозировать производственные показатели, учитывать взаимовлияние всех компонентов системы добычи от пласта до сбора и транспортировки углеводородов, а значит эффективно планировать, управлять, оперативно принимать оптимальные решения.

Другие прогрессивные технологии обустройства, такие как: сложная система внутрипромыслового сбора продукции скважин, внедрение блочно-модульных технологий высокой заводской готовности, малолюдные технологии — позволяют существенно повысить транспортные мощности, сократить сроки и стоимость строительства объектов, повысить автономность производств и сократить потребность в персонале.

Отработанные технологии и накопленный опыт позволяет компании транслировать их на новые инфраструктурные проекты при разработке месторождений севера Ямало-Ненецкого АО.

Выводы

Существуют значительные резервы повышения эффективности освоения недр крайнего севера Западной Сибири, которые могут быть реализованы на основе комплексного, многофункционального подхода к управлению проектами геологоразведки и разработки [1], добычи, освоения и эксплуатации месторождений.

В будущем восполнение и расширение ресурсной базы крайнего севера будет осуществляться как за счет вовлечения новых (в особенности прибрежных) территорий с традиционными резервуарами, так и включения в разработку резервуаров, попадающих в категорию ТРИЗ (континентальные меловые пласты, ачимовка, юра, триас, палеозой).

Для обеспечения экономически эффективного освоения недр наиболее рациональным представляется соблюдение баланса между интенсивным (нетрадиционные резервуары и ТРИЗы) и экстенсивным (новые территории) путями восполнения и расширения ресурсной базы.

Литература

1. 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 // Экспозиция Нефть и Газ. 2019. №4. С. 15–20.
2. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газовых месторождений (Часть 1. Геологические модели). М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. 164 с.
3. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39.0-047-00. М.: Минтопэнерго РФ, 2000. 130 с.
4. Gibling M.R. Width and thickness of fluvial channel bodies and valley fills in the geological record: a literature compilation and classification. Journal of Sedimentary Research, 2006, issue 76, pp. 731–770.
5. Reynolds A.D. Dimensions of Paralic Sandstone Bodies. AAPG Bulletin, 1999, vol. 83, issue 2, pp. 211–229.
6. Елисеев П.И., Шорохов А.Н., Языков А.В., Команько П.М. Сравнительный анализ методик геомеханического моделирования гидравлического разрыва пласта // Экспозиция Нефть и Газ. 2016. №5. С. 23–27.
7. Языков А.В., Кудрин П.А. Интегрированные подходы к освоению месторождений компании ПАО «НОВАТЭК» на разных стадиях реализации // Газовая промышленность. 2016. № 12. С. 30–41.

UDC 622.276+622.24+622.691

Methodological and technological challenges in hydrocarbon exploitation of northern West Siberia fields: production and facility construction

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; aleksandrkurkin88@yandex.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
In 2010, the Government of the Russian Federation adopted a comprehensive plan for the development of liquefied natural gas (LNG) production in the Arctic part of Western Siberia. "NOVATEK" company is one of the key responsible for the implementation of the state plan. Implementing such major projects as "Yamal LNG", "Arctic LNG 1, 2, 3", the company has faced a number of technological challenges. The answers to these challenges enabled us to acquire considerable experience and knowledge, which is necessary for the technological development of not only our company, but also for the whole fuel and energy complex of the country. The article briefly highlights the problems and main achievements of "NOVATEK" in the technologies of exploitation and field facilities construction. The most promising ways to increase the hydrocarbons development efficiency in the Extreme North are proposed.

Materials and methods
Production stimulation, integrated approaches to field development and complex approach to well planning, construction and drilling

Keywords
integrated approach, hydraulic fracturing, facility construction, drilling, tight reserves, LNG, overpressure.

Results
The introduction of advanced technologies of drilling and well completion, geomechanical modeling, optimization of wells construction, monitoring of drilling via remote supervising allow us: to steadily reduce the cost of well construction, to increase key indicators, and to drill wells with considerable vertical deviation with depth of more than 7 km, under the conditions of high temperatures and high overpressure.
Multistage hydraulic fracturing in horizontal wells in tight reservoirs with overpressure is not so much a stimulation method as the method of horizontal wells completion and reservoir development, a method that enables to minimize the number of expensive wells and to obtain a cost-effective option. "NOVATEK" company today successfully implements projects related to the development of tight reserves of Jurassic reservoirs with overpressure, going forward on a "from simple to complex" basis, taking into account leading Russian and international experience in the production of hydraulic fracturing in similar geological conditions.
The integrated design approach used by "NOVATEK" enables to predict performance indicators precisely, to take into account the interaction of all components of the production system from the reservoir to the gathering and transportation of hydrocarbons, and thus to effectively plan, manage, and make optimal decisions quickly.
Other advanced technologies, such as: a complex system of in-field gathering of wells production, the introduction of block-modular, fully shop-assembled technologies, minimal manning technology – can significantly increase transport capacity, reduce the time and cost of construction, increase the autonomy of production and reduce the recruitment need.
The established technologies and accumulated experience allow the company to transfer them to the new field development projects in the North of Yamal-Nenets Autonomous district.

Conclusions
There is significant potential for improving the efficiency of hydrocarbon resources development of the far North of Western Siberia, which can be implemented on the basis of an integrated, multifunctional approach to the management of exploration and development [1], production, facility construction and exploitation of deposits.
In the future, the replenishment and increase of resources of the far North will be carried out through the involvement of new (especially coastal) areas with conventional reservoirs, and new tight reserves (the continental Cretaceous strata, Achimov, Jurassic, Triassic, Paleozoic intervals).
In order to ensure cost-effective hydrocarbon development, one should maintain a balance between intensive (unconventional and tight reservoirs) and extensive (new territories) ways of replenishing and expansion of resource potential.

References
1. A.V. Y*az'kov, Yu.N. Dolgikh, A.A. Kurkin, A.Z. Nasibullin, L.M. Kadochnikova, Ya.V. Kuznetsova, P.I. Eliseev, P.A. Kudrin, M.S. Grigor'ev. Metodicheskie i tekhnologicheskie vyzovy pri osvoenii mestorozhdeniy severa Zapadnoy Sibiri: geologorazvedka i razrabotka* [Methodological and technological challenges in hydrocarbon exploitation of northern West Siberia fields: exploration and development]. Exposition Oil Gas, 2019, issue 4, pp. 15–20.
2. Metodicheskie ukazaniya po sozdaniyu postoyanno deystvuyushchikh geologo-tekhnologicheskikh modeley neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy (Chast' 1. Geologicheskie modeli) [Guidelines for the creation of permanent geological and technological models of oil and gas fields (Part 1. Geological models)]. Moscow: OAO «VNIIOENG», 2003, 164 p.
3. Reglament po sozdaniyu postoyanno deystvuyushchikh geologo-tekhnologicheskikh modeley neftyanykh i gazoneftyanykh mestorozhdeniy. RD 153-39.0-047-00 [Regulations on the creation of permanent geological and technological models of oil and gas fields. RD 153-39.0-047-00]. Moscow: Mintopenergo RF, 2000, 130 p.
4. Gibling M.R. Width and thickness of fluvial channel bodies and valley fills in the geological record: a literature compilation and classification. Journal of Sedimentary Research, 2006, issue 76, pp. 731–770.
5. Reynolds A.D. Dimensions of Paralic Sandstone Bodies. AAPG Bulletin, 1999, vol. 83, issue 2, pp. 211–229.
6. Eliseev P.I., Shorokhov A.N., Yaz'kov A.V., Koman'ko P.M. S*ravnitel'nyy analiz metodik geomekhanicheskogo modelirovaniya gidravlicheskogo razryva plasta* [Comparing analysis for different approaches of geomechanical modeling to design hydraulic fracturing]. Exposition Oil Gas, 2016, issue 5, pp. 23–27.
7. Yaz'kov A.V., Kudrin P.A. I*ntegrirovannye podkhody k osvoeniyu mestorozhdeniy kompanii PAO «NOVATEK» na raznykh stadiyakh realizatsii* [Integrated approach to Novatek reservoir development at different realization stages] Gazovaya promyshlennost', 2016, issue 12, pp. 30–41.

АМПАРО®

Инновационные перчатки, специально разработанные для эксплуатации в условиях суровой российской зимы.

Перчатки **«Арктика №3»** специальные для защиты от пониженных температур, механических воздействий, нефти и нефтепродуктов с антиэлектростатическим покрытием.

- Подкладка перчаток изготовлена из высококачественной полушерстяной пряжи;
- Особая эргономичная форма перчаток обеспечивает облегченный захват предметов;
- Запатентованное морозостойкое и химостойкое покрытие из резины на основе термостабилизированного бутадиен-нитрильного латекса сохраняет эластичность при низких температурах;
- Комплектуются теплым шерстяным вкладышем из верблюжьей шерсти.

Доступен вариант с манжетой в виде резинки

Перчатки серии **«Памир»** для защиты от пониженных температур, механических воздействий, нефти и нефтепродуктов с антиэлектростатическим покрытием.

- Подкладка перчаток, изготовленная из флиса, в сочетании с утеплителем «Shelter®» сохраняет тепло даже при экстремально низких температурах, а также обеспечивает быстрое просушивание перчаток в случае намокания;
- Сочетают в себе теплоизоляционные свойства рукавиц и удобство перчаток;
- Запатентованное морозостойкое и химостойкое покрытие из резины на основе термостабилизированного бутадиен-нитрильного латекса сохраняет эластичность при низких температурах;
- Комбинация материалов, используемых в перчатках, сохраняет тепло рук даже при малоподвижных работах.

Доступен вариант с манжетой в виде жесткой краги

Вся продукция сертифицирована и соответствует стандартам и нормам законодательства Российской Федерации

Полный ассортимент перчаток представлен на сайте www.amparo.ru

УДК 622.276

Снижение затрат и повышение эффективности эксплуатации станков-качалок

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10052

Л.М. Ахметзянов
начальник отдела обслуживания нефтепромыслового оборудования — главный механик
ahmetzyanovlm@tatneft.ru

НГДУ «Альметьевнефть» ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

В ПАО «Татнефть» реализуется программа оптимизации производственных процессов и сокращения издержек. Снижение затрат на эксплуатацию наземного нефтепромыслового оборудования — одна из важнейших задач в рамках обозначенной программы. В данной статье рассмотрены технические решения, направленные на оптимизацию производственных процессов в области эксплуатации оборудования добывающего фонда скважин.
В процессе механизированного способа добычи нефти штанговыми скважинными насосными установками существует ряд технических проблем оказывающие серьезное влияние на эффективность эксплуатации добывающего фонда скважин и в целом на объем добычи нефти. Масштабной проблемой при эксплуатации станков-качалок является пропуски масла на редукторах привода.

Ключевые слова
станок-качалка, редуктор, механический фонд скважин

Редуктор является непременным элементом механизма станка-качалки и в сочетании с ременной или самостоятельно обеспечивает снижение частоты вращения двигателя до необходимой на ведомом валу и, соответственно, определяет частоту качений балансира. Надежность редукторов во многом определяет межремонтный период работы станка-качалки в целом, поэтому главный показатель редуктора — его крутящий момент — входит в число основных показателей привода [1, 6, 7].

Чаще всего применяются двухступенчатые редукторы с передаточным числом около 40, цилиндрическими зубчатыми передачами. С учетом симметричной схемы преобразующего механизма станка-качалки с двумя кривошипами передачи редуктора также компонуются симметрично относительно продольной оси редуктора. Исключения в этом отношении есть, но редки. Для получения симметричного расположения одна из пар передач выполняется в раздвоенном виде и монтируется по обе стороны от нераздвоенной передачи. Обычно раздвоенной делается быстроходная ступень.

По форме зубьев зубчатые колеса бывают прямозубыми, Косозубыми и шевронными, причем, в одном редукторе возможно сочетание различных вариантов. С видом зубчатой передачи связан тип подшипников, устанавливаемых на том или ином валу.

Форма зацепления зубьев в редукторах — эвольвентная или системы Новикова. Оба вида зацепления были созданы в России: эвольвентная — в 1754 г. академиком Леонардом Эйлером, новая — в 1954 г. доктором технических наук М.Л. Новиковым. Система зацепления Новикова обладает повышенной нагрузочной способностью. С 1958 г. АзИНМАШем были начаты исследования по возможности применения этой передачи в редукторах станков-качалок, были доказаны ее преимущества по сравнению с эвольвентной в отношении получаемых габаритов, масса и долговечности редукторов. В 1959–66 гг. новая система зацепления стала внедряться в конструкциях редукторов сначала типа РДН, затем ЦДН и, наконец, Ц2Н, пошедшего в серию [8, 9, 10].

В цилиндрических редукторах оси валов расположены в одной плоскости, что позволяет разъем крышки с корпусом выполнять в горизонтальной плоскости, проходящей через оси валов. Таким образом, по этому приказу стандартные редукторы относятся к горизонтально-разъемному типу.

Симметричная конструкция редукторов позволяет поворачивать валы на 180º после износа зубьев колес с целью увеличения долговечности. Ведомый вал редуктора с этой же целью имеет на каждом конце два шпоночных паза, расположенных под углом 90º, что позволяет установить кривошипы в новые положения при износе шпоночных пазов вала.

В мощных станках-качалках ведомый вал иногда монтируется на опорах скольжения, имеющих большую несущую способность по сравнению с подшипниками качения. Эти редукторы с учетом характера осуществления смазки допускают строго ориентированное направление вращения, указываемое стрелкой на корпусе редуктора.

Корпус редуктора может быть выполнен из стали, чугуна, алюминия. Корпус снабжается всеми необходимыми атрибутами для обслуживания — горловиной для заливки масла, сливными отверстиями, маслоуказателями и др.

Существенное эксплуатационное различие редукторов связано с системой смазки. В этом отношении редукторы можно подразделить на две группы: в одних системах смазки общая, картерная, в других — зубчатые колеса смазываются залитым в картер маслом, а подшипники осей имеют индивидуальную изолированную от общей ванны консистентную смазку [12, 13].

Высота установки редуктора на раме станка-качалки имеет принципиальное значение для монтажа привода. Для вращения кривошипов необходимо пространство снизу, которое может быть обеспечено либо поднятием редуктора на раме станка-качалки, либо поднятием всего станка-качалки. В первых советских конструкциях редукторы располагались только непосредственно на раме станка-качалки, но уже следующее поколение приводов предусматривало возможность установки редукторов на высокой подставке-тумбе. В первом варианте станку-качалке требуется высокий фундамент для возможности вращения кривошипов, во втором — минимальный по высоте. Второй вариант впоследствии получил название «тумбового» и станки-качалки, выполненные по нему, должны получать в шифре литеру «Т». Выпуск станков-качалок в двух вариантах чрезвычайно удобен потребителям, т.к. позволяет принять

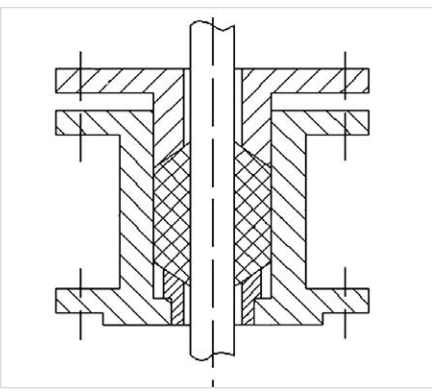


Рис. 1 — Сальниковое уплотнение вала
Fig. 1 — Shaft seal

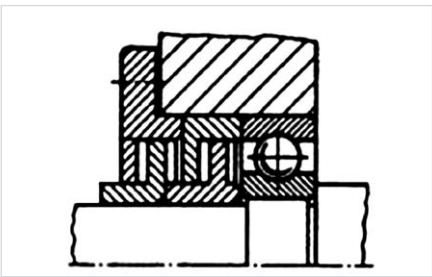


Рис. 2 — Лабиринтное уплотнение вала
Fig. 2 — Labyrinth shaft seal

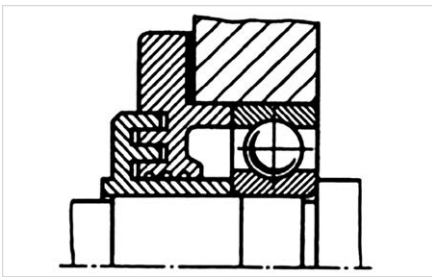


Рис. 3 — Комбинированное уплотнение вала
Fig. 3 — Combination shaft seal

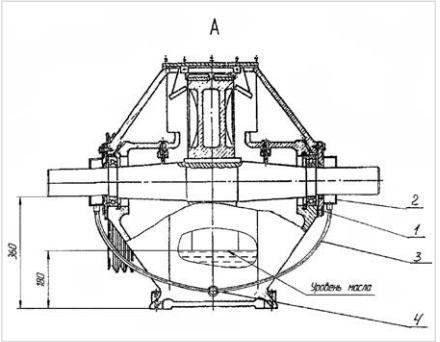


Рис. 4 — Система сбора утечек масла: 1 — крышка вала; 2 — крышка-емкость; 3 — дренажный шланг; 4 —модифицированная сливная пробка
Fig. 4 — Oil leak collection system: 1 — shaft cover; 2 — cap-capacity; 3 — drainage hose; 4 — modified drain plug

Рис. 5 — Диск-маслоотражатель
Fig. 5 — Oil-deflector

Рис. 6 — Модифицированная сливная пробка
Fig. 6 — Modified drain plug

Рис. 7 — Система сбора утечек масла в сборе
Fig. 7 — Oil leak collection system

наиболее рациональное и экономическое решение в зависимости от конкретных местных условий, связанных со строительством фундамента (его материалом, грунтом и др.).

В настоящее время в России наиболее распространенными производителями редукторов для станков-качалок являются АО «Уралтрансмаш», ПАО «Ижнефтемаш», ПАО «Редуктор», ЗАО «Нефтепром-Сервис».

Процесс эксплуатации приводов штанговых глубинных насосов, в частности станков-качалок, сопровождается проблемами, связанными с пропуском масла редукторов, которые, негативно влияют на экологическую обстановку, что может повлечь за собой наложение штрафных санкций на компанию со стороны надзорных органов.

В НГДУ «Альметьевнефть» эксплуатируется более 1400 станков-качалок. Как известно весь фонд станков-качалок отработал свой нормативный срок эксплуатации и потому очень остро стоит проблема поддержания фонда станков-качалок (СК) не только в работоспособном состоянии, но и в соответствии с требованиями политики ПАО «Татнефть» в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды.

Так на сегодняшний день в НГДУ «Альметьевнефть» эксплуатируется порядка двухсот станков качалок с пропусками масла. Важнейшей проблемой, которую влекут за собой пропуски масла — это заклинивание редуктора вследствие понижения уровня масла. При заклинивании редуктора необходимо проводить капитальный ремонт редуктора, что требует значительного финансового вложения, а также повлечет за собой длительный простой скважины.

Уплотнения вала редуктора должны быть долговечными, так как от этого зависит работоспособность подшипников. Применяемые в подшипниковых узлах различные типы уплотнений предназначаются как для предотвращения вытекания смазки из корпуса, в котором установлен подшипник, так и для предохранения от проникновения в подшипник пыли, окалины, жидкостей и т.п. Утечка масла через уплотнения из корпусов подшипников ведет к расходу смазочных материалов и снижению культуры производства при использовании оборудования. Масло, попадая на фундамент, разрушает его [2, 3, 4].

Существующие конструкции редукторов станка качалки можно разделить на 2 группы:

1 группа — редукторы, имеющие сальниковое уплотнение вала (рис. 1). Уплотнение достигается прижатием сальниковой набивки к вращающемуся валу.

В качестве сальниковых набивок чаще всего применяются хлопчатобумажные, пеньковые и асбестовые материалы. Перечисленные набивки могут применяться при давлениях 0,6–4 МПа в зависимости от температуры и используемого пропитывающего состава. Пропитка служит для улучшения герметизации и снижения коэффициента трения набивки о вал. Для пропитки набивок применяют, парафин, битум, графит, солидол, вискозин, фторопласт и т.п.

Из указанных выше набивок следует отметить фторопласт. Он имеет малый коэффициент трения, поэтому срок его службы в несколько десятков раз больше, чем у остальных материалов. Этому способствует также его высокая химическая стойкость. Недостатки фторопласта – сравнительно высокая твердость (что требует больших усилий при затяжке сальника) и высокая стоимость. Эти недостатки устраняются в набивке из асбестового шнура, пропитанного фторопластовой суспензией.

2 группа — редукторы с лабиринтным (рис. 2) и комбинированным (лабиринтно-щелевым) уплотнением вала (рис. 3).

Лабиринтное уплотнение представляет собой многократно чередующиеся небольшие по величине осевые или радиальные зазоры между вращающимися и неподвижными деталями [5, 11].

Утечки масла на данных редукторах не устраняются в полевых условиях, их возможно предотвратить либо исключить лишь при капитальном ремонте в базовых условиях. Данный метод требует демонтажа редуктора, вывоза его на ремонтную базу для проведения капитального ремонта с заменой узлов [14].

Для решения проблемы устранения утечек масла на редукторах СК типа Ц2НШ (двухступенчатые с цилиндрической шевронной зубчатой передачей зацепления Новикова), не имеющих сальниковое уплотнение вала, нами была разработана система сбора утечек масла (рис. 4).

Данная система состоит из разрезной крышки-емкости (поз. 2 рис. 4) в которой имеется патрубок для отвода собранного масла обратно в редуктор. Данная крышка монтируется поверх имеющейся крышки подшипникового узла вала в имеющиеся крепежные отверстия посредством удлиненных болтов. Между существующей крышкой и крышкой-емкостью устанавливается паранитовая прокладка. Так же на валу редуктора монтируется диск-маслоотражатель (рис. 5) который служит для отсечения потока масла и направления его в сборную ванну с патрубком.

Стандартная пробка редуктора заменяется модифицированной (рис. 6). В ней имеются два патрубка для подсоединения дренажного шланга, который соединяется с крышкой-емкостью.

Все утечки масла собираются в крышке-емкости и далее по дренажному шлангу поступают самотеком через сливную пробку в картер редуктора.

Данная система сбора утечек масла проста в изготовлении и монтаже (рис. 7).

Установка системы на редуктор занимает не более тридцати минут и осуществляется силами двух слесарей-ремонтников.

Внедрение системы сбора утечек масла позволило устранить пропуски масла по валу редуктора без проведения капитального ремонта, обеспечило приведение станков-качалок к нормативно-техническим требованиям промышленной безопасности и охраны труда.

Результаты применения технических

Наименование разработки	Результат применения	Экономический эффект
Система сбора утечек масла	• Снижение негативного воздействия на окружающую среду • Сокращения затрат на капитальный ремонт редуктора	1 млн руб.

Таблица — Результаты применения технических разработок
Table — Results of the application of technical developments

разработок показали значительный экономический эффект от внедрения разработки, представлены в таблице.

Итоги

Таким образом, реализация комплекса мероприятий по внедрению предложенного технического решения обеспечивает повышение эффективности производственных процессов при эксплуатации добывающего фонда скважин, создание благоприятных и безопасных условий труда обслуживающему персоналу, сокращение издержек предприятия за счет предотвращения отказа нефтепромыслового оборудования, а также, сокращение негативного воздействия на окружающую среду.

Выводы

Разработанное техническое решение позволило сократить затраты при эксплуатации наземного нефтепромыслового оборудования, при этом годовой экономический эффект от внедрения в ПАО «Татнефть» составил более 1 млн руб.

Литература

1. Баграмов Р.А. Машины и оборудования для бурения нефтяных и газовых скважин. Расчет на прочность. М.: ГАНГ им. И.М. Губкина, 1997. 88 с.
2. Борисов Ю.С. Организация ремонта и технического обслуживания оборудования. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004.
3. Бухаленко Е.И., Абдуллаев Ю.Г. Монтаж, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования. М.: Недра, 1974. 360 с.
4. Быков И.Ю., Цхадая Н.Д. Эксплуатационная надежность и работоспособность нефтегазопромысловых и буровых машин. М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2010. 304 с.
5. Захаров М.Н. Основы теории надежности оборудования: учебное пособие. М.: МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2009. 94 с.
6. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Каштанов В.С. и др. Оборудование для добычи нефти и газа. М.: ГУП «Нефть и газ», 2003. 792 с.
7. Ильский А.Л., Шмидт А.П. Буровые машины и механизмы. М.: Недра. 1989. 395 с.
8. Решетов Д.Н. Детали машин. М.: Машиностроение, 1989. 496 с.
9. Молчанов А.Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа. М.: Альянс, 2010. 588 с.
10. Муравьев В.М. Справочник мастера по добычи нефти. М.: Недра, 1975. 264 с.
11. Протасов В.Н., Кривенков В.С., Султанов Б.З. Эксплуатация оборудования для бурения скважин и нефтегазодобычи. М.: Недра-Бизнесцентр, 2006. 691 с.
12. Справочник конструктора-машиностроителя. Под ред. В.И. Анурьева. М: Машиностроение, 1982. 763 с.
13. Справочник по нефтепромысловому оборудованию. Под ред. Е.И. Бухаленко. М.: Недра, 1990. 560 с.
14. И.Ю. Быков, В.Н. Ивановский, Н.Д. Цхадая и др. Эксплуатация и ремонт машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов. М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2012. 371 с.

ENGLISH **OIL PRODUCTION**

UDC 622.276

Reducing costs and increasing the efficiency of rocking machines

Author

Lenar M. Akhmetzyanov — head of oilfield equipment maintenance department — chief mechanic; ahmetzyanovlm@tatneft.ru

Oil and Gas Production Department «Almetyevneft» PJSC «Tatneft», Almetyevsk, Republic of Tatarstan, Russian Federation

Abstract

PJSC TATNEFT implements a program to optimize production processes and reduce costs.

Reducing the cost of operating ground-based oilfield equipment is one of the most important tasks within the framework of the designated program. In this article, technical solutions aimed at optimizing production processes in the field of operation of equipment of the production well stock are considered.

In the process of a mechanized method of oil production by sucker-rod pumping units, there are a number of technical problems that have a serious impact on the efficiency of operation of the production stock of wells and, in general, on the volume of oil production. A large-scale problem in the operation of pumping units is oil leakage on drive gearboxes.

Keywords

rocking machine, gearbox, mechanical well stock

Results

Thus, the implementation of a set of measures to introduce the proposed technical solution ensures an increase in the efficiency of production processes during the operation of the production well stock, creation of favorable and safe working conditions for maintenance personnel, reduction of enterprise costs by preventing the failure of oilfield equipment, as well as reduction of negative environmental impact.

Conclusions

The developed technical solution made it possible to reduce the costs of operating onshore oilfield equipment, while the annual economic effect from the introduction of PJSC TATNEFT amounted to more than 2.7 million rubles in year.

References

1. Bagramov R.A. M*ashiny i oborudovaniya dlya bureniya neftyanykh i gazovykh skvazhin. Raschet na prochnost'* [Machines and equipment for drilling oil and gas wells. Strength calculation]. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 1997, 88 p.
2. Borisov Yu.S. Organizatsiya remonta i tekhnicheskogo obsluzhivaniya oborudovaniya xOrganization of repair and maintenance of equipment]. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2004
3. Bukhalenko E.I., Abdullaev Yu.G. M*ontazh, obsluzhivanie i remont neftepromyslovogo oborudovaniya* [Installation, maintenance and repair of oilfield equipment]. Moscow: Nedra, 1974, 360 p.
4. Bykov I.Yu., Tskhadaya N.D. E*kspluatatsionnaya nadezhnost' i rabotosposobnost' neftegazopromyslovykh i burovykh mashin* [Operational reliability and operability of oil and gas production and drilling machines: a training manual]. Moscow: TsentrLitNefteGaz, 2010, 304 p.
5. Zakharov M.N. O*snovy teorii nadezhnosti oborudovaniya: uchebnoe posobie* [Fundamentals of the theory of equipment reliability]. Moscow: Bauman University, 2009, 94 p.
6. Ivanovskiy V.N., Darishchev V.I., Kashtanov V.S. and oth. Oborudovanie dlya dobychi nefti i gaza [Equipment for oil and gas production]. Moscow: State Unitary Enterprise "Oil and Gas", 2003, 792 p.
7. Il'skiy A.L., Shmidt A.P. B*urovye mashiny i mekhanizmy* [Drilling machines and mechanisms]. Moscow: Nedra, 1989, 395 p.
8. Reshetov D.N. D*etali mashin* [Machine parts]. Moscow: Mechanical Engineering, 1989, 496 p.
9. Molchanov A.G. M*ashiny i oborudovanie dlya dobychi nefti i gaza* [Machines and equipment for oil and gas production]. Moscow: Alliance, 2010, 588 p.
10. Murav'ev V.M. S*pravochnik mastera po dobychi nefti* [Handbook of the master of oil production]. Moscow: Nedra, 1975, 264 p.
11. Protasov V.N., Krivenkov V.S., Sultanov B.Z. E*kspluatatsiya oborudovaniya dlya bureniya skvazhin i neftegazodobychi* [Operation of equipment for well drilling and oil and gas production]. Moscow: Nedra-Business Center, 2006, 691 p.
12. Spravochnik konstruktora-mashinostroitelya [Reference designer-mechanical engineer]. Edited by V.I. Anuryev. Moscow: Mechanical Engineering, 1982, 763 p.
13. Spravochnik po neftepromyslovomu oborudovaniyu [Handbook of oilfield equipment]. Edited by E.I. Bukhalenko. Moscow: Nedra, 1990, 560 p.
14. I.Yu. Bykov, V.N. I*vanovskiy, N.D. Tskhadaya and oth. Ekspluatatsiya i remont mashin i oborudovaniya neftyanykh i gazovykh promyslov* [Operation and repair of machinery and equipment for oil and gas fields: a textbook for universities]. Moscow: TsentrLitNefteGaz, 2012, 371 p.

КОМПЛЕКСНЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ ЭЛЕКТРООБОГРЕВА

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

ПРОЕКТ • ПОСТАВКА • МОНТАЖ • ПУСКОНАЛАДКА • СЕРВИС

ССТ ЭНЕРГО МОНТАЖ

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

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

Наши преимущества:

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

УДК 622.276.53

Опыт применения нового вискозиметра для измерения вязкости продукции нефтяной скважины в промысловых условиях

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10046

А.А Исаев
к.т.н., ведущий инженер отдела инноваций и экспертизы
isaeff-oil@yandex.ru

Р.Ш. Тахаутдинов
генеральный директор

В.И. Малыхин
главный специалист по инновационной деятельности

А.А, Шарифуллин
к.т.н., начальник отдела инноваций и экспертизы

ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

В статье описаны вискозиметры с принципом измерения времени качения шарика в калиброванной трубке по методу Гепплера, указаны их недостатки. С учетом имеющихся недостатков, в ООО УК "Шешмаойл" разработан промысловый переносной вискозиметр, который прошел сертификацию, аттестацию и положительные промысловые испытания. Переносной вискозиметр нефти позволяет отбирать продукцию под давлением и замерять вязкость сразу после отбора пробы. Измерения производятся с удалением свободной газовой фазы из водонефтяной смеси в целях получения корректных результатов.

Материалы и методы
Промысловые эксперименты и испытания промыслового переносного вискозиметра, проведение аттестационных работ

Ключевые слова
вязкость, водонефтяная эмульсия, вискозиметр, методика измерения

Ввод в промышленную разработку месторождений нефти повышенной вязкости Урало-Поволжья и других регионов Российской Федерации требует располагать данными о вязкости нефти на устье скважин и различных точках систем нефтесбора и подготовки товарной нефти. Данные по замерам вязкости как безводной, так и обводненной нефти используются при проектировании механизированной эксплуатации скважин, в строительстве и эксплуатации промысловых трубопроводов и других объектов нефтепромыслов. Приборы и оборудование, позволяющие замерять вязкость жидкости непосредственно после отбора пробы при давлении и температуре в манифольдной линии скважины или трубопроводе на промыслах, практически отсутствуют. Известные вискозиметры (реотесты) позволяют измерять вязкость при атмосферном давлении в лабораторных условиях по истечении длительного времени после отбора пробы. Поэтому проблема создания вискозиметра, позволяющего измерять вязкость жидкости под давлением в точке отбора с наименьшим изменением температуры, уже давно требует своего решения.

Для измерения вязкости жидкости известен вискозиметр [1], разработанный Челябинским лицеем. Данный вискозиметр измеряет время падения шарика в пустотелом цилиндрическом корпусе, заполненном исследуемой жидкостью. Корпус сблокирован с изолированным от жидкости пишущим устройством, а регистрирующее устройство выполнено в виде электронного секундомера. Недостатки такого вискозиметра состоят в возможности исследования только прозрачных жидкостей, причем при атмосферном давлении.

Ульяновским ВВТУ разработан вискозиметр [2], состоящий из сосуда с исследуемой жидкостью и выполненный из немагнитного материала, шарика из ферромагнитного материала, размещенного в сосуде, датчиков верхнего и нижнего положений шарика. По количеству импульсов, сосчитанных счетчиком при прохождении шарика от одного датчика к другому, судят о вязкости исследуемой жидкости. К недостаткам вискозиметра относятся малый диапазон изменения вязкости исследуемой жидкости при использовании только одной пары шарика и сосуда, а также выполнение измерений при атмосферном давлении.

Разработанный Туркменским НИПИ шариковый вискозиметр [3], состоит из термостатированного автоклава с затвором, центрального валика, набора калиброванных трубок с шариками, размещенных по окружности. Вращающий с помощью валика сектор с прорезью позволяет поочередно отпускать шарики в калиброванные трубки и измерять время их падения. По измеренному времени движения шарика рассчитывается величина вязкости исследуемой жидкости. Недостаток такого вискозиметра состоит в невозможности измерения вязкости при повороте автоклава на 180°, то есть при движении шарика в калиброванной трубке в обратном направлении из-за возникновения истечения исследуемой жидкости из трубки в этот период в полость автоклава. Это увеличивает общее время измерений, поскольку повышение точности измерений достигается количеством произведенных замеров с одной и той же калиброванной трубкой. Кроме того, при проведении измерений продукции скважины, в которой содержится большое количество свободного газа в виде сплошной или окклюдированной (пузырьковой) фазы, попадание газа в измерительную трубку не позволяет получить корректные значения вязкости жидкости.

Обзор технических средств измерения вязкости жидкостей импортного производства позволил классифицировать их по принципу замера. К основным из них следует отнести:

1. Вискозиметры, основанные на измерении крутящего момента внутреннего цилиндра (момента торможения), размещенного коаксиально внутри внешнего неподвижного цилиндра, кольцевой зазор между которыми заполнен исследуемой средой (реометры битумов ПБВ, Rheotest RN, VTA-120, VT 550, TT-220, PV-100, Visco).
2. Приборы измерения угла кручения нити, на которой подвешена круглая пластина, погруженная в жидкость (реометр PVS. PCE-RV14. PCERVI 3).
3. Приборы, измеряющие время протекания исследуемой жидкости через калиброванное отверстие (ВУБ-20, ВУБ-1, ВУБ-04, ВУБ-ПХП, ВУН-20, ВУБ-21) или калиброванный капилляр (PSL Rhoetek, RUV-2(2), RUV-2(4), ВПЖ-1, ВПЖ-2, ВПЖ-4, вискозиметр Энглера ВУМ-ПХП, ВЗ-246.
4. Приборы, измеряющие перепад гидродинамического давления в капилляре при протекании исследуемой жидкости с заданным расходом (KV-100).
5. Приборы, измеряющие время падения шарика в калиброванной трубке с исследуемой средой (прибор Гепплера, KINEMATICA).
6. Приборы, измеряющие параметры камертонной вибрации (A and D, AND SV-10A, Япония).

Анализированные средства измерения имеют высокую точность (погрешность не более 1%), возможность термостатировать жидкость для замера, большие диапазоны измерения вязкости (до 20000 мПа•с и более) и достижения температуры среды (до +200 °С), возможность звуковых и визуальных предупреждений, регулирование скоростей сдвига течения и т.д.

Несмотря на перечисленные достоинства данных приборов применение каждого из них не позволяет измерить вязкость продукции скважины на устье скважины иди другой точке системы сбора нефти на промыслах. Основные причины этого состоят в следующем. Измерения требуют получения данных по вязкости при давлении и температуре в

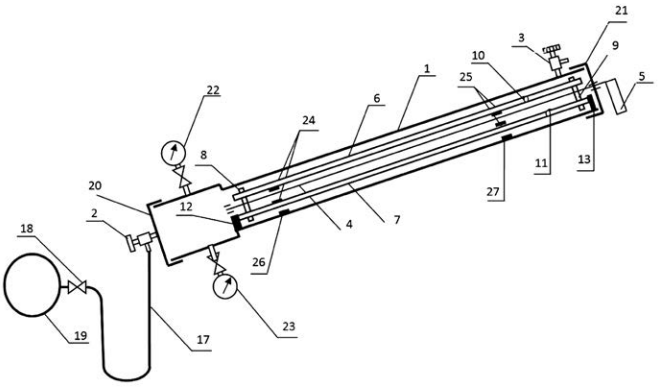


Рис. 1 — Промысловый переносной вискозиметр
Fig. 1 — Portable Field Viscometer

точке отбора пробы жидкости. При замерах пробу продукции необходимо освободить от свободного газа также под давлением. Замеры должны производиться с минимальным периодом после отбора пробы жидкости (не более 5 минут).

Практически все типы приборов предназначены для лабораторных измерений при атмосферных значениях давления и отсутствии водной фазы в вязкой среде.

Замеры при атмосферных давлениях приводят к разгазированию нефти, потере растворенного газа и существенному изменению вязкости. Достаточно длительное время, в течение которого отбирается и перевозится проба жидкости в лабораторию приводит к расслоению воды и углеводородной жидкости и, как следствие, к изменению эффективной вязкости.

Для сохранения давления и температуры измерения наиболее подходящим является прибор Гепплера, калиброванная трубка которого наполняется под давлением жидкости в выкидном коллекторе скважины. Однако, для реализации замеров необходимо разработать новый принцип измерения времени падения шарика в непрозрачной жидкости под давлением в калиброванной трубке.

Таким образом, для измерения вязкости продукции скважины при давлении и температуре в точке отбора жидкости из трубопровода, требуется разработка и изготовление вискозиметра Гепплера с термоизоляцией калиброванной трубкой и устройством для отвода свободного газа в атмосферу под давлением. Прибор предварительно тарируется на жидкостях с известной вязкостью при разных углах наклона трубки к горизонту. Кроме того, методика измерения вязкости продукции скважины должна быть аттестована и введена в Госреестр РФ.

В статье [4] описывается поточный вискозиметр, основанный на предварительном построении калибровочной кривой. Метод, несмотря на свою оригинальность, применять для измерения вязкости продукции невозможно из-за присутствия значительного количества газа в жидкости. Наличие газа делает некорректными измерения вязкости жидкости. Необходимо предварительно освободить измеряемую жидкость от свободного газа. Кроме того, структура потока двухфазной смеси в трубах будет изменяться из-за разных условий смешения и эмульгирования водонефтяной смеси в стволе скважины

С учетом выполненного анализа известных

Рис. 2 — Нижняя часть вискозиметра
Fig. 2 — Lower part of the viscometer

вискозиметров в отделе инноваций и экспертизы ООО УК "Шешмаойл" был разработан промысловый переносной вискозиметр. Прибор предназначен для измерения вязкости безводной или обводненной нефти на устье добывающих скважин и в системах сбора и подготовки нефти при давлениях и температурах в точках отбора проб жидкости. Прибор калиброван эталонными жидкостями для получения постоянных коэффициентов пересчета.

Точность измерений обеспечивается за счет:

- дополнительного проведения замеров времени движения шарика в калиброванной трубке в обоих направлениях при повороте цилиндрического корпуса на 180°;
- предупреждения попадания газовой фазы в измерительную трубку при проведении замеров.

На рис. 1 и 2 показана схема вискозиметра, состоящего из цилиндрического корпуса 1, выполненного из немагнитного материала, с входным 2 и выходным 3 вентилями. Внутри цилиндрического корпуса 1 на поворотном центральном валике 4 с выносной рукояткой 5 размещен барабан, представляющий собой набор калиброванных трубок 6 и 7 (может быть размещено и большее количество), каждая из которых торцами входит в отверстие поворотных дисков 8 и 9. Внутри каждой калиброванной трубки 6 и 7 размещены шарики 10 и 11 из ферромагнитного материала. На обоих концах цилиндрического корпуса 1 (рис.2) размещены упоры 12 и 13 с пружинами 14 и выдвижными конусами 15. Внутри обоих концов калиброванных трубок 6 и 7 размещены ограничители 16 движения шариков.

Входной вентиль 2 вискозиметра через гибкий шланг 17 соединен с вентилем 18 трубопровода 19, из которого отбирается проба жидкости. Торцы цилиндрического корпуса 1 вискозиметра герметично закрыты крышками 20 и 21, а в расширенной части корпуса установлены термометр 22 и манометр 23. На внутренних по отношению к поворотному центральному валику 4 сторонах калиброванных трубок 6 и 7 размещены постоянные магниты 24 и 25, против которых в цилиндрическом корпусе 1 установлены датчики магнитного поля 26 и 27.

Каждая из калиброванных трубок 6 и 7 предварительно тарируется по времени прохождения шариков 10 и 11 от одного датчика к другому на эталонных жидкостях известной вязкости, при разных углах наклона цилиндрического корпуса 1. Датчики магнитного поля 26 и 27 связаны с электронным таймером времени прохождения шариков от одного датчика к другому. Набор калиброванных трубок 6 и 7 в сочетании с разными углами наклона корпуса вискозиметра к вертикали позволяют измерять вязкость жидкости в широком диапазоне ее изменения.

Работа вискозиметра заключается в следующем. На рис. 3 показан процесс замера вязкости вискозиметром на устье скважины. Методика измерений вязкости нефти в промысловых условиях состоит в отборе жидкости под давлением из трубопровода 19 с помощью гибкого шланга 17, соединенного с вентилем 18 (рис. 1, 2). Далее постепенно открывают вентиль 18 на трубопроводе 19 и входной вентиль 2 вискозиметра. После наполнения полости вискозиметра исследуемой жидкостью при открытом входном вентиле 2 производят стравливание под давлением свободного газа в атмосферу через выходной вентиль 3 вискозиметра. Для выравнивания температуры в трубопроводе 19 и в цилиндрическом корпусе 1 вискозиметра с контролем температуры по

Рис. 3 — Процесс замера вязкости жидкости вискозиметром на устье скважины
Fig. 3 — The process of measuring fluid's viscosity by a viscometer at the wellhead

Рис. 4 — Определение вязкости в лабораторных условиях
Fig. 4 — Determination of viscosity under laboratory conditions

термометру 22 при частичном перекрытии выходного вентиля 3 производят слив жидкости из вискозиметра из расчета трехкратной замены объема полости вискозиметра. Далее окончательно стравливают газ через выходной вентиль 3, оба вентиля (входной 2 и выходной 3), а также вентиль 18 трубопровода 19 полностью перекрывают, вискозиметр вместе с гибким шлангом 17 полностью отсоединяют, переносят в передвижную лабораторию и устанавливают на стойке для измерений. Исследуемые калиброванные трубки 6 и 7, находящиеся внутри цилиндрического корпуса 1 вне упоров 12 и 13 заполняются исследуемой жидкостью. Для измерений калиброванные трубки 6 и 7 поворачиваются в цилиндрическом корпусе 1 с помощью поворотного центрального валика 4 вокруг оси и устанавливается между двумя торцевыми фиксаторами для предупреждения истечения жидкости из калиброванных трубок 6 или 7 в цилиндрический корпус 1 в период движения шарика. Измерения времени качения шариков 10 и 11 в калиброванных трубках 6 и 7 производят при различных углах наклона цилиндрического корпуса 1 к вертикали. При необходимости, поворотным центральным валиком 4 с помощью выносной рукоятки 5 устанавливают другую калиброванную трубку с измененным диаметром трубки. После измерения времени движения шарика в одном направлении цилиндрический корпус 1 поворачивают на 180 градусов и измеряют время движения шариков 10 и 11 в обратном направлении. Таким образом, увеличивается количество замеров в единицу времени и осреднение всех полученных показаний приведет к большей точности.

В момент прохождения шариков 10 или 11 через датчики 26 и 27 магнитного поля электронная система регистрирует изменение

№ п/п	№ скв	Температура замера, °С	Угол наклона трубки, град	Среднее время качения шарика, с	Фактическое значение вязкости, мПа•с
1	78	11	30	21,7	42,4
1.1	78	11	60	12,2	42,823
1.2	78	11	90	8,96	43,214
2	116	7	90	30,4	146,8
3	115	5	45	97,1	275
3.1	115	5	60	78,2	272
3.2	115	5	90	57,0	278
4	2150	7	90	97,3	469,3
5	112	4	90	340,2	1640,7
6	111	3	90	129,9	626,6
7	121	3	90	136,0	655,93
8	2143	8	90	13,0	62,7
9	127	5	90	27,5	132,6
10	118	5	90	30,4	146,62

Таб. 1 — Контрольная карта измерений на скважинах Заречного месторождения до аттестации вискозиметра
Tab. 1 — Control chart of measurements at the wells of Zarechnoye oilfield prior to viscometer certification

(импульс) магнитного поля, передаваемый постоянными магнитами 24 и 25 датчикам 26 и 27. Система регистрации позволяет с помощью таймера (на фиг. не показан) определить время, прошедшее между двумя импульсами, т.е. прохождения шарика от датчиков 24 к 25 (или наоборот) и по тарировочным таблицам определить вязкость исследуемой жидкости.

Цилиндрический корпус 1 и калиброванные трубки 6 и 7 изготавливаются из немагнитного материала.

Прибор имеет термочехол для предупреждения изменений температуры в период заполнения камеры. Для поддержания прибора у пробоотборного крана на устье изготовлена опора. Измерение температуры жидкости в трубопроводе производилось с помощью термометра, погружаемого в полость емкости, предназначенной для слива нефтяной жидкости в объеме 1,5÷2,0 л.

Динамическая вязкость жидкости вычисляется по исходным данным разностей плотности шарика и жидкости, коэффициентам вискозиметра для каждой трубки и каждого угла наклона вискозиметра, а также времени перемещения шарика от одного датчика к другому.

Технико-экономическими преимуществами предложенного вискозиметра являются возможность переноса вискозиметра к точке отбора нефти из трубопровода, быстрота и оперативность исследований благодаря возможности проведения измерений в обоих направлениях движения шарика в калиброванной трубке поворотом вискозиметра вокруг оси на 180°, измерения вязкости при давлениях и температурах жидкостей в трубопроводах, а также исключению попадания газовой фазы в калиброванные трубки при проведении измерений. Имеется возможность замера вязкости и в лабораторных условиях (рис. 4).

В зависимости от наклона калиброванной трубки время качения изменяется, при этом скорость изменяется в пределах 1,8–2,1%. Первичные промысловые испытания разработанного вискозиметра проводились в холодное время (таб. 1), при температуре окружающей среды около -20оС, температура жидкости при этом составляла от +3 до +11оС. В таб. 2 приведены данные контрольных измерений вязкости обводненной нефти на том же месторождении 19.12.2018 г. Вискозиметр имеет аттестат аккредитации №Ra.RU.310652-090/02-2017 в государственной системе обеспечения единства измерений МН 890-2018.

Итоги

Используя метод Гепплера был разработан вискозиметр, который обладает небольшим весом и размером, его можно использовать как в полевых условиях (отбор жидкости на устье, с цементировочного агрегата), так и в

№ скважины	Обводненность, %	Плотность жидкости, кг/м3	Угол наклона трубки, град	Время качения шарика, с	Постоянная прибора	Динамическая вязкость, мПа•с
74	93	995	45	13,6	0,000327	30,5
75	73	940	45	16,0	0,000327	36,1
76	74	946	45	13,7	0,000327	31,0
78	60	920	45	11,0	0,000327	24,8

Таб. 2 — Данные контрольных замеров вязкости нефти на скважинах АО «Геотех» (19.12.2018)
Tab. 2 — Data of check measurements of oil viscosity at wells of JSC "Geotekh" (December 19, 2018)

лабораторных. Используя данный вискозиметр возможно замерять вязкость до 2000 мПа•с. В случае малых значений вязкости жидкости для точности замера можно применять калибровочные трубки под наклоном. Разработанный вискозиметр используется в добывающих компаниях ООО УК "Шешмаойл".

Выводы

1. Разработанный вискозиметр позволяет отбирать газоводонефтяную продукцию скважины под давлением в коллекторе и непосредственно измерять динамическую вязкость методом Гепплера (измерение времени качения шарика в калиброванной трубке). В период заполнения камеры прибора под давлением производится отвод из верхней ее части свободного газа. В нефти сохраняется при этом остаточное количество растворенного газа при давлении в точке отбора пробы.
2. В зависимости от наклона калиброванной трубки изменения вязкости могут быть в пределах 1,8–2,1%.

Литература

1. Патент РФ №2265204. Вискозиметр. Приоритет от 14.04.2003. МПК G01 N 11/10.
2. Авторское свидетельство №1746254 СССР. Вискозиметр. Приоритет от 19.02.1990. МПК G01 N 11/10.
3. Авторское свидетельство №735966 СССР. Шариковый вискозиметр. Приоритет от 14.05.1975. МПК G01 N 11/10.

UDC 622.276.53

Field methods of land seismic prospecting and marine vibrator

Authors

Anatoliy A. Isaev — Ph.D., leading engineer of department for innovations and examination; isaeff-oil@yandex.ru
Rustem Sh. Takhautdinov — general director
Vladimir I. Malykhin — chief specialist for innovation activities
Almaz A. Sharifullin — Ph.D., head of department for innovations and examination

RSGGY, Moscow, Russian Federation

Abstract

The article describes the viscometers based on the principle of measuring the ball falling time inside a calibrated tube according to the Höppler method, their disadvantages are also mentioned. Considering the existing shortcomings, a portable field viscometer has been developed at Sheshmaoil Management Company LLC, which has been certified and has successfully passed field tests. A portable viscometer enables product sampling under pressure and measuring the viscosity immediately after sampling. Measurements are carried out after removal of free gas phase from the oil-in-water mixture in order to obtain correct results.

Materials and methods

Field experiments and tests of the portable field viscometer, certification activities

Keywords

viscosity, water-in-oil emulsion, viscometer, measurement technique

Results

A viscometer with a small weight and size has been developed based on the Höppler method, it can be used both in field conditions (fluid sampling at the wellhead, from the cementing unit) and in the laboratory conditions. A viscosity up to 2000 mPa • s can be measured by means of this viscometer. For low fluid viscosity values, inclined calibration tubes can be used to ensure the measurement accuracy. The developed viscometer is used in oil production units of Sheshmaoil Management Company LLC.

Conclusions

1. The designed viscometer enables obtaining the oil/gas/water samples from the well under pressure in the reservoir and measuring the dynamic viscosity on-site by the Höppler method (measuring the falling time of the ball in calibrated tube). During the filling period of device's chamber, free gas is being removed from the upper part of the chamber due to pressure. Oil still retains the residual amount of dissolved gas under the pressure at the sampling point.
2. Viscosity can change between 1.8–2.1%, depending on the inclination of the calibrated tube.

References

1. Patent No.2265204 RF. V*iskozimetr* [Viscometer]. Applied on 14.04.2003. IPC G01 N 11/10.
2. Inventor's certificate No.1746254 USSR. V*iskozimetr* [Viscometer]. Applied on 19.02.1990. IPC G01 N 11/10.
3. Inventor's certificate No.735966 USSR. S*harikovyy viskozimetr* [Falling Ball Viscometer]. Applied on 14.05.1975. IPC G01 N 11/10.

INTECH

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

УДК 622.276

Энергосберегающая нагревательная система для штанговых глубинных насосов

DOI:10.24411/2076-6785-2019-10051

А.М. Насыров
к.т.н., профессор кафедры РЭНГМ[1]
amdakh-nasyrov@rambler.ru

С.Б. Колесова
к.э.н., директор, доцент кафедры РЭНГМ[1]
sbk@udsu.ru

Ю.В. Шляпников
к.т.н., ген. директор[2]
y.shlyapnikov@uds18.ru

Л.И. Локшин
главный инженер[3]
lokshin36@yandex.ru

[1]Институт нефти и газа им. Гуцериева ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», Ижевск, Россия
[2]ООО «УДСнефть», Ижевск, Россия
[3]ООО «Центр инновационных технологий», Пермь, Россия

В нефтяной промышленности в последние годы нашли широкое применение нагревательные кабельные линии (далее — НКЛ) для предупреждения и удаления асфальтосмолистых парафиновых отложений (далее — АСПО) в подъемных трубах штанговых глубинных насосов. Кроме того, НКЛ применяется также при добыче высоковязких нефтей для предупреждения зависания насосных штанг при ходе вниз. НКЛ при этом спускается снаружи насосно-компрессорных труб (далее — НКТ) и прикрепляется к ним металлическими поясками. Такой способ применения НКЛ имеет низкий коэффициент полезного действия, поскольку большая часть тепла затрачивается для нагрева скважины и окружающих пород. Авторами предлагается применять НКЛ внутри полых штанг в интервале от устья до немного ниже глубины отложений АСПО. Причем внутренняя полость полых штанг не используется для подъема нефти. Это обеспечивает создание системы нагрева добываемой нефти штанговым глубинным насосом с высоким коэффициентом полезного действия, а также повышает безопасность монтажа кабеля и функционирования системы

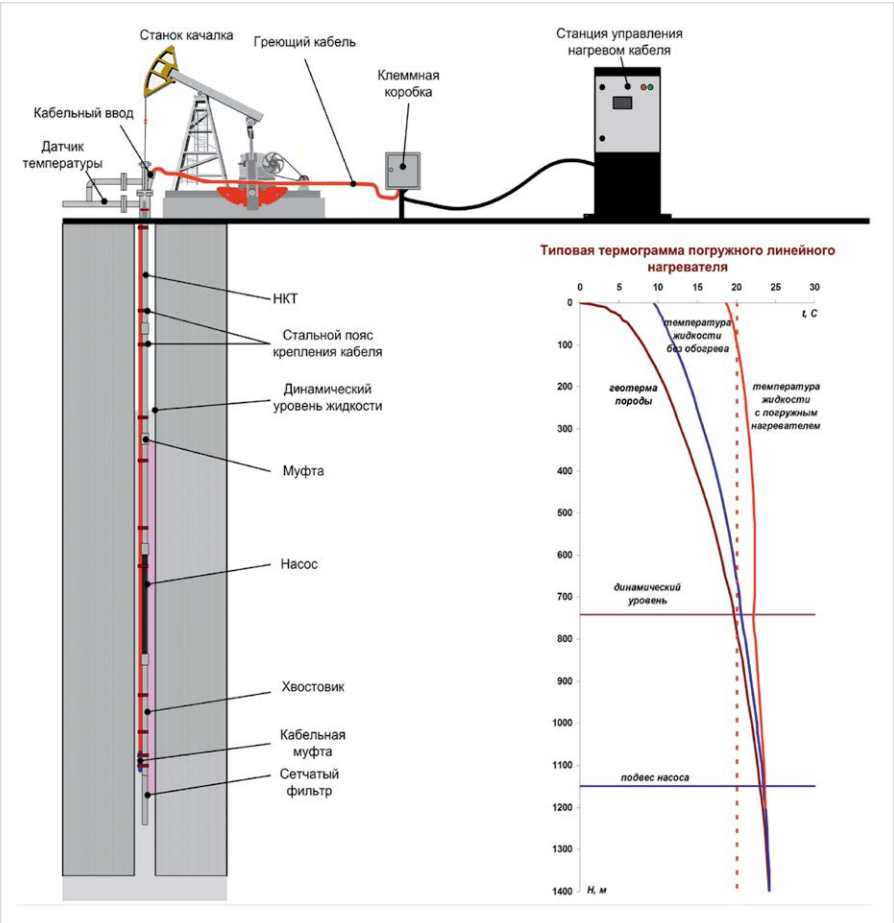


Рис. 1 — Схема применения нагревательных кабельных линий с прикреплением снаружи НКТ. Глубина спуска до приемного фильтра насоса
Fig. 1 — Heating cable line fixed outside of the tubing application diagram. Cable line goes to the pump intake depth

Нагревательные кабельные линии нашли широкое применение в промышленности, особенно, в нефтегазовой отрасли. В частности НКЛ применяется для предупреждения АСПО и газогидратов в скважинах. Применяемая схема использования НКЛ для предупреждения АСПО в скважинных штанговых насосных установках показана на рис. 1 [1]. Электроэнергия от трансформатора передается на станцию управления нагревательной системой, далее — в клеммную коробку, после чего подключается НКЛ. Далее кабель через сальниковое устройство в устьевой арматуре спускается ниже глубины отложений парафина путем закрепления к НКТ металлическими поясками (рис. 2а). Тепло от НК передается через стенки НКТ к добываемой жидкости, тем самым поддерживая температуру добываемой жидкости выше температуры кристаллизации парафина. Недостаток такого способа заключается в том, что большая часть выделяемого тепла расходуется неэффективно: для нагрева самой скважины и окружающей породы, а для нагрева поднимаемой жидкости используется небольшая часть теплоты. Поэтому КПД такой системы колеблется в интервале 0,25–0,3 и менее. Кроме того, при спусконодъемных операциях (далее — СПО) НКТ часто происходит повреждение кабеля, хотя для защиты кабеля применяются специальные протекторы. Все это снижает эффективность использования указанной системы, конкурентоспособность данной технологии предупреждения и удаления отложений парафина. Как пример, потребляемая мощность НКЛ при внедрении на скв. 922 Чутырского месторождения ОАО «Удмуртнефть» показана в таб. 1.

Как видно из таблицы, после установления стабильного режима работы НКЛ потребляемая мощность нагревательной системы составляет в среднем 24 кВт. Это значительная мощность, она сопоставима с потребляемой мощностью станка-качалки.

Для определения коэффициента полезного действия с допустимой для производственных условий точностью выполним расчет теоретически необходимой мощности, используя уравнение теплового баланса:

$$Q=m\cdot C\cdot\Delta T,$$

где

Q — количество теплоты, необходимое для

Материалы и методы
На основе анализа промысловых данных, инженерных расчетов технологического процесса и свойств материалов оборудования.

Ключевые слова
нагревательная система, нагревательные кабельные линии, насосно компрессорные трубы, коэффициент полезного действия, асфальто-смолистые парафиновые отложения, высоковязкие нефти

нагрева суточной массы добычи жидкости, ккал;

m — масса суточной добычи жидкости, кг, m = 15 000 кг;

C — теплоемкость жидкости, ккал/кг·град, C = 0,95 ккал/кг·град;

ΔT — среднее увеличение температуры жидкости в НКТ при нагреве, град, ΔT = 9 град.

После вычислений получаем при этом:

$Q = 128{,}25 \cdot 10^3$ ккал.

Учитывая, что 1 ккал·час = 0,001163кВт, часовая потребляемая мощность составит:

$M = 128{,}25 \cdot 10^3 \cdot 0{,}001163 : 24 = 6{,}2$ кВт.

КПД нагревательной системы на скважине 922 Чутырского месторождения составляет:

$\acute{\eta} = 6{,}2$ кВт:24кВт = 0,258.

$\acute{\eta} = 0{,}258$ — очень низкий КПД.

Для повышения КПД нагревательной системы предлагались различные технические решения.

Известны способ и устройство нагрева нефтедобывающей скважины со штанговым глубинным насосом где нагревательный кабель спускается до штока глубинного насоса внутри полых насосных штанг [2]. Полые штанги заполняются диэлектрической и термопроводящей жидкостью, уровень которой поддерживают на конце верхней части колонны полых штанг. Полые штанги и нагревательный кабель подвешиваются к траверсе канатной подвески станка-качалки (СК) автономно, причем ввод кабеля сверху полой штанги производится без герметичного сальника. Подвод кабеля к траверсе выполняется, минуя головки балансира станка-качалки. Электроэнергия к нагревательному кабелю от источника передается через станцию управления и клеммную коробку.

Недостатком такого устройства является то, что герметичные полые штанги спускаются до насоса независимо от интервала кристаллизации парафина. При добыче высоковязкой нефти или эмульсии в случае периодического включения НКЛ это приводит к «зависанию» штанг при ходе вниз (т.е. отставание штанг от хода головки балансира), что означает аварийную ситуацию. Кроме того, полые штанги заполняются диэлектрической и термопроводящей жидкостью, уровень которой поддерживают до конца верхней штанги. Этот процесс не технологичен, требует много времени для выполнения. Подъем полых штанг производится с жидкостью, что недопустимо по требованиям промышленной безопасности.

Кроме того, боковой подвод кабеля к траверсе минуя головки балансира приводит к циклическим изгибам большой амплитуды значительной длины кабеля. Это снижает безопасность работы системы и ускоряет потерю работоспособности кабеля. Все эти причины привели к невозможности применения патента №2280153 в реальных условиях.

Авторами разработана оптимальная конструкция нагревательной системы, снижающая трудоемкость монтажа, повышающая КПД, межремонтный период работы скважины и безопасность обслуживания. Цель достигается тем, что в эксплуатационную колонну 1 (рис. 3) спускается на НКТ 2 глубинный насос 3, плунжер которого соединен с монолитными насосными штангами 4, верхний конец которых не достигает до глубины кристаллизации парафина на 80–120 м. Выше монолитных штанг на 15–20 метров в скважину спускается нагревательный кабель 5 внутри полых штанг 6. Полые штанги нижним концом соединены с монолитными штангами 4, а сверху подвешиваются на траверсе 18 с помощью корпуса сальника 17. Нижняя полая штанга и предпоследняя верхняя штанга имеют свободное сообщение с внутренним пространством НКТ. На крышке 16 сальника 17 с помощью зажима 14 подвешивается нагревательный кабель, ввод которого в полые штанги герметизируется в сальнике 17. Выше зажима 14 на расстоянии 0,8–1,0 метр выполняется переход 9 от нагревательного кабеля 5 на силовой бронированный кабель 10, который имеет большую гибкость по сравнению с НК. Для обеспечения безопасной эксплуатации и минимального циклического изгиба при возвратно-поступательном движении полых штанг силовой кабель последовательно без натяга крепится к головке балансира станка-качалки 11, далее вдоль балансира до опорного подшипника, после этого спускается вниз до клеммной коробки 12, где соединяется с источником питания от станции управления13. При этом силовой кабель 10 подвергается незначительному изгибу около опорного подшипника балансира СК при качании головки балансира. Практика применения такой конструкции кабельной системы показала рациональность.

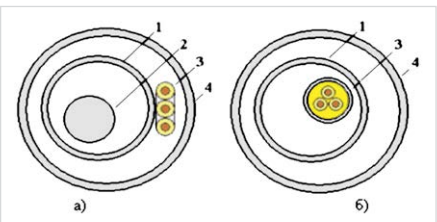


Рис. 2 — Существующая схема расположения НКЛ внутри скважины для ШГН (а) и для ЭЦН (б): 1 — НКТ; 2 — насосные штанги; 3 — нагревательный кабель; 4 — эксплуатационная колонна
Fig. 2 — Existing scheme of heating cable placement inside the well for the sucker rod pumping unit (a) and for the electric submersible pumping unit (b): 1 — Tubing string; 2 — sucker rods; 3 — heating cable; 4 — tubing

Отработанное время, сут.	Температура жилы, ^{0}C	Температура жидкости на устье, ^{0}C	Средняя потребляемая мощность, кВт
2	89	26,4	33
3	88,4	28	33,1
8	87,3	25,6	30,4
15	88,4	29,2	32,2
23	88,8	28,2	33,1
27	85,3	27,3	23,9
31	87	25,4	23,7
45	85,2	25,1	24,1
60	86,6	24,5	24,0

Таб. 1 — Потребляемая мощность нагревательной кабельной линии на скважине №922 Чутырского месторождения ОАО «Удмуртнефть» при выводе на режим предупреждения отложений
Tab. 1 — Power consumption of the heating cable line at well No.922 of the Chutyrskoye field of OJSC "Udmurtneft" when entering the sediment warning mode

Монтаж нагревательной системы производится по следующей схеме. Вначале на расчетную глубину спускается цилиндр насоса на НКТ. Потом спускается плунжер сначала на обычных монолитных штангах, затем полые штанги на глубину начала кристаллизации парафина плюс 80–120 метров. Переход от обычных штанг к полым производится переводной муфтой 19. То, что нижняя полая штанга и предпоследняя верхняя имеют отверстия для сообщения внутреннего пространства полых штанг с НКТ, позволяет заполнять полые штанги 6 жидкостью при спуске в скважину и сливать жидкость при подъеме, что очень важно при СПО. Самая верхняя полая штанга играет роль устьевого полированного штока, пропускается через сальник 8, установленного на планшайбе 7 устьевой арматуры. К верхнему концу полой штанги на резьбе закручивается корпус сальника 17 для герметизации кабеля 5. Корпус сальника 17 поддерживает колонну полых штанг 6 на траверсе 18 канатной подвески 15. Нагревательный кабель 5 спускается на глубину меньше глубины полых штанг 6 на 15- 20 метров и подвешивается на зажиме 14 на крышке 16 сальника 17 полых штанг. Сальник препятствует выходу скважинных флюидов в атмосферу.

Нагревательная система может работать в двух режимах: в режиме предупреждения отложений парафина или в режиме удаления отложений парафина. В первом случае НК находится постоянно под напряжением, и температура добываемой жидкости на устье поддерживается постоянно на 4–5 градусов выше температуры кристаллизации АСПО (парафина). При этом температура нагрева НК небольшая, подбирается эмпирическим путем.

В режиме удаления НК подключается через определенное время — 4–7 суток. При этом температура НК достигает 90 градусов в зависимости от характеристики кабеля. Температура же добываемой жидкости на устье достигается 60 градусов и более, т.е. выше температуры плавления АСПО.

На практике преимущественно применяют первый вариант, поскольку нагретая скважинная жидкость имеет меньшую вязкость, уменьшает нагрузку на головку балансира и предохраняет штанги от зависания.

КПД такого нагревательного устройства в два и более раз больше, чем при применении кабеля снаружи НКТ [1]. Свободное сообщение внутреннего пространства полых штанг с НКТ, а также ступенчатое применение штанг упрощают монтаж нагревательной системы, снижают вероятность зависания штанг. Внутренняя полость полых штанг используются не для подъема жидкости, а для защиты НК, что позволяет применять малые диаметры полых штанг.

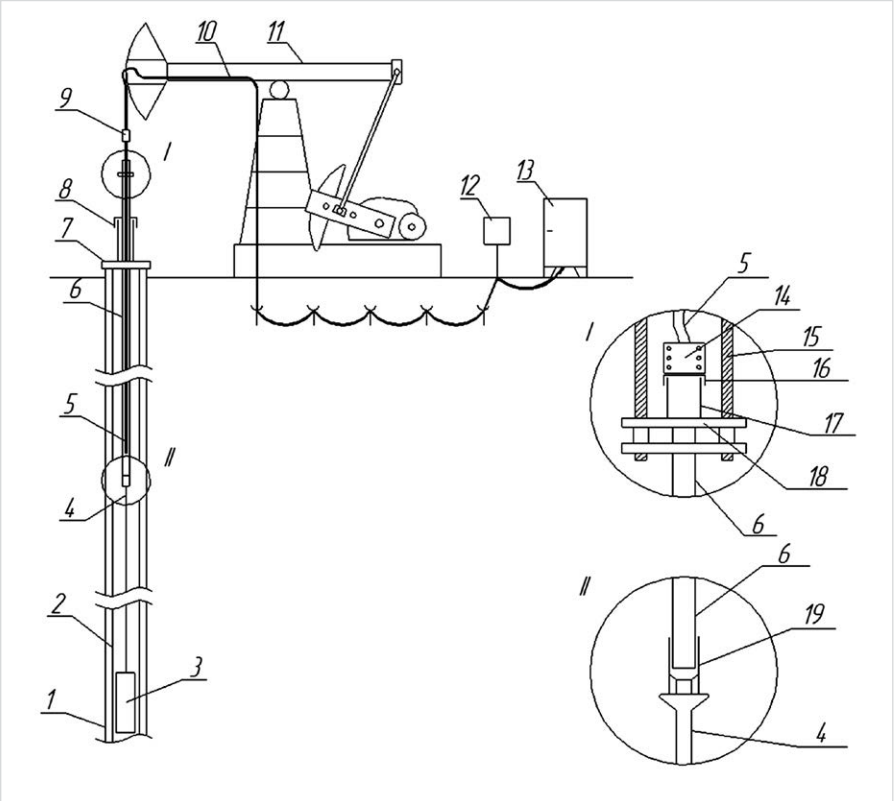


Рис. 3 — Схема нагревательной системы с использованием полых штанг для спуска кабеля
Fig. 3 — Scheme of the heating system based on positioning the heating cable inside the hollow sucker rods

Проведение кабеля по элементам конструкции СК позволяет обеспечить безопасность эксплуатации кабеля и незначительный изгиб его при работе качалки.

Итоги.

Выполнен анализ энергоэффективности существующих способов использования НКЛ в скважинах для нагрева поднимаемой из пласта жидкости, изложены недостатки. Предложен способ применения НКЛ для ШГН в целях предупреждения АСПО или снижения вязкости нефти с существенным улучшением энергетических характеристик и безопасности эксплуатации.

Выводы

1. В скважинах, при малых межоперационных периодах по удалению АСПО, а также в условиях расположения скважин в труднодоступных для автотранспорта местах, нашли применение нагревательные кабельные линии, спускаемые в скважину.
2. Недостатками существующей системы применения НКЛ для ШГН являются высокое энергопотребление из-за низкого КПД и частая повреждаемость кабеля при спуско-подъемных операциях НКТ.
3.Предлагаемый способ применения полых штанг для спуска НКЛ обеспечивает высокий КПД нагревательной системы и значительно снижает механической повреждаемости кабеля.

Литература.

1. Патент №RU66843U1. Кабельная линия, приоритет от 07.05.2007, кл. H01B 7/18, E21B 37/00.
2. Патент №2280153. Способ и устройство нагрева нефтедобывающей скважины со штанговым глубинным насосом, приоритет от 11.02.2005, кл. E21B 43/24, 37/00, 36/04.
3. Галикеев И.А., Насыров В.А., Насыров А.М. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях. Москва- Вологда, «Инфра-Инженерия», 2019. 356 с.

UDC 622.276

Reducing the effect of free gas on the operation of pumping equipment

Authors
Amdakh M. Nasyrov — Ph.D., professor[1]; amdakh-nasyrov@rambler.ru
Svetlana B. Kolesova — Ph.D., director, associate professor[1]; sbk@udsu.ru
Yuriy V. Shlyapnikov — Ph.D., CEO[2]; y.shlyapnikov@uds18.ru
Lev I. Lokshin — chief engineer[3]; lokshin36@yandex.ru

[2]"UDS OIL" LLC, Izhevsk, Russian Federation
[3]"Center of innovation technologies", Perm, Russian Federation

Abstract
Over the last years heating cable systems have become widely used in the oil and gas industry for the prevention and control of asphalt, resin and paraffin deposits in the tubing. In addition, heating cables are being used during the production of high-viscosity oils to prevent the sucker rods from sticking during the down-stroke. In this case the heating cable line is lowered into the well on the exterior of the oil-well tubing and is fastened to the tubing by clamps. This method of the heating cable application has a low efficiency factor because a significant part of the produced heat is absorbed by the well and the surrounding rock. The authors propose an implementation of heating cable lines inside of hollow sucker rods on the interval from the wellhead till the end of the asphalt, resin and paraffin deposition zone. It is worth noting that the inner space of sucker rods is not used for oil lifting. This provides the realization of an oil heating sucker rod pumping system with a high efficiency factor. Additionally, it improves the safety of the cable installation operations and the whole system operation.

Materials and methods
Based on the analysis of industrial data, engineering calculations of the technological processes and equipment material properties.

Keywords
heating system, heating cable line, tubing, efficiency factor, asphalt, resin and paraffin deposits, high-viscosity oil

Results
An analysis of the existing methods of heating cable systems application in oil wells for heating the produced fluid has been carried out, the drawbacks have been highlighted.
A heating cable systems application method for sucker rod pumping systems has been proposed. This method can be used for prevention of asphalt, resin and paraffin deposits and produced oil viscosity reduction with a significant improvement the energy characteristic and the pumping system operating safety.

Conclusions
1. Heating cable systems have found practical use in wells with a low deposit removal interoperation period and in wells situated in hard-to-reach places.
2. The drawbacks of the current heating cable systems implications are related to high energy consumption due to low efficiency and a high cable damage rate during round-trip operations.
3. The proposed method of hollow sucker rods application for the heating cable system provides a high efficiency factor and significantly reduces the risks of mechanical damage.

References
References
1. Patent №RU66843U1. Kabel'naya liniya [Cable line]. Priority from 07.05.2007, kl. H01B 7/18, E21B 37/00.
2. Patent №2280153. Sposob i ustroystvo nagreva neftedobyvayushchey skvazhiny so shtangovym glubinnym nasosom [Heating method and device for oil production wells provided with sucker-rod pumping system]. Priority from 11.02.2005, kl. E21B 43/24, 37/00, 36/04.
Galikeev I.A., Nasyrov V.A., Nasyrov A.M. E*kspluatatsiya mestorozhdeniy nefti v oslozhnennykh usloviyakh* [Exploitation of oil fields in abnormal operating conditions]. Moscow-Vologda: Infra-Inzheneriya, 2019, 356 p.

Системы измерительные ИГЛА предназначены для измерения уровня, температуры, плотности нефтепродуктов, уровня подтоварной воды, объема и массы нефтепродуктов

СИ ИГЛА обеспечивает оптимальный выбор решений как для небольших АЗС, так и измерения запасов нефтепродуктов для нефтебаз с десятками резервуаров.

Технологии СИ ИГЛА охватывают широкий диапазон использования емкостных уровнемеров от стационарных объектов (АЗС, НБ) до измерения массы нефтепродуктов на баках тепловозов, судов и емкостях бензовозов.

Конструкция датчика уровня не имеет движущихся частей (в уровнемерах нет поплавков), что делает ее очень надежной и позволяет не обслуживать датчик уровня при эксплуатации в обычных условиях. А емкостной принцип измерения делает уровнемеры СИ ИГЛА единственными уровнемерами, которые могут контролировать наличие расслоение топлива и определять грязь/ржавчину в топливе, в нижней части резервуаров.

Измерение уровня выполняется всегда от дна резервуара, т.к. уровнемеры СИ ИГЛА жестко стоят на дне резервуара и не связаны жестко с его крышей, что полностью соответствует методике измерений в Правилах эксплуатации резервуаров.

Датчики плотности СИ ИГЛА имеют компактный размер и единый диапазон измерения для светлых нефтепродуктов.

Аппаратура системы успешно работает в самых жестких условиях различных климатических регионов, в том числе на нефтебазах Чукотки (г. Певек, г. Анадырь), Якутии (г. Мирный), Ямале (г. Надым), южных регионах РК (г. Алматы, г. Шымкент).

СИ ИГЛА имеет сертификат соответствия ТР ТС 12/2011 и внесена в Государственный реестр средств измерений под №22495-12.

УДК 622.276

Термогазовый метод воздействия на пласт и возможности его применения на месторождениях вязких нефтей Удмуртии

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10047

М.Д. Миняев
аспирант кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»
mar.m92@yandex.ru

Институт нефти и газа им. Гуцериева, УдГУ, Ижевск, Россия

В данной статье приводится анализ применения термогазового метода воздействия на месторождениях легких нефтей в Западной Сибири. Эта проблема является актуальной и для месторождений, нефти которых характеризуются повышенной вязкостью. Данные углеводороды характеризуются битуминозным составом и расположены в основном в малопроницаемых породах. Стоит отметить, что мировые ресурсы таких нефтей значительно превышают запасы нефтей с низкой вязкостью. В статье приводится информация о географическом положении и геологическом строении месторождений.
Согласно данным, полученным в ходе исследований, установлено, что данный метод является весьма привлекательным с точки зрения доступности и экономической эффективности.
Сущность этого метода состоит в закачке воздуха с помощью специальных компрессорных установок, которые размещаются в скважине. Данный метод позволяет проводить добычу нефти в коллекторах, имеющих сложное геологическое строение. Описаны положительные и отрицательные качества данного метода. Показано перспективное применение нанотехнологий при использовании термогазового метода (нанопокрытия и нанотехнологические мероприятия увеличения нефтеотдачи).
Статья представляет собой обобщение полученных ранее результатов в области развития термогазового метода, а также

В настоящее время становится актуальной добыча нефтей, содержащих высоковязкие смолисто-асфальтеновые компоненты. Данные углеводороды в основном состоят из битуминозных вязких нефтей и находятся в основном в малопроницаемых коллекторах и в коллекторах с небольшой нефтенасыщенной толщиной.

Мировые ресурсы тяжелых и битуминозных нефтей значительно превышают запасы легких нефтей и оцениваются в количестве 750 млрд т. Наиболее крупными запасами располагают Канада (386 млрд т, из которых 25 млрд т извлекаемые) и Венесуэла (335 млрд т, из них 70 млрд т извлекаемые), значительные запасы также имеют Мексика, США, Россия, Кувейт и Китай.

На территории Российской Федерации основная часть ресурсов тяжелых нефтей и природных битумов приурочена к месторождениям Волго-Уральской, Тимано-Печорской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций, их геологические ресурсы по разным оценкам составляют 30–75 млрд т. Вопрос освоения ресурсов таких нефтей особенно актуален сейчас, в связи со снижением в последнее время объемов прироста запасов кондиционных нефтей.

Тяжелые нефти и природные битумы характеризуются высоким содержанием ароматических углеводородов, смолисто-асфальтеновых веществ, высоким содержанием металлов и сернистых соединений, большими значениями плотности и вязкости, повышенной коксуемостью, что приводит к высокой себестоимости добычи, практически невозможной транспортировке по существующим нефтепроводам и нерентабельной, по классическим схемам, нефтепереработке [1].

Согласно данным, полученным в работе [2], установлено, что газовые методы увеличения нефтеизвлечения по характеристикам коллекторов, условиям их залегания и достигаемым результатам (прирост КИН) могут быть оценены как весьма привлекательные, причем, в большей степени это касается закачки углеводородных газов. Средний прирост КИН составил 43% и 87%, соответственно, при закачке СО2 и УВ газов. Однако, более высокие вязкости нефтей залежей карбона могут быть критическим фактором для их прямого применения.

Для добычи данного типа нефтей в основном применяются тепловые методы и их модификации с закачкой полимерных агентов и растворителей, а также термогазовые методы. Последние применяются в основном на месторождениях Западной Сибири. По сравнению с легкодоступными нефтями, для их добычи, транспорта и подготовки необходимо оборудование, способное снизить вязкость и удалить нежелательные компоненты, которые препятствуют нормальному прохождению нефти по нефтеперекачивающим трубопроводам. Немаловажным является создание эффективного обустройства месторождения, которое бы обеспечивало на протяжении всего периода освоения запасов рациональную добычу в соответствие с установленными нормами.

На сегодняшний день одним из наиболее перспективных методов увеличения нефтеотдачи является термогазовый метод (далее — ТГВ). Данный метод основан на закачке воздуха и его трансформации в высокоэффективные смешивающиеся (частично или полностью) с нефтью вытесняющие агенты за счет внутрипластовых

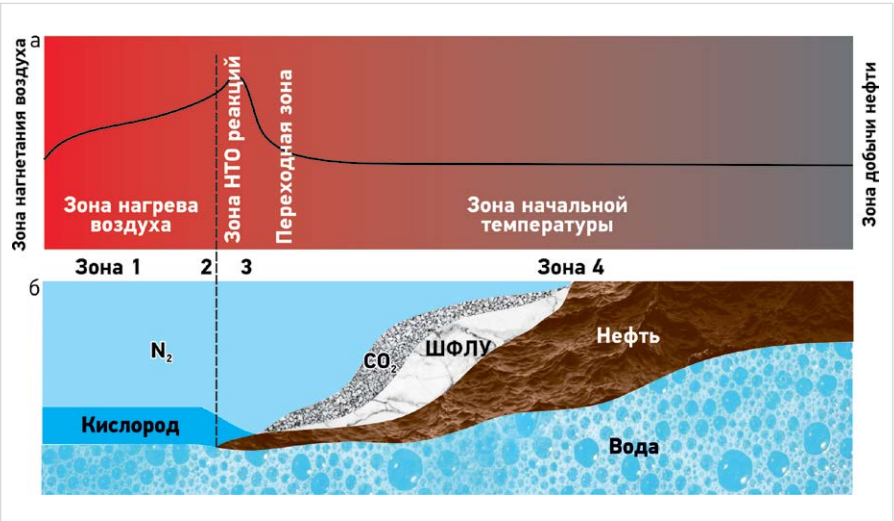


Рис. 1 — Механизм вытеснения нефти при термогазовом воздействии
Fig. 1 — Oil displacement`s mechanism at the thermogas exposure

предложено применение данного метода на месторождениях Удмуртии.

Материалы и методы
На основе анализа литературных источников, обобщения и систематизации научных данных.

Ключевые слова
высоковязкие нефти, прирост КИН, термогазовый метод, термогазохимическое воздействие, нанотехнологии, месторождения Удмуртии

окислительных и термодинамических процессов. Метод был предложен в 1971 г. и основан на обобщении многочисленных лабораторных исследований и промысловой реализации внутрипластовых окислительных процессов (рис. 1)

Агенты (воздух и вода), закачиваемые в пласт, являются широкодоступными, а, следовательно, и дешевыми и используют важную энергетическую особенность большинства месторождений (особенно Западной Сибири), которые характеризуются не только высоким пластовым давлением, но и повышенными пластовыми температурами, свыше 65°С и более. Такие температуры при закачке воздуха в результате высокой скорости процесса расходования кислорода воздуха на окисление гарантируют безопасное ведение процесса и обеспечивают внутрипластовую генерацию высокоэффективного вытесняющего газового агента, обеспечивающего кардинальный прирост нефтеотдачи. [3]

Стоит отметить, что данный метод характеризуется выделением вытесняющих агентов в виде углекислого газа (CO_2) и азота. С целью предотвращения негативного воздействия на экологию данных компонентов попутного нефтяного газа (далее — ПНГ) следует использовать средства контроля — датчики-газоанализаторы, автоматические задвижки и т.п. [4]

Также одним из факторов, сдерживающих применение данного метода является возникновение взрывоопасных смесей, возникающих при взаимодействии кислорода и нефти, находящихся в пласте. Согласно нормативным документам [5], необходимо предусматривать систематический контроль газовоздушной среды в процессе работы.

Продуктивные отложения коллекторов Баженовской свиты имеют сложное литологическое строение и вещественный состав, и представляют особую сложность при разработке зон пласта-коллектора. Коллекторами нефти служат листовые и тонколистовые битуминозные глины, которые были названы «баженитами», представляющие собой микролинзовидное неравномерное переслаивание глинистых слойков с органическим веществом или нефтью.

Гидродинамически связанные между собой пропластки и другие формы коллектора образуют отдельные продуктивные объемы, или «линзы».

Протяженность промышленно продуктивных нефтеносных линз может достигать 1,0–1,5 км, а их наиболее вероятная толщина — 3–5 м. Вся система трещин в каждой линзе гидродинамически связана и по ней возможна фильтрация нефти [6].

В работе [7] был проведен анализ геологического строения Баженовской свиты и было установлено, что скорость процесса окисления в глинистых и карбонатных коллекторах существенно различается. Низкая проницаемость матричной породы не позволяет в полном объеме обеспечить контакт кислорода воздуха с органическим веществом, соответственно окисление при внутрипластовом горении будет происходить только на границе глинистых пород, если дополнительно не будет осуществлено воздействие на матрицу для создания в ней сети новых трещин и каналов.

В целом, обобщение результатов опытно-промышленного опробования ТГВ показывает следующее:

- ТГВ является наиболее эффективным из всех термических методов;
- в большинстве случаев его опробование оказалось технически осуществимым и экономически прибыльным;
- закачиваемый агент (воздух) доступен и дешев;
- при ТГВ обеспечивается высокий коэффициент вытеснения;
- ТГВ может быть применено при геолого-технологических условиях, в которых наводнение или закачка пара неэффективны;
- ТГВ применимо в случае низкопроницаемых пород;
- увеличение нефтеотдачи может быть получено и в случае применения ТГВ с начала разработки, и после окончания естественного режима истощения, и после заводнения;
- закачка воздуха (ТГВ) на карбонатных месторождениях легкой нефти технически осуществима и экономически выгодна;
- рост КИН составляет порядка 0,15–0,17;
- прибыльность проектов во многом обусловлена добычей газоконденсата, образовавшегося in-situ при реакциях окисления пластовой нефти;
- закачка воздуха позволяет поддержать пластовое давление, причем стоимость воздуха при этом много ниже, чем азота или двуокиси углерода; кроме того, этому же способствует появление в пласте газов горения;

Также одним из важных факторов является экономическая рентабельность данного метода по сравнению с закачкой попутного газа, поскольку для его осуществления не нужно использовать дорогостоящие установки по подготовке и компримированию ПНГ. Следует учитывать, что закачка попутного газа в залежи высоковязкой нефти, как известно, не очень эффективна, вследствие его преждевременного прорыва в эксплуатационные скважины [8].

Однако существует несколько технических трудностей:

- проблема сжатия до высокого давления и закачки в глубокозалегающий пласт больших объемов воздуха, что приводит к существенным капитальным и операционным затратам (затраты на энергию для компрессоров);
- сложность безопасного обслуживания мощных компрессоров;
- компрессирование воздуха, особенно до больших давлений, может быть достаточно дорогостоящей операцией;
- возможность прорыва воздуха в добывающую скважину при неполном его использовании в процессе окисления;
- необходимость утилизации газов горения, извлекаемых совместно с нефтью;
- необходимость (в той или иной степени) выделения конденсата (ШФЛУ), образовавшегося в пласте и добываемого совместно с газами и нефтью [9].

Также стоит отметить, что при большом расходе чистого воздуха происходят

значительные выбросы CO2 в атмосферу, что является отрицательным фактором с точки зрения экологии [10].

В качестве модернизации данного метода появились технологии, совмещающие сочетания термогазового и химического воздействия. [11] Термогазохимическое воздействие на ПЗП заключается в сжигании на забое скважин порохового заряда, который спускается на электрокабеле. Это так называемый «щадящий» метод для скважины в целом, по сравнению с разрывом пласта, он неэффективен в пластах с ухудшенными коллекторскими свойствами. Время сгорания регулируется и может длиться от нескольких минут до долей секунд. Интенсивность процесса изменяется также в зависимости от массы сжигаемого заряда (от 20 до 500 кг). При быстром сгорании порохового заряда (0,01–1 с.) на локальном участке в ПЗП создается высокое давление (100–250 МПа). Под действием этого в породе возникают аномальные напряжения, приводящие к необратимым деформациям, и начинается механическое воздействие на пласт, которое приводит к образованию в нем новых трещин и расширению существующих под действием давления пороховых газов. Обработки проводятся обычно без пакера. Процесс включает в себя термогазохимическое и депрессионное воздействия.

Можно привести результаты 4-летнего периода проведения опытных работ по закачке воздуха в нагнетательную скважину на Средне-Назымском месторождении, основными из которых являются [12]:

1. Положительным следствием закачки воздуха и воды является восстановление пластового давления в короткое время до 200–250 атм. При реализации естественного режима пластовое давление крайне быстро снижалось и, соответственно, наблюдалось снижение дебитов всех добывающих скважин.

2. Накопленное значение воздухо-нефтяного отношения составляет примерно 212 нм3/т, что кратно ниже, чем результаты термогазового воздействия на месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами в США. Такое низкое значение может быть объяснено, во-первых, дополнительным извлечением нефти из керогена, а также, возможно, из недренированных зон и, во-вторых, ускоренным формированием эффективного смешивающегося вытеснения. Согласно оценкам, в результате успешной реализации термогазового способа разработки на Средне-Назымском месторождении возможно достижение нефтеотдачи порядка 30–40%.

Также, для улучшения данного метода можно предложить использование активно развивающихся нанотехнологий, способных производить вытеснение нефти в пористых средах на наноуровне. Данные технологии были причислены к нанотехнологическим мероприятиям увеличения нефтеотдачи (далее — НТМУН). К НТМУН относятся технологии, основанные, в первую очередь, на регулировании зарядовых взаимодействий, технологии регулирования смачиваемости, состояния глин, межфазного массообмена. К НТМУН также относятся технологии регулирования толщины пленок жидкостей на поверхности пород, химического состава подаваемых в скважины воды и других агентов, термотехнологии, биотехнологии, технологии на основе применения физических полей, а также технологии, использующие наноразмерные материалы [13].

Так как пласты баженовской свиты залегают довольно глубоко, то при их разработке могут возникнуть трудности с нарушением герметичности цементного кольца, что приводит к различного рода осложнениям – преждевременному попаданию подошвенных вод, газо-водо-нефтеперетокам, образованию грифонов, загрязнению горизонтов с пресной водой и т.п. С целью уменьшения влияния неприятных факторов на формирование цементного камня можно использовать воздействие магнитного поля, увеличивающего количество центров кристаллизации в растворе.

Обычно термогазовые технологии рекомендуется использовать в условиях пластов с высокими пластовыми температурами и маловязкой нефтью. Высокие пластовые температуры (более 60–70°C) требуются для того, чтобы процесс автоокисления нефти в пласте кислородом воздуха начался самопроизвольно.

Но в работе [14] были проведены исследования, позволяющие судить о том, что метод термогазового воздействия применим в перспективе и к нефтям высокой вязкости. Было выявлено, что при автоокислении тяжелой нефти кислородом наблюдается два этапа реакции: начальный, когда поглощение кислорода происходит за счет молекулярной реакции окисления легкоокисляющихся компонентов нефти, и основной, подобный радикально — цепному автоокислению углеводородов.

Также, на основании работы [15] можно сделать вывод, что эффективность внедрения данного метода является экономически более выгодной, по сравнению с разработкой участка на естественном режиме. Анализ разработки моделируемого участка залежи баженовской свиты на естественном режиме показал низкую технологическую эффективность данного режима разработки, дебиты скважин быстро падают, и достигаемое нефтеизвлечение не превышает нескольких процентов.

Кинетические закономерности поглощения кислорода и образования оксидов углерода, а также реакционная способность тяжелой нефти в реакции автоокисления близка к кинетическим закономерностям и реакционной способности легкой нефти. Для запуска реакции автоокисления тяжелой нефти целесообразно прогреть призабойную зону пласта до температуры около 70°C.

Были также проанализированы результаты работ, полученные при использовании внутрипластового горения на месторождениях республики Татарстан [16]. В ходе выполнения данных работ вследствие повышения газового фактора и усиления износа оборудования был снижен коэффициент эксплуатации скважин. Также одним из препятствий во время отбора и подготовки нефти послужило повышенное содержание солей и остаточной воды после добычи нефти. Эти факторы следует учитывать при добыче высоковязкой нефти на месторождениях Удмуртии.

Добываемые нефти Удмуртской республики в основном имеют высокую (>30 мПа·с) и повышенную (от 10 до 30 мПа·с) вязкость. Последние составляют 41,4%. Повышенная вязкость нефти обусловлена большим содержанием асфальтосмолистых и парафиновых углеводородных соединений. Содержание парафина по различным месторождениям изменяется от 1,7 до 5,05%. Наибольшая вязкость наблюдается на Мишкинском (турнейский ярус) и Гремихинском месторождениях, здесь она превышает 75 мПа·с.

Также установлено, что породы, слагающие удмуртские месторождения, являются неоднородными по строению, образованы карбонатными и терригенными отложениями, характеризующиеся низкими фильтрационными свойствами (проницаемостью 0,05–0,3 мкм2, пористостью 8–23%) и имеющими высокую послойную и зональную неоднородность [17].

Выводы

Было установлено, что метод термогазового воздействия является достаточно перспективным и экономически более выгодным по сравнению с базовыми методами и может быть применим не только для извлечения легких нефтей баженовской свиты, но и также может быть исследован для возможного применения на месторождениях вязкой нефти Удмуртской республики.

Литература

1. Башкирцева Н.Ю., Петров С.М., Халикова Д.А. Обзор перспективных технологий переработки тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов. Вестник Казанского технологического университета. 2013. Т.16. №3. С. 217–221.
2. Дияшев Р.Н. О тенденциях применения МУН в мире: уроки для использования при добыче высоковязких и тяжелых нефтей карбона на землях Татарстана // Георесурсы. 2008. Т.27. №4. С.42–46.
3. Боксерман А.А. Термогазовый метод увеличения нефтеотдачи // Георесурсы. 2007. №3. С.18–20.
4. Хавкин А.Я. Проектирование разработки залежи нефти баженовской свиты Салымского месторождения. М.: ВНИИОЭНГ, 1992, 84 с.
5. Гришин П.А., Никитина Е.А., Толоконских С.И. Особенности теплового воздействия на керогенсодержащую породу баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. 2017. №2. С. 68–71.
6. Афанаскин И.В., Бетелин В.Б., Вольпин С.Г., Королёв А.В., Кац Р.М., Юдин В.А. Создание отечественного термогидросимулятора — необходимый этап освоения нетрадиционных залежей углеводородов России. М.: ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН, 2015. 206 с.
7. Горшков А.М., Султанова К.С. Экологические аспекты при разработке нетрадиционных ресурсов углеводородов в России и за рубежом // Всероссийская научная студенческая конференция. Томск, 2015.

8. Кокарев М.О., Мирский А.В. Разработка технологии повышения нефтеотдачи пластов на поздней стадии эксплуатации месторождения. Международная научно-практическая конференция «Булатовские чтения». Краснодар, 2017.
9. Хавкин А.Я. Наноявления и нанотехнологии в добыче нефти и газа // М.–Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2010. 692 с.
10. Хавкин А.Я. Нанотехнологии в добыче нефти и газа. М.: Нефть и газ, 2016. 358 с.
11. Зобов П.М., Хлебников В.Н. и др. Моделирование химических стадий термогазового воздействия на вязкую нефть пластов ПК сеноманского горизонта // Башкирский химический журнал. 2012. Т.19. №3. С. 12–16.
12. Игнатова К.П., Щеколдин К.А. Анализ технико-экономической эффективности термогазового воздействия на залежи баженовской свиты // Территория Нефтегаз. 2012. №10. С. 44–47.
13. Муслимов Р.Х., Мусин М.М., Мусин К.М. Опыт применения тепловых методов разработки на нефтяных месторождениях Татарстана. Казань: Новое Знание, 2000. 226 с.
14. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Новые технологии повышения добычи нефти. Самара: Самарское книжное издательство, 1998. 368 с.

UDC 622.276

Thermal and gas method of influence on the formation and possibility of its application at deposits of viscous oils Udmurtia

Authors
Marat D. Minyaev — postgraduate student development and exploitation of oil and gas deposits department; mar.m92@yandex.ru

IOaG, Udmurt State University, Izhevsk, Russian Federation

Abstract
This article gives analysis of impact of thermal gas method on light oil fields in West Siberia. This problem is relevant for oil fields with high viscosity. These hydrocarbons are characterized by bituminous composition and located mainly in tight rock formations. It should be noted that the world resources of such oils significantly exceed the reserves of low viscosity oils. The article gives information on the geographical location and geological structure of the fields.
According to research data, this method is very attractive in terms of accessibility and economic efficiency.
The essence of this method consists of the air injection via special compressor units placed in the well. This method allows to extract oil in reservoirs with a complex geological structure. There are positive and negative qualities of this method. Perspective use of nanotechnology displays in using the thermogas method (nanocoatings and nanotechnological measures of increasing oil recovery).
The article is represents generalization previously obtained results in development of thermal gas method and suggests the applying this method in the fields of Udmurtia.

Materials and methods
Based on the analysis of literary sources, generalization and systematization of scientific data.

Keywords
high viscosity oils, growth ORF, thermal gas method, thermo gas chemical impact, nanotechnology, deposits of Udmurtiae

Conclusions
It was found that the method of thermal gas impact is rather perspective and more economically effective in comparison with basic methods and maybe applicable not only for the extraction of light oils the Bazhenov formation but also it can be investigated for possible application on fields of viscous oil of the Udmurt Republic.

References
1. Bashkirtseva N.Yu., Petrov S.M., Khalikova D.A. O*bzor perspektivnykh tekhnologiy pererabotki tyazhelykh vysokovyazkikh neftey i prirodnykh bitumov* [Review of promising high-tech processing of heavy oil and natural bitumen]. Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta, 2013, v.16, issue 3, pp. 217–221.
2. Diyashev R.N. O *tendentsiyakh primeneniya MUN v mire: uroki dlya ispol'zovaniya pri dobyche vysokovyazkikh i tyazhelykh neftey karbona na zemlyakh Tatarstana* [EOR trends in the modern world: lessons to learn for producing Carboniferous high-viscosity and heavyoils in Tatarstan]. Georesursy, 2008, v. 27, issue 4, pp. 42–46.
3. Bokserman A. A. *Termogazovyy metod uvelicheniya nefteotdachi* [Thermogas method of enhanced oil recovery]. Georesursy, 2007, issue 3, pp.18–20.
4. Khavkin A.Ya. Proektirovanie razrabotki zalezhi nefti bazhenovskoy svity Salymskogo mestorozhdeniya [Designing the development of oil deposits of the Bazhenov formation of the Salym field]. Moscow: VNIIOENG, 1992, 84 p.
5. Grishin P.A., Nikitina E.A., Tolokonskikh S.I. O*sobennosti teplovogo vozdeystviya na kerogensoderzhashchuyu porodu bazhenovskoy svity* [Specificities of thermal exposure on kerogen-containing rock samples of Bazhenov formation]. Neftyanoe hozyajstvo, 2017, issue 2, pp. 68–71.
6. Afanaskin I.V., Betelin V.B., Vol'pin S.G., Korolev A.V., Kats R.M., Yudin V.A. S*ozdanie otechestvennogo termogidrosimulyatora — neobkhodimyy etap osvoeniya netraditsionnykh zalezhey uglevodorodov Rossii* [The creation of a domestic thermal hydro-simulator is a necessary stage in the development of unconventional hydrocarbon deposits in Russia]. Moscow: FGU FNC NIISI RAN, 2015, 206 p.
7. Gorshkov A.M., Sultanova K.S. E*kologicheskie aspekty pri razrabotke netraditsionnykh resursov uglevodorodov v Rossii i za rubezhom* [Ecological aspects in the development of unconventional hydrocarbon resources in Russia and abroad]. All-Russian Scientific Student Conference, Tomsk, 2015.
8. Kokarev M.O., Mirskiy A.V. R*azrabotka tekhnologii povysheniya nefteotdachi plastov na pozdney stadii ekspluatatsii mestorozhdeniya* [Development of technology of increase in oil recovery of layers at a late stage of operation of the field]. International Scientific Practical conference in honour of A. Bulatov. Krasnodar, 2017.
9. Khavkin A.Ya. Nanoyavleniya i nanotekhnologii v dobyche nefti i gaza [Nanophenomena and nanotechnologies in an oil and-gas recovery], Moscow–Izhevsk: NIC «Regulyarnaya i haoticheskaya dinamika», 2010, 692 p.
10. Khavkin A.Ya. Nanotekhnologii v dobyche nefti i gaza [Nanotechnology in oil and gas production]. Moscow: Neft' i gaz, 2016, 358 p.
11. Zobov P.M., Khlebnikov V.N. and others. Modelirovanie khimicheskikh stadiy termogazovogo vozdeystviya na vyazkuyu neft' plastov PK senomanskogo gorizonta [Modeling of thermic-gas chemical stages effects on Senomanian horizon PK base oil]. Bashkirskij himicheskij zhurnal, 2012, v.19, issue 3, pp. 12–16.
12. Ignatova K.P., Shchekoldin K.A. A*naliz tekhniko-ekonomicheskoy effektivnosti termogazovogo vozdeystviya na zalezhi bazhenovskoy svity* [Technical and Economic Analysis of the effectiveness of the thermal gas impact on the deposits of the Bazhenov formation]. Territorija neftegaz, 2012, issue 10, pp. 44–47. 13. Muslimov R.Kh., Musin M.M., Musin K.M. O*pyt primeneniya teplovykh metodov razrabotki na neftyanykh mestorozhdeniyakh Tatarstana* [Experience in the application of thermal methods of development at the oil fields of Tatarstan], Kazan: Novoe znanie, 2000, 225 p.
14. Kudinov V.I., Suchkov B.M. N*ovye tekhnologii povysheniya dobychi nefti* [New technologies to increase oil production], Samara: Samarskoe knizhnoe izdatel'stvo, 1998, 368 p.

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

ЭНЕРГАЗ — проекты газоподготовки и газоснабжения выполняются по плану

В сентябре ЭНЕРГАЗ отметил свое 12-летие. Компания уверенно идет по пути дальнейшего совершенствования инженерного мастерства.

Э.С. Зимнухов
руководитель Департамента реализации проектов ООО «ЭНЕРГАЗ»

Мы не случайно делаем акцент на инженерном профессионализме. Именно в нем сосредоточены врожденные таланты энергазовцев, их способности, которые раскрываются в каждодневном труде, в работе по освоению теоретических знаний и практических навыков. Именно так нарабатывается новый опыт, необходимый при создании и выполнении проектов комплексной газоподготовки и газоснабжения. Отметим при этом, что 76% от общего числа сотрудников ЭНЕРГАЗа — это дипломированные специалисты технического профиля.

Главенствующую роль инженерного профессионализма в деятельности ЭНЕРГАЗа иллюстрируют цифры и факты производственного отчета, который ежегодно готовится ко дню рождения компании.

ДВЕНАДЦАТЬ ЛЕТ РАЗВИТИЯ. ИТОГИ И ПЕРСПЕКТИВЫ

ООО «ЭНЕРГАЗ» — это головная управляющая компания Группы ЭНЕРГАЗ, предприятия которой действуют согласно согласованным целям и задачам, обладают профессиональной специализацией в сфере газоподготовки и несут взаимную солидарную ответственность за качество своей работы.

Начиная с 2007 года нами реализовано 150 проектов и поставлено 290 компрессорных и многофункциональных установок для комплексной подготовки газа различного типа и состава. Общая номинальная производительность этих установок составляет 3 896 393 м³/ч, а суммарная наработка вышла на уровень 11 573 910 часов. Добавим, что Группа ЭНЕРГАЗ — это 36 регионов поставки в России и ближнем зарубежье, с максимальной удаленностью эксплуатационных площадок 7 704 км.

В нефтегазовой отрасли оборудование «ЭНЕРГАЗ» на 46 месторождениях подготавливает газ разного типа: попутный нефтяной, природный, газ деэтанизации конденсата, газ из сеноманской воды. Здесь установки действуют на 63 объектах. Это энергоцентры и электростанции собственных нужд, установки подготовки нефти, цеха подготовки и перекачки нефти, цеха контрольной проверки нефти, дожимные насосные станции, центральные перекачивающие станции, установки предварительного сброса воды, центральные пункты сбора нефти, нефтегазосборные пункты, концевые сепарационные установки, установки деэтанизации конденсата, установки стабилизации конденсата, приемо-сдаточные пункты, транспортные системы жидких углеводородов, установки комплексной подготовки газа и конденсата.

В электроэнергетике оборудование «ЭНЕРГАЗ» обеспечивает топливным газом 186 энергоагрегатов, работающих в простом, когенерационном, парогазовом или тригенерационном цикле. Суммарная электрическая мощность сопряженных энергоагрегатов составляет более 6 200 МВт. Установки газоподготовки эксплуатируются с генерирующим оборудованием ведущих отечественных и мировых производителей: «ОДК-Газовые турбины» и «ОДК-Сатурн», «ОДК-Пермские моторы» и «ОДК-Авиадвигатель», Казанское и Уфимское моторостроительные производственные объединения, «Невский завод», «Русские газовые турбины», «Силовые машины», Alstom, Turbomach, Centrax, Solar, Pratt&Whitney, Rolls-Royce, Kawasaki, Cummins, Wartsila, Siemens, General Electric.

Таким образом, за годы развития в своем сегменте рынка ЭНЕРГАЗ достиг репутации ведущего российского производителя и поставщика технологического оборудования компримирования и подготовки газа (Upstream, Midstream). Группа ЭНЕРГАЗ осуществляет полный цикл реализации проектов: проектирование, производство, доставка, монтаж, пусконаладка, испытания, обучение персонала заказчика, сервисное обслуживание, ремонт, модернизация и комплексная реконструкция оборудования.

Фото 1. Система подготовки ПНГ низких ступеней сепарации на Вынгапуровском месторождении

ПРИМЕРЫ ИЗ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОТЧЕТА ЗА ПЕРИОД 10/2018-09/2019

Каждый проект ЭНЕРГАЗа индивидуален и имеет особенности, связанные с условиями эксплуатации оборудования, типом и составом исходного газа, конкретными требованиями заказчика. В то же время, они едины в применении наиболее эффективных инженерных решений и проектных разработок, которые многократно опробованы на практике. Это относится к комплектации установок и систем газоподготовки основным и дополнительным оборудованием, вариантами его размещения на объекте, принципам автоматизированного управления и контроля, обеспечения блок-модулей системами жизнедеятельности и безопасности. Отметим некоторые примеры из нового производственного отчета.

Система утилизации ПНГ на Вынгапуровском м/р (Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз)

Система утилизации ПНГ низких ступеней сепарации нефти введена в эксплуатацию на площадке установки предварительного сброса воды (УПСВ, район ДНС-2). Основу этой системы составляет вакуумная компрессорная станция «ЭНЕРГАЗ». ВКС компримирует низконапорный (0,001 МПа) ПНГ концевой ступени и подает его, после объединения с газом первой ступени сепарации, на головную компрессорную станцию.

Вакуумная КС (фото 1) выполнена на базе винтового маслозаполненного компрессора, ее номинальная производительность 1 500 м³/ч, расход газа контролируется специальной двухуровневой системой регулирования. ВКС работает в автоматическом режиме, локальная САУ интегрирована с верхним уровнем АСУ ТП ДНС-2.

ВКС спроектирована с учетом экстремальных условий эксплуатации (минимальная температура воздуха -59°С, средняя температура наиболее холодной пятидневки -50,5°С). При производстве использованы специальные сплавы и антикоррозийные материалы. Размещается в собственном всепогодном укрытии, оснащена системами жизнеобеспечения (обогрев, вентиляция, освещение) и безопасности (пожарообнаружение, газодетекция, сигнализация, пожаротушение).

Ранее Группа ЭНЕРГАЗ поставила вакуумные компрессорные станции на ряд других объектов АО «Газпромнефть-ННГ», расположенных на Ямале. Это ДНС-1 и ЦПС ДНС-3 Вынгапуровского месторождения, ЦППН Вынгаяхинского и ДНС-2 Еты-Пуровского промыслов.

ЭНЕРГАЗ ввел или готовит к пуску 290 установок подготовки и компримирования газа

Пусковая компрессорная установка для ГТЭС Восточно-Перевального м/р (ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь)

Ранее эта КУ находилась на длительном хранении на Гежском месторождении. На ГТЭС установка модернизирована с учетом новых условий эксплуатации. Эту задачу решили специалисты ООО «СервисЭНЕРГАЗ», которые провели восстановительные работы, модернизацию маслосистемы и замену основного элемента установки – винтового маслозаполненного компрессора.

Новый агрегат также оснастили системой мониторинга за температурой подшипников скольжения и системой контроля осевого сдвига винтов компрессора. Установлено новое программное обеспечение, подключена и настроена система автоматизированного управления КУ. Локальная САУ интегрирована с верхним уровнем АСУ ТП газотурбинной электростанции.

Основное генерирующее оборудование ГТЭС-28 состоит из 4-х энергоблоков «Урал-6000» (на базе ГТУ-6П) мощностью по 6 МВт. Пусковая компрессорная установка (фото 2) производительностью 2 000 м³/ч осуществляет доочистку, компримирование и подачу попутного нефтяного газа под давлением 1,6÷1,8 МПа в пусковой энергоблок «Урал-4000», выполненный на базе газотурбинной установки ГТУ-4П мощностью 4 МВт. «Урал-4000» и «Урал-6000» созданы «ОДК-Авиадвигатель» и «ОДК-Пермские моторы».

Фото 2. Модернизированная пусковая компрессорная установка для Восточно-Перевальной ГТЭС

Фото 3. Блочный пункт очистки газа входит в состав системы газоподготовки для ГТУ-ТЭС в Елабуге

Система подготовки газа для ГТУ-ТЭС в Елабуге (КЭР-Холдинг)

Построенная в Татарстане новая ГТУ-ТЭС с электрической мощностью порядка 20 МВт и тепловой 28 Гкал/час состоит из 4-х газотурбинных установок Solar типа Taurus 60 GS и 4-х котлов-утилизаторов. Топливо для турбин — природный газ.

Проектные параметры топливного газа по чистоте, температуре, давлению и расходу обеспечивает система подготовки газа «ЭНЕРГАЗ». СПГ состоит из пункта подготовки газа (блочный пункт очистки газа (далее — БПОГ)) и дожимной компрессорной станции (далее — ДКС).

БПОГ (фото 3) — это типичный пример компактной многофункциональной установки в базовой комплектации. Все технологическое оборудование интегрировано на единой раме. Производительность пункта — 8 240 м³/ч, небольшой расход газа обусловлен 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.

После предварительной подготовки газ направляется в ДКС, состоящую из 2-х установок винтового типа. ДКС компримирует и подает топливный газ в турбины под проектным давлением 1,65 МПа. Технологическая схема ДКС также предусматривает поддержание установленной температуры подачи газа на ГТУ-ТЭС.

Дожимные компрессорные установки на СКНС Южно-Ватлорского м/р (Сургутнефтегаз)

Эти ДКУ (фото 4) предназначены для перекачивания ПНГ первой ступени сепарации, поступающего с дожимных насосных станций следующих месторождений ПАО «Сургутнефтегаз»: Южно-Ватлорское, Ватлорское, Суръеганское, Верхнеказымское, месторождение имени И.Н. Логачева.

Установки, созданные на базе винтовых маслозаполненных компрессоров, в непрерывном режиме осуществляют доочистку, компримирование и подачу попутного нефтяного газа в газопровод внешнего транспорта под давлением 2,2 МПа. Производительность каждой ДКУ — 10 000 м³/ч.

На сегодня в нефтегазовом сегменте Группа ЭНЕРГАЗ ввела в эксплуатацию 70 технологических установок на объектах по сбору и транспортировке газа, еще 74 агрегата подготавливают ПНГ в качестве топлива для автономных энергоцентров месторождений.

Система комплексной подготовки газа для ПГУ Прегольской ТЭС (Калининградская генерация)

В марте 2019 года состоялся пуск Прегольской теплоэлектростанции мощностью 455,2 МВт. Этот самый крупный объект новой калининградской генерации состоит из четырех парогазовых энергоблоков, каждый из которых включает газовую турбину типа 6F.03 («Русские газовые турбины»), генератор («Элсиб»), паровую турбину («Силовые машины»), котел-утилизатор («Подольский машиностроительный завод»).

Снабжение топливом энергоблоков ТЭС обеспечивает система комплексной газоподготовки «ЭНЕРГАЗ» (фото 5): пункт подготовки газа (далее — ППГ), газодожимная компрессорная станция и модуль управления.

В течение года специалисты Группы ЭНЕРГАЗ выполняли работы на 46 объектах – от Калининграда до Владивостока

Многоблочный ППГ производительностью 106 000 нм³/ч изготовлен ЭНЕРГАЗом по специальному проекту. Технологическая установка состоит из нескольких блок-боксов с оборудованием различного назначения, которые при монтаже состыкованы в единое здание. 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

Фото 4. Дожимные компрессорные установки для перекачивания ПНГ на Южном Ватлоре (ХМАО)

Фото 5. Система комплексной газоподготовки и газоснабжения Прегольской ТЭС

газа, блоком коммерческого учета с ультразвуковыми расходомерами, узлом подогрева газа, системой редуцирования, а также блоком контроля качества газа.

Дожимная станция из 4-х компрессорных установок (далее — КУ) включается в газоснабжение энергоблоков, если давление поступающего топливного газа ниже параметров, установленных производителем газотурбинного оборудования. Давление на линии нагнетания может быть обеспечено в диапазоне 2,6÷3,45 МПа. Единичная производительность КУ составляет 35 500 нм³/ч и контролируется двухуровневой системой регулирования. Помимо основных элементов фильтрации в блок-модуль каждой установки встроен дополнительный фильтр тонкой очистки газа. На общем выходном коллекторе установлен анализатор содержания паров масла в газе (допустимый уровень – не более 0,5 ppm).

Локальные САУ ППГ и КУ размещены в общем модуле управления (в отдельном укрытии), который расположен на площадке газового хозяйства. Модуль выполнен на базе современной микропроцессорной техники, с использованием передового программного обеспечения и коммутационного оборудования.

Малая газокомпрессорная установка на ДНС-2 Конитлорского м/р (Сургутнефтегаз)

В Ханты-Мансийском АО реализован проект по внедрению нового типа газового компрессорного оборудования для объектов нефтегазодобывающего комплекса.

По завершению опытно-промышленного этапа на площадке дожимной насосной станции №2 в штатную эксплуатацию введена малая газокомпрессорная установка (фото 6). МГКУ вошла в состав ДКС низкого давления и предназначена для перекачивания попутного газа с входным давлением, близким к вакууму (0÷0,09 МПа).

МГКУ обладает комплексом преимуществ в своем эксплуатационном сегменте: транспортировка стандартными грузовыми автомобилями; небольшие затраты на предпусковую подготовку; минимальный срок ввода в эксплуатацию; низкие эксплуатационные и сервисные издержки; доступная цена.

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

Совокупная производительность оборудования «ЭНЕРГАЗ» составляет почти 4 млн м³/ч

«Малые» компрессоры могут функционировать на объектах без сложной инфраструктуры. Предусмотрен вариант подключения питающих линий при помощи гибких трубопроводов, что позволяет интегрировать МГКУ без переоборудования существующей системы газопроводов.

На Конитлорском нефтяном месторождении установка производительностью 350 м³/ч осуществляет доочистку попутного газа концевой ступени сепарации, его компримирование и закачку в транспортный газопровод под давлением 0,85 МПа.

Выполненный проект подтвердил работоспособность и эффективность данного типа оборудования в климатических условиях Западной Сибири и его соответствие эксплуатационным требованиям, принятым на объектах компании «Сургутнефтегаз».

Автоматизированная газораспределительная станция АГРС «Александровка»

АГРС (фото 7) 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 конденсата (с резервуаром 3 м³); 2 измерительные линии с расходомерами

Фото 6. Малая газокомпрессорная установка на площадке ДНС-2 Конитлорского месторождения

Фото 7. Автоматизированная газораспределительная станция производства ГК ЭНЕРГАЗ

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.

Дожимная компрессорная станция для Грозненской ТЭС (ОГК-2)

После пуска 2-го энергоблока новая теплоэлектростанция вышла на запланированную мощность 360 МВт. Эксплуатирующая организация объекта — ПАО «ОГК-2». Проект реализован Группой «Газпром энергохолдинг» в рамках системы договоров о предоставлении мощности (далее — ДПМ). Грозненская ТЭС является финальным проектом ДПМ компаний Группы.

Каждый энергоблок мощностью порядка 180 МВт состоит из газотурбинной установки (ГТУ) SGT5-2000E производства ООО «Сименс Технологии Газовых Турбин». Основное топливо для турбин — природный газ.

Расчетные параметры топливного газа (по температуре, давлению и расходу) и его подачу в ГТУ обеспечивает дожимная компрессорная станция из трех модульных компрессорных установок (фото 8). Поэтапный ввод ДКС в эксплуатацию (шефмонтаж, пусконаладку, индивидуальные испытания, комплексную проверку в составе ТЭС, обучение эксплуатационного персонала) провели ведущие инженеры Группы ЭНЕРГАЗ.

Данное оборудование является самым мощным среди всех 233 газовых компрессорных установок винтового типа, введенных в действие специалистами ЭНЕРГАЗа. Производительность каждого дожимного компрессора (номинальная — 34 200 кг/ч, максимальная — 39 240 кг/ч) составляет до 100% максимального расхода газового топлива на одну турбину. Два работающих агрегата дают в сумме необходимый расход газа на два газотурбинных энергоблока. При этом третий компрессор находится в готовности к включению по АВР (автоматическое включение резерва).

Установка подготовки ПНГ для энергокомплекса Барсуковского м/р (Роснефть)

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 9). 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.

Установка газоподготовки введена в июне этого года. Номинальная производительность установки — 5 000 м³/ч. Коэффициент надежности в эксплуатации — 0,99. Назначенный ресурс (срок службы) — 30 лет.

Общая наработка действующих установок «ЭНЕРГАЗ» превысила 11,5 млн часов

Газокомпрессорная установка для комплекса испытаний газотурбинных двигателей ОДК-УМПО

В Башкортостане комплекс проведения испытаний (КПИ) ПАО «ОДК — Уфимское моторостроительное производственное объединение» осуществляет эквивалентно-циклические испытания газотурбинных двигателей (ГТД) АЛ-31СТ,

Фото 8. Дожимная компрессорная станция обеспечивает топливным газом турбины Грозненской ТЭС

Фото 9. Установка подготовки ПНГ для энергокомплекса Барсуковского месторождения на Ямале

Фото 10. Технологический отсек ДКУ для испытательного комплекса ОДК-УМПО

применяемых в газоперекачивающих агрегатах и на электростанциях.

КПИ оснащен дожимной компрессорной установкой (далее — ДКУ), предназначенной для бесперебойного снабжения испытуемых ГТД топливным газом с установленными параметрами по чистоте, давлению, температуре и расходу. ДКУ от компании ЭНЕРГАЗ компримирует газ до расчетных значений (2,8÷3,2 МПа) и подает его на газогенератор приводов в процессе их тестирования.

Установка разработана по индивидуальному проекту — специально для эксплуатации в условиях высокой интенсивности запусков и остановов при разной продолжительности испытаний (фото 10). С учетом жестких требований по чистоте топливного газа система фильтрации в ДКУ усилена. Помимо газо-масляного фильтра-сепаратора 1-й ступени очистки и коалесцирующего (страховочного) фильтра 2-й ступени, в блок-модуль дополнительно встроен входной фильтр тонкой очистки газа (степень очистки — 98% для загрязнений величиной более 5 мкм и 100% для частиц крупнее 10 мкм). Остаточное содержание примесей в газе на выходе из ДКУ составляет не более 2 ppmw (мг/кг). В технологическую схему установки интегрирован газоохладитель, который обеспечивает «отбой» конденсата и устойчивое поддержание проектной температуры топлива для газотурбинных двигателей (до +60°С).

Производительность ДКУ составляет 6 500 м³/ч. Расход газа контролируется в диапазоне от 0 до 100% от номинального. Для этого применена специальная двухконтурная система регулирования. Первый контур (управление золотниковым клапаном компрессора) обеспечивает плавное бесступенчатое регулирование производительности в диапазоне 15–30%÷100%, а для контроля производительности в нижнем диапазоне он комбинируется с системой рециркуляции газа (второй контур), которая позволяет максимально быстро и корректно реагировать на резкое изменение нагрузки при переходных режимах работы, сопряженных ГТД.

За контроль и управление ДКУ, а также безопасность технологических процессов отвечает полнокомплектная двухуровневая система автоматизированного управления и регулирования (САУиР), которая интегрирована в АСУ ТП испытательного комплекса. Первый уровень — отсек управления ДКУ — размещен внутри блок-модуля установки и отделен от технологической части газонепроницаемой огнестойкой перегородкой. Второй уровень — пульт дистанционного управления (автоматизированное рабочее место, фото 11) — расположен в операторном центре объекта.

Отметим, что для Группы ЭНЕРГАЗ это уже четвертый аналогичный проект. Ранее специально спроектированными компрессорными установками оснащены стенды испытаний газовых турбин ПАО «Протон - Пермские моторы», АО «ОДК - Газовые турбины» и ЗАО «Невский завод».

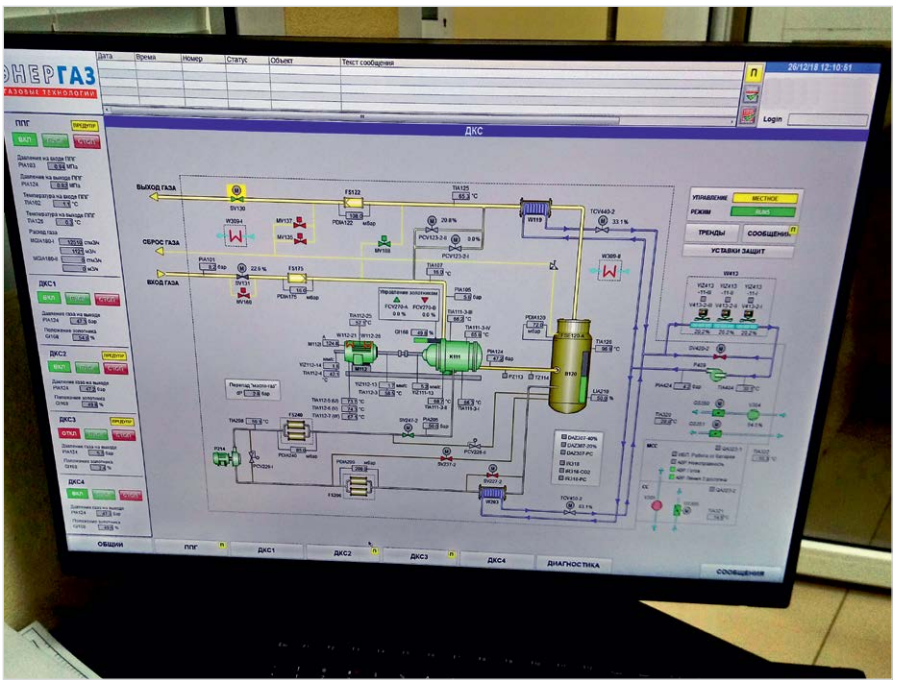


Фото 11. АРМ оператора компрессорной установки

Сегодня в планах ЭНЕРГАЗа новые разработки сложных и масштабных проектов на базе высокоэффективного оборудования газоподготовки.

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

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

УДК 624.139+624.15

Исследование работы горизонтальной системы температурной стабилизации грунтов оснований типа труба в трубе (ГТТ)

DOI:10.24411/2076-6785-2019-10050

Г.М. Долгих
к.т.н., генеральный директор
fsa@npo-fsa.ru

С.Н. Окунев
к.т.н., главный инженер
fsa@npo-fsa.ru

ООО НПО «Фундаментстройаркос»,
г. Тюмень, Россия

В статье дана оценка эффективности работы системы ГТТ — горизонтальная труба в трубе — при различных положениях охлаждающих труб с закрытым концом (ТОЗК). В рамках исследований проведены испытания при трех положениях ТОЗК: в горизонтальном, слабонаклонном (их дальний конец опущен на 0,5 м) и противонаклонном (их дальний конец приподнят на 0,5 м) при различных тепловых нагрузках.

Материалы и методы
Методы эмпирического исследования. Производились на научно-исследовательском мерзлотном полигоне ООО НПО «Фундаментстройаркос».

Ключевые слова
температурная стабилизация грунтов, вечномерзлые грунты, восстановление мерзлого состояния грунта, системы замораживания грунта

Активное хозяйственное освоение районов Крайнего Севера России на фоне развивающегося в последние десятилетия глобального потепления климата в Северном полушарии потребовало практического решения проблемы термостабилизации многолетнемерзлых грунтов (далее — ММГ) в основаниях зданий и инженерных сооружений, построенных в криолитозоне [1, 2].

Для решения этой проблемы в отношении ширококорпусных, крупногабаритных и суперблочных строений одним из технических решением стало использование горизонтальной естественно действующей трубчатой системы (ГЕТ), разработанной и производимой в НПО «Фундаментстройаркос» (рис. 1), [3].

В силу своих конструкционных особенностей эта система позволяет строить здания большой ширины, без проветриваемых подполий, исключать пандусы, что существенно повышает плотность застройки, снижает затраты по отсыпке площадок, устройству инженерных сетей, дорог и проездов, на устройство фундаментов. Накоплен большой практический опыт использования ее для термостабилизации ММГ-оснований:

- зданий и сооружений с полами по грунту шириной до 100 м;
- резервуаров любой емкости (до 100 000 м³);
- насыпей открытых площадок;
- амбаров для сбора и временного хранения нефтепродуктов и полигонов твердых бытовых отходов (ТБО);
- укрепления оснований автодорог;
- предотвращения оттаивания грунтов оснований инженерных коммуникаций;
- создания противооползневых защитных сооружений.

В работе системы ГЕТ заложен термосифонный принцип переноса тепла от нагретого охлаждаемого тела к холодному отводящему тепло телу. Специфической особенностью таких систем является течение легкокипящего хладагента в длинных горизонтальных трубчатых каналах с образованием двухфазного потока за счет испарения или кипения хладагента, при этом происходит однонаправленное движение жидкой и паровой фаз по испарительному каналу в сторону к теплоотводящему элементу системы.

Система состоит из размещенных в грунтовой насыпи, под теплоизоляцией, горизонтальных охлаждающих (испарительных) и соединительных труб, выполненных, как правило, из стальных бесшовных труб ТО 33,7 мм или полиэтиленовых труб диаметром 32 мм. Она также включает конденсаторный блок с ускорителем циркуляции (сепаратором), разделяющим

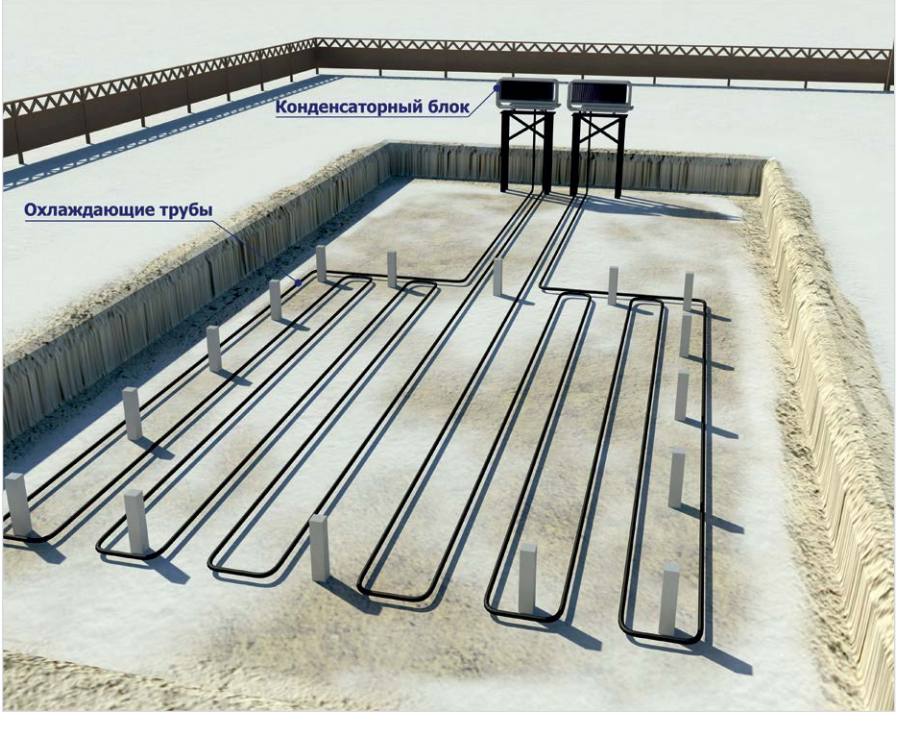


Рис. 1 — Система температурной стабилизации многолетнемерзлых грунтов ГЕТ
Fig. 1 — The system of temperature stabilization of permafrost soils GET

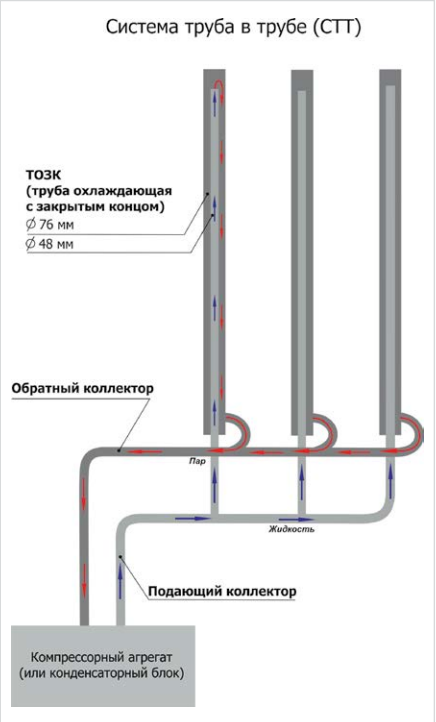


Рис. 2 — Схема системы горизонтальной ГТТ с указанием направления движения аммиака
Fig. 2 — Scheme of the horizontal GTT system indicating the direction of movement of ammonia

потоки жидкой и паровой фаз, а также гидравлический затвор. В качестве хладагента в системе используется аммиак или углекислота [4].

В большинстве случаев для системы ГЕТ характерны следующие основные параметры:

- длина охлаждающих труб (испарительных) на один конденсаторный блок составляет от 300 до 500 м; поверхность блока конденсаторного 110 м^2; шаг укладки охлаждающих труб 0,5–1 м; толщина теплоизоляции из пеноплэкса 150-200 мм;
- горизонтальные трубы охлаждающие стальные бесшовные ТО 33,7×3,5 мм ГОСТ 8732, сталь марки 09Г2С;
- горизонтальные трубы охлаждающие полиэтиленовые ТОП-32/L марки ПНД 32Т ГОСТ Р 50838.

Но не всегда есть возможность укладки охлаждающих труб под сооружением, как например, при ремонтных работах под уже построенным объектом. Поэтому для таких случаев под сооружением необходимо устанавливать трубы охлаждающие с закрытым концом (далее — ТОЗК), которые на другом конце подключаются к соединенительным трубам и к конденсаторному блоку (система ГТТ — горизонтальная труба в трубе, рис. 2). Установка охлаждающих труб может производиться с примененим метода наклонно-направленного бурения.

Кроме того, в настоящее время на некоторых объектах, для температурной стабилизации грунтов оснований, применяются индивидуальные слабонаклонные термостабилизаторы или системы СНО (системы наклонные охлаждающие, состоящие из индивидуальных слабонаклонных термостабилизаторов) диаметром 76 мм.

Рис. 3 — Система горизонтальная труба в трубе (ГТТ), в составе с компрессорно-конденсаторным агрегатом. Опытно-промышленный мерзлотный полигон, Тюмень
Fig. 3 — The horizontal pipe-in-pipe system (GTT), composed of a condensing unit. Experimental industrial permafrost, Tyumen

При выходе слабонаклонных термостабилизаторов из строя с потерей герметичности в грунте, особенно под резервуарами, необходимо восстановить замораживание грунтов с использованием корпусов слабонаклонных термостабилизаторов. Основной особенностью, как при установки новых ТОЗК в грунт, так и в существующие слабонаклонные термостабилизаторы, является их неопределенное положение, при этом они могут находиться в трех положениях:

- слабонаклонное положение;
- горизонтальное положение;
- противоуклонное положение.

Для определения величины температурных потерь в системе ГТТ, которые необходимы для расчета температурного состояния грунтов, были проведены испытания системы ГТТ на опытно-промышленном полигоне в г. Тюмень (рис. 3).

Экспериментальная система ГТТ состоит из трех ТОЗК диаметром 48 мм и длиной 40 м, размещенных в трубе диаметром 76 мм. Зазор между трубами заполнен незамерзающей жидкостью ХНТ-40 с температурой замерзания не выше -40С°. Трубы ТОЗК подсоединяются к соединенным трубам, обеспечивающим подачу жидкого хладагента в ТОЗК и отвод парожидкостной смеси в промежуточный сосуд. Промежуточный сосуд располагается на высоте 1,5 метра выше уровня ТОЗК. Промежуточный сосуд подсоединен к компрессорно-конденсаторному агрегату с поршневым компрессором без смазки, который производит подачу в промежуточный сосуд жидкого хладагента и откачку образовавшегося пара. В качестве хладагента используется аммиак. Конструкция стенда имитирует размещение ТОЗК в слабонаклонных термостабилизаторах, с целью восстановления замораживания грунтов. Испытания производились в слабонаклонном положении ТОЗК (уклон 0,01), горизонтальном положении и противоуклоне (противоуклон 0,01).

Система «ГТТ» работает следующим образом. Из нижней части промежуточного сосуда аммиак под давлением столба жидкости через подающий коллектор поступает в ТОЗК. В ТОЗК аммиак под действием теплопритоков от наружного воздуха вскипает, и образовавшаяся парожидкостная смесь через обратный коллектор поступает в верхнюю часть промежуточного сосуда. В промежуточном сосуде парожидкостная смесь разделяется и образовавшийся пар откачивается компрессорно-конденсаторным агрегатом. В компрессорно-конденсаторном агрегате пар сжимается, охлаждается и превращается в жидкость, которая дросселируется в терморегулирующем вентиле, охлаждается, и холодный хладагент поступает в промежуточный сосуд. В промежуточном сосуде жидкость из ТОЗК совместно с жидкостью из компрессорно-конденсаторного агрегата вновь поступает в ТОЗК. Таким образом происходит циркуляция аммиака, при этом роль конденсаторного блока выполняет компрессорно-конденсаторный агрегат.

В рамках данных исследований испытания проводились при трех положениях испарительных труб: в горизонтальном, слабонаклонном (их дальный конец опущен на

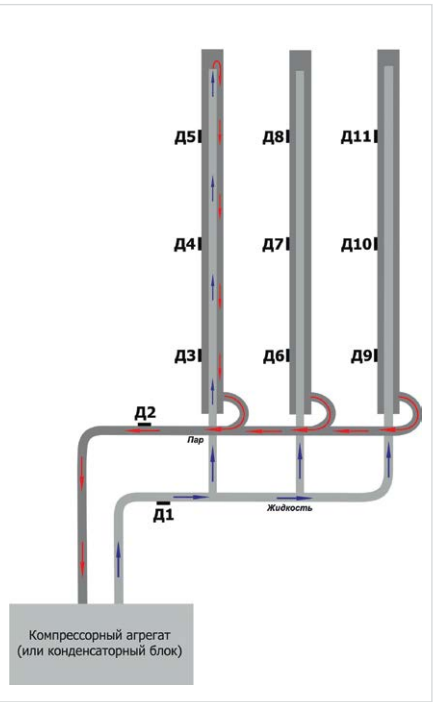


Рис. 4 — Схема системы горизонтальной ГТТ с указанием датчиков температуры поверхности охлаждающих труб
Fig. 4 — Scheme of horizontal GTT system with indication of surface temperature sensors of cooling pipes

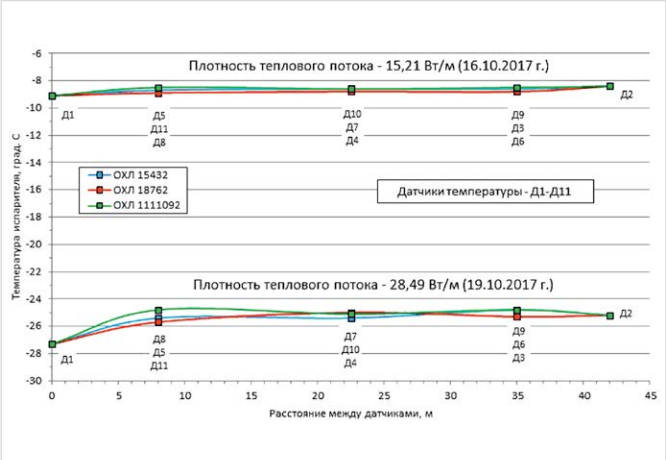


Рис. 5 — Температура поверхности испарительных труб при их слабонаклонном положении
Fig. 5 — The surface temperature of the evaporation pipes when they are slightly inclined

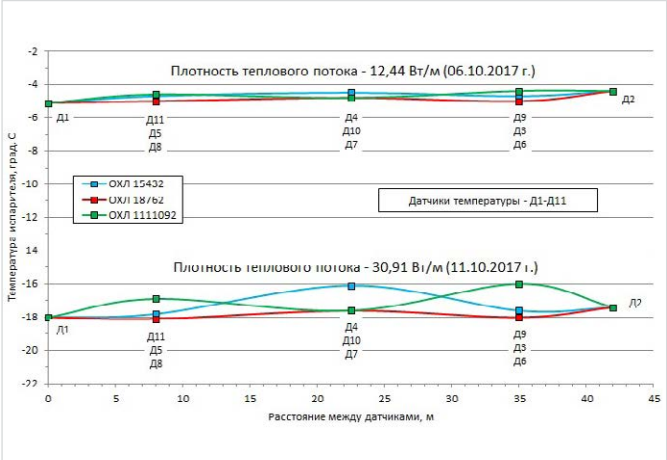


Рис. 6 — Температура поверхности испарительных труб при их горизонтальном положении
Fig. 6 — The surface temperature of the evaporation pipes in their horizontal position

0,4 — 0,5 м) и противонаклонном (их дальний конец приподнят на 0,4 м). Испытания проводились с 28.09. 2017 г. по 19.10.2017 г. при температуре атмосферного воздуха от -1,6°С до +17,5°С. Для наблюдений за температурным режимом труб 76 мм на их поверхности были установлены соответствующие температурные датчики Д3-Д11 (рис. 4). Датчик Д1 располагался на входе в систему труб, а датчик Д2 — на выходе. По показаниям 9 датчиков теплового потока, размещенным на трубах 76 мм, рассчитывались средние значения плотности теплового потока (qL, Вт/м) для каждого срока наблюдений.

Слабонаклонное положение испарительных труб. Температура их поверхности плотности теплового потока 15,21 Вт/м варьировала с амплитудой в пределах от -9,1°С до -8,4°С и составляла 0,7°С, причем эти значения относятся соответственно к входному (Д1) и выходному (Д2) датчикам (рис. 5). При увеличении плотности теплового потока 28,49 Вт/м температура изменялась с большей амплитудой в интервале от -27,3°С до -24,8°С и составляла 2,5°С. От Д1 к Д2 она возросла от -27,3°С до -25,2°С. Причем, если при малых тепловых потоках изменение температуры по длине ТОЗК практически не изменяется по длине трубы, то при больших тепловых потоках на начальном участке от Д1 до Д8, Д5 и Д11 происходит значительный подогрев аммиака, а затем температура практически не изменяется.

Горизонтальное положение испарительных труб. Температура их поверхности при плотности теплового потока 12,44 Вт/м варьировала с весьма небольшой амплитудой в пределах от -5,1°С до -4,4°С, причем эти значения относятся соответственно к входному (Д1) и выходному (Д2) датчикам (рис. 6). Эта же температура при плотности теплового потока 30,91 Вт/м колебалась с большей амплитудой в интервале от -18,1°С до -16,0°С. Ее значение от Д1 к Д2 закономерно возросло от -18,0°С до -17,4°С. Характер изменения температуры ТОЗК при малых тепловых потоках практически одинаков, как при слабонаклонном расположении, однако при увеличении теплового потока происходит неравномерное распределение температур по всем трем ТОЗК.

Противонаклонное положение испарительных труб. Температура поверхности труб при плотности теплового потока 8,38 Вт/м изменялась также с весьма небольшой амплитудой в пределах от -3,4°С до -2,3°С (рис. 7). От Д1 к Д2 она возросла -3,4°С до 3,2°С. Температура при плотности теплового потока 18,44 Вт/м колебалась с большей амплитудой в интервале от -22,4°С до -19,3°С, причем эти значения относятся соответственно к входному (Д1) и выходному (Д2) датчикам. При противонаклонном положении ТОЗК, как при малых тепловых потоках, так больших тепловых потоков происходит значительный подогрев на начальном участке от Д1 до Д5, Д8 и Д11. Однако далее при малых тепловых потоках температура практически не изменяется, а при больших тепловых потоках температура стенки ТОЗК на конечном участке возрастает.

Для сравнения эффективности работы охлаждающей системы при трех положениях испарительных труб в данной работе использован температурный параметр (Ϫt), определяемый как разность между осредненной температурой (по данным

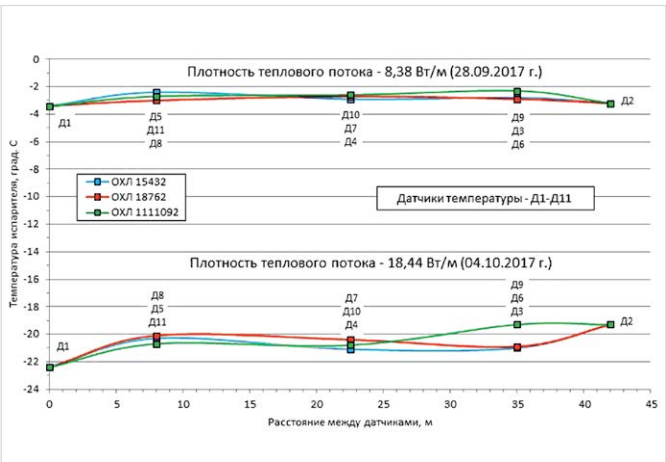


Рис. 7 — Температура поверхности испарительных труб при их противонаклонном положении
Fig. 7 - The surface temperature of the evaporation tubes when they are in the anti-incline position

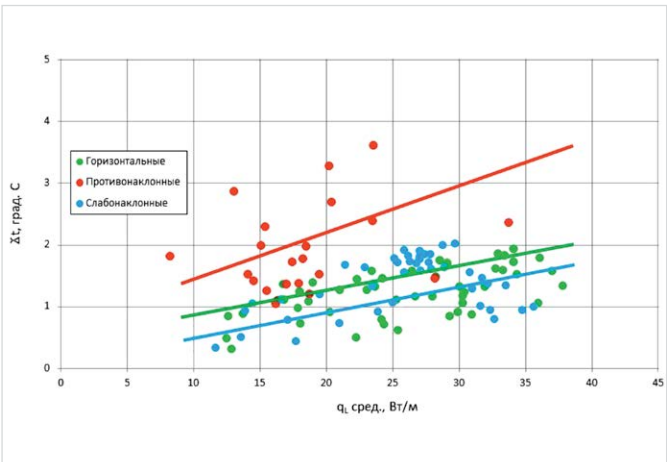


Рис. 8 — Зависимость температурного параметра Ϫt от плотности теплового потока (qL)
Fig. 8 — Dependence of the temperature parameter Ϫt on the heat flux density (qL)

датчиков Д3-Д11) поверхности труб 76 мм (tтруб) и температурой датчика Д1, расположенному на входе в систему. Очевидно, что чем меньше величина $\mathfrak{X}t$, тем выше охлаждающий эффект от поступившего в сеть испарительных труб аммиака и тем более эффективно работает охлаждающая система при данном положении испарительных труб (рис. 8).

Полученные результаты свидетельствуют о возрастании температурных потерь при увеличении теплового потока за счет возрастания гидравлических потерь при движении парожидкостного потока. Особенно резкое возрастание потерь происходит при противоуклонном расположении ТОЗК.

Итоги

Испытаниями выявлено, что при увеличении qL величина $\mathfrak{X}t$ также постепенно растет во всех трех положениях испарительных труб, причем его самые низкие значения отмечаются при слабонаклонном положении, а самый высокие — при противонаклонном. Отсюда можно заключить, что слабонаклонному положению соответствует наибольшая эффективность работы охлаждающей системы, а противоуклонному положению — наименьшая. Промежуточный результат по эффективности характерен для горизонтального положения испарительных труб.

Выводы

В результате проведенных исследований могут быть сделаны следующие основные выводы.

Увеличение плотности теплового потока (qL) ведет к росту температурного параметра ($\mathfrak{X}t$) во всех трех положениях испарительных труб. Самые низкие значения температурных потерь, а значит и наибольшая эффективность работы охлаждающей системы, отмечаются при слабонаклонном положении. Его самые высокие значения, а значит и наименьшая эффективность работы охлаждающей системы, соответствуют противонаклонному положению. Промежуточный результат по эффективности характерен для горизонтального положения испарительных труб. Полученные значения дополнительных температурных потерь необходимо учитывать при проектировании систем «ГТТ».

Литература

1. СП 25.13330.2012 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88. 2012, 101 с.
2. Карнаухов Н.Н., Кушнир С.Я., Горелов А.С., Долгих Г.М. Механика мерзлых грунтов и принципы строительства нефтегазовых объектов в условиях Севера. М: ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. 432 с.
3. Долгих Г.М., Окунев С.Н., Вельчев С.П. Этапы, проблемы и технические решения по строительству оснований на вечномерзлых грунтах. Международная научно-практической конференция по инженерному мерзлотоведению. Тюмень: «Сити-Пресс», 2011. С. 12–17.
4. ТУ 3642-004-54098700-2006. Системы и установки криогенные. Тюмень: ООО НПО «Фундаментстройаркос», 2006, 51 с.
5. Долгих Г.М., Окунев С.Н., Стрижков С.Н. и др. Исследования систем температурной стабилизации грунтов на опытно-промышленном полигоне. Международная научно-практической конференция по инженерному мерзлотоведению. Тюмень: «Сити-Пресс», 2011. С. 36-42.

ENGLISH **CONSTRUCTING**

UDC 624.139+624.15

Research of the work of the horizontal system of temperature stabilization of ground soils tube type in tube (GTT)

Authors

Grigoriy M. Dolgikh — Ph.D., general director; fsa@npo-fsa.ru

Sergey N. Okunev — Ph.D., chief engineer; fsa@npo-fsa.ru

NPO Fundamentstroyarkos LLC, Tyumen, Russia

Abstract

The article assesses the efficiency of the GTT system (horizontal pipe in the pipe) at different positions of the cooling pipes with a closed end (TOZK). Within the framework of studies tests were carried out at three positions of the TOZK: horizontal, slightly inclined (their far end is lowered by 0.5 m) and anti-inclined (their far end is raised by 0.5 m), at various thermal loads.

Materials and methods

Empirical research methods. They were produced at the research permafrost range of NPO Fundamentstroyarkos LLC.

Keywords

temperature stabilization of soil, permafrost, restoration of the frozen state of the soil, soil freezing systems

Results

The tests revealed that with an increase in qL, the $\mathfrak{X}t$ value also gradually increases in all three positions of the evaporation tubes, with its lowest values being observed with a slightly inclined position, and the highest ones with an anti-inclined position. From this we can conclude that the sloping position corresponds to the greatest efficiency of the cooling system, and the lowest position corresponds to the lowest. An intermediate performance result is characteristic of the horizontal position of the evaporator tubes.

Conclusions

As a result of the research, the following main conclusions can be made.

An increase in the heat flux density (qL) leads to an increase in the temperature parameter ($\mathfrak{X}t$) in all three positions of the evaporation tubes. The lowest values of temperature losses, and hence the greatest efficiency of the cooling system, are observed with a slightly inclined position. Its highest values, and hence the lowest efficiency of the cooling system, correspond to the anti-inclined position. An intermediate performance result is characteristic of the horizontal position of the evaporator tubes. The obtained values of additional temperature losses must be taken into account when designing GTT systems.

References

1. SP 25.13330.2012 Osnovaniya i fundamenty na vechnomerzlykh gruntakh [Foundations and foundations on permafrost soils]. Updated version of SNiP 2.02.04-88. 2012, 101 p.
2. Karnaukhov N.N., Kushnir S.Ya., Gorelov A.S., Dolgikh G.M. M*ekhanika merzlykh gruntov i printsipy stroitel'stva neftegazovykh ob"ektov v usloviyakh Severa* [Mechanics of frozen soils and the principles of the construction of oil and gas facilities in the North]. Moscow: CenterLitNefteGaz, 2008, 432 p.
3. Dolgikh G.M., Okunev S.N., Vel'chev S.P. E*tapy, problemy i tekhnicheskie resheniya po stroitel'stvu osnovaniy na vechnomerzlykh gruntakh* [Stages, problems and technical solutions for the construction of foundations on permafrost]. International scientific-practical conference on permafrost engineering. Tyumen: City-Press, 2011, pp. 12–17.
4. TU 3642-004-54098700-2006. Sistemy i ustanovki kriogennye [Systems and installations are cryogenic]. Tyumen: NPO "Fundamentstroyarkos" LLC, 2006, 51 p.
5. Dolgikh G.M., Okunev S.N., Strizhkov S.N. and others. Issledovaniya sistem temperaturnoy stabilizatsii gruntov na opytno-promyshlennom poligone [Studies of temperature stabilization systems for soils at a pilot industrial training ground]. // International scientific-practical conference on permafrost engineering. Tyumen: City-Press, 2011, pp. 36–42.

Гидрофобизированный торфоминеральный нефтяной биосорбент «Биосорбонафт»

Биосорбент может применяться для сбора и биоразложения сырой нефти, растительных и смазочных масел, легких и тяжелых нефтепродуктов за исключением сгустившихся мазутов и битумов. Эффективен как для сбора тонких пленок, так и для очистки массивных нефтяных загрязнений.

«Биосорбонафт» состоит из экологически чистого гидрофобизированного тофоминерального нефтяного сорбента («Сорбонафт») и стабилизированной водномасляной эмульсии микроорганизмов-нефтедеструкторов, нанесенной методом распыления.

Данный биосорбент обладает пористой структурой. Масляная эмульсия обеспечивает сохранность клеток микроорганизмов, не утяжеляет частицы сорбента и не уменьшает его сорбционную способность. В качестве биокомпонента, обеспечивающего разрушение нефтепродуктов, используется широкий спектр штаммов-нефтедеструкторов, обладающих избирательной активностью в отношении различных фракций нефти, непатогенных для человека и животных.

Показатель качества, ед. измерения	Значение
Внешний вид и цвет	Порошок коричневого или темно-коричневого цвета
Размер частиц, мм	0,1–5,0
Нефтеемкость (при вязкости нефтепродукта 50 сст и при температуре +20˚С), %	200–500
Плавучесть, сутки, не менее	5
Время образования конгломерата, сек	10–60
Число жизнеспособных клеток микроорганизмов в биосорбенте млн/г, не менее	5
Количество водно-масляной эмульсии биоагента, %, не более	10
Количество угольной добавки, %, не менее	10
Количество смеси семян, %, не менее	10

При сорбции нефтепродуктов в биосорбент собираемые нефтепродукты смешиваются с имеющимся внутри биосорбента маслом. Находящиеся внутри микробные клетки беспрепятственно перемещаются в среде «масло — нефть», при этом часть микробных клеток попадает из сорбента на пятно разлитых нефтепродуктов и разрушает это пятно, находясь вне частицы биосорбента. Биосорбент, вобравший в себя максимальное количество нефтепродуктов, может опуститься на дно водоема. Имеющиеся внутри биосорбента биоагенты уничтожат адсорбированный нефтепродукт. Оставшись без питания биоагенты погибнут, и на дне останется слой торфа. Такой же процесс происходит и при нанесении биосорбента на твердую поверхность.

Биосорбент «Биосорбонафт» выпускается шести марок: марка ВД предназначена для очистки водных поверхностей; марка ПВ — для очистки поверхности и толщи нефтезагрязненной почвы; марка МФ — для очистки нефтезагрязнений в труднодоступных местах (щебень и т.п.); марка ВС — для очистки нефтезагрязнений в толще воды и придонном слое; марка Карбо выпускается с добавкой активированного древесного угля; марка Флора Р — с добавкой смеси семян растений.

Основные свойства биосорбента «Биосорбонафт»: способность осуществлять биодеструкцию сорбированных нефти и нефтепродуктов до нетоксических показателей биотестов; возможность проведения утилизации биосорбента на месте применения для исключения затрат на транспортировку; способность обеспечивать очистку воды и почвы при температурах окружающей среды от -50°С до +50°С (биодеструкцию при температуре от 4°С до 50°С); сохранение сорбционной способности биосорбента под снегом.

Дополнительные услуги специалистов ЗАО «ЦЭИ «Пресс-Торф»:

1. Отбор проб воды и грунта для проведения экспериментальных работ по определению наиболее эффективного состава биосорбента с учетом его активности в отношении нефтезагрязняющих соединений.

2. Для повышения эффективности работ, связанных с ликвидацией последствий аварийных разливов нефти и нефтепродуктов, осуществлять научное сопровождение, включающее консультации по проведению рекультивационных, агрохимических и фиторемедиационных мероприятий в зависимости от содержания нефтепродуктов в пробах воды и почвы, климатических условий, ландшафтной характеристики загрязненного участка.

Форма выпуска

Гидрофобный торфоминеральный нефтяной биосорбент «Биосорбонафт» упакован в полипропиленовые мешки и дополнительно упакован в транспортную полиэтиленовую упаковку. Вес одного мешка от 10 до 15 кг. Срок хранения — 3 года.

Статья подготовлена при поддержке Правительства Кировской области, министерства экономического развития и поддержки предпринимательства Кировской области в рамках реализации национального проекта «Малое и среднее предпринимательство и поддержка индивидуальной предпринимательской инициативы»

Сорбонафт

Руководитель направления «Сорбенты»
Чарушин Александр Витальевич
8-982-383-98-12
oil@biosorbent.ru

ООО «Сорбонафт» входит в Биотехнологический кластер Кировской области

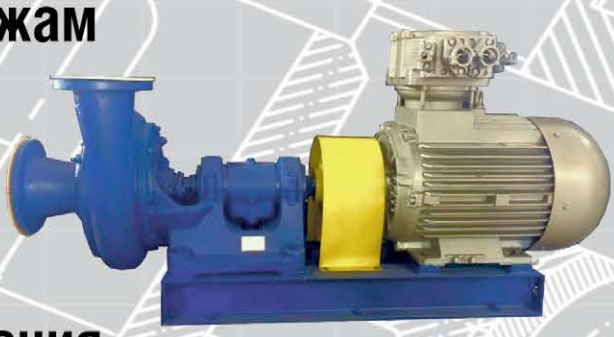
мойбизнес
национальный проект по поддержке малого и среднего бизнеса

Гидрофобизированный торфоминеральный нефтяной биосорбент «Биосорбонафт»

ЮЖНОУРАЛЬСКАЯ НАСОСНАЯ КОМПАНИЯ
НЕСТАНДАРТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

НАСОСНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

- Серийное производство
- Изготовление нестандартного оборудования по чертежам Заказчика
- Производство по программе импортозамещения



Высокое качество
Оптимальные сроки изготовления
Индивидуальный подход

ООО «ЮНКНО»
620141, Свердловская область, г. Екатеринбург,
ул. Артинская, д. 23Б, оф. 31
тел.: 8 (343) 318-27-15
unkno@unkno.ru
http://unkno.ru/

Продукция сертифицирована

«Металлоцентр Лидер-М»: инновационные решения для комплексного снабжения объектов ТЭК

И.С. Грибанова
директор по продажам

Группа компаний «Металлоцентр Лидер-М» является крупнейшим поставщиком стальных труб, соединительных деталей трубопровода, металлопроката, металлоконструкций, емкостного оборудования, кабельно-проводниковой, электрощитовой продукции, трубопроводной арматуры, а также ГСМ для комплексного снабжения объектов топливно-энергетического комплекса России и строительных и промышленных структур.

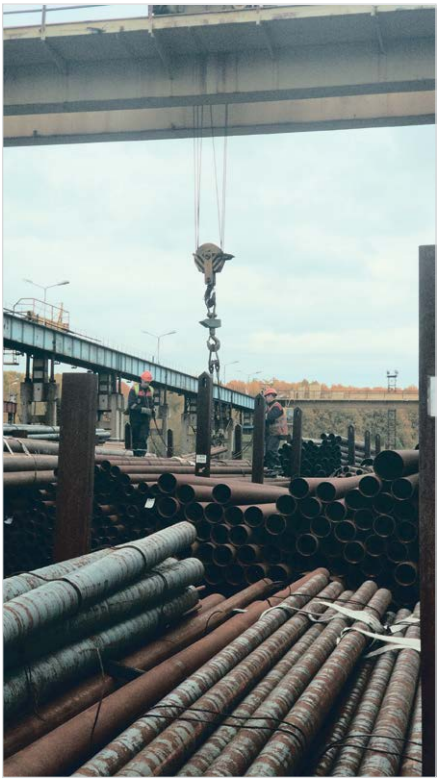
Основанная 10 мая 2010 года в нефтяной столице Татарстана — городе Альметьевске, компания стремительно росла и развивалась, и уже в 2006 году на базе «Металлоцентра» был организован собственный автопарк, созданный для оперативной доставки продукции в соседние области и республики.

В 2015 году ООО «Металлоцентр Лидер-М» стало лауреатом ежегодной национальной премии «Экономическая опора России» и получило звание «Национально значимое предприятие».

Компания активно осуществляет оптово-розничные отгрузки трубной продукции как со складов, так и напрямую с заводов-изготовителей.

В группу компаний «Металлоцентр Лидер-М» входят:

- 7 филиалов со складами: в Москве, Казани, Альметьевске, Самаре, Усинске, Первоуральске;
- Завод ООО «Металлоцентр Лидер-М», специализирующийся на нанесении антикоррозионного покрытия и ППУ изоляции на трубы и соединительные детали трубопроводов, расположенный в г. Снежинск (Челябинская область), имеющий собственный ж/д тупик, оснащенный башенным краном с площадкой для приема стальной трубы до 10 тыс. т. На территории завода расположена собственная лаборатория для контроля качества выпускаемой продукции.
- Завод металлоконструкций в г. Челябинск, способный выпускать до 1000 т металлических изделий различной сложности и назначения, обладающий своим конструкторским отделом. Основным направлением деятельности завода является изготовление опор трубопроводов.
- Завод силового электрооборудования «Электросила» в г. Чебоксары, специализирующийся на производстве комплектных



трансформаторных подстанций, низковольтных комплектных устройств и комплектных распределительных устройств.

- Лифтостроительный завод «ELBrus» в г. Чебоксары.

Группа компаний «Металлоцентр Лидер-М» предлагает лучшие и инновационные решения в области снабжения вышеуказанной продукцией и всегда учитывает потребности партнеров, готовы работать над новыми проектами для расширения бизнес-возможностей.

Компания твердо держит лидирующие позиции по реализации трубной продукции и металлопроката крупнейших производителей и имеет богатый опыт сотрудничества со многими гигантами промышленного комплекса России, в числе которых ПАО «Татнефть», ПАО «НК Роснефть», ПАО «ГАЗПРОМ», ПАО «ТМК», ПАО «ЛУКОЙЛ», АО «СТНГ», АО «Арктикгаз», ПАО «ЧТПЗ», ЗАО «НЗМК «ТЭМ-ПО», ОАО «Сахатранснефтегаз», ПАО «Транснефть», ПАО «НОВАТЭК» и многие другие.

Помимо продаж металлопродукции, также активно развивит сегмент оптовой торговли твердым, жидким и газообразным топливом и другими продуктами нефтепереработки (бензин, дизельное топливо, топливо самолетное, мазут, битум, кокс нефтяной, сера, моторные масла).

Сегодня «Металлоцентр» находится на стадии развития нового производства продукции — это мягкие упаковочные контейнеры (биг-беги, полиэтиленовые мешки, рулонный материал из полипропилена и полиэтилена, геопленка, термоусадочная пленка и стретч-худ). Запуск предприятия запланирован на 3-4 квартал 2019 г. Планируется оснастить производство полного цикла новым современным оборудованием. Располагаться оно будет на территории опережающего экономического развития (ТОСЭР) в городе Зеленодольске, Республики Татарстан.

На сайте www.ml-m.ru вы можете найти все отзывы о работе с компанией, а также получить всю необходимую информацию по интересующим вас вопросам.

МЕТАЛЛОЦЕНТР ЛИДЕР-М
Комплексное снабжение нефтегазопроводов

ООО «Металлоцентр Лидер-М»
Москва, Научный проезд д. 17,
этаж 7, помещение XXXIII
8 (495) 955-24-45;
8 (495) 955-24-46
info@ml-m.ru
www.ml-m.ru

УДК 622.276.53.054

Прогрессивные технологии изготовления труб для бурения нефтяных и газовых скважин

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10053

М.В. Песин
д.т.н., профессор[1], первый заместитель директора по нефтепромысловому оборудованию[2]
M.Pesin@mail.ru

В.Ф. Макаров
д.т.н., профессор, заместитель заведующего[1]

[1]Кафедра «Инновационные технологии машиностроения» ПНИПУ, Пермь, Россия
2ООО «ПКНМ», Пермь, Россия

Представлены взаимосвязи между конструктивными и технологическими параметрами процесса упрочнения резьбовой конической поверхности бурильной трубы, величиной и характером распределения остаточных напряжений в резьбовой поверхности, на основе комплекса разработанных математических моделей и серии экспериментальных исследований напряженно-деформированного состояния резьбы и усталостных испытаний резьбового соединения.

Ключевые слова
цифровые технологии, резьба, упрочнение, обкатывание резьбы, остаточные напряжения, поверхностное пластическое деформирование

Изготовление труб для бурения нефтяных и газовых скважин в Российской Федерации постоянно увеличивается, что связано с ростом добычи углеводородов и разведкой новых месторождений.

Установлено, что в процессе эксплуатации бурильных труб и бурового инструмента резьбовые соединения испытывают значительные знакопеременные нагрузки от действия растягивающих сил, изгибающих моментов, химического и абразивного воздействий, что приводит к нередким случаям разрушения резьбовых соединений и обрыву колонны в скважинах. В результате анализа характера разрушения бурильных труб определено, что 60% отказов связаны с недостаточной прочностью и циклической долговечностью ее резьбовых элементов. Известно, что обрыв труб при бурении и эксплуатации скважин по резьбовым соединениям является основной технической проблемой, ведущей к значительным экономическим затратам, измеряемым десятками млн. руб. на одну аварию. В связи с этим повышение качества, надежности и долговечности бурильных труб является актуальной задачей современного машиностроительного производства.

Разрушение резьб носит преимущественно усталостный характер, в основном, в зоне впадины резьбы, где зарождаются трещины и в процессе работы при знакопеременных нагрузках приводят к разрушению и обрыву труб, поэтому при изготовлении данных высоконагруженных используются прогрессивные технологии. Решение этой задачи возможно путем введения дополнительной операции упрочняющей обработки наружной и внутренней резьбы бурильных труб.

Конструкторско-технологические требования к резьбовым поверхностям бурильных труб при изготовлении достаточно высокие и выполняются согласно ГОСТ Р.50864-96, при этом шероховатость резьбы должна быть не более Ra 3,2 мкм, а точность шага резьбы ±0,04 мм.

Вопросы повышения долговечности деталей машин при упрочняющей обработке рассмотрены в работах таких ученых, как Афонин А.Н., Бабичев А.П., Блюменштейн В.Ю., Гуров Р.В., Дрозд М.С., Евсин Е.А., Киричек А.В., Козлов А.М., Копылов Ю.Р., Кудрявцев И.В., Кузнецов В.П., Макаров В.Ф., Матвиенко В.П., Мокроносов Е.Д., Няшин Ю.И., Поздеев А.А., Попов М.Е., Прокофьев А.Н., Прокофьев А.Н., Семин В.И., Сидякин Ю.И., Смелянский В.М., Соловьев Д.Л., Суслов А.Г., Тамаркин М.А., Торбило В.М., Трусов П.В., Хостикоев М.З., Шнейдер Ю.Г., Щербюк Н. Д., Patrick de Baets, Wim de Waele, Jan de Pauw и др. Анализ результатов исследований показал, что применение поверхностного пластического деформирования (ППД) приводит к образованию в поверхностном слое сжимающих остаточных напряжений, упрочнению поверхности, что способствует повышению сопротивления усталости и долговечности деталей машин.

При рассмотрении современных методов математического моделирования напряженно-деформированного состояния при проведении упрочняющих процессов обработки установлено, что сложная геометрия моделируемой конической замковой резьбы бурильных труб исключает возможность использования аналитических методов для решения подобной задачи. В данном случае, применительно к теории механики деформируемого твердого тела рассматривается трехмерная нестационарная контактная задача упругопластического деформирования. Решение этой задачи возможно на основе применения компьютерного конечно-элементного моделирования как современного инструментария для инженерного и научного анализа численного математического моделирования.

Решением практических проблем повышения надежности бурового оборудования занимаются специалисты таких предприятий в Российской Федерации как: ООО «ПКНМ», ООО «ПКНМ-Урал», ОАО «Мотовилихинские заводы», ОАО «ТМК-Премиум Сервис», ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» и др. Анализ производственного опыта показал, что, по мнению Прокофьева А.Н., Прокофьева А.Н., Суслова А.Г., возможной причиной поломки резьбы может быть коррозионное разрушение, и предлагается для повышения долговечности бурильных труб применять термодиффузионное цинкование, азотирование, фосфатирование и др.

Однако, проведенные научные исследования и производственный опыт в области упрочнения резьб являются недостаточными и не в полной мере обеспечивают долговечность труб.

Из рассмотренных методов упрочнения применительно к резьбовой поверхности наиболее рациональным выбран метод обкатывания роликом.

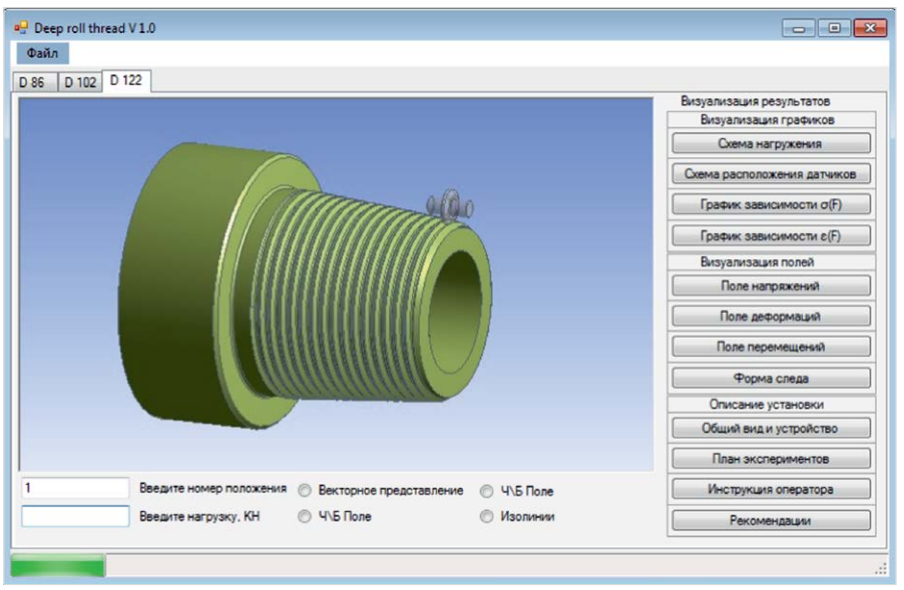


Рис. — Общий вид полной твердотельной модели
Fig. – General view of the complete solid mode

Изучение остаточных напряжений во впадине резьбы теоретически и экспериментально затруднено, т.к. профиль резьбовой конической поверхности весьма сложен. В связи с этим, исследование такой резьбы возможно преимущественно методами математического моделирования характера и величины распределения остаточных напряжений, возникающих после обкатывания. Анализ технических требований по точности и допусков на резьбу показал, что основным показателем и критерием выбора допустимой максимальной величины силы прижима ролика с целью формирования рациональной величины остаточных сжимающих напряжений, обеспечивающих повышение сопротивление усталости, является изменение глубины впадины. Превышение этого допустимого параметра не обеспечивает требуемое качество соединения резьбы труб.

Анализ научных работ и опыта предприятий показал, что не полностью изучены и не представлены в комплексе научные и методологические основы технологического процесса упрочнения резьбовых соединений обкатыванием роликом, направленные на повышение надежности бурильных труб, отсутствуют математические модели процесса деформирования впадины резьбы, нет численных решений этой задачи, определяющей взаимосвязь режимов упрочняющей обработки с основными параметрами качества поверхностного упрочненного слоя, а именно: величина и характер распределения остаточных напряжений, шероховатости, микротвердости, наклепа и микроструктуры; отсутствует промышленная установка для обкатывания резьб бурильных труб. Выдвинута гипотеза о формировании сжимающих напряжений рациональной величины, обеспечивающих повышение сопротивления усталости резьбовой поверхности, обкатанной роликом, при взаимодействии его с дном впадины резьбы, расположенного ниже среднего диаметра резьбы.

Таким образом, проведенный анализ научно-технической литературы и опыта предприятий показал, что разработка методологических основ и практических рекомендаций технологического процесса упрочняющей обработки впадин резьбовых соединений является весьма актуальной научной и производственной задачей.

Разработанная методология теоретических численных исследований включает создание физических и математических моделей для расчета остаточных напряжений, упругих и пластических деформаций резьбы в статической и динамической постановках. Решение поставленных задач моделирования предусматривает следующие этапы: построение физической модели деформирования, выбор типа конечного элемента, определение механических параметров исследуемого материала, назначение граничных и определение начальных условий в физической модели, построение конечно-элементной сетки и уплотнение ее в зоне контакта, приложение граничных и начальных условий к модели, задание параметров расчета, выполнение блока решателя и анализ результатов расчета. Результаты расчетов и анализа представляются в виде графиков и визуализаций величины и характера распределения остаточных напряжений, позволяющих на этапе проектирования технологии обкатывания резьбы назначать рациональные режимы упрочнения резьбы.

При создании высокоэффективного машиностроительного производства неотъемлемой его частью является использование цифровых технологий. Так в высокопроизводительных предприятиях Российской Федерации нашло широкое использование программы, разработанных на основе конечно-элементного моделирования технологических процессов.

Применение данных программных продуктов позволит обеспечить улучшение качества обработки деталей, и тем самым, значительно повысить их долговечность.

В случае изготовления специальных бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб, а также других высоконагруженных деталей нефтепромыслового и бурового оборудования, важным является выполнение технологических требований и прогнозирование выходных параметров процесса.

Опыт эксплуатации высоконагруженного оборудования показал, что разрушение резьб носит преимущественно усталостный характер, в основном в зоне впадины резьбы. На современном этапе развития технологий наклонно-направленного и горизонтального бурения нефтяных и газовых скважин с применением повышенного пластового давления и высоких температур требуются более прочные и надежные с высокими техническими характеристиками изделия.

Наиболее эффективным решением проблемы является повышение долговечности резьбовых соединений путем упрочнения поверхности дна впадины резьбы. Среди рассмотренных различных методов упрочнения поверхностей наиболее перспективным является метод поверхностной пластической деформации на основе обкатывания резьбы специальным профильным роликом [1, 3].

Предполагается, что при обкатывании резьбы роликом повышается долговечность и надежность резьбовых соединений путем формирования рациональных сжимающих остаточных напряжений, увеличивается микротвердость и снижается шероховатость впадины резьбы [2].

Разработанная методика и проведенные научные исследования по установлению влияния режимов обкатывания на повышение сопротивления усталости сложных резьбовых конических соединений бурильных труб показывают важную роль цифровых технологий в машиностроении, блок программы показан на рисунке [4].

Представлены результаты проведенных экспериментальных исследований повышению надежности резьбового соединения на основе сравнительных усталостных испытаний образцов труб с упрочнением резьбы и без упрочнения на специальном стенде.

Таким образом, разработка теоретических основ технологического процесса, упрочняющего обкатывания впадин резьбовых соединений является актуальной научной задачей, а внедрение программы определения остаточных напряжений при изготовлении бурильных труб различного назначения имеет важную практическую значимость для народного хозяйства Российской Федерации.

Результаты

1. С использованием компьютерного конечно-элементного моделирования разработана методология математического моделирования формирования напряженно-деформированного состояния материала резьбы при поверхностной пластической деформации бурильных труб обкатыванием роликом.

2. На основе разработанных математических моделей, выполненных расчетов и визуализации результатов установить взаимосвязи и закономерности влияния контактных нагрузок и геометрии деформирующего ролика на величину и характер распределения остаточных напряжений в поверхностном слое при напряженно-деформированном состоянии материала резьбы с целью возможности управления их формированием для дальнейшего обеспечения повышения сопротивления усталости и долговечности резьбовых соединений.

3. Проведение сравнительных исследований сопротивления усталости образцов бурильных труб с упрочненной и неупрочненной резьбой в зависимости от режимов процесса обкатывания и режимов циклического нагружения позволило прогнозировать долговечность деталей с резьбой.

4. Комплексный подход к технологическому процессу упрочнения позволил разработать технологические рекомендации по внедрению цифровых подходов и определения рациональных режимов обкатывания в цеховых условиях, обеспечивающих формирование благоприятных сжимающих напряжений и повышение сопротивления усталости резьбовых соединений.

Итоги

В результате научных исследований и опыта работы в упрочнении резьб установлены основные закономерности и взаимосвязи между режимами упрочнения и параметрами качества поверхностного слоя, методология статического и динамического математического моделирования и практического применения технологического процесса обкатывания сложнопрофильных конических резьб роликами.

Выводы

Использование технологии упрочнения поверхности обкатыванием позволило снизить разрушение резьбы труб в 3,7 раза, получить значительный экономический эффект от увеличения долговечности бурильных труб и повысить конкурентоспособность производства бурильных труб в России.

Литература

1. Песин М.В. Научные основы моделирования процесса упрочнения впадины резьбы бурильных труб обкатыванием роликом // Экспозиция Нефть Газ, 2013. №5. С. 68–70.
2. M.V. Pesin. Simulation of the Technological Process of the Strengthened Treatment of the Drill Pipes Thread. Urgent Problems of Up-to-Date Mechanical Engineering: Intern. Conf., UTI TPU, 2014, Yurga, Russia. Durnten-Zurich: TTP, 2015, pp. 476–482. (Applied Mechanics and Materials; vol. 770).
3. Pesin M.V. Improving the Reliability of Threaded Pipe Joints. Russian Engineering Research 2012, vol. 32, issue 2, pp. 210–212.
4. Песин М.В., Макаров В.Ф. Развитие цифровых технологий в исследовании остаточных напряжений // Экспозиция Нефть Газ. 2019. №1. С. 53–55.

UDC 622.276.53.054

Progressive technologies for the drilling of oil and gas wells

Authors
Mikhail V. Pesin — Sc.D., professor[1], deputy director[2]; M.Pesin@mail.ru
Vladimir F. Makarov — Sc.D., professor, deputy head[1]

[1]Department "Innovative manufacturing engineering" Perm national research polytechnic university, Perm, Russian Federation
[2]PKNM LLC, Perm, Russian Federation

Abstract
Showing the relationship between the constructive and technological process of hardening threaded conical surface drill pipe (geometry of a strengthening of the movie, the size of the load, radius of hollow), magnitude and distribution of residual stresses in a threaded surface based on complex mathematical models developed and a series of pilot studies stress-strain state threads and fatigue tests.

Keywords
digital technology, carving, hardening, deep roll thread, residual stresses, surface plastic deformation

Results
As a result of research and experience in strengthening the main thread patterns and the relationship between reinforcement and quality parameters of the surface layer, the methodology of static and dynamic mathematical modeling and practical application of the technological process of deep roll hard-to-profile tapered threads with rollers.

Conclusions
Application technology of deep roll made it possible to reduce the likelihood of destruction pipe thread 3,7 times, to obtain significant economic benefit from increasing durability drill pipes and increase the competitiveness of the production of drill pipes in Russia.

References
1. Pesin M.V. N*auchnye osnovy modelirovaniya protsessa uprochneniya vpadiny rez'by buril'nykh trub obkatyvaniem rolikom* [Scientific the bases of the simulation of the process of strengthening the bottom of thread of drill pipes by deep roll]. Exposition Oil Gas, 2013, issue 5, pp. 68–70.
2. M.V. Pesin. Simulation of the Technological Process of the Strengthened Treatment of the Drill Pipes Thread. Urgent Problems of Up-to-Date Mechanical Engineering: Intern. Conf., UTI TPU, 2014, Yurga, Russia. Durnten-Zurich: TTP, 2015, pp. 476–482. (Applied Mechanics and Materials; vol. 770).
3. Pesin M.V. Improving the Reliability of Threaded Pipe Joints. Russian Engineering Research 2012, vol. 32, issue 2, pp. 210–212.
4. Pesin M.V., Makarov V.F. R*azvitie tsifrovykh tekhnologiy v issledovanii ostatochnykh napryazheniy* [The development of digital technologies in the study of residual stresses]. Exposition Oil Gas, 2019, issue 1, pp. 53–55.

УДК 621.6+539.2/6+519.2

Учет случайной природы предела текучести материала труб при оценке прочности пригруженных сплошным покрытием криволинейных участков трубопроводов

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10049

С.А. Шоцкий
Sshotssky@mail.ru

ПАО «ГЕОТЭК Сейсморазведка»,
Москва, Россия

В работе представлены результаты расчета напряжений в стенке подземного трубопровода, пригруженного сплошным утяжеляющим покрытием в углах поворота на выпуклых участках трассы. С учетом случайной природы предела текучести трубных сталей $\sigma_т$, выборки фактических значений которого получены для материала труб разных производителей, выполнена оценка прочности криволинейных участков магистрального трубопровода. Обоснована необходимость индивидуального подбора параметров сплошного утяжеляющего покрытия для каждого участка трубопровода с учетом специфики закона распределения и пределов рассеивания предела текучести материала труб, применявшихся на этапе строительства участка.

Материалы и методы

Расчет напряжений в трубопроводе и проверка выполнения условия прочности пригруженного криволинейного участка МТ выполнена на основе строительных норм и правил (СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы).

Результаты механических испытаний образцов из материала труб обработаны методами непараметрической статистики.

Ключевые слова

магистральный трубопровод, криволинейный участок, сплошное утяжеляющее покрытие, прочностной расчет, критерии прочности, случайная величина, предел текучести трубной стали

Теоретическая часть

На криволинейных участках магистральных трубопроводов (МТ), построенных способом подземной прокладки, вследствие воздействия избыточного внутреннего давления и температурного перепада возникают напряжения и перемещения, для снижения которых выполняют пригрузку трубопровода одиночными грузами или сплошным утяжеляющим покрытием.

Для расчета возникающих в трубопроводе от избыточного внутреннего давления и положительного температурного перепада максимальных суммарных продольных напряжений $\sigma_{пр}^{H}$, в работах [1, 2] с учетом требований нормативного документа [3] получена зависимость:

$$\sigma_{пр}^{H} = \mu \frac{p\left(D_н - 2\delta\right)}{2\delta} - \frac{N}{F} \pm \frac{M}{W}, \qquad (1)$$

где μ — коэффициент Пуассона; p — избыточное внутреннее давление; $D_н$ — наружный диаметр трубы; δ — толщина стенки трубы; M — продольное усилие на изогнутом участке трубопровода; N — максимальный изгибающий момент, F — площадь поперечного сечения трубы, W — момент сопротивления сечения трубопровода.

Расчет параметров N и M, входящих в зависимость (1), производится для каждого криволинейного участка МТ исходя из его конструктивных особенностей и схемы пригрузки [1, 2, 4].

Отсутствие на исследуемом участке недопустимых пластических деформаций и его прочность считаются обеспеченными, если выполнено условие [3]:

$$\left|\sigma_{пр}^{H}\right| \le \psi_3 \frac{m}{0{,}9k_н} R_2^н, \qquad (2)$$

где $\sigma_{пр}^{H}$ — максимальные суммарные продольные напряжения в МТ; ψ_3 — коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, ($\psi_3 = \psi_3$ ($\sigma_{кц}$, $R_2^н$, $k_н$, m)); $\sigma_{кц}$ — кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, m — коэффициент условий работы трубопровода; $k_н$ — коэффициент надежности по назначению трубопровода, $R_2^н$ — минимальное значение предела текучести материала трубы.

При расчете прочности участков трубопровода исходные данные, входящие в зависимости (1) и (2), принимаются величинами постоянными. Однако исследования, результаты которых представлены в работах [5, 6, 7, 8], свидетельствуют, что такие исходные величины, как избыточное внутреннее давление p и температура $T°$, имеют случайную природу и различные, специфические закономерности изменения для каждого линейного участка магистрального трубопровода. Данный факт оказывает значимое влияние на результаты оценки прочности криволинейных участков подземного МТ и требует индивидуального подхода к выбору параметров сплошного утяжеляющего покрытия для каждого криволинейного участка.

Прочностные характеристики материала труб, которые применялись на этапе строительства участков МТ, тоже имеют случайную природу. Вследствие этого по результатам механических испытаний материала труб фиксируются различные закономерности и границы рассеивания предела текучести в зависимости от даты выпуска трубной продукции, ее изготовителя, действовавших на момент производства технических требований на трубную продукцию и ряда других факторов [9, 10, 11]. Результаты оценки влияния продолжительности эксплуатации нефтепроводов на изменение статистических характеристик законов распределения механических характеристик различных трубных сталей представлены в работе [12].

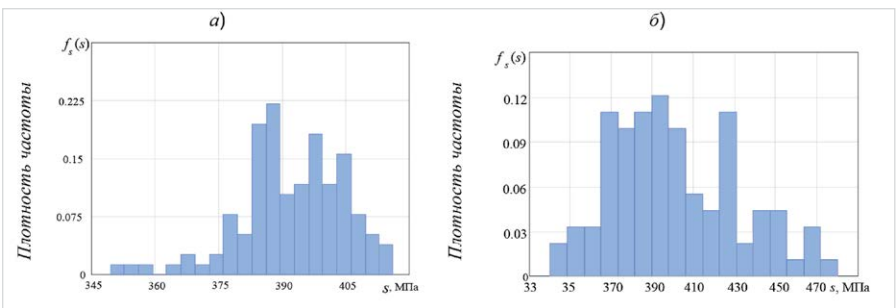


Рис. 1 — Частота распределения предела текучести для материала труб производства Харцизского ТЗ
а) — для труб, произведенных до 1975 г.
б) — для труб, произведенных после 1975 г.
Fig. 1 — Distribution frequency of yield strength for pipe material manufactured at Khartsizsk Tube Plant
a) yield strength for pipe material produced before 1975
b) yield strength for pipe material produced after 1975

В качестве примера на рисунках 1 и 2 представлены гистограммы для предела текучести σ_T, полученные в результате механических испытаний образцов, вырезанных из находившихся в эксплуатации труб, изготовленных на Харцизском трубном и Челябинском трубопрокатном заводах из стали 17Г1С в различные периоды времени, но согласно одинаковых технических условий ТУ 14-3-109-73 [10].

Однако данные факты не учитывается в существующих нормативных документах, регламентирующих расчет прочности линейных участков на основании зависимостей (1) и (2), а значения предела текучести материала трубы при выполнении расчетов принимаются из нормативно-справочной литературы как постоянные величины.

Анализ представленных на рисунках 1 и 2 данных позволяет сделать вывод, что отнести при статистической обработке выборки значений предела текучести материала труб с целью определения характеристик распределения к нормальному закону некорректно. Одним из путей решения данной проблемы является применение для обработки результатов экспериментальных исследований образцов из материала труб математического аппарата непараметрической статистики, в рамках которого изначально предполагается, что что вид распределения случайной величины или неизвестен, или может быть определен лишь приблизительно [6].

Основой методов непараметрической статистики при адаптивной оценке неизвестной функции плотности распределения (в рассматриваемом примере предела текучести $f_{\sigma_T}(\sigma_T)$) на основе полученной в результате экспериментов выборки значений σ_{Ti}, $i = \overline{1,m}$, является представление искомой функции в виде разложения:

$$f_{\sigma_T}(\sigma_T) = \frac{1}{m \cdot h_{\sigma_T} \cdot \sqrt{2 \cdot \pi}} \times$$

$$\times \sum_{i=1}^{m} \exp\left[-0{,}5\left(\frac{\sigma_T - \sigma_{Ti}}{h_{\sigma_T}}\right)^2\right] \cdot \frac{1}{c_{\sigma_T}}, \quad (3)$$

где

$$c_{\sigma_T} = \frac{1}{m \cdot h_{\sigma_T} \cdot \sqrt{2 \cdot \pi}} \int_{\sigma_{T\min}}^{\sigma_{T\max}} \times$$

$$\times \sum_{i=1}^{m} \exp\left[-0{,}5\left(\frac{\sigma_T - \sigma_{Ti}}{h_{\sigma_T}}\right)^2\right] d\sigma_T,$$

а h_{σ_T} — параметр сглаживания (размытости), определяющий «гладкость» получаемой оценки. Оптимальное значение параметра h_{σ_T} находится из условия достижения максимума информационного функционала:

$$\max_{h_{\sigma_T}} J = \max_{h_{\sigma_T}} \left\{ \frac{1}{m} \sum_{i=1}^{m} \ln\left[\frac{1}{(m-1)h_{\sigma_T}} \times \right.\right.$$

$$\left.\left. \times \sum_{j \neq i}^{m-1} \frac{1}{\sqrt{2 \cdot \pi}} \exp\left(-0{,}5\left(\frac{\sigma_{Ti} - \sigma_{Tj}}{h_{\sigma_T}}\right)^2\right)\right]\right\}. \quad (4)$$

Решение данной задачи позволяет определить все параметры, входящие в выражение (3), и восстановить искомую функцию $f_{\sigma_T}(\sigma_T)$.

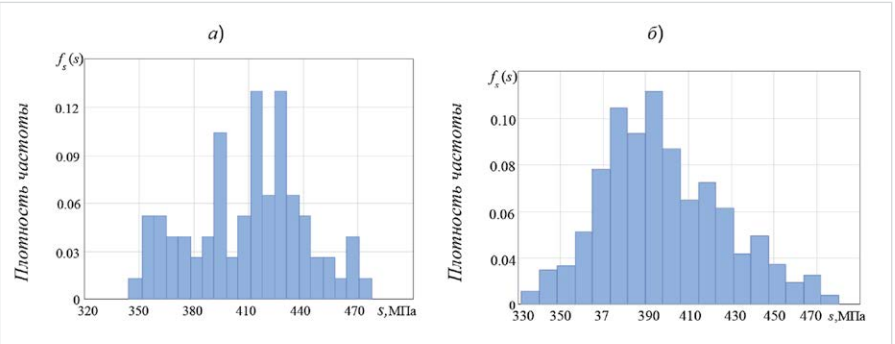


Рис. 2 — Частота распределения предела текучести для материала труб производства Челябинского ТПЗ . а) — предел текучести σ_T для материала труб, произведенных до 1975 г. б) — предел текучести σ_T для материала труб, произведенных после 1975 г.
Fig. 2 — Distribution frequency of yield strength for pipe material manufactured at Chelyabinsk Pipe Rolling Plant. a) yield strength for pipe material produced before 1975. b) yield strength for pipe material produced after 1975

Знание функции плотности вероятности $f_{\sigma_T}(\sigma_T)$ позволяет рассчитать любые значения квантилей предела текучести σ_T^{α} материала труб при требуемом уровне значимости α (например, α = 0,01, α = 0,05 или α = 0,1) в результате решения уравнения [10, 13]:

$$\int_0^{\sigma_T^{\alpha}} f_{\sigma_T}(\sigma_T)\, d\sigma_T = \alpha \quad (5)$$

Применение полученных значений квантилей σ_T^{α} в качестве исходных данных для зависимостей (1) и (2) позволяют учесть при выполнении прочностного расчета МТ на основе детерминированных моделей случайную природу предела текучести стали 17Г1С и, как следствие, повысить достоверность получаемых результатов.

Пример расчета

В качестве примера реализации изложенного подхода выполним прочностной расчет криволинейного участка для трубопровода, построенного способом подземной прокладки. Для расчета примем следующие исходные данные:

- наружный диаметр трубопровода $D_н$ = 720 мм;
- толщина стенки трубы δ = 10 мм;
- материал трубы Сталь 17Г1С;
- избыточное внутреннее давление в трубопроводе p = 5,19 МПа [11];
- угол поворота φ в вертикальной плоскости на выпуклом рельефе местности (2φ = 12°).

Угол поворота конструктивно выполнен крутоизогнутым отводом. Трубопровод проложен в песчаном грунте на глубине 80 см от верхней образующей трубы и пригружен сплошным утяжеляющим покрытием. Интенсивность сплошного утяжеляющего покрытия в рассматриваемом примере составляет $q_{пр}$ = 7,5 кгс/см, $q_{пр}$ = 15 кгс/см и $q_{пр}$ = 22,5 кгс/см. Отметим, что исходные данные в настоящем примере аналогичны тем, что были приняты в примере расчета, рассмотренном в работе [4], кроме предела текучести материала трубы σ_T. Существенным отличием примеров является то, что в расчетах, результаты которых приведены в работе [4], предел текучести материала трубы был принят в соответствии с нормативной документацией величиной постоянной, значение которой составляет σ_T = 400,0 МПа. В настоящей работе при оценке прочности аналогичного по параметрам и конструктивному исполнению криволинейного участка МТ предел прочности σ_T рассматривается как случайная величина, законы распределения которой отличаются в зависимости от производителя трубной продукции (рисунки 1 и 2). В итоге возникает возможность сравнить результаты расчета, полученные на основе одинаковых детерминированных моделей, но при использовании различных по природе исходных данных.

На первом этапе оценки прочности рассматриваемого в примере криволинейного участка МТ выполним расчет квантильных значений предела текучести σ_T^{α} для материала труб разных производителей [10, 13]. Для этого на основе методов непараметрической статистики необходимо выполнить статистическую обработку выборок (рисунки 1а и 2а) экспериментальных значений σ_{Ti}, $i = \overline{1,116}$ для труб производства Харцизского ТЗ и σ_{Ti}, $i = \overline{1,77}$ для труб, выпущенных на Челябинском ТПЗ [10]. В результате решения задачи (4) определяются параметры зависимости (3) и восстанавливаются искомые функции плотности распределения вероятности $f_{\sigma_T}(\sigma_T)$ предела текучести материала труб разных производителей [11] , которые представлены на рисунках 3 и 4 соответственно.

Уровень значимости α	Значение предела текучести σ_T^{α}, МПа	
	Харцизский ТЗ	Челябинский ТПЗ
α = 0,01	418,4	479,6
α = 0,05	413,8	467, 3
α = 0,1	410,5	456,3

Таб. 1 — Значения квантилей предела текучести σ_T^{α} стали 17Г1С для трубной продукции разных производителей [11]
Tab. 1 — Values of yield strength quantiles σ_T^{α} of steel pipes 17Г1С (analog of steel St52-3G) of different manufactures

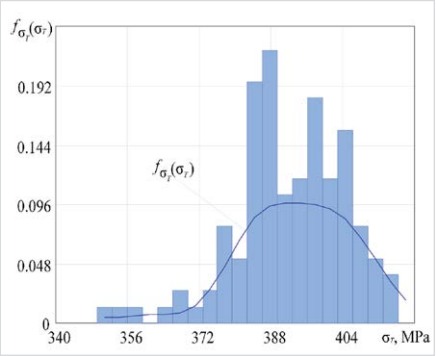


Рис. 3 — Функция плотности вероятности $f_{\sigma_T}(\sigma_T)$ предела текучести σ_T материала трубы, изготовленной на Харцизском ТЗ
Fig. 3 — Limit Stress Density Function $f_{\sigma_T}(\sigma_T)$ of yield strength for pipe material manufactured at Khartsizsk Tube Plant

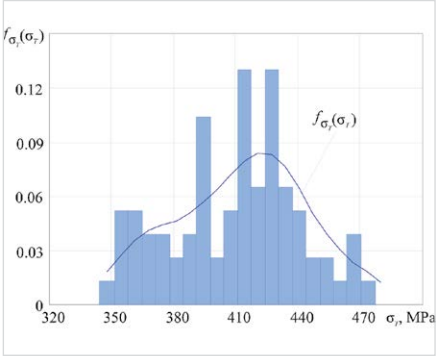


Рис. 4 — Функция плотности вероятности $f_{\sigma_T}(\sigma_T)$ предела текучести σ_T материала трубы, изготовленной на Челябинском ТПЗ
Fig. 4 — Limit Stress Density Function $f_{\sigma_T}(\sigma_T)$ of yield strength for pipe material manufactured at Chelyabinsk Pipe Rolling Plant

Результаты расчета для известных функций $f_{\sigma_T}(\sigma_T)$ на основании уравнения (5) квантильных значений предела текучести σ_T^{α} при разном уровне значимости α представлены в таб. 1.

С целью возможности анализа выполнения условия прочности (2) температурно-деформируемого криволинейного участка МТ, построенного из труб, изготовленных различными производителями, но из одинакового материала, примем следующие значения предела текучести:

- σ_T = 400,0 МПа для материала трубы на основе данных, приведенных в нормативно-справочной литературе;
- $\sigma_T^{0,05}$ = 413,8 МПа для материала трубы производства Харцизского ТЗ;
- $\sigma_T^{0,05}$ = 467,3 МПа для материала трубы производства Челябинского ТПЗ.

Тогда в соответствии с требованиями СНиП [3] для выполнения условия (2) при значении квантиля предела текучести $\sigma_T^{0,05}$ = 413,8 МПа величина максимальных суммарных продольных напряжений в стенке трубопровода должна быть не более 311,1 МПа, т.е. выполняться условие $|\sigma_{пр}^{н}|$ ≤ 311,1 МПа, а при значении квантиля $\sigma_T^{0,05}$ = 467,3 МПа не более 348,5 МПа, т.е. $|\sigma_{пр}^{н}|$ ≤ 348,5 МПа. Для значения предела текучести σ_T = 400,0 МПа, принятого на основании нормативно-справочной литературы, значения суммарных продольных напряжений не должны превышать величину 301,7 МПа, т.е. $|\sigma_{пр}^{н}|$ ≤ 301,75 МПа.

Графические иллюстрации к результатам расчета на основе зависимостей (1) и (2) максимальных суммарных продольных напряжений, возникающих в стенке подземного трубопровода при значении избыточного внутреннего давления p = 7,41 МПа, температурном перепаде Δt = 35 С° и различной интенсивности q и относительной протяженности $\frac{\ell_{пр}}{\ell}$ сплошного утяжеляющего покрытия, представлены на рис. 5. Предельные проектные напряжения, приведенные на рис. 5а , определены на основании справочного значения предела текучести для стали 17Г1С, а на рисунках 5б и 5в — на основании экспериментальных данных предела текучести σ_T для материала труб, изготовленных на Харцизском ТЗ и Челябинском ТПЗ соответственно.

На втором этапе оценки прочности криволинейного участка магистрального трубопровода, подверженного температурным деформациям, выполним анализ полученных результатов.

Данные, представленные на рис. 5 свидетельствует, что применение сплошного утяжеляющего покрытия и подбор его соответствующих параметров позволяют выполнить условие прочности (2) для криволинейного температурно-деформируемого участка трубопровода с учетом случайной природы прочностных свойств материала труб, произведенных на различных предприятиях.

Так, в соответствии с требованиями СНиП [3], при значении предела текучести материала трубы σ_T = 400,0 МПа, принятом на основании нормативно-справочной литературы, величина максимальных суммарных продольных напряжений в стенке трубопровода должна быть менее 301,7 МПа, т.е. должно выполняться условие $|\sigma_{пр}^{н}|$ ≤ 301,7 МПа. Для рассматриваемого в примере трубопровода применение сплошного утяжеляющего покрытия интенсивностью $q_{пр}$ = 7,5 кгс/см при температурном перепаде Δt = 30°С не обеспечивает снижение фактических напряжений до величины предельных при любой относительной протяженности покрытия $\frac{\ell_{пр}}{\ell}$ (рис. 5а). Применение утяжеляющего покрытия интенсивностью $q_{пр}$ = 15 кгс/см при величине его относительной протяженности не менее $\frac{\ell_{пр}}{\ell}$ ≈ 0,22 позволяет снизить напряжения до нормативного уровня $\sigma_{пр}^{H}$ = 301,7 МПа и обеспечить выполнение условия прочности (2). При этом дальнейшее увеличении относительной протяженности утяжеляющего покрытия является нецелесообразным.

Утяжеляющее покрытие интенсивностью $q_{пр}$ = 22,5 кгс/см обеспечивает снижение фактических напряжений до величины ниже предельных проектных при относительной протяженности не менее $\frac{\ell_{пр}}{\ell}$ ≈ 0,1 (рис. 5а). Применение покрытия большей протяженности также является нецелесообразным как с технической, так и с экономической стороны.

Для варианта расчета, когда в качестве предельных приняты напряжения, соответствующие пределу текучести материала труб производства Харцизского ТЗ, применение сплошного утяжеляющего покрытия интенсивностью $q_{пр}$ = 22,5 кгс/см обеспечивает выполнение условия прочности при условии, что его минимальная относительная протяженность должна составлять $\frac{\ell_{пр}}{\ell}$ ≈ 0,07. При применении сплошного утяжеляющего покрытия интенсивностью $q_{пр}$ = 15 кгс/см его относительная протяженность должна быть не менее $\frac{\ell_{пр}}{\ell}$ ≈ 0,11. Применение утяжеляющего покрытия интенсивностью $q_{пр}$ = 7,5 кгс/см не обеспечивает, как и в рассмотренном выше варианте, снижение фактических напряжений до проектного уровня при любой протяженности покрытия (Рис. 5б).

При варианте, когда в качестве предельных приняты напряжения, соответствующие пределу текучести материала труб производства Челябинского ТПЗ, применение утяжеляющего покрытия интенсивностью $q_{пр}$ = 7,5 кгс/см в отличие от первых двух вариантов уже позволяет обеспечить выполнение условия прочности (2) при минимальной протяженности покрытия $\frac{\ell_{пр}}{\ell}$ ≈ 0,08. Очевидно, что в данном варианте применения утяжеляющих покрытий интенсивностью $q_{пр}$ = 15 кгс/см и $q_{пр}$ = 22,5 кгс/см также обеспечивает выполнение условия предотвращения недопустимых пластических деформаций при относительной протяженности покрытий $\frac{\ell_{пр}}{\ell}$ ≈ 0,01 и $\frac{\ell_{пр}}{\ell}$ ≈ 0,02 соответственно (рис. 5в).

Итоги

Представленные результаты свидетельствуют, что индивидуальные закономерности и границы распределения предела текучести материала труб даже одного сортамента, но выпущенных различными производителями, приводят к существенным отличиям в результатах оценки прочности температурно-деформируемых криволинейных участков МТ. Вследствие этого возникает объективная необходимость совершенствования методов оценки прочности МТ, которые должны учитывать случайную природу механических характеристик материала труб, применяемых в качестве исходных данных в зависимости от принятых в компании-операторе норм расчета.

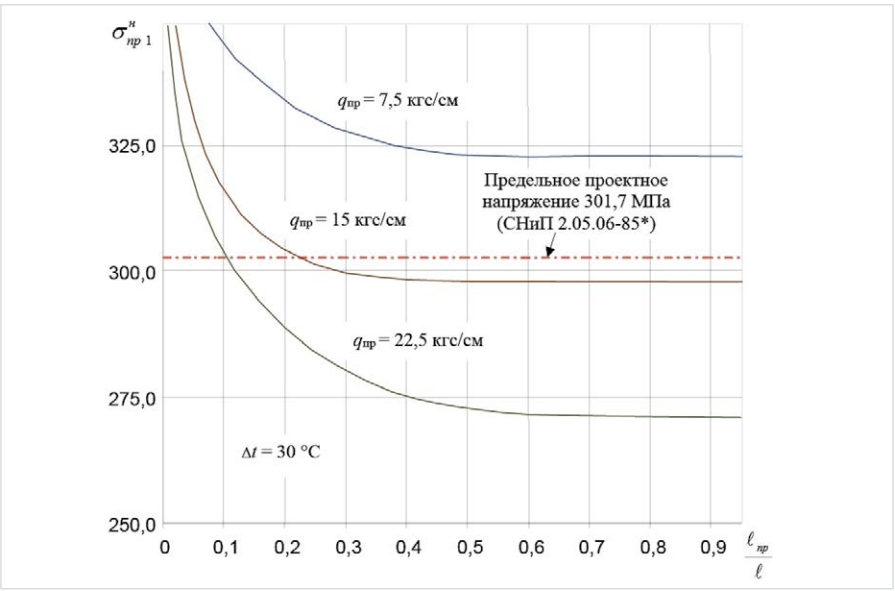
Выводы

1. Изложенный подход позволяет оценить прочность криволинейного пригруженного участка подземного трубопровода и обосновать выбор параметров сплошного утяжеляющего покрытия с учетом случайной природы предела текучести σТ материала труб, применявшихся на этапе строительства криволинейного участка, и его конструктивных особенностей.
2. Случайные закономерности и границы рассеивания предела текучести σТ материала труб вызывают необходимость индивидуального обоснования параметров сплошного утяжеляющего покрытия для каждого участка МТ.
3. Повышение достоверности результатов оценки прочности криволинейных участков, спроектированных и конструктивно выполняемых на этапе строительства с углом поворота, требует формирования базы данных о фактических закономерностях и пределах рассеивания механических характеристик материала труб, изготовленных различными производителями, а также труб, имеющих различный срок эксплуатации.
4. Результаты оценки прочности криволинейных участков МТ на основе фактических значений механических характеристик металла труб позволяют уточнить параметры

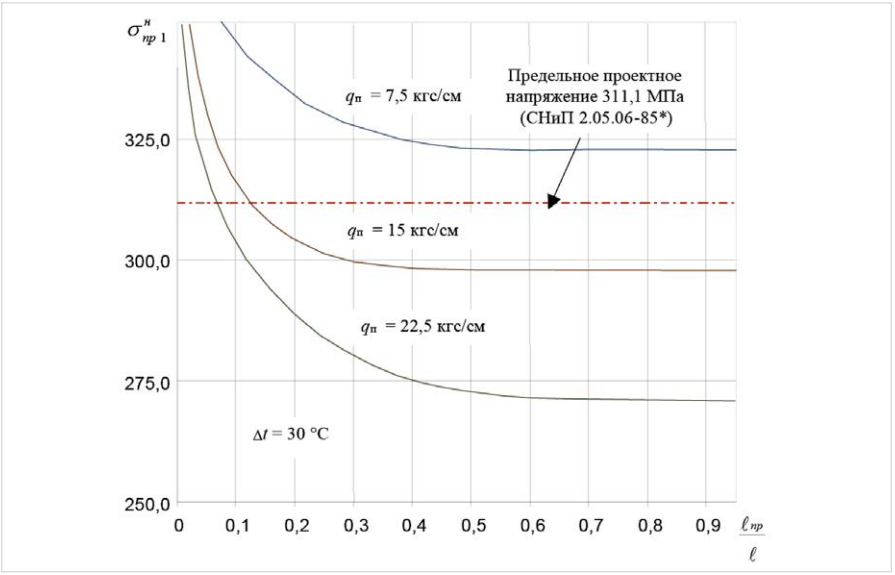
утяжеляющего покрытия, а также внести при необходимости изменения в конструктивную схему криволинейного участка на этапе реконструкции или ремонта линейной части.

Литература

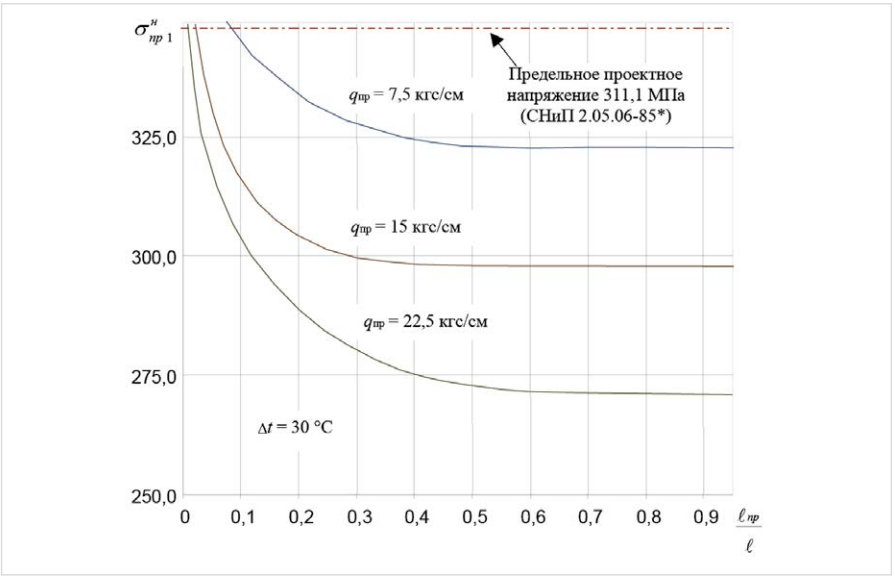
1. Шоцкий С.А., Малюшин Н.А. Напряжения и перемещения пригруженного подземного трубопровода на углах поворота в вертикальной плоскости // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2009. №2. С. 83–85.
2. Шоцкий С.А. Анализ напряженно-деформированного состояния подземных трубопроводов. Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2009. №3. С. 65–68.
3. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы. М.: ФГУП ЦПП, 2005. 60 с.
4. Шоцкий С.А., Голофаст С.Л. Оценка прочности пригруженных сплошным покрытием криволинейных участков подземных трубопроводов // Безопасность труда в промышленности. 2018. №10. С. 22–29.
5. Филатов А.А., Голофаст С.Л. Проблемы оценки прочностной надежности газопроводов // Газовая промышленность. 2015. №7. С. 45–48.
6. Сызранцев В.Н., Голофаст С.Л. Вероятностная оценка коэффициента запаса прочности трубопровода // Трубопроводный транспорт (теория и практика). 2012. №2. С.27–29.
7. 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.
8. Голофаст С.Л. Проблемы оценки надежности линейной части магистральных трубопроводов // Безопасность труда в промышленности. 2018. №4. С. 36–40.
9. 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.
10. Голофаст С.Л. Влияние фактических закономерностей распределения механических характеристик трубной стали 17Г1С на коэффициент запаса прочности магистральных газопроводов // Экспозиция Нефть Газ. 2019. №3. С.58–64.
11. Шоцкий С.А. Оценка прочности температурно-деформируемых участков трубопроводов с учетом случайной природы предела текучести материала труб // Экспозиция Нефть Газ. 2019. №2. С. 75–79.
12. 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.
13. Голофаст С.Л. Оценка прочностной надежности магистральных трубопроводов на основе квантильных значений коэффициента запаса прочности // Безопасность труда в промышленности. 2018. №7. С. 22–28.



а)



б)



в)

Рис. 5 — Зависимости максимальных продольных напряжений $\sigma^{H}_{пр}$ от относительной протяженности $\frac{\ell_{пр}}{\ell}$ и различной интенсивности сплошного утяжеляющего покрытия $q_{пр}$

Fig. 5 — Dependence of the maximum stress $\sigma^{H}_{пр}$ on the relative length $\frac{\ell_{пр}}{\ell}$ and different intensity of the pipeline solid weight

UDC 621.6+539.2/6+519.2

Tracking random nature of creep strength on pipeline materials, while assessing resistance power of pipelines' curved sections weighted by uniform coating

Author
Sergey Shockiy; Sshotssky@mail.ru

PJSC "Geotech Seismic Services", Moscow, Russia

Abstract
The paper presents the results of calculating the stresses in the wall of an underground pipeline loaded with pipeline solid weight in the angles of rotation on convex sections of the pipeline. Taking into account the random nature of the yield strength of tube steels, samples of actual values obtained for the material of pipes from different manufacturers, the strength of curvilinear sections of the main pipeline was evaluated. The necessity of individual selection of the weight of a pipeline solid weight for each section of the pipeline is justified taking into account the specific law and the dispersion limits of the yield strength of the pipe material used during the construction phase of the section.

Materials and methods
Calculation of stresses in the pipeline and verification of the fulfillment of the strength condition of the loaded curvilinear section of main pipeline was carried out on the basis of construction norms and rules (SNiP 2.05.06-85 * Trunk pipelines).
The results of fracture tests of samples from the pipe material were processed nonparametric statistics.

Keywords
main pipeline, curved section, pipeline solid weight, strength calculation, the strength criteria, random variable, probability density, yield limit of pipe steel

Results
The results obtained show that the individual patterns and the pipe material's distribution limit of yield strength, even among the same range of products, but produced by different manufacturers, lead to substantial dissimilarities in the results of strength assessment of temperature-deformable curved sections of trunk pipelines. As a consequence, an objective necessity to improve methods of strength evaluation of trunk pipelines' endurance arises. Such methods should adjust for the random nature of mechanical data of pipe material used as design premise depending from standard norms of the operator company.

Conclusions
1.The proposed method allows evaluating the strength of curved section at the loaded underground pipeline section. The research also enables to justify the choice of pipeline solid weight parameters taking into account the random nature of the yield limit σT of the pipe material used during the construction phase of the curved section, and considering its structural features.
2.The random patterns and the dispersion limits of the yield σT of the pipe material make it necessary to justify the pipeline solid weight parameters for each section at the trunk pipelines.
3.In order to improve the reliability of the results dealing with the strength assessment of curved sections designed and maintained during the construction phase with angle, it is essential to form a database with factual patterns and the dispersion limits of the yield with mechanical data of pipe material produced by different manufacturers, it also requires pipes with various operational lifetime.
4.The results of the strength assessment of curved sections at the trunk pipelines based on factual value of mechanical data with pipe metal allow indicating parameters of pipeline weight and modifying, if necessary, the constructive scheme of the curved section during the reconstruction phase or repairing of a linear part.

References
1. Shotskiy S.A., Malyushin N.A. N*apryazheniya i peremeshcheniya prigruzhennogo podzemnogo truboprovoda na uglakh povorota v vertikal'noy ploskosti* [Stresses and movements of the weighted-down underground pipeline at the line bend angles in the vertical plane]. Higher Educational Institutions News. Neft' i gaz, 2009, issue 2, pp. 83–85.
2. Shotskiy S.A. A*naliz napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya podzemnykh truboprovodov* [The analysis of the underground pipelines mode of deformation]. Higher Educational Institutions News. Neft' i gaz, 2009, issue 2, pp. 65–68.
3. SNiP 2.05.06-85*. Trunk pipelines. Moscow: FGUP TsPP, 2005, 60 p.
4. Shotskiy S.A., Golofast S.L. Strength Evaluation of the Underground Pipelines Curved Sections Loaded with Complete Coating. Occupational Safety in Industry, 2018, issue 10, pp. 22–29.
5. 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.
6. Syzrantsev V.N., Golofast S.L. V*eroyatnostnaya otsenka koeffitsienta zapasa prochnosti truboprovoda* [Probabilistic estimate of the pipeline safety factor]. Pipeline Transport: Theory and Practice, 2012, issue 2. pp. 27–29.
7. 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.
8. 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. 36–40.
9. 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.
10. Golofast S.L. V*liyanie fakticheskikh zakonomernostey raspredeleniya mekhanicheskikh kharakteristik trubnoy stali 17G1S na koeffitsient zapasa prochnosti magistral'nykh gazoprovodov* [Effect of the actual regularities of distribution of the yield strength for steel 17G1S on safety factor of the main gas pipeline sections]. Exposition Oil Gas, 2019, issue 3, pp. 58–64.
11. Shotskiy S.A. O*tsenka prochnosti temperaturno-deformiruemykh uchastkov truboprovodov s uchetom sluchaynoy prirody predela tekuchesti materiala trub* [The evaluation of the strength of temperature-deformable sections of pipelines taking into account the random nature of the yield strength of the pipe material]. Exposition Oil Gas, 2019, issue 2, pp. 75–79.
12. 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]. Neftyanoe khozyaystvo, 2008, issue 3, pp. 98–100.
13. Golofast S.L. O*tsenka prochnostnoy nadezhnosti magistral'nykh truboprovodov na osnove kvantil'nykh znacheniy koeffitsienta zapasa prochnosti* [Assessment of the Strength Reliability of the Trunk Pipelines based on the Quantile Values of Safety Factor]. Occupational Safety in Industry, 2018, issue 7, pp. 22–28.

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

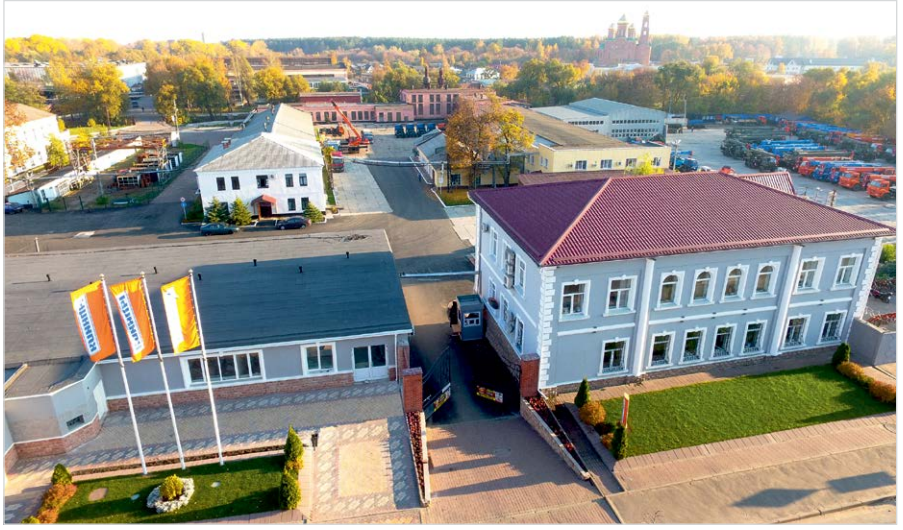
Акционерное общество «Клинцовский автокрановый завод»

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

Быстродействующий автоматический ввод резерва

А.О. Ашмарин
инженер-исследователь 2 категории сектора разработок

М.В. Мартынов
к.т.н., заведующий сектором разработок

ООО «Релематика», Чебоксары, Россия
relematika.ru

Кратковременное нарушение электроснабжения на промышленных предприятиях, компрессорных станциях в нефтегазовой, химической и иных отраслях, имеющих высокочувствительную нагрузку, может привести к останову технологического процесса и, как следствие, к большим экономическим потерям и травмам со стороны обслуживающего персонала. Статистика аварийных режимов работы нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих предприятий [1] показывает, что 40–70% отключений происходит по причине нарушений в работе системы внешнего электроснабжения. При этом срабатывание обычных устройств автоматического ввода резерва (АВР), обеспечивающих переключение на резервный источник за время более 90–140 мс может привести к экономическому ущербу, связанному с нарушением непрерывности технологических процессов и возникновением гидравлических ударов, вызывающих повреждения оборудования насосных станций, трубопроводов и, как следствие, серьезных пожаров (рис. 1).

Рис. 1. Следствие гидроудара в нефтепроводе

Для предотвращения длительных перерывов питания применяются устройства быстродействующего автоматического ввода резерва (далее — БАВР). БАВР — эффективное и экономически целесообразное средство сохранения в работе ответственных потребителей при нарушении электроснабжения, которое переводит питание потребителей на резервный источник за минимально возможное время. Особенно эффективно использование БАВР совместно с быстродействующими выключателями различных производителей.

Устройство БАВР компании «Релематика» производит быстродействующее переключение на резервный источник при несанкционированной потере питания потребителей, а также при близких внешних коротких замыканиях (КЗ) в цепи основного источника питания. В терминале дополнительно реализованы функция восстановления нормального режима (ВНР), позволяющая автоматически вернуть схему сети к исходному состоянию после срабатывания БАВР, и блок несинхронного включения (БНВ, аналог классического АВР), позволяющий произвести переключение потребителей на резервный источник питания при отсутствии условий для проведения БАВР. Для ускорения переключения на резервное питание в функции БНВ предусмотрено действие на гашение поля синхронных двигателей и отключение неответственных потребителей. Одной из особенностей устройства является отсутствие уставок БАВР по току, что позволяет упростить конфигурирование устройства на объектах. В устройстве дополнительно могут быть реализованы резервные защиты вводных и секционного выключателей.

Алгоритм БАВР реализован на базе микропроцессорного терминала серии ТОР 300 и поставляется в виде самостоятельного устройства (рис. 2а) для установки в существующие ячейки и в составе шкафа (рис. 2б). Дополнительно в комплект поставки могут входить быстродействующие выключатели различных производителей.

Рис. 2 — Варианты поставки БАВР: а — устройство «ТОР 300 БАВР 50Х»; б — шкаф БАВР

Разработаны типовые схемы применения для первичных схем с неявным (рис. 3а) и явным резервированием (рис. 3б). Время реакции на аварийные режимы составляет 3–8 мс. Полное время отключения зависит от типа быстродействующего выключателя и составляет не более 60 мс.

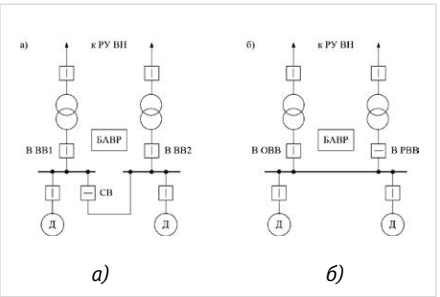


Рис. 3 — Типовые схемы применения БАВР: а — с неявным резервированием; б — с явным резервированием

Алгоритм БАВР учитывает в своей работе схемы распределительных устройств с обходными связями между секциями шин на стороне ВН трансформаторов, что было подтверждено испытаниями [2]. Устройство БАВР производства ООО «Релематика» соответствует требованиям ПАО «Транснефть» (рис. 4) [3] и включено в реестр основных видов закупаемой продукции [4].

Рис. 4 — Заключение о соответствии устройства БАВР требованиям ПАО «Транснефть»

На текущий момент производится полная адаптация системы БАВР под нетиповые первичные схемы заказчика, позволяющая применять защиту в особых режимах работы энергосети предприятия. Замена электромеханических выходных реле устройства на быстродействующие полупроводниковые твердотельные реле позволила еще более уменьшить время полного перелючения до 50 мс.

Таким образом, устройство БАВР производства ООО «Релематика» является готовым решением, гарантирующим резервирование ответственных потребителей для всех существующих схем питания подстанций.

Релематика

Список литературы

1. Д.Т. Гумиров. Оценка влияния кратковременных нарушений электроснабжения на работу потребителей нефтедобывающих предприятий и разработка устройства АВР для надежного их электропитания. М.: МЭИ, 2010.
2. На цифро-аналоговом физическом комплексе АО «НТЦ ЕЭС» завершился цикл испытаний устройств быстродействующего автоматического ввода резерва [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.ntcees.ru/news/2017/test_22_12_2017.php (дата обращения 25.04.2018).
3. ООО «НИИ Транснефть». Заключение о соответствии продукции «Устройства автоматического ввода резерва со сверхбыстродействующими выключателями напряжением более 1000 В» № 52200-1356-5671. Выдано ООО «Релематика» 16.04.2018.
4. Реестр основных видов продукции, закупаемой ПАО «Транснефть» [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://ntd.niitnn.ru/actual.aspx (дата обращения 25.04.2018).

Построение системы АСУ с централизованно-распределенной структурой

Автоматизированная система управления на основе программно-технического комплекса (ПТК) «АСУ-МТ» производства ООО «НТЦ «Механотроника» предназначена для автоматизации функций телемеханики, оперативно-диспетчерского и технологического управления электрическими сетями и энергохозяйствами предприятий с целью повышения информативности, эффективности, экономичности и надежности процессов передачи и распределения электроэнергии и мощности.

Система «АСУ-МТ» выполняет следующие функции:

- сбор, передача, отображение оперативной технологической информации о параметрах режима электрической сети: телеизмерений тока, напряжения, активной и реактивной мощности, частоты, телесигнализации положения коммутационных аппаратов;
- передача команд телеуправления на исполнительные механизмы коммутационных аппаратов с контролем исполнения команд;
- накопление данных в различных режимах — по мере поступления, формирование срезов информации заданной периодичности; долгосрочное хранение данных;
- передача информации в смежные автоматизированные системы, оперативно информационное взаимодействие с автоматизированными системами Центров управления сетями (ЦУС), Системного Оператора (СО);

Основными областями применения АСУ на основе ПТК «АСУ-МТ» являются:

- предприятия распределительных электрических сетей напряжением 6–20/0,4 кВ и 35–110 кВ;
- энергохозяйства промышленных предприятий, нефтяной и газовой отрасли, городского электротранспорта, железнодорожного транспорта и др.

В системе автоматизации на базе ПТК «АСУ-МТ» применяется централизованно-распределенная структура, основная особенность данной структуры — сохранение принципа централизованного управления, т.е. выработка управляющих воздействий на каждый объект управления на основе информации о состояниях всей совокупности объектов управления. Некоторые функциональные устройства системы управления являются общими для всех каналов системы и с помощью коммутаторов подключаются к индивидуальным устройствам канала, образуя замкнутый контур управления.

Для сбора, хранения и передачи данных в ПТК «АСУ-МТ» используется программный комплекс **WebScadaMT.**

Технический комплекс ПТК «АСУ-МТ» состоит из шкафов ШАСУ-МТ или ШФК-МТ, для расширения технических характеристик используется ШКП-МТ.

1. ШФК-МТ — шкаф функционального контроллера

Назначение: сбор, управление, обработка и передача данных на верхний уровень. Принимает до 288 ТС и выдает до 160 ТУ.

2. ШАСУ-МТ — шкаф автоматизированной системы управления

Назначение: сбор, управление, обработка и передача данных на верхний уровень.

3. ШКП-МТ — шкаф контролируемого пункта

Назначение: расширение возможностей системы по сбору дискретной и цифровой информации — ТС до 288 и ТУ до 160 шкафов ШАСУ-МТ и ШФК-МТ, можно подключить несколько ШКП-МТ.

На рисунке — Пример организации информационного обмена ОПУ 35 кВ + ЗРУ 10 кВ.

Автоматизированная система поддерживает все виды современных сред передачи данных:

- волоконно-оптические линии связи для RS-485;
- волоконно-оптические линии связи для Ethernet;
- витая пара для RS-485;
- витая пара (проводной) Ethernet;
- беспроводные технологии GSM, 3G, Ethernet.

Поддерживаемые протоколы передачи данных:

По RS-485

- Modbus-RTU (ведущий/ведомый);
- МЭК 60870-101 (ведущий/ведомый);
- МЭК 60870-103 (ведущий);
- SPA-Bus (мастер);
- Протоколы для опроса счетчиков Э/Э;
- NMEA/TSIP (синхронизация времени).

По Ethernet

- OLE for Process Control Data Access 2.05 (OPC-клиент/сервер);
- Modbus-TCP (клиент/сервер);
- МЭК 60870-104 (клиент/сервер);
- IEC-61850 (клиент);
- S7(клиент);
- NTP/SNTP(клиент).

Преимущества «АСУ-МТ»:

1. Низкие требования к качеству оперативного тока

Блоки питания с широким диапазоном входного напряжения, устройства защиты от перенапряжения и встроенная аккумуляторная батарея позволяют устанавливать шкафы АСУ-МТ в том числе на подстанциях с переменным оперативным током. При этом внутренние элементы шкафа надежно защищены от помех, перенапряжений и просадок напряжения в сети питания и сбора телесигналов. Емкость аккумуляторной батареи обеспечивает полную работоспособность шкафа, включая сбор сигналов типа “сухой контакт”, в течение 1 часа с момента полного погашения подстанции.

2. Надежный сбор сигналов положения коммутационных аппаратов

Сбор сигналов положения выключателей и разъединителей производится только на напряжении 220 В, что обеспечивает большую помехоустойчивость по сравнению со схемами на 24 В. Кроме того, все входные дискретные ячейки шкафов АСУ-МТ выполняются со схемой режекции, т.е. с изменяемым во времени входным сопротивлением. При замыкании внешнего контакта сопротивление входной ячейки шкафа резко уменьшается, что обеспечивает пробитие оксидной пленки, которая всегда присутствует на блок-контактах приводов аппаратов. После фиксации сигнала сопротивление входа шкафа восстанавливается до номинального значения, что снижает тепловыделение шкафа и нагрузку на систему оперативного тока.

3. Максимальный уровень самодиагностики и дистанционного управления элементами шкафа

Все основное оборудование АСУ-МТ

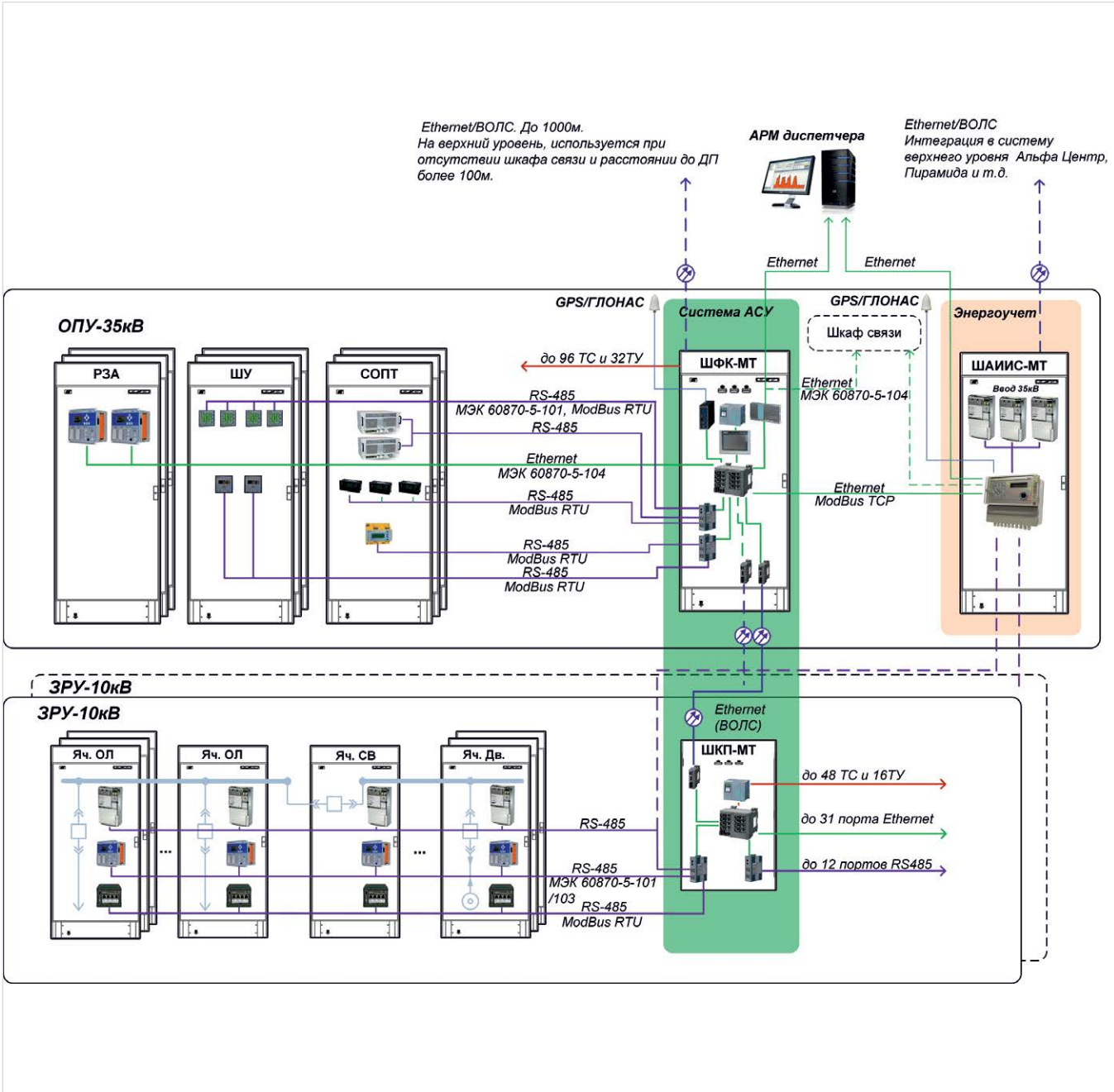


Рис. — Пример организации информационного обмена ОПУ 35 кВ + ЗРУ 10 кВ

в шкафах и вне них интегрировано в систему мониторинга и самодиагностики, обеспечивающую диагностику, локализацию и определение неисправностей для основных компонентов системы. Это позволяет быстро и достоверно получать информацию о нарушениях работы системы АСУ как внутри, так и за пределами шкафов. При помощи дистанционного управления активным оборудованием шкафа возможно удаленное восстановление работоспособности как участка сбора информации (например, перезагрузка коммутатора), так и всего шкафа (управление вводными автоматами питания шкафа). Данные особенности обеспечивают бесперебойность работы системы и снижают затраты на ее эксплуатацию.

4. Снижение затрат на построение системы АСУ благодаря использованию специализированного прикладного ПО WebscadaMT

Одним из таких решений является ПО WebscadaMT, которая отвечает всем современным требованиям к построению АСУ объекта в части визуализации диспетчерской и оперативной информации, отображению мнемосхемы объекта, графиков изменения параметров энергосистемы.

Особенностью WebscadaMT является отсутствие необходимости покупки дополнительных лицензий ПО для организации автоматизированных рабочих мест. WebscadaMT поставляется комплектно с техническим комплексом АСУ-МТ и позволяет организовать доступ неограниченного количества рабочих мест через Web-браузер, установленный на стороне клиента. Кроме того, базовая версия WebscadaMT имеет неограниченную информационную емкость в части принимаемых и передаваемых параметров, количество которых зависит только от производительности аппаратных средств, поддержку основных стандартных протоколов.

МЕХАНОТРОНИКА
Интеллектуальные устройства релейной защиты

ООО «НТЦ «Механотроника»
г. Санкт-Петербург
тел. 8-800-250-63-60
www.mtrele.ru

Комплексирование магнитоимпульсного дефектоскопа МИД-2М микропрофилемером ГФК-18 при исследовании технического состояния насосно-компрессорных труб и обсадных колонн нефтегазовых скважин

Д.Ю. Пятницкий
ООО «САНЭМА», Саратов, Россия

Е.А. Халимонов
ООО «Динер», Уфа, Россия

Наиболее перспективным и широко применяемым методом исследования технического состояния насосно-компрессорных труб (далее — НКТ) и обсадных колонн нефтяных и газовых скважин является магнитоимпульсная дефектоскопия. Однако, очень часто в процессе интерпретации данных дефектоскопии возникает неоднозначность при определении истинной толщины стенки колонны, поскольку на характер переходных процессов, происходящих в обсадной колонне после окончания возбуждающего импульса, влияют как геометрические параметры колонны (диаметр и толщина стенки), так и электромагнитные параметры (проводимость σ и магнитная проницаемость μ).

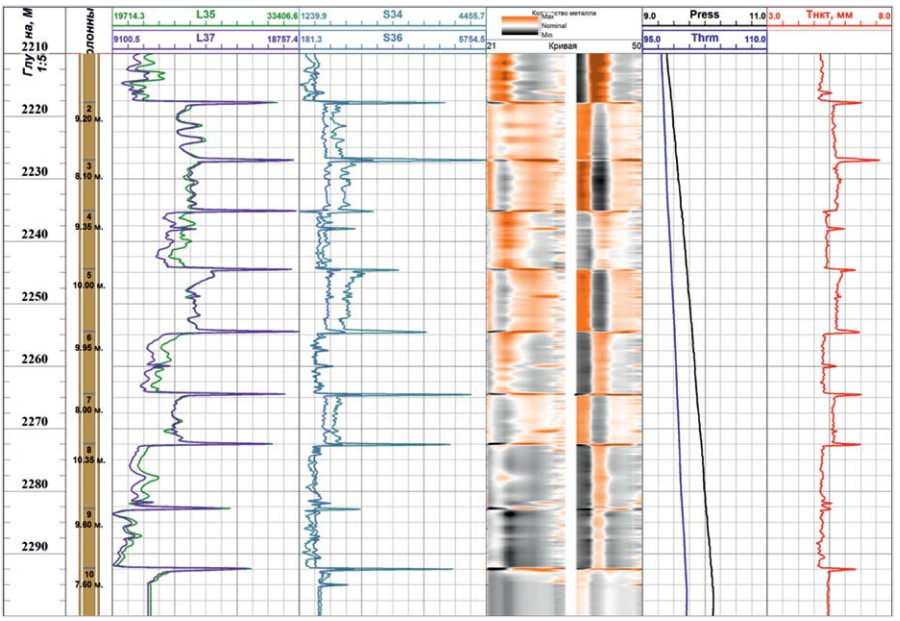


Рис. 1 — Применение труб в конструкции НКТ с различной номинальной толщиной

Часто после обработки данных дефектоскопии по толщинограмме мы видим присутствие в конструкции колонн скважин труб различной толщины (рис. 1). Это может быть связано как и с изменением электромагнитных параметров, так и с изменением действительной толщины, например, за счет изменения внутреннего диаметра. Такие отклонения толщины могут быть значительными и достигать 1 мм. При толщине стенки НКТ в диапазоне 5,5–6,5 мм такое отклонение составляет 15–20%, что в свою очередь может привести к преждевременному принятию решения о замене этих труб НКТ.

Для повышения информативности и устранения неоднозначностей, связанных с влиянием изменения внутреннего диаметра труб, были проведены опытные работы по взаимному комплексированию магнитоимпульсного дефектоскопа МИД-2М со скважинным восьмирычажным профилемером ГКФ-8-48, и проведены совместные испытания приборов, которые позволили оценить достоверность результатов исследования, полученных каждым методом в отдельности.

Исследования проводились в действующей скважине в интервале перфорации. Целью исследования является определение степени износа внутренней стенки эксплуатационной колонны по окружности, оценка интегрального изменения толщины стенки колонны по стволу скважины. После обработки первичных дефектограмм зонда L дефектоскопа МИД-2М получена толщина стенки

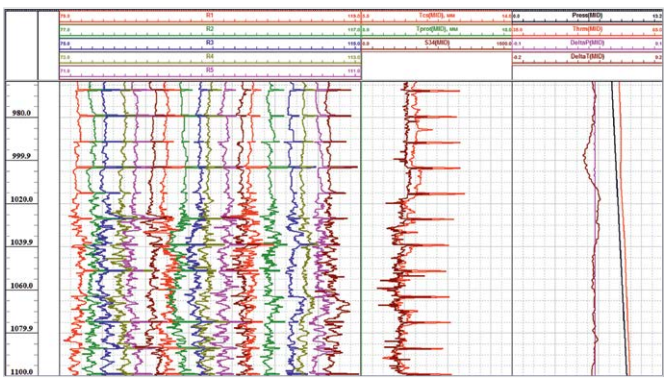


Рис. 3 — Комплексные исследования МИД-2М и ГФК-18 в интервале сплошной коррозии ниже отметки 1020 м. Tcs — толщина эксплуатационной колонны, посчитанная по дефектоскопу МИД-2М; S34 — дефектограмма МИД-2М; R1-R18 — восемнадцать независимых радиусных сенсоров профилемера ГФК-18.

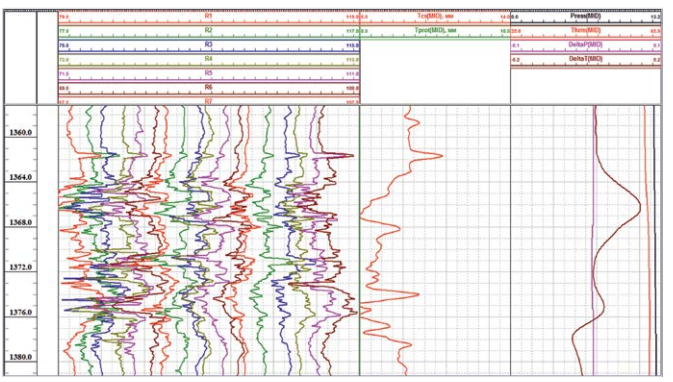


Рис. 4 — Комплексные исследования МИД-2М и ГФК-18 в интервале перфорации 1364–1378 м. Tcs — толщина эксплуатационной колонны, посчитанная по дефектоскопу МИД-2М; R1-R18 — восемнадцать независимых радиусных сенсоров профилемера ГФК-18.

колонны T1 и синтезированная кривая внутреннего диаметра DDEF. После обработки показаний профилемера ГФК-8 по восьми радиусам получено два взаимно перпендикулярных диаметра D1 и D2, и средний диаметр колонны DSR (рис. 2).

На основе сопоставления данных двух различных методов измерения проведена оценка эффективности комплексирования методов с целью повышения информативности геофизического материала и достоверности его интерпретации. В результате анализа технического состояния семи труб эксплуатационной колонны вблизи зоны перфорации с количественной оценкой отклонения толщин стенок от номинала по данным дефектоскопа МИД-2М выявлены две трубы (интервал 1591–1612 м) с уменьшенной толщиной более чем на 0,5 мм. Увеличение внутреннего диаметра этих труб (фактически уменьшение толщины стенки) подтверждается показаниями ГФК-8. По материалам МИД-2М определено наличие центрирующих элементов эксплуатационной колонны на отметках 1615,3 м; 1626,5 м. Отмечаются интервалы перфорации эксплуатационной колонны по МИД-2М в интервале 1619,5–1624,5 м с разрушением кольцевой целостности металла (растрескивание в результате перфорации) на глубине 1621 м.

Коррозионный износ эксплуатационной колонны по данным дефектоскопа МИД-2М наблюдается в интервалах: 1569,8–1580,0 м; 1593–1601,8 м; 1607–1611,4 м. Кроме этого на глубине 1608,4 фиксируется наличие локального дефекта. Данный дефект подтверждается и показаниями профилемера ГФК-8.

В интервале 1548–1570 м по дефектограммам L32-L39 дефектоскопа МИД-2М наблюдается волнообразное изменения сигнала и, как следствие, флуктуация толщины на толщинограмме T1 которая составляет ±0,3 мм. Такие колебания сигнала объяснялись либо заводской намагниченностью, либо сформированной в процессе эксплуатации колонны. Но в указанном интервале профилемер ГФК-8 также фиксирует флуктуацию среднего внутреннего диаметра по ГФК ±0,6 мм. Причем изменения диаметра по МИД-2М (синтезированная кривая DDEF) и по ГФК (кривая DSR) абсолютно синхронны, что подтверждает механическую природу изменения толщины стенки скважины по дефектоскопу МИД-2М. Эти флуктуации связаны с волнообразной структурой внутренней поверхности трубы с амплитудой порядка 0,3–0,5 мм, которые являются следствием особенностей проката труб на заводе-изготовителе.

На рис. 3 показана комплексная работа в производственном режиме дефектоскопа МИД-2М и восемнадцати рычажного микропрофилемера ГФК-18 в интервале сплошной коррозии на начальной стадии ее развития. По данным дефектоскопа МИД-2М в интервале ниже отметки 1020 м фиксируется развитие коррозионного процесса со снижением средней толщины стенки колонны на 1 мм. Микропрофилемер ГФК-18 в этом интервале показывает хаотичное несинхронное уменьшение внутреннего диаметра по всем радиусам, что свидетельствует о наличие твердых отложений на внутренней стенке обсадной колонны. Принимая во внимание показания дефектоскопа можно говорить о наличии коррозионной корки, которую и фиксирует микропрофилемер.

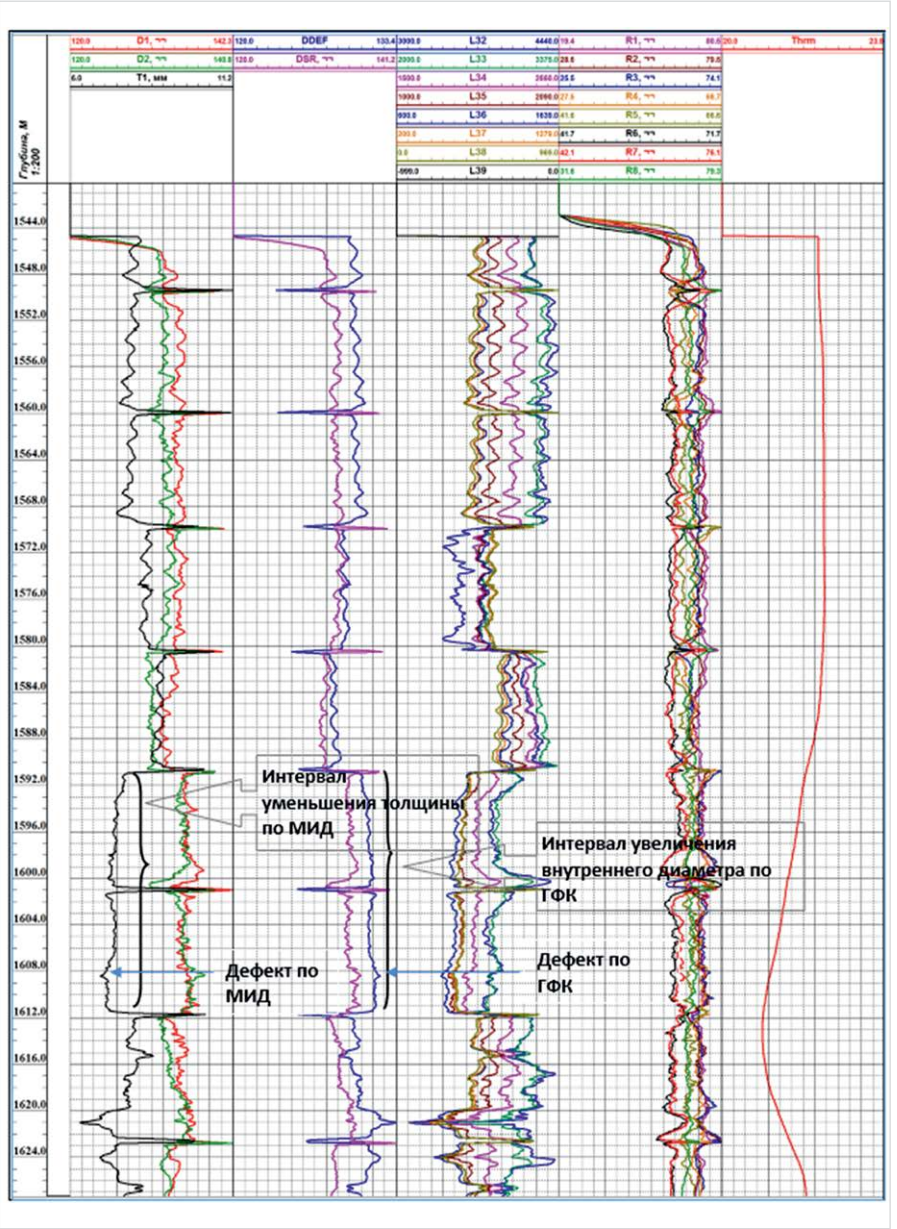


Рис. 2 — Комплексные исследования МИД-2М и ГФК-8 в интервале перфорации. T1 — толщина колонны, посчитанная по дефектоскопу МИД-2М; DDEF — внутренний диаметр колонны, посчитанный по дефектоскопу МИД-2М; L32-L39 — дефектограммы МИД-2М; R1-R8 — восемь независих сенсоров профилемера ГФК-8; D1, D2, DSR — внутренние диаметры колонны, посчитанные по профилемеру ГФК-8.

На рис. 4 показана комплексная работа дефектоскопа МИД-2М микропрофилемера ГФК-18 в интервале перфорации. По данным дефектоскопа МИД-2М в интервале 1364–1378 м уверенно фиксируется снижение средней толщины стенки колонны на 2,5 мм и более. Микропрофилемер ГФК-18 в этом интервале показывает хаотичное несинхронное изменение внутреннего диаметра по всем радиусам как в сторону уменьшения диаметра, так и в сторону его увеличения. Уменьшение диаметра может свидетельствовать о наличие твердых отложений на внутренней стенке обсадной колонны.

Данные примеры показывают существенное повышение информативности при исследовании технического состояния обсадных колонн двумя различными, дополняющими друг друга методами, электромагнитным (МИД-2М) и механическим (ГФК-18). Кроме того, данные исследования проводятся за один спуско-подъем без каких-либо значительных доработок аппаратуры за счет использования профилемера, работающего на кабеле в режиме реального времени, и автономного дефектоскопа МИД-2М, который производит запись информации в собственную внутреннюю память и подключенного на обычном резьбовом соединение к нижнему центратору профилемера.

САНЭМА

ООО «САНЭМА»
+7 927-226-69-14
8 (8452) 58-41-55
dpyatnitskiy@yandex.ru
sanema64.ru

ИМПУЛЬС М

Российский производитель газовых электромагнитных пассивных маркеров

Описание

Предназначен для маркировки подземных газопроводов. Маркер совместим с приборами для поиска маркеров любых производителей. Высокий срок службы маркера гарантирует его уверенное обнаружение по истечению длительного времени, что приводит к минимальному риску повреждения газопроводов при проведении земляных работ.

Технические характеристики

Поисковая частота: 83 кHz
Максимальная глубина заложения: 2,3 м
Диапазон температур: -30°C ... +50°C
Габариты: 225x225x28 мм
Срок службы: 50 лет

Гарантия

Гарантийный срок эксплуатации – 12 месяцев со дня реализации. В течение этого срока мы бесплатно произведём замену вышедшего из строя изделия.

Докуметация

Маркер изготовлен и принят в соответствии с обязательными требованиями государственных стандартов, действующей технической документации и признан годным к эксплуатации на территории Российской Федерации.

650
руб/шт

600 руб/шт при партии от 150 шт
+ бесплатная доставка по России

Лёшин Илья Александрович
marker-impulsm@mail.ru
+7 (915) 976 16 86
www.marker-impulsm.ru

УДК 504.06

Влияние разработки месторождений со сверхвязкими нефтями, с нетрадиционными запасами и природных битумов на экологию

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10054

Т.М. Муртазина
генеральный директор[1]
murtazina_taslia@mail.ru

Л.З. Анисимова
научный сотрудник[2]
anislz@mail.ru

И.Р. Фахрутдинов
м.н.с.[2]

[1]ООО «Геодрилпроект», Казань, Россия
[2]ИПЭН АН РТ. Казань, Россия.

Одним из существенных источников прироста запасов и добычи нефти на современном этапе являются залежи сверхвязких нефтей (природных битумов), геологические ресурсы которых в Республике Татарстан составляют от 1,5 до 7 млрд. Месторождения сверхвязких нефтей имеют свои особенности: небольшие глубины и размеры, нефти обладают высокой плотностью и вязкостью.
С каждым годом, по мере развития нефтепромышленного комплекса, техногенное воздействие на окружающую среду и геологическую среду усиливается.
Во второй половине прошлого столетия появились первые симптомы, указывающие на настораживающие последствия интенсивной добычи.

Материалы и методы
Исследования по выявлению и работы устранению источников загрязнения нефтепродуктами водных, земельных и лесных объектов, воздушной среды. Создание геодинамических полигонов по изучению проседания грунтов и мониторинга. Постоянный мониторинг геологических процессов и состояния экологии на территории месторождений.

Ключевые слова
экология, сверхвязкие нефти (битумы), деформации земной поверхности, мониторинг

То, что добыча нефти влияет на экологию — теперь уже неоспоримо доказанный факт. С каждым годом, по мере развития нефтепромышленного комплекса, техногенное воздействие на окружающую среду и геологическую среду усиливается.

Вначале человек не задумывался о том, что таит в себе интенсивная добыча нефти и газа. Главным было добыть как можно больше, что и делалось. Но во второй половине прошлого столетия появились первые симптомы, указывающие на настораживающие последствия интенсивной добычи [2].

Одним из существенных источников прироста запасов и добычи нефти на современном этапе являются залежи сверхвязких нефтей (природных битумов), геологические ресурсы которых в Республике Татарстан составляют от 1,5 до 7 млрд. Месторождения сверхвязких нефтей имеют свои особенности: небольшие глубины и размеры, нефти обладают высокой плотностью и вязкостью. Извлечение таких нефтей возможно лишь тепловыми методами, наиболее эффективна закачка пара, температура которого может достигать до 300оС.

Работы по добыче сверхвязкой нефти (битумов) начаты согласно постановления Кабинета Министров Республики Татарстан от 16 апреля 2001 года «О республиканской программе освоения ресурсов природных битумов». В рамках выполнения данной программы компанией «Татнефть» принята программа освоения запасов СВН с использованием новейших методов на основе российского и мирового опыта. Как известно, ОАО «Татнефть» на Ашальчинском месторождении СВН проводит работы по добыче сверхвязкой нефти с использованием технологии парогравитационного дренажа.

Учитывая наличие 30–70 млрд тонн ресурсов по России, данное направление является государственно важной. К примеру, благодаря освоению запасов тяжелых нефтей, Канада в последние годы выходит на лидирующие позиции среди нефтедобывающих стран. При этом нужно учесть как положительные, так и отрицательные стороны разработки месторождений природных битумов. Так, на западе Канады, в провинции Альберта, залегают огромные пласты нефти, занимающие вторые по величине запасов, из которых ежегодно добывается 1,32 млн баррелей нефти.

Одним из крупных месторождений является Атабаска. К сожалению, экологическая обстановка в данном районе критическая. Экологи бьют тревогу — вырублены огромные площади лесного массива, земные угодья пришли в негодность, увеличилась заболеваемость раком и т.д.

Учитывая печальный опыт разработки битумов в Канаде, принимаютя все меры по недопущению подобного у нас, в Татарстане. Разработчики и добытчики выражают уверенность, что применяемая технология и техника добычи, решение проблем экологии на всех этапах позволят сохранить экологическую обстановку в районах добычи сверхвязкой нефти – Ашальчинского и Мордово-Кармальского месторождений.

В процессе разработки нефтяных месторождений могут происходить деформации земной поверхности, структурных планов разрабатываемых пластов, которые, в свою очередь, приводят к деформированию скважин, просадочным явлениям карстового и суффозионного генезиса.

Одним из ярких примеров является разработка нефтяного месторождения Уилмингтон (Калифорния, США). Площадь нефтегазоносности — 54 км2. Месторождение открыто в 1936 г., а уже с 1938 г. стало центром нефтедобычи Калифорнии. С начала эксплуатации месторождения постоянно поддерживался наивысший уровень добычи, по сравнению с другими нефтяными месторождениями Северной Америки. К 1968 г. из недр было выкачано почти 160 млн т нефти и 24 млрд м3 газа, всего планируется добыть более 400 млн т нефти.

В 1939 г. жители близлежащих городов — Лос-Анджелеса и Лонг-Бич — почувствовали довольно ощутимые сотрясения поверхности земли — началось проседание грунта над месторождением. В дальнейшем, интенсивность этого процесса усилилась. Наметился район оседания в виде эллиптической чаши, дно которой приходилось как раз на свод антиклинальной складки, где уровень отбора на единицу площади был максимален. В 60-х гг. амплитуда оседания достигла уже 8,7 м. Перемещение грунта сопровождалось землетрясениями. В период с 1949 г. по 1961 г. было зафиксировано пять довольно сильных землетрясений. Разрушались пристани, трубопроводы, городские строения, шоссейные дороги, мосты и нефтяные скважины. На восстановительные работы потрачено 150 млн долларов. В 1951 г. скорость проседания достигла максимума — 81 см/год. Возникла угроза затопления суши. Напуганные этими событиями, городские власти Лонг-Бич прекратили разработку месторождения до разрешения возникшей проблемы.

К 1954 г. было доказано, что наиболее эффективным средством борьбы с проседанием является закачка в пласт воды. Это сулило также увеличение коэффициента нефтеотдачи. Первый этап работы по заводнению был начат в 1958 г., когда на южном крыле структуры стали закачивать в продуктивный пласт без малого 60 тыс. м3 воды в сутки. Через десять лет интенсивность закачки уже возросла до 122 тыс. м3/сут. Проседание практически прекратилось. В настоящее время в центре чаши оно не превышает 5 см/год, а по некоторым районам зафиксирован даже подъем поверхности на 15 см. Месторождение

вновь вступило в эксплуатацию, при этом на каждую тонну отобранной нефти нагнетают около 1600 л воды. Поддержание пластового давления дает в настоящее время на старых участках Уилмингтона до 70% суточной добычи нефти. Всего на месторождении добывают 13700 т/сут нефти.

Проседание грунта и землетрясения происходят и в старых нефтедобывающих районах России. Особенно это сильно чувствуется на Старогрозненском месторождении. Слабые землетрясения, как результат интенсивного отбора нефти из недр, ощущались здесь в 1971 г., когда произошло землетрясение интенсивностью 7 баллов в эпицентре, который был расположен в 16 км от г. Грозного. На старых месторождениях Азербайджана — Балаханы, Сабунчи, Романы (в пригородах Баку) происходит оседание поверхности, что ведет к горизонтальным подвижкам. В свою очередь, это является причиной смятия и поломки обсадных труб эксплуатационных нефтяных скважин.

В Татарстане были зарегистрированы серии землетрясений силой от 3 до 6 баллов (Альметьевск, Менделеевск). По мнению специалистов, существует прямая зависимость между усилением откачки нефти из недр, закачки воды в пласты и активизацией мелких землетрясений. Зафиксированы случаи обрыва стволов скважин, смятие колонн. Во всех этих случаях одной из действенных мер также является нагнетание в продуктивный пласт воды, компенсирующей отбор нефти, в оптимальном соотношении [1].

Прогноз и предотвращение отрицательных последствий процессов нефтедобычи является одной из главных направлений стратегии развития нефтегазодобывающей отрасли.

В ОАО «Татнефть», с целью предотвращения, решения этих проблем, ведутся работы по нескольким направлениям:

— ужесточены требования к технологии и технике добычи нефти;
— сбалансированы уровни добычи нефти и закачки воды в пласты;
— проводятся исследования по выявлению и работы устранению источников загрязнения нефтепродуктами водных, земельных и лесных объектов, воздушной среды;
— выполнена работа по созданию геодинамических полигонов по изучению проседания грунтов и мониторинга;
— ведется постоянный мониторинг геологических процессов и состояния экологии на территории месторождений.

Одновременно проводятся полевые исследования — геодезические, гравиметрические, электроразведочные и другие виды, по контролю за современной активностью разломов, просадок земной поверхности и развитием аномальных деформаций в зоне нахождения магистральных газопроводов, продуктопроводов на территории РТ, а также полевое обследование эрозионных сетей и склоновых процессов этих зон. На основании полученных данных исследований, анализа динамики экзогенных и техногенных процессов на участках прохождения магистральных трубопроводов, дана оценка состояния участков с экзогенными процессами и прогнозирования их воздействия на промышленные объекты.

Итоги

На территории Ромашкинского месторождения, а также на месторождениях юго-востока РТ ведется постоянный мониторинг геологических процессов при разработке, в т.ч. СВН и ПБ, с целью своевременного выявления и предотвращения отрицательных последствий процессов нефтедобычи на экологию. Несмотря на относительное благополучие, тем не менее, данное направление должно быть приоритетным, первостепенным.

Выводы

Малым нефтяным компаниям РТ необходимо взять на вооружение опыт ОАО «Татнефть» при разработке месторождений, и в части соблюдения экологических аспектов.

Литература

1. М.Н. Мингазов, Б.М. Мингазов. Геодинамические аспекты мониторинга экзогенных и эндогенных процессов на территории Республики Татарстан // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2010. №2. С. 14.
2. Ф. Кольхефер. Ядовитые сокровища Альберты // ГЕО. 2010. № 2. С. 48–62.

ENGLISH **ECOLOGY**

UDC УДК 504.06

Influence of development of deposits with super-visible oils, with non-traditional resources and natural bitumens on ecology

Authors
Tasliya M. Murtazina — general director[1]; murtazina_taslia@mail.ru
Liliya Z. Anisimova — researcher[2]; anislz@mail.ru
Il'mir R. Fakhrutdinov — junior researcher[2];

[1]Geodrilproekt LLC, Kazan, Russian Federation
[2]IPEM TAS, Kazan, Russian

Abstract

One of the significant sources of the increase in reserves and oil production at the present stage are deposits of super-viscous oils (natural bitumen), the geological resources of which in the Republic of Tatarstan range from 1.5 to 7 billion. The fields of super-viscous oils have their own characteristics: small depths and sizes, oils have high density and viscosity.

Every year, as the oil industry develops, the technological impact on the environment and the geological environment is intensifying.

In the second half of the last century, the first symptoms appeared, indicating the alarming consequences of intensive mining.

Materials and methods

Studies are being carried out to identify and work to eliminate sources of oil pollution of water, land and forest objects, the air. Created geodynamic training grounds for the study of subsidence and monitoring. Constant monitoring of geological processes and the state of ecology in the territory of deposits is ongoing.

Keywords

ecology, super-viscous oils (bitumen), earth surface deformations, monitoring

Results

On the territory of the Romashkinskoye field, as well as in the fields of the southeast of the Republic of Tatarstan, geological processes are constantly monitored during development, including IOS and BOP, in order to timely identify and prevent the negative consequences of oil production processes on the environment. Despite the relative prosperity, however, this direction should be a priority, paramount.

.

Conclusions

Small oil companies of the Republic of Tatarstan need to adopt the experience of OAO TATNEFT in the development of fields, and in terms of compliance with environmental aspects.

References

1. M.N. M*ingazov, B.M. Mingazov. Geodinamicheskie aspekty monitoringa ekzogennykh i endogennykh protsessov na territorii Respubliki Tatarstan* [Geodynamic aspects of monitoring exogenous and endogenous processes in the Republic of Tatarstan]. Georesursy, geoenergetika, geopolitika, 2010, issue 2, p. 14.
2. F. K*ol'khefer. Yadovitye sokrovishcha Al'berty* [Alberta's poisonous treasures]. GEO, 2010, issew 2, pp. 48–62.

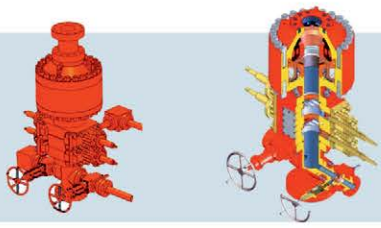
GRANDHOLDING
ПРОМЫШЛЕННОЕ СНАБЖЕНИЕ

+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

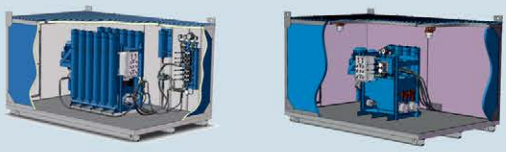
Кольцевые вращающиеся превенторы



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

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 **ПРОГРРЕСС 2019: ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА КАК БИЗНЕС**
Сочи, 5–8 ноября
EAGE.RU

На обсуждение мирового геологического сообщества будут вынесены темы: место геологии в экономике добычного проекта, цифровизация, венчурные проекты, безопасное производство.

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.

выставка-конгресс **ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ**
Санкт-Петербург, 13–15 ноября
CORROSION.EXPOFORUM.RU

Мероприятие, отражающее потребности отрасли. Ключевая тема — противокоррозионная защита оборудования и трубопроводов.

конференция и выставка **НЕФТЯНОЙ ТЕРМИНАЛ**
Санкт-Петербург, 14–15 ноября
OILTERMINAL.ORG

Статусное мероприятие отрасли собирает более 350 делегатов: руководителей нефтебаз и нефтяных терминалов России, Прибалтики, Казахстана.

конференция **ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ**
Ялта, 18–22 ноября
ACADEMY.INTECHNOL.COM

Мировой подход в области комплексной безопасности и защищенности производственного объекта, опыт и новации в системах управления промышленной безопасностью и охраной труда.

конференция **ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ДНИ МОСКВА**
Москва, 18–22 ноября
EAGE.RU

Программа образовательных курсов по геонаукам: теоретические и практические аспекты актуальных вопросов в области геофизики, геологии и инжиниринга резервуаров.

конгресс **НЕФТЕГАЗОВЫЕ ГОРИЗОНТЫ**
Москва, 19–21 ноября
oilandgashorizons.ru

Площадка для обмена знаниями и опытом между студентами и представителя нефтегазовых компаний. Проводится РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ**
Красноярск, 20–22 ноября
KRASFAIR.RU

Красноярский край становится одним из перспективных центров газодобычи, на основе которых будут формироваться технологические цепочки по газопереработке.

конференция **OP-EX RUSSIA** & **CIS 2019**
Сочи, 20–22 ноября
EUROPETRO.RU

Своими достижениями в цифровизации бизнеса поделятся ведущие компании-производители нефтепродуктов и продукции нефтегазохимии и мировые лидеры в области технологий и услуг.

форум и выставка **ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ**
Новый Уренгой, 27–28 ноября
YAMALOILANDGAS.COM

Площадка, где ежегодно встречаются более 200 руководителей отрасли, обсуждающих освоение континентального шельфа Арктики, нефтегазовые и инфраструктурные проекты Ямала.

саммит **РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА**
Москва, 29 ноября
ROGSUMMIT.RU

На саммите сконцентрированы директора и руководители компаний, непосредственно связанных с разведкой и добычей.

конференция **ЗРЕЛЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ**
Тюмень, 4–5 декабря
RCA.SPE.ORG

На конференции рассмотрят лучшие практики повышения нефтеотдачи. Участвуют: Salym Petroleum Development, BP, Schlumberger, НТЦ Газпромнефть и др.

конференция **НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ**
Москва, 5 декабря
N-G-K.RU

Обсуждаются поставка оборудования и проблемы логистики компаний, работающих на шельфе: Роснефть, Газпром нефть, ЛУКОЙЛ, Газфлот и других.

конференция **ГЕОЕВРАЗИЯ**
Москва, 3–6 февраля
GECE.MOSCOW

Информирование профессиональных геологов и геофизиков об инновационных проектах, исследованиях по методике, обработке и интерпретации геофизических наблюдений на всех уровнях.

форум **ОБУСТРОЙСТВО НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**
Москва, 12 февраля
FORUMNEFTEGAZ.ORG

Цель форума — представить и обсудить современные принципы и технологии обустройства месторождений нефти и газа.

конференция **АРКТИКА-2020**
Москва, 19–20 февраля
ARCTIC.S-KON.RU

Актуальные вопросы освоения Арктики и шельфовых проектов, мировой опыт геологоразведочных и буровых работ в сложных условиях с применением современных инновационных технологий.

конференция **ИНВЕСТЭНЕРГО**
Москва, 20 февраля
N-G-K.RU

Ежегодная встреча руководителей служб материально-технического обеспечения со своими подрядчиками.

конференция **ДАУНСТРИМ РОССИЯ**
Уфа, 26–28 февраля
OILANDGASREFINING.RU

Обсуждение крупнейших инвестиционных проектов строительства и модернизации производственных мощностей, возможностей повышения эффективности предприятий отрасли.

форум **ТЕРРИТОРИЯ NDT**
Москва, 3–5 марта
EXPO.RONKTD.RU

Профессиональная площадка для диалога и демонстрации новейших достижений и разработок. Выставка оборудования и технологий неразрушающего контроля и технической диагностики.

конференция **НЕФТЕГАЗСНАБ**
Москва, 17 марта
N-G-K.RU

Обмен опытом и обсуждение систем МТО различных предприятий нефтегазового комплекса в условиях реализации программы оптимизации затрат.

выставка **ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ — КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ**
Новый Уренгой, 18–19 марта
SES.NET.RU

Темы выставки: специальное оборудование и материалы для Севера, разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, современные методы ресурсо- и недросбережения.

конференция **СБОР, ПОДГОТОВКА И ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ И ГАЗА**
Анапа, 23–28 марта
OILGASCONFERENCE.RU

Инновационные технологии в процессах сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа. Проектирование, строительство, эксплуатация и автоматизация производственных объектов.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО**
Оренбург, 25–27 марта
TOTALEXPO.RU

Крупное деловое мероприятие региона, площадка для обсуждения перспектив развития нефтегазовой индустрии Оренбуржья и всей России.

саммит **ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ**
Москва, 26 марта
ENSOENERGY.ORG

Специализированная площадка, направленная на IT-профессионалов в ТЭК. Участвуют представители добывающих и сервисных компаний — лидеров IT-индустрии.

выставка **GLOBAL OIL&GAS ATYRAU**
Атырау, Казахстан, 8 апреля
OIL-GAS.KZ

Региональное событие глобальной индустрии не имеет аналогов в регионе, который является ключевым и стратегически важным в масштабах нефтегазовой отрасли и экономики Казахстана.

выставка **НЕФТЕГАЗ**
Москва, 13 апреля
NEFTEGAZ-EXPO.RU

Ключевое отраслевое событие, входящее в десятку лучших мировых выставок нефтегазового оборудования. Проходит при поддержке Минэнерго России, под патронатом ТПП РФ.

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

N-G-K.ru
МОСКОВСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

Встречи заказчиков и подрядчиков топливно-энергетического комплекса

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental

30 Октября 2019 | НЕФТЕГАЗСЕРВИС

Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками – нефтегазовыми компаниями

TEK-R.RU — Награждение лучших нефтесервисных компаний по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

TEK-ALL.RU — База поставщиков нефтесервисных компаний

TEK-MAP.RU — Настенная нефтегазовая карта

05 Декабря 2019 | НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ

Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками оборудования выступают “Газпром нефть”, “Роснефть”, “ЛУКОЙЛ”, “Газфлот” и другие крупные компании. В условиях введения экономических санкций необходимо быстро освоить производство жизненно важного оборудования, в первую очередь запасных частей

TEK-R.RU — Выявление предприятий, способных работать для шельфа по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

TEK-ALL.RU — База оборудования для нефтегазового шельфа

TEK-MAP.RU — Настенная нефтегазовая карта

20 Февраля 2020 | ИНВЕСТЭНЕРГО

Инвестиционные проекты в электроэнергетике

Обзор инвестиционных проектов и модернизация российской электроэнергетики, вопросы материально-технического обеспечения в отрасли, практика закупочной деятельности в крупнейших российских компаниях

TEK-R.RU — Награждение лучших поставщиков оборудования и услуг в электроэнергетике

TEK-MAP.RU — Настенная карта по электроэнергетике

18 Мара 2020 | НЕФТЕГАЗСНАБ

Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, практика импортозамещения, оплата и приемка поставленной продукции, информационное обеспечение рынка

TEK-R.RU — Награждение лучших производителей нефтегазового оборудования по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

TEK-ALL.RU — База поставщиков нефтегазового комплекса

TEK-MAP.RU — Настенная нефтегазовая карта

28 Мая 2020 | НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских EPC-фирм, увеличение доли российских компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты проводимых работ

TEK-R.RU — Награждение лучших строительных подрядчиков по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

TEK-ALL.RU — База поставщиков нефтегазостроительных компаний

TEK-MAP.RU — Настенная нефтегазовая карта

12 Сентября 2020 | НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Модернизация производств для переработки нефти и газа

Вопросы модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, проблемы взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами, стандарты и требования безопасности

TEK-R.RU — Награждение лучших производителей оборудования для модернизации нефтегазоперерабатывающих предприятий по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

TEK-ALL.RU — База подрядчиков для модернизации НПЗ

TEK-MAP.RU — Настенная нефтегазовая карта

Телефоны: (495) 514-58-56, 514-44-68; факс: (495) 788-72-79; info@n-g-k.ru; n-g-k.ru

Download on the App Store | GET IT ON Google play

ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис»

SBC Expo SERVICE

www.ses.net.ru

КАЛЕНДАРЬ ВЫСТАВОК НА 2019 ГОД

Девятая межрегиональная специализированная выставка

САХАПРОМЭКСПО – 2019. НЕДРА ЯКУТИИ. СПЕЦТЕХНИКА. ЭКОЛОГИЯ. ЭНЕРГО

ЯКУТСК, 30 – 31 октября

Тринадцатая межрегиональная специализированная выставка

НИЖНЕВАРТОВСК. НЕФТЬ. ГАЗ – 2019

НИЖНЕВАРТОВСК, 13 – 14 ноября

Четырнадцатая межрегиональная выставка оборудования для нефтегазового комплекса

ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ

НОВЫЙ УРЕНГОЙ 18–19 марта 2020

Тел.: (383) 335-63-50
e-mail: vkses@yandex.ru
www.ses.net.ru

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ
Генеральный информационный партнер

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 · 60 ЭКСПОЦЕНТР · Messe Düsseldorf

Правительство Республики Татарстан

Администрация Альметьевского района и города Альметьевск

Выставочная Компания «НОВОЕ ТЫСЯЧЕЛЕТИЕ»

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

TATNEFT

19-Я ДОМАШНЯЯ ВЫСТАВКА ТЕХНОЛОГИЙ

НЕФТЬ. ГАЗ.
ЭНЕРГО. ХИМИЯ. ЭКОЛОГИЯ.
ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

АЛЬМЕТЬЕВСК
14–16 ОКТЯБРЯ 2020

NT-EXPO.RU