№6 (73) НОЯБРЬ 2019

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

научно-технический журнал

входит в перечень ВАК

ISSN 2076-6785

РОСНЕФТЬ

Применение электроразведки при инженерно-геокриологических исследованиях

ГАЗПРОМНЕФТЬ

Интерпретация результатов трассерных исследований

ТАТНЕФТЬ

Повышение эффективности эксплуатации нефтепромыслового оборудования

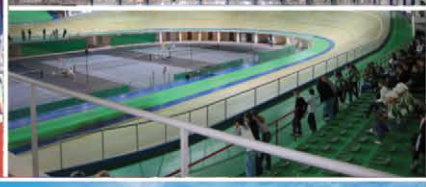
PETEC LTD

Оценка параметров трещин многостадийного ГРП

Available on the App Store

МОРОЗОВСКИЙ
ХИМИЧЕСКИЙ ЗАВОД

ДОЛГОВЕЧНОСТЬ
ТЕХНОЛОГИЧНОСТЬ
НАДЕЖНОСТЬ



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

www.tdmhz.ru

ДОЛГОВРЕМЕННАЯ ЗАЩИТА КОРРОЗИИ

БОЛЕЕ 50 ЛЕТ

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

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

Поздравляем наших партнеров и коллег с наступающим Новым годом!

Пусть в новом 2020-м году вас сопровождает только успех. Пусть все хорошее, что радовало вас в уходящем году, найдет свое продолжение в году грядущем. Желаем вам и вашим близким благополучия, исполнения желаний,здоровья, отличного настроения и успехов во всех начинаниях.Надежных и отвественных партнеров и процветания вашему делу!

Всегда рады и открыты сотрудничеству с вами.

С большим уважением, всегда ваш,
Морозовский химический завод

ПОЛИСИЛОКСАНОВЫЕ ЛАКОКРАСОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

АРМОКОТ

АРМОФАЙЕР

ОГНЕЗАЩИТНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

ЭПОКСИДНЫЕ И ПОЛИУРЕТАНОВЫЕ МАТЕРИАЛЫ

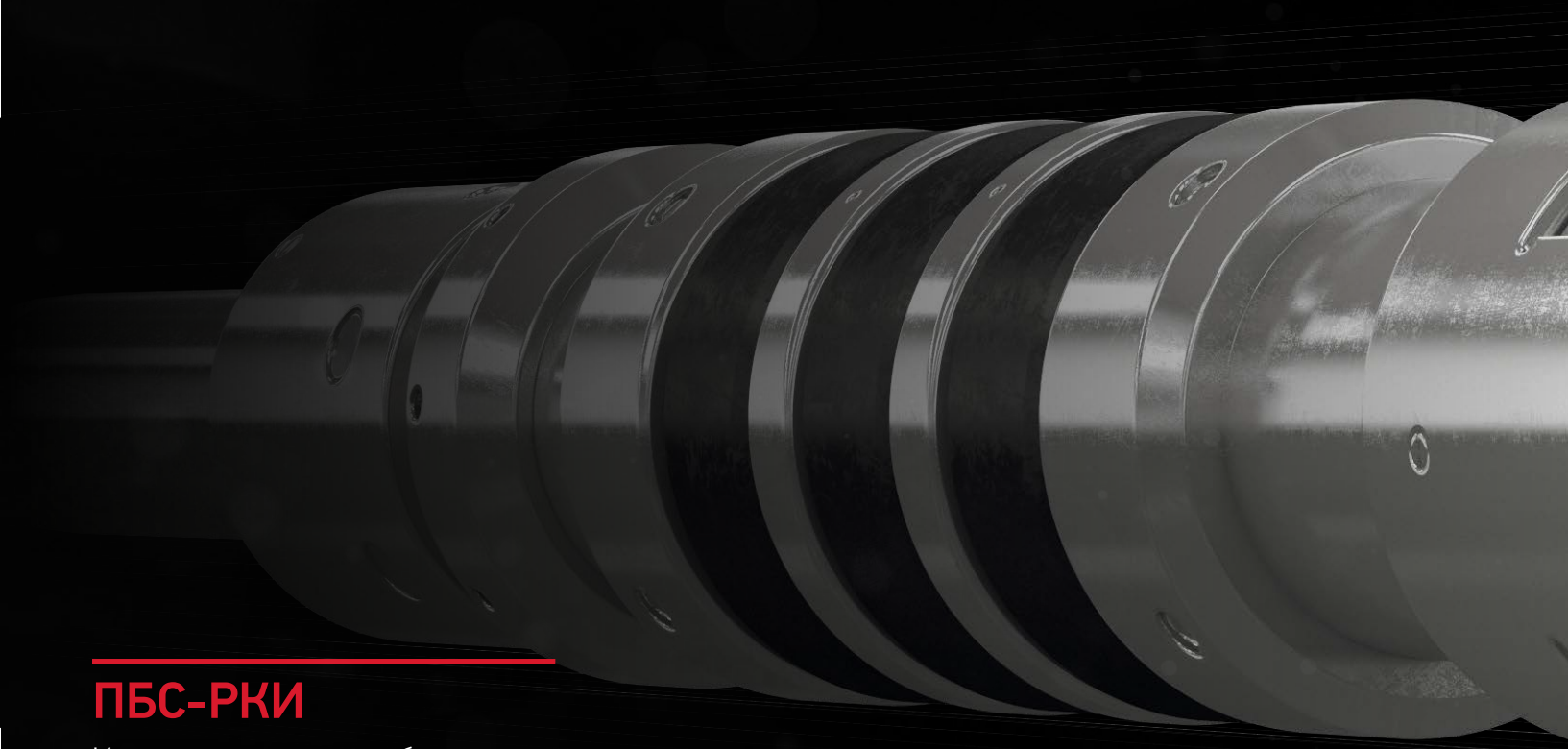
АРМОТАНК

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

АО «Морозовский химический завод»188679, Ленинградская область, Всеволожский район, пос. им. Морозова, ул. Чекалова, д.3, tdmhz.ru

НЕФТЕГАЗОВЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ

Тюмень, ул. Гилёвская Роща, 6
+7 (3452) 93-31-77



ПБС-РКИ

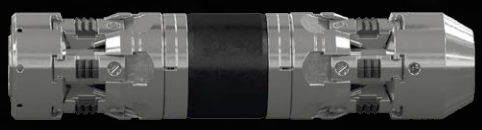
Извлекаемая пакер пробка для проведения ГРП и РИР с последующим извлечением

ПБС-РПД

Для временной или постоянной изоляции пласта, как опора под клин-отклонитель при зарезке боковых стволов

ПБС-РК

Ремонтно-изоляционные работы с закачиванием тампонажных растворов под пакер



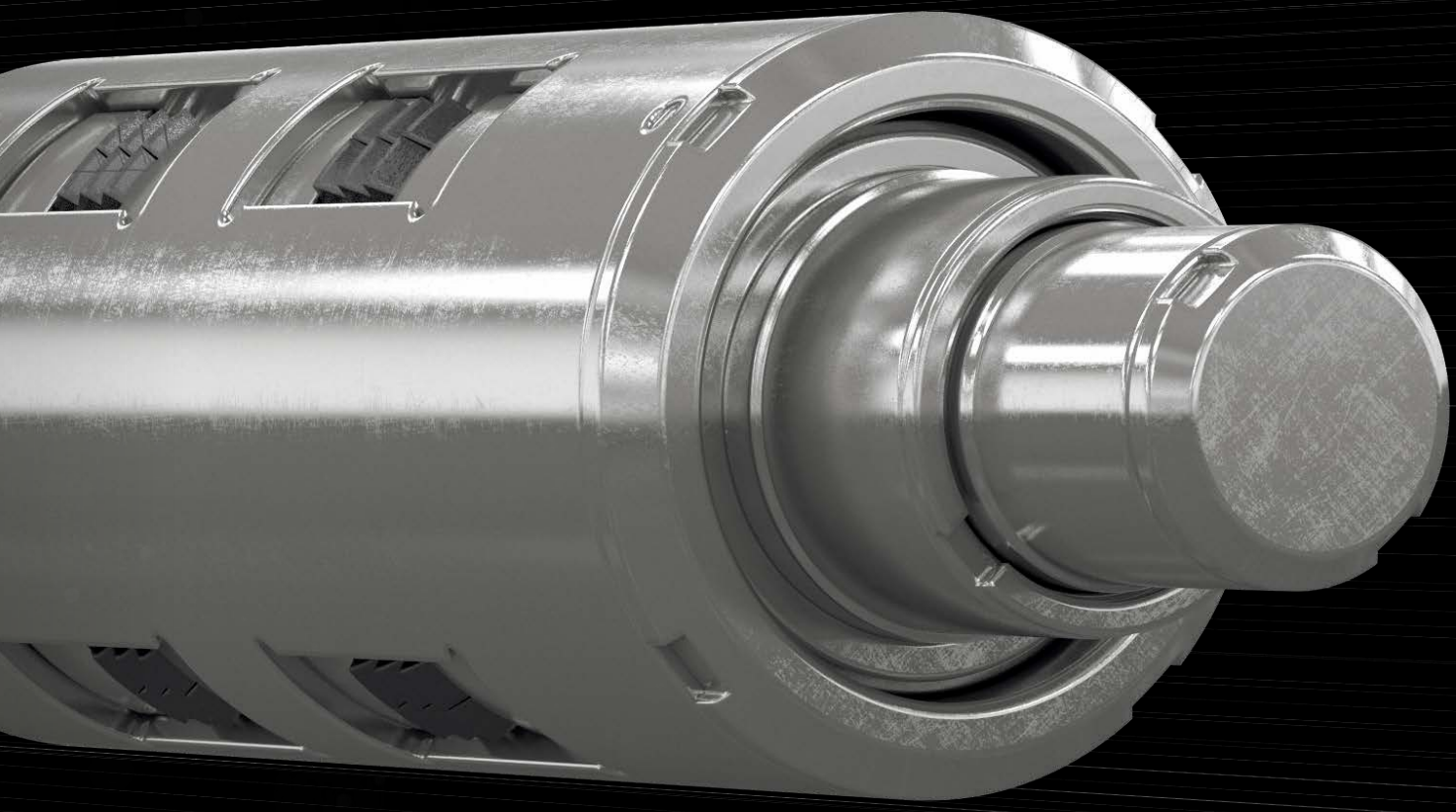
ПБС-РПД-100

Пакер имеет конструкцию, обеспечивающую прочность и герметичность под давлением до 100 МПа

ПБС-РПД-Б

Для герметичного разобщения интервалов нефтяных и газовых «бутылочных» скважин

Пакеры-пробки разбуриваемые



ПБС-РПД-ОС

Для герметичного разобщения интервалов нефтяных и газовых скважин в необсаженных (открытых) стволах

ПБС-РКУ

Оснащен клапаном типа «сдвижная втулка», управляется посредством осевых манипуляций, обеспечивает герметичность и удерживает давление среды в обоих направлениях

nppngt.ru

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геофизика

12 Д.В. Копылов, М.Р. Садуртдинов. Применение электроразведки при инженерно-геокриологических исследованиях на объектах нефтегазовой инфраструктуры

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Добыча

17 О.Л. Лобанова, И.М. Индрупский, Н.А. Скибицкая, В.А. Крючков. Термодинамическое моделирование для оценки эффективности извлечения жидких углеводородов на примере Вуктыльского НГКМ

24 П.В. Пятибратов, Д.С. Скоров. Оценка параметров трещин многостадийного гидравлического разрыва пласта на основе мониторинга профиля притока

30 Т.М. Муртазина, Е.Е. Андреева, С.Е. Валеева. Опыт применения методов восстановления приемистости нагнетательных скважин

Газовая промышленность

34 Мал, да удал. Новая модификация газокомпрессорных установок «ЭНЕРГАЗ»

40 В.А. Коротенко, С.И. Грачев, Т.К. Апасов, Г.Т. Апасов, М.М. Новоселов. Интерпретация результатов трассерных исследований для оценки эффективности технологии выравнивания профилей приемистости

Оборудование

46 ГК ТСС: правильный выбор дизельной генераторной установки

50 Р.Р. Хазиев, К.Ю. Колузаева. Применение ТЦВ (теплового циклического воздействия) при разработке месторождений с высоковязкими нефтями

54 А.А. Исаев, Р.Ш. Тахаутдинов, В.И. Малыхин, А.А. Шарифуллин. Моделирование магнитного поля для обоснования разработки специальных муфт, предотвращающих отложения АСПВ в НКТ

59 Л.М. Ахметзянов. Повышение эффективности эксплуатации нефтепромыслового оборудования

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 6 (73) ноябрь 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 11-19/16-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 25.11.2019
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

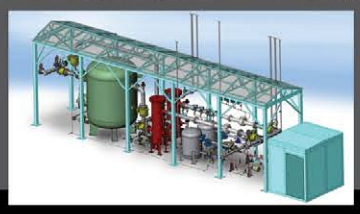
ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА

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

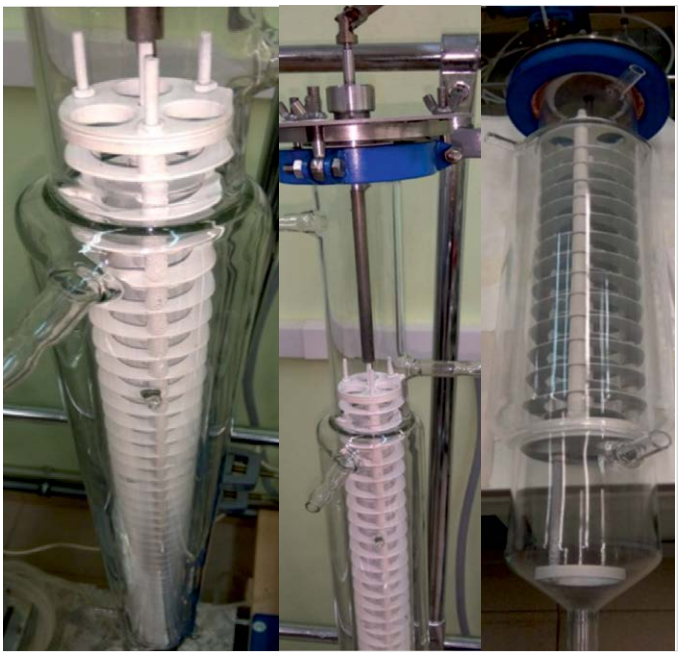
Смазочные материалы

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

ПЕРЕРАБОТКА И РЕАЛИЗАЦИЯ

Переработка

66 Д.Е. Суханов, А.В. Степыкин, А.Е. Кузнецов, В.М. Ульянов, В.А. Диков, А.С. Новоселов, Е.С. Котлова, А.А. Щепалов. Анализ применения роторно-дисковых аппаратов в процессах переработки вторичных нефтепродуктов



КИПИА

Автоматизация

70 С.В. Евсеев. Проблема определения места утечки на многониточном магистральном газопроводе штатными средствами линейной телемеханики

Диагностика

77 А.В. Рекеев. Система определения мест повреждения ВЛ 6-35кВ

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

МЕРОПРИЯТИЯ

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:
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
Рябинина И.В. / irina@expoz.ru

ДИРЕКЦИЯ::
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**
  успешно работаем с 1993 года
- **КАЧЕСТВО**
  высокое качество двигателей, проверенное эксплуатацией в тяжелых условиях
- **ПРОИЗВОДСТВО**
  собственное производство площадью более 10000 м²
- **ПРОЕКТИРОВАНИЕ**
  разработка проектов для установки ДГУ
- **ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ**
  комплекс мероприятий по подключению и запуску ДГУ
- **ТЕХПОДДЕРЖКА**
  быстрая и качественная техподдержка по всем вопросам работы оборудования ТСС

СЕРВИС

- **РЕМОНТ**
  дизельных и бензиновых генераторов
- **ГАРАНТИЙНЫЙ РЕМОНТ**
  продукции ТСС
- **ЗАПЧАСТИ**
  для брендов ТСС, MTU, Perkins, Mitsubishi, Cummins, SDEC, Yuchai, Weichai, Iveco, Doosan, Ricardo и других.

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

Geophysics

12 Dmitry V. Kopylov, Marat R. Sadurtdinov. Using geoelectrical prospecting for engineering-geocryological studies on objects of oil and gas infrastructure

PRODUCTION

Oil production

17 Olga A. Lobanova, Ilya M. Indrupskiy, Natalya A. Skibitskaya, Viktor A. Kryuchkov. Thermodynamic modeling to assess the efficiency of liquid hydrocarbon recovery on the example of the Vuktylskoye oil-gas-condensate field

24 Petr V. Pyatibratov, Daniil S. Skorov. Multistage hydraulic fractures geometry estimation based on information on fluid flow through fractures in a horizontal well

30 Taslia M. Murtazina, Evgeniya E. Andreeva, Svetlana E. Valeeva. Experience in applying injection well recovery techniques

40 Valentin A. Korotenko, Sergey I. Grachev, Timergaley K. Apasov, Gaydar T. Apasov, Mikhail M. Novoselov. Interpretation of the results of tracer studies to assess the effectiveness of the technology of alignment of the reception profiles

50 Radmir R. Khaziev, Kseniya Yu. Koluzaeva. The use of TTsV (thermal cyclic exposure) in the development of fields with high viscosity oils

54 Anatoliy A. Isaev, Rustem S. Takhautdinov, Vladimir I. Malykhin, Almaz A. Sharifullin. Simulation of a magnetic field to substantiate the development of special couplings preventing deposition of ARP substances in tubing string

59 Lenar M. Akhmetzyanov. Improving the efficiency of oilfield equipment

Oil refining

66 Dmitry E. Suhanov, Anton V. Stepykin, Alexander E. Kuznetsov, Vladimir M. Ulyanov, Vadim A. Dikov, Artem S. Novoselov, Elena S. Kotlova, Alexander A. Shepalov. The analysis of use of rotary-disk devices in the processing of secondary petroleum products)

Oil refining

70 Sergey V. Yevseyev. Problem of defining leakage at multi line gas-main pipeline by standard linear telemetering gear

ACTIVITIES

OIL&GAS EXPOSITION

ISSUE:
6 (73) november 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:
Timur Bikbaev / general@runeft.ru

DESIGNERS:
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
Irina Ryabinina / irina@expoz.ru

DIRECTORATE:
Julia Novikova / office@runeft.ru

PRINTED:
Logos typography Kazan
+7 (843) 231-05-46
ISSUE DATE: 25.11.2019

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

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 551.341+550.837

Применение электроразведки при инженерно-геокриологических исследованиях на объектах нефтегазовой инфраструктуры

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10063

Д.В. Копылов
главный специалист по геофизике[1], аспирант[2]
kopylovdmitr@yandex.ru

М.Р. Садуртдинов
к.т.н., директор[2]
mr_sadurtdinov@mail.ru

[1]ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

[2]Институт криосферы Земли ТюмНЦ СО РАН, Тюмень, Россия

Приведены результаты, полученные методами электроразведки и георадиолокации в зоне действия опасных инженерно-геокриологических процессов на территории объектов нефтегазовой промышленности, расположенных в криолитозоне. На геоэлектрических и георадиолокационных разрезах определено наличие линз подземных льдов по контрастному различию удельного электрического сопротивления и амплитуд электромагнитных волн соответственно. В непосредственной близости от инженерных сооружений наблюдается существенное уменьшение электрического сопротивления, предположительно связанного с деградацией многолетнемерзлых грунтов в результате техногенного воздействия инженерных сооружений на изменение режима снегонакопления и изменение поверхностного и грунтового стока. Показана высокая эффективность геофизических методов при решении инженерно-геокриологических задач на стадиях проектирования, строительства и эксплуатации инженерных сооружений.

Материалы и методы
Электроразведка: метод сопротивлений методикой электротомографии и метод георадиолокации.

Ключевые слова
георадиолокация, криогенные процессы, морозобойное растрескивание, электроразведка

Введение

Интенсивное освоение северных территорий, влечет за собой образование сложных техногенных и криогенных систем с индивидуальными особенностями функционирования, которые связаны с наличием вечномерзлых пород и льдов и их нестабильностью к внешним воздействиям.

Для большинства нефтегазовых месторождений, расположенных в криолитозоне, характерно широкое распространение опасных криогенных процессов как природного, так и техногенного характера. Под криогенными понимаются экзогенные геологические процессы, обусловленные сезонным и многолетним промерзанием и оттаиванием увлажненных грунтов, их охлаждением и замерзанием подземных вод [1, 2]. Эти процессы представляют опасность для нефтегазовой инфраструктуры, особенно на стадии образования и зарождения, когда визуально, в рельефе они еще не выражены. Обнаружение таких скрытых геологических процессов возможно геофизическими методами.

Геофизические методы широко применяются для решения инженерно-геокриологических задач в криолитозоне. Возможность использования геофизических методов обусловлена значительным различием физических свойств талых и мерзлых пород, что обуславливает эффективность их применения [3, 4].

В настоящее время существует ряд методов в арсенале геофизики для изучения многолетнемерзлых пород и криогенных процессов. К ним относятся методы электроразведки постоянным током, электромагнитные частотные методы, сейсморазведка [3]. В статье представлены результаты применения геофизических исследований для оценки геокриологического строения грунтов площадки в связи с проектированием нефтепромысловых сооружений. Решались задачи обнаружения и картирования опасных инженерно-геокриологических процессов.

Рис. 1 — Местоположение участка работ
Fig. 1 — Location of the work site

Характеристика объекта исследования

Рассматриваемый участок изысканий расположен на территории Западно-Сибирской равнины, на Тазовском полуострове (рис. 1).

Участок работ относится к Тазовской области развития аккумулятивных равнин, сложенных средне-верхнечетвертичными отложениями. Многолетнемерзлые и сезонно-талые грунты представлены суглинистыми, супесчаными, песчаными грунтами и торфом. Грунты относятся к твердомерзлым. Среднегодовая температура многолетнемерзлых грунтов на глубине нулевых годовых колебаний (10,0 м) составляет минус 2,35 °С. Большой диапазон колебаний температур происходит из-за неравномерного накопления снега на различных элементах рельефа, растительности и техногенного воздействия зданий и сооружений. Льдистость грунтов уменьшается с глубиной, дисперсные мерзлые

Рис. 2: А — Участок исследований с наличием активных криогенных процессов. Синими линиями представлены электротомографические профили, розовыми линиями – георадиолокационные профили. В желтых овалах показано морозобойное растрескивание; Б – Укрупненное отображение морозобойного растрескивания
Fig. 2: A —Area with the presence of active cryogenic processes. The blue lines represent the electrotomographic profiles, the pink lines represent the geo-radar profiles. In the yellow oval shows the frost-shattered cracking; B — Enlarged display of frost cracking

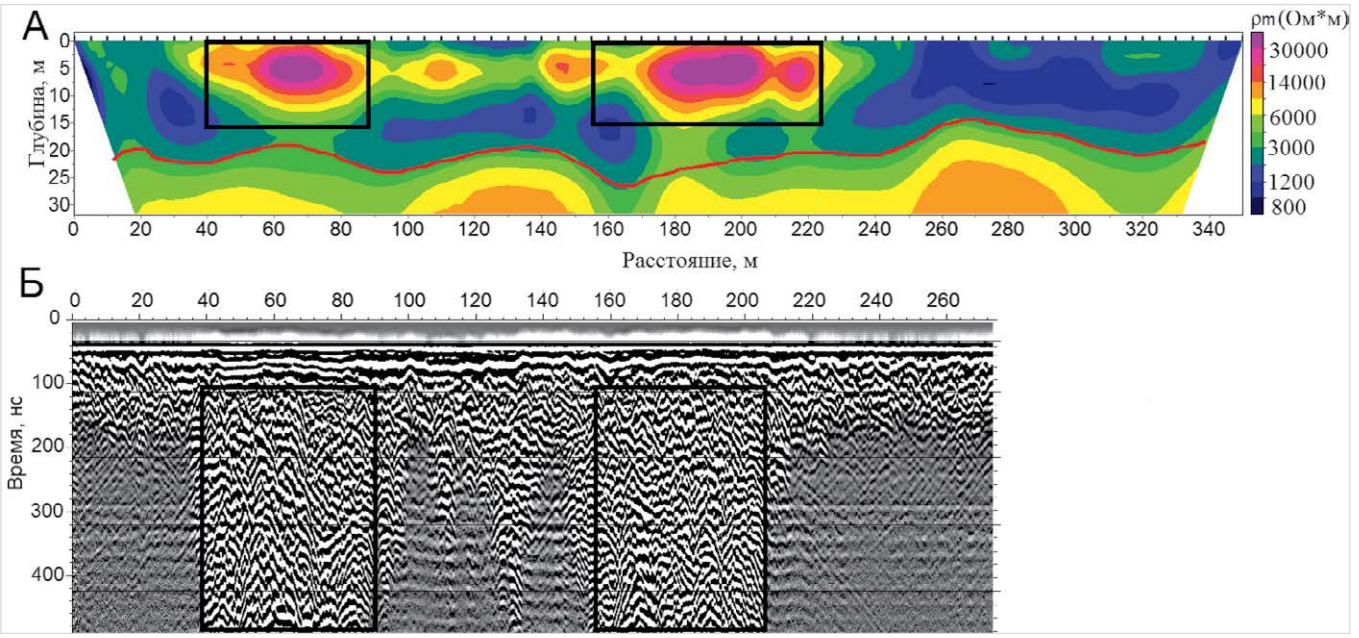


Рис. 3: А — Геоэлектрический разрез по профилю №3 с геологической интерпретацией. Черными квадратами выделены аномальные области от линз льда. Красная линия – кровля льдистых песков; Б — Георадиолокационный разрез по профилю №3 с геологической интерпретацией. Черными квадратами выделены аномальные области от линз льда
Fig. 3: A — Geoelectric section on the profile № 3 with geological interpretation. Black squares highlight anomalous areas from the ice lenses. The red line is the roof of the icy Sands; B — GPR section along profile № 3 with the geological interpretation. Black squares highlight anomalous areas from the ice lenses

грунты классифицируются от нельдистых до сильнольдистых, с редкими прослойками очень сильнольдистых грунтов в суглинках и супесях. Криогенная текстура мерзлых супесчано-суглинистых и песчаных грунтов слоистая и массивная, торфов – атакситовая.

В непосредственной близости от исследуемого участка расположена автодорога постоянного действия с твердым покрытием (рис. 2), а также промышленные строения.

В результате нарушения поверхностного стока летом и увеличения снежного покрова зимой вдоль дороги наблюдается заболачивание. Морозобойное растрескивание проявляется на повороте автодороги в виде системы трещин, которые формируют новый микрорельеф, оказывающий влияние на распределение тепла и влаги. Обычно возникают на участках маломощного снежного покрова.

Методика исследований

Электроразведка на исследуемом участке реализовывалась методом сопротивлений методикой электротомографии и методом георадиолокации.

Электроразведка методом сопротивлений основана на изучении распределения поля постоянного или низкочастотного электрического тока в проводящих геологических средах от искусственных источников с известными параметрами [5]. Применение данного метода обусловлено дифференциацией грунтов по электрическим свойствам, в частности удельного электрического сопротивления (далее — УЭС) грунтов, которое меняется в широких пределах и зависит в основном от влажности (льдистости), засоленности, пористости и глинистости. Известно, что при промерзании тонкодисперсных рыхлых отложении с образованием массивной криогенной текстуры увеличивается их удельное электрическое сопротивление в 10–100 раз, а при образовании шлировых криотекстур и повторножильных льдов — в 400–5000 раз. Возрастание содержания льда в грунтах приводит к соответствующему увеличению УЭС мерзлого грунта [4]. Под электротомографией понимается методика электроразведки, которая включает в себя определенные приемы полевых наблюдений, обработки и интерпретации полевой информации. К данным приемам относится многократное использование заземленных электродов в качестве и питающих, и приемных. Такая особенность методики позволяет существенно увеличить плотность системы наблюдения. Кроме того, интерпретация полевых данных выполняется в рамках двумерной модели с помощью 2D инверсии, при которой используется вся совокупность полученной информации по профилю для получения конечной модели. Поэтому 2D инверсия позволяет проводить интерпретацию не только в рамках горизонтально-слоистых сред.

На исследуемом участке электротомографические измерения выполнены по системе профилей, два из которых расположены параллельно друг другу, третий профиль — вкрест первого и второго. При электроразведочных работах применялась электротомографическая станция Омега-48, электроразведочная 235 метровая коса на 48 электродов, с шагом между электродами 5 метров. Обработка полученных материалов электрических зондирований выполнялась в программе ZondRes2D, с помощью которой построены двумерные геоэлектрические разрезы.

Георадиолокация — метод радиоволновой высокочастотной электроразведки, который основан на дифференциации грунтов по электромагнитным свойствам. Суть метода заключается в измерении времени пробега электромагнитной волны от генерирующей антенны к приемной, которая претерпевает отражения и преломления. Отражение электромагнитной волны происходит

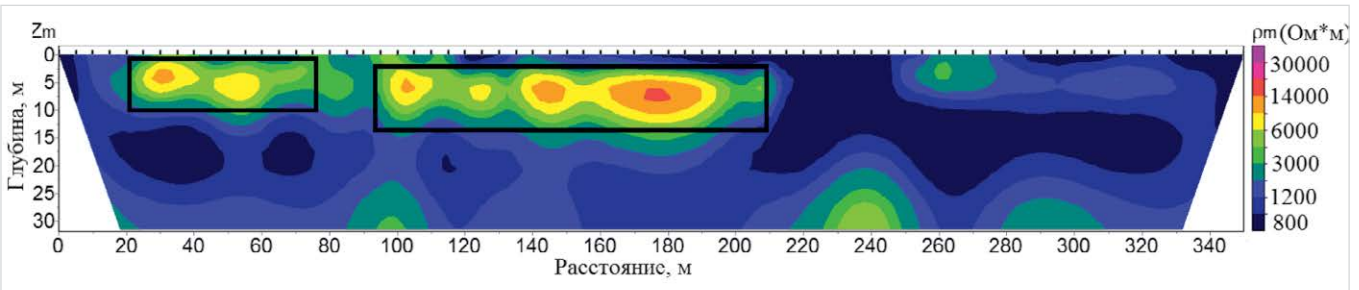
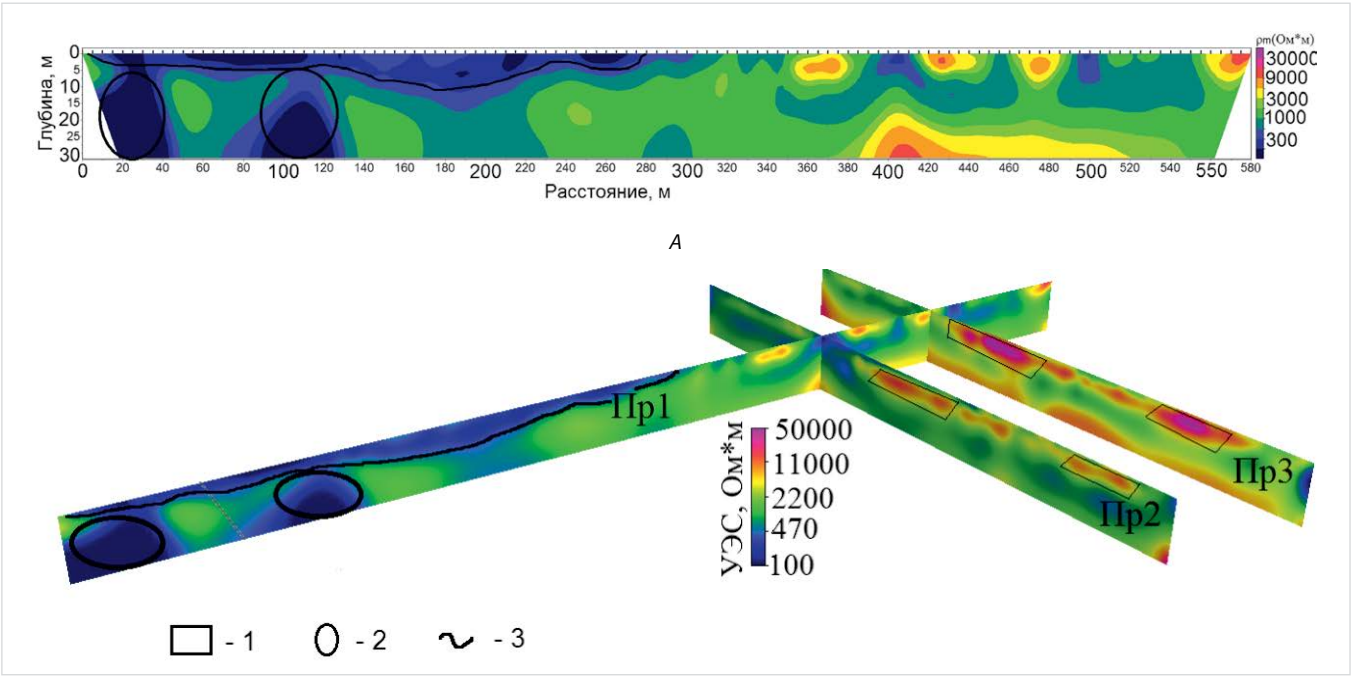


Рис. 4 — Геоэлектрический разрез по профилю №2. Черными квадратами выделены аномальные области от линз льда
Fig. 4 — Geoelectric section of the profile №2. Black squares highlight anomalous areas from the ice lenses



Б

Рис. 5: А — Геоэлектрический разрез по профилю №1, Б — Трехмерная визуализация геоэлектрических разрезов. 1 — линзы подземных льдов, 2 — аномальная область от металлических коммуникаций, 3 – кровля многолетнемерзлых грунтов
Fig. 5: A — Geoelectric section on profile № 1, B — three-Dimensional visualization of geoelectric sections. 1 — lenses of underground ice, 2 — anomalous area from metal communications, 3 — the roof of permafrost

за счет наличия границ слоев с различными электромагнитными свойствами, в частности диэлектрическая проницаемость. Известно, что относительная диэлектрическая проницаемость воды, при центральной частоте георадарных исследований 100 МГц, близка к 81, пресного льда — 3, воздуха — 1 [6]. Данный контраст диэлектрической проницаемости дает возможность выделять границы мерзлых и талых грунтов, льдов, оконтуривать техногенные и природные объекты в грунте по интенсивным осям синфазности отраженных волн.

При работах методом георадиолокации применялся георадар ОКО-2 с неэкранированным антенным блоком «Тритон», центральной частотой 50 МГц, который перемещался вдоль профиля.

Обработка данных георадиолокации была выполнена в программе Geoscan32.

Результаты исследований

На рис. 3А приведен геоэлектрический разрез по профилю №3, проходящий вдоль автодороги в 50 метрах от насыпи. Начало профиля располагается на возвышенности, конец профиля — на болотистом участке. Перепад высот начала и конца профиля — 1,5 метра.

На данном разрезе, в верхней его части, четко выделяются две аномальные области с высоким удельным электрическим сопротивлением 30000 Ом·м и более. Первая аномалия расположена в интервале ПК 60–80 метров от начала профиля, вторая аномалия — в интервале ПК 170–220 метров. В правой части профиля выделяется относительно низкоомная область с УЭС 800–1200 Ом·м, которая связана с болотистым обводненным участком на дневной поверхности и суглинками в разрезе. С глубины 15–20 метров, по всему профилю выделяется относительно высокоомный геоэлектрический слой с удельным сопротивлением до 14000 Ом·м. Данный слой литологически представлен льдистыми песками, что подтверждено результатами бурения.

На рис. 3Б представлен георадиолокационный разрез по тому же профилю. По характеру волновой картины четко выделяется две области с высокоамплитудными осями синфазности отраженных электромагнитных волн на ПК 40–90 и ПК 160–200 метров. Данные высокоамплитудные области совпадают с областями аномально высокого удельного сопротивления и интерпретируются как линзы подземного льда в разрезе [7]. В правой, левой и центральной частях георадарного разреза наблюдаются области быстро затухающей записи электромагнитной волны. Данные области совпадают с относительно низкоомными участками на геоэлектрическом разрезе и литологически представлены супесями и суглинками.

На рис. 4 представлен геоэлектрический разрез по профилю №2, расположенный в 50 метрах от технологических установок и в 150 метрах от профиля №3.

По характеру распределения удельного электрического сопротивления геоэлектрический разрез №2 схож с геоэлектрическим разрезом №3. Также, в верхней его части четко выделяются аномальные области с высоким удельным электрическим сопротивлением, но УЭС понизилось до 11000 Ом·м, размер линз уменьшился. В правой части профиля выделяется относительно низкоомная область. С глубины 15–20 метров, по всему профилю наблюдается незначительное увеличение удельного сопротивления до 3000 Ом·м.

Следует отметить, что при анализе геоэлектрических разрезов на исследуемом участке, наблюдается значительное понижение удельного сопротивления при приближении к технологическим установкам, что хорошо заметно при трехмерной визуализации геоэлектрических разрезов на рис. 5.

В местах прохождения электроразведочного профиля через металлические коммуникации наблюдаются характерные локальные аномалии низкого сопротивления. Левая часть геоэлектрического разреза №1, расположенного в 10 метрах от технологических установок, характеризуется наличием низкоомного верхнего слоя с УЭС 150–300 Ом·м и мощностью 5–7 метров. Предположительно, данный факт связан с наличием технологических сооружений, из-за которых происходит перераспределение снежного покрова и изменение поверхностного и грунтового стока. При увеличении снежного покрова происходит менее глубокое промерзание грунтов в зимнее время, а скапливание поверхностных и грунтовых вод способно оказывать растепляющее влияние на вечномерзлые грунты, которое приводит к активизации термокарста.

Итоги

По результатам электроразведочных геофизических исследований на участке работ обнаружены линзы подземного льда, которые выделяются на геоэлектрическом разрезе аномалиями высокого удельного сопротивления, на георадиолокационном разрезе - высокоамплитудными областями на фоне зон быстрого затухания электромагнитных волн. На местности данные аномалии совпадают с распространением морозобойного растрескивания.

Сопоставление георадиолокационного и геоэлектрического разрезов показало, что выделенные высокоамплитудные области на радарограмме, хорошо согласуются с высокоомными линзами на геоэлектрическом разрезе, а области быстрого затухания

электромагнитной волны совпадают с относительно низкоомными участками.

По характеру распределения удельного электрического сопротивления грунтов по площадке установлено уменьшение данного параметра при приближении к технологическим установкам, что связано с увеличением влажности грунтов в результате техногенного воздействия инженерных сооружений на изменение режима снегонакопления и изменение поверхностного и грунтового стока. Как следствие, переувлажнение многолетнемерзлых грунтов ведет к их растеплению и развитию термокарстовых процессов.

Выводы

Полученные результаты геофизических исследований продемонстрировали высокую эффективность применения электроразведочных методов в условиях техногенного воздействия в районе распространения многолетнемерзлых грунтов. Данные методы исследований целесообразно применять не только при инженерных изысканиях, но и на стадиях строительства, эксплуатации и реконструкции инженерных сооружений с целью режимных и мониторинговых исследований для решения задач изучения инженерно-геокриологических процессов и их динамики.

Литература

1. Бойцов А.В. Геокриология и подземные воды криолитозоны: учебное пособие. Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. 178 с.
2. Илларионов В.А. Инженерное мерзлотоведение: учебное пособие. Сыктывкар: СыктГУ, 2014. 104 с.
3. Зыков Ю.Д. Геофизические методы исследования криолитозоны: М.: МГУ, 2007. 272 с.
4. Фролов А.Д. Электрические и упругие свойства мерзлых пород и льдов. Пущино: ОНТИ ПНЦ РАН, 1998. 515 с.
5. Бобачев А.А., Горбунов А.А., Модин И.Н., Шевнин В.А. Электротомография методом сопротивлений и вызванной поляризации // Приборы и системы разведочной геофизики. 2006. №2. С. 14–17.
6. Владов М.Л., Старовойтов А.В. Введение в георадиолокацию. М.: МГУ, 2004. 153 с.
7. Владов М.Л., Судакова М.С. Георадиолокация. От физических основ до перспективных направлений. Учебное пособие М.: ГЕОС, 2017. 240 с.
8. Воронков О.К. Инженерная сейсмика в криолитозоне (Изучение строения и свойств мерзлых и талых горных пород и массивов). СПб.: ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева, 2009. 401 с.

ENGLISH **GEOPHYSICS**

UDC 551.341+550.837

Using geoelectrical prospecting for engineering-geocryological studies on objects of oil and gas infrastructure

Authors

Dmitry V. Kopylov — chief specialist in geophysics[1], postgraduate[2]; kopylovdmitr@yandex.ru

Marat R. Sadurtdinov — Ph.D., director[2]; mr_sadurtdinov@mail.ru

[1]Tyumen petroleum research center LLC, Tyumen, Russian Federation

[2]Earth Cryosphere Institute Tyumen Scientific Centre SB RAS, Tyumen, Russian Federation

Abstract

The results obtained by methods of electrical exploration and GPR in the area of hazardous engineering and permafrost processes in the territory of oil and gas facilities located in the cryolithozone are presented. On the geoelectric and GPR sections, the presence of ground ice lenses was determined from the contrast difference of electrical resistivity and amplitudes of electromagnetic waves, respectively. In the immediate vicinity of engineering structures, a significant decrease in electrical resistance is observed, presumably associated with the degradation of permafrost soils as a result of the technogenic impact of engineering structures on changes in snow accumulation and changes in surface and groundwater runoff. The high efficiency of geophysical methods in solving engineering and geocryological problems at the stages of design, construction and operation of engineering structures is shown.

Materials and methods

Electrical exploration: the method of electrical tomography and GPR method.

Keywords

GPR, cryogenic process, frost-shattered cracking, electrical exploration

Results

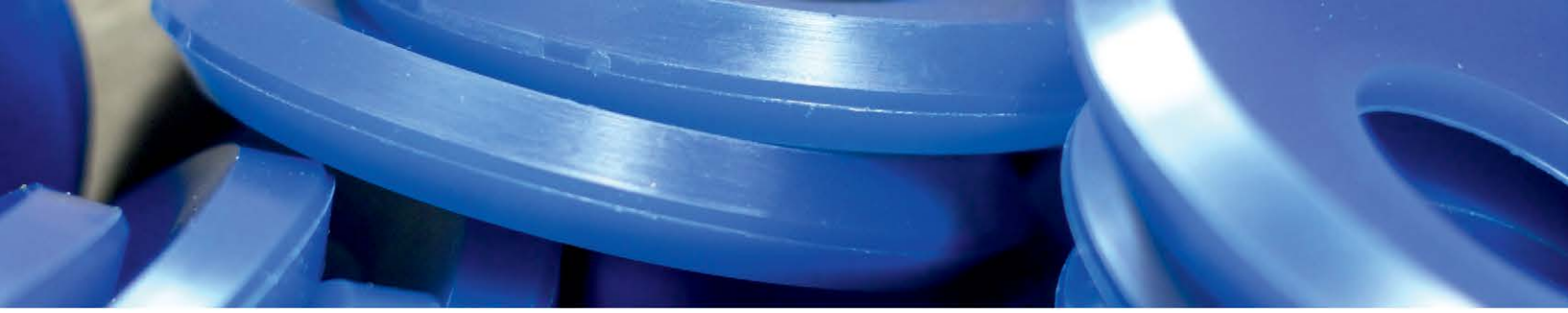
The results of electrical geophysical investigations on the site discovered lenses of underground ice, which are allocated in the context of geoelectrical anomalies of high resistivity, GPR in the context of - high-amplitude portions of the background areas of rapid attenuation of electromagnetic waves. On the ground, these anomalies coincide with the spread of frost-shattered cracking. Comparison of GPR and geoelectric sections showed that the isolated high-amplitude region in the radiogram, in good agreement with high resistance lenses on the geoelectric section, and the rapid attenuation of the electromagnetic waves coincide with relatively low-resistance areas. By the nature of the resistivity distribution of the soil across the site, found to decrease this parameter when the approach to technological installations, due to increase in soil moisture content as a result of anthropogenic impacts of engineering structures on the change of the regime of snow accumulation and change surface and groundwater flow. As a consequence, waterlogging of permafrost soils leads to their thawing and development of thermokarst processes.

Conclusions

The results of geophysical studies have demonstrated the high efficiency of the application of electrical methods in the conditions of technogenic impact in the area of permafrost distribution. These research methods should be applied not only in engineering surveys, but also at the stages of construction, operation and reconstruction of engineering structures for the purpose of regime and monitoring studies to solve the problems of studying engineering-geocryological processes and their dynamics.

References

1. Boitsov A.V. G*eokriologiya i podzemnye vody kriolitozony* [Geocryology and groundwater in permafrost zone]. Tyumen: Tyumen state oil and gas University, 2011, 178 p.
2. Illarionov V.A. I*nzhenernoe merzlotovedenie* [Permafrost engineering]. Syktyvkar: SyktSU, 2004, 104 p.
3. Zykov Y.D. G*eofizicheskie metody issledovaniya kriolitozony* [Geophysical methods for the study of cryolithozone]. Moscow: MSU, 2007, 272 p.
4. Frolov A.D. E*lektricheskie i uprugie svojstva merzlyh porod i l'dov* [Electrical and elastic properties of frozen rocks and ice]. Pushchino: ONTI PNC RAS, 1998, 515 p.
5. Bobachev A.A., Gorbunov A.A., Modin I.N., Shevnin V.A. E*lektrotomografiya metodom soprotivlenij i vyzvannoj polyarizacii* [The method of electrical tomography resistivity and induced polarization]. Instruments and systems of exploration Geophysics, 2006, issue 2, pp. 14–17.
6. Vladov M.L., Starovoytov A.V. V*vedenie v georadiolokatsiyu* [Introduction to ground penetrating radar]. Moscow: MSU, 2004, 153 p.
7. Vladov M.L., Sudakova M.S. G*eoradiolokatsiia. Ot fizicheskikh osnov do perspektivnykh napravlenii* [GPR. From the physical basics to the most promising directions]. Moscow: GEOS, 2017, 240 p.
8. Voronkov O.K. I*nzhenernaya sejsmika v kriolitozone (Izuchenie stroeniya i svojstv merzlyh i talyh gornyh porod i massivov)* [Engineering seismic in the permafrost zone (Study of the structure and properties of frozen and thawed rocks and massifs)]. St. Petersburg: VNIIG them. B.E. Vedeneeva, 2009, 401 p.



ЭЛАСТОПЛАСТ
Производство

О производстве

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

Консультация и сопровождение

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

Уникальная линейка составов

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

Знания сфер применения

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

Инженерный подход к каждому проекту

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

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

О продукции

ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ПРОИЗВОДИМ:

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

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

УДК 622.276

Термодинамическое моделирование для оценки эффективности извлечения жидких углеводородов на примере Вуктыльского НГКМ

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10059

О.Л. Лобанова
к.т.н., научный сотрудник
marta.fox@hotmail.com

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

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

В.А. Крючков
старший научный сотрудник
kruchkov06@mail.ru

ИПНГ РАН, Москва, Россия

В статье рассматривается возможность увеличения добычи жидких углеводородов (нефти и ретроградного конденсата) из истощенной нефтегазоконденсатной залежи на примере Вуктыльского НГКМ. Увеличения добычи можно достичь путем закачки в продуктивный пласт смеси пропан-бутановой фракции и пластового или сухого газа. Приведены результаты оценки объемов добычи жидкой углеводородной фазы за счет ее испарения в паровую фазу при прокачке «сухого» и пластового газа, как в чистом виде, так и при обогащении пропан-бутановой фракцией в различных концентрациях. Рассчитано давление смесимости с пластовой жидкой фазой при закачке «сухого» газа, обогащенного пропан-бутановой фракцией.

Материалы и методы
Компьютерное моделирование пластовой углеводородной системы (пластовая нефть, газоконденсатная система), термодинамическое моделирование.

Ключевые слова
термодинамическое моделирование, нефтегазоконденсатная залежь, жидкие углеводороды, ретроградный конденсат, испарение, закачка газа, пропан-бутановая фракция, ШФЛУ, вытесняющий агент, смесимость

Введение

Основная залежь Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения (Вуктыльского НГКМ, далее — ВНГКМ) разрабатывается преимущественно в режиме истощения пластовой энергии. Среднее начальное содержание конденсата в пластовом газе составляло 360 г/м³ [1]. К настоящему моменту состояние разработки характеризуется падением среднего пластового давления с начальной величины 36,6 МПа до менее 2,5 МПа, при давлении начала конденсации — 32,3 МПа, максимальной конденсации — 5,1 МПа. Наблюдается сопутствующее снижение продуктивности добывающих скважин и значительное накопление в пласте ретроградного конденсата. С учетом изначально присутствовавшей в газонасыщенной части залежи неподвижной нефти, общие объемы жидких углеводородов (далее — ЖУВ) в пласте по оценкам специалистов ИПНГ РАН составляют более 200 млн т.

С 1992 г. для увеличения выхода стабильного конденсата (компонентов C_{5+}) и промежуточных компонентов осуществляется закачка в основную залежь ВНГКМ так называемого тюменского газа — «сухого» газа, поступающего на месторождение из магистрального трубопровода. За счет закачки в пласт неравновесного к пластовой системе «сухого» газа удается увеличить выход ретроградного конденсата [2]. Однако результативность применяемой технологии остается ниже теоретически достижимой, что связано с низкими пластовыми давлениями и ограниченной способностью «сухого» газа к испарению компонентов C_{5+} из жидкой фазы. Более эффективно извлекаются компоненты $C_{2\text{-}C4}$.

За период разработки ВНГКМ неоднократно рассматривался вопрос о целесообразности закачки широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ, или пропан-бутановой фракции) в качестве возможного агента для повышения извлечения ЖУВ. Опытно-промышленные эксперименты по закачке в пласт, а также по обработке призабойных зон ряда скважин Вуктыльского НГКМ обогащенным ШФЛУ газом показали потенциальную эффективность данного агента [3]. Повышение выхода ЖУВ достигается за счет увеличения их объема, преодоления порога гидродинамической подвижности, а также частичного испарения ЖУВ с переходом компонентов в газовую фазу. Однако следует учитывать, что эти результаты были получены на более ранней стадии, то есть при более высоких пластовых давлениях.

В данной статье рассматриваются результаты термодинамического моделирования потенциальной эффективности применения различных газовых агентов для извлечения ЖУВ при низких пластовых давлениях.

Подготовка модели пластовой смеси для термодинамического моделирования

Использованная модель пластовой смеси (pVT-модель) основана на свойствах компонентов и начальном составе газоконденсатной смеси на средневзвешенной глубине залежи 3000 м, принятых в соответствии с данными [4]. Для воспроизведения газоконденсатной характеристики (зависимости потенциального содержания C_{5+} от давления) была проведена настройка параметров pVT-модели, в частности, ацентрических факторов псевдофракций C_{6+}, их критических давлений, критических температур, перекрестных коэффициентов, шифт-парметров. Начальный состав газоконденсатной смеси приведен в таб. 1 в колонке «пластовый газ».

Как и для многих других НГКМ, для основной газоконденсатной залежи ВНГКМ характерно исходное наличие в порах ЖУВ (пластовой нефти) в объемах, не превышающих порог подвижности жидкой фазы. В соответствии с методом, описанным в [5], начальный состав неподвижной пластовой нефти рассчитан как равновесный по отношению к газоконденсатной смеси при давлении начала конденсации (см. таб. 1). Расчеты выполнены в программном пакете Roxar Tempest PVTx.

Для расчета общего начального состава углеводородной системы необходимо также определить мольную долю нефти в пласте при начальных термобарических условиях. Для этого использовано соотношение

$$L = \frac{\nu_g V_o}{\nu_g V_o + \nu_o (1 - V_o)}, \qquad (1)$$

где ν_g, ν_o — мольные объемы паровой и жидкой фаз соответственно (рассчитываются с применением термодинамической модели), V_o — объемная доля нефти в УВ-системе (без учета остаточной воды). Средняя начальная насыщенность ЖУВ для Вуктыльского НГКМ составляет 6,1%.

Зная мольные доли и компонентные составы жидкой и паровой (пластовый газ) фаз, общий состав пластовой смеси можно найти по формуле

$$z_i = y_i V + x_i L, \qquad (2)$$

где z_i — доля компонента i в общем составе смеси; y_i — доля компонента i в составе паровой фазы; x_i — доля компонента i в составе жидкой фазы; L — доля жидкой фазы; V — доля паровой фазы, причем, $L+V=1$.

Полученный компонентный состав пластовой смеси приведен в таб. 1.

Оценка объемов добычи жидкой углеводородной фазы за счет испарения при прокачке тюменского или пластового газа, обогащенного пропан-бутановой фракцией

Для оценки возможности извлечения ЖУВ (пластовой нефти и ретроградного конденсата) из продуктивных отложений Вуктыльского НГКМ проведено термодинамическое моделирование с использованием собственного

Таб. 1 — Компонентные составы пластового газа, исходных ЖУВ и общий состав пластовой смеси при начальном давлении (мол. доли)
Tab. 1 — Composition of the reservoir gas and initial liquid hydrocarbons, and total composition of the reservoir mixture at initial pressure (mole fractions)

Компонент	Пластовый газ	Пластовая нефть (ЖУВ)	Пластовая смесь
N_2	0,0501	0,0307	0,0491
CO_2	0,0004	0,0004	0,0004
C_1	0,7485	0,5256	0,7368
C_2	0,0856	0,0941	0,0861
C_3	0,0347	0,0464	0,0353
iC_4	0,0045	0,0067	0,0046
nC_4	0,0080	0,0129	0,0082
iC_5	0,0016	0,0030	0,0017
nC_5	0,0014	0,0027	0,0015
$C_{6+(1)}$	0,0208	0,0420	0,0219
$C_{6+(2)}$	0,0267	0,0852	0,0298
$C_{6+(3)}$	0,0138	0,0696	0,0167
$C_{6+(4)}$	0,0035	0,0461	0,0057
$C_{6+(5)}$	0,0004	0,0241	0,0017
$C_{6+(6)}$	0,00003	0,0105	0,0006

Таб. 2 — Компонентные составы паровой и жидкой фаз при давлении 5,1 МПа (мол. доли)
Tab. 2 — Composition of the vapor and liquid phases at 5.1 MPa (mole fractions)

Компонент	Пластовый газ	Пластовая нефть
N_2	0,0514	0,0047
CO_2	0,0004	0,0002
C_1	0,7942	0,1520
C_2	0,0955	0,0726
C_3	0,0359	0,0650
iC_4	0,0039	0,0133
nC_4	0,0065	0,0280
iC_5	0,0010	0,0079
nC_5	0,0008	0,0076
$C_{6+(1)}$	0,0072	0,1366
$C_{6+(2)}$	0,0028	0,2534
$C_{6+(3)}$	0,0002	0,1680
$C_{6+(4)}$	0,0000	0,0639
$C_{6+(5)}$	0,0000	0,0197
$C_{6+(6)}$	0,0000	0,0071

программного модуля для расчета фазовых равновесий [6], основанного на трехпараметрическом уравнении состояния Пенга-Робинсона [7]. Достоверность результатов подтверждена сопоставлением с программным пакетом Roxar Tempest PVTx.

Проведены оценочные расчеты объемов добычи ЖУВ за счет испарения в паровую фазу при прокачке тюменского и пластового газа, как в чистом виде, так и при обогащении пропан-бутановой фракцией в различных концентрациях. Также были рассчитаны мольные доли сосуществующих в пласте жидкой и газовой фаз, что позволило оценить влияние концентрации пропан-бутановой фракции в закачиваемом газовом агенте на возможность увеличения доли жидкой углеводородной фазы (ретроградный конденсат + нефть) до превышения порога гидродинамической подвижности.

Первые четыре варианта расчетов предусматривают закачку в пласт смесей пропан-бутана и тюменского газа в различных концентрациях. Они основаны на следующих предположениях.

1. Вся находящаяся в пласте паровая фаза (пластовый газ) будет заменена таким же количеством (по объему) смеси пропан-бутана и тюменского газа.
2. Неподвижная жидкая фаза извлекается путем ее испарения в паровую фазу.
3. Осредненные условия расчета: температура 61°С (на отметке 3000 м), давление — 5,1 МПа (давление максимальной конденсации).

По результатам оценки требуется определить накопленную долю группы компонентов C_{5+}, перешедшую в паровую фазу при прокачке некоторого числа поровых объемов участка "пласта" смесью "пропан-бутан — тюменский газ". Доля определяется по отношению к содержанию C_{5+} в исходной системе "пластовый газ — ЖУВ" при заданном условно постоянном пластовом давлении. Одновременно оценивается объемная доля текущей жидкой УВ фазы (пластовые ЖУВ + растворенные компоненты, перешедшие в жидкую фазу из смеси "пропан-бутан-тюменский газ") в эффективном поровом объеме на момент окончания прокачки каждого очередного порового объема пласта тюменским газом.

Объемную долю жидких углеводородов смеси, состоящих из пластовых ЖУВ и компонентов, перешедших в жидкую фазу из смеси "пропан-бутан-тюменский газ", можно определить по формуле:

$$F_L = \frac{L/v}{L/v + V/l}, \qquad (3)$$

где V, L — мольные доли паровой и жидкой фаз в смеси, v, l — мольные объемы паровой и жидкой фаз соответственно.

Накопленную долю C_{5+}, перешедших в паровую фазу на j-м этапе закачки, по отношению к содержанию C_{5+} в жидкой фазе исходной смеси можно определить по формуле:

$$G = \frac{\sum_{j=1}^{N} Y_{5+}^{j} V^{j}}{X_{5+}^{0} L^{0}}, \qquad (4)$$

где N — количество прокачанных поровых объемов (этапов расчета), j — номер очередного этапа, X_{5+}^{0} — мольная доля группы компонентов C_{5+} в жидкой фазе исходной смеси, Y_{5+} — мольная доля группы компонентов C_{5+} в паровой фазе. Здесь учитывается условие, что на всех этапах прокачки общее число молей смеси сохраняется.

Расчеты выполнялись следующим образом.

Сначала проводилось моделирование процесса истощения при постоянном объеме (CVD) исходной пластовой углеводородной смеси с начального пластового давления до 5,1 МПа [5]. Тем самым определялись условные текущие составы пластовых паровой и жидкой фаз, сформировавшиеся в результате предшествующего отбора газа. Полученные результаты расчета CVD приведены в таб. 2. Мольная доля жидкой фазы при 5,1 МПа составила 33,46%.

Далее моделировался процесс прокачки газовой смеси заданного состава. Каждый этап расчета соответствовал прокачке одного динамического порового объема элемента пласта смесью "пропан-бутан — тюменский газ". Условно предполагалось, что в начале очередного этапа вся паровая фаза, находившаяся в конце прошлого этапа в равновесии с жидкой фазой, заменяется эквивалентным количеством (числом молей) закачиваемой смеси "пропан-бутан — тюменский газ". Жидкая фаза при этом остается в пласте. Для расчета общего состава смеси на очередном этапе прокачки использовалось уравнение баланса для каждого i-го компонента смеси:

$$Z_i^j = V^{j-1} Y_i^{ПБТг} + L^{j-1} X_i^{j-1}, \qquad (5)$$

Здесь в качестве состава паровой фазы используется состав смеси "пропан-бутан — тюменский газ" (верхний индекс ПБТг), а состав жидкой фазы и доли паровой и жидкой фаз берутся с предыдущего этапа расчета. С полученным общим составом смеси выполнялся расчет двухфазного равновесия для этапа j и определялись новые составы равновесных паровой и жидкой фазы.

Составы закачиваемых смесей для различных концентраций пропан-бутана в тюменском газе приведены в таб. 3. Вариант 1.1 соответствует концентрации 5 мол. % пропан-бутана в тюменском газе, вариант 1.2 — 10 мол. %, вариант 1.3 — 15 мол. %. Вариант 1.4 — закачке чистого тюменского газа, без добавления пропан-бутановой фракции. Состав пропан-бутановой фракции принимался в соответствии с осредненными данными по Сосногорскому ГПЗ.

Подробные результаты выполненных расчетов для варианта 1.1 приведены в таб. 4 для каждого этапа, соответствующего прокачке одного порового объема закачиваемой смеси. Нулевой этап соответствует общему равновесному составу пластовой системы при замене пластового газа на закачиваемую смесь при давлении 5,1 МПа (первая прокачка). Для

Таб. 3 — Компонентные составы "сухого" тюменского газа, пропан-бутановой фракции и общие составы закачиваемых смесей для вариантов 1.1, 1.2 и 1.3 (мол. доли)
Tab. 3 — Composition of the "dry" Tyumen gas and the propane-butane fraction, and total composition of the injected mixtures for cases 1.1. 1.2 and 1.3 (mole fractions)

Компонент	Тюменский газ (вариант 1.4)	Пропан-бутановая фракция	Вариант 1.1	Вариант 1.2	Вариант 1.3
N_2	0,008	-	0,0067	0,0063	0,0060
C_1	0,98	-	0,9310	0,8820	0,8330
C_2	0,012	-	0,0114	0,0108	0,0102
C_3	-	0,6000	0,0300	0,0600	0,0900
iC_4	-	0,1433	0,0072	0,0143	0,0215
nC_4	-	0,2567	0,0128	0,0257	0,0385

Таб. 4 — Результаты расчетов по этапам прокачки для варианта 1.1
Tab. 4 — Results of calculations for injection stages of the Case 1.1

Этап 0

Комп.	Y_i^0, мол. доля	X_i^0, мол. доля	L,доля	Z_i^1 мол. доля
N_2	0,0067	0,0047	0,3346	0,0060
CO_2	-	0,0002		0,0001
C_1	0,9310	0,1520		0,6703
C_2	0,0114	0,0726		0,0319
C_3	0,0300	0,0650		0,0417
iC_4	0,0072	0,0133		0,0092
nC_4	0,0128	0,0280		0,0179
iC_5	-	0,0079		0,0027
nC_5	-	0,0076		0,0025
$C_{6+(1)}$	-	0,1366		0,0457
$C_{6+(2)}$	-	0,2534		0,0848
$C_{6+(3)}$	-	0,1680		0,0562
$C_{6+(4)}$	-	0,0639		0,0214
$C_{6+(5)}$	-	0,0197		0,0066
$C_{6+(6)}$	-	0,0071		0,0024

Этап 1

Комп.	Y_i^1, мол. доля	X_i^1, мол. доля	V,доля	L,доля	F_L, об. доля	G, доля	Z_i^2, мол. доля
N_2	0,0084	0,0008	0,6874	0,3126	0,1202	0,0348	0,0048
CO_2	0,0001	0,0000					0,0000
C_1	0,8981	0,1696					0,6930
C_2	0,0344	0,0262					0,0160
C_3	0,0332	0,0605					0,0395
iC_4	0,0052	0,0179					0,0105
nC_4	0,0087	0,0381					0,0207
iC_5	0,0008	0,0067					0,0021
nC_5	0,0007	0,0067					0,0021
$C_{6+(1)}$	0,0067	0,1314					0,0411
$C_{6+(2)}$	0,0028	0,2650					0,0829
$C_{6+(3)}$	0,0002	0,1794					0,0561
$C_{6+(4)}$	0,0000	0,0684					0,0214
$C_{6+(5)}$	0,0000	0,0211					0,0066
$C_{6+(6)}$	0,0000	0,0076					0,0024

Этап 2

Комп.	Y_i^2, мол. доля	X_i^2, мол. доля	V,доля	L,доля	F_L,об. доля	G, доля	Z_i^3, мол. доля
N_2	0,0066	0,0006	0,6995	0,3005	0,1146	0,0676	0,0048
CO_2	0,0000	0,0000					0,0000
C_1	0,9169	0,1719					0,7029
C_2	0,0173	0,0132					0,0119
C_3	0,0316	0,0579					0,0384
iC_4	0,0061	0,0209					0,0113
nC_4	0,0103	0,0451					0,0225
iC_5	0,0007	0,0055					0,0016
nC_5	0,0006	0,0056					0,0017
$C_{6+(1)}$	0,0062	0,1222					0,0367
$C_{6+(2)}$	0,0028	0,2691					0,0809
$C_{6+(3)}$	0,0002	0,1861					0,0559
$C_{6+(4)}$	0,0000	0,0711					0,0214
$C_{6+(5)}$	0,0000	0,0219					0,0066
$C_{6+(6)}$	0,0000	0,0079					0,0024

вариантов 1.2, 1.3 и 1.4 получены аналогичные таблицы.

На рис. 1 для варианта 1.2 приведен график накопленного извлечения C_{5+} в паровой фазе по отношению к его начальному содержанию в жидкой фазе в зависимости от числа поровых объемов прокачки. Полученная зависимость близка к линейной, пунктирной линией показана аппроксимирующая прямая. В среднем за 4 этапа увеличение извлечения C_{5+} в паровой фазе составляет около 2,7% на один поровый объем прокачки смеси пропан-бутановой фракции и тюменского газа. Наблюдается медленное снижение эффективности извлечения компонентов C_{5+} с увеличением количества прокачек, что объясняется снижением их содержания в жидкой фазе за счет растворения легких компонентов из нагнетаемого газа.

Расчетная объемная доля в смеси жидких углеводородов, состоящих из пластовых ЖУВ и компонентов, перешедших в жидкую фазу из нагнетаемого газа, после прокачки четырех поровых объемов составила для вариантов 1.1, 1.2, 1.3 и 1.4 соответственно 10,64%, 12,90%, 15,98% и 8,98%. Накопленная доля С5+, перешедших из пластовых ЖУВ в паровую фазу — 12,75%, 11,43%, 10,09% и 14,01% соответственно. Таким образом, добавление пропан-бутановой фракции в нагнетаемый "сухой" газ несколько снижает потенциальное извлечение ЖУВ за счет испарения, но повышает возможности извлечения ЖУВ за счет увеличения их объема и преодоления порога подвижности.

Варианты 2.1, 2.2, 2.3 аналогичны вариантам 1.1, 1.2 и 1.3, но предусматривают закачку в пласт смеси пластового газа (вместо тюменского газа) с добавлением пропан-бутана в различных концентрациях. Составы закачиваемых смесей приведены в таб. 5. Вариант 2.1 соответствует концентрации пропан-бутана 5 мол. %, вариант 2.2 — 10 мол. %, вариант 2.3 — 15 мол. %.

В расчетах по вариантам 2.1-2.3 используются следующие предположения.

1. В находящуюся в пласте паровую фазу (пластовый газ) добавляется (закачивается) пропан-бутановая фракция в режиме замещения, т.е. при постоянном среднем давлении, до получения заданной концентрации. При этом общее число молей смеси "пропан-бутан — пластовый газ" остается равным исходному числу молей пластового газа.

2. Неподвижная жидкая фаза извлекается путем ее испарения в паровую фазу.

3. Осредненные условия расчета: температура 61°С, давление 5,1 МПа.

По результатам оценки требуется определить те же параметры, что и по вариантам 1.1-1.3.

Расчеты выполнены в следующей последовательности. Сначала, как и для вариантов 1.1-1.3, проведено моделирование истощения при постоянном объеме (CVD) исходной пластовой углеводородной смеси с начального пластового давления до 5,1 МПа. Начальный состав пластовой смеси соответствует данным таб. 1, полученные в результате моделирования CVD составы паровой и жидкой фаз — таб. 2. Мольная доля жидкой фазы при 5,1 МПа — 33,46%.

Объемная доля в смеси жидких углеводородов, состоящих из пластовой нефти и компонентов, перешедших в жидкую фазу из

смеси "пропан-бутан — пластовый газ", после прокачки четырех поровых объемов составила для вариантов 2.1, 2.2 и 2.3 соответственно 15,52%, 18,89% и 23,31%. Накопленное извлечение компонентов C_{5+} из жидкой фазы за счет испарения — 12,67%, 11,01% и 9,42% соответственно. Таким образом, нагнетание пропан-бутановой фракции в пластовый газ незначительно уступает её закачке в смеси с тюменским газом по эффективности испарения компонентов C_{5+}. При этом обеспечивается более интенсивное набухание жидкой фазы для обретения ею подвижности. Однако следует учитывать, что для реализации такого процесса необходимо вместе с закачкой пропан-бутана обеспечивать циркуляцию пластового газа.

На рис. 2 для варианта 2.3 приведен график накопленного коэффициента извлечения C_{5+} из жидкой фазы за счет испарения. Полученная зависимость близка к линейной, пунктирной линией показана аппроксимирующая прямая. Увеличение содержания C_{5+} в паровой фазе составляет в среднем 2,1% на один поровый объем прокачки. С увеличением объема прокачки темп перехода C_{5+} в паровую фазу снижается более интенсивно, чем для варианта 1.2.

Расчет давления смесимости ЖУВ и вытесняющих агентов

В дополнение к механизмам испарения и набухания ЖУВ, оценивалась возможность достижения смесимости между закачиваемым газовым агентом и пластовой жидкой углеводородной фазой в существующих пластовых термобарических условиях. Достижение смесимости обеспечивает снижение порога гидродинамической подвижности жидкой фазы, при полной смесимости — до близких к нулю значений. Соответствующим

Таб. 4 — Результаты расчетов по этапам прокачки для варианта 1.1
Tab. 4 — Results of calculations for injection stages of the Case 1.1

Этап 3							
Комп.	Y^3_i, мол. доля	X^3_i, мол. доля	V,доля	L,доля	F_L,об. доля	G, доля	Z^4_i, мол. доля
N_2	0,0066	0,0006					0,0049
CO_2	0,0000	0,0000					0,0000
C_1	0,9212	0,1718					0,7098
C_2	0,0128	0,0098					0,0109
C_3	0,0309	0,0567					0,0378
iC_4	0,0066	0,0227					0,0117
nC_4	0,0113	0,0498					0,0236
iC_5	0,0005	0,0044	0,7087	0,2913	0,1103	0,0985	0,0013
nC_5	0,0005	0,0047					0,0014
$C_{6+(1)}$	0,0057	0,1123					0,0327
$C_{6+(2)}$	0,0028	0,2708					0,0789
$C_{6+(3)}$	0,0002	0,1915					0,0558
$C_{6+(4)}$	0,0000	0,0733					0,0214
$C_{6+(5)}$	0,0000	0,0226					0,0066
$C_{6+(6)}$	0,0000	0,0082					0,0024
Этап 4							
Комп.	Y^4_i, мол. доля	X^4_i, мол. доля	V,доля	L,доля	F_L,об. доля	G, доля	Z^5_i, мол. доля
N_2	0,0066	0,0006					-
CO_2	0,0000	0,0000					-
C_1	0,9223	0,1712					-
C_2	0,0117	0,0089					-
C_3	0,0306	0,0560					-
iC_4	0,0069	0,0238					-
nC_4	0,0120	0,0529					-
iC_5	0,0004	0,0035	0,7171	0,2829	0,1064	0,1275	-
nC_5	0,0004	0,0039					-
$C_{6+(1)}$	0,0052	0,1025					-
$C_{6+(2)}$	0,0028	0,2717					-
$C_{6+(3)}$	0,0002	0,1966					-
$C_{6+(4)}$	0,0000	0,0755					-
$C_{6+(5)}$	0,0000	0,0233					-
$C_{6+(6)}$	0,0000	0,0084					-

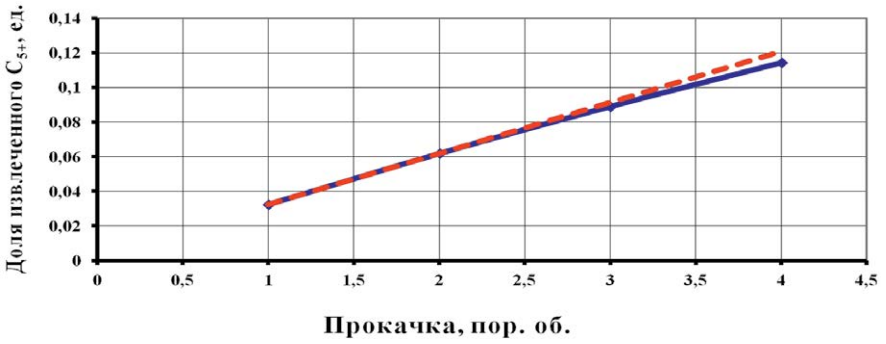


Рис. 1 — Накопленное извлечение C_{5+} в паровой фазе по отношению к начальному содержанию в жидкой фазе в зависимости от объема прокачки для варианта 1.2
Fig. 1 — Cumulative recovery of C_{5+} in the vapor phase with respect to its initial content in the liquid phase versus the injected volume for Case 1.2

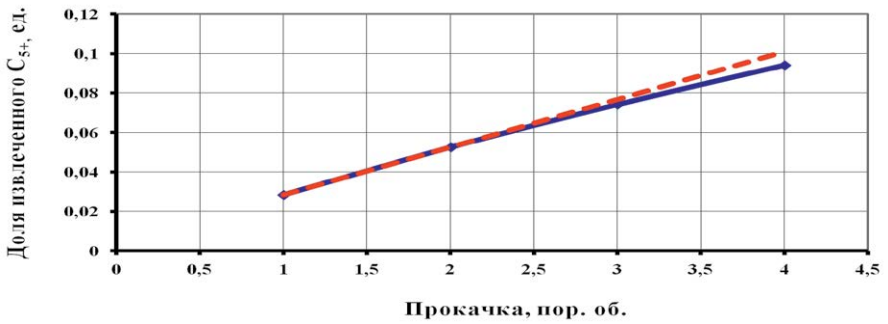


Рис. 2 — Накопленное извлечение C_{5+} в паровой фазе по отношению к начальному содержанию в жидкой фазе в зависимости от объема прокачки для варианта 2.3
Fig. 2 — Cumulative recovery of C_{5+} in the vapor phase with respect to its initial content in the liquid phase versus the injected volume for Case 2.3

Таб. 5 — Составы закачиваемых смесей для вариантов 2.1, 2.2 и 2.3 (мол. доли)
Tab. 5 — Compositions of the injected mixtures for Cases 2.1, 2.2 and 2.3 (mol. fractions)

Компонент	Вариант 2.1	Вариант 2.2	Вариант 2.3
N_2	0,0489	0,0463	0,0437
CO_2	0,0004	0,0004	0,0004
C_1	0,7544	0,7147	0,6750
C_2	0,0908	0,0860	0,0812
C_3	0,0641	0,0923	0,1205
iC_4	0,0109	0,0179	0,0248
nC_4	0,0190	0,0315	0,0441
iC_5	0,0009	0,0009	0,0008
nC_5	0,0007	0,0007	0,0007
$C_{6+(1)}$	0,0069	0,0065	0,0061
$C_{6+(2)}$	0,0027	0,0026	0,0024
$C_{6+(3)}$	0,0002	0,0002	0,0002
$C_{6+(4)}$	0,0000	0,0000	0,0000
$C_{6+(5)}$	0,0000	0,0000	0,0000
$C_{6+(6)}$	0,0000	0,0000	0,0000

Таб. 6 — Давление смесимости ЖУВ и вытесняющего агента в зависимости от мольной доли пропан-бутановой фракции в смеси с тюменским газом
Tab. 6 — Minimum miscibility pressure for the liquid hydrocarbons and the displacing agent versus the mole % of the propane-butane fraction in mixture with the Tyumen gas

Доля пропан-бутановой фракции, %	Давление смесимости, МПа
5	6,88
7	6,72
8	6,64
10	6,48
15	6,14
20	5,78

образом возрастает и коэффициент вытеснения: при полной смесимости теоретически достигает 100%, по опубликованным экспериментальным данным — до 90–95% [8, 9].

С помощью программного пакета Roxar Tempest pVTx было определено минимальное давление смесимости пластовых ЖУВ и тюменского газа с добавлением пропан-бутановой фракции в различных концентрациях.

Для определения условий смесимости между жидкой фазой и газовым агентом с известными составами и при заданной пластовой температуре проводят расчеты по оценке так называемого минимального давления смесимости (minimum miscibility pressure, далее — ММР). Это давление соответствует уровню, выше которого достигается состояние смеси с нулевым поверхностным натяжением на границе фаз. При давлении выше ММР коэффициент вытеснения достигает максимального (90–95%) значения. Расчет может быть выполнен как для режима смесимости "на первом контакте" (first contact miscibility, FCM), то есть для исходных составов жидкой фазы и газового агента. Так и для режима многоконтактной смесимости, с учетом постепенного взаимного обогащения фаз компонентами. Во втором случае ММР принимает меньшие значения, однако данный режим реализуется не на фронте вытеснения, а в отстающей от него области, что снижает эффективность процесса.

Для оценки величины ММР расчетным путем используют термодинамическое моделирование. Поверхностное натяжение на границе жидкой и паровой фаз в углеводородной смеси можно рассчитать по формуле Weinaug and Katz (известной также как формула Macleod-Sugden) [10]:

$$\sigma_{нг} = \left[\sum_{i=1}^{N} P_i \left(x_i \frac{\rho_н}{M_н} - y_i \frac{\rho_г}{M_г} \right) \right]^4,$$

$\sigma_{нг}$ где — поверхностное натяжение на границе "пар-жидкость " в дин/см (10^{-3} Н/м), i — номер компонента смеси, N — число компонентов, x_i и y_i — мольная доля компонента в жидкой и паровой фазах соответственно, $\rho_н$ и $\rho_г$ — плотности фаз в г/см³ (10^3 кг/м³), $M_н$ и $M_г$ — их молекулярные массы (равные молярным массам в г/моль). Параметры P_i называются парахорами и определяются по таблицам для чистых веществ или по известным корреляциям [10]. Рассчитывая при каждом значении давления равновесные составы паровой и жидкой фаз, их плотности и молярные массы, можно определить зависимость от давления поверхностного натяжения и величину ММР, при которой поверхностное натяжение становится равным нулю.

Результаты расчета давления смесимости для рассматриваемых условий Вуктыльского НГКМ приведены в таб. 6.

Среднее пластовое давление в основной залежи Вуктыльского НГКМ в настоящее время ниже полученных в таб. 6 расчетных значений давления смесимости. Однако вокруг нагнетательных скважин оно значительно превосходит средние значения. Это означает, что в призабойных зонах нагнетательных скважин может быть достигнута полная смесимость. В более удаленных от нагнетательных скважин зонах будет наблюдаться частичная смесимость, что также окажет положительное влияние на коэффициент извлечения жидких углеводородов. Более точная оценка возможного влияния смесимости возможна в рамках детального гидродинамического моделирования.

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

Итоги

В статье приведены результаты оценочных термодинамических расчетов объемов добычи ЖУВ за счет испарения в паровую фазу при прокачке тюменского и пластового газа, как в чистом виде, так и при обогащении пропан-бутановой фракцией в различных концентрациях.

Наряду с испарением, по мере прокачки дополнительных объемов газового агента может быть превышен порог гидродинамической подвижности жидкой фазы за счет ее набухания, что приведет к доизвлечению жидких углеводородов в режиме вытеснения. Также необходимо учитывать возможность частичной смесимости газовой фазы, обогащенной пропан-бутановой фракцией, с пластовыми ЖУВ, что выразится в снижении порога гидродинамической подвижности жидкой фазы и увеличении коэффициента вытеснения.

Динамика извлечения в паровой фазе группы компонентов C_{5+} для нагнетаемых агентов разного состава может быть приближенно оценена по линейным зависимостям путем экстраполяции полученных расчетных данных для первых 4 поровых объемов прокачки. Однако необходимо учитывать, что чем на большие объемы прокачки производится экстраполяция, тем сильнее будет ошибка в сторону завышения эффективности извлечения C_{5+}.

Обратное извлечение оставшейся в пласте пропан-бутановой фракции после воздействия обогащенным газовым агентом можно реализовать за счет прокачки дополнительных объемов "сухого" газа, с сопутствующим доизвлечением ЖУВ.

Выводы

Анализ результатов выполненных расчетов парожидкостного равновесия пластовых флюидов Вуктыльского НГКМ и различных закачиваемых агентов позволяет сделать следующие выводы.

- Увеличение содержания пропан-бутановой фракции при закачке как тюменского, так и пластового газа приводит к увеличению объемной доли пластовой жидкой фазы.
- Увеличение содержания пропан-бутановой фракции в закачиваемой смеси приводит к снижению выхода углеводородов группы C_{5+} в паровую фазу за счет испарения.
- Итоговый баланс этих двух процессов можно оценить по результатам гидродинамического моделирования с учетом как термодинамических эффектов, так и эффектов вытеснения.
- Увеличение содержания пропан-бутановой фракции в закачиваемом газе приводит к снижению давления смесимости, что положительно сказывается на коэффициенте извлечения жидких углеводородов.

Литература

1. Долгушин Н.В. Методология изучения газоконденсатной характеристики нефтегазоконденсатных месторождений с высоким содержанием конденсата и большим этажом газоносности. Ухта: СЕВЕРНИПИГАЗ, 2007. 400 с.
2. Тер-Саркисов Р.М., Захаров А.А., Гурленов Е.М., Левитский К.О., Широков А.Н., Контроль за разработкой газоконденсатного месторождения при нагнетании сухого газа в пласт. Геофизические и газогидродинамические методы. М.: Недра-Бизнес-центр, 2001. 194 с.
3. Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов. М.: Недра, 1999. 659 с.
4. Отчет о научно-исследовательской работе «Дополнения к проекту разработки Вуктыльского НГКМ. Этап 3 (заключительный)». Ухта: ВНИИГАЗ, 2014.
5. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002. 575 с.
6. Индрупский И.М., Лобанова О.А. Моделирование неравновесного фазового поведения при разработке месторождений нефти и газа. // Доклады РАН. 2015. Т. 463. Ч.1. С. 90–93.
7. Pedersen K.S., Christensen P.L. Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids. Taylor & Francis, Bota Raton, USA, 2006.
8. Lake L.W. Enhanced oil recovery. Prentice-Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 1989, 550 p.
9. Полищук А.М., Хлебников В.Н., Губанов В.Б. Использование слим-моделей пласта (slim tube) для физического моделирования процессов вытеснения нефти смешивающимися агентами // Нефтепромысловое дело. 2014. №5. С. 19–24. №6. С. 32–36.

10. Whitson C.H., Brule M.R. Phase behavior. SPE Monograph Series. Vol. 20. Texas: SPE, Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, 2000. 235 p.
11. Скибицкая Н.А., Данилов В.Н., Латышев А.А., Индрупский И.М., Попов А.А., Кузьмин В.А., Большаков М.Н. Стендовое моделирование технологии добычи жидких углеводородов при насыщенности ниже порога фильтрации из газонасыщенных отложений газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений // Экспозиция Нефть Газ. 2019. №4. С. 46–54.

UDC 622.276

Thermodynamic modeling to assess the efficiency of liquid hydrocarbon recovery on the example of the Vuktylskoye oil-gas-condensate field

Authors
Olga A. Lobanova — Ph.D., scientific researcher; marta.fox@hotmail.com
Ilya M. Indrupskiy — Sc.D., head of lab; i-ind@ipng.ru
Natalya A. Skibitskaya — Ph.D., head of lab; skibitchka@mail.ru
Viktor A. Kryuchkov — senior researcher; kruchkov06@mail.ru

OGRI RAS, Moscow, Russia

Abstract
The article considers the possibility of increasing the production of liquid hydrocarbons (oil and retrograde condensate) from a depleted oil-gas-condensate deposit on the example of Vuktylskoye oil-gas-condensate field. Increased production can be achieved by injection of a mixture of propane-butane fraction and reservoir gas or dry gas. The results of estimating production volumes of liquid hydrocarbons due to evaporation into the vapor phase during injection of dry gas and reservoir gas, both pure or enriched with propane-butane fraction in various concentrations, are presented. The minimum miscibility pressure is calculated for injection of dry gas enriched with the propane-butane fraction.

Materials and methods
Computer modeling of reservoir hydrocarbon system (reservoir oil, gas-condensate system), thermodynamic modeling.

Keywords
thermodynamic modeling, oil-gas-condensate reservoir, liquid hydrocarbons, retrograde condensate, evaporation, gas injection, propane-butane fraction, displacing agent, miscibility

Results
The article presents the results of thermodynamic calculations of liquid hydrocarbons production due to vaporization during the injection of Tyumen gas and formation gas, both in pure form and enriched with propane-butane fraction in various concentrations.
Along with evaporation, as the additional volumes of the gas agent are injected, the threshold of hydrodynamic mobility of the liquid phase due to its swelling can be exceeded, which would lead to additional recovery of liquid hydrocarbons by displacement. It is also necessary to take into account the possibility of partial miscibility of the gas phase enriched with the propane-butane fraction and reservoir liquid hydrocarbons, which will result in a lower threshold for the hydrodynamic mobility of the liquid phase and increase in the displacement efficiency.
The dynamics of C_{5+} recovery in the vapor phase by injecting agents with different compositions can be approximately estimated with linear dependencies by extrapolation of the calculated data for the first 4 pore volumes of injection. However, one should keep in mind that extrapolation for larger injection volumes would result in a more significant overestimation of the C_{5+} recovery.
Recovery of the propane-butane fraction remaining in the formation after injection of the enriched gas agent can be performed by injecting additional volumes of dry gas with additional recovery of liquid hydrocarbons.

Conclusions
The analysis of the calculation results for the vapor-liquid equilibrium of reservoir fluid of the Vuktylskoye oil-gas-condensate field and various injected agents provides the following conclusions.
• Increase in the content of the propane-butane fraction in the injected dry (Tyumen) or reservoir gas leads to higher volume fractions of the reservoir liquid phase.
• Increase in the content of the propane-butane fraction in the injected mixture leads to lower recovery of C_{5+} components in the vapor phase by evaporation.
• The final balance of these two processes can be estimated by flow simulations, taking into account both thermodynamic and displacement effects.
• Increase in the content of the propane-butane fraction in the injected gas leads to lower miscibility pressures, which positively affects the recovery of liquid hydrocarbons.

References
1. Dolgushin N.V. M*etodologiya izucheniya gazokondensatnoy kharakteristiki neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy s vysokim soderzhaniyem kondensata i bol'shim etazhom gazonosnosti* [Methodology for studying the gas-condensate characteristics of oil-gas-condensate fields with high condensate content and large gas columns]. Ukhta: SEVERNIPIGAZ, 2007, 400 p.
2. Ter-Sarkisov R.M., Zakharov A.A., Gurlenov E.M., Levitsky K.O., Shirokov A.N. K*ontrol' za razrabotkoy gazokondensatnogo mestorozhdeniya pri nagnetanii sukhogo gaza v plast* [Control over the development of gas-condensate field during injection of dry gas into the reservoir. Geophysical and gas-hydrodynamic methods]. Moscow: Nedra-Business Center, 2001, 194 p.
3. Ter-Sarkisov R.M. R*azrabotka mestorozhdeniy prirodnykh gazov* [Development of natural gas deposits]. Moscow: Nedra, 1999, 659 p.
4. Otchet o nauchno-issledovatel'skoy rabote "Dopolneniya k proektu razrabotki Vuktyl'skogo NGKM. E*tap 3 (zaklyuchitel'nyy)".* [Research Report "Additions to the development plan of the Vuktylskoye oil-gas-condensate field. Stage 3 (final)"]. Ukhta: VNIIGAZ, 2014.
5. Brusilovskiy A.I. F*azovyye prevrashcheniya pri razrabotke mestorozhdeniy nefti i gaza* [Phase transformations in the development of oil and gas fields]. Moscow: Graal, 2002, 575 p.
6. Indrupskiy I.M., Lobanova O.A. M*odelirovanie neravnovesnogo fazovogo povedeniya pri razrabotke mestorozhdeniy nefti i gaza* [Simulation of nonequilibrium phase behavior of hydrocarbon mixtures]. RAS reports, 2015, vol. 463, part 1, pp. 695–698.
7. Pedersen K.S., Christensen P.L. Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids. Taylor & Francis, Bota Raton, USA, 2006.
8. Lake L.W. Enhanced oil recovery. Prentice-Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 1989, 550 p.
9. Polishchuk A. M., Khlebnikov V. N., Gubanov V. B. *Ispol'zovaniye slim-modeley plasta (slim tube) dlya fizicheskogo modelirovaniya protsessov vytesneniya nefti smeshivayushchimisya agentami.* [Use of slim models of the formation (slim-tube models) for physical modeling of oil displacement by mixing agents]. Oilfield business, 2014, issue 5, pp. 19–24, issue 6, pp. 32–36.
10. Whitson C.H., Brule M.R. Phase behavior. SPE Monograph Series. Vol. 20. Texas: SPE, Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, 2000. 235 p.
11. Skibitskaya N.A., Danilov V.N., Latyshev A.A., Indrupsky I.M., Popov A.A., Kuzmin V.A., Bolshakov M.N. S*tendovoye modelirovaniye tekhnologii dobychi zhidkikh uglevodorodov pri nasyshchennosti nizhe poroga fil'tratsii iz gazonasyshchennykh otlozheniy gazokondensatnykh i neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy* [Physical modeling of liquid hydrocarbon production technology at saturations below the flow threshold of gas-saturated deposits of gas-condensate and oil-gas-condensate fields]. Exposition Oil Gas, 2019, issue 4, pp. 46–54.

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«НПО «ПОЛИЦЕЛЛ»

ПРОИЗВОДСТВО ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ И КОМПОЗИЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ

Реагенты и материалы для буровых растворов на водной основе

Реагенты – стабилизаторы, регуляторы фильтрации и реологических свойств
Крахмальные реагенты ПолиКР
Смолополимер ФХЛС, ФЛСФ, Полиреотин
Реагент гуматный ПолиРГМ
Биоксан, КМЦ-ТС, ПАЦ-Н, ПАЦ-В

Смазочные добавки
Жидкие – СМЭГ, Полиэколуб
Сухие - Микан, Силанж

Противоприхватная добавка Полиантифрик
Противосальниковая добавка Полидегленд

Ингибиторы глин
Полиэколь, Полиэкосил
Политексол, ПолиАминал

Пеногасители
Жидкие –Полидефом и Полидефомер
Сухие- Полифосфом и Полидефолуб

Составы для приготовления тяжелых жидкостей
ПолиСТЖ-1600, -1800,-2100

Реагенты и материалы для цементирования скважин

Микронизированные цементы
Ультрацемент-5, Ультрацемент-7, Ультрацемент-10

Функциональные добавки для к цементным растворам и составы для приготовления буферных жидкостей
Полицем Пласт, Полицем Газблок, Полицем Стаб, Полицем СТП ,Полицем Дефом, Полицем ПБ-С

Водоизолирующие и тампонирующие составы

Полимерные композиции
Гелеобразующий реагент Полиэкспан
Реагент Полиблок (водоизолирующий и кольматирующий)
Реагент Полигель КСМ (гелеобразующий)
Реагент Полигель АСМ
Водоизолирующий состав Политан
ПолиИзолит

Кольматирующие наполнители (Кольматанты)
Слюдяные кольматирующие наполнители марок К, КФ, КФ-Ц
Комплексные кольматирующие наполнители
Реагент-наполнитель Полиплаг
Армирующий наполнитель Полифибр

Реагенты и материалы для РУО

Состав для приготовления буровых эмульсий Полиэмульсан
Эмульгатор Полиойлчек Стаб
Органобентонит Полиолеогель
Гидрофобизатор Полиойлчек Гидрофоб
Понизитель фильтрации Полиойлчек Фильтр
Регулятор вязкости Полиойлчек Вис

Системы и концентраты буровых растворов

Система бурового раствора Полиэконол-Флора
Система бурового раствора Полиэконол-Аква
Система бурового раствора Полибур–Турбо
Система бурового раствора Полиформ
Коллоид-полимерная сухая смесь КПСС

Реагенты и материалы для РИР и КРС

Реагент ПолиПАВ
Технологическая жидкость ПолиРИР
Кремнийорганический полимерный состав Полискреп
Реагент ПолиРР
Тампонажная сухая смесь ПолиТГП
Тампонирующий материал Полифильтрол
Состав для ликвидации поглощений Полиблокатор Комби

Реагенты специального назначения

Полипрон, Полидеэмульзол
Полидегидрат, Полибакцид

Россия, 600020, г. Владимир, ул. Линейная, д.3
e-mail: mail@npo-polycell.ru

(4922) 32-68-84, 32-51-40
www.npo-polycell.ru

УДК 622.276

Оценка параметров трещин многостадийного гидравлического разрыва пласта на основе мониторинга профиля притока

DOI:10.24411/2076-6785-2019-10062

П.В. Пятибратов
к.т.н., декан факультета разработки нефтяных и газовых месторождений[1]
pyatibratov.p@gmail.com

Д.С. Скоров
специалист департамента разработки месторождений[2]
danilskorov@gmail.com

[1]РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Российская Федерация

[2]ООО «Петролеум Технолоджис», Москва, Российская Федерация

В данной работе рассматривается подход к определению геометрических параметров трещин (полудлина, эффективная проницаемость, высота) горизонтальной скважины с многостадийным гидравлическим разрывом пласта, основанный на автоматизированной настройке модели (с использованием программного продукта CMG CMOST) на данные о притоке флюидов по трещинам, полученных при помощи технологии напыления квантовых маркеров-репортеров на проппант. Показано, что использование данных профиля притока позволяет значительно повысить качество адаптации трехмерной гидродинамической модели, а также с удовлетворительной точностью идентифицировать геометрические параметры трещин.

Материалы и методы
На основе автоадаптации модели на данные притоков флюидов по трещинам путем проведения серий многовариантных расчетов в программном продукте CMG CMOST решена задача идентификации геометрических параметров трещин многостадийного гидравлического разрыва пласта на горизонтальной скважине.

Ключевые слова
многостадийный гидравлический разрыв пласта, квантовые маркеры-репортеры, автоматизированная адаптация модели залежи

Качество прогнозов показателей разработки, полученных на основе трехмерного гидродинамического моделирования, напрямую зависит от точности воспроизведения данных на этапе адаптации модели. В частности, результаты идентификации геометрии и фильтрационных свойств трещин горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта (далее — МГРП) в процессе воспроизведения исторических дебитов и накопленных добыч нефти и жидкости влияют на распределение остаточных запасов и определяют необходимость применения методов интенсификации добычи и увеличения нефтеотдачи пластов. Однако, как известно, данная обратная задача имеет бесконечное множество решений.

Использование дополнительных исследований и данных, их комплексирование с имеющейся геолого-промысловой информацией позволяет снизить степень неопределенности принимаемых решений. Одним из современных направлений мониторинга профилей притока из трещин МГРП является использования квантовых маркеров-репортеров, напыляемых на проппант [1, 2]. Технология позволяет получить информацию о притоке из каждой трещины на основе лабораторных исследований проб на устье скважины, содержащих маркеры, вымываемые потоком флюида на поверхность [1, 2]. В работе [1] показано, что разная чувствительность маркеров к нефти и воде может быть использована для оценки обводненности продукции.

В данной работе исследуется возможность снижения неопределенностей при идентификации параметров трещин горизонтальной скважины с МГРП на основе информации о притоке флюидов по трещинам, не учитывающей ошибок и погрешностей измерений, присущих различным методам, в том числе рассматриваемому способу контроля притока.

Для проведения исследования была построена концептуальная модель элемента системы разработки ачимовских отложений Западной Сибири [3], включающая горизонтальную добывающую скважину с МГРП и две водонагнетательные. Расстояние между скважинами составляет 480 м. Краткая геолого-физическая характеристика модели приведена в таблице 1.

Таб. 1 — Краткая геолого-физическая характеристика модели
Tab. 1 — Main model parameters

Параметр	Единицы измерения	Значение
Глубина залегания кровли (подошвы) пласта	м	4010 (4025)
Эффективная нефтенасыщенная толщина	м	7,1
Средняя пористость	доли ед.	0,15
Проницаемость в направлениях X, Y	10^{-3}·мкм^2	14,3
Проницаемость в направлении Z	10^{-3}·мкм^2	1,43
Коэффициент расчлененности		3
Коэффициент песчанистости	доли ед.	0,47
Средняя начальная нефтенасыщенность	доли ед.	0,60
Начальное пластовое давление	МПа	60,75
Пластовая температура	°С	114
Газосодержание пластовой нефти	м³/м³	203,3
Давление насыщения пластовой нефти газом	МПа	31,3
Плотность дегазированной нефти	кг/м³	824,6
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа·с	0,3

Таб. 2 — Геометрические и фильтрационные свойства трещин эталонного варианта
Tab. 2 — Geometric and flow properties of fractures in the reference variant

Параметр	Трещина 1	Трещина 2	Трещина 3
Полудлина, м	245	150	75
Эффективная проницаемость, мД	1706	886	427
Высота, м	22	12	8

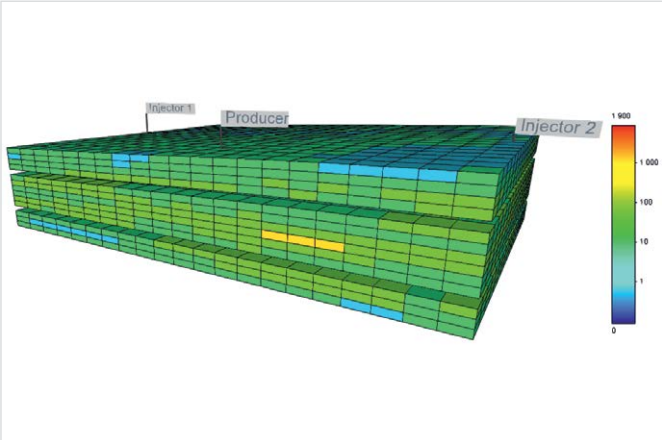


Рис. 1 — Распределение проницаемости в модели, мД
Fig. 1 — Permeability distribution in the model, mD

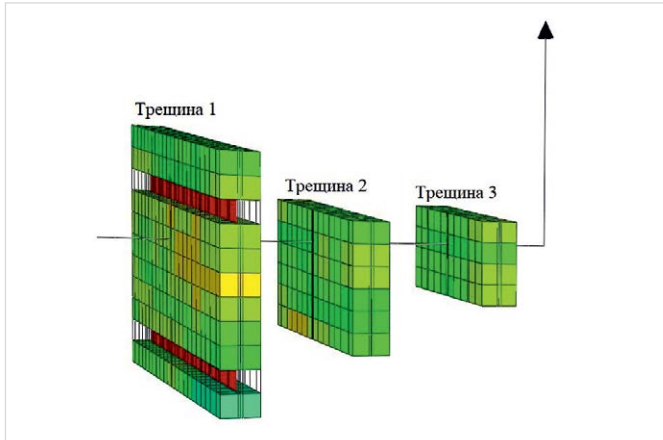


Рис. 2 — Геометрия трещин МГРП в модели
Fig. 2 — Multistage hydraulic fracturing in the model

На рис. 1 представлено распределение проницаемости в трехмерной модели.

Моделирование МГРП осуществлялось на основе локального измельчения ячеек околоскважинной зоны, размеры ячеек изменялись по логарифмическогому закону в зависимости от расстояния от вертикальной плоскости трещины (рис. 2).

Задачей вычислительного эксперимента является сравнение результатов воспроизведения динамики добычи нефти и воды и определение параметров трещин в традиционной постановке, то есть на основе фактических значений накопленных добыч жидкости и нефти, дебитов по жидкости и нефти, а также с использованием дополнительных данных о притоках нефти и жидкости каждой трещины, которые могут быть получены в результате мониторинга профиля притока из трещин.

Вычислительный эксперимент включает следующие этапы:

1 Формирование эталонного варианта разработки при заданной геометрии и фильтрационных параметрах трещин, принимаемых за истинные.
2 Реализация серии многовариантных расчетов (серия 1) для поиска геометрии и фильтрационных параметров трещин горизонтальной скважины с МГРП при наименьшем отклонении расчетных текущих и накопленных показателей работы скважины от эталонных.
3 Реализация серии многовариантных расчетов (серия 2) для поиска геометрии и фильтрационных параметров трещин горизонтальной скважины с МГРП при наименьшем отклонении расчетных текущих и накопленных показателей работы скважины и отдельных трещин от эталонных.
4 Сопоставление технологических показателей и характеристик трещин, соответствующих оптимальным вариантам в двух сериях расчетов, определяемым по наименьшей ошибке расхождения с эталонными данными.

Геометрия и фильтрационные свойства трещин МГРП эталонного варианта приведены в таб. 2.

Эффективная проницаемость определяет проницаемость ячеек, моделирующих трещину, и рассчитывается следующим образом:

$$K_{эф} = \frac{K_{тр} \cdot w_{тр}}{d_я},$$

где:

$K_{эф}$ — эффективная проницаемость трещины, мД;

$K_{тр}$ — действительная проницаемость трещины, мД;

$w_{тр}$ — раскрытость трещины, м;

$d_я$ — ширина ячейки, непосредственно имитирующая трещину, м.

Следует отметить, что коэффициент расчлененности рассматриваемой залежи равен 3, при этом только первая трещина вскрывает все три гидродинамически не связанных пропластка (рис. 2, 3). Кроме того, нижележащий пласт смоделирован с подвижной начальной водонасыщенностью (рис. 3).

В качестве начального приближения геометрии трещин и их фильтрационных характеристик использовались случайные значения. Для адаптации гидродинамической модели применялся программный продукт CMG CMOST, включающий алгоритмы оптимизации, основанные на машинном обучении [4]. Область возможных решений ограничивалась диапазоном изменения исследуемых параметров (таблица 3).

На рис. 4 представлена динамика изменения невязки эталонных и расчетных показателей для каждой из двух серий многовариантных расчетов, полученная в результате моделирования в CMG CMOST.

Расчетная динамика накопленных и

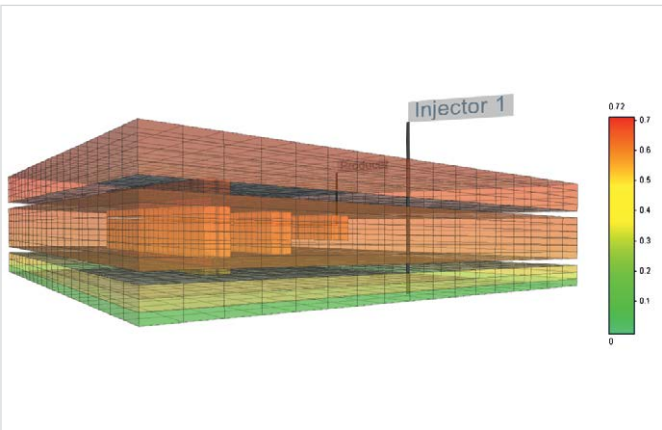


Рис. 3 — Начальное распределение нефтенасыщенности
Fig. 3 — The initial distribution of oil saturation

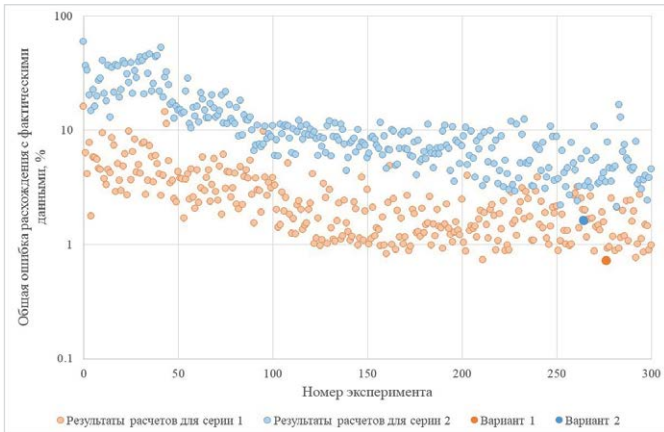


Рис. 4 — Динамика изменения суммарной невязки эталонных и расчетных показателей для каждой из двух серий многовариантных расчетов
Fig. 4 — The dynamics of the total discrepancy between the reference and calculated variants for each of the two series of multivariate calculations

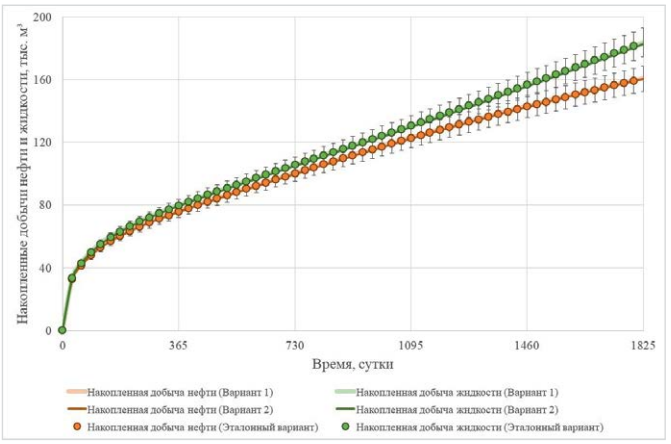


Рис. 5 — Сравнение расчетных накопленных добыч нефти и жидкости по вариантам с эталонными данными
Fig. 5 — Comparison of cumulative oil and liquid production by variants with reference data

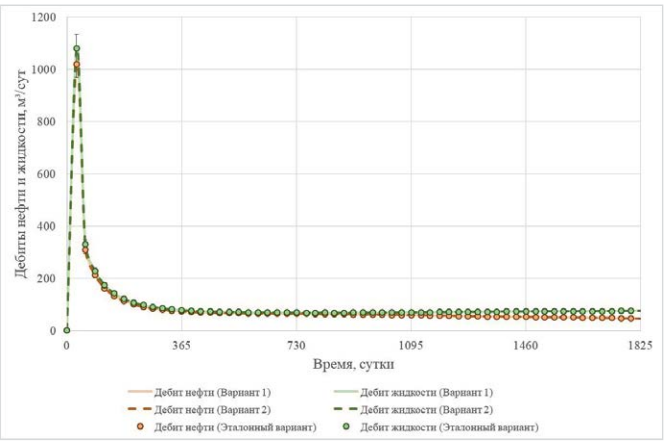


Рис. 6 — Сравнение расчетных дебитов по нефти и жидкости по вариантам с эталонными данными
Fig. 6 — Comparison of oil and liquid production rates by variants with reference data

текущих показателей работы добывающей скважины с высокой точностью описывает эталонные данные для оптимальных вариантов из каждой серии расчетов (рис. 5 и 6). На этих рисунках «Эталонные данные» — технологические показатели, полученные в эталонном варианте, «Вариант 1» соответствует оптимальному решению для первой серии расчетов, «Вариант 2» — для второй, учитывающей дополнительные данные о притоке фаз по трещинам.

Следует отметить, что в данном эксперименте работа скважины характеризуется низкими и средними значениями обводненности продукции (рис. 7).

Однако, полученные оптимальные варианты в двух сериях расчетов существенно отличаются значениями параметров трещин МГРП и показателями их работы. Так, вариант адаптации, учитывающий данные притока к каждой трещине, в основном, с удовлетворительной сходимостью описывает эталонные значения, в случае же традиционного подхода расхождения превышают 100% (рис. 8 – 10).

Существенное отклонение расчетных показателей притока по трещинам для случая воспроизведения истории разработки без использования данных о притоке флюидов по трещинам обусловлены полимодальностью целевой функции и существенной зависимостью от начальных значений исследуемых параметров. Напротив, использование дополнительных данных о притоке по трещинам позволяет значительно повысить точность идентификации геометрии и фильтрационных характеристик трещин МГРП в процессе воспроизведения истории разработки (таблица 4). В качестве примера на рисунках 11 и 12 представлены результаты расчета полудлины и эффективной проницаемости первой трещины для двух серий расчетов.

Итоги

Таким образом, полученные результаты свидетельствуют о том, что для рассматриваемого примера использование данных о притоке нефти и жидкости по трещинам МГРП позволяет значительно повысить качество адаптации трехмерной гидродинамической модели, с удовлетворительной точностью идентифицировать геометрию и фильтрационные параметры трещин.

Выводы

Информация о притоке по трещинам МГРП и фактических параметрах трещин позволят не только повысить эффективность эксплуатации скважины, но и адресно планировать мероприятия по интенсификации добычи нефти и повышению нефтеотдачи пластов за счет повышения достоверности локализации остаточных запасов.

Литература

1. Dulkarnaev M. and oth. The First Comprehensive Study of Tracer-Based Technologies in Reservoir Conditions. SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition. Astana, Kazakhstan: Society of Petroleum Engineers, 2018.
2. Ovchinnikov K. and oth. Production Logging in Horizontal Wells without Well Intervention. SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow, Russia: Society of Petroleum Engineers, 2017.
3. Красноборов С. В., Бяков А. В. Оценка выбора агента закачки при разработке Ачимовских отложений Западной Сибири с трудноизвлекаемыми запасами нефти и аномально высоким пластовым давлением // Бурение и нефть, 2014. №9. С. 44–46.
4. Computer Modeling Group Ltd. CMOST, CMG: Version 2018 User's Guide. Calgary, Alberta, Canada, 2018.

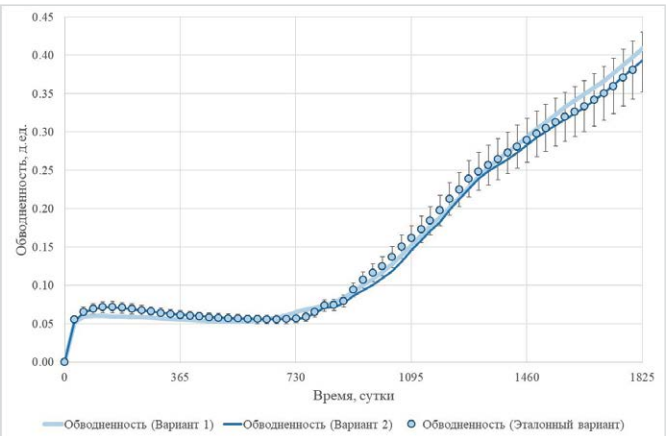


Рис. 7 — Сравнение расчетной обводненности по вариантам с эталонными данными
Fig. 7 — Comparison of water cur by variants with reference data

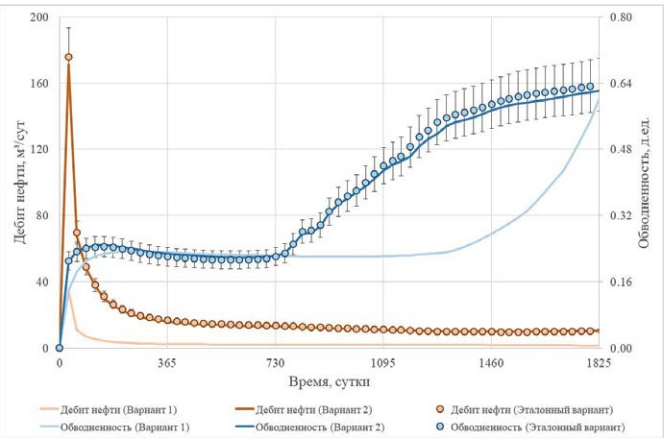


Рис. 8 — Сравнение динамики технологических показателей разработки для трещины 1 с эталонными данными
Fig. 8 — Comparison of history oil production rate and water cut through the first fracture by variants with reference data

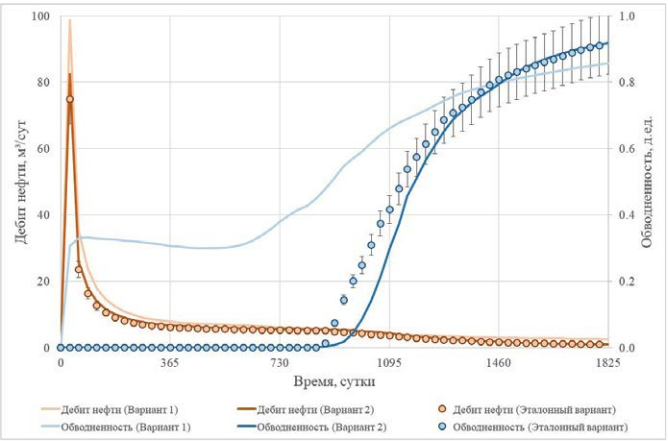


Рис. 9 — Сравнение динамики технологических показателей разработки для трещины 2 с эталонными данными
Fig. 9 — Comparison of history oil production rate and water cut through the second fracture by variants with reference data

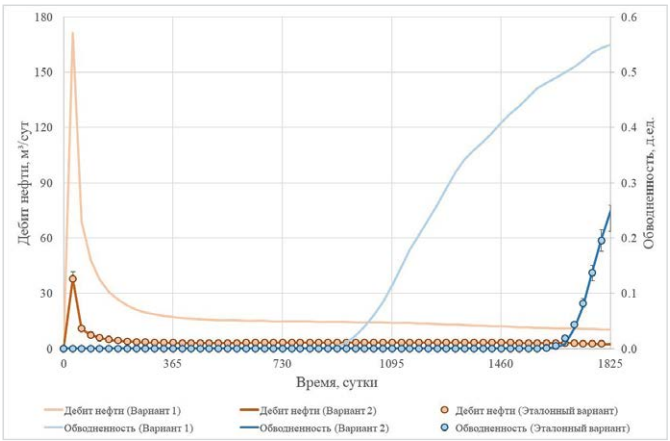


Рис. 10 — Сравнение динамики технологических показателей разработки для трещины 3 с эталонными данными
Fig. 10 — Comparison of history oil production rate and water cut through the third fracture by variants with reference data

Таб. 3 — Диапазоны изменения параметров трещин
Tab. 3 — Ranges of fracture parameters change

Параметр	Значение
Диапазон изменения полудлины, м	30 – 300
Диапазон изменения эффективной проницаемости, мД	24,61 – 2461
Диапазон изменения высоты, м	2 – 24

Таб. 4 — Сравнение эталонных и расчетных параметров трещин, полученных с учетом данных о притоке по трещинам (Вариант 2) и без (Вариант 1)
Tab. 4 — Comparison of the reference and calculated parameters of fractures obtained taking into account data on the inflow along fractures (Variant 2) and without (Variant 1)

Параметр		Трещина 1			Трещина 2			Трещина 3		
		Полудлина,м	Эффективная проницаемость, мД	Высота, м	Полудлина, м	Эффективная проницаемость, мД	Высота, м	Полудлина, м	Эффективная проницаемость, мД	Высота, м
Значение	Вариант 1	115,1	469	16	200,1	823	16	271,7	922	16
	Вариант 2	240,6	1589	24	143,4	1222	8	85,4	564	6
Действительное значение		245.0	1706	22	150,0	886	12	75,0	427	8
Абсолютная ошибка	Вариант 1	-130,0	-1237	-6	50,1	-62	4	196,7	495	8
	Вариант 2	-4,4	-118	2	-6,6	336	-4	10,4	137	-2
Относительная ошибка	Вариант 1	-53,0%	-72,5%	-27,3%	33,4%	-7,0%	33,3%	262,2%	116,1%	100,0%
	Вариант 2	-1,8%	-6,9%	9,1%	-4,4%	37,9%	-33,3%	13,8%	32,2%	-25,0%

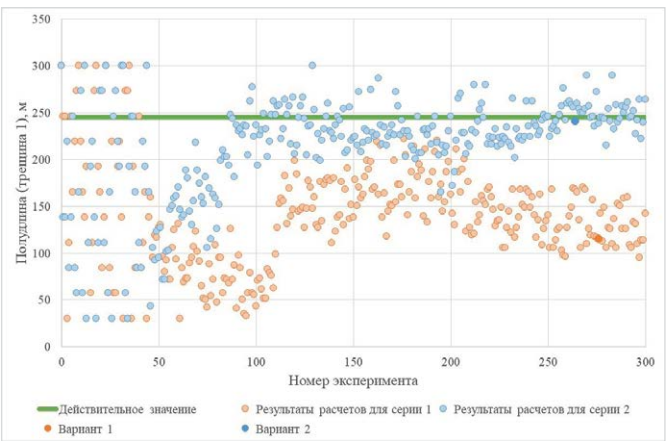


Рис. 11 — Динамика изменения значения полудлины трещины 1 в процессе воспроизведения истории разработки
Fig. 11 — The half-length of the first fracture changing during the history matching

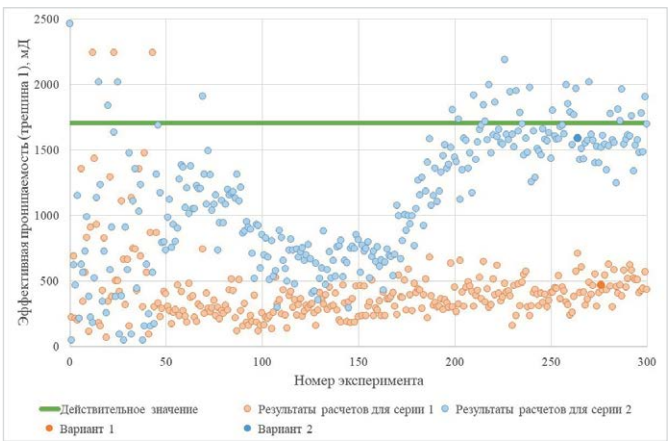


Рис. 12 — Динамика изменения значения эффективной проницаемости трещины 1 в процессе воспроизведения истории разработки
Fig. 12 — The effective permeability of the first fracture changing during the history matching

UDC 622.276

Multistage hydraulic fractures geometry estimation based on information on fluid flow through fractures in a horizontal well

Authors
Petr V. Pyatibratov — Ph.D., dean of oil and gas field development department[1]; pyatibratov.p@gmail.com
Daniil S. Skorov — reservoir engineer of fields development department[2]; danilskorov@gmail.com

[1]Gubkin Russian State University (National Research University) of Oil and Gas, Moscow, Russian Federation
[2]Petroleum Technologies Limited, Moscow, Russian Federation

Abstract
In this paper, we consider an approach to determining the geometrical parameters of fractures (half-length, effective permeability, height) of a horizontal well with multistage hydraulic fracturing, based on the automated history matching of the model (using the CMG CMOST software product) to the data on the flow of fluids from fractures obtained by the quantum tracer-based technologies. It is shown that the use of inflow profile data can significantly improve the quality of adaptation of the three-dimensional hydrodynamic model, as well as identify the fractures geometric parameters.

Materials and methods
The problem of identifying the geometric parameters of fractures of multistage hydraulic fracturing in a horizontal well was solved on the basis of model auto-adaptation to the data of fluid inflows through fractures by means of a series of multivariate calculations in the CMG CMOST software product.

Keywords
multistage hydraulic fracturing, quantum tracer-based technologies, automated history matching

Results
The results obtained indicate that, the use of data on fluid inflow through hydraulic fractures can significantly improve the quality of adaptation of the three-dimensional hydrodynamic model; also, it can identify the geometry and filtration parameters of fractures.

Conclusions
Information on the inflow through hydraulic fractures and fracture parameters will allow planning targeted workover actions to stimulate oil production and increase oil recovery by increasing the reliability of localization of residual reserves.

References
1. Dulkarnaev M. and oth. The First Comprehensive Study of Tracer-Based Technologies in Reservoir Conditions. SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition. Astana, Kazakhstan: Society of Petroleum Engineers, 2018.
2. Ovchinnikov K. and oth. Production Logging in Horizontal Wells without Well Intervention. SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow, Russia: Society of Petroleum Engineers, 2017.
3. Krasnoborov S. V., *Byakov A. V. Otsenka vybora agenta zakachki pri razrabotke Achimovskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri s trudnoizvlekaemymi zapasami nefti i anomal'no vysokim plastovym davleniem* [Evaluation of injection agent selection for achimovsky deposits development in Western Siberia with hard to recover oil and abnormally high formation pressure]. Burenie i neft, 2014, issue 9, pp. 44–46.
4. Computer Modeling Group Ltd. CMOST, CMG: Version 2018 User's Guide. Calgary, Alberta, Canada, 2018..

Белфрахт

Предоставление в аренду офшорных контейнеров для обслуживания морских буровых платформ

Offshore container rental for servicing offshore drilling platforms

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

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

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

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

www.севморпуть.рф
www.belfreight.ru

УДК 622.276

Опыт применения методов восстановления приемистости нагнетательных скважин

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10057

Т.М. Муртазина
генеральный директор[1]
murtazina_taslia@mail.ru

Е.Е. Андреева
старший научный сотрудник[2]
aee8277@rambler.ru

С.Е. Валеева
научный сотрудник[2]

[1]ООО «Геодрилпроект», Казань, Россия
[2]ИПЭН АН РТ, Казань, Россия

Выполнение проектных показателей при разработке нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления закачкой воды в значительной степени зависит от эффективной работы нагнетательных скважин. Вопросы предупреждения потери приемистости и выявление основных причин ее ухудшения, на фоне которых необходимо разработать эффективные методы регулирования фильтрационно-емкостных характеристик в ПЗП, позволяющие качественно и количественно восстановить ее и, как следствие, увеличить охват пластов заводнением, и в настоящее время остаются актуальными, в связи с постоянно меняющимися во времени пластовыми условиями, экономическими затратами и ужесточением экологических требований.

Материалы и методы
Для выявления факторов влияния на эффективность ГКО выведены геолого-статистические модели, характеризующие степень влияния и значимость геолого-промысловых и технологических параметров на эффективность ГКО в геолого-промысловых условиях месторождений Татарстана, выполнен анализ технологической эффективности применения метода ГКО в нагнетательных скважинах.

Ключевые слова
нагнетательные скважины, приемистость, системы заводнения, призабойная зона пласта, обработки ПЗП, эффективность

Основными причинами снижения приемистости нагнетательных скважин являются:

— набухание глинистых пород при контакте с пресной закачиваемой водой, а также с растворами определенных химических реагентов;

— смена в процессе закачки минерализованной воды на пресную;

— кольматация ПЗС твердой фазой промывочной жидкости при производстве в скважине ремонтных или других работ;

— повышенная остаточная нефтенасыщенность призабойных зонах скважин, которые до перевода под нагнетание работали как добывающие.

На большинстве месторождений, разрабатываемых в Татарстане, в том числе и на Ромашкинском месторождении, причинами снижения приемистости нагнетательных скважин является засорение пористой среды призабойной зоны пласта (далее — ПЗП), что происходит вследствие отложения в ПЗ глины, солей, продуктов коррозии, эмульсии при закачке воды, отложения продуктов реакции после проведения обработок химреагентами, по причине набухания пластовой глины из-за закачки пресной воды.

С целью компенсации отборов пластовой жидкости и для поддержания пластового давления, наряду с закачкой сточной воды используют пресную воду. По минеральному составу и химическим свойствам пресная вода сильно отличается от пластовой жидкости. Соответственно, при закачке ее в пласт, происходит изменение структуры пород (разбухание глин). Поэтому со временем пласты с большим содержанием глинистых частиц под воздействием пресной закачки не только кольматируются привнесенными механическими частицами, но начинается их «разбухание», что приводит к уменьшению приемистости. Эти пласты — потенциальные «клиенты» КРС для проведения обработки призабойной зоны пласта (далее — ОПЗ).

В результате смешения пластовых вод залежей девона и нижнего карбона, которые относятся к водам хлоркальциевого типа, с пластовыми водами залежей среднего и верхнего карбона, водами сульфатно-натриевого типа, происходит нарушение сульфатного равновесия что приводит к выпадению в осадок сульфата кальция и сульфида железа. Вода становится перенасыщенной карбонатами, часть которых в пласте выпадает в осадок, образуя кольматирующий слой в ПЗП. Сточные воды, не обработанные ингибиторами-бактерицидами, могут быть заражены сульфатвосстанавливающими бактериями (СВБ), которые также способствуют выпадению осадков карбоната кальция и сульфида железа в пласте.

Механические примеси, присутствующие в сточных водах, имеют различное происхождение. Часть их выносится из продуктивных горизонтов вместе с добываемой жидкостью. Основная часть механических примесей образуется в результате нарушения солевого равновесия, коррозии металлов, окисления закисного железа или вносится с пресной технической водой.

Минералогический анализ механических примесей в сточных водах, где преобладают железосодержащие пластовые воды (из отложения девона), показывает, что они состоят из глинистых частиц (20–40%), карбонатов (10–20%), окиси и гидроокиси железа (40–70%). Механические примеси содержат в своем составе также органические вещества: парафины, асфальтены, смолы. Нефть в сточных водах в основном находится в эмульгированном состоянии. Содержание нефтяных эмульсий в ПЗП также в значительной степени снижает приемистость нагнетательных скважин. Приемистость нагнетательных скважин также снижается, если набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде превышает значения их набухаемости в своей пластовой воде конкретного месторождения.

Следовательно, основной причиной снижения приемистости нагнетательных скважин является закачка некачественно подготовленных сточных, пластовых и пресных технических вод с высоким содержанием механических примесей, без учета совместимости химического состава вод различного типа. С целью восстановления и повышения приемистости нагнетательных скважин применяются физические методы ОПЗ (такие как очистка призабойной зоны промывкой) и методы с использованием различных химических реагентов. Ниже приводятся краткие описания различных ОПЗ по восстановлению и повышению приемистости нагнетательных скважин.

Технология с использованием КПАС — микроэмульсионная система, она не только хорошо очищает призабойную зону пласта от различных отложений, в т.ч. солевых отложений, от остатков буровых растворов, но и сохраняет, после ее нейтрализации, высокие нефтевытесняющие свойства. Эффективность применения КПАС для повышения нефтеотдачи пласта существенно возрастает если предварительно из скважины, подлежащей обработке, отобрать пробу осадка и на основании лабораторных исследований скорректировать компонентный состав КПАС.

Глинокислотная обработка (далее — ГКО) скважин — обработка смесью соляной (HCL) и фтористо-водородной (плавиковой) кислот (HF). Основным условием применения глинокислоты является отсутствие или минимальное (менее 0,5%) содержание в составе пород карбонатов. Кроме того, при обработках нагнетательных скважин, при наличии на забое и в приствольной части пласта отложений привнесенных продуктов коррозии и взвешенных веществ, растворимых хотя бы частично в соляной кислоте, перед обработкой глинокислотой желательно провести очистную обработку соляной кислотой.

Поскольку объектом действия глинокислоты является цементирующий силикатный материал — аморфная кремнекислота,

глины, аргиллиты и прочее, оптимальный объем следует подбирать опытным путем, чтобы не увеличить количество глинокислоты до такого объема, при котором значительная масса породы окажется дезагрегированной и появятся условия для разрушения пласта. Поэтому для первичных обработок можно ограничиться объемом в 0,3–0,4 м3 кислоты на 1 м толщины пласта. Если продуктивные породы пласта сложены из трещиноватых пород, объем для первичных обработок можно увеличить до 0,75–1,0 м3 на 1 м толщины.

Средний оптимальный состав рабочего кислотного раствора: HC1 — 8,0%; HF — 4,0%. Рекомендуется не снижать концентрацию HF ниже 3,0% для песчаников с небольшим содержанием глинистого материала. Равным образом для песчаников с большим содержанием глин и других алюмосиликатов в качестве верхнего предела можно принять: содержание HC1 —10,0%; содержание HF — 5,0%.

Во избежание смешивания в пограничной зоне нейтрализованной соляной кислоты с плавиковой, можно первого раствора брать несколько больше (на 0,1–1,0 м3). Составы первого и второго растворов рекомендуются те же, что и для соответствующих растворов при обработках одной соляной кислотой (первый раствор) и при обработках одной глинокислотой (второй раствор), описанных выше.

Комбинированные обработки. Под комбинированной обработкой понимается совмещение кислотной обработки с каким-либо другим геолого-техническим мероприятием, увеличивающим производительность скважины.

Глинокислоту применяют для обработки эксплуатационных и нагнетательных скважин, как было упомянуто выше, продуктивные горизонты которых сложены песчаниками или песчано-глинистыми породами, с низким содержанием карбонатных пород, а также для удаления глинистой корки со стенок скважины. Эту кислоту нельзя применять для обработки карбонатных пород или сильно карбони¬зированных песчаников, так как образуется слизистый осадок фтори¬стого кальция CaF2, который способен закупоривать поровые каналы. Если все же необходима обработка песчаников, сцементированных карбонатами, то вначале надо провести солянокислотную обработку, а затем глинокислотную. При двухрастворной обработке пласта, скорость закачки, особенно соляной кислоты, должна быть минимальна.

Особенностью глинокислоты является ее способность раство¬рять глинистые частицы и в некотором количестве даже кварцевый песок. Одновременно после обработки скважин грязевой кислотой, глины теряют способность к разбуханию и понижению, таким обра¬зом, проницаемости.

КАРФАС — один из эффективных методов повышения нефтеотдачи пластов, т.е. двух его составляющих: коэффициента вытеснения в неохваченной части коллекторов и коэффициента охвата пласта воздействием. При закачке реагента КАРФАС возрастает фильтрационное сопротивление и остаточный фактор сопротивления высокопроницаемого пропластка. За счет блокирования высокопроницаемых зон пласта КАРФАС с гелеобразующими композициями, происходит перераспределение скоростей фильтрации

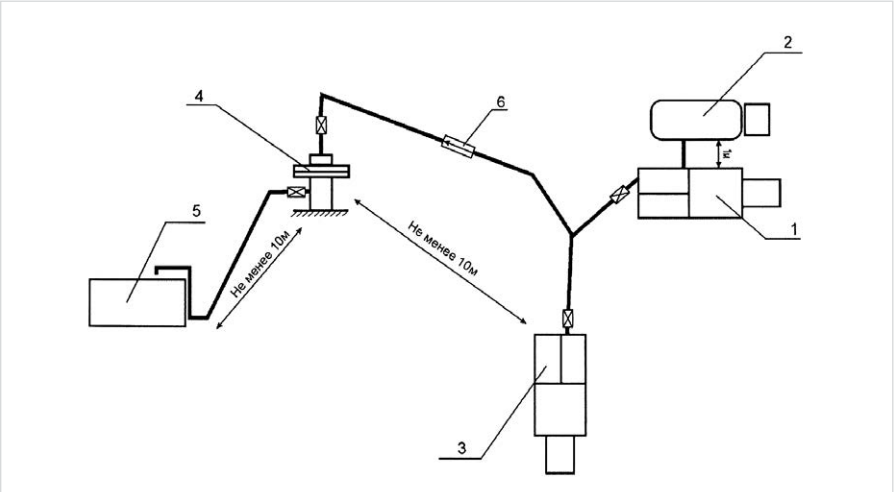


Рис. 1 — Технологическая схема обвязки оборудования при закачке глинокислоты
1 — насосный агрегат, 2 — автоцистерна, 3 — кислотный агрегат, 4 — устье скважины, 5 — желобная емкость, 6 — обратный клапан
Fig. 1 — Technological scheme of equipment strapping during clay injection
1 — pump unit, 2 — tank truck, 3 — acid aggregate, 4 — wellhead, 5 — gutter capacity, 6 — check valve

по прослоям и увеличение коэффициента нефтеотдачи.

Отличительными особенностями реагента КАРФАС является способность образования геля за счет его взаимодействия с породой коллектора, т.е. непосредственно в пласте, гомогенность закачиваемого водного раствора, что делает его пригодным для применения на объектах разработки, обладающих высокой степенью однородности.

Виброволновое депрессионно-химическое воздействие (ВДХВ) — воздействие осуществляется с помощью механических, гидравлических и ультразвуковых генераторов волн давлений в пористой среде.

Колебания давления, генерируемым вибратором, распространяясь в пористой среде и пластовой жидкости, обуславливают появление микротрещин в породе, уменьшение вязкости нефти, разрушение пространственных структуры смолистых и парафинистых его составляющих. Возрастает так же подвижность граница раздела фаз вода — нефть, уменьшается поверхностное натяжение нефти на границе с водой, улучшает смачиваемость породы водой, возрастает скорость капиллярного впитывания воды в нефтенасыщенную пористую среду.

Разработка нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления закачкой воды в пласт на поздних стадиях разработки требует постоянно возрастающих объемов закачки. Это приводит, с одной стороны, к применению сточных вод, с другой стороны, повышению давления закачки. Поэтому эксплуатационная колонна в нагнетательных скважинах подвержена коррозионному воздействию химически активных сточных вод и высокого давления. Порывы эксплуатационной колонны ведут к огромным экологическим ущербам и финансовым затратам по их ремонту.

Причиной порывов эксплуатационной колонны является суммарное воздействие коррозии и высокого давления. Новая эксплуатационная колонна выдерживает существующие давления закачки, но, по мере коррозии, допустимое давление уменьшается. Наиболее интенсивно коррозия идет при движении жидкости.

Для продления срока службы нагнетательных скважин внедряется комплексная их защита по методике «ТатНИПИнефть, а именно:

— применение катодной защиты от наружной коррозии обсадных колонн;
— применение НКТ с внутренним полимерным покрытием;
— применение пакеров;
— заполнение межтрубного пространства над пакером антикоррозионной жидкостью (далее — АКЖ) на нефтяной основе;
— герметизация резьбовых соединений НКТ герметизирующими составами.

Герметично установленный пакер, во время эксплуатации нагнетательных скважин, предотвращает движение жидкости в межтрубном пространстве, сохраняет помещенную в межтрубье АКЖ, поэтому защищает эксплуатационную колонну не только от высокого давления, но и от коррозии.

В настоящее время, при эксплуатации нагнетательных скважин, для защиты эксплуатационной колонны широко применяются следующие типы пакеров: М1-Х-5,3/4, ПГД-ГРИ-12, ПРО-ЯДЖ-О и др., также пакера ТАМ. Одним из недостатков является несовершенство контроля за герметичностью пакеров.

Рекомендации

Учет литолого-петрофизических и геолого-промысловых характеристик исследуемых объектов разработки позволил повысить успешность проведения ГКО до 85–90 %.

Для выявления факторов влияния на эффективность ГКО получены геолого-статистические модели, характеризующие степень влияния и значимость геолого-промысловых и технологических параметров на эффективность ГКО в геолого-промысловых условиях месторождений Татарстана.

Установлено, что наибольшее влияние на эффективность данного метода оказывают: объем закачиваемого реагента, толщина пласта и фильтрационно-емкостные характеристики.

Успешность обработок и средний прирост на 1 скважину, в первую очередь, зависит от правильного подбора скважины и соблюдения технологии проведения ремонта. Для

повышения успешности ремонтов в зависимости от степени загрязнения призабойной зоны необходимо применять ГКО.

Проведенный анализ по технологической эффективности применения метода ГКО в нагнетательных скважинах показал неплохие результаты. Налицо факт увеличения их приемистости после проведения ОПЗ, что способствовало в дальнейшем улучшению работы реагирующих добывающих скважин.

Частое применение метода не дает, в отличие от первой обработки, большего технологического эффекта, вследствие малого содержания или отсутствия частиц, подлежащих растворению и удалению с ПЗП.

Итоги

Проведенный анализ по технологической эффективности применения метода ГКО в нагнетательных скважинах показал неплохие результаты. Налицо факт увеличения их приемистости после проведения ОПЗ, что способствовало в дальнейшем улучшению работы реагирующих добывающих скважин.

Частое применение метода не дает, в отличие от первой обработки, большего технологического эффекта, вследствие малого содержания или отсутствия частиц, подлежащих растворению и удалению с ПЗП.

Выводы

Обобщение накопленного промыслового опыта применения глинокислотных обработок по восстановлению приемистости нагнетательных скважин, динамики приемистости и давления закачки до и после ОПЗ, позволяет сделать вывод о перспективности данного метода.

Результаты исследований позволяют сделать выводы об успешности проведения ГКО в целом на терригенных коллекторах, и в большей степени успешных на низкопроницаемых глинизированных коллекторах.

Для объектов воздействия с большой расчлененностью рекомендуется применять комплексные методы ОПЗ: закупорка пор высокопроницаемых пластов (пена, гель) и очистка пор низкопроницаемых пластов глинокислотой.

Литература

1. М. Кристиан, С. Сокол, А. Константинеску. Увеличение приемистости скважин. М.: Недра, 1985. 184 с.
2. Регламент ведения ремонтных работ в скважинах ОАО «Татнефть» (взамен РД 153-39.1-355-04). Бугульма: ТатНИПИнефть, 2008. 167 с.
3. Р.Б. Фаттахов, А.А. Арсентьев, Е.Ф. Захарова. Закачка технологической жидкости для поддержания пластового давления на месторождениях ОАО «Татнефть». Альметьевск: АГНИ, 2009. 88 с.
4. Ю.В. Зейгман. Эксплуатация систем поддержания пластового давления при разработке месторождения. Уфа: УГНТУ, 2007. 232 с.
5. В.А. Еронин, И.В. Кривоносов и др. Поддержание пластового давления на нефтяных месторождениях. М.: Недра, 1973. 200 с.
6. И.Т. Мищенко. Скважинная добыча нефти. Москва: Нефть и газ, 2003. 816 с.
7. Захарова Е.Ф. Скважинная добыча нефти. Альметьевск: АГНИ, 2012. 55 с.
8. Сулейманов А.Б., Карапетов К.А., Яшин А.С. Практическое расчеты при текущем и капитальном ремонте скважин. М.: Недра, 1984. 225 с.

UDC 622.276

Experience in applying injection well recovery techniques

Authors

Taslia M. Murtazina — general director[1]; murtazina_taslia@mail.ru

Evgeniya E. Andreeva — senior researcher[2]; aee8277@rambler.ru

Svetlana E. Valeeva — researcher[2]

[1]LLC Geodrilproekt, Kazan, Russian Federation

[2]IPEM TAS, Kazan, Russian Federation

Abstract

The fulfillment of design indicators in the development of oil fields while maintaining reservoir pressure by water injection largely depends on the effective operation of injection wells.

The issues of preventing the loss of injectivity and identifying the main causes of its deterioration, against which it is necessary to develop effective methods for regulating the filtration-capacitive characteristics in the bottomhole formation zone, which can qualitatively and quantitatively restore it and, as a result, increase the coverage of the reservoirs with water flooding, and currently remain relevant in due to constantly changing formation conditions, economic costs and toughening environmental requirements.

Materials and methods

To identify the factors influencing the efficiency of GKO, geological and statistical models have been derived that characterize the degree of influence and significance of geological and production and technological parameters on the effectiveness of GKO in the geological and production conditions of Tatarstan fields, an analysis of the technological efficiency of the GKO method in injection wells.

Keywords

injection wells, injectivity, waterflooding systems, bottom-hole formation zone (BHF), processing of BHF, efficiency

Results

The analysis of the technological efficiency of the GKO method in injection wells showed good results. There is a fact of an increase in their injectivity after the SCF, which contributed to the further improvement of the reactive production wells. Frequent application of the method does not, in contrast to the first treatment, give a greater technological effect, due to the low content or absence of particles to be dissolved and removed from the PZP.

Conclusions

A generalization of the accumulated field experience of the use of clay acid treatments to restore the injectivity of injection wells, the dynamics of injectivity and injection pressure before and after the SCF allows us to conclude that this method is promising.

The research results allow us to draw conclusions about the success of GKOs in general on terrigenous reservoirs, and more successful on low-permeability clayed reservoirs. For impacted objects with a large fragmentation, it is recommended to use complex SCF methods: blocking the pores of highly permeable formations (foam, gel) and cleaning pores of low-permeability formations with clay acid.

References

1. M. Kristian, C. Sokol, A. Konstantinesku. *Uvelichenie priemistosti skvazhin* [Increased injectivity of wells]. Moscow: Nedra, 1985, 184 p.
2. Reglament vedeniya remontnykh rabot v skvazhinakh OAO «Tatneft'» [Regulations for repair work in the wells of OAO Tatneft (in exchange for RD 153-39.1-355-04)]. Bugulma: TatNIPIneft, 2008, 167 p.
3. R.B. Fattakhov, A.A. Arsent'ev, E.F. Zakharova. *Zakachka tekhnologicheskoy zhidkosti dlya podderzhaniya plastovogo davleniya na mestorozhdeniyakh OAO «Tatneft'»* [Injection of process fluid to maintain reservoir pressure at the fields of OAO Tatneft]. Almetyevsk: AGNI, 2009, 88 p.
4. Yu.V. Zeygman. *Ekspluatatsiya sistem podderzhaniya plastovogo davleniya pri razrabotke mestorozhdeniya* [Operation of reservoir pressure maintenance systems during field development: a training manual]. Ufa: Publishing House UGNTU, 2007, 232 p.
5. V.A. E*ronin, I.V. Krivonosov and others. Podderzhanie plastovogo davleniya na neftyanykh mestorozhdeniyakh* [Maintenance of reservoir pressure in oil fields]. Moscow: Nedra, 1973, 200 p.
6. I.T. Mishchenko. *Skvazhinnaya dobycha nefti* [Downhole oil production]. Moscow: Oil and Gas Publishing House, 2003, 816 p.
7. Zakharova E.F. S*kvazhinnaya dobycha nefti* [Downhole oil production]. Al'met'evsk: AGNI, 2012, 55 p.
8. Suleymanov A.B., Karapetov K.A., Yashin A.S. P*rakticheskoe raschety pri tekushchem i kapital'nom remonte skvazhin* [Practical calculations in the current and capital repair of wells]. Moscow: Nedra, 1984, 225 p.

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

Мал, да удал. Новая модификация газокомпрессорных установок «ЭНЕРГАЗ»

К.В. Авиленко
заместитель руководителя
Департамента реализации проектов
ООО «ЭНЕРГАЗ»

Группа компаний ЭНЕРГАЗ вывела на рынок востребованную на сегодня модификацию газодожимного оборудования — малые газовые компрессорные установки. МГКУ обладают комплексом преимуществ в своем эксплуатационном сегменте.

В сообществе ТЭК утвердилась традиция — решение нестандартных технологических задач доверять инженерным коллективам, многократно проверенным в деле. Опыт реализации специальных проектов подготовки и компримирования различных типов газа сосредоточен и постоянно наращивается в Группе ЭНЕРГАЗ.

ПРОШЛИ ПРОВЕРКУ В ДЕЛЕ

За 12 лет работы в сегменте технологического оборудования газоподготовки ЭНЕРГАЗ заявил и утвердил себя как высокопрофессиональная инженерная корпорация. Теперь это группа компаний, которые под единым брендом согласованно осуществляют проектирование, производство, поставку, ввод в эксплуатацию и сервисное обслуживание модульных установок подготовки и компримирования газа для нефтегазового комплекса, электроэнергетики, машиностроения, химической, строительной и других отраслей.

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

Наработан комплекс уникальных инженерных решений по эффективному применению технологического оборудования последнего поколения на крупных электростанциях, объектах малой энергетики, автономных центрах энергоснабжения промышленных предприятий, на объектах сбора и транспортировки ПНГ, энергоцентрах собственных нужд месторождений, объектах специального назначения (испытательные стенды газовых турбин и учебно-технические центры).

Группа ЭНЕРГАЗ продолжает активно наращивать уникальный организационный и инженерный опыт, накопленный при реализации 150 проектов на территории 36 регионов России и стран СНГ. С 2007 года поставлено и введено в действие 280 газокомпрессорных станций и пунктов подготовки газа (еще 10 установок готовятся к пуску).

В электроэнергетике они работают в сопряжении со 186 газотурбинными и газопоршневыми агрегатами суммарной мощностью 6270 МВт, в нефтегазовой отрасли — подготавливают попутный нефтяной и природный газ на 46 месторождениях.

Установки «ЭНЕРГАЗ» действуют совместно с энергоагрегатами 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.

Фото 1 — МГКУ «ЭНЕРГАЗ» в составе энергоцентра Минского комбината силикатных изделий

Фото 2 — Малая газокомпрессорная установка на этапе сборки

МГКУ — СЕРИЯ КОМПАКТНЫХ «МАЛЫХ» КОМПРЕССОРОВ

Необходимо отметить, что номенклатура производимого и поставляемого нами оборудования постоянно расширяется. Например, мы вывели на рынок новую модификацию газодожимной техники – малые газовые компрессорные установки. Это новое предложение уже востребовано.

Назначение МГКУ «ЭНЕРГАЗ»:

- сбор и транспортировка попутного нефтяного газа на месторождениях с небольшими запасами углеводородов;
- подготовка топлива для турбин небольшой мощности на объектах малой энергетики;
- снабжение топливным газом генерирующего оборудования автономных центров энергоснабжения промышленных предприятий (фото 1);
- обеспечение технологических потребностей нефтегазохимических и иных производств.

Изготовление МГКУ (фото 2) ведется с учетом современных стандартов производства и эксплуатации газокомпрессорного оборудования. Установки разрабатываются по специальным (индивидуальным) проектам и обладают 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 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.

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

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

КОНСТРУКТИВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ МГКУ:

Основные конструктивные особенности компактных установок:

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

Малые газовые КУ производятся и

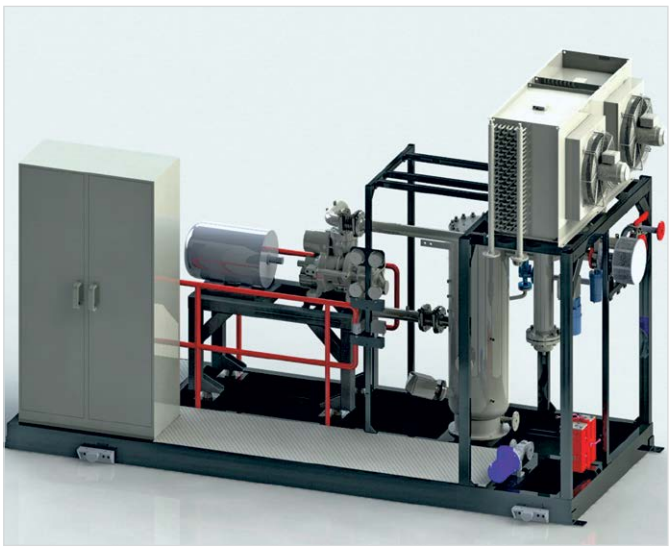


Рис. 1 — 3D-модель малой газокомпрессорной установки на открытой раме

Фото 3 — МГКУ «ЭНЕРГАЗ» внутрицехового исполнения — компактный и надежный агрегат

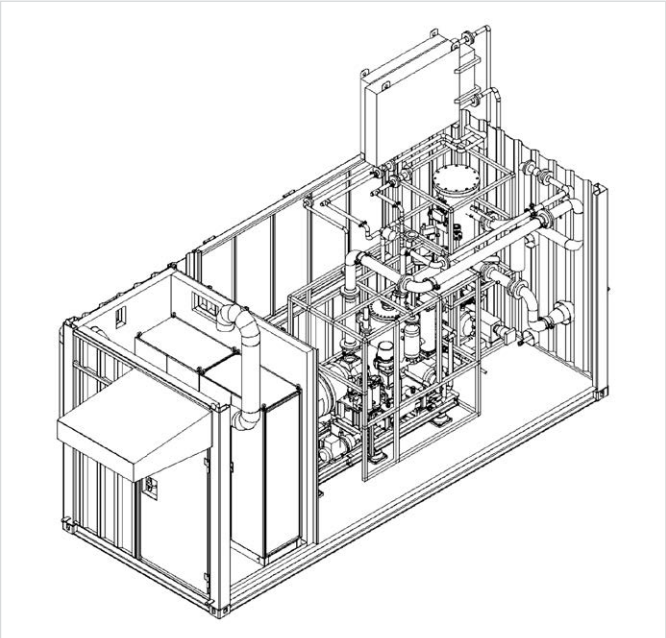


Рис. 2 — Макет компоновки блочно-модульной МГКУ в собственном укрытии

Фото 4 — Малая КУ в контейнерном исполнении

поставляются, как правило, в двух вариантах: 1) внутрицеховое исполнение на открытой раме (рис. 1 и фото 3); 2) блочно-модульное (контейнерное) исполнение (рис. 2 и фото 4).

Рассмотрим подробнее второй вариант, более распространенный на практике.

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

КУ имеет минимальную необходимую комплектацию и оснащена только тем оборудованием, которое обеспечивает высокую надежность и длительную безотказную работу. Это дает возможность сохранить размеры укрытия равными стандартному двадцатифутовому морскому контейнеру (6100 x 2440 x 2590 мм) с общим весом порядка 4000 кг.

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

Одна МГКУ может последовательно эксплуатироваться на разных площадках без повторной пусконаладки

Компрессорный агрегат. Основной элемент установки — винтовой маслозаполненный компрессор, в качестве привода используется электродвигатель.

Компрессор и основные узлы установки размещены внутри собственного кожуха, оснащенного электрическими подогревателями воздуха. Это обеспечивает необходимые рабочие параметры в укрытии и снижает эксплуатационные затраты.

Специальное исполнение агрегата делает приемлемой его эксплуатацию в тяжелых климатических условиях, без оснащения дополнительными системами безопасности и жизнеобеспечения.

При перекачивании небольших объемов газа применяется нестандартное конструктивное решение, при котором компрессор располагается внутри сосуда, выполняющего одновременно функции сепаратора газо-масляной смеси, образующейся после компримирования, и маслобака. Данное техническое решение позволяет существенно снизить габариты МГКУ.

Магнитная муфта. Еще одна конструктивная особенность МГКУ «ЭНЕРГАЗ» — бесконтактное сопряжение привода и компрессора за счет использования магнитной муфты (фото 5).

Это инженерное решение дает малым установкам дополнительные преимущества:

- отсутствует необходимость высокоточной центровки двигателя и компрессора, что приводит к сокращению времени на ввод оборудования в эксплуатацию и его последующее техобслуживание;
- не используется механическое торцевое уплотнение, так как приводной вал компрессора закрыт герметичным кожухом, а магнитная муфта работает без непосредственного контакта вращающихся элементов;
- обеспечивается максимальная герметичность компрессора.

Регулирование производительности. К числу наиболее важных можно отнести инженерные решения в части регулирования производительности МГКУ. Расход газа может контролироваться в диапазоне от 0 до 100% от номинального. Для этого применяются два следующих технических решения:

- регулирование производительности с помощью перепуска газа на вход компрессора;
- регулирование производительности с

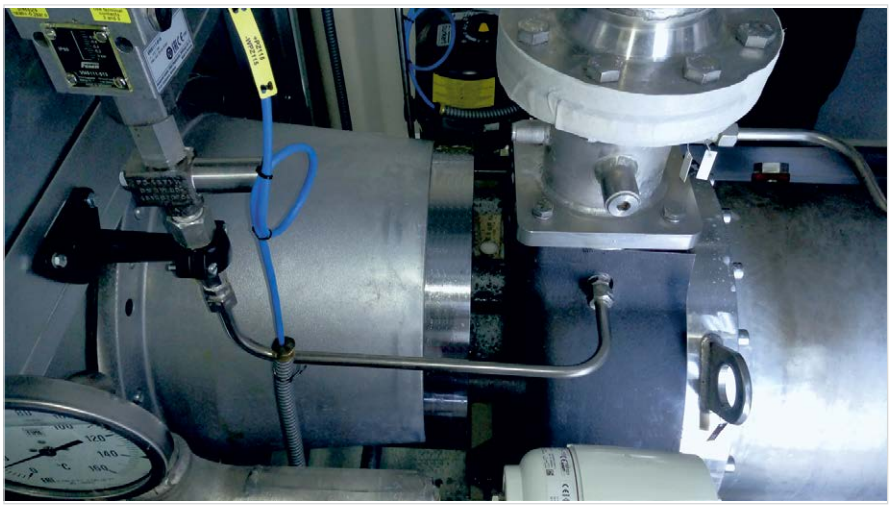


Фото 5 — Бесконтактное соединение двигателя и компрессора посредством магнитной муфты

помощью изменения частоты вращения компрессора.

Регулирование частоты вращения привода компрессора обеспечивает плавное бесступенчатое регулирование производительности компрессора в диапазоне 15–30%÷100%, а для обеспечения контроля производительности в нижнем диапазоне они комбинируются с системой рециркуляции газа, которая также позволяет максимально быстро и корректно реагировать на резкое изменение нагрузки при переходных режимах работы сопряженного газоиспользующего оборудования.

Данные методы управления производительностью КУ имеют целый ряд существенных преимуществ:

- система регулирования производительности автоматически устанавливает загрузку в зависимости от давления газа в подводящем трубопроводе, что позволяет установке работать в условиях, когда давление и расход газа на входе могут изменяться;
- при уменьшении производительности пропорционально уменьшается потребляемая мощность двигателя, обеспечивается понижение потребления электричества на собственные нужды КУ;
- процесс полностью автоматизирован и не требует участия оперативного персонала в регулировании работы оборудования.

Основными компонентами системы являются цифровой контроллер, байпасный клапан с электрическим приводом, частотный преобразователь главного электродвигателя.

Система фильтрации и сепарации. Внутри блок-модуля МГКУ в собственном кожухе размещен высокоэффективный входной скруббер (фото 6), укомплектованный необходимым измерительным и мониторинговым оборудованием, а также узлом автоматического дренажа конденсата.

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

Фото 6 — Входной фильтр-скруббер

Фото 7 — Газоохладитель МГКУ

После сжатия газ в виде газо-масляной смеси поступает в сепаратор 1-й ступени, где происходит его отделение от масляного тумана. На линии нагнетания установлен газоохладитель (фото 7), который осуществляет отбой и удаление конденсата.

Малые компрессорные установки способны функционировать на объектах без сложной инфраструктуры

При повышенных требованиях к чистоте газа, например, в проектах подготовки топлива для газотурбинных или газопоршневых агрегатов, устанавливается коалесцирующий фильтр 2-й ступени.

В итоге, система фильтрации МГКУ обеспечивает соответствие газа установленным проектным параметрам.

Система управления. Для управления компрессорной установкой предусмотрен отсек, который интегрирован в блок-модуль КУ и отделен от технологической части газонепроницаемой огнестойкой перегородкой (фото 8). Внутри отсека расположен шкаф с местной панелью управления, а также всеми электрическими и управляющими компонентами и оборудованием систем безопасности КУ. Контроль и управление осуществляется с местной панели или с САУ верхнего уровня объекта (при наличии такового).

Таким образом, МГКУ не требует специально выделенного персонала и полностью управляется собственным логическим контроллером, расположенным в шкафу управления. При регулировании производительности установки с помощью электропривода компрессора, частотный преобразователь главного двигателя также размещается в шкафу управления.

Фото 8 — Отсек системы автоматизированного управления интегрирован в модуль установки

Фото 9 — Собственные испытания оборудования завершают этап пусконаладочных работ

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

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

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

В МГКУ могут применяться два вида системы охлаждения. Первый представляет собой систему с замкнутым контуром водяного охлаждения масла и газа, а во втором случае охлаждение газа и масла осуществляется за счет окружающего воздуха. Выбор типа охлаждения зависит от особенностей эксплуатации оборудования и нацелен на максимальное облегчение и упрощение конструкции МГКУ.

ПРЕДПУСКОВАЯ ПОДГОТОВКА И ОБСЛУЖИВАНИЕ

Установки обязательно проходят предварительные (заводские) испытания с участием представителей заказчика, в ходе которых проверяется функционирование всех основных элементов — технологического, компрессорного, электротехнического оборудования. Тестируется система автоматизированного управления, маслосистема, срабатывание клапанов, целостность кабельных линий, плотность и герметичность КУ. Ввиду малой мощности МГКУ в рамках заводских испытаний возможно провести полноценный запуск установки в работу.

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

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

В период между наладкой и 72-часовой комплексной проверкой работоспособности в составе объекта специалисты ЭНЕРГАЗа проводят собственные (индивидуальные) испытания оборудования продолжительностью от 8 до 24 часов (фото 9).

МГКУ «ЭНЕРГАЗ» сочетают в себе ряд оригинальных конструктивных особенностей и инженерных решений

На этапе подготовки к пуску наши сервисные инженеры выполняют обучение эксплуатирующего персонала (машинистов КУ), а в ходе работы — техническое обслуживание установок по согласованному с заказчиком графику. Упрощенная конструкция МГКУ сокращает количество обслуживаемых элементов и продолжительность ТО.

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

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

РЕСУРС И НАДЕЖНОСТЬ

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

- наработка КУ на отказ — 14 000 часов;
- наработка САУ КУ на отказ — 25 000 часов;
- ресурс между ремонтами — 40 000 часов;
- назначенный ресурс (срок службы) — 20 лет;
- надежность в эксплуатации — 99%.

ПРИМЕР ВНЕДРЕНИЯ МГКУ

На Конитлорском нефтяном месторождении ПАО «Сургутнефтегаз» (Ханты-Мансийский АО) реализован проект по внедрению нового типа газового компрессорного оборудования для объектов нефтегазодобывающего комплекса.

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

МГКУ производительностью 350 м^3/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 малых установок в климатических условиях Западной Сибири и их соответствие эксплуатационным требованиям, принятым на объектах компании «Сургутнефтегаз».

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

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

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

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

УДК 622.276

Интерпретация результатов трассерных исследований для оценки эффективности технологии выравнивания профилей приемистости

DOI:10.24411/2076-6785-2019-10056

В.А. Коротенко
к.т.н, доцент[1]
korotenkova@tyuiu.ru

С.И. Грачев
д.т.н., профессор[1]
grachevsi@tyuiu.ru

Т.К. Апасов
к.т.н., доцент[1]
apasovtk@tyuiu.ru

Г.Т. Апасов
к.т.н., главный специалист департамента геологии и разработки новых активов[2]
apasov_gaydar@inbox.ru

М.М. Новоселов
заместитель начальника отдела разработки нефтяных и газовых месторождений[3]
novoselovmm@nvnipi.ru

[1]Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

[2]ООО «Газпромнефть, НТЦ», Тюмень, Россия

[3]АО ««НижневартовскНИПИнефть», Нижневартовск, Россия

В работе рассмотрено взаимовлияние эксплуатации нагнетательной и добывающей скважин. По результатам интерпретации трассерных исследований установлено наличие семи каналов низкого фильтрационного сопротивления. Приведены расчеты объема порового пространства высокопроницаемых пропластков, коэффициентов проницаемости, радиусов поровых каналов, массы сорбируемого индикатора. Подсчитана масса трассера, потерянного в результате диффузионных процессов. Предложен способ определения коэффициента диффузии по результатам интерпретации трассерных исследований. Показано, что основная масса закачанного трассера при движении от нагнетательной к добывающей скважине «теряется» в результате диффузии. После проведения

Введение

Среди методов увеличения нефтеотдачи на поздних стадиях разработки эксплуатационных объектов (ЭО) нефтяных месторождений компаний «Роснефть», ЛУКОЙЛ, «Газпром нефть» Татнефть» и «Башнефть» лидирующее место занимает технология выравнивания (изменения) профиля приемистости (далее — ВПП). Продуктивные пласты слагаются из низкопроницаемых прослоев (пропластков) (далее — НП) и высокопроницаемых пропластков (далее — ВП) или каналов низкого фильтрационного сопротивления (далее — НФС). Основная часть извлекаемой нефти сосредоточена в НП или в матрице. При вытеснении нефти закачиваемой водой происходит «быстрое» обводнение продукции по ВП. Физическая суть технологии ВПП сводится к изоляции каналов низкого фильтрационного сопротивления между нагнетательной и добывающими скважинами. В нагнетательную скважину закачивается водный раствор химического реагента, который «закупоривает», изолирует каналы НФС, препятствуя движению по ним закачиваемой в пласт воды. Созданию изолирующих химических реагентов посвящены многочисленные работы советских и российских исследователей. Ожидаемый эффект — снижение обводненности добывающих скважин или увеличение дебита нефти.

Постановка проблемы

Для успешного применения метода ВПП необходимо выполнение следующих условий:

1) Определить местоположение каналов НФС, рассчитать их фильтрационно-емкостные характеристики [1,2,3].

2) Подобрать химический реагент с соответствующими физико-химическими свойствами, который после закачки пачки химического раствора блокировал бы последующую фильтрацию воды по ВП. Для этого следует учитывать размеры молекул хим. реагента и радиусы поровых каналов НФС, адсорбцию химических молекул химического вещества.

3) Обязательное условие — радиусы поровых каналов матрицы или НП должны быть меньше размеров молекул хим. реагента. Тогда после освоения скважины и закачки воды изменится профиль приемистости нагнетательной скважины. Вода будет вытеснять нефть из НП, увеличится коэффициента охвата пласта по толщине. Интерпретация результатов трассерных исследований до и после применения ВПП позволяет оценить эффективность технологии ВПП.

Методология

Рассматриваются результаты эксплуатации добывающей скважины 151б Хохряковского месторождения пласт ЮВ1. Выбор этого месторождения обусловлен тем, что на нем проводилось системное изучение гидродинамической ситуации в залежи с применением трассерных исследований. Так, например, в 2003 г. по результатам индикаторных исследований была установлена гидродинамическая связь этой скважины с нагнетательной 513. В 2005 г. на скв. 513 были проведены работы по ВПП и осуществлена повторная закачка трассера. Для интерпретации результатов исследований рассмотрим гидродинамическую связь между нагнетательной скважиной 513 и добывающей скважиной 151б. Содержание программы настоящего аналитического исследования состоит из трех этапов:

1) Расчет коэффициентов проницаемости, радиусов и объемов поровых каналов НФС скв. 151б по результатам интерпретации трассерных исследований 2003 г.

2) По эксплуатационной карточке скважины 151б определяется эффективность технологии ВПП.

3) Расчет коэффициентов проницаемости, радиусов и объемов поровых каналов НФС скв. 151б по результатам интерпретации индикаторных исследований 2005 г. после технологии ВПП.

Обсуждение. Результаты исследования
1-й этап программы исследования

16 июля 2003 г. в нагнетательную скважину 513 закачано 36 кг эозина (M_0),

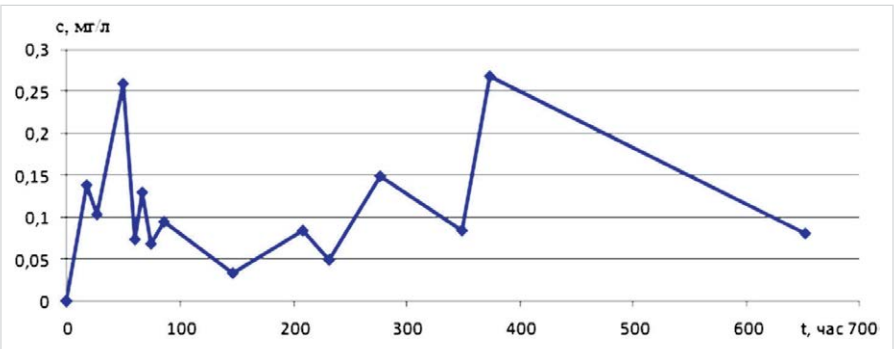


Рис. 1 — Изменение концентрации эозина в скв. 151б за время исследования
Fig. 1 — Change in the concentration of eosin in well 151b during the study

технологии выравнивания профиля приемистости (ВПП) в нагнетательной скважине проанализирован период работы добывающей скважины. После повторного проведения трассерных исследований обнаружено наличие только одного высокопроницаемого прослоя с меньшей проницаемостью и радиусом порового канала. Установлены причины незначительного изменения величины коэффициента обводненности после проведения технологии ВПП.

Материалы и методы

В работе использовались фактические промысловые данные и результаты работ технологии выравнивания профиля приемистости в нагнетательных скважинах. Для анализа использовались работы ученых Желтова Ю. П., Мирзаджанзаде А.Х., Ахметова И.М., Ковалева А.Г. и других.

Ключевые слова

трассерные исследования, коэффициент диффузии, технология выравнивания профиля приемистости

растворенного в воде объемом 25м³ (V_0), начальная концентрация составила 1,44 кг/м³ = 1444 мг/л (c_0). Число добывающих скважин, в которых зафиксирован вынос трассера равно n=11. Время исследования продолжалось 30 суток. Приемистость, принятая для расчетов, равна 145,7 м³/сут [4]. Содержание закачанного трассера эозина за время эксперимента определялось лабораторными исследованиями. На рисунке 1 изображена зависимость изменения концентрации от времени исследования на скважине 151б. Расстояние между скважинами равно L=675 м.

Очевидно, что ломаная линия имеет 7 локальных максимумов и 7 локальных минимумов, следовательно, в пласте гидродинамическая связь между скважинами осуществляется по семи высокопроницаемым пропласткам. Причем ломаная линия не пересекает ось абсцисс, что свидетельствует о последовательной непрерывной работе каналов НФС. Чтобы определить массу всего вынесенного индикатора, продлим прямую линию последнего участка до пересечения с осью абсцисс. Уравнение имеет вид:

$$c = 0{,}516t - 6{,}7*10^{-4}, \quad t_p = 773{,}5\,час.$$

Здесь t_p — соответствует времени окончания исследования.

Фильтрационные параметры и геометрическое расположение каналов НФС определим по методике [3]. Для обработки полученных результатов и последующих расчетов составим таблицу 1, с двумя параметрами ω_j.

В первом столбце приведены номера локальных экстремумов. Нечетные значения j соответствуют локальным максимумам, четные – локальным минимумам. Во втором и в третьем столбцах – значения времен с начала исследования и величины концентраций в точках экстремумов. В четвертом столбце подсчитаны площади под ломаной линией между двумя минимумами:

$$S_j = \int_{t_{j-2}}^{t_j} c_j(t)dt = \int_0^{\Delta t_j} c_j(t)dt \qquad (1)$$

В 5 и 6 столбцах рассчитаны значения параметра ω_j по двум выбранным формулам. Параметр ω вводится для определения положения каналов НФС в пространстве [3]. Если параметр ωj удовлетворяет условию $1<\omega_j<1+\sqrt{2}$, то для $j>1$ каналы НФС расположены в горизонтальной плоскости. Из таблицы 1 видно, что подсчитанные значения параметров ωj этому условию не удовлетворяют, следовательно, все семь каналов НФС лежат в вертикальной плоскости, длины их равны. В этом случае логично вместо термина «каналы НФС» использовать термин «высокопроницаемые пропластки (прослои) (ВП)».

Для расчета коэффициентов проницаемости, радиусов и объемов поровых каналов воспользуемся формулами из работы [3].

Для стационарной фильтрации при выполнении закона Дарси истинные (гидродинамические) скорости движения закачиваемой воды v_j^* и фильтрации v_j определяются из следующих соотношений:

$$v_j^* = \frac{L}{t_j}, \quad v_j = \frac{k_{bj}}{\mu_b}\frac{\Delta p_j}{L}, \; v_j = v_j^* m_0, \; (2)$$

где μ_b — динамическая вязкость воды; t_j — время, за которое трассер достигнет забоя добывающей скважины по j-му прослою; k_{bj} — фазовые проницаемости ВП по воде; Δp_j — репрессии или разности забойных давлений между нагнетательной и добывающей скважинами в каждом ВП. В расчетах принимается замеренная средняя репрессия $\Delta p = \Delta p_j$. Коэффициенты фазовых проницаемостей пропластков равны:

$$k_{bj} = \frac{m_0 v_j^* \mu_b L}{\Delta p} = \frac{m_0 \mu_b L^2}{\Delta p}. \; (3)$$

Здесь m_0 — коэффициент открытой пористости ВП, который больше коэффициента открытой пористости пласта до образования или раскрытия каналов НФС.

Если известна приемистость нагнетательной скважины Q_0, то расход закачиваемой воды, приходящейся на каждую реагирующую скважину равен Q_0/n, тогда приемистость каждого высокопроницаемого пропластка равна Q_{0j}. Объемы порового пространства V_{jpor} и площади фильтрации S_{jf} j-го ВП определятся по формулам;

$$Q_{0j} = \frac{\alpha}{kn}Q_0, \quad V_{jpor} = Q_{0j}t_j\Delta s,$$
$$\Delta s = s^* - s_0, \quad S_{fj} = \frac{V_{jpor}}{m_0 L} \quad . \; (4)$$

Здесь s*— предельное значение коэффициента водонасыщенности; s — коэффициент остаточной водонасыщенности; α — поправочный коэффициент, $0<\alpha\leq1$, характеризующий долю воды, в каналах НФС. Параметр α определяется из соотношения:

$$\alpha = \frac{Q_0 - Q_{00}}{Q_0}. \; (5)$$

Здесь Q_{00} — расход (приемистость) нагнетательной скважины до формирования канала НФС; Q_0 — расход (приемистость) нагнетательной скважины после формирования канала НФС.

Связь между пористостью, проницаемостью и радиусом поровых каналов r_j определяются по формуле Котяхова для слабосцементированных грунтов

$$r_j = \sqrt{\frac{8k_j\varphi}{m_0}}, \quad \varphi = \frac{0{,}5035}{m_0^{1,1}}. \; (6)$$

Таб. 1 — Таблица исходных данных и расчета параметров j
Tab. 1 — Table of initial data and calculation of parameters j

j	tj, час	cj, мг/л	Sj,мг час/л	ω_j=t_j/t_j	ω_j =$c_j t_j$/ $c_1 t_1$
1	2	3	4	5	6
0	0	0			
1	18	0,139		1	1
2	26,3	0,103	2,253		
3	50	0,259		2,8	5,2
4	60	0,074	5,955		
5	66,3	0,129		3,7	3,4
6	74,1	0,068	1,408		
7	85,3	0,0939		4,7	3,2
8	146,3	0,0329	4,771		
9	208	0,083		11,6	6,9
10	232	0,0488	5,160		
11	276,6	0,149		15,4	16,5
12	349	0,084	12,849		
13	373	0,267		20,7	39,9
14	773,5	0	57,680		

Таб. 2 — Результаты обработки индикаторных исследований 2003 г.
Tab. 2 — Results of processing indicator research 2003

j, мак	c, мг/л	tj, час	Sj (1), мг/л*час	Δt_j, час	v^*_j (2), м/час	vj, м/час	k_j (3), D	Vjpor (4), м³	S_{fj}, м² (4)	r_j(6), мкм	Mj, г (7),
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0,139	18	2,253	26,3	37,5	11,25	50,1	0,6	0,0029	50,29	0,124
2	0,259	50	5,955	33,7	13,5	4,05	18,0	1,7	0,0082	30,17	0,329
3	0,129	66,3	1,408	14,1	10,2	3,05	13,6	2,2	0,0108	26,20	0,078
4	0,094	85,3	4,447	72,1	7,9	2,37	10,6	2,8	0,0139	23,10	0,245
5	0,083	208	5,160	85	3,2	0,97	4,3	6,9	0,0340	14,79	0,285
6	0,149	276,6	12,849	117	2,4	0,73	3,3	9,2	0,0452	12,83	0,709
7	0,276	373	57,680	303	1,8	0,54	2,4	12,4	0,0610	11,05	3,183

По замеренным концентрациям вынесенного индикатора и времени t_{1j}, масса трассера, зафиксированного на скважине 151б равна:

$$M = \sum_{j=1}^{k} M_j,\ M_j = Q_{bj} S_j,$$
$$Q_{bj} = \frac{Q_b \beta}{kn}, \quad (7)$$

где S_j — площадь, определяемая по диаграмме c_j-t_j, построенной по результатам замеров трассера на добывающей скважине; Δt_j — интервал времени фиксации j-го прихода индикатора; параметр β определяется по формуле

$$\beta = \frac{Q_b - Q_{b0}}{Q_b}, \quad (8)$$

где Q_b — дебит воды на момент исследования; Q_{b0} — дебит воды до начала притока воды по высокопроницаемым пропласткам. Q_b и Q_{b0} определяются по графику зависимости дебита воды или обводненности от времени, должен наблюдаться резкий рост соответствующих технологических показателей [3]. Отметим, поскольку фильтрация, установившаяся и потерями можно пренебречь, то $Q_{0j} = Q_{bj}$. Из соотношений (4) и (7) для $\alpha = \beta$ следует, что $Q_b = Q_0/n$.

Итак, число ВП равно числу локальных максимумов, k=7, длина каждого прослоя равна L=675 м. Для удобства последующих расчетов и упрощения записи примем, что j и зависящие от него параметры таблицы 1 изменяются от 1 до 7. Известно, что μ_b=0,48мПас; m_0=0,3; Δp=16 МПа; L=675 м; Q=145,7 м³/сут; c_0=1,44 кг/м³=1,444 мг/л; α=β=0,7; k=7; n=11; s^*=0,8 s_0=0,2. Остальные данные взяты из таб. 1.

Таб. 3 — Расчет массы сорбированного индикатора
Tab. 3 — Calculation of the mass of the sorbed indicator

			α=0,1	α=0,05
j, мак	lj, мг/л	Vjpor, м³	Mcj, г	Mcj, г
1	0,1750	0,6	0,0104	0,0052
2	0,3410	1,7	0,0565	0,0282
3	0,1160	2,2	0,0255	0,0127
4	0,0869	2,8	0,0245	0,0123
5	0,0843	6,9	0,0581	0,0290
6	0,1652	9,2	0,1513	0,0757
7	0,4500	12,4	0,5558	0,2779
	Суммы	35,7	0,8821	0,4410

В таб. 2 приведены результаты расчетов для ВП, расположенных в одной вертикальной плоскости.

Сумма объемов поровых каналов ВП составит V_{por}=35,7 м³. Общая масса индикатора, вынесенная за время исследования, равна M=9,907 г.

Из закона сохранения массы следует, что масса потерянного индикатора равна сумме масс, потерянных в результате диффузионных процессов M_D, сорбирования молекул трассера на поверхности поровых каналов Mc и перетоков флюида из ВП в низкопроницаемые пропластки (НП) или матрицу Mp:

$$M_{pot} = M_D + M_p + M_c,$$
$$M_{pot} = M_0/n - M,\ M = \sum_{j=1}^{k} M_j \quad (9)$$

По данным ГИС коэффициенты абсолютной проницаемости матрицы равен 9мД, что в тысячи раз меньше фазовых проницаемостей ВП (столбец 8 таб. 2). Поэтому потерями индикатора при перетоке в окружающее пространство в первом приближении можно пренебречь, Mp=0.

Масса сорбированного трассера зависит от объема порового пространства, на стенках которого происходит адсорбция и потери концентрации. Величины концентраций, как видно из таблиц 1,2 малы, поэтому для определения количества сорбируемого индикатора воспользуемся изотермой Генри:

$$M_c = \sum_{j=1}^{k} M_{cj},\quad M_{cj} = \alpha V_{jpor} l_j, \quad (10)$$

где α — параметр сорбции, определяемый лабораторными исследованиями, l_j — длина линии концентрации c_j между двумя минимумами, равная $l_j = 2c_{2j-1} - c_{2(j-1)} - c_{2j},\ j = 1,2..7$

Значения c_j берутся из таб. 1.

Масса индикатора, потерянная в процессе диффузии равна

$$M_D = m_0 \sum_{j=1}^{k} S_{fj} \int_{-\lambda_j}^{\lambda_j} c_j(\xi_j, t) d\xi_j. \quad (11)$$

Изменение концентрация в каждом j-м канале $c_j(\xi_j,t)$ получено в работе [3]:

$$c_j(t,\xi) = c_0 - 1{,}5(c_0 - c_{1j})\frac{\xi}{\lambda_j(t)} + $$
$$+ 0{,}5(c_0 - c_{1j})\frac{\xi^3}{\lambda_j^3(t)},\ \lambda_j(t) = 2\sqrt{2Dt_j}. \quad (12)$$

Здесь c_0 — начальная концентрации на нагнетательной скважине; c_{1j} — концентрации на пиках добывающей скважины; $2\lambda_j(t)$ — размеры зон смешения (диффузии) при движении индикатора; $\xi_j = x - v_j t_j$ — подвижная координата зоны смешения; S_{fj} — площади фильтрации j-х пропластков ВП.

Подставляя (12) в (11), после интегрирования получим выражение для определения M_D:

$$M_D = 4\sqrt{2} m_0 c_0 \sqrt{D} \sum_{j=1}^{k} S_{jf} \sqrt{t_j}.$$

Если M_D известно, то с учетом (9), получим формулу для определения коэффициента диффузии D:

$$D = \frac{M_D^2}{32 m_0^2 c_0^2 \left(\sum_{j=1}^{k} S_{fj} \sqrt{t_j} \right)^2} = \frac{(M_0/n - M - M_c)^2}{32 m_0^2 c_0^2 \left(\sum_{j=1}^{k} S_{fj} \sqrt{t_j} \right)^2}. \quad (13)$$

Таким образом, величина коэффициента диффузии, определенного по результатам трассерных исследований, прямо пропорциональна квадрату массы закачанного трассера и обратно пропорциональна сумме квадратов площадей фильтрации каналов НФС.

Для расчета примем M_c=0,8821 г; M=9,9 г; M_0/n= 3,273 кг, остальные данные берутся из таб. 1, 2. После подстановки в (13) получим: MD=3,262 кг и D=6,77*10^{-5} м²/с.

Следовательно, основная потеря массы закачанного индикатора происходят в результате диффузии. Зоны смешивания (диффузии) изменяются в интервале $2\lambda_j \epsilon 12;54$] м. Причем, чем меньше фазовая проницаемость ВП, тем больше зона смешивания. Чем больше скорость фильтрации, тем меньше область диффузии.

В работе [5] под коэффициентом диффузии понимается комплексный коэффициент, учитывающий: молекулярную диффузию, обусловленную хаотичным движением молекул; конвективную диффузию, зависящую от средней скорости движения; а также диффузию вследствие различия вязкостей смешивающих жидкостей:

$$D = D_E(1 + K_\mu grad\mu_c),$$
$$D_E = D_0 + D_k = D_0 + K_{v*} v^* \quad (14)$$

где v^* — истинная гидродинамическая скорость флюида; D_0 — коэффициент молекулярной диффузии; D_k — коэффициент конвективной диффузии; K_{v*} — экспериментальный коэффициент, учитывающий

Таб. 4 — Величины средних технологических показателей скв. 151б за период с апреля 1999 г. по май 2008 г.
Tab. 4 — Values of average technological indicators of well 151b for the period from April 1999 to May 2008

год	Qn, т/сут	Qж, т/сут	Qb,т/сут	Обв,%
1999	42,54	44,35	1,81	4,13
2000	37,51	39,34	1,83	4,62
2001	49,46	57,33	7,87	11,64
2002	27,96	74,97	47,01	62,22
2003	2,26	70,20	67,94	86,00
2004	4,27	68,20	63,93	93,86
2005	3,77	91,37	87,60	93,78
2006	8,89	96,51	87,63	92,35
2007	5,77	104,03	98,25	93,66
2008	6,09	109,69	103,60	94,27

конвективную диффузию; K_μ — экспериментальный коэффициент, учитывающий разновязкостную диффузию; μ_c —вязкость смеси двух жидкостей. Для газов величина коэффициента диффузии D имеет порядок 10^{-5} м²/с, для жидкостей 10^{-6}–10^{-7} м²/с [5]. Диффузия газов в жидкости происходит гораздо медленнее, коэффициент диффузии имеет порядок 10^{-9}–10^{-10} м²/с [6].

В нашем случае предполагается, что вязкости водного раствора индикатора и воды практически одинаковы и не изменяются при движении жидкостей. Поэтому $D=D_E$. Численное значение, расчетного коэффициента диффузии зависит от полного времени исследования. Если процесс притока трассера не закончен — измерения прервались, то из формулы (13) следует, что масса индикатора M, вынесенная за время исследования, будет меньше, и числитель в (13) увеличится. В знаменателе формулы (13) квадрат суммы будет меньше, следовательно, значение коэффициента диффузии будет завышено. Порядок величины 10^{-5}, полученного значения D, обусловлен преобладанием процесса конвективной диффузии над молекулярной. Поскольку движение жидкости происходит в высокопроницаемых пропластках, с проницаемостью от 2 до 50 Д, в которых истинные скорости v^* и скорости фильтрации v в тысячи раз больше, чем в НП.

2-й этап программы исследования

В июле 2005 г. для увеличения добывных возможностей окружающих добывающих скважин решением ведущего геолога Апасова Т.К. в нагнетательную скважину 513 был закачан водный раствор щелочно-полимерной сульфаминовой кислоты (далее — ЩПСК) объемом 1500 м³. На предыдущем этапе установлено, что скважина 513 гидродинамически связана с 11 добывающими скважинами. На каждую добывающую скважину при α=0,7 приходится 95 м³ водного раствора ЩПСК. Объем, необходимый для изоляции притока воды в скважину 151б по 7 ВП, равен половине суммарного объема порового пространства 18 м³ [3]. Причем размеры молекул закачиваемой композиции должны быть соизмеримы с диаметром поровых каналов, которые изменяются от 22 до 100 мкм, (таб. 2).

Рассмотрим, как изменилась добыча скв. 151б за период с 1999 г. по 2008 г. Скважина

Таб. 5 — Расчет параметров ВП скв. 151б после изменения профиля приемистости скв. 513
Tab. 5 — Calculation of the well 151b after changing the injectivity profile of the well 513

j, мак	c, мг/л	t_j, час	Sj (1), мг/л*-час	Δtj, час	v^*_j (2), м/час	vj, м/час	k_j (3), мкм2	Vjpor (4), м3	S_{fj}, м2 (4)	r_j(6), мкм	Mj, м г (7),
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0,00156	720	0,0624	80	0,94	0,28	1,25	315	1,56	7,95	0,046

была введена в эксплуатацию в апреле 1999 г. До декабря 2001 г. обводненность продукции не превышала 10–13%, Максимальный дебит нефти Q_n достигал 62 м³/сут. В 2002 г. дебит нефти начал убывать, обводненность возрастать. В таб. 4 приведены средние значения дебитов и обводненности продукции скважины 151б.

Минимальные значения дебитов нефти приходятся на период 2003–2005 гг. По результатам индикаторных исследований, проведенных в 2003 г., установлено, что, гидродинамическое взаимодействие между скв. 151б и скв. 513 осуществлялось по семи высокопроницаемым пропласткам. После закачки водного раствора ЩПСК, дебит нефти увеличился несмотря на то, что коэффициент обводненности практически не изменился. Увеличение дебита нефти произошло за счет вытеснения нефти из низкопроницаемых пропластков между скважинами.

3-й этап программы исследования

10 августа 2005 г. в нагнетательную скважину 513 закачано 40 кг родамина, растворенного в 30 м³ воды, начальная концентрация равна c_0=1,333 кг/м³=1333 мг/л. Приемистость нагнетательной скважины равнялась 150 м³/сут., депрессия Δp=16 МПа. Количество реагирующих добывающих скважин равно n=6. На кривой изменения концентрации от времени скважины 151б зафиксирован один пик, $k=j=1$ с максимальным значением концентрации гораздо меньшим, чем 2003 г.

Анализируя расчетные значения, приведенные в таб. 2 и 5, выявлено, что значительно уменьшилась максимальная величина концентрации индикатора, в два раза увеличилось время исследования, уменьшились скорость фильтрации и коэффициент проницаемости. Возможно, если бы время исследования в 2003 г. было бы более продолжительным, то на диаграмме рис. 1 появился дополнительный локальный максимум. Объем воды, поступающей из скв. 513 равен Q_{b1}=17,5 м³/сут.≈ 17,5 т/сут.

В июле 2005 г. на нагнетательной скважине 813 осуществлена закачка 40 кг флюоресцерина растворенного в 30 м³ воды. Через 50 суток на скв. 151б зафиксирован приток индикатора с максимальной концентрацией c=0,00275мг/л. В результате наблюдений в течение 160 суток других пиков концентрации не обнаружено. Приемистость скв. 813 Q_{0l}=400 м³/сут, количество от реагирующих добывающих скважин n=11. Объем воды поступившей воды в скважину 151б по ВП равен Q_{b2}= 25,45 м³/сут. Средний объем добытой воды за 2006 г. составил Qb=87,6 т/сут (см. таб. 4). Разница между средним дебитом добытой воды и дебитами воды, поступившей по высокопроницаемым пропласткам двух нагнетательных скважин, равна ΔQ_b=Q_b-Q_{b1}-Q_{b2}=44,65 т/сут. Спрашивается, откуда пришла остальная вода? На наш взгляд существует несколько причин.

Первая — при интерпретации результатов трассерных исследований, полученные расчетные параметры (таб. 2, 5) принято, что фильтрация стационарная, установившаяся. То есть, мы рассматриваем две «фотографии» 2003 и 2005 гг. фильтрационных процессов между скважинами 513 и 151б. Таб. 4 отражает динамику — изменения во времени — технологических показателей работы скважины 151б, то есть мы «смотрим киноленту». В этом случае имеет место трансформация нестационарных фильтрационных потоков [8]. В пласте остаются области (зоны), содержащие подвижную нефть, неохваченную реализуемой системой заводнения. Со временем в эти области вторгается закачиваемая в пласт вода, границы зон изменяются в результате эксплуатации скважин (остановка, для проведения исследований, ремонтных работ). Это, в свою очередь, обуславливает возникновение незапланированных гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи: циклического заводнения, изменения направления фильтрационных потоков. Переток флюидов из низкопроницаемых пропластков происходит медленно, но приводит к изменению коэффициентов насыщенности в области притока добывающей скважины. Для этого следует использовать карту изобар, по которой можно установить области перетоков воды из ВП в окружающие области вокруг нагнетательной скважины. А также области притока флюидов к забою добывающих скважин.

Вторая причина — влияние других нагнетательных скважин, в которых трассерные исследования не проводились, но гидродинамическая связь между скважинами существует.

Третья — образование техногенных микротрещин в ПЗП скважин при давлении нагнетания больше предела прочности породы.

Выводы

1) По результатам трассерных исследований установлено, что основная масса закачиваемого индикатора «теряется» вследствие диффузионных процессов. Предложен метод определения коэффициента диффузии.
2) Установлено, что после применения технологии выравнивания профиля приемистости количество высокопроницаемых прослоев с семи уменьшилось до одного с более низкими фильтрационными свойствами.
3) Сопоставлением результатов индикаторных исследований и динамики работы добывающей скважины дана оценка эффективности проведенных работ по ВПП. Установлены причины увеличения дебита нефти без изменения обводненности.
4) Диаметры поровых каналов семи высокопроницаемых пропластков при первом трассерном исследовании 2003 г. изменяются в пределах от 22 до 100 мкм. После применения метода ВПП и повторного исследования диаметр единственного порового канала оказался равным 16 мкм. Следовательно, диаметры молекул химического реагента ШПСК превышают 16 мкм и не позволяют изолировать ВП.

Литература
1. Соколовский Э.В., Соловьев Г. Б., Тренчиков Ю.И. Индикаторные методы изучения нефтегазоносных пластов. М.: Недра, 1986. 157 с.
2. Соколовский Э.В., Чижов С.И., Тренчиков Ю.И., Антипов Н.А., Белова Г.А., Афанасенко В.М., Грищенко В.А. Методическое руководство по технологии исследования пластов и скважин с использованием индикаторов при контроле и регулировании разработки нефтегазовых залежей при осуществлении методов повышения нефтеотдачи пластов. РД 39-0147428-246-89. Грозный: СевКавНИПИнефть, 1990. 50с.
3. Коротенко В.А., Грачев С.И., Кряквин А.Б. Интерпретация результатов трассерных исследований с учетом конвективного массопереноса // Записки Горного института. 2019. Т. 236. С. 185–193. DOI:10.31897/PMI.2019.2.185.
4. Комплексное изучение гидродинамической связи между существующими нагнетательными и добывающими скважинами на Хохряковском месторождении по данным изменения КСП нефти и результатам закачки трассеров через отдельные нагнетательные скважины. Отчет о результатах геофизических исследований. Нижневартовск, 2003. 178 с.
5. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. Москва: Недра, 1998. 365 с.
6. Мирзаджанзаде А.Х., Аметов И.М., Ковалев А.Г. Физика нефтяного и газового пласта. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. 280 с.
7. Результаты исследований с помощью трассеров и применения потокоотклоняющих технологий на Хохряковском и Пермяковском месторождения. Отчет ОАО «ННП». Нижневартовск, 2006. 198 с.
8. Коротенко В.А., Кушакова Н.П. Особенности фильтрации и вытеснения нефти из аномальных коллекторов. Тюмень: ТИУ, 2018. 150 с.

UDC 622.276

Interpretation of the results of tracer studies to assess the effectiveness of the technology of alignment of the reception profiles

Authors
Valentin A. Korotenko — Ph.D., associate professor[1]; korotenkova@tyuiu.ru
Sergey I. Grachev — Sc.D, professor[1]; grachevsi@tyuiu.ru
Timergaley K. Apasov — Ph.D., associate professor[1]; apasovtk@tyuiu.ru
Gaydar T. Apasov — Ph.D., chief specialist, department of geology and development of new assets[2]; apasov_gaydar@inbox.ru
Mikhail M. Novoselov — deputy head of the oil and gas field development department[3]; novoselovmm@nvnipi.ru

[1]Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia
[2]Gazpromneft STC LLC, Tyumen, Russia
[3]NizhnevartovskNIPIneft, Nizhnevartovsk, Russia

Abstract
The work considers the mutual influence of the operation of injection and producing wells. According to the results of the interpretation of tracer studies, the presence of seven channels of low filtration resistance was established. Calculations of the pore space volume of highly ntercalationlayers, permeability coefficients, pore channel radii, and mass of the adsorbed indicator are presented. The mass of the tracer lost as a result of diffusion processes is calculated. A method for determining the diffusion coefficient from the results of the interpretation of tracer studies is proposed. It is shown that the bulk of the pumped tracer during the movement from the injection to the production well is “lost” as a result of diffusion. After the technology of alignment of the injectivity profile (runway) in the injection well, the operating period of the producing well is analyzed. After repeated tracing studies, the presence of only one highly ntercalationinterlayer with less permeability and radius of the pore channel was found. The reasons for a slight change in the water cut coefficient after runway technology are established.

Materials and methods
The work used the actual production data and the results of the technology for aligning the injectivity profile in injection wells. For the analysis we used the work of scientists Zheltov Yu. Mirzadzhanzade A.Kh., Akhmetova I.M., Kovaleva A.G. and others.

Keywords
tracer studies, diffusion coefficient, acceleration profile alignment technology

Conclusions
1) According to the results of tracer studies, it was found that the bulk of the injected indicator is “lost” due to diffusion processes. A method for determining the diffusion coefficient is proposed.
2) It was found that after applying the alignment profile alignment technology, the number of highly intercalation from seven decreased to one with lower filtration properties.
3) A comparison of the results of indicator studies and the dynamics of the production well gives an assessment of the effectiveness of the runway. The reasons for the increase in oil production without changing water cut are established.
4) The diameters of the pore channels of seven highly intercalation layers during the first tracer study in 2003 vary from 22 to 100 microns. After application of the conformance control method and re-examination, the diameter of a single pore channel turned out to be 16 μm. Therefore, the diameters of the molecules of the chemical reagent SHPS are greater than 16 μm and do not allow isolation of WP.

References
1. Sokolovskiy E.V., Solov'ev G. B., *Trenchikov Yu.I. Indikatornye metody izucheniya neftegazonosnykh plastov* [Indicator methods studying oil and gas bearing strata]. M.: Nedra, 1986, 157 p.
2. Sokolovskiy E.V., Chizhov S.I., Trenchikov Yu.I., Antipov N.A., Belova G.A., Afanasenko V.M., Grishchenko V.A. M*etodicheskoe rukovodstvo po tekhnologii issledovaniya plastov i skvazhin s ispol'zovaniem indikatorov pri kontrole i regulirovanii razrabotki neftegazovykh zalezhey pri osushchestvlenii metodov povysheniya nefteotdachi plastov* [Methodological guidance on the technology for the study of reservoirs and wells using indicators for monitoring and regulating the development of oil and gas deposits in the implementation of methods for increasing oil recovery]. RD 39-0147428-246-89. Grozny: SevKavNIPIneft, 1990, 50 p.
3. Korotenko V.A., Grachev S.I., Kryakvin A.B. I*nterpretatsiya rezul'tatov trassernykh issledovaniy s uchetom konvektivnogo massoperenosa* [Interpretation of the results of tracer studies taking into account convective mass transfer]. Notes of the Mining Institute, 2019, v. 236, pp. 185–193. DOI:10.31897/PMI.2019.2.185.
4. Kompleksnoe izuchenie gidrodinamicheskoy svyazi mezhdu sushchestvuyushchimi nagnetatel'nymi i dobyvayushchimi skvazhinami na Khokhryakovskom mestorozhdenii po dannym izmeneniya KSP nefti i rezul'tatam zakachki trasserov cherez otdel'nye nagnetatel'nye skvazhiny. Otchet o rezul'tatakh geofizicheskikh issledovaniy [A comprehensive study of the hydrodynamic relationship between existing injection and production wells at the Khokhryakovsky field according to changes in oil KSP and the results of the injection of tracers through separate injection wells. Report on the results of geophysical surveys]. Nizhnevartovsk, 2003, 178 p.
5. Zheltov Yu.P. R*azrabotka neftyanykh mestorozhdeniy* [Development of oil fields]. Moscow: Nedra, 1998, 365 p.
6. Mirzadzhanzade A.Kh., Ametov I.M., Kovalev A.G. F*izika neftyanogo i gazovogo plasta* [Physics of the oil and gas reservoir]. Moscow-Izhevsk: Institute for Computer Research, 2005, 280 p.
7. Rezul'taty issledovaniy s pomoshch'yu trasserov i primeneniya potokootklonyayushchikh tekhnologiy na Khokhryakovskom i Permyakovskom mestorozhdeniya. Otchet OAO «NNP» [The results of studies using tracers and the use of flow diverting technologies at the Khokhryakovsky and Permyakovsky deposits”. Report of NNP OJSC. Nizhnevartovsk, 2006, 198 p.
8. Korotenko V.A., Kushakova N.P. O*sobennosti fil'tratsii i vytesneniya nefti iz anomal'nykh kollektorov* [Features of filtration and oil displacement from abnormal reservoirs]. Tyumen: TIU, 2018. 150 p.

МЕТАЛЛОЦЕНТР

ЛИДЕР·М

Комплексное снабжение нефтегазопроводов

(499) 110 05 60, info@ml-m.ru Москва, Научный пр-д, 17, Москва, БЦ 9 Акров
(многоканальный)

МОСКВА | КАЗАНЬ | АЛЬМЕТЬЕВСК | САМАРА | УСИНСК | ЕКАТЕРИНБУРГ

ТРУБЫ

Трубы
больших диаметров

Труба стальная
электросварная

Стальная профильная
труба

Труба металлическая
бесшовная

Труба металлическая
оцинкованная

Труба обсадная

Труба НКТ

Труба нержавеющая

Трубодеталь

Запорная арматура

ИЗОЛЯЦИЯ

Термоусадочная
лента
"ТЕРМИЗОЛ»

Защита труб
цементно–песчаным
покрытием

Пенополиуретановая
теплоизоляция
стальных труб

ВУС–изпляция

МЕТАЛЛОПРОКАТ

Плоский прокат

Балка

Швеллер

Уголок

Арматура

и т.д.

НЕФТЕГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Емкостное
оборудование:

вертикальное
и горизонтальное;
дренажнно и пр.

Резервуарное
оборудование:

вертикальные/горизвитапьные
металлические резервуары;

стальные емкости
для хранения воды;

пожарные
и прочие резервуары.

«ЧТОБЫ ДЕРЖАТЬ ЛИДЕРСТВО НАДО ПРОСТО ЛУЧШЕ РАБОТАТЬ. ДРУГИХ РЕЦЕПТОВ НЕТ. НАДО КАЖДЫЙ ДЕНЬ ИДТИ ВПЕРЕД, УЛУЧШАЯ СВОИ ДОСТИЖЕНИЯ»

СЕРВИС

ЛОГИСТИКА

- доставка автотранспортом
- отправка железнодорожных полувагонов и/или платформ
- транспортировка водными видами транспорта (речные, морские суда)
- авиаперевозка
- отправка вагоноцистерн
- транспортировка продукции в условиях крайнего Севера и бездорожья

СКЛАДСКИЕ КОМПЛЕКСЫ

- хранение и переработка продукции
- всегда в наличии свыше 1000 номенклатурных наименований
- комплектация заказов любой сложности
- минимальное время отгрузки машины
- организация склада на территории заказчика
- организация мобильных полевых складов в сложнодоступных регионах

ПРОЕКТЫ

- организация проектирования трубопроводных систем
- организация проектирования зданий и сооружений из легких металлоконструкций
- проекты по снабжению оборудованием объектов топливно-энергитических комплексов
- проектные решения по бурению и освоению нефтяных и газовых месторождений

ИЗОЛЯЦИЯ

- наружная пенополиуретановая изоляция
- наружная пенополимер-минеральная изоляция
- наружное силикатно-эмалевое покрытие труб
- наружное эпоксидное покрытие труб
- внутреннее цементно-песчаное покрытие
- внутреннее «гладкостное» антифрикционное покрытие труб
- внутреннее и наружное антикоррозийное покрытие труб

ГК ТСС: правильный выбор дизельной генераторной установки

В.В. Краснов
начальник производства
ООО «ГК ТСС»

Группа компаний ТСС более 20 лет производит электростанции. Сегодня по всей России и в других странах успешно эксплуатируется свыше 15 тысяч дизельных генераторных установок (ДГУ) ТСС.

Эти электростанции предназначены для обеспечения бесперебойного энергоснабжения (основного или резервного) различных государственных и коммерческих объектов, социальных учреждений, промышленных и сельскохозяйственных предприятий.

СЕКРЕТ ВЫБОРА

Многолетний опыт позволил нашей компании выработать критерии, на которые мы рекомендуем обратить внимание тем потребителям, кто только принимает решение приобрести ДГУ и создать свою систему автономного или резервного энергоснабжения.

При выборе дизельной электростанции (ДЭС) многие руководствуются двумя-тремя параметрами: мощность станции, ее комплектация, стоимость. Однако без учета всех факторов такой «зауженный» подход может дать сбой в принятии верного решения. С одной стороны, важен ключевой запрос (цель приобретения ДГУ и точные исходные параметры), с другой стороны, необходима проработка технического решения в деталях для достижения точной привязки технологических возможностей ДГУ к эксплуатационным потребностям заказчика. Поэтому секрет разумного выбора будущей ДГУ кроется в комплексной оценке.

К общим обязательным факторам мы относим выбор конкретного двигателя, генератора и контроллера электростанции, которые определяют экономичность, надежность и долговечность эксплуатации в предполагаемых климатических и производственных условиях. При этом особо учитывается продолжительность межрегламентного периода эксплуатации, минимальный объем обслуживания, стабильное и гарантированное выполнение стоящих перед ДГУ задач при низкой стоимости ее эксплуатации.

Одновременно требуется скрупулезное изучение всего набора факторов. Обращайте внимание на детали: опыт производителя, референции, наличие собственного проектного подразделения, какие применяются комплектующие, алгоритмы управления ДГУ, наличие сервисной поддержки. Отсутствие внимания к деталям и ошибка в выборе поставщика таят в себе риск отказа оборудования в самый неподходящий момент, что особенно критично, когда речь идет об автономном резервном энергоснабжении.

О разумном выборе дизельной электростанции расскажем на примере установок,

производимых ГК ТСС на базе двигателей Baudouin серий M26 и M33.

Опираясь на многолетний практический опыт, мы объединили критерии и возможности правильного выбора ДГУ в шесть групп.

1. МОЩНОСТЬ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Мощность электростанции является первым исходным параметром. Заказчику важно выбирать варианты электростанций исходя из суммарной мощности всех потребителей, возможных пусковых токов и режима загрузки электростанции.

При этом нужно иметь в виду, что номинальную мощность электростанции не следует чрезмерно завышать, так как минимальная мощность ДГУ при длительной работе не должна быть ниже 25% от номинальной нагрузки — во избежание чрезмерного нагарообразования в цилиндрах и появления неисправностей двигателя.

Группа компаний ТСС производит ДГУ единичной мощностью от 5 до 2000 кВт (фото 1). При этом возможно создание электростанций с объединением нескольких ДГУ и выходом на суммарную мощность до 50 МВт.

Фото 1 — Энергокомплекс 1000 кВт в блок-контейнере УБК-12 с дополнительным отсеком

Секрет разумного выбора дизельной генераторной установки кроется в комплексной оценке

2. ОБЕСПЕЧЕНИЕ НЕПРЕРЫВНОСТИ И АВТОНОМНОСТИ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

Для начала уточним, что дизельная электростанция, предназначенная для основного электроснабжения, является самостоятельным генерирующим источником, например, в случае отсутствия централизованного энергоснабжения. Дизельная электростанция для резервного использования — это резервный источник энергоснабжения при наличии основной сети. Резервные электростанции применяются на объектах, где перебои в энергоснабжении могут привести к негативным последствиям. Такая ДГУ находится в «горячем» резерве и при отказе основной сети готова к запуску и принятию нагрузки.

При исполнении электростанции без источника бесперебойного питания (ИБП) перебой в подаче энергопитания, необходимый для запуска и принятия нагрузки на себя, составляет не более 30 сек. При оснащении электростанции ИБП перерыв в подаче энергопитания исключен.

Также при работе ДГУ неизбежно расходуются топливо и масло, что приводит к периодическим остановкам в работе для дозаправки. Поэтому в том случае, когда необходимо обеспечить длительную бесперебойную эксплуатацию электростанции (например, в течение нескольких дней), ее оснащают системами автоматической подкачки топлива и масла.

Наши ДГУ являются надежным источником основного и резервного энергоснабжения, могут оперативно принимать нагрузку и находиться в работе длительное время.

3. ТИПОВЫЕ РЕШЕНИЯ И СПЕЦИАЛЬНЫЕ ПРОЕКТЫ

В зависимости от климатических условий, места размещения ДГУ и требований к ее мобильности специалисты ГК ТСС разработали ряд типовых исполнений электростанции:

а) Открытое исполнение (фото 2), предполагающее установку ДГУ в закрытом помещении.

б) Исполнение в погодозащитном кожухе, защищающем ДГУ от внешних осадков, и в шумозащитном кожухе, в конструкции которого заложены мероприятия по шумоглушению, что существенно снижает уровень шума при работе электростанции. Такое исполнение предназначено для установки агрегата на открытой площадке, при этом ДГУ является законченным изделием.

в) Исполнение в контейнере (в том числе в антивандальном варианте), оснащенном системами обогрева, основного и аварийного освещения, закрываемой приточно-вытяжной вентиляции, отвода выхлопных газов и системой пожаротушения. Кроме того, в этом контейнере (фото 3) устанавливается все дополнительное оборудование, необходимое заказчику.

г) Мобильное исполнение, при котором ДГУ в контейнере или в кожухе (погодозащитном или шумозащитном) установлена на прицеп или в кузов автомобиля.

Индивидуальное проектирование электростанций минимизирует эксплуатационные риски

Как правило, мы предлагаем разработку специального (индивидуального) проекта электростанции с учетом ее расположения, условий эксплуатации, интегрирования в системы управления и мониторинга предприятия по конкретным технологическим требованиям заказчиков. При таком проектировании исключаются эксплуатационные риски, которые могут проявиться при применении типового исполнения ДГУ без предварительной проектной проработки.

4. ВЫСОКАЯ НАДЕЖНОСТЬ И РЕСУРС, УВЕЛИЧЕННЫЙ МЕЖСЕРВИСНЫЙ ИНТЕРВАЛ

Эти факторы достигаются как конструктивными решениями, реализованными в оборудовании, так и мероприятиями, которые выполняются при периодическом обслуживании двигателя и всей ДГУ для предупреждения возникновения сложных, а иногда и критичных неисправностей.

Благодаря этим решениям также обеспечивается повышенный ресурс ДГУ, то есть увеличивается срок работы электростанции до ее капитального ремонта.

На двигателях Baudouin серий M26 и M33 для достижения высокой надежности, ресурсности и большого интервала обслуживания применяются следующие конструктивные решения:

а) Система очистки масла (фото 4) из центробежного фильтра и блока из 3-х сменных фильтров, что обеспечивает чистоту масла и сохранение его свойств в течение продолжительного времени. Выбор применяемых масел обозначен в инструкции производителя и для длительной и беспроблемной эксплуатации важную роль играет использование именно рекомендованных горюче-смазочных материалов.

б) Предварительная прокачка маслосистемы с помощью ручного насоса (фото 5), которая обеспечивает перед запуском наличие масла во всех подшипниках кривошипно-шатунного и газораспределительного механизмов, на зубьях газораспределительных шестерен и в подшипниках турбонаддувов. Ручной насос может использоваться также для слива масла из маслосистемы при установке трехпозиционного крана в соответствующее положение. При резервном исполнении ДГУ, предполагающем ее автоматический запуск, дополнительно к ручному насосу устанавливается электрический масляный насос, который автоматически включается перед запуском.

в) Многоступенчатая система очистки топлива (фото 6). Топливный

Фото 2 — ДГУ TSS Baudouin 1000 кВт в открытом исполнении

фильтр-влагоотделитель (1-я ступень) предназначен для сепарирования воды из топлива. На нем установлен электронасос, который обеспечивает прокачку топливной системы и ее наполнение на начальной стадии запуска двигателя. Фильтр грубой очистки (2-я ступень) предназначен для предварительной очистки топлива от мехпримесей. После него топливо поступает в механический подкачивающий насос. Фильтр тонкой очистки (3-я ступень) осуществляет окончательную очистку топлива перед подачей его в ТНВД.

г) Регламентная замена расходных материалов и элементов двигателя, подверженных накоплению усталостных повреждений, старению, загрязнению или износу. Таких как приводные ремни и их натяжители, резинотехнические рукава и шланги изделий, трубки турбонаддувов и сами турбонаддувы, форсунки, термостаты. Стоимость ЗИП (как и самих работ) относительно невысока, но их отказ в ходе эксплуатации может привести к катастрофическим последствиям для двигателя.

Для двигателей Baudouin M26 и M33 максимально снижено влияние человеческого фактора при обслуживании и выполнении проверочных осмотров, очисток и регулировочных работ. Длительные интервалы между техническим обслуживанием ведут к удешевлению стоимости эксплуатации электростанции, уменьшению обязательного резерва запчастей, расходных материалов и ГСМ, сокращению периода простоя электростанции при выполнении сервисных работ. Это, в свою очередь, также удешевляет стоимость электроэнергии, которую генерирует ДГУ.

Благодаря указанным конструкционным и организационным мероприятиям, а также высокому качеству изготовления деталей и тщательной сборке ресурс таких двигателей до капитального ремонта вырастает до 32000 часов.

5. КАЧЕСТВЕННЫЙ СЕРВИС

В ряду ключевых критериев для правильного выбора производителя и поставщика ДГУ выступает наличие в его структуре разветвленной сервисной службы, а также собственной сети складов запасных частей и расходных материалов для своевременного и качественного периодического обслуживания оборудования.

Один из ключевых критериев для выбора производителя ДГУ — наличие сервисной службы

Инженеры сервисной службы должны быть авторизованы заводом-изготовителем, иметь допуски и разрешения для выполнения работ, в том числе и на особо опасных объектах. Такой подход повышает сохранность и работоспособность двигателя в различных условиях эксплуатации и исключает неоправданные затраты.

Для выполнения периодического обслуживания и ремонтов на электростанциях серии Baudouin мы рекомендуем выстраивать работу на основе долговременного договора сервисного обслуживания. Двигатель Baudouin имеет ряд высокотехнологичных узлов, и не каждый техник сможет на должном уровне справиться с задачей. Наши инженеры прошли обучение на заводе Baudouin, имеют допуск (сервисный сертификат) и опыт обслуживания данных двигателей по всей территории России и за рубежом.

Системное развитие сервисной службы ГК ТСС началось более 10 лет назад. Этот процесс органично связан со значительным увеличение продаж наших установок практически во всех российских регионах, что вызвало рост сети сервисных центров и складов запасных частей. В региональных компаниях трудятся квалифицированные специалисты, которые вместе с ведущими инженерами ГК ТСС обеспечивают надежную работу ДГУ от Калининграда до Сахалина.

Заботясь о работоспособности и надежности ДГУ ТСС, мы поддерживаем обратную связь с заказчиками и клиентами, в списке которых сегодня свыше пяти тысяч различных государственных, социальных и промышленных предприятий и организаций в России, Белоруссии, Казахстане, Армении, Киргизии и других странах.

Со стороны потребителей оборудования ГК ТСС растет спрос и на монтажные работы, среди которых:

- монтаж вспомогательных подсистем;
- монтаж вентиляционных систем;
- монтаж электростанции и дополнительного оборудования на подготовленном фундаменте;
- монтаж внешних шкафов управления, блоков АВР (фото 7), прокладка кабельных трасс;
- подключение оборудования, маркировка кабеля, подготовка к этапу пусконаладочных работ.

Сервисная служба ГК ТСС имеет богатый опыт работы с системами основного и резервного электроснабжения в различных проектах. Наличие Свидетельства о допуске СРО позволяет нам выполнять широкий

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

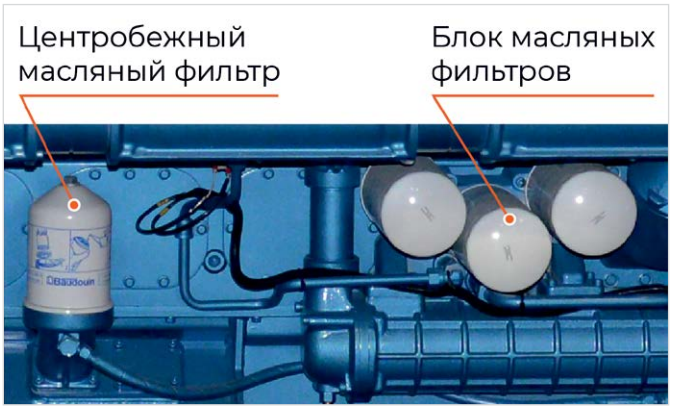


Фото 4 — Система очистки масла

Фото 5 — Ручной насос прокачки масла

перечень работ: проектирование, полный комплекс монтажных работ и многое другое.

Привлечение сервисной службы ГК ТСС для выполнения работ на наших электростанциях выгодно заказчикам — в первую очередь, в плане единой ответственности и за качество оборудования, и за его надежную эксплуатацию. Это важно и для нас, так как практически исключает спорные ситуации в гарантийный период.

6. ЗАПЧАСТИ И РАСХОДНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

Неотъемлемая часть качественного сервиса — это возможность планового снабжения и оперативной доставки требуемых запасных частей и расходных материалов в любой регион России и страны ближнего зарубежья — на объекты и предприятия, эксплуатирующие ДГУ от Группы компаний ТСС. Для решения этой задачи у нас действует большой склад, в том числе имеющий всю номенклатуру комплектующих для двигателей Baudouin.

Мы ведем планирование поставок запчастей и расходных материалов для обеспечения ТО, ремонта или модернизации действующего оборудования, осуществляемых по долговременным договорам сервисного обслуживания. Это исключает потерю времени на доставку.

На сегодня успешно эксплуатируется свыше 15 тысяч дизельных генераторных установок ТСС

Объемы складского хранения позволяют в кратчайшие сроки решать вопросы, возникающие при ремонте и техобслуживании. Склад имеет комплектующие на все серии электростанций ТСС и ДГУ других крупнейших производителей, среди которых Doosan, SDEC, Weichai, FPT Iveco (серий F23 и NEF) и пр.

В настоящее время нами проработано и внедрено новое направление деятельности — сдача ДГУ в аренду, в том числе и на время проведения капитального ремонта собственного оборудования заказчика.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Завершая советы и рекомендации по выбору ДГУ для бесперебойного автономного и резервного энергообеспечения, напомню, что Группа компаний ТСС — это многоуровневая структура, действующая под единым брендом, который отражает смысл и философию нашего дела: «Техника. Созидание. Сервис».

Мы гарантированно и в полном объеме решаем задачи инжиниринга, производства, поставок, сервиса — по всей номенклатуре оборудования для дизельных генераторных установок и электростанций во всех отраслях промышленности и сельского хозяйства, на различных объектах государственного, социального и производственного назначения.

В офисе ГК ТСС в Москве находятся наши ключевые подразделения: отдел проектирования, отдел продаж, оперативный склад запчастей, большой демонстрационный зал с образцами продукции. По конкретным вопросам выбора ДГУ можно получить консультацию лично, по телефону или через наш сайт www.tss.ru.

Фото 6 — Многоступенчатая система очистки топлива

Фото 7 — Монтаж шкафа АВР (автоматический ввод резерва)

ТСС
ГРУППА КОМПАНИЙ

8 (495) 104-80-35
8 (800) 250-41-44

order@tss.ru
www.tss.ru

УДК 622.276

Применение ТЦВ (теплового циклического воздействия) при разработке месторождений с высоковязкими нефтями

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10058

Р.Р. Хазиев
научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования
radmir361@mail.ru

К.Ю. Колузаева
младший научный сотрудник

ИПЭН АН РТ. Казань, Россия.

Тепловые методы являются перспективными для добычи высоковязких нефтей и битумов. Для большинства месторождений с высоковязкими нефтями тепловые методы воздействия могут оказаться единственными, допускающими промышленную разработку. Тепловые методы дорогостоящи и экономически целесообразны, в основном, для средних и крупных месторождений.

Материалы и методы
Выбор технологии из анализа проводимых тепловых методов на различных месторождениях, обобщения и систематизации данных.

Ключевые слова
тепловые методы, высоковязкие нефти, технологии термоциклического воздействия (ТЦВ)

В условиях, присущих месторождениям с высоковязкими нефтями (далее — ВВН) Республики Татарстан, важнейшее значение имеют правильно выбранная технология и система разработки, учитывающая все основные физико-геологические условия. Наиболее оптимальный способ воздействия на пласт может быть определен после обобщения опыта разработки залежей ВВН и проведения исследований эффективности разработанных способов, в отличие от средних и крупных месторождений.

Применение тепловых методов для снижения вязкости, таких как закачка пара, горячей воды или внутрипластовое горение на месторождениях с малыми размерами площади нефтеносности, с небольшими запасами и высоковязкой нефтью, при существующих ценах на нефть нерентабельно, даже убыточно. Для таких месторождений созданы и применяются следующие технологии для подогрева и обработки призабойной зоны с передвижным оборудованием, позволяющим производить геолого-технологические мероприятия (ГТМ) от скважины к скважине:

— технология применения твердотопливного нагревателя;
— технология, создающая эффект «микроволновой печи»;
— технология циклических тепловых обработок скважин.

Перечисленные технологии имеют инструкции, прошедшие экспертизу территориального органа Ростехнадзора. В инструкциях рассмотрены вопросы подготовки скважины для проведения технологического процесса, технические средства и оборудование, а также правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности и охраны окружающей среды.

Для выработки запасов высоковязкой нефти на мелких месторождениях рекомендуется, в качестве опытно-промышленных испытаний, проведение технологии термоциклического воздействия (далее — ТЦВ) на призабойную зону скважин. Метод термоциклического и термоакустического воздействия на пласты, содержащие высоковязкую нефть, позволяет усовершенствовать их разработку, увеличить область дренирования призабойной части скважин за счет прогрева и акустического воздействия и, в конечном счете, приводит к повышению темпов отбора нефти и степени нефтеизвлечения, сокращению энергетических затрат на проведение процесса.

Метод ТЦВ на призабойную зону пласта — обработка призабойной зоны теплоносителем — апробирован с 2009 года на месторождениях Республики Татарстан. Средняя дополнительная добыча составила: за 2009 г. — 66 т, за 2010 г. — 75 т.

Метод ТЦВ опробован также на скважинах месторождений Удмуртской Республики с подтверждением эффективности.

Опытные промысловые испытания метода проведены по визейскому ярусу, тульско-бобриковскому объектам разработки. Глубины залегания — в пределах 1266÷1290 м. Наилучшие геологические характеристики — в интервале 1282÷1285 м по каротажным материалам — по ГИС, по методу ТЭМЗ — методу точечного электромагнитного зондирования — интервал 1250÷1290 м.

Для использования промысловых испытаний технологии термоциклического воздействия на призабойную зону добывающих скважин месторождения был выбран интервал 1282÷1285 м, соответствующий высоким значениям ГИС (рис. 1) и высоким значениям ТЭМЗ, а также по описанию керна (таб. 1):

На рис.2 показано состояние электромагнитного поля в пределах профиля, рассекающего месторождение.

Ниже (в таб. 2) приведены данные по изменению физико-химических свойств флюидов добывающей скважины при проведении промысловых испытаний технологии термоциклического воздействия на призабойную зону.

Физико-химические принципы метода ТЦВ заключаются в следующем:

- прогрев призабойной зоны скважины;
- изменение реологических свойств нефти на забое скважины;
- улучшение фильтрации флюида в пласте;
- увеличение притока к забою скважины.

В состав комплекта оборудования, используемого во время испытаний ТЦВ, входит:

- общепромысловое оборудование;
- комплект ТЭРМ-1, включающий нагреватель ТЭРМ-1, станцию управления и понижающий трансформатор ПТ-380/220;
- кабель КПБП 16 мм2 и арматура с кабельным вводом.

Стандартное устьевое и подземное оборудование, применяемые на нефтепромыслах, обеспечивает установку и нормальное функционирование испытываемого оборудования

Таб. 1 — Описание керна по скважине
Tab. 1 — Well core description

Кровля	Подошва	Вынос керна, %	Толщина слоя	Описание керна
1282	1285	43,3	0,9	Аргиллиты черные, алевритистые, плитчатые, углистые, с обуглившимися растительными остатками, с зеркалами скольжения по плоскостям наслоения.
1282	1285	43,3	0,4	Песчаники темно-коричневато-серые, кварцевые, мелкозернистые, рыхлые, нефтенасыщенные.

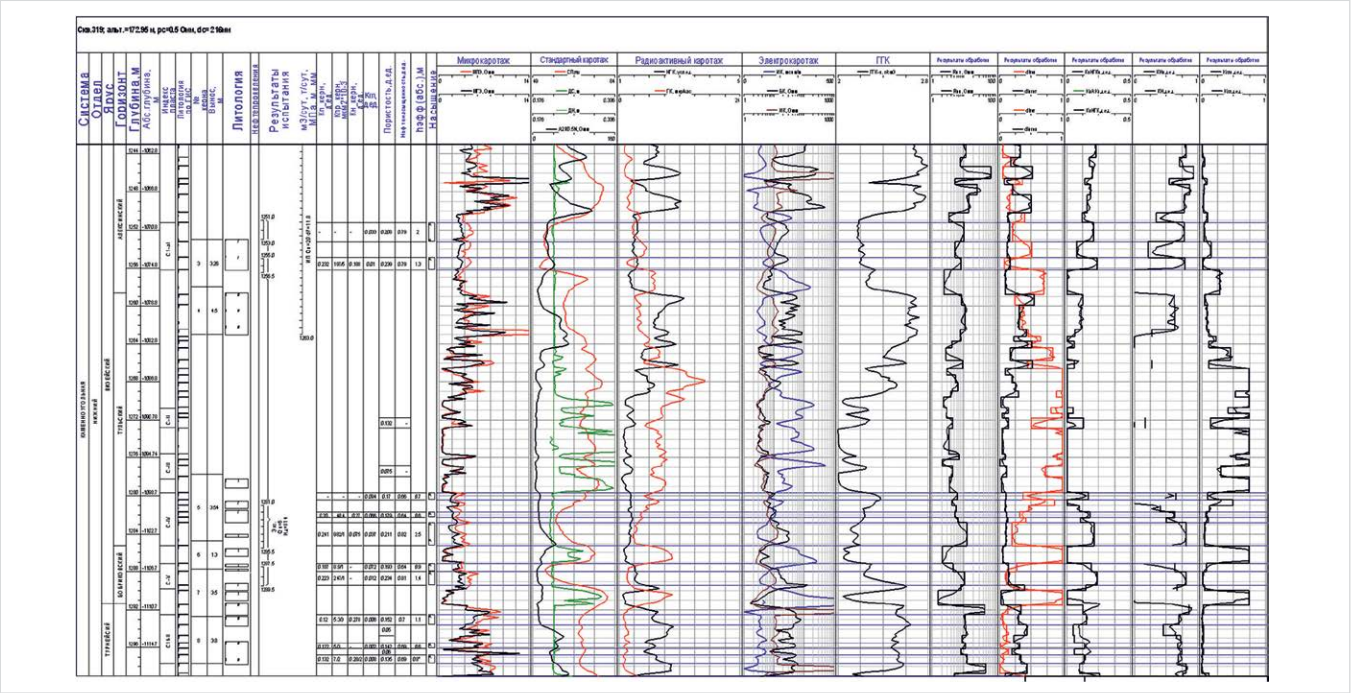


Рис. 1 — Результаты ГИС
Fig. 1 — GIS results

при ТЦВ, без изменения существующей обвязки устья скважин.

Измерение режимных параметров скважины, определение дебита скважины, вязкости нефти, температуры прогрева, при использовании ТЦВ, проводятся при помощи стандартных методов, используемых на нефтепромыслах.

Методика проведения испытаний технологии термоциклического воздействия на призабойную зону скважины с использованием электродного электрохимического нагревателя ТЭРМ-1 достаточно проста и сводится к следующим операциям:

1. подготовка скважины к установке ТЭРМ-1:
   - подъем ГНО;
   - завоз комплекта ТЭРМ-1 с понижающим трансформатором ПТ-380/220 на скважину;
2. монтаж ТЭРМ-1 (спуск), производится с представителем поставщика оборудования;
3. подключение станции и понижающего трансформатора ПТ-380/220 к питанию;
4. подключение рабочего элемента ТЭРМ-1 к станции управления;
5. запуск нагревателя ТЭРМ-1;
6. установка периодического контроля за параметрами работы скважины согласно методике проведения технологии ТЦВ.

В целях наилучшего вытеснения нефти, одновременно при ТЦВ, производится обработка призабойной зоны различными растворителями и ПАВ.

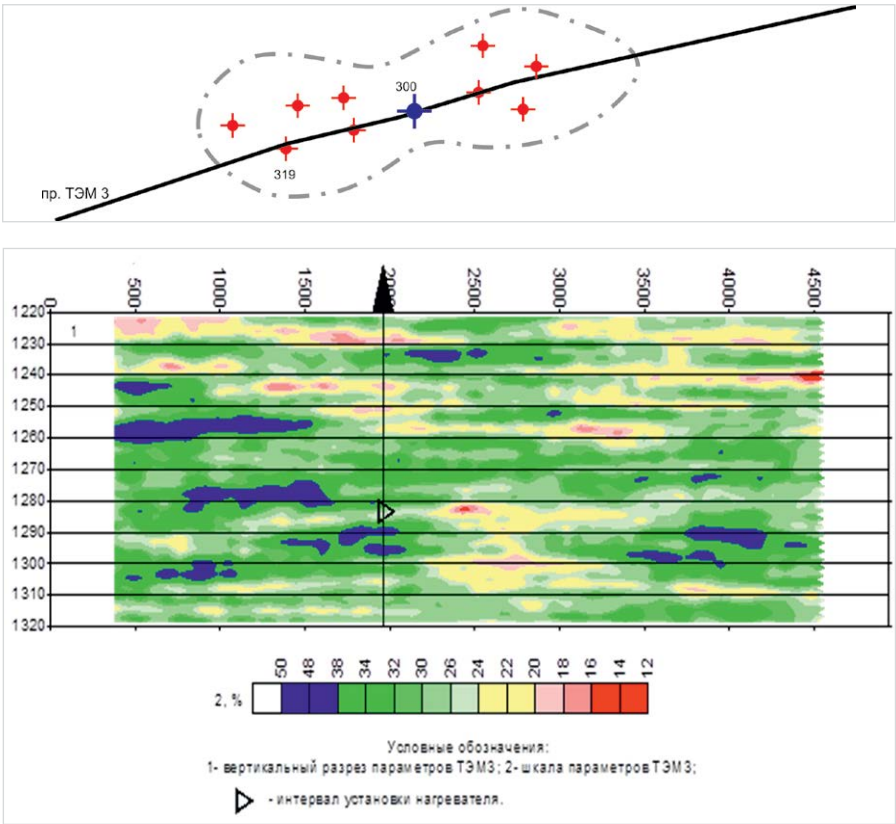


Рис. 2 — Состояние электромагнитного поля месторождения по ТЭМЗ — метод точечного электромагнитного зондирования
Fig. 2 — State of the electromagnetic field according to TEMZ — method of point electromagnetic sounding

Выводы

Метод ТЦВ, апробированный на месторождениях с ВВН Республики Татарстан и Удмуртской Республики, с подтверждением эффективности, рекомендован к дальнейшему применению в скважинах с высокой вязкостью нефти (более 200 спз) месторождений РТ и УР.

Литература

1. Муслимов Р.Х., Мусин М.М., Мусин К.М. Опыт применения тепловых методов разработки на нефтяных месторождениях Татарстана. Казань: Новое Знание, 2000. 225 с.
2. Жданов С.А. Опыт применения методов увеличения нефтеотдачи пластов в России // Нефтяное хозяйство. 2008. №1. С. 58–61.
3. Малофеев В.В. Геологическое обоснование повышения эффективности освоения месторождений сверхвязких нефтей и природных битумов Татарстана. М.: 2011. 153 с.
4. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Новые технологии повышения добычи нефти. Самара: Самарское книжное издательство, 1998. 368 с.

Таб. 2 — Изменение физико-химических свойств нефти при процессе нагрева ПЗП
Tab. 2 — The change in the physicochemical properties of oil during the heating of the bottomhole zone

А. Определение плотности: A. Determination of density:

№ скв.	Температура опыта (0С)	Плотность нефти (кг/см³)	Метод определения ГОСТ	Оборудование (приборы)	Дата отбора проб	Дата проведения анализа	Ф.И.О. Лаборанта химического анализа	Лаборатория
319	20	0,948	39.000-1985г.	Ареометр АОН – 1 Термометр ТЛ – 4	19.11.2010г.	19.11.2010г.		
	27	0,903						
	40	0,897						
	80	0,804						

Б. Определение вязкости: B. Determination of viscosity:

№ скв.	Температура опыта (⁰С)	Вязкость нефти (мм²*с)	Метод определения ГОСТ	Оборудование (приборы)	Дата отбора проб	Дата проведения анализа	Ф.И.О. Лаборанта химического анализа	Лаборатория
319	20	750,16	33-2002г.	Термостат ВИС – Т Вискозиметр капилярн. – 4 шт. Секундомер – 2 шт.	19.11.2010г.	19.11.2010г.		
	27	388,88						
	40	256,21						
	80	30,79						

В. Определение обводненности: V. Determination of water cut:

№ скв.	Температура опыта (⁰С)	Обводненность (%%)	Метод определения ГОСТ	Оборудование (приборы)	Дата отбора проб	Дата проведения анализа	Ф.И.О. Лаборанта химического анализа	Лаборатория
319		70	51.858-2002г.	Цилиндр 2000мл Аппарат АКОВ – 10 Колбонагреватель БКЛМ-500 Электроплитка «Мечта»	19.11.2010г.	19.11.2010г.		

АСП:

	Смолы	26,88						
	Асфальтены	4,37						
	Парафины	3,32						

UDC 622.276

The use of TTsV (thermal cyclic exposure) in the development of fields with high viscosity oils

Authors
Radmir R. Khaziev — researcher at the laboratory of geological and environmental modeling; radmir361@mail.ru
Kseniya Yu. Koluzaeva — junior researcher; ksy130793@mail.ru

IPEM TAS, Kazan, Russian Federation

Abstract
Thermal methods are promising for the extraction of high viscosity oils and bitumen. For most fields with high viscosity oils, thermal methods of exposure may be the only ones that allow industrial development. Thermal methods are expensive and economically feasible, mainly for medium and large deposits.

Materials and methods
The choice of technology from the analysis of thermal methods in various fields, generalization and systematization of data.

Keywords
thermal methods, highly viscous oils, thermal cycling technology (TCW)

Conclusions
The TSV method, which was tested in fields with explosives of the Republic of Tatarstan and the Udmurt Republic, with confirmation of effectiveness, is recommended for further use in wells with high oil viscosity (more than 200 cps) in the fields of RT and UR.

References
1. Muslimov R.Kh., Musin M.M. and Musin K.M. O*pyt primeneniia teplovykh metodov razrabotki na neftianykh mestorozhdeniiakh Tatarstana* [Experience in the application of thermal methods of development at the oil fields of Tatarstan]. Kazan: Novoe znanie, 2000, 225 p.
2. Zhdanov S.A. O*pyt primeneniya metodov uvelicheniya nefteotdachi plastov v Rossii* [Experience in applying enhanced oil recovery methods in Russia]. Oil industry, 2008, issue 1, pp. 58–61.
3. Malofeev V.V. G*eologicheskoe obosnovanie povysheniya effektivnosti osvoeniya mestorozhdeniy sverkhvyazkikh neftey i prirodnykh bitumov Tatarstana* [Geological justification for increasing the efficiency of the development of deposits of ultra-viscous oils and natural bitumen of Tatarstan]. Moscow, 2011, 153 p.
4. 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.

www.etalorost.ru

С 1998 года компания Эталорост поставляет лучшие приборы и оборудование Российских производителей

ООО «ЭТАЛОРОСТ»

- **Взрывозащищенная пожарная аппаратура**
- **Измерение давления, уровня, расхода, температуры**

npk-etalon.ru

- **Термопреобразователи и пожарные извещатели для флота**
- **Система измерения и контроля параметров вибрации и механических величин**

www.vibrobit.ru

- **Измерение и запись электрических величин**
- **Измерительные приборы учета энергоресурсов**

www.turbo-don.ru

ООО «Эталорост» успешно реализует на российском рынке измерительные, контрольные и регулирующие приборы для различных отраслей промышленности:

- **энергетики;**
- **машиностроения;**
- **металлургии;**
- **нефтехимии;**
- **предприятий газовой, горнодобывающей, а также пищевой отрасли;**
- **для речного и морского флота**

Ведутся постоянные работы с проектными институтами:

- **ЗАО «Казанский Гипронииавиапром»**
- **ЗАО «РОСТОВСКИЙ ТЯЖПРОМЭЛЕКТРОПРОЕКТ»**
- **ОЭТ ПАО «ЮЖНИИГИПРОГАЗ» (г. Донецк)**
- **АО«НИПИгазпереработка» (НИПИГАЗ)**

Предлагаем потребителю весь спектр аппаратуры и услуг для измерения и контроля параметров вибрации и механического состояния паровых и газовых турбин, центробежных насосов, турбокомплексов, автоматизированных систем контроля генераторов и другого промышленного оборудования. Все типы аппаратуры производства являются законченными средствами измерения, имеют государственные сертификаты типа средств измерения, внесены в Госреестр средств измерения зарубежных государств.

Аппаратура успешно интегрирована и в энергетических и нефтегазовых проектах России, Болгарии, Вьетнама, Казахстана, Ирака, Ирана, Финляндии, Греции, КНР, Индии по стандартным интерфейсам и протоколам с любой, в том числе зарубежной техникой.

Контакты:
г. Ростов-на-Дону, ул.Курчатова 1А
тел/факс: +7 (863) 311-23-15, 290-81-89
mail: etalorost@gmail.com, 2908751@mail.ru

УДК 622.276.53

Моделирование магнитного поля для обоснования разработки специальных муфт, предотвращающих отложения АСПВ в НКТ

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10060

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 связи с переходом большинства месторождений в позднюю стадию разработки все больше возникают проблемы при эксплуатации скважины, в частности с образованием асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Известные различные решения по предотвращению отложений асфальтосмолопарафиновых веществ в глубинно-насосном оборудовании (ГНО) не позволяют полностью решить проблему, поэтому задача по удалению АСПО является актуальной. Проблема с формированием АСПО в ООО УК "Шешмаойл" существует на Уратьминском месторождении, число преждевременных ремонтов достигало 80%.

Материалы и методы
В первой модели трубы расположены встык друг к другу, без зазора. В следующих моделях трубы расположены на расстояниях 1, 2 и 5 метров соответственно. С увеличением зазора магнитная индукция возрастает с 120 нТл до 290 нТл.

Ключевые слова
асфальтосмолопарафиновые отложения, преждевременные ремонты, ферромагнитные свойства, магнитное поле, магнитометр

При добыче парафинистой нефти, вследствие определенных термодинамических условий с выделением из нефти кристаллов парафина, происходит парафинизация скважины, призабойной зоны скважины, поровых каналов пласта, а также скважинного и наземного оборудования, поэтому следует особое внимание уделить технике и технологии борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (далее — АСПО), а также правильной эксплуатации скважин с наличием АСПО. Накопление АСПО приводит к снижению производительности скважинных установок, уменьшению наработки и эффективности работы насосных установок [1].

При ревизии глубинно-насосного оборудования (ГНО) после его подъема выявлено, что АСПО в насосно-компрессорных трубах (далее — НКТ) и на штангах фиксируется во всем интервале от устья до приема насоса. На скважинах, оборудованных штанговыми установками, определить профиль отложения АСПО достаточно сложно, т.к. при подъеме штанг со скребками и муфтами происходит «размазывание» АСПО по всей поверхности НКТ. В интервале от 0 до 400 м толщина АСПО наибольшая, в основном толщина АСПО внутри НКТ составляет 5 мм.

Интенсивность отложения парафина на внутренней поверхности подъемных труб в значительной степени зависит от количества выделяющегося газа и состава нефти, оказывающей влияние на размер образующихся пузырьков [2], а также от температуры. В процессе движения жидкости по НКТ выделяется газ. При выделении газа уменьшается растворяющая способность нефти по отношению к парафину.

В манифольдах и выкидных линиях отложение парафина не менее интенсивно, чем в подземном оборудовании, т.к. огромное влияние оказывает температура окружающей среды, особенно в зимний период. Выпадение осадков парафина за счет силы тяжести в трубопроводах происходит вследствие геометрии трубопровода. В емкостях парафин также откладывается за счет разности удельных весов парафина и нефти.

При эксплуатации скважин в ООО УК «Шешмаойл» проблема формирования АСПО, в основном, существует на скважинах Уратьминского месторождения ЦДНГ-2 АО «Геология». К осложненному фонду АО «Геология», связанному с наличием АСПО в скважине, отнесены 13 скважин.

За 2009–2017 гг. количество подземных ремонтов скважин (далее — ПРС) по Уратьминскому месторождению увеличилось с 55 до 69 ремонтов (рис. 1), при этом число преждевременных ремонтов (далее — ПВР) снизилось с 80% (44 ремонта) до 17% (12 ремонтов). Число часторемонтируемого фонда (далее — ЧРФ) также снизилось с 29% до 9%. Это говорит о более правильной эксплуатации скважин с осложнениями, а также здесь необходимо добавить, что скважины, ранее входившие в состав осложненного фонда с АСПО постепенно обводняются, т.е. отложения АСПО откладываются теперь меньше. Удельная частота ПРС снизилась с 0,72 до 0,5.

На рис. 2 видно, что ПРС, связанные с прочими ремонтами (реанимации, промывки и другие работы без подъема ГНО), увеличились с 3 до 39 ремонтов (с 5,5% до 56,5%), а количество ПРС с отказами ГНО и наличием отложений снизилось с 92% до 29%.

Действующий фонд с 2009 года по Уратьминскому месторождению увеличился с 76 скважин до 120 скважин, при этом девонский фонд снизился с 35 скважин (46,1%) до 27 скважин (22,5%). Снижение ПРС с отложениями, в т.ч. с АСПО показано на рис. 3, число ПРС с

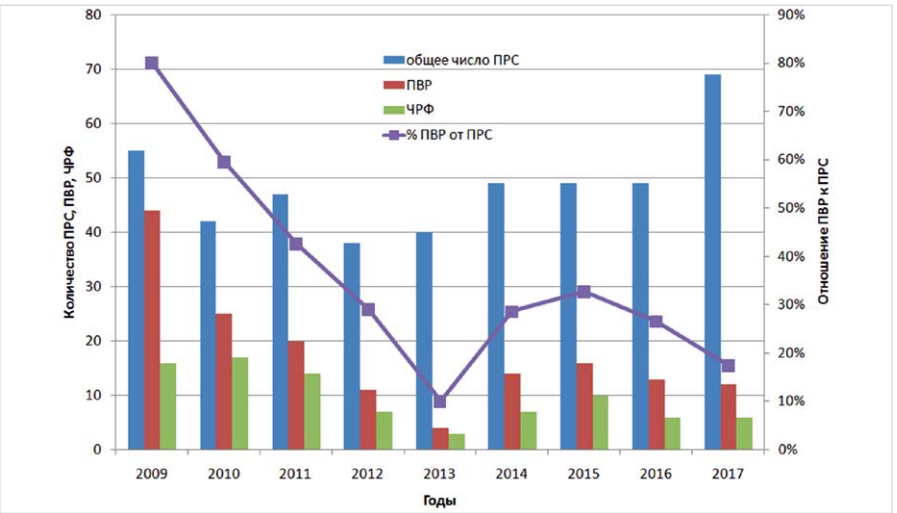


Рис. 1 — Динамика изменения ПРС, ПВР и ЧРФ по годам
Fig. 1 — Change history for well interventions (WI), premature repairs (PR) and frequently repaired stock (FRS) by years

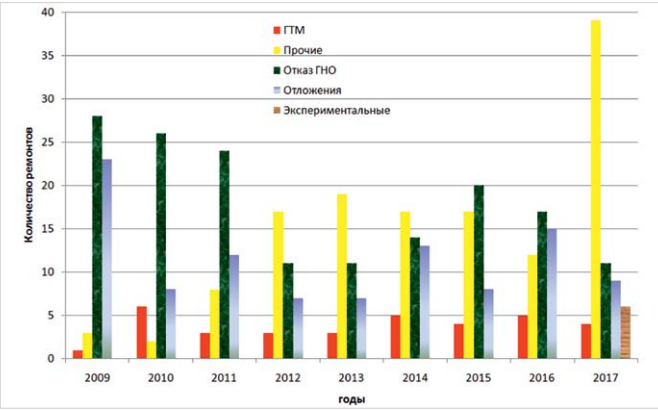


Рис. 2 — Динамика распределения ПРС по видам ремонтов
Fig. 2 — WI distribution history according to the type of repair works

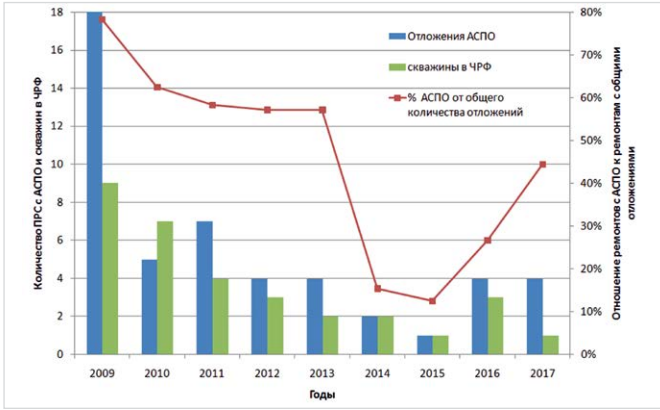


Рис. 3 — Динамика изменения ПРС на осложненном фонде с наличием АСПО
Fig. 3 — WI change history applied to the stock of complicated wells with ARPD

АСПО от общего количества ПРС с отложениями снизилось с 78% до 44%.

Выбор направления исследования предотвращения АСПО в НКТ

Анализ литературных источников [3-8] показывает, что исследование процесса предотвращения асфальто-смолопарафиновых отложений в насосно-компрессорных трубах можно сгруппировать в следующие направления:

- по результатам проведенных промысловых работ обнаружить тот рабочий параметр скважины, который оказывает наибольшее влияние на отложение парафина в НКТ и оптимизировать найденный параметр в целях предотвращения парафиноотложения в скважинном оборудовании;
- определить роль физико-химических и механических способов предотвращения парафиноотложения и выбрать среди них наиболее оптимальный вариант;
- выявить оптимальный вариант электромагнитного воздействия на скважинное оборудование.

Перечисленные выше направления детально были изучены и прошли промысловые испытания. Одним из факторов парафинизации труб являются проявление ферромагнитных свойств ГНО. В связи с этим требуется подобрать материал, способствующий снижению влияния магнитного поля внутренней поверхности труб на процесс парафиноотложения.

Моделирование магнитного поля (магнитной индукции) над горизонтально расположенными намагниченными штоками (трубами малого диаметра)

В качестве модели для определения магнитной индукции использовались трубы НКТ 73 мм со скв. 10037 Уратьминского месторождения АО «Геология». Работы проводились в апреле 2011 г. Магнитное поле вблизи одного из концов длинного тонкого тела, намагниченного вдоль своей длины, аппроксимируется полем вблизи изолированного магнитного полюса (заряда) и представлено на рис. 4. Если принять глубину залегания заряда равной h, а величину магнитного заряда за Q и расположить координатные оси таким образом, чтобы ось X была направлена на магнитный север, ось Y на восток, ось Z вертикально вниз, то скалярный потенциал будет равен:

$$AU=Q*(x^2+y^2+z^2)^{-3/2},$$

а вертикальная компонента аномального магнитного поля при z=-h:

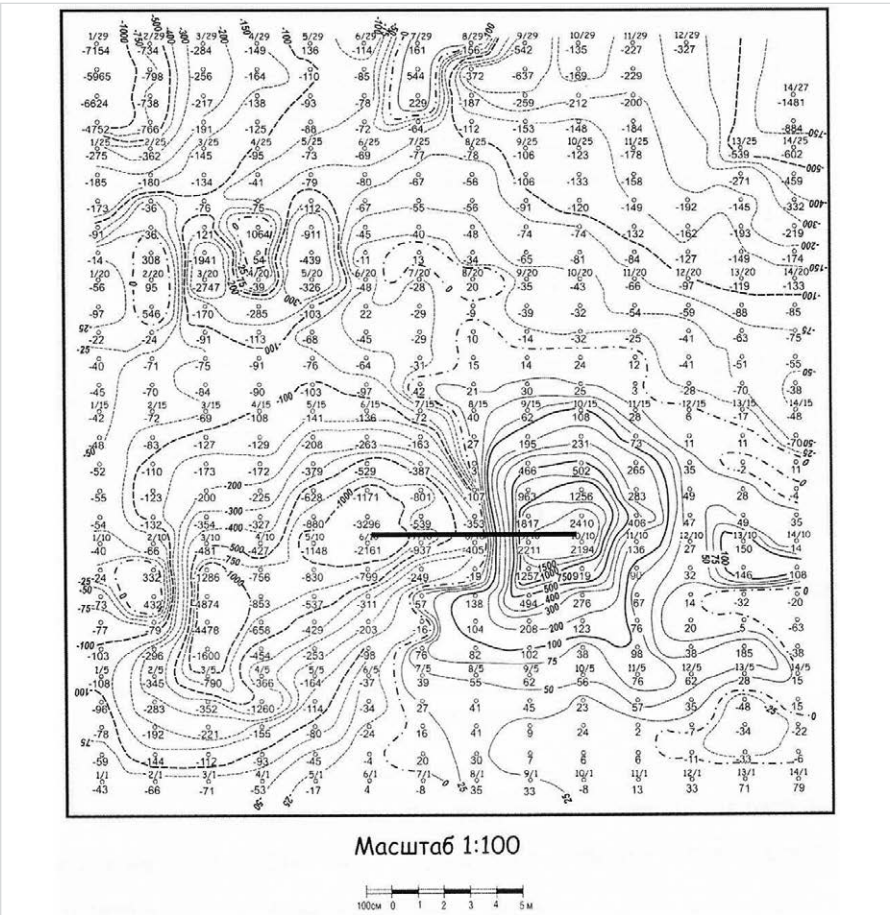


Рис. 4 — Пример отражения в магнитном поле горизонтального штока
Fig. 4 — Example of horizontal rod reflection in a magnetic field

$$\Delta Z=Q*h*(x^2+y^2+z^2)^{-3/2}.$$

Северная компонента магнитного поля равна:

$$\Delta H=Q*x*(x^2+y^2+z^2)^{-3/2}.$$

Напряженность магнитного поля (магнитная индукция) определяется формулой:

$$\Delta T=\Delta Z*\sin I+\Delta H*\cos I,$$

где I — наклонение.

Приведенные выше уравнения предназначены для трехмерного моделирования (построение карт и 3D-изображений), в случае двухмерного моделирования (построение профилей при x(или y)=0) формулы упрощаются.

В нашем случае проводилось моделирование магнитного поля для системы двух труб диаметром 73 мм, расположенные вдоль одной оси, на разном расстоянии друг от друга. Трехмерное моделирование проводилось в пределах виртуальной площадки с размером грида 51 на 78 метров (3978 расчетных точек). Карта аномального магнитного поля (изодинам Δt_a) представлен на рис. 4. Двухмерное моделирование проводилось вдоль центрального профиля (рис. 5). Всего было рассмотрено четыре случая (модели), с разным расположением намагниченных штоков.

При моделировании использовались следующие предустановки: величина магнитного заряда принималась равной 1, глубина залегания труб (высота на которой находится магнитометр) — 2 метра. В первой модели трубы расположены встык друг к другу, без зазора. В следующих моделях (2, 3 и 4) трубы расположены на расстояниях 1, 2 и 5 метров соответственно (рис. 6).

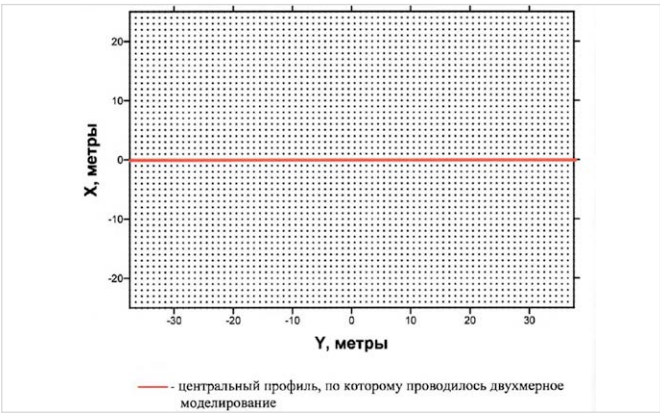


Рис. 5 — Модельная площадка с размером грида 51 на 78 метров (3978 расчетных точек)
Fig. 5 — Model plot with a grid size of 51 to 78 meters (3978 reference points)

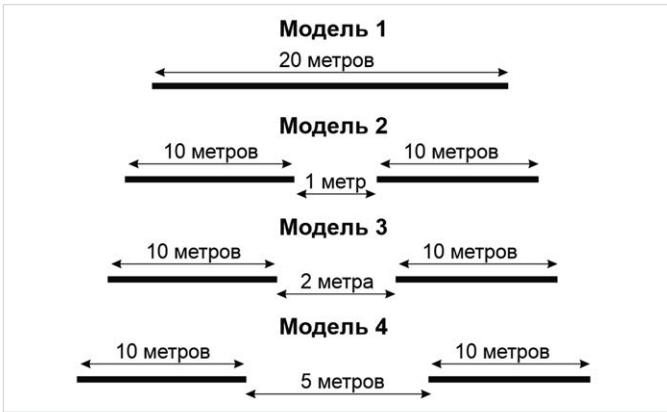


Рис. 6 — Модели, использованные для математических расчетов
Fig. 6 — Models used for mathematical calculations

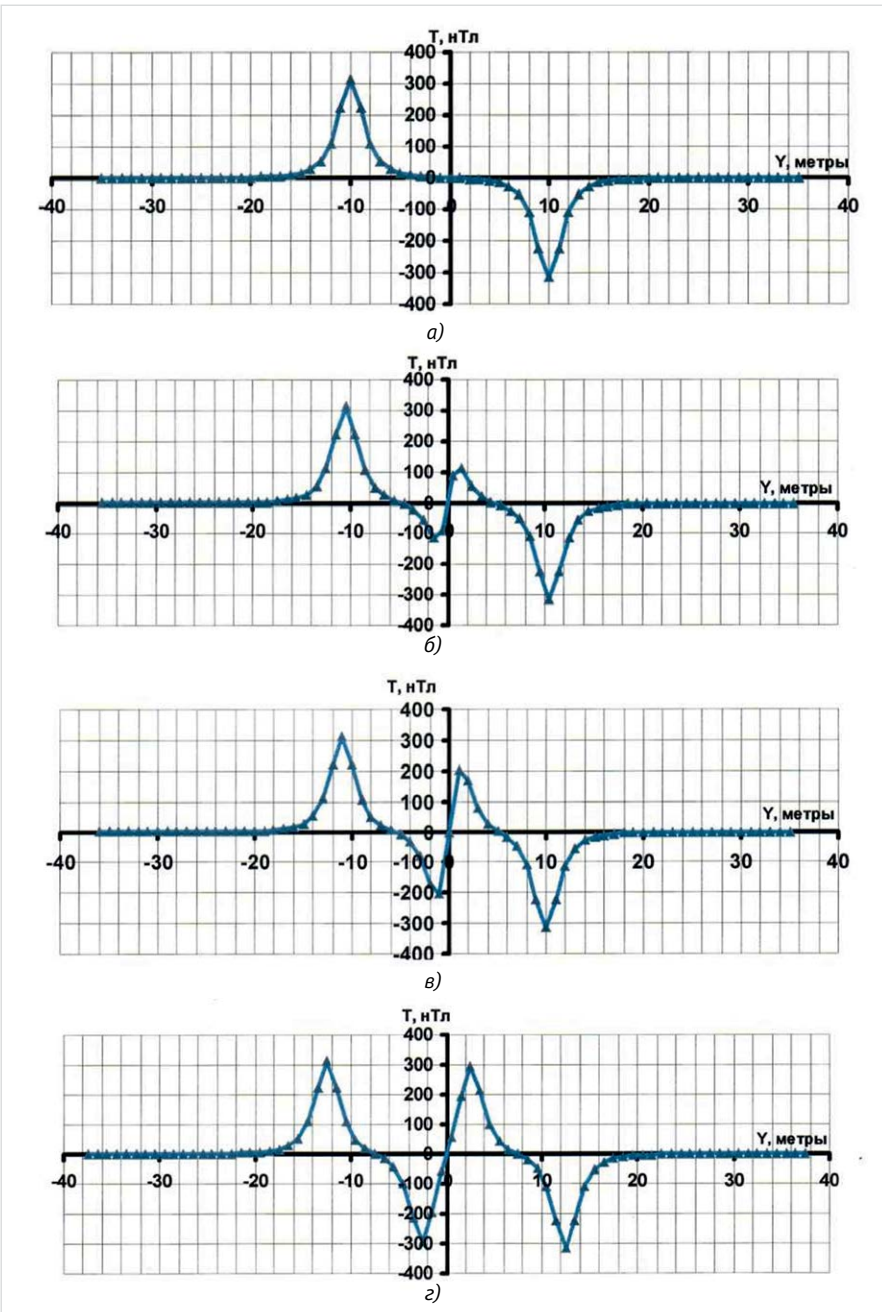


Рис. 7 — Результаты двухмерного моделирования по центральному профилю: а) модель 1, б) модель 2, в) модель 3, г) модель 4
Fig. 7 — The results of 2-D modeling along the central profile: a) model 1, b) model 2, c) model 3, d) model 4

Даже небольшие зазоры между трубами надежно фиксируются современными магнетометрами (рис. 7–9). На расстояниях равных и больших половины длины трубы взаимовлияние разнополярных источников практически равно нулю. При практических исследованиях необходимо обращать особое внимание на уровень помех и их искажающее влияние (особенно при небольших зазорах). Как видно на рис. 7, максимальное значение индукции магнитного поля составляет 320 нТл. С увеличением зазора магнитная индукция возрастает с 120 нТл (рис. 7, б) до 290 нТл (рис. 7, г). Такие же результаты получены и наглядно продемонстрированы на рис. 8 и 9.

На основе проведенных исследований и моделирования в отделе инноваций и экспертизы ООО УК «Шешмаойл» разработаны специальные муфты НКТ из диамагнитного материала «ДММ». Муфты «ДММ» устанавливаются в том участке, где наблюдается максимальное значение напряженности магнитного поля. С апреля 2011 г. началось внедрение муфт «ДММ», получены положительные результаты:

- на скв. 10037 наработка составила 8 лет без проведения ремонтов скважины, при этом при подъеме ГНО отложений АСПО не были обнаружены. До внедрения муфт «ДММ» наработка составляла около полгода. После внедрения муфт «ДММ» снизились максимальные нагрузки на головку балансира с 4,5 тн до 3 тн;
- на скв. 10044 и 10042 не зафиксировано АСПО на оборудовании при ремонте скважины, также зафиксировано снижение нагрузок на головку балансира, в среднем на 15–20%;
- на скв. 338 увеличение наработки составило 31%, при подъеме ГНО отложения АСПО были незначительными.

Изменения обводненности и состава АСПО после внедрения муфт «ДММ» приводят к выводу, что изменения параметров незначительные, по парафинам — в пределах 15%, по асфальтенам — 21% (таблица). На всех скважинах имелись отложения АСПО на оборудовании, причем на скважинах 10042 и 338 довольно значительные.

Итоги

Известно, что на отложения АСПО влияют ферромагнитные свойства ГНО, поэтому были проведены трехмерные и двухмерные

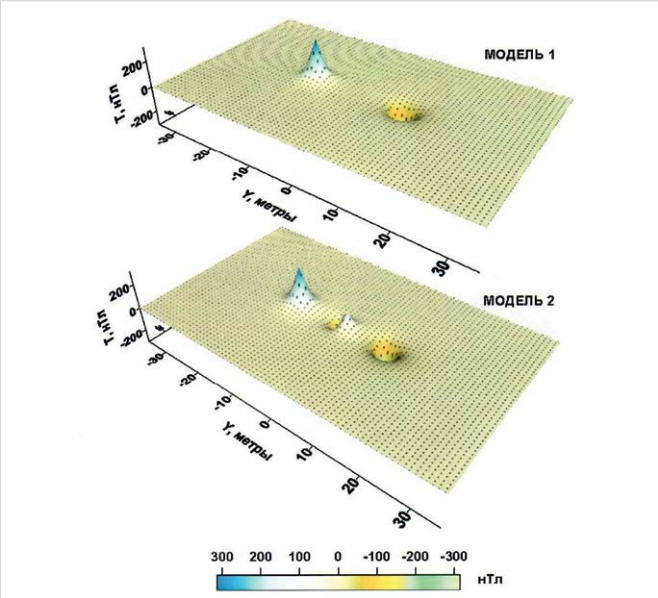


Рис. 8 — Результаты трехмерного моделирования модели 1 и 2
Fig. 8 — The results of 3-D modeling of the models 1 and 2

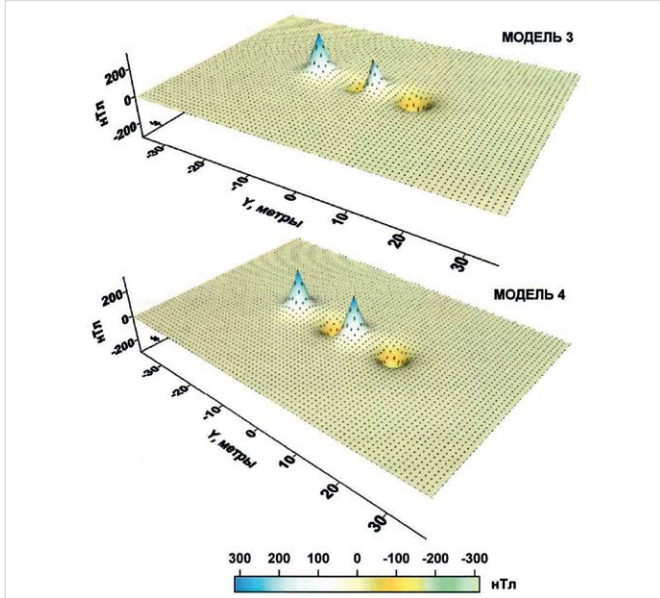


Рис. 9 — Результаты трехмерного моделирования модели 3 и 4
Fig. 9 — The results of 3-D modeling of the models 3 and 4

моделирования магнитного поля для системы двух труб малого диаметра расположенные вдоль одной оси, на разном расстоянии друг от друга. Значения напряженности магнитного поля показали, что между металлическими трубами необходимо установить специальные муфты НКТ, авторами был подобран диамагнитный материал «ДММ». Первые муфты «ДММ» были установлены в апреле 2011 г. Количество муфт в компоновке ГНО варьируется от 20 до 35 и зависит от глубины подвески насоса и природы образования АСПО в ГНО. Общее количество скважин, оборудованных муфтами «ДММ», составляет 4 скважины, на всех получены положительные результаты: увеличение межремонтного периода работы скважины и снижение максимальных нагрузок на головку балансира.

Выводы

1. На основе моделирования магнитного поля (магнитной индукции) над горизонтально расположенными намагниченными штоками (трубами малого диаметра) выявлено, что с увеличением зазора между трубами магнитная индукция возрастает с 120 нТл до 290 нТл.
2. Разработаны специальные муфты НКТ из диамагнитного материала «ДММ», преимуществом которых является отсутствие дополнительных затрат (электроэнергии, хим. реагентов, промывок и т.д.) и обслуживание рабочим персоналом нефтепромысла.
3. Внедрение муфт "ДММ" позволило снизить количество ремонтов скважин, связанных с отложениями АСПО на оборудовании. При подъеме ГНО в большинстве случаев АСПО обнаруженными не были.

Литература

1. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. М.: Недра, 1969. 192 с.
2. Люшин С.Ф., Рассказов В.А. и др. Борьба с отложениями парафина при добыче нефти. М.: Гостоптехиздат, 1961. 152 с.
3. Кострюков Г.В., Мазепа Б.А. Промысловые исследования процесса отложения парафина в фонтанных скважинах. Труды ТатНИИ, вып. 1. Бугульма, 1959. С. 207–213.
4. Кострюков Г.В. Исследование тепловых процессов в фонтанных скважинах Татарской АССР. Труды ТатНИИ, вып. 1, 1959, 185-206 с.
5. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. 653 с.
6. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. М.: Недра, 1970. 192 с.
7. Рогачев М.К., Стрижнев К.В. Борьба с отложениями при добыче нефти. М: Недра-Бизнесцентр, 2006. 295 с.
8. Mansoori Ali G. Remediation of asphaltene and other heavy organic deposites in oil wells and pipelines. Socar proceedings — NIPI “Neftegaz”, 2010, issue 4, pp. 12–23.

Таб. — Компонентный состав АСПО на скважинах с муфтами «ДММ»
Tab. — ARPD composition in wells with the DMM couplings

№ скважины	Дата внедрения муфт	Отложения АСПО до внедрения муфт, мм	Содержание, мас.%.									
			парафины		масла + смолы		асфальтены		вода		мех. примеси	
			До	После	До	После	До	После	До	После	До	После
10037	07.04.2011	2	1.92	1.8	39.83	30.74	3.2	3.4	55	64	0.05	0.06
10044	22.05.2016	4	0.5	0.7	3.17	0.42	1.3	1.8	95	97	0.03	0.08
10042	22.01.2017	30	1.3	1.5	0.26	0.5	1.4	0.9	97	97	0.04	0.1
338	20.08.2017	15	2.8	2.5	17.77	29.42	2.4	2	77	66	0.03	0.08

UDC 622.276.53

Simulation of a magnetic field to substantiate the development of special couplings preventing deposition of ARP substances in tubing string

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

Sheshmaoil Management Company LLC, Almetyevsk, Russian Federation

Abstract
Following the transition of most oilfields to the decline phase of development (mature oilfields) there are a growing number of problems related to oil well operation keep arising, particularly, formation of asphalt-resin-paraffin deposits (ARPD). The existing various solutions for the prevention of deposits of asphalt-resin-paraffin substances in downhole pumping equipment (DPE) do not make it possible to completely solve the problem, hence, the problem of ARPD removing is relevant. The ARPD problem in Sheshmaoil Management Company LLC exists on Uratminskoye oilfield, where the number of premature repairs reached 80%.

Materials and methods
In the first model, the pipes are located end-to-end, with no gap in between. In the following models the pipes are located at distances of 1, 2 and 5 meters, respectively. As the gap enlarges, the magnetic induction increases from 120 nT to 290 nT.

Keywords
asphalt-resin-paraffin deposits, premature repairs, ferromagnetic properties, magnetic field, magnetometer

Results
It is known that ARPD are influenced by the ferromagnetic properties of DPE; therefore, 3-D and 2-D magnetic field simulations were performed for a system of two small-diameter pipes located along the same axis at different distances from each other. The values of the magnetic field strength showed that special tubing couplings should be installed between the metal pipes, so the authors have selected the DMM diamagnetic material. The first DMM couplings were installed in April, 2011. The number of couplings in the DPE layout varies from 20 to 35 and depends on the pump installation depth and the nature of ARPD formation on the DPE. The total number of wells equipped with DMM couplings is 4, and positive results have been achieved on all of them: these are an increase in the oil well operation time between overhauls and reduction of maximum load on the pumpjack's horsehead.

Conclusions
1. Based on the modeling of the magnetic field (magnetic induction) above the horizontally arranged magnetized rods (small diameter pipes) it was revealed that with the increase of the gap between the pipes the magnetic induction increases from 120 nT to 290 nT.
2. Special tubing couplings made of diamagnetic material DMM have been designed, the advantage of which is the absence of additional costs (electricity, chemical agents, flushing, etc.) and maintenance by oilfield workers.
3. Introduction of DMM couplings enabled reduction of the number of well workovers associated with ARPD on equipment. No ARPDs were detected after lifting the deep pumping equipment in most cases.

References
1. Tronov V.P. M*ehanizm obrazovanija smoloparafinovyh otlozhenij i bor'ba s nimi* [Mechanism of resin-paraffin deposits formation and their control], Moscow: Nedra, 1969, 192 p.
2. Lyushin S.F., Rasskazov V.A. and oth. Bor'ba s otlozhenijami parafina pri dobyche nefti [Wax deposits control in oil production], Moscow: Gostoptekhizdat, 1961, 152 p.
3. Kostryukov G.V., Mazepa B.A. P*romyslovye issledovanija processa otlozhenija parafina v fontannyh skvazhinah* [Field studies of wax deposition process in flowing wells], Proceedings of TatNII, issue 1. Bugulma, 1959, pp. 207–213.
4. Kostryukov G.V. I*ssledovanie teplovyh processov v fontannyh skvazhinah Tatarskoj ASSR* [Study of thermal processes in flowing wells of Tatar ASSR], Proceedings of TatNII, issue 1, 1959, pp. 185-206 (in Russian)
5. Persiyantsev M.N. D*obycha nefti v oslozhnennyh uslovijah* [Oil production in complicated conditions]. Moscow: Nedra-Businesstsentr, 2000, 653 p.
6. Tronov V.P. M*ehanizm obrazovanija smolo-parafinovyh otlozhenij i bor'ba s nimi* [Mechanism of resin-paraffin deposits formation and their control], Moscow: Nedra, 1970, 192 p.
7. Rogachev M.K., Strizhnev K.V. B*or'ba s otlozhenijami pri dobyche nefti* [Paraffin contro lin oil production], Moscow: Nedra-Businesstsentr, 2006, 295 p.
8. Mansoori Ali G. Remediation of asphaltene and other heavy organic deposites in oil wells and pipelines. Socar proceedings — NIPI "Neftegaz", 2010, issue 4, pp. 12–23.

УДК 622.276

Повышение эффективности эксплуатации нефтепромыслового оборудования

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10061

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 производства и сокращения собственных 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 нефтепромыслового оборудования.
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. К таким проблемам следует относить: 1) не совершенность имеющихся конструкций клапанов для стравливания газов из затрубного пространства нефтедобывающих скважин по НКТ в устьевую арматуру, 2) отсутствие возможности проведения технологических исследований по замеру степени загруженности наземных приводов ШГН, оборудованных штанговращателем, 3) интенсивный износ сальниковых уплотнений по причине повреждения рабочей поверхности полированного штока.

Ключевые слова
клапан лифтовый, муфта НКТ, трубодержатель, привод ШГН, зажим, штанговращатель, траверса, канатная подвеска, устьевой шток, датчик нагрузок, винт штанговращателя

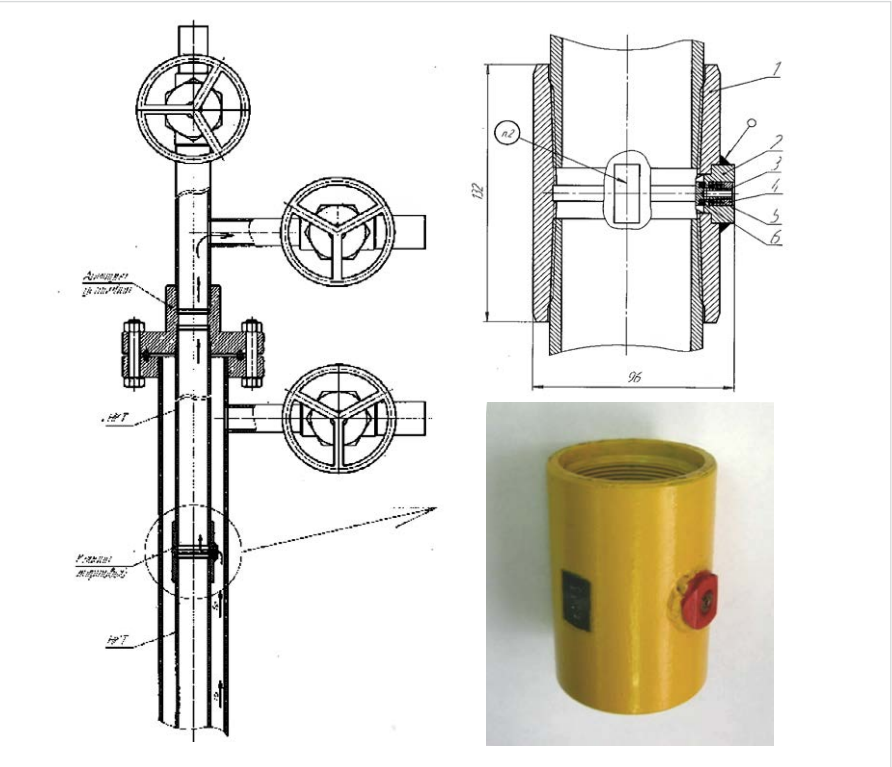


Рис. 1 — Лифтовый клапан и его расположение в скважине:
1 — муфта; 2 — корпус; 3 — золотник; 4 — гайка; 5 — пружина; 6 — прокладка уплотнительная
Fig. 1. Lift valve and its location in the well:
1 — coupling; 2 — case; 3 — spool; 4 — a nut; 5 — spring; 6 — sealing gasket

В процессе добычи нефти газ, выделяемый в скважине, отрицательно влияет на работу глубинных насосов как штанговых, так и электроцентробежных. С целью уменьшения поступления газа на прием глубинных насосов разработано множество устройств, располагаемых в колонне НКТ или в составе устьевой арматуры. Все эти клапаны и устройства имеют недостатки (сложны в изготовлении, дорогостоящие, малонадежные) что приводит к нарушению экологической обстановки, запарафиниванию НКТ, образованию эмульсии в скважине, засорению насоса. В НГДУ «Альметьевнефть» разработана усовершенствованная конструкция лифтового клапана для стравливания газа из затрубного пространства нефтедобывающих скважин по НКТ в устьевую арматуру [1, 2].

Клапаны лифтовые для стравливания газа разработаны на 2”; 2,5”; 3”, и располагаются в колонне НКТ под трубодержателем на глубине не более 30 метров от устья скважины. Все детали расположены в муфте НКТ. При превышении давления газа в затрубном пространстве скважины более 0, 1...0,2 МПа происходит срабатывание золотника (рис. 1 поз. 3), и газ стравливается в верхнюю часть колонны НКТ и далее в нефтепровод. Герметичность колонны НКТ и переток жидкости из полости НКТ в межтрубное пространство предотвращается за счет прижатия полиуретановой прокладки (рис. 1 поз. 6) к торцевому бурту корпуса (рис. 1 поз. 2) избыточным давлением в колонне НКТ.

Положительный эффект от их использования заключается в следующем:

1. Увеличение дебита скважины за счет обеспечения оптимальных значений динамического уровня и забойного давления;
2. Увеличение межремонтного периода скважин из-за отказов по причине запарафинивания НКТ и образования эмульсии;
3. Упрощение конструкции устьевой арматуры, не нужно оснащать перепускным клапаном;
4. Предотвращение отказов работы в зимнее время из-за примерзания клапана;
5. Отсутствие препятствий технологическим работам в скважине, т.к. рабочие элементы клапана расположены внутри корпуса муфты.

Анализ работы показал, что в процессе работы могут возникнуть случаи попадания посторонних предметов и различного рода мусора в рабочие органы клапана, что отрицательно сказывается на работе скважины в целом. С целью определения возможности дальнейшего использования клапана без разборки и замены его деталей разработан стенд диагностики бывших в эксплуатации клапанов (рис. 2). При этом не требуются

значительные физические усилия, и выполняется силами одного оператора.

Последовательность этапов контроля клапанов на стенде диагностики следующая:

1. Определение работоспособности клапана для стравливания газа, т.е. наличия хода золотника и возврат его в исходное положение под действием пружины, которое проверяется стержнем диаметром 2 мм, вставляемым в отверстие золотника.
2. Определение герметичности клапана и резьбы муфты производится установкой заглушек на муфту (лифтовый клапан), заливкой жидкости в полость муфты и созданием избыточного давления Рмакс=210 кг/см² силовым винтом, вмонтированным в одну из заглушек. Контроль над избыточным давлением ведется по показанию манометра. Контроль утечек ведется визуально. В случае не герметичности клапан отправляется в мастерскую на ремонт.

Внедрение лифтового клапана и стенда его диагностики, позволило обслуживающему персоналу безопасно обслуживать скважины, сохранить экологическую обстановку в регионе, экономить на сокращении ПРС, и исключении потерь нефти по данной причине.

Наименование разработки	Результат применения	Экономический эффект
Лифтовый клапан и стенд диагностики клапанов	Безопасное обслуживание скважин	Снижение ПРС и недоборов нефти 2074,6 тыс. руб.

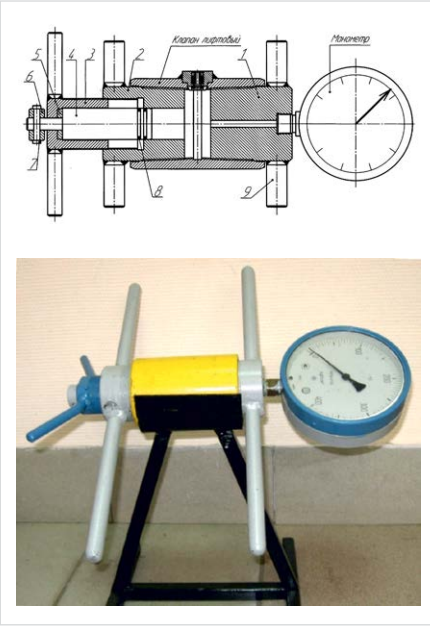


Рис. 2 — Стенд диагностики бывших в эксплуатации лифтовых клапанов:
1 — заглушка; 2 — корпус—цилиндр; 3 — силовой винт; 4 — поршень; 5 — кольцо опорное; 6 — кольцо верхнее; 7 — штифт; 8 — кольцо резиновое уплотнительное; 9 — рукоятка
Fig. 2 — Diagnostic stand for used lift valves:
1 — a stub; 2 — cylinder body; 3 — power screw; 4 — the piston; 5 — bearing ring; 6 — top ring; 7 — pin; 8 — rubber sealing ring; 9 — handle

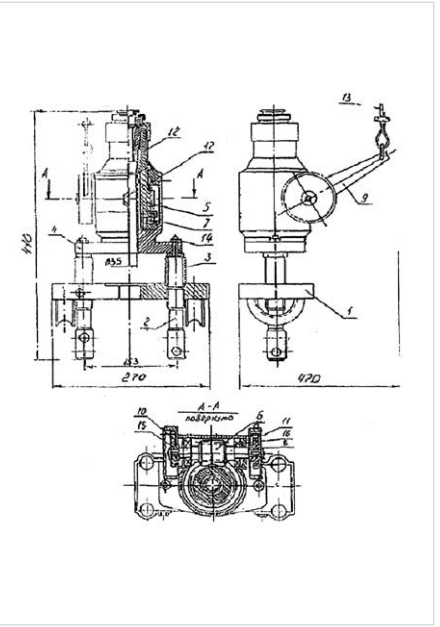


Рис. 3 — Штанговращатель ШВЛ—10В:
1 — траверса нижняя; 2 — винт грузовой; 3 — втулка распорная; 4 — корпус; 5 — колесо червячное; 6 — червяк; 7, 16 — подшипник; 8, 15 — храповик; 9 — рычаг; 10, 11 — собачка; 12 — блок сухарей; 13 — канат; 14 — гайка; 17 — пробка
Fig. 3. ShVL—10V rod rotator:
1 — lower beam; 2 — cargo screw; 3 — spacer sleeve; 4 — case; 5 — worm wheel; 6 — worm; 7,16 — bearing; 8, 15 — ratchet; 9 — lever; 10, 11 — dog; 12 — block crackers; 13 — rope; 14 — nut; 17 — cork

2) Далее предлагается подробнее остановиться на проблемах эксплуатации наземного нефтепромыслового оборудования. Подъем продукции из глубинных скважин осуществляется путем применения привода штанговых глубинных насосов. При эксплуатации приводов ШГН, оборудованных штанговращателем возникает проблема при установке межтраверсного датчика нагрузок из-за невозможности монтажа датчика. Так же при эксплуатации скважин ОРЭ (ШГН+ШГН) невозможно подвесить канат на траверсу штанговращателя из-за больших габаритов штанговращателя, вследствие чего происходит соударение траверс и их износ.

Штанговращателями оборудовано около 1700 скважин добывающего фонда УШГН. Скважин, оборудованных контроллерами «Lufkin» в НГДУ «Альметьевнефть», более 150, по компании «Татнефть» — более 1000 скважин. Внедрение контроллеров «Lufkin» позволило эффективно оптимизировать работу скважин и тем самым получить дополнительную добычу нефти. Контроллеры фирмы «Lufkin Automation» это совокупность датчиков, устанавливаемых на наземном оборудовании скважин. Один из датчиков, монтируемых на наземном оборудовании — это датчик нагрузок. Он монтируется на полированный шток между корпусом штанговращателя и траверсой и зажимается винтами.

Существующая конструкция траверсы канатной подвески – это траверса в сборе с храповым механизмом, который предназначен для периодического поворота колонны штанг в НКТ во время ее возвратно-поступательного движения, обеспечивающего очистку НКТ от парафина скребками. Включение штанговращателя в кинематическую схему станка-качалки обеспечивает:

- равномерный износ насосных штанг в искривленных скважинах, равномерный износ поршня насоса;
- предотвращает развенчивание насосных штанг во время работы, а, следовательно, и случаи обрывов;
- улучшение качества очистки внутренних поверхностей НКТ от парафина скребками центраторами.

Штанговращатель состоит из следующих составных частей: корпуса; червячного редуктора; нижней траверсы; блока зажимов (сухарей); грузовых винтов с распорными втулками; механизма поворота штанг [3, 4].

Данная конструкция штанговращателя имеет ряд существенных недостатков, выявленных в процессе его эксплуатации как на скважинах, оборудованных контроллером «Lufkin» так и на скважинах, не оборудованных этой системой. Так на скважинах оборудованных датчиком нагрузок «Lufkin» возникают затруднения при производстве монтажно-демонтажных работ датчика по причине прикипания резьбы грузовых винтов (рис. 3 поз. 2) штанговращателя к траверсе (рис. 3 поз. 1).

Еще одним из недостатков, выявленных на скважинах, оборудованных контроллером «Lufkin» является то, что при обрыве канатной подвески или аварии на СК, приведшей к полету колонны штанг, возможен выход из строя датчика нагрузок из-за удара траверсы штанговращателя об крышку СУСГ. Следующим недостатком конструкции является то, что в месте посадки штанговращателя на полированный шток возможен обрыв полированного штока. Для ликвидации данного обрыва необходимо привлекать бригаду ПРС. На скважинах, оснащенных системой ОРЭ (ШГН+ШГН) применение данной конструкции канатной подвески невозможно из-за ее больших габаритов. При возвратно-поступательном движении двух параллельных штоков будет происходить соударение траверс и как следствие подклинивание колонны штанг, обрыв канатной подвески, обрыв узла подвески каната на головке балансира и другие неисправности которые повлекут простой скважин.

Таким образом, существующие конструкции траверс канатных подвесок и штанговращателей имеют ограниченный диапазон применения из-за своих недостатков, выявленных в ходе длительной эксплуатации:

- большие габариты, металлоемкость, высокая цена;
- невозможность применения на скважинах ОРЭ (ШГН+ШГН) из-за больших габаритов;
- нарушение целостности рабочей поверхности полированного штока вследствие износа сухарями в месте посадки траверсы;
- обрыв полированного штока по телу в месте посадки траверсы канатной подвески;
- при обрыве канатной подвески или неисправности на СК приведшей к полету колонны штанг возможен выход из строя датчика нагрузок из-за удара траверсы штанговращателя об крышку СУСГ;
- неудобство монтажа межтраверсных датчиков;
- невозможность установки более одного межтраверсного датчика.

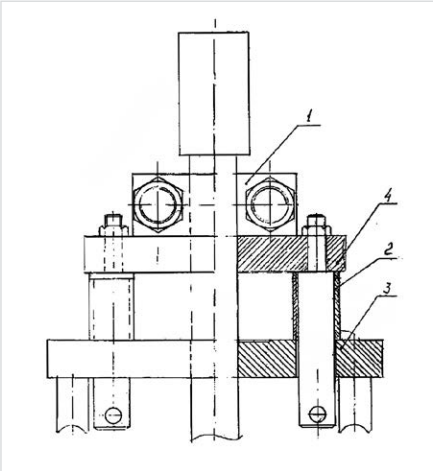


Рис. 4 — Траверса канатной подвески для вертикальных скважин:
1 — зажим устьевого штока; 2 — винт; 3 — нижняя направляющая траверсы; 4 — верхняя направляющая траверсы
Fig. 4 — Cable suspension traverse for vertical wells:
1 — clamp wellhead rod; 2 — screw; 3 — lower guide traverse; 4 — upper guide traverse

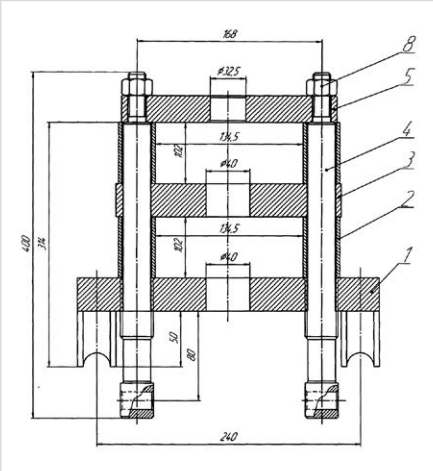


Рис. 5 — Траверса канатной подвески для установки 2—х датчиков нагрузки:
1 — нижняя направляющая; 2 — втулка; 3 — пром ежуточная направляющая; 4 — винт; 5 — верхняя направляющая; 8 — гайка
Fig. 5 — Traverse cable suspension for installation of 2 load sensors:
1 — lower guide; 2 — sleeve; 3 — prom daily guide; 4 — screw; 5 — upper guide; 8 — a nut

Рис. 6 — Конструкция зажима полированного штока с зубчатыми сухарями
Fig. 6 — Design of polished rod clamp with toothed crackers

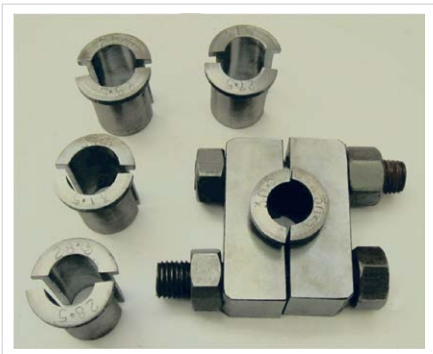


Рис. 7 — Зажим устьевого штока со вставками различных диаметров
Fig. 7 — Wellhead clamp with inserts of various diameters

Для решения данных проблем разработаны новые конструкции канатных подвесок, в которых исключены все вышеперечисленные риски. Новая конструкция траверсы канатной подвески для вертикальных скважин (рис. 4) состоит из зажима устьевого штока (поз. 1), винтов (поз. 2), нижней направляющей (поз. 3) и верхней направляющей траверсы (поз. 4).

Данная траверса применима на всех вертикальных скважинах, где отсутствует необходимость применения штанговращателя, а также на скважинах ОРЭ (ШГН+ШГН), где невозможно установить траверсы со штанговращателем из-за малого межосевого расстояния. Применение данной траверсы на вертикальных скважинах позволит отказаться от траверс с штанговращателем и тем самым существенно снизит стоимость оборудования и повысит его надежность.

Следующая конструкция траверсы канатной подвески (рис. 5) предусматривает установку двух межтраверсных датчиков. Такая необходимость возникла для проведения экспериментальных работ на 3-м блоке Березовской площади, где производятся работы по автоматизации и обустройству интеллектуального месторождения. Данная конструкция траверсы так же состоит из зажима устьевого штока, винтов (поз. 4), нижней (поз. 1) и верхней (поз. 5) направляющих, а также добавлена промежуточная направляющая (поз. 3), которая устанавливается между двумя датчиками. Данная конструкция предусматривает установку 2-х межтраверсных датчиков, но при необходимости можно установить и более, для этого необходима еще одна промежуточная направляющая и удлиненные винты.

Внедрение новых конструкций траверс канатной подвески невозможно без установки на полированный шток зажима. Зажим полированного штока устанавливается выше траверсы для удержания траверсы на полированном штоке. Имеющиеся конструкции зажимов (рис. 6) с зубчатыми сухарями приводят к повреждению рабочей поверхности полированного штока, что приводит к интенсивному износу сальников.

Конструкция зажима (рис. 7) полированного штока, имеющая между корпусами пластины с гладкой поверхностью, имеет недостаток — для обеспечения надежного сцепления жимка с полированным штоком за счет силы трения необходима большая рабочая площадь жимка и сжатие двух пластин не менее шестью винтами.

Ряд существенных недостатков конструкций данных зажимов:

1) Большие габариты и металлоемкость.
2) Нарушение рабочей поверхности полированного штока из-за необходимости применения сухарей с ребристой поверхностью.
3) Низкая грузоподъемность.
4) Неудобство монтажа, так как после

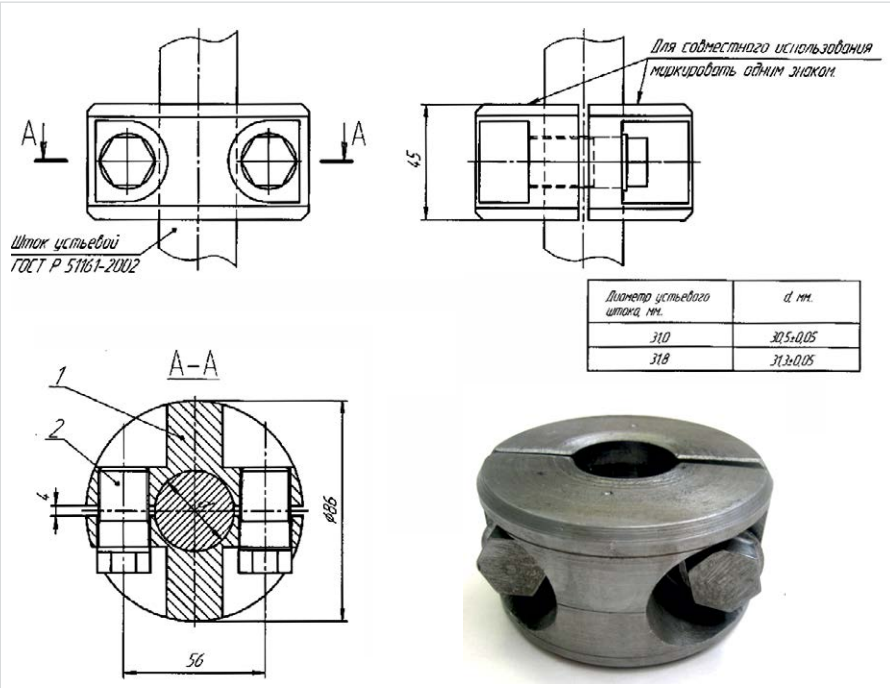


Рис. 8 — Зажим устьевого штока «Клещ»
Fig. 8 — Clamp Wellhead “Mite”

установки самого зажима необходимо вставить сухари или вставки.

5) Низкая надежность – происходит износ рабочей поверхности сухарей, вследствие чего снижается удерживающая способность зажима.
6) Не возможность применения на скважинах ОРЭ из-за больших габаритов. При установке данных зажимов они будут соударяться.

Для решения данных проблем разработана новая конструкция зажима устьевого «Клещ» (рис. 8).

Данный зажим состоит из 2-х частей, которые скрепляются между собой 2-мя болтами. В данном случае исключена необходимость применения вкладышей и сухарей, так как внутренний диаметр отверстия выполнен на 2-3 мм меньше чем диаметр устьевого штока. Данная конструкция зажима устьевого штока удерживает нагрузку 8 тонн, что подтверждено актами стендовых и промысловых испытаний. При необходимости удержания веса более 8 тонн необходимо установить два зажима. В этом случае удерживаемый вес будет более 15 тонн, что так же подтверждено испытаниями.

Зажим устьевой «Клещ» не повреждает рабочей поверхности полированного штока, имеет существенно меньшие размеры и удобен в монтаже.

Применение канатных подвесок и зажимов устьевого штока новых конструкций позволило сократить обрывы полированного штока, проведение ПРС для ликвидации обрывов, простой скважины по причине не работающих винтов штанговращателя, предотвратить выход из строя датчиков «Lufkin», а также обеспечить оптимальный режим работы скважин ОРЭ (ШГН+ШГН) оборудовав их межтраверсными датчиками.

Наименование разработки	Результат применения	Экономический эффект
Траверса канатной подвески и усовершенствованный зажим устьевого штока	Сокращение обрыва полированного штока; Снижение недоборов нефти; Предотвращение отказа контроллерного оборудования; Обеспечение оптимального режима эксплуатации скважин ОРЭ (ШГН+ШГН)	1385 тыс. руб.

Итоги

Достигнута оптимизация затрат при эксплуатации наземного нефтепромыслового оборудования.

Выводы

Реализация комплекса мероприятий по внедрению вышеперечисленных технических решений обеспечивает в целом повышение эффективности производственных процессов при эксплуатации добывающего фонда скважин, создание благоприятных и безопасных условий труда обслуживающему персоналу, сокращение издержек предприятия за счет снижения количества подземных ремонтов скважин, предотвращения отказа нефтепромыслового оборудования.

Литература

1. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Каштанов В.С. и др. Оборудование для добычи нефти и газа. М.: Нефть и газ, 2003. 792 с.
2. Молчанов А.Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа. М.: Альянс, 2010. 588 с.
3. Борисов Ю.С. Организация ремонта и технического обслуживания оборудования. М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004.
4. 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

Improving the efficiency of oilfield equipment

Author

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

Oil and Gas Production Department “Almetyevneft” PJSC “Tatneft”, Almetyevsk, Russian Federation

Abstract

PJSC “Tatneft” implements a program to optimize production and reduce its own costs. Reducing the cost of operating onshore oilfield equipment is one of the most important tasks in the framework of the designated program. This article discusses technical solutions aimed at optimizing production processes in the field of exploitation of oilfield equipment. 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. Such problems should include:
1) the imperfection of the existing valve designs for bleeding gases from the annular space of oil wells through tubing to the wellhead fittings, 2) the lack of the possibility of technological studies to measure the degree of congestion of SHGN ground drives equipped with a rotator, 3) intensive wear of stuffing boxes due to damage to the working surface polished stock.

Keywords

elevator valve, tubing coupling, pipe holder, ShGN actuator, clamp, stemmer, traverse, rope suspension, wellhead rod, load sensor, rod rotator screwr

Results

Cost optimization in the operation of onshore oilfield equipment has been achieved.

Conclusions

The implementation of a set of measures for the implementation of the above technical solutions provides, on the whole, an increase in the efficiency of production processes during the operation of the producing well stock, creation of favorable and safe working conditions for service personnel, reduction of enterprise costs by reducing the number of underground well repairs, and prevention of oilfield equipment failure.

References

1. 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.
2. 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.
3. Borisov Yu.S. O*rganizatsiya remonta i tekhnicheskogo obsluzhivaniya oborudovaniya* [Organization of repair and maintenance of equipment]. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2004.
4. 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.

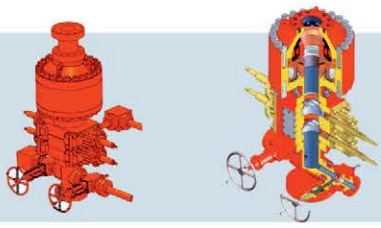
GRANDHOLDING
ПРОМЫШЛЕННОЕ СНАБЖЕНИЕ

+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

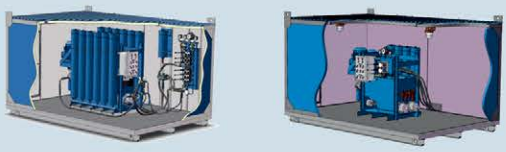
Кольцевые вращающиеся превенторы



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

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 665.62

Анализ применения роторно-дисковых аппаратов в процессах переработки вторичных нефтепродуктов

DOI:10.24411/2076-6785-2019-10064

Д.Е. Суханов
к.т.н., доцент[1]
mahp@dfngtu.nnov.ru

А.В. Степыкин
к.т.н., доцент[1]
mahp@dfngtu.nnov.ru

А.Е. Кузнецов
преподаватель[1]
mahp@dfngtu.nnov.ru

В.М. Ульянов
д.т.н., профессор[1]
mahp@dfngtu.nnov.ru

В.А. Диков
к.т.н., заведующий кафедрой ТОТС[1]
mahp@dfngtu.nnov.ru

А.С. Новоселов
младший научный сотрудник[2]
a.novoselov@orgkhim.com

Е.С. Котлова
к.х.н., научный сотрудник[2]
e.kotlova@orgkhim.com

А.А. Щепалов
к.х.н., руководитель блока по развитию нефтехимии дирекции по развитию и маркетингу[3]
a.shchepalov@orgkhim.com

[1]ДПИ НГТУ, Дзержинск, Россия

[2]НИИ Химии Нижегородского государственного университета, Нижний Новгород, Россия

[3]Управляющая компания «Биохимического холдинга «Оргхим», АО, Нижний Новгород, Россия

Изложены особенности расчета и подбора оборудования для стадии очистки производства неканцерогенных масел пластификаторов для шин, каучуков и пластиков. В результате проработки методики очистки, было выявлено, что проводить регенерацию масла по традиционным схемам в условиях наличия твердой фазы, диспергированной в жидкую, неэффективно. В связи с этим, в схему очистки был добавлен аппарат роторно-дискового типа. Показано, что процесс лимитирует кинетическая область, таким образом, решающим фактором будет время задержки частиц в секциях аппарата.

Переработка отходов производств и использование вторичных источников сырья является одним из ключевых направлений развития мировой промышленности. В данном направлении развиваются технологии, как в России, так и в Европейском Союзе, США, и многих других странах. Ключевым источником топлива и сырья является нефть и нефтепродукты [1]. Нефтеперерабатывающие производства всего мира имеют достаточно большое количество отходов, которое возможно переработать, в той или иной степени. Данное направление является актуальным и перспективным для исследований и производства.

При работе над проектом «Создание высокотехнологического производства неканцерогенных масел пластификаторов для шин, каучуков и пластиков на основе инновационной технологии переработки отходов нефтяной промышленности» (Договор № 02.G25.31.0165, этап № 3, п.3.1.5.1 «Разработка лабораторного технологического регламента метода очистки парафинового компонента с целью получения светлых масел-пластификаторов»), разработана технология получения светлых масел для пластических полимерных материалов марки АЛЬБУС WO150, АЛЬБУС WO-650. Данная технология построена на использовании отходов нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств [2, 3] в качестве сырья.

Одной из стадий очистки масел от ароматических соединений является адсорбция масел комплексом на основе хлористого алюминия (далее комплексом). При этом десорбция сопровождается химической реакцией комплекса с ароматическими соединениями в масле. В результате такого взаимодействия образуются сложные органические соединения, которые после разделения отправляются на переработку.

Проводились исследования по очистке масел методами однократного взаимодействия в емкостном аппарате, а также многократное периодическое взаимодействие компонентов. Все это не позволило достичь стабильных и приемлемых результатов по конечному содержанию ароматических соединений в продукте. Кроме этого реализация указанных методов является довольно трудоемкой задачей.

В связи с физическими свойствами твердого компонента (рыхлые мелкие частицы) наиболее перспективным видом оборудования может стать класс аппаратов с движущимся слоем твердого материала. Одним из таких аппаратов может стать роторно-дисковый аппарат, применяемый, как правило, при экстракции.

Данный аппарат обладает возможностью оптимизировать время пребывания частиц адсорбента в нем [4, 5]. До проведения экспериментальных исследований по извлечению целевых компонентов из масел в роторно-дисковом аппарате, получены предварительные результаты по моделированию гидродинамики течения потоков жидкости во внутренней полости устройства. Это позволило рассчитать первоначальные габариты лабораторного оборудования и выбрать режимные параметры для экспериментального исследования процесса очистки масел.

С учетом полученных данных, изготовлены роторно-дисковые аппараты, внутренними диаметрами 45 и 100 мм и частотой вращения диска от 50 до 300 об/мин. Расстояние между неподвижными тарелками соответствует их радиусу (рис. 1).

Камеры аппаратов выполнены из стекла, вал, приводящий в движение внутренние устройства, расположен вертикально. На вал установлены блоки из вращающихся дисков, а неподвижные диски связаны с корпусом.

а) *б)*

Рис. 1 — Лабораторные аппараты, внутренним диаметром 45 (а) и 100 мм (б)
Fig. 1 — Laboratory devices with an inner diameter of 45(a) and 100 mm(b)

Предложены зависимости и методика для теоретического и экспериментального анализа показателей работы аппарата. В результате проведенных исследований также были получены рекомендации, которые можно применить при эксплуатации и разработке технологического адсорбционного оборудования.

Материалы и методы

При проведении математического моделирования применялся численный метод (моделировании гидродинамических особенностей течения сред). Кроме этого проводились лабораторные испытания с целью очистки масел на аппарате роторно-дискового типа. При этом была разработана и смонтирована лабораторная установка, включающая соответствующий аппарат и устройства подачи.

Ключевые слова

роторно-дисковый, экстракция, адсорбция, светлые масла, очистка, контактор, гидродинамика, массообмен, извлечение

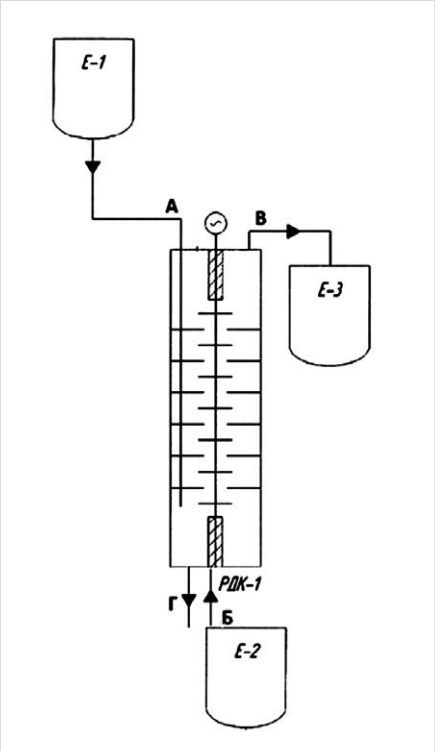


Рис. 2 — Схема очистки масла от ароматических соединений: РДК1 — роторно-дисковый аппарат; Е1,2,3 — емкости с очищающим комплексом на основе хлористого алюминия; базовым маслом; с очищенным маслом; А, Г — потоки комплекса — чистого и на регенерацию; Б, В — потоки масла, загрязненного и очищенного

Fig. 2 — Scheme of oil purification from aromatic compounds

Блок дисков установлен между шпильками, закрепленными в соответствующих решетках. Вал через сальниковое уплотнение выводится и подключается к электроприводу.

Принципиальная схема установки для непрерывной очистки масла приведена на рис. 2

Аппарат работает следующим образом: в качестве основного адсорбента подается специальный четырехкомпонентный комплекс в верхнюю часть аппарата. Исходное масло подается в нижний штуцер и выводится из верхней части аппарата.

Согласно [6], существует ряд проблем теоретической оценки показателей работы аппарата, таких как относительные скорости течения фаз, время пребывания компонентов, коэффициент массопередачи. При этом для их определения используют, как численные методы моделирования [4], так и эмпирические зависимости. При текущем уровне развития техники достоверных универсальных расчетных алгоритмов, позволяющих произвести расчет роторно-дисковых аппаратов не найдено [5]. Это связано с тем, что такой аппарат с роторно-дисковыми контактными секциями имеет сложную структуру потоков. При процессах массопереноса в присутствии твердой фазы моделирование особенностей протекающих процессов адсорбции и гидродинамики движения фаз серьезно усложняется.

Для описания движения жидкости и твердых частиц в аппарате используют разные подходы. Наиболее полная модель отражена в работе [7], однако эта модель достаточно сложна и на практике применяют эмпирический подход к расчету скорости обтекания частиц потоком жидкости, движущейся в центробежном поле из-за перемешивающего устройства [6]:

$$u_{\text{обт}} = \sqrt{\frac{\pi \Delta\rho \cdot u_{\text{М}}^2 d_{\text{Э}}}{6\xi \cdot \rho d_{\text{М}}}}, \qquad (1)$$

где — разность плотности фаз в аппарате, кг/м³; — скорость, которую принимают по движущимся поверхностям, м/с; ξ — значение коэффициента сопротивления; dэ — эквивалентный диаметр частиц, м; dм — диаметр мешалки, м; ρ — плотность жидкости.

Проанализировав работу лабораторного аппарата, был сделан вывод, что можно сделать допущение и не учитывать прямое влияние вращающихся тарелок, так как скорость их вращения мала. Данный вариант движения рассматривает самый негативный случай, когда капли не задерживаются в полости аппарата вращающимися тарелками, что соответствует минимальному времени пребывания поглотителя в нем. Кроме этого, ввиду малой скорости движения самих потоков жидкости (менее 0,01 м/с), принимаем, что частицы заключены в капли, которые гравитационно осаждаются в медленно движущемся вверх потоке масла. Путем ввода коэффициента, учитывающего задержку при движении капель, можно определить фиктивную скорость движения адсорбента, отнесенную ко всему сечению аппарата через критерий Рейнольса, а также время пребывания частиц в аппарате.

$$V = \frac{Re \cdot v}{\rho \cdot d_{\text{Э}}} \varphi'', \qquad (2)$$

где φ'' — коэффициент, учитывающий задержку из-за работы тарелок; $d_{\text{э}}$ — средний расчетный диметр одной частицы, м; ρ, v — плотность (кг/м³) и вязкость (Па·с) жидкости; Re — критерий Рейнольдса для жидкости. Критерий Рейнольдса определяется в зависимости от критерия Архимеда, например, по формуле В.М. Ульянова [8]:

$$Re = \frac{\sqrt{367 + k_{\text{ф}} Ar \varepsilon^{4.75}} - \sqrt{367}}{0.588 k_{\text{ф}}}, \qquad (3)$$

где k_{ϕ} — коэффициент, учитывающий форму частиц Ar — критерий Архимеда, определяется согласно [8].

Для оценки качества работы контактора были проведены исследования по очистке масел при разных частотах вращения тарелок. В результате получены следующие экспериментальные данные (приведены в таблице). Нижняя граница частоты вращения двигателя — 150 об/мин. Это обусловлено отсутствием (при более низких частотах вращения) влияния на скорость потока вращающихся тарелок.

Основными показателями контроля, согласно таблице, являются качественные характеристики (физические свойства, коэффициент преломления, цвет), а также количественные – содержание сернистых соединений и ароматических фракций. Изменения показателей прослеживаются слабо в зависимости от частоты вращения и отклоняются в пределах 10 %.

Весь процесс извлечения ароматических соединений можно представить, как совокупность двух стадий — диффузионной и кинетической. Диффузионная стадия включает в себя перенос вещества от масла к поверхности капель, в каплях и у поверхности частиц. Скорость процесса при этом определяется внешней турбулизацией потока масла. Кинетическая стадия включает поверхностное химическое взаимодействие комплекса с ароматическими соединениями.

Полученные результаты говорят о том, что гидродинамическая обстановка в аппарате не влияет существенно на протекание

Таблица — Влияние скорости вращения ротора РДК на свойства масла
Table — The influence of the rotor speed of the RDK rotor on the properties of oil

пп	Наименование показателя	150 об/мин	200 об/мин	300 об/мин
1	Цвет по шкале Сейболт	+28	+30	+26
2	Вязкость кинематическая при 40ºС, м2/с	14,6	14,5	14,8
3	Коэффициент преломления при 20ºС	1,4718	1,4715	1,4724
4	Плотность при 15ºС	0,866	0,867	0,871
5	Содержание сернистых соед., %	Отсутствие	Отсутствие	0,002
6	Типы углеводорода, %			
	- ароматические	6,7	6,5	6,9
	- парафино-нафтеновые	83,3	83,5	83,1

процесса очистки. Это связано с тем, что при взаимодействии комплекса и ароматических соединений протекает медленная химическая реакция, а сам процесс очистки проходит в кинетической области.

В связи с вышесказанным, использование зависимости, рассмотренной в [8], является оправданным при расчете данной системы. Это связано с тем, что при медленном движении фаз систему можно представить (с допущением) в виде осаждающихся капель поглотителя, включающих твердую фазу. Время пребывания частиц определяется по их задержке в объеме аппарата при заданной частоте вращения тарелок. Время пребывания определяется экспериментально по кривым отклика, аналогично [9, 10] или получаемому объему фильтрата твердых частиц.

Также при работе аппарата была установлена проблема существенной зависимости времени пребывания частиц в аппарате от качества поверхности тарелок. В результате появления коррозии, разрушения нанесенного на элементы покрытия (отсутствие гладкости) время пребывания существенно возрастает, и частицы начинают циркулировать длительное время в аппарате.

Таким образом, в результате проведенных исследований, предлагается применение зависимости (3) при расчете требуемой высоты аппарата. В результате анализа взаимодействия компонентов было установлено, что значительную роль играет внутренняя структура потоков аппарата, с точки зрения времени пребывания веществ в нем. Регулировать время пребывания частиц комплекса в объеме аппарата позволяют вращающиеся и неподвижные тарелки. Все это обеспечивает обновление поверхностей компонентов для протекания процесса извлечения и исключает неполноценную работу внутренних полостей аппарата. Лимитирующая стадия процесса при этом — кинетическая. Исходя из приведенных исследований частота вращения тарелок не должна превышать 200 об/мин для лабораторного оборудования.

Для полного представления о структуре потоков в аппарате потребуется их дальнейшее изучение с использованием ЭВМ [4] или с использованием интегральных характеристик потока [9, 10].

Итоги

В результате анализа взаимодействия компонентов было установлено, что значительную роль играет внутренняя структура потоков аппарата, с точки зрения времени пребывания веществ в нем. Регулировать время пребывания частиц комплекса в объеме аппарата позволяют вращающиеся и неподвижные тарелки. Все это обеспечивает обновление поверхностей компонентов для протекания процесса извлечения и исключает неполноценную работу внутренних полостей аппарата. Лимитирующая стадия процесса при этом – кинетическая. Исходя из приведенных исследований частота вращения тарелок не должна превышать 200 об/мин для лабораторного оборудования.

Выводы

В результате выполненной работы:

1.Установлено, что аппарат роторно-дискового типа позволяет корректировать время пребывания частиц в аппарате, тем самым производить регулировку параметров процесса.

2.Выбрана методика расчета аппарата, проведен анализ его работы

3.Установлены особенности протекания процесса массопереноса (кинетическая область)

Работа выполнена при финансовой поддержке Минобрнауки РФ, договор 02.G25.31.0165 от 01 декабря 2015 г. «Создание высокотехнологичного производства неканцерогенных масел-пластификаторов для шин, каучуков и пластиков на основе инновационной технологии глубокой переработки отходов нефтяной промышленности».

Литература

1. Горлов Е.Г., Шумовский А.В., Ясьян Ю.П. и др. Исследование процесса газификации смесей нефтяного и растительного сырья // Химия и технология топлив и масел. 2018. №5. С. 3–6.
2. Sàncheznogué V., Kruger J.S., Singer C.A. and oth. Integrated diesel production from lignocellulosic sugars: via oleaginous yeast. Green Chemistry, 2018, v. 20, issue 18, pp. 4349–4365.
3. Сосна М.Х., Голубева И.А., Кононенко А.А., Зайченко В.А. и др. Перспективы создания производства базовых масел на основе технологии в России // Химия и технология топлив и масел. 2018. №6. С. 52–56.
4. Щепалов А.А., Суханов Д.Е., Степыкин А.В. и др. Перспективы применения роторно-дисковых аппаратов для гетерогенных экстракционных процессов в нефтехимических и нефтеперерабатывающих производствах. Тамбов: Вестник ТГТУ. 2018. Т. 24. № 4. С. 642–651.
5. Камалиев Т.С. Кинетика массопереноса и эффективность смесительно-отстойных и тарельчатых аппаратов в процессах жидкостной экстракции. Казань, 2014. 198 с.
6. Лаптев А.Г. Модели переноса и эффективность жидкостной экстракции. Казань: КГЭУ, 2005. 229 с.
7. Grace J.R., Wairegi T., Nguyen T.H. Shapes and Velocitiens, of Single Drops and Bubbles Moving Freely Through Immiscible Liquids // Trans. Inst. Chem. Eng, 1976, vol. 54, issue 3, pp. 167–173.
8. Ульянов В.М., Сидягин А.А., Диков В.А. Технологические расчеты машин и аппаратов химических и нефтеперерабатывающих производств. Примеры и задачи. Нижний Новгород: НГТУ, 2015. 633 с.
9. Кафаров В.В., Глебов М.Б. Моделирование основных процессов химических производств. М.: Высшая школа, 1991. 400 с.
10. Голованчиков А.Б., Дулькина Н.А. Моделирование структуры потоков в химических реакторах. Волгоград: ВолгГТУ, 2009. 240 с.

UDC 665.62

The analysis of use of rotary-disk devices in the processing of secondary petroleum products

Authors
Dmitry E. Suhanov — Ph.D., docent[1]; mahp@dfngtu.nnov.ru
Anton V. Stepykin — Ph.D., docent[1]; mahp@dfngtu.nnov.ru
Alexander E. Kuznetsov — lecturer[1]; mahp@dfngtu.nnov.ru
Vladimir M. Ulyanov — Sc.D., professor[1]; mahp@dfngtu.nnov.ru
Vadim A. Dikov — Ph.D., head of department TETS[1]; mahp@dfngtu.nnov.ru
Artem S. Novoselov — junior researcher[2]; a.novoselov@orgkhim.com
Elena S. Kotlova — Ph.D., researcher[2]; e.kotlova@orgkhim.com
Alexander A. Shepalov — Ph.D.,head of petrochemical development unit, development and marketing directorate[3]; a.shchepalov@orgkhim.com

[1]NSTU them. R.E. Alekseeva Dzerzhinsky Polytechnic Institute (branch), Dzerzhinsk, Russian Federation
[2]Research Institute of Chemistry of Nizhny Novgorod state University, Nizhny Novgorod, Russian Federation
[3]Management company of "Biochemical holding "ORGKHIM", JSC, Nizhny Novgorod, Russian Federation

Abstract

Features of calculation and selection of the equipment for a stage of cleaning for production of non-carcinogenic oils of plasticizers for tires, rubbers and plastics are stated. As a result of the study of the purification technique, it was found that it is inefficient to regenerate the oil according to traditional schemes in the presence of a solid phase dispersed into a liquid. In this regard, a rotary-disk type device was added to the cleaning scheme. It is shown that the process limits the kinetic region, so the delay time of particles in the sections of the apparatus will be the decisive factor. The dependences and methods for theoretical and experimental analysis of the performance of the device are proposed. As a result of the research, recommendations were also obtained that can be applied in the operation and development of technological adsorption equipment.

Materials and methods

The numerical method (modeling of hydrodynamic features of media flow) was used for mathematical modeling. In addition, laboratory tests were carried out for the purpose of cleaning oils on a rotary-disk type apparatus. At the same time the laboratory installation

including the corresponding device and devices of giving was developed and mounted.

Keywords
rotary disk, extraction, adsorption, light oils, purification, contactor, mixing cells, hydrodynamics, mass transfer, mass exchange

Results
As a result of the analysis of the interaction of the components, it was found that a significant role is played by the internal structure of the flows of the apparatus, in terms of the residence time of substances in it. Rotating and stationary plates allow to regulate the residence time of the complex particles in the volume of the apparatus. All this ensures that the surfaces of the components are updated for the extraction process and eliminates defective operation of the internal cavities of the device. The limiting stage of the process is kinetic. Based on these studies, the rotation speed of the plates should not exceed 200 rpm for laboratory equipment.

Conclusions
As a result of this work performed:
1.It is established that the rotary-disk type apparatus allows to adjust the residence time of technological environments in the apparatus. It allows adjusting the process parameters.
2.The method of calculation of the apparatus is chosen. The analysis of its work is carried out
3.The peculiarities of the interactions process, namely, that it occurs in the kinetic region, are established.

References
1. Gorlov E.G., Shumovskiy A.V., Yas'yan Yu.P. and oth. Issledovanie protsessa gazifikatsii smesey neftyanogo i rastitel'nogo syr'ya [Study of the process of gasification of blends of petroleum and vegetable raw materials]. Chemistry and Technology of Fuels and Oils, 2018, issue 5, pp. 3–6.
2. Sàncheznogué V., Kruger J.S., Singer C.A. and oth. Integrated diesel production from lignocellulosic sugars: via oleaginous yeast. Green Chemistry, 2018, v. 20, issue 18, pp. 4349–4365.
3. Sosna M.Kh., Golubeva I.A., Kononenko A.A., Zaychenko V.A. and oth. Perspektivy sozdaniya proizvodstva bazovykh masel na osnove tekhnologii v Rossii [Prospects of creation of production of base oils on the basis of technology in Russia]. Chemistry and technology of fuels and oils, 2018, issue 6, pp. 52–56.
4. Shchepalov A.A., Sukhanov D.E., Stepykin A.V. and oth. Perspektivy primeneniya rotorno-diskovykh apparatov dlya geterogennykh ekstraktsionnykh protsessov v neftekhimicheskikh i neftepererabatyvayushchikh proizvodstvakh [Prospects of application of the rotary-disk apparatus for heterogeneous extraction processes in the petrochemical and oil processing productions]. Tambov: TSTU Herald, 2018, vol. 24, issue 4, pp. 642–651.
5. Kamaliev T.S. K*inetika massoperenosa i effektivnost' smesitel'no-otstoynykh i tarel'chatykh apparatov v protsessakh zhidkostnoy ekstraktsii* [Kinetics of mass transfer and efficiency of mixing-settling and Poppet apparatus in liquid extraction processes]. Kazan, 2014, 198 p.
6. Laptev A.G. M*odeli perenosa i effektivnost' zhidkostnoy ekstraktsii* [Models of transfer and efficiency of liquid extraction]. Kazan: KSEU, 2005, 229 p.
7. Grace J.R., Wairegi T., Nguyen T.H. Shapes and Velocitiens, of Single Drops and Bubbles Moving Freely Through Immiscible Liquids // Trans. Inst. Chem. Eng, 1976, vol. 54, issue 3, pp. 167–173.
8. Ul'yanov V.M., Sidyagin A.A., Dikov V.A. T*ekhnologicheskie raschety mashin i apparatov khimicheskikh i neftepererabatyvayushchikh proizvodstv. Primery i zadachi* [Technological calculations of machines and apparatus of chemical and oil refining industries. Examples and problems]. Nizhny Novgorod: NSTU, 2015, 633 p.
9. Kafarov V.V., Glebov M.B. M*odelirovanie osnovnykh protsessov khimicheskikh proizvodstv* [Modeling of basic processes of chemical production]. Moscow: Higher School, 1991, 400 p.
10. Golovanchikov A.B., Dul'kina N.A. M*odelirovanie struktury potokov v khimicheskikh reaktorakh* [Modeling of flow structure in chemical reactors: monograph]. Volgograd: VSTU, 2009, 240 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 65.011.56

Проблема определения места утечки на многониточном магистральном газопроводе штатными средствами линейной телемеханики

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10065

С.В. Евсеев
начальник научно-исследовательского отдела программно-технических комплексов и систем управления объектами ТЭК
telemeh@niiis.nnov.ru

Филиал ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ» — «Научно исследовательский институт измерительных систем им. Ю.Е. Седакова», Нижний Новгород, Россия

Целью данной работы является определение основных причин, вызывающих сложность выявления места утечки из многониточного магистрального газопровода сменным диспетчерским персоналом на основе информации, поступающей от системы линейной телемеханики. Проведен анализ действий диспетчера при ликвидации реальной аварии с полным разрывом газопровода. В результате анализа показаны основные недостатки существующих систем телемеханики и даны пути решения обозначенных проблем. Важным аспектом, раскрытым в работе, является необходимость применения системного подхода к информации, зафиксированной системой линейной телемеханики и создание дополнительных методов и алгоритмов автоматизированной обработки этой информации с целью определения момента и места возникшей утечки без применения специализированных датчиков.

Материалы и методы
В работе рассматриваются действия диспетчерской службы при ликвидации нештатной ситуации и дается анализ недостатков систем телемеханики

Ключевые слова
телемеханика, система обнаружения утечек, ликвидация аварии

Введение

В результате старения, коррозии и иных причин на магистральных газопроводах (далее — МГ) случаются аварии, которые имеют тяжелые последствия для промышленного персонала, населения и окружающей среды. Помимо экологических последствий, такие аварии наносят предприятиям ощутимый экономический ущерб. Поскольку аварийные события на многониточном МГ (далее —ММГ) возникают достаточно редко, то вследствие отсутствия опыта, диспетчерская служба (далее — ДС) линейно-производственных управлений (далее — ЛПУ) МГ не всегда может быстро и адекватно оценить ситуацию и принять действия по ее локализации. Неверные действия ДС при локализации нештатных событий (далее — НС) путем управления газовыми потоками с использованием систем автоматики и линейной телемеханики (далее — СЛТМ) могут привести к еще более значительным экологическим и финансовым потерям. Единственным инструментом ДС в части контроля за линейной частью (далее — ЛЧ) МГ является СЛТМ, обеспечивающая контроль за параметрами давления газа и состоянием запорной арматуры (кранов). Однако СЛТМ обеспечивает ДС только информацией о срабатывании аварийных и предупредительных уставок по датчикам давления и температуры газа и изменениями состояния кранов, что является недостаточным в условиях возникновения НС на ММГ.

Сложившаяся в настоящий момент практика организации рабочего времени ДС ЛПУ МГ, не позволяет сменному диспетчеру постоянно и полноценно контролировать параметры газодинамического режима работы МГ, находящегося в зоне его ответственности. В силу ряда причин, данные СЛТМ в момент возникновения НС могут быть либо неверно истолкованы, либо проигнорированы персоналом и, как следствие, приводят к неверным действиям при дальнейшей ликвидации НС. Одной из наиболее сложных нештатных ситуаций на ММГ является возникновение утечки газа в атмосферу, вплоть до полного разрыва трубопровода.

Различными производителями АСУ ТП разработаны специализированные системы обнаружения утечек [1]. Сложность применения таких систем состоит в том, что для их внедрения требуется разработка отдельного проекта, проведение строительно-монтажных работ, организация каналов связи, оснащение специализированными датчиками, обучение персонала, организация закупки запасных частей и принадлежностей. Таким образом, внедрение отдельной специализированной системы обнаружения утечек по стоимости сопоставима со стоимостью СЛТМ, в настоящее время обязательной для оснащения газопроводов.

В связи с этим возникает необходимость придания СЛТМ новых свойств, путем создания и включения в состав СЛТМ подсистемы обнаружения НС, обеспечивающей в режиме реального времени раннее обнаружение НС на ММГ и определение места ее возникновения. Актуальность данной темы подтверждается результатами анализа действий ДС ЛПУ МГ газотранспортных обществ ПАО «Газпром» при ликвидации аварийных ситуаций на ММГ.

Целью данной работы является определение причин, вызывающих трудность определения места возникновения утечки на ММГ и нахождение пути их решения с использованием штатных аппаратных средств СЛТМ.

Описание существующих требований к СЛТМ ПАО «Газпром»

Современные СЛТМ для ММГ разрабатываются с учетом «Временных технических требований» ПАО «Газпром» и «...предназначены для обеспечения автоматического контроля и автоматизированного управления технологическими процессами и оборудованием ЛЧ МГ...». СЛТМ должны выполнять функции контроля, управления и отображения информации о параметрах телеуправления, телесигнализации и телеизмерений. Требования по дополнительной обработке данных не предъявляются. В том числе, отсутствует функция определения нештатного события. Таким образом, СЛТМ является только

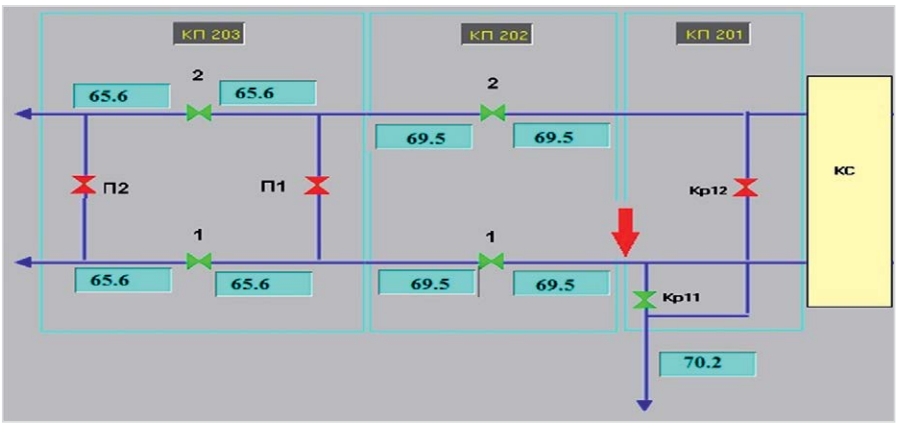


Рис. 1 — Участок ЛПУ МГ
Fig. 1 — GMPL LPM section

инструментом контроля и управления. Все решения по обнаружению и локализации НС принимает человек — диспетчер ЛПУ МГ. При этом эффективность его действий напрямую зависит от индивидуального опыта, скорости реакции в условиях стрессовой обстановки, времени, прошедшего от начала возникновения аварийной ситуации до начала процесса ее ликвидации. Первые две особенности являются индивидуальными свойствами человека — диспетчера и не рассматриваются в данной статье. Предметом исследования являются свойства СЛТМ и пути повышения их эффективности для сокращения времени от начала НС до момента отображения актуальной информации на мнемосхеме пульта управления (далее — ПУ) СЛТМ.

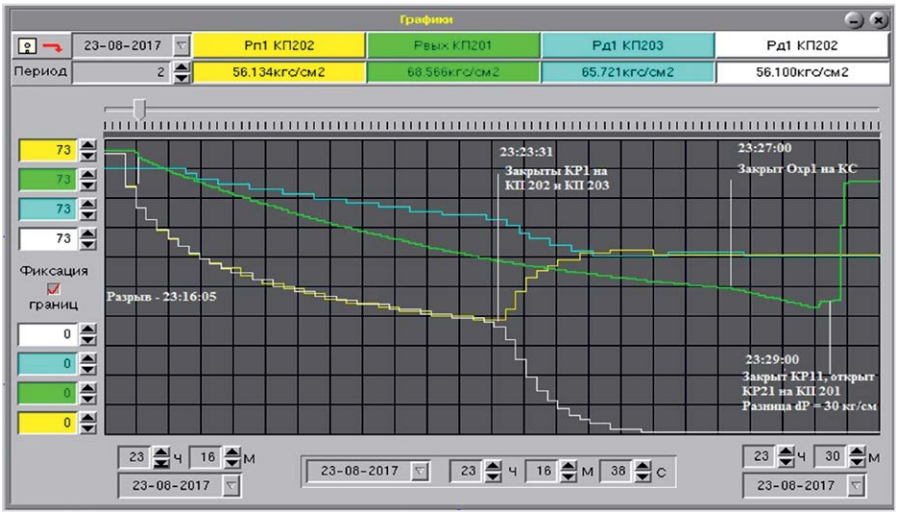


Рис. 2 — Графики параметров СЛТМ
Fig. 2 — ALTMS parameters diagrams

Причины ошибок диспетчера и недостатки существующих систем телемеханики для многониточных магистральных газопроводов

Рассмотрим ошибки диспетчера и недостатки существующих СЛТМ на примере локализации реальной НС, возникшей на одном из ЛПУ МГ. Участок ЛПУ МГ, приведенный на рис. 1, обслуживается системой телемеханики УНК ТМ, разработки филиала РФЯЦ-ВНИИЭФ «НИИИС им. Ю.Е. Седакова». На рис. 1 стрелкой обозначено место утечки.

Хронология событий

23:16 на участке между контролируемым пунктом (далее — КП) 201 и КП 202 произошел полный разрыв МГ с возгоранием.

Через 30 сек с КП 202 на ПУ пришла информация об изменении показаний датчиков давления до и после крана 1 и отобразилась на ПУ в виде аварийных сигналов.

Через 1 мин и 20 сек с КП 203 пришла информация об изменении показаний датчиков давления до и после крана 1 и отобразилась на ПУ в виде аварийных сигналов.

Через 5 мин диспетчер, закрыв краны 1 на КП 203 и 202 и открыв перемычку П2 на КП 203, по его мнению, локализовал разрыв. Однако на КП 201 и КС продолжалось падение давления.

Через 4 мин закрыт кран на охранной площадке КС.

Через 2 мин закрыт кран на потребителя.

Таким образом, время локализации аварии составило более 13 мин и это на простейшей системе МГ. Графики давлений на датчиках КП приведены на рис. 2.

Рассмотрим, что привело к неверным действиям ДС при локализации аварии и какие недостатки систем телемеханики желательно устранить.

При анализе суточных протоколов УНК ТМ было выявлено:

— ДС установила на КП 201 для датчика давления на выходе к потребителю уставки предупредительной и аварийной сигнализации 25–75 кг/см^2 и, как следствие, своевременно не сработал сигнал тревоги, что в дальнейшем и привело к неверному определению места аварии;

— вследствие частых аварийных сигналов по изменениям показаний потенциалов катодной защиты и температуры газа у персонала ДС была выработана привычка игнорировать звуковые сигналы СЛТМ. Диспетчер начал действовать только после звонка очевидцев об открытом горении МГ, когда все датчики давления на участке сообщали о нарушении уставок. В сложившейся ситуации на диспетчера легла задача за кратчайшее время в стрессовой обстановке разобраться в сложившейся ситуации и принимать необходимые, в том числе и неверные, решения.

На рис. 2 приведено информационное окно СЛТМ с графиками показаний основных параметров от времени начала аварии до времени локализации места разрыва и показаны действия диспетчера.

Так какие же проблемы и недостатки СЛТМ выявила данная авария?

1. В СЛТМ всех производителей каждый элемент контроля ММГ (датчик, концевой выключатель и т. д.) рассматривается и контролируется отдельно, без взаимосвязи с соседними элементами.
2. Отсутствует комплексная оценка состояния объектов на КП СЛТМ.
3. В СЛТМ нет комплексного представления рассматриваемого участка ММГ как единой системы, при этом полная информация о всех контролируемых параметрах на ПУ ТМ есть.

Пути решения проблемы выявления места утечки газа средствами телемеханики

Как было предложено ранее, рассмотрим возможные пути определения признаков утечки газа на ММГ без изменения состава аппаратной части ТМ, только за счет применения алгоритмов дополнительной обработки информации в программном обеспечении СЛТМ.

Первое. Введем понятие основного информационного объекта ММГ, представляющего комбинацию линейного крана и двух датчиков давления газа до и после крана (рис. 3).

Описание состояния объекта:

$$dP_i = \begin{cases} 0 \text{ при } P_{in} = P_{it} \\ -1 \text{ при } P_{in} > P_{it} \\ 1 \text{ при } P_{in} < P_{it} \end{cases}$$

$$Key = \begin{cases} -1 - \text{ кран закрыт} \\ 1 - \text{ кран открыт} \end{cases}$$

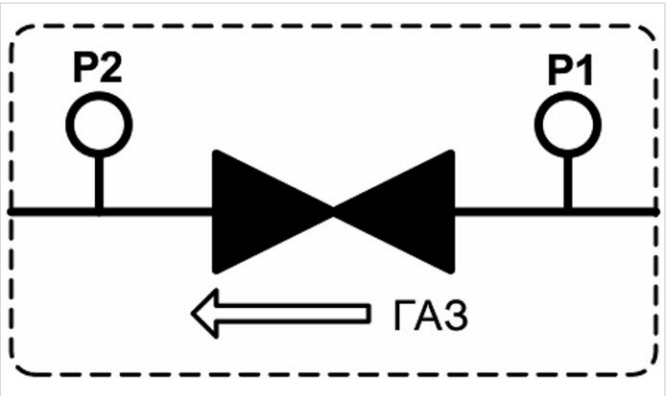


Рис. 3 — Основной информационный объект МГ
Fig. 3 —GMPL basic data entity

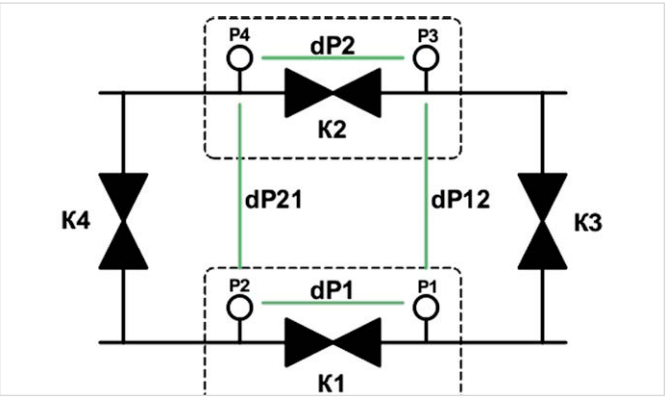


Рис. 4 — Пример взаимного рассмотрения основных информационных объектов
Fig. 4 —Example of the basic data entities mutual consideration

где: Pin — давление опорное Pit — давление измеренное.

В результате появляется возможность отойти от анализа абсолютных значений давления газа и рассматривать только значения изменения давления при превышении заданного порога изменения между предыдущим и текущим значениями. По комбинации изменений dP1, dP2 и состояния крана Key определять возможные нештатные ситуации, связанные с утечкой газа.

Второе. Для частичного исключения ложных определений утечки необходимо разработать алгоритмы информационного взаимодействия основных информационных объектов на КП и ПУ, посредством введения в рассмотрение состояний кранов перемычек. Таким образом, мы исключим возможные случаи ложного определения утечек при штатном изменении режимов транспортировки газа по ММГ. Пример возможного решения данной проблемы приведен на рис. 4.

Третье. Необходимо ввести синхронизацию времени между ПУ и КП с точностью до секунды, что позволит сопроводить информацию об обнаруженных признаках утечки газа временем ее обнаружения на КП.

Кроме этого, после уверенного определения наличия утечки на КП в адрес ПУ должно передаваться экстренное аварийное сообщение с типом «Утечка» с указанием адресов КП и основного информационного объекта, содержащее градиенты изменения давления и время его обнаружения для дальнейшей обработки информации на уровне ПУ ТМ [2].

В ПО ПУ должна быть разработана карта ММГ в виде матрицы или взвешенного неориентированного графа, с указанием связи основных информационных объектов и расстояниями между ними. В ПО ПУ должен быть разработан алгоритм определения времени распространения волн утечки между основными информационными объектами, с учетом состояния открытия кранов и перемычек.

В случае получения на ПУ от КП информации о первой обнаруженной утечке на основном информационном объекте, производится расчет времени возможного обнаружения утечек для всех возможных других основных информационных объектов. При приходе следующих сообщений об обнаруженной утечке от других основных информационных объектов производится сравнение разницы времен между первым и текущим сообщениями об утечке и, если это время менее рассчитанного при первом сообщении, производится определение места возникновения утечки с учетом расстояний, записанных в графе или матрице ММГ. В случае, если время совпадает или более рассчитанного, данное сообщение может свидетельствовать, что утечка произошла за пределами основных объектов, что тоже может представлять интерес для диспетчера.

Для обозначения на ПУ утечки, в ПО ПУ СЛТМ должен быть предусмотрен отличный от других звуковой сигнал и всплывающее окно с сообщением об обнаруженной утечке и предполагаемом месте ее нахождения.

Кроме этого, в ПО ПУ должен быть предусмотрен алгоритм оповещения КП о включении и отключении поиска утечек, что является необходимым при проведении РТО или регламентных работ.

Итоги

Показаны пути решения проблем определения места утечки газа из магистрального газопровода с использованием стандартных аппаратных средств линейной телемеханики.

Выводы

Реализация комплексного подхода к информации, собранной системой линейной телемеханики и введение дополнительных алгоритмов ее обработки, позволят определять факт возникновения утечки и место ее возникновения с точностью, ограниченной классом применяемых датчиков и рассинхронизацией времени между пультом управления и контролируемыми пунктами.

В большинстве случаев общее время локализации аварийного участка и время ликвидации аварии сократится в несколько раз.

Литература

1. Бухвалов И.Р. Методы и алгоритмы информационной поддержки управления газотранспортной системой. Владимир: 2007. 131 с.
2. Бухвалов И.Р., Александров Д.В., Гусев М.А. Математическая модель линейной части магистрального газопровода. XX Международная научная конференция. Ярославль: ЯГТУ, 2007.

UDC 65.011.56

Problem of defining leakage at multi line gas-main pipeline by standard linear telemetering gear

Author

Sergey V. Yevseyev — chief of research department for fuel-energy complex soft-and-hardware complexes and control systems; telemeh@niiis.nnov.ru

Branch of FSUE "RFNC-VNIIEF" — "Research Institute of Measuring Systems named after Yu.Ye. Sedakov", Nizhny Novgorod, Russian Federation

Abstract

The present work objective is to define the main reasons causing complexity of defining leakage location at a multi-line gas-pipeline by a shift dispatching personnel on the basis of the information received from the linear telemechanics system. Analysis of dispatcher actions in case of real breakdown elimination when the gas-pipeline is broken completely was carried out. As a result of the analysis there are indicated available telemechanics systems basic shortcomings and the ways to solve the said problems. An important aspect presented in the work is the necessity of using system approach to the information recorded by the linear telemechanics system and creating additional methods and algorithms for automated processing this information in order to define the time and location of the emerged leakage without specialized sensors.

Materials and methods

There are considered dispatcher service actions when eliminating an emergency event and analyses of telemechanics systems imperfections

Results

There are presented the ways of solving the problems of gas leakage location detection at gas-main pipelines using standard linear telemechanics hardware.

Conclusions

Implementation of the unified approach to the information collected by linear telemechanics system and introduction of additional algorithms for its processing allow to define the fact of leakage initiation and its location accurate within the class of the applied sensors and mistiming between the control board and supervised stations.

Keywords

telemechanics, leakage detection system, breakdown elimination.

References

1. Bukhvalov I.R. *Metody i algoritmy informatsionnoy podderzhki upravleniya gazotransportnoy sistemoy* [Methods and algorithms of gas-transport system control infotainment]. Vladimir: 2007, 131 p.
2. Bukhvalov I.R., Aleksandrov D.V., Gusev M.A. *Matematicheskaya model' lineynoy chasti magistral'nogo gazoprovoda* [Mathematical model of the gas-main pipeline linear portion]. XX international scientific conference. Yaroslavl': YSTU, 2007.

НИИИС: комплексные решения для построения высоконадежных автоматизированных систем управления

Филиал ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ» «Научно-исследовательский институт измерительных систем им. Ю.Е. Седакова» — современный научно-производственный комплекс радиоэлектронного профиля в струкутре Росатома. Основан 23 февраля 1966 года. Институт имеет развитую эффективную инфраструктуру с полным производственно-технологическим циклом: от проведения научных исследований, проектирования, изготовления и испытаний до комплектной поставки наукоемкой продукции заказчику «под ключ» и обеспечения сервисного сопровождения в течение всего жизненного цикла.

Основные направления деятельности:

- исследования, разработка и изготовление приборов и систем автоматики в интересах Росатома;
- разработка, изготовление и внедрение программно-аппаратных средств и автоматизированных систем управления технологическими процессами объектов топливно-энергетического комплекса, включая атомные электростанции;
- проектирование и серийное изготовление изделий твердотельной микроэлектроники.

Директор — Андрей Юлиевич Седаков, лауреат премии правительства РФ в области науки и техники, д.т.н.

С 1989 года НИИИС сотрудничает с ОАО «Газпром», обеспечивая поставку средств автоматизации технологических процессов газовой отрасли от добычи до транспорта, переработки и хранения. Разработчиками в течение нескольких месяцев была создана и внедрена в серийное производство система линейной телемеханики СЛТМ-СК для контроля и управления магистральными газопроводами (МГ). К настоящему времени созданы 4 поколения систем телемеханики, накоплены данные, позволившие провести анализ эффективности применения линейной телемеханики как инструмента контроля и управления объектами на МГ. Поставлены задачи автоматической обработки данных и показаны пути создания новых расчетных алгоритмов, расширяющие возможности стандартных систем телемеханики по раннему обнаружению нештатных событий, в том числе утечек газа, без применения специализированных датчиков.

Более двадцати лет специалисты института создают интегрированные автоматизированные системы и их подсистемы для крупнейших предприятий ОАО «Газпром»: ООО «Газпром трансгаз Ухта», ООО «Газпром трансгаз Сургут», ООО «Газпром добыча Ноябрьск», ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» и др.

НИИИС — пионер в создании первой отечественной интегрированной системы автоматизированного управления газопроводом. Для предприятия «Севергазпром» разработана и внедрена в промышленную эксплуатацию интегрированная АСУ ТП транспорта газа — первая в ОАО «Газпром» крупномасштабная система управляющего типа, работающая в режиме реального времени. Второй крупный проект — ИАСУ «Ноябрьскгаздобыча» — удостоен премии ОАО «Газпром» в области науки и техники.

Системами автоматизации НИИИС оснащено более 27000 километров магистральных газопроводов России.

К работам по созданию комплексных решений для построения высоконадежных АСУ ТП объектами атомной энергетики НИИИС приступил в 1999 году, имея более чем десятилетний опыт работ в интересах ПАО «Газпром».

В настоящее время НИИИС является одним из лидеров разработки современных российских АСУ ТП как для отечественных атомных электростанций, так и для АЭС, сооружаемых по российским проектам за рубежом. Успешно эксплуатируется более 1200 единиц оборудования АСУ ТП разработки НИИИС на 16 новых и модернизированных энергоблоках российских и зарубежных АЭС

(энергоблоки № 1,2 АЭС «Куданкулам», где он являлся Главным конструктором АСУ ТП, АЭС «Бушер», Калининская, Ростовская, Белоярская, Нововоронежская, Ленинградская). Высокие компетенции в этой области позволили институту успешно выполнять функции комплектного поставщика оборудования АСУ ТП для энергоблоков №1 и №2 Белорусской АЭС. В активной фазе находятся работы по созданию оборудования для АЭС «Руппур» (Бангладеш) и «Куданкулам» ЭБ №3-4.

Разработка и внедрение современных АСУ ТП невозможно без программных средств, называемых SCADA-системами. НИИИС разработал управляющую систему нового поколения для создания АСУ ТП предприятий ТЭК — «СКАДА АТОМ-НН». На ее базе успешно эксплуатируются АСУ ТП на предприятиях ПАО «НК «Роснефть».

Продукция НИИИС отвечает современным требованиям по безопасности, надежности и эффективности, по своим техническим и эксплуатационным характеристикам позволяет замещать аналогичные изделия иностранного производства.

НИИИС
ФИЛИАЛ ФГУП "РФЯЦ-ВНИИЭФ"

Филиал РФЯЦ-ВНИИЭФ «НИИИС им. Ю.Е. Седакова»
Почтовый адрес: 603951, Россия, Нижний Новгород, Бокс №486
Тел.: +7 (831) 465-49-90
Факс: (831) 466-87-52, 466-67-69
www.niiis.nnov.ru
niiis@niiis.nnov.ru

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

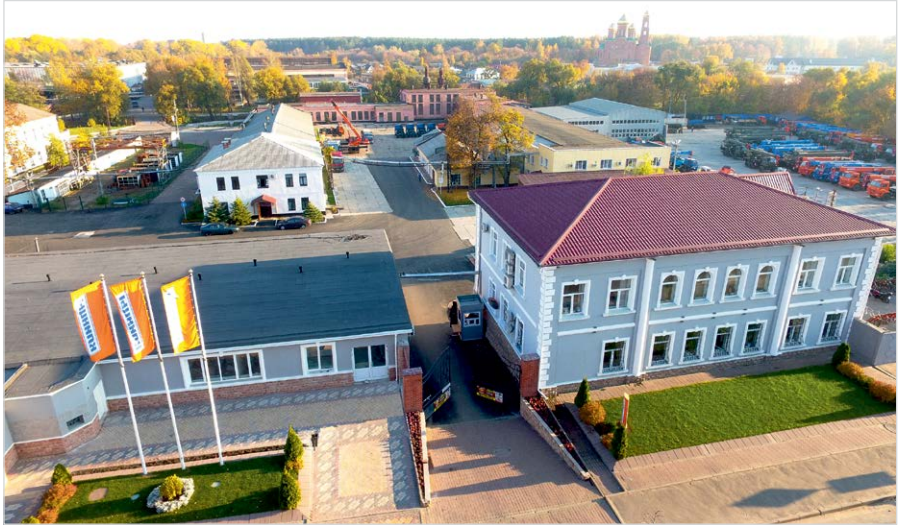
Акционерное общество «Клинцовский автокрановый завод»

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

Система определения мест повреждения ВЛ 6-35кВ

А.В. Рекеев
заведующий сектором разработок

ООО «Релематика», Россия, Чебоксары

В статье «Система определения мест повреждения воздушных линий электропередачи 6-35 кВ» описывается разработанная ООО «Релематика» система определения поврежденного участка сети 6-35 кВ, позволяющая повысить показатели надежности электроснабжения. Указывается актуальность разработки, ее уникальность, подробно описывается назначение и принцип работы каждого из элементов системы.

Ключевые слова
система ОМП, индикатор повреждения воздушной линии, трансмиттер, устройство шунтирования замыканий, геоинформационная система ОМП

Нефтяная и газовая промышленность являются крупными потребителями электрической энергии. Электрические сети (далее — ЭС) систем электроснабжения являются основным звеном энергообеспечения технологических объектов нефтяной и газовой промышленности. Как правило, ЭС характеризуются большой протяженностью и разветвленностью, а также возникновением значительного количества повреждений по причине атмосферных и природных воздействий, старения изоляции и износа оборудования, по вине сторонних организаций. Оперативное определение места повреждения (далее — ОМП) является одной из важных задач, направленных на повышение надежности электроснабжения, которая может быть решена при помощи системы ОМП, разработанной ООО «Релематика». Данная система способна в масштабе реального времени определить поврежденный участок ЛЭП с коротким замыканием (далее — КЗ) или однофазным замыканием на землю (далее — ОЗЗ) и проинформировать оперативно-ремонтный персонал (рис. 1).

Рис. 3 — ИПВЛ и трансмиттер, установленные на ВЛ 10кВ

Рис. 4 — УШЗ, установленные на двухсекционном РУ 10кВ

В состав системы входят (рис. 2):

- индикаторы повреждения воздушных линий (ИПВЛ);
- трансмиттеры;
- устройства шунтирования замыканий (УШЗ);
- программно-технический комплекс «Геоинформационная система ОМП» (ПТК «ГИС ОМП»).

ИПВЛ устанавливаются непосредственно на провода ЛЭП (рис. 3) на развилках, через определенное расстояние вдоль протяженных или на границах труднодоступных участков, а также на границе балансовой принадлежности. ИПВЛ может монтироваться как на голый провод, так и на самонесущий изолированный провод без снятия напряжения с ЛЭП.

ИПВЛ срабатывает при протекании через него тока КЗ (рис. 1). При срабатывании ИПВЛ активирует светодиодную индикацию и передает информацию в трансмиттер. По принципу действия ИПВЛ не срабатывает при набросах токов нагрузки, бросках тока намагничивания, внешних КЗ. ИПВЛ срабатывает только при внутренних КЗ (КЗ на контролируемом участке). При внутреннем КЗ происходит наброс тока и его последующий спад до нуля, характеризующий отключение контролируемого участка. В свою очередь при внешнем КЗ происходит отключение удаленного выключателя, а ЛЭП остается под напряжением. В ИПВЛ реализован самовозврат

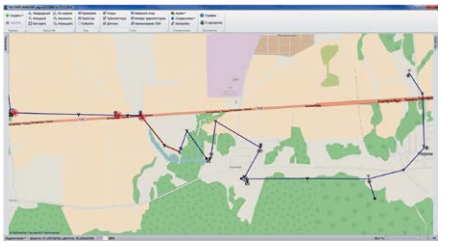


Рис. 5 — Программный продукт топографического ОМП

по времени или по восстановлению напряжения линии. Питание ИПВЛ осуществляется от тока линии и от заменяемых батарей со сроком службы не менее 8 лет в ждущем режиме.

Уникальность системы ОМП заключается в способе детектирования ОЗЗ. Для обеспечения срабатывания ИПВЛ при ОЗЗ в сетях с изолированной или компенсированной нейтралью применяется УШЗ, которое устанавливается на секции питающей подстанции (рис. 1, рис. 4). По факту возникновения ОЗЗ (появление напряжения 3U0) УШЗ подключает высокоомный резистор, который увеличивает на короткое время ток в поврежденной фазе на величину до 50 А. Такой алгоритм позволяет определять место возникновения ОЗЗ со 100%-ной селективностью и надежностью.

Трансмиттеры монтируются на опору вблизи ИПВЛ (рис. 3). Их питание осуществляется от встроенного аккумулятора, подзарядка которого осуществляется от солнечной батареи. Функция трансмиттера заключается в передаче информации, полученной от ИПВЛ, в головной центр посредством каналов сотовой связи.

Обработку поступающей информации от ИПВЛ осуществляет ПТК «ГИС ОМП» (рис. 5). Комплекс определяет поврежденный участок сети, вид и время возникновения повреждения, осуществляет оповещение дежурного (ремонтного) персонала. Для удобства пользователя результаты ОМП выводятся на интерактивную карту, где диспетчер фиксирует поврежденный участок на карте местности. Интерактивная карта отображает топологию сетевого района: структуру ЛЭП (трассы прохождения, опоры, пункты секционирования и пр.), места установки ИПВЛ и трансмиттеров.

Выводы

Система ОМП успешно эксплуатируется на энергетических объектах России и за рубежом. Отзывы, полученные от эксплуатирующих организаций (ПАО «Россети», ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпромнефть» и т.д.), позволяют сделать выводы, что система ОМП, разработанная ООО «Релематика», является незаменимым помощником в решение столь сложной и актуальной задачи как определение места повреждения ЭС.

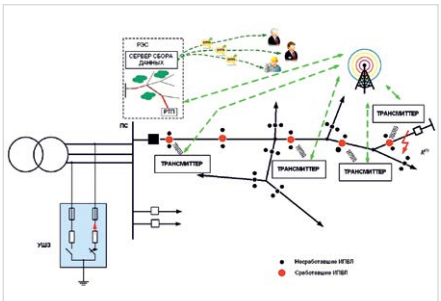


Рис. 1 — Структура системы ОМП

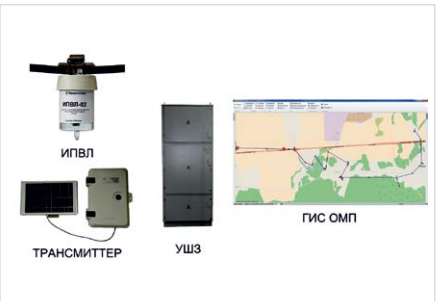


Рис. 2 — Элементы системы ОМП

Локализация интервалов негерметичности НКТ и обсадных колонн автономным магнитоимпульсным дефектоскопом МИД

Д.Ю. Пятницкий
ООО «САНЭМА», Саратов

И.М. Банькин
ООО «НТЦ «ГИИГИ», Волгоград

О.И. Горшенко,
Н.Н. Бадин
ООО «ПРОМЭКСПО», Нижневартовск

Одной из актуальнейших задач, решаемых при эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, является техническая диагностика обсадных и насосно-компрессорных труб скважин с целью выявления интервалов износа колонн и определения зон негерметичности. К наиболее эффективным методам технической диагностики колонн относится магнитоимпульсная дефектоскопия. Метод основан на эффекте возбуждения в колонне тока индукции путем воздействия на нее импульсным магнитным полем с последующей регистрацией затухания токов, наведенных в трубах. Анализ значения наведенного сигнала в приемном сенсоре на разных временных отрезках позволяет производить вычисление остаточной толщины и локализацию дефектов раздельно в каждой колонне труб. Преимущество данного метода главным образом и состоит в возможности проведения исследований в многоколонных конструкциях. Проведение магнитоимпульсной дефектоскопии не требует специальных подготовительных мероприятий на скважине, в том числе демонтажа НКТ.

В настоящее время на основе этого метода разработан широкий спектр аппаратуры: МИД-К, МИД-ГАЗПРОМ, ЭМДСТ-МП, ЭМДСТ-ТМ и т.д. Все перечисленные дефектоскопы построены на базе одного физического эффекта, но отличаются друг от друга некоторыми конструктивными особенностями (количество зондов, измерительная база зондов), длительностью зондирующего импульса, длительностью измерения отклика.

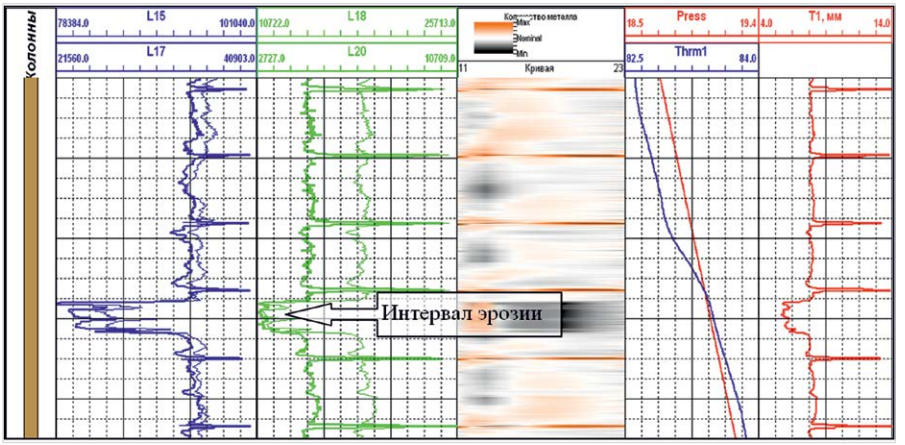


Рис. 1 — Эрозия НКТ. Кривая Thrm1 показывает термоаномалию в интервале эрозии

Рис. 2 — Разрез НКТ с эрозионным износом

Предприятием ООО «САНЭМА» разработана и внедрена серия автономных магнитоимпульсных дефектоскопов МИД для проведения исследования технического состояния скважин с использованием металлической проволоки или колтюбинга. Перечень модификаций выпускаемых дефектоскопов и технические характеристики можно найти на сайте sanema64.ru

Особенностью выпускаемых ООО «САНЭМА» дефектоскопов является наличие в составе прецизионных датчиков давления и температуры, что дает возможность провести замеры значений давления и температуры по стволу скважины с высокой точностью и получить дополнительную информацию о техническом состоянии скважины.

Разрешающая способность датчика давления позволяет при необходимости определить местоположение интервалов притока нефти или газа в скважине, положение водо-нефтяного и газо-водяного контактов, наличие пенной шапки и т. д.

При определении незначительных дефектов и их идентификации использование внешнего термометра позволяет регистрировать температурные аномалии, которые дают основную информацию при определении зон перфорации, эффективности работы перфорационных интервалов, интерпретации данных дефектоскопии по определению негерметичности подземного оборудования.

Для примера на рис. 1 приводится интервал исследования НКТ с зоной эрозионного износа выше ЭЦН с прогнозируемым по термоаномалии нарушением целостности НКТ. После подъема НКТ и визуального исследования ее внутренней поверхности подтвердились наличие эрозии и сквозное нарушение в интервале эрозии (рис. 2).

Пример использования дефектоскопа МИД-2М для обнаружения через НКТ интервалов перфорации эксплуатационной колонны и зон поглощения представлен на рис. 3. Перед проведением измерений через НКТ в скважине провели закачку воды в течение 6 часов для создания устойчивого температурного распределения. После анализа результатов исследования определили два интервала перфорации.

Наличие термоаномалий на глубинах 2736 м и 2723 м подтверждают, что связь зон перфорации со скважиной происходит только в обнаруженных интервалах перфорации.

В процессе проведения подземных ремонтных работ с целью определения общего технического состояния НКТ и поиска интервала негерметичности НКТ на нефтяной скважине компанией ООО «ПРОМЭКСПО» был проведен замер своими силами без привлечения геофизической партии с использованием автономного дефектоскопа МИД-2М-ТД. Замеры

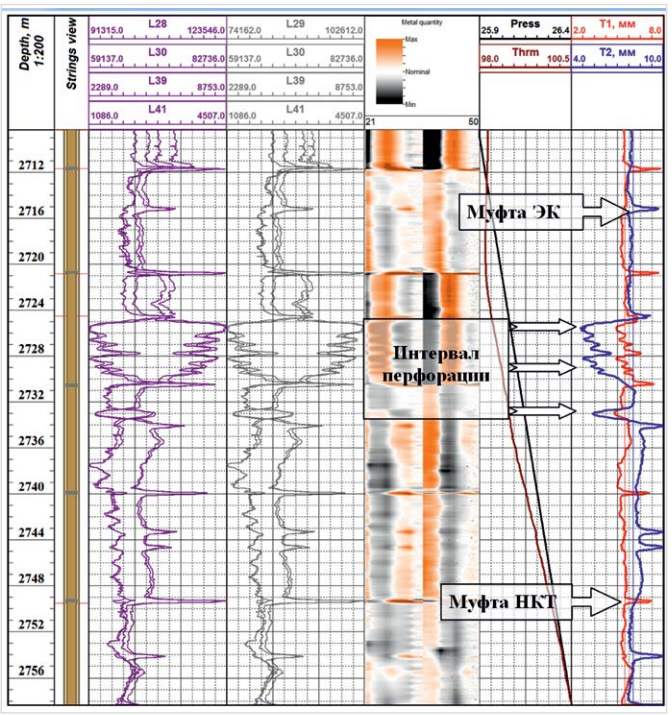


Рис. 3 — Определение через НКТ зоны перфорации эксплуатационной колонны

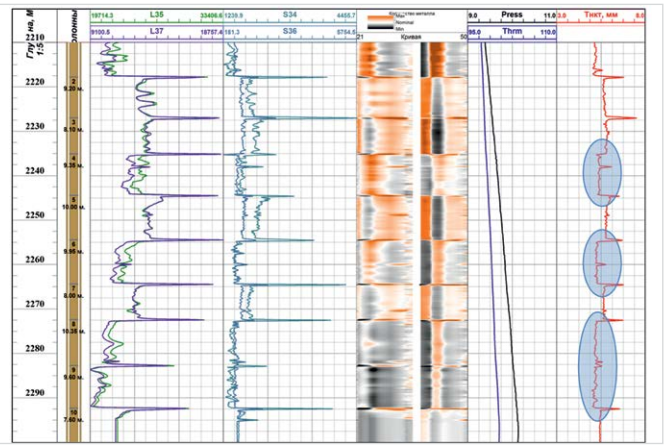


Рис. 4 — Трубки НКТ с уменьшенной толщиной

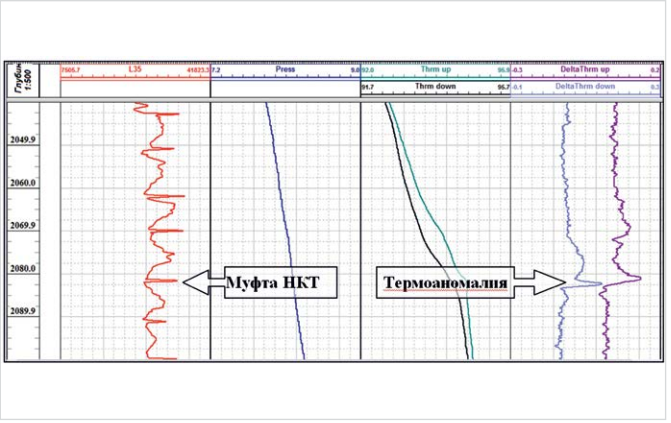


Рис. 5 — Термоаномалия на отметке 2082,6 м отмечает негерметичность в муфтовом соединении НКТ. Подтвердилась после подъема НКТ

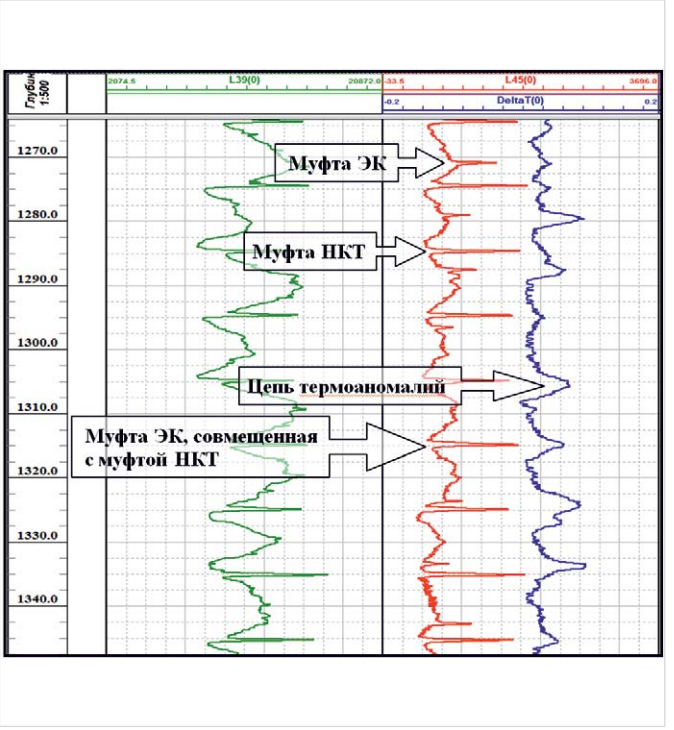


Рис. 6 — Термоаномалии на муфтах эксплуатационной колонны. По дефектограмме L45 фиксируются как муфты НКТ, так и муфты ЭК

проводились и на спуске, и на подъеме. Обработка данных дефектоскопии выявила несколько трубок НКТ с отклонением толщины стенки от номинала на 0,7 мм без каких-либо признаков износа или коррозии (рис. 4).

Тем не менее, детальный анализ термограммы с последующим ее дифференцированием по глубине позволил обнаружить термоаномалию с последующей ее привязкой к элементам конструкции скважины. Начало термоаномалии совпадает с муфтовым соединением НКТ (рис. 5). Это единственная термоаномалия в интервале от забоя до отметки уровня флюида. Термоаномалия фиксируется и при записи на спуске дефектоскопа, и при записи на подъеме. После подъема НКТ коррозионный износ резьбового соединения муфты подтвердился.

В процессе проведения гидродинамических исследований и определения общего технического состояния НКТ и эксплуатационной колонны в нагнетательной скважине компанией ООО «НТЦ «ГИИГИ»» был проведен замер своими силами без привлечения геофизической партии с использованием автономного дефектоскопа МИД-2М-ТД. Замеры проводились в два этапа, фоновый замер до закачки и основной замер после закачки 300 м^3 подтоварной воды. Обработка данных дефектоскопии выявила несколько труб эксплуатационной колонны с отклонением толщины стенки от номинала на 1,0–1,1 мм без признаков глобального износа. Но детальный анализ записи термометрии с дифференцированием температуры по глубине выявил последовательную цепь термоаномалий в интервале. Прослеживается полная корреляция этих аномалий с муфтами эксплуатационной колонны, что говорит о негерметичности эксплуатационной колонны (рис. 6). Ценность данного исследования в том, что термоаномалии на муфтах эксплуатационной колонны были определены через НКТ с конкретной привязкой.

Выводы

Обладая минимальными техническими средствами, необходимыми для мониторинга технического состояния скважины, а именно: подъемник на проволоке, автономный магнитоимпульсный дефектоскоп со встроенными прецизионными датчиками давления и температуры, компьютер с USB-интерфейсом позволяет не просто определить факт негерметичности, но и привязать эту негерметичность к конкретному муфтовому соединению не только НКТ, но и к муфтовому соединению эксплуатационной колонны, что невозможно сделать с привязкой по обычному локатору муфт.

САНЭМА

ООО «САНЭМА»
+7 927-226-69-14
8 (8452) 58-41-55
dpyatnitskiy@yandex.ru
sanema64.ru

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 будут рассмотрены конкретные примеры решения прикладных задач и лучшие практики повышен ия нефтеотдачи. .

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 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 МТО со своими подрядчиками. На конференции происходит обмен опытом и обсуждение систем МТО крупных компаний электроэнергетики.

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.

форум **ТЭФ-2020**
Казань, 17–19 марта
EXPOENERGO.EXPOKAZAN.RU

Татарстанский международный форум по энергоресурсоэффективности и экологии — единственный крупный проект по энергетике, энергоэффективности и ресурсосбережению в ПФО.

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 **СПГ КОНГРЕСС РОССИЯ**
Москва, 18–19 марта
LNGRUSSIACONGRESS.COM

Признанная экспертная площадка для диалога и поиска решений для развития одного из важных направлений в газовой индустрии – производства и становления рынка СПГ.

конференция **СБОР, ПОДГОТОВКА И ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ И ГАЗА**
Новороссийск, 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.

конгресс **PRC Russia&CIS**
Санкт-Петербург, 30–31 марта
PRCRUSSIA.COM

Конгресс по нефтепереработке и нефтехимии: Россия и СНГ будет направлен на обсуждение экспертами рынка стратегических вопросов индустрии СПГ

конференция **INTRA-TECH**
Санкт-Петербург, 1–3 апреля
INTRA-TECH.RU

Современные решения в области ремонта и обслуживания трубопроводов, технологического оборудования на объектах добычи, транспортировки, переработки нефти и газа.

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

Российский нефтегазохимический форум

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

XXVIII международная выставка

Нефтегазовое направление

Химия. Нефтехимия

Сервисное направление

ОРГАНИЗАТОРЫ

Правительство Республики Башкортостан

Министерство промышленности и инновационной политики РБ

БВК Башкирская выставочная компания

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА

Министерство энергетики РФ

Минпромторг России

Союз «Торгово-промышленная палата РБ»

Российский союз химиков

Союз нефтепромышленников России

По вопросам выставки

Бронь стенда www.gntexpo.ru
+7 (347) 246-41-77
gasoil@bvkexpo.ru

По вопросам форума

Регистрация на форум www.gntforum.ru
+7 (347) 246-42-81
kongress@bvkexpo.ru

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:
в центре внимания, в центре Москвы

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ · МИНПРОМТОРГ РОССИИ · ТПП РФ · РСПП · Российское Газовое Общество · СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ · VDMA Process Plant and Equipment · ЭКСПОЦЕНТР · Messe Düsseldorf

KIOGE
OIL&GAS KAZAKHSTAN

ufi Approved Event

Нефть и Газ

27-я Казахстанская международная выставка и конференция "Нефть и Газ"

30 сентября - 2 октября 2020
Атакент, Алматы, Казахстан

подробная информация:
www.kioge.kz

ITeca

18-19 МАРТА

г. Новый Уренгой

ВЫСТАВКА «ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ»

в рамках

ЯМАЛЬСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО ФОРУМА

SIB Expo SERVICE

ООО “Выставочная компания Сибэкспосервис”, г. Новосибирск

Тел.: (383) 335 63 50, e-mail: vkses@yandex.ru, www.ses.net.ru

2020

ЧЛЕН РОССИЙСКОГО СОЮЗА ВЫСТАВОК И ЯРМАРОК

XVI СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ
•ВЫСТАВКА•
НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО

НЕФТЬ ГАЗ ЭНЕРГО 2020

25 - 27 МАРТА

- Добыча нефти и газа (технологии и оборудование)
- Геология, геофизика
- Сейсмическое оборудование и услуги
- Транспортировка, переработка и хранение нефти, нефтепродуктов и газа
- Трубы и трубопроводы, инструменты и др.

ARMADA КОНГРЕСС-ЦЕНТР
7 галерея
зал «Неплюев»
Шарлыкское шоссе, 1/2

ООО «УралЭкспо»
(3532) 67-11-03, 67-11-05, 45-31-31
uralexpo@yandex.ru, www.URALEXPO.ru

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ
Генеральный информационный партнер

Available on the App Store

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

ПРИБОР ДИСТАНЦИОННОГО КОНТРОЛЯ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ МОДИФИЦИРОВАННЫЙ

Ультраскан 2004М

ПРИБОР ПРЕДНАЗНАЧЕН для дистанционного бесконтактного определения мест утечек электрического тока в элементах конструкций линий электропередач, подстанций, в изоляторах контактной сети железных дорог, воздушных линий электропередач для электроснабжения силового оборудования магистральных нефте- и газопроводов, линий электропередач районных распределительных сетей.

Прибор пригоден для контроля высоковольтного оборудования напряжением до 110 кВ. Наибольшая эффективность достигается при контроле состояния электрооборудования напряжением 6–35 кв.

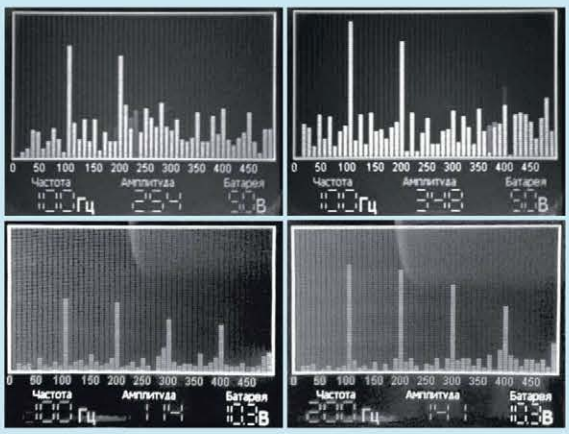
Получение прибором данных

Характеристики

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

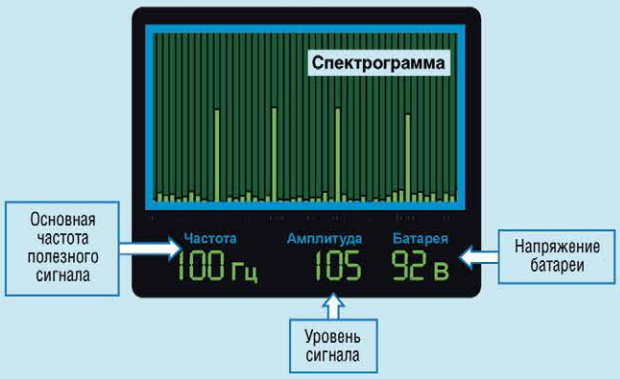
* в зависимости от комплектации.

Внешний вид спектрограмм дефектных изоляторов



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

Отображение информации на ЖК-индикаторе



Основное окно на индикаторе занимает спектрограмма полезного сигнала.

Также на индикаторе отображается уровень сигнала, основная частота, напряжение встроенной батареи аккумуляторов.

Вид спектрограммы, уровень и основная частота полезного сигнала позволяют судить о наличии разрядов и природе их возникновения.

По напряжению батареи аккумуляторов контролируют степень ее разрядки.

ООО НПП «Метакон» **634034, Россия, г. Томск, ул. Вершинина, д. 25/2, кв. 2. Тел./факс: (3822) 56 27 80**