№1 (74) МАРТ 2020

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

научно-технический журнал

входит в перечень ВАК

ISSN 2076-6785

ГЕОЛОГИЯ

Запасы УВ в зоне сочленения Западной Сибири и Сибирской платформы

БУРЕНИЕ

Предотвращение гидратации и обвала глин

ДОБЫЧА

Методы снижения аварийности скважинного оборудования

ЭЛАСТОПЛАСТ
Производство

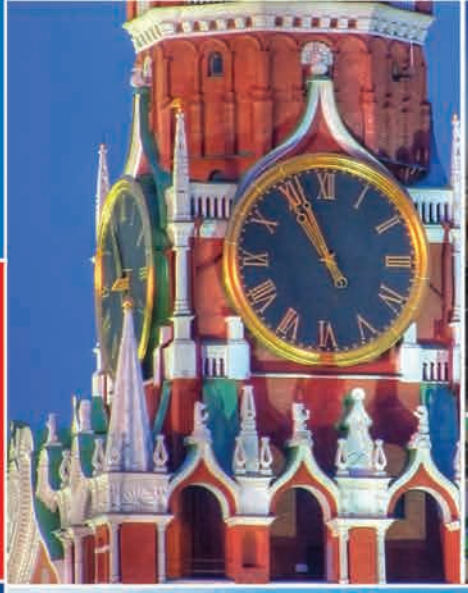
Производство изделий из полиуретана для нефтегазовой отрасли

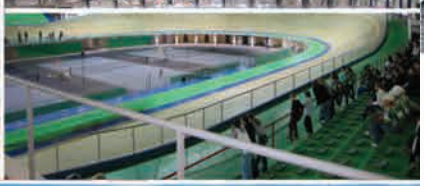
www.elastoplast.pro

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.

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

ДОЛГОВЕЧНОСТЬ
более
20–25
лет

СТОЙКОСТЬ К УФ
покрытие
не выгорает,
сохраняет защитные и декоративные свойства на весь период эксплуатации

ТЕРМОСТОЙКОСТЬ
от **200** до **700°С**

ЭЛЕКТРОИЗОЛЯЦИЯ
высокие
электроизоляционные свойства

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

НАНЕСЕНИЕ
до
–30°С.

ПОЛИСИЛОКСАНОВЫЕ ЛАКОКРАСОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

АРМОКОТ

АРМОФАЙЕР

ОГНЕЗАЩИТНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

ЭПОКСИДНЫЕ И ПОЛИУРЕТАНОВЫЕ МАТЕРИАЛЫ

АРМОТАНК

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

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

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геология

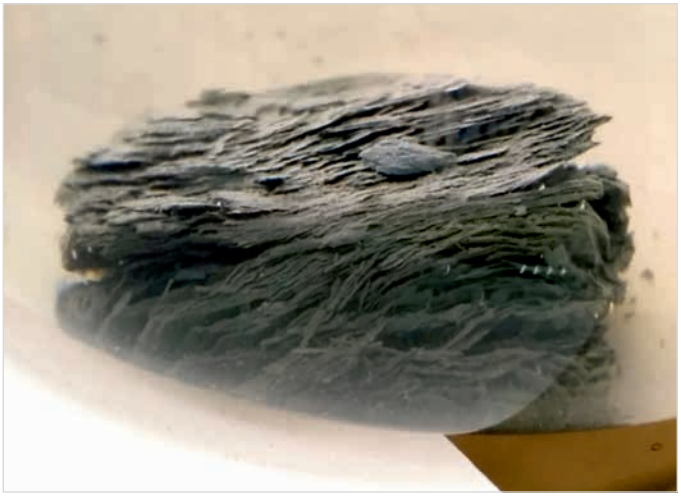
9 Ф.С. Ульмасвай, Е.А. Сидорчук, С.А. Добрынина. Естественные классы крупности запасов УВ зоны сочленения Западной Сибири и Сибирской платформы

Геофизика

16 М.Б. Шнеерсон. Основные направления развития технологии полевых работ наземной сейсморазведки

Бурение

20 В.Н. Кузьмин. Предотвращение гидратации и обвала глин



ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Газовая промышленность

24 ЭНЕРГАЗ: опыт подготовки и компримирования низконапорного ПНГ

Добыча

31 М.Ю. Данько. Эффективность методов увеличения КИН, основанных на межфазном массообмене

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 1 (74) март 2020

АДРЕС ГЕНЕРАЛЬНОГО ОФИСА УЧРЕДИТЕЛЯ, ИЗДАТЕЛЯ И РЕДАКЦИИ:
423809, Наб. Челны, Республика Татарстан, Россия
Мира, д. 3/14, оф. 145, а/я 6
+7 (8552) 92-38-33

АДРЕСА ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВ:
Москва, Россия, Народного ополчения, д. 38/3, каб. 212

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 03-20/03-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 10.03.2020
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 (Роскомнадзор).

ГРУППА КОМПАНИЙ

ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

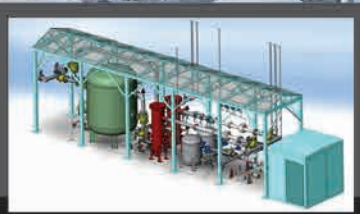
ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА

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

35 В.Н. Бойков, В.М. Карюк. Инструмент для поддержания баланса эффективной и безопасной добычи

36 А.А. Исаев. Результаты внедрения комплекса оборудования для отбора газа из затрубного пространства нефтяных скважин

44 А.М. Насыров, Г.Г. Кузьмин, Р.Г. Латыпов, О.Н. Барданова. Аварийность скважинного оборудования и методы ее снижения

50 А.Ю. Дмитриева, М. Х. Мусабиров, Н.И. Батурин. Разработка и исследование физико-химических свойств кислотно-углеводородных эмульсионных систем для комплексных ОПЗ карбонатных коллекторов

От первого лица

56 Некст Трейд: Мы всегда будем ориентироваться на решение задач с высокой интеллектуальной составляющей

Экология

59 Г.А. Кочергин, А.В. Якимчук, М.А. Куприянов. Реализация имитационной модели оценки экологического риска на территории нефтедобычи

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
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

Нефтесервисный холдинг «ТАГРАС»

ТМС ГРУПП

МЕТАЛЛИЗАЦИОННОЕ ПОКРЫТИЕ КОНЦЕВЫХ УЧАСТКОВ ТРУБ

Тонкостенные втулки из коррозионностойкой стали, устанавливаемые в цеховых условиях в зоны неизолированного участка трубы.

Трубы

Детали трубопровода

Назначение

Металлизационное покрытие, используемое для защиты концевых участков труб с помощью запрессованной втулки, предназначено для антикоррозионной защиты внутренней поверхности сварного шва и околошовной зоны.

Область применения

В промышленных трубопроводах, транспортирующих коррозионно-активные жидкости.

Преимущества

Технологичность

Не меняется внутренний диаметр трубы, что позволяет:

- применять механические средства очистки (скребки) трубопровода;
- не создавать дополнительные местные сопротивления потоку жидкости в месте установки втулок.

Минимизация трудозатрат

- До 46% дешевле, чем установка обычных втулок в полевых условиях.
- Препятствует проникновению коррозионно-активных компонентов среды к металлу сварного соединения.

Надежность

- Фиксированное усилие при монтаже втулки гарантирует высокую надежность изоляции в зоне сварного шва.
- Высокие барьерные свойства системы защиты сварного стыка.

Технические характеристики

Диаметр труб от 57 ÷ 420 мм

Рабочее давление до 210 атмосфер

Температура эксплуатации от -40 ÷ +150 °С

Причины, чтобы выбрать нашу продукцию

- Мы подберем тип внутренней антикоррозионной защиты трубопроводов в зависимости от условий эксплуатации.
- Исследование структуры сварного соединения труб и втулок показало отсутствие коррозионных повреждений в процессе промысловых испытаний.

РЕСПУБЛИКА ТАТАРСТАН ЛУЧШИЕ ТОВАРЫ И УСЛУГИ

100 ЛУЧШИХ ТОВАРОВ РОССИИ

Гарантии изготовителя

Срок службы труб с внутренним лакокрасочным покрытием и дополнительной металлизацией концов труб/деталей — не менее 15 лет.

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

CONTENT

EXPLORATION AND DEVELOPMENT

Geology

13 Feliks S. Ulmasvay, Elena A. Sidorchuk, Svetlana A. Dobrynina. Natural classes of large resources of HC joining areas of Western Siberia and Siberian platform

Geophysics

19 Mikhail B. Shneerson. Basis survey directions of developments in onshore seismic acquisition

Drilling

20 Vyacheslav N. Kuzmin. The prevention of hydration and collapse of clays

PRODUCTION

Oil production

31 Mikhail Yu. Danko. Efficiency of methods for increasing oil recovery factor based on interphase mass transfer

36 Anatoliy A. Isaev. The results of implementation of a set of equipment for gas extraction from annular space of oil wells

44 Amdakh M. Nasyrov, Georgiy G. Kuzmin, Rinat G. Latyipov, Ol'ga N. Bardanova. Accident rate of downhole equipment and methods of its reduction

50 Alina Yu. Dmitrieva, Munavir Kh. Musabirov, Nikita I. Baturin. Development and study of the physicochemical properties of acidhydrocarbon emulsion systems for complex SCR carbonate reservoirs

Ecology

59 Gleb A. Kochergin, Alexander V. Yakimchuk, Matvey A. Kupriyanov. Simulation model`s implementation for environmental risk assessment in the oil production territory

ACTIVITIES

OIL&GAS EXPOSITION

ISSUE:
1 (74) march 2020

GENERAL OFFICE:
N.Chelny, Republic of Tatarstan, Russia
3/14 Mira avenue, Suite 145
+7 (8552) 92-38-33

REPRESENTATIVE OFFICES:
Moscow, Russia
38/3 Narodnogo opolcheniya str.,
Suite 212

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

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

WEBSITE:
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
Irina Ryabinina / irina@expoz.ru

DIRECTORATE:
Julia Novikova / office@runeft.ru

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

ISSUE DATE: 10.03.2020

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

УДК 553.98

Естественные классы крупности запасов УВ зоны сочленения Западной Сибири и Сибирской платформы

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10070

Ф.С. Ульмасвай
д.г.-м.г.н., главный научный сотрудник
ulmasavai@mail.ru

Е.А. Сидорчук
к.г.-м.н., ведущий научный сотрудник
elena_sidorchuk@mail.ru

С.А. Добрынина
научный сотрудник
dobrinini2002@mail.ru

Институт проблем нефти и газа РАН,
Москва, Россия

Статья посвящена проблеме прогнозирования залежей углеводородов в зоне сочленения Западной Сибири и Сибирской платформы.
Особенности геодинамических процессов могут быть использованы для повышения эффективности поисковых работ.
Геодинамические напряжения разного генезиса являются одним из факторов формирования естественных классов крупности запасов и ресурсов на территории исследования.
Активизация геодинамических процессов в отдельные периоды геологической истории региона привела к образованию неструктурных и комбинированных ловушек, переформированию условий залегания скоплений углеводородов.

Материалы и методы
Материалы: геологические, структурные, тектонические и топографические карты, данные геологической изученности, стратиграфии, тектоники, нефтегазоносности зоны сочленения северо-востока Западно-Сибирского и Енисей-Хатангского бассейнов, северо-запада Сибирской платформы.
Методы: построение распределений, диаграмм, сопоставление данных, графические и картографические построения.

Ключевые слова
углеводороды, естественные классы крупности, геодинамические напряжения, комбинированные и неструктурные ловушки

Поиски нефти и газа в северных районах бассейна реки Енисей начались одними из первых в Зауралье. Выходы нефти и газа в тундре отмечали еще Урванцев Н.Н. (30-е годы XX века), Миддендорф А.Ф. (1898 г.). Известны многочисленные газо-, нефте- и битумопроявления по подстилающим отложениям мезозоя (нижняя юра – триас) и палеозоя.

Нефтегазопоисковые работы в этом районе сдерживались отсутствием потребителей и невозможностью транспортировки нефти и газа к индустриальному центру. Ситуация изменилась с открытием и освоением крупных месторождений нефти и газа на севере Западной Сибири, что привело к новому этапу поисков углеводородов. Перспективная территория приурочена к Таймырской складчатой системе, Енисей-Хатангскому региональному прогибу, северо-западной части Сибирской платформы и северо-восточной части Западно-Сибирской плиты.

С учетом строительства нефтегазопроводов в Азиатско-Тихоокеанский регион эта перспективная территория для России рассматривается как главный резерв наращивания запасов нефти и газа [1–3].

В связи с утверждением о высоких перспективах является актуальным оценка современного состояния ресурсной базы и прогноз будущих открытий в этом регионе.

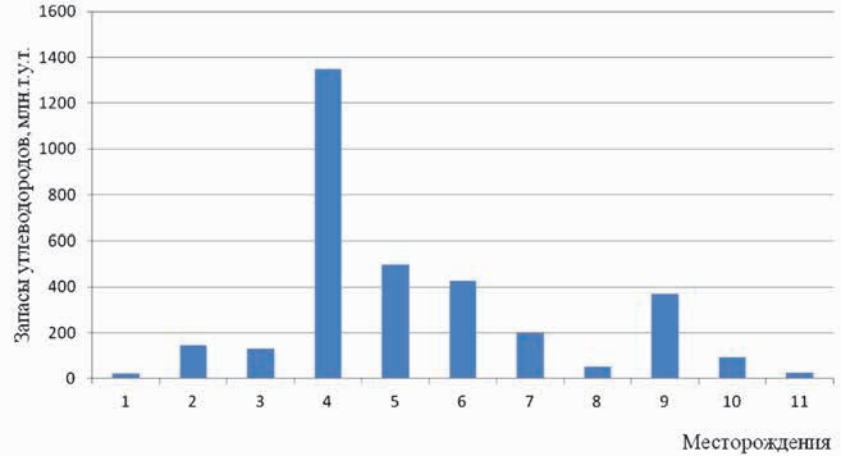
В рассматриваемом районе к настоящему времени открыто 27 месторождений углеводородов, обнаружено 13 перспективных площадей [4–9]. Эта территория распределена по двум административным территориям: Красноярскому краю и Ямало-Ненецкому округу. В Красноярском крае обнаружено 16 месторождений и 13 перспективных площадей, в Ямало-Ненецком округе — 9 месторождений. Два месторождения Мессояхское и Северо-Соленинское располагаются как на территории Ямало-Ненецкого округа, так и на территории Красноярского края.

К настоящему времени открыто 2 нефтяных, 9 газовых, 1 газонефтяное, 7 газоконденсатных и 8 нефтегазоконденсатных месторождений. Залежи УВ приурочены к отложениям от аалена средней юры (Балахнинское месторождение) до коньяк-сантон верхнего мела (Казанцевское месторождение). Одно месторождение (Тагульское) приурочено к 3 стратиграфическим уровням (К1, К2, J3), 6 месторождений - к двум стратиграфическим уровням (К1, К2 — Восточно-Мессояхское, Западно-Мессояхское, Южно-Мессояхское; К1-J2 — Русско-Реченское, Зимнее, Хабейское), 20 месторождений занимает один стратиграфический уровень (18 месторождений — К1, Мессояхское — К2, Мангазейское — J3).

Авторами построены распределения по запасам открытых месторождений нефти и газа и перспективных территорий, показанные на рис. 1–3.

Запасы открытых месторождений изменяются от 11,021 млн т.у.т. (Мессояхское месторождение) до 1347,82 млн.т.у.т (Восточно-Мессояхское месторождение) в ЯНАО, от 1,1 млн т.у.т. (Хабейское месторождение) до 1296,829 млн т.у.т (Тагульское месторождение) в Красноярском крае.

На перспективных площадях Красноярского края ресурсы варьируются от 3,434 млн



Месторождения: 1 — Мессояхское, 2 — Северо-Соленинское, 3 — Южно-Соленинское, 4 — Восточно-Мессояхское, 5 — Западно-Мессояхское. 6 — Пякяхинское, 7 — Южно-Мессояхское, 8 — Северо-Хальмерпаютинское, 9 — Хальмерпаютинское, 10 —Русско-Реченское, 11 — Мангазейское

Рис. 1 — Распределение по запасам открытых месторождений на изучаемой территории в ЯНАО
Fig.1 — Distribution by reserves of discovered deposits in the study area in the Yamal-Nenets Autonomous Okrug

т.у.т на Новой площади до 53,072 млн т.у.т. на Верхне-Кубинской.

Наиболее приемлемым и часто используемым методом прогноза нефтегазовых ресурсов по крупности является положение о соответствии распределения месторождений по запасам распределению Парето. Одним из основных положений распределения Парето является закономерное и описываемое соотношение объемов ресурсов в соседних классах месторождений. Последствием принимаемого распределения является представление о соизмеримости ресурсов нефти и газа, сосредоточенных в месторождениях различных классов крупности. В результате следует, что большая часть ресурсов сконцентрирована в нескольких месторождениях. В длительно разрабатываемых регионах фиксировалось смещение во времени максимума числа месторождений к интервалам меньших запасов. Логнормальное распределение числа месторождений по классам запасов опирается на данные об выявленных открытиях. В настоящее время считается, что точнее всего месторождения УВ по классам крупности запасов описывает так называемое усеченное распределение Парето. Этот метод может быть применен для бассейна, крупного региона с большим количеством открытых месторождений. Поэтому использовать этот метод в полной мере в описываемом регионе не представляется возможным. Тем не менее, анализ распределений открытых месторождений и перспективных площадей по естественным классам крупности запасов и ресурсов будет полезным для повышения эффективности, разработки плана поисков, более полно учитывающим особенности геологического строения и геологического развития.

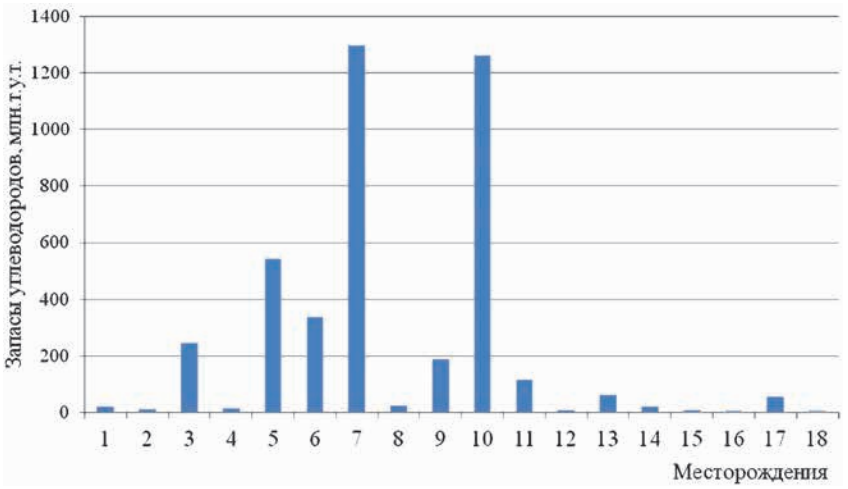
Авторами построено распределение по крупности запасов месторождений подобно распределению Парето с интервалами: 0,3–1, 1–3, 3–10, 10–30, 30–100 100–300 300–1000, 1000–3000, показанное на рис. 4.

Из этого распределения по классам крупности видно, что большинство запасов попадают в класс средней крупности месторождений. Открыты на этой территории и уникальные месторождения: Хальмерпаютинское газоконденсатное, Пайяхское нефтяное, Тагульское, Ванкорское, Восточно- и Западно-Мессояхские нефтегазоконденсатные (более 300 млн т.у.т.).

Месторождений средней, мелкой и очень мелкой крупности открыто совсем немного. Хотя их должно быть открыто значительно больше. Как говорилось выше, в полной мере использовать для оценки прогноза наиболее применяемый метод Парето не представляется возможным из-за недостаточного количества открытых месторождений.

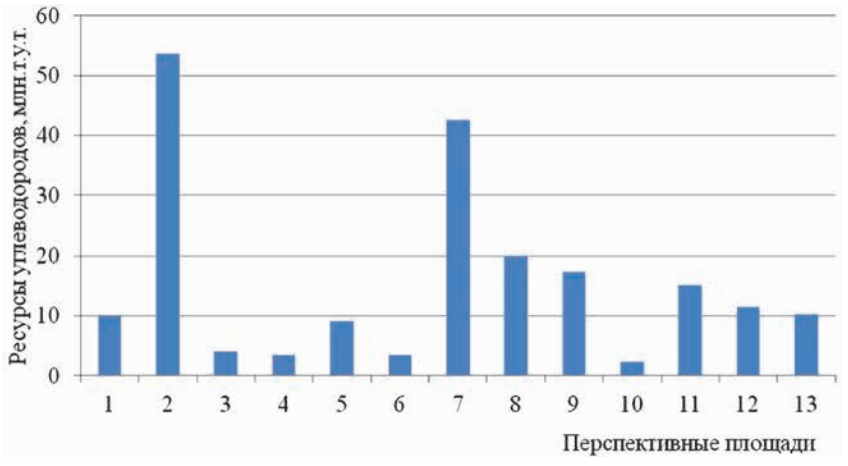
Можно сделать вывод о том, что, исходя из количества открытых уникальных месторождений, вероятность открытия еще уникальных месторождений на изучаемой территории ничтожно мала.

По статистическим данным структурные ловушки являются явно преобладающими. В двух исследованиях, охвативших 45 гигантских и 306 крупных месторождений в Северной Америке, выявили тот факт, что 49% составляют структурные, 31% — стратиграфические и 20 % — комбинированные ловушки [10, 11]. Результаты по 266 гигантским месторождениям во всем мире показали,



Месторождения: 1 — Мессояхское, 2 — Северо-Соленинское, 3 — Пеляткинское, 4 — Зимнее, 5 — Пайяхское, 6 — Лодочное, 7 — Тагульское, 8 — Горчинское, 9 — Сузунское, 10 — Ванкорское, 11 — Байкаловское, 12 — Балахнинское, 13 — Дерябинское, 14 — Казанцевское, 15 — Нанадянское, 16 — Озерное, 17 — Ушаковское, 18 -Хабейское

Рис. 2 — Распределение по запасам открытых месторождений на изучаемой территории в Красноярском крае
Fig. 2 — Distribution by reserves of discovered deposits in the study area in the Krasnoyarsk Territory



Перспективные площади: 1 — Средне-Пясинская, 2 — Верхне-Кубинская, 3 — Джангодская, 4 — Новая, 5 — Гольчихинская, 6 — Токачинская, 7 -Вадинская, 8 — Малотагульская, 9 — Тайкинская, 10 — Западно-Тагульская, 11 — Восточно-Тагульская, 12 — Южно-Тайкинская, 13 — Горчинская

Рис. 3 — Распределение по ресурсам перспективных площадей на изучаемой территории в Красноярском крае
Fig. 3 — Distribution by resources of areas with prospects over the study area in the Krasnoyarsk Territory

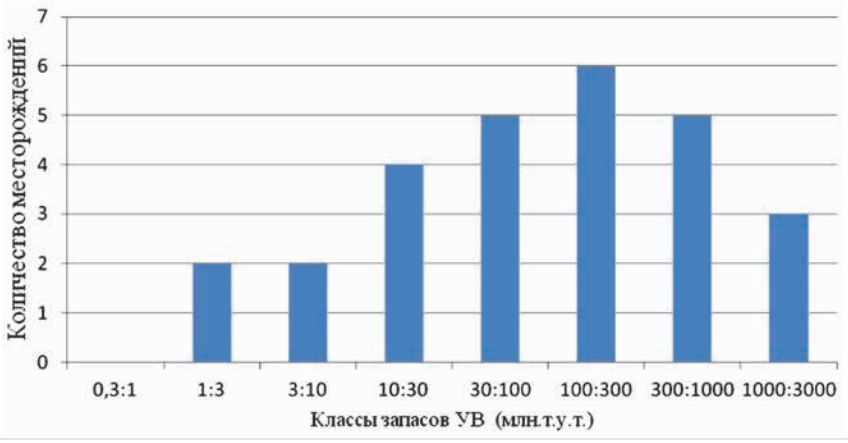
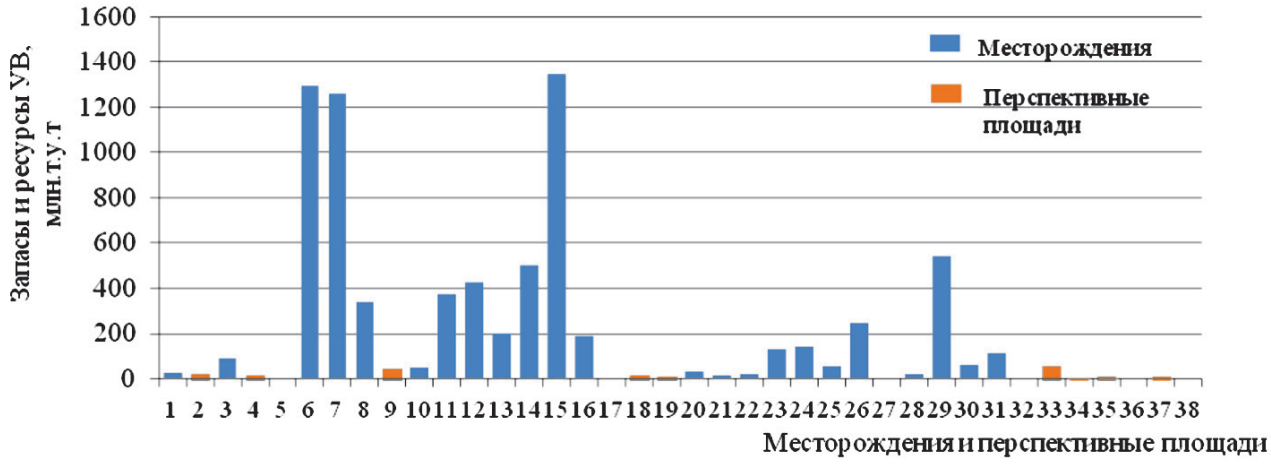


Рис. 4 — Распределение по классам крупности запасов месторождений
Fig. 4 — Distribution by size classes of deposits reserves



Месторождения и перспективные площади: 1 — Мангазейское, 2 — Мало-Тагульская, 3 — Русско-Реченское, 4 — Западно-Тагульская, 5 — Восточно-Тагульская, 6 — Тагульское, 7 — Ванкорское, 8 — Лодочное, 9 — Вадинская, 10 — Северо-Хальмерпаютинское, 11 — Хальмерпаютинское, 12 — Пякяхинское, 13 — Южно-Мессояхское, 14 — Западно-Мессояхское, 15 — Восточно-Мессояхское, 16 — Сузунское, 17 — Токачинская, 18 — Тайкинская, 19 — Южно-Тайкинская, 20 — Горчинское, 21 — Зимнее, 22 — Мессояхское, 23 — Южно-Соленинское, 24 — Северо-Соленинское, 25 — Ушаковское, 26 — Пеляткинское, 27 — Нанадянское, 28 — Казанцевское, 29 — Пайяхское, 30 — Байкаловское, 31 — Дерябинское, 32 — Озерное, 33 — Верхне-Кубинская, 34 — Джангодская, 35 — Средне-Пясинская, 36 — Хабейское, 37 — Гольчихинская, 38 — Новая.

Рис. 5 — Распределение запасов и ресурсов углеводородов месторождений и перспективных площадей по линии «кривого» профиля
Fig. 5 — Distribution of hydrocarbon reserves and resources of fields and prospective sites along the lines of the "curved" profile

что 89% от общего количества гигантских месторождений открыты в структурных ловушках против менее 10% открытых в стратиграфических ловушках, как разновидность неструктурных ловушек. Надо добавить, наиболее крупные месторождения открываются первыми. Это связано с тем, что то, они, как правило, приурочены к структурным ловушкам. Структурный фактор — это основной поисковый признак, на который нацелены геофизические методы и методы бурения. В связи с этим скопления углеводородов в неструктурных условиях еще просто не открыты (открыты в меньшей степени).

В настоящее время разрабатываются методические способы прогнозирования скоплений углеводородов сейсмическими методами в неструктурных ловушках, но они не дают однозначных результатов. Как представляется авторам, изменение методологии поиска поможет обнаружению скоплений углеводородов в неструктурных и комбинированных ловушках.

Учет геодинамических процессов в геологической истории и анализ локальных геодинамических особенностей дает возможность понять создавшуюся ситуацию с перспективами нефтегазоносности рассматриваемой территории [12–15]. Изучение геологических материалов показывает, что на ряде месторождений присутствует несовпадение структурных планов по разновозрастным продуктивным пластам. Структурные планы по юрским продуктивным пластам показывают неструктурные продуктивные ловушки. Активизация геодинамических процессов в отдельные периоды геологической истории региона, а именно, на границе юры и мела, в позднемеловую эпоху, а также в кайнозое (после накопления раннеэоценовых осадков) вызвала дополнительные деформации сдвиго-сжатия [16, 17] на изучаемой территории, что предполагает образование неструктурных ловушек.

Авторами построено распределение запасов и ресурсов углеводородов месторождений и перспективных площадей по линии «кривого» профиля, проведенном через все месторождения и перспективные площади, участвующие в настоящем исследовании (рис. 5). «Кривой» профиль проведен по принципу «через ближайшие месторождения» так, чтобы не было пересечения линии профиля.

На этом распределении можно выделить интервалы с увеличенными запасами месторождений углеводородов. Если проанализировать расположение месторождений из этих интервалов, то они образуют группы на изучаемой территории по признаку по наибольшей крупности запасов (рис. 6).

На топографической схеме территории одна группа месторождений (Мессояхское, Южно-Соленинское, Северо-Соленинское, Ушаковское, Пеляткинское, Казанцевское) расположена к юго-западу от изгиба р. Енисей. Русло реки Енисей в этом месте образует характерную структуру «вытолкнутого» блока, что является морфоструктурным выражением геодинамических напряжений, генерированных раскрытием Северного Ледовитого океана в результате спрединга в районе хребта Гаккеля [18].

Две группы месторождений (одна — Тагульское, Лодочное, Ванкорское месторождения, другая — Северо-Хальмерпаютинское, Хальмерпаютинское, Пякяхинское, Южно-Мессояхское, Западно-Мессояхское и Восточно-Мессояхское месторождения) наибольшей крупности расположены южнее. Вероятно, геодинамические напряжения широтного простирания, генерированные геологическими процессами на северо-западе Сибирской платформы в результате «расплющивания, расползания» огромной массы изверженных пород (траппов Путорана), привели к образованию условий для формирования этой группы месторождений.

Четвертая выделенная группа месторождений (Пайяхское, Байкаловское и Дерябинское) меньшей величиной крупности расположена на северо-северо-восток на территории выше изгиба р. Енисей. Морфоструктурный облик этой территории образован сетью речушек, направление течения которых также имеет особенности похожие на структуры «вытолкнутые» блоки.

В результате активной геодинамики происходило переформирование участков локации углеводородов. Геодинамические напряжения широтного простирания, генерированные геологическими процессами на северо-западе Сибирской платформы, по всей видимости, привели к образованию двух южных групп месторождений, которые также можно рассматривать как первоначально единые зоны нефтегазонакопления для образовавшихся групп месторождений. Участок русла р. Енисей, характеризуемый как «вытолкнутый» блок, имеет достаточно большие размеры, указывающие на высокую энергетику и (или) продолжительность сдвига, следствием которого является как современное распределение скоплений УВ, так и морфология поверхности этого региона.

Разнообразная геодинамическая характеристика предполагает обнаружение достаточного количества скоплений углеводородов в комбинированных или неструктурных ловушках. В перспективе в изучаемом регионе ожидается открытие месторождений углеводородов с запасами от крупных до мелких, в основном приуроченных к неструктурным условиям. Совершенствование методов поиска, которыми в первую очередь на современном этапе являются сейсмические, с учетом локальных геодинамических условий как дополнительный фактор, приведет к новым открытиям и подтвердит высокую оценку перспектив нефтегазоносности на изучаемой территории.

Итоги

Показано влияние геодинамических напряжений на формирование областей скоплений углеводородов разной крупности в зоне сочленения северо-востока Западной Сибири и северо-запада Сибирской платформы.

Выводы

Разнообразная геодинамическая характеристика нефтегазоперспективных территорий предполагает обнаружение достаточного количества скоплений углеводородов в комбинированных или неструктурных ловушках.

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

Литература

1. Хитров А.М., Попова М.Н., Новикова О.В. Ресурсная база России и возможные маршруты транспортировки углеводородного сырья в первой половине XXI века // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2009. № 12. С. 4–9.
2. Махнач Е.Н., Белая А.А., Мамаева А.В. Уточнение глубинного геологического строения и перспектив нефтегазоносности Енисей-Хатангского регионального прогиба по комплексу электроразведочных методов ЗСБ. Международная научная конференция «Геомодель-2019». Геленджик, 2019.
3. Старосельцев В.С. Север плато Путорана — приоритетное направление высокоэффективных работ на нефть и газ в Восточной Сибири // Геология нефти и газа. 2015. №2. С. 17–23.
4. Государственный баланс запасов нефти, газа и конденсата на 1 января 2018 года. Газы горючие. Уральский федеральный округ. Часть 2. Ямало-ненецкий автономный округ. Кн. 1, 2, 3. Москва, 2018.
5. Государственный баланс запасов нефти, газа и конденсата на 1 января 2018 года. Нефть. Уральский федеральный округ. Часть 2. Ямало-ненецкий автономный округ. Кн. 1, 2. Москва, 2018.
6. Государственный баланс запасов нефти, газа и конденесата на 1 января 2018 года. Конденсат. Уральский федеральный округ. Часть 1. Ямало-ненецкий автономный округ. Москва, 2018.
7. Государственный баланс запасов нефти, газа и конденсата на 1 января 2018 года. Газы горючие. Сибирский федеральный округ. Часть 1. Красноярский край. Москва, 2018.
8. Государственный баланс запасов нефти, газа и конденсата на 1 января 2018 года. Конденсат. Сибирский федеральный округ. Часть 1. Красноярский край. Москва, 2018.
9. Государственный баланс запасов нефти, газа и конденсата на 1 января 2018 года. Нефть. Сибирский федеральный округ. Часть 1. Красноярский край. Москва, 2018.
10. Перродон А. Формирование и размещение месторождений нефти и газа. М.: Недра, 1985. 359 с.
11. Селли Р.К. Введение в седиментологию. М.: Недра, 1981. 370 с.
12. Фомин М.А. История тектонического развития Енисей-Хатангского регионального прогиба в турон-кайнозойское время // IX Междунар. науч. конгр. «Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2013» (Новосибирск, 15–26 апреля 2013 г.), Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология»: Сб. материалов в 3 т. Новосибирск: СГГА, 2013. Т. 1. С. 34–39.
13. Зоненшайн Л.П., Кузьмин М.И., Натапов Л.М. Тектоника литосферных плит территории СССР. М.: Наука, 1990. 662 с.
14. Ле Пишон К., Фратито Ж., Боннин Ж. Тектоника плит. М.: Мир, 1977. 287 с.
15. Иогансон Л.И. Присдвиговые осадочные бассейны (бассейны pull-apart) // Геотектоника, 2005. № 2. С. 66–80.
16. Афанасенков А.П., Никишин А.М., Унгер А.В., Бордунов С.И., Луговая О.В. и др. Тектоника и этапы геологической истории Енисей-Хатангского бассейна и сопряженного Таймырского орогена // Геотектоника. 2016. № 2. С. 23–42.
17. Балдин В.А. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности верхнеюрско-неокомских отложений западной части Енисей-Хатангского прогиба. М.: ВНИГНИИ, 2001. 225 с.
18. Ульмасвай Ф.С., Сидорчук Е.А., Добрынина С.А. Геодинамические напряжения как проявление тектонических механизмов нефтегазонакопления на больших глубинах // Актуальные проблемы нефти и газа, 2018. №3 (22). Электронный ресурс. Режим доступа: http://oilgasjournal.ru/issue_22/ulmasvay.pdf

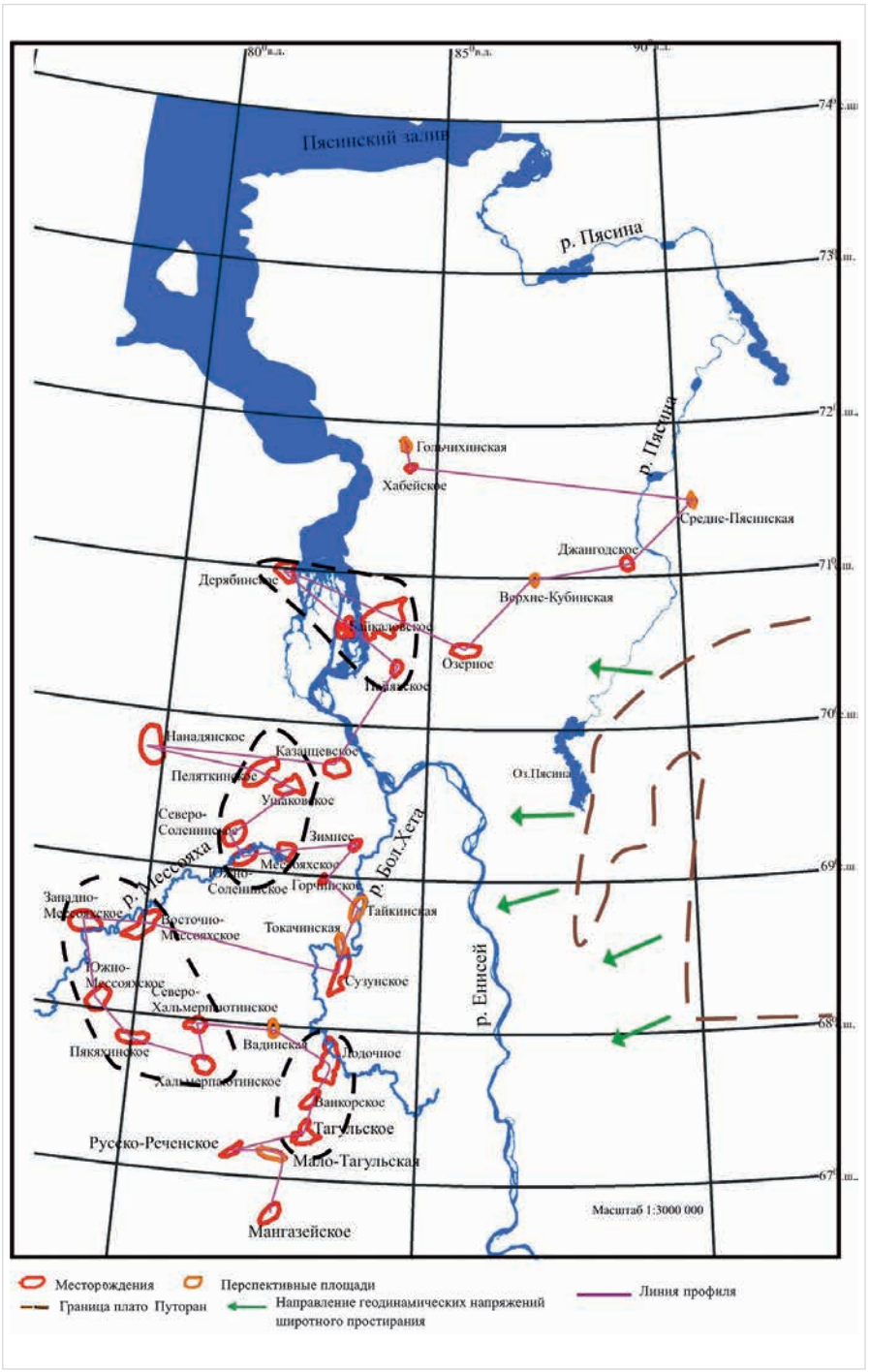


Рис. 6 — Области с группами месторождений по увеличенной крупности запасов
Fig. 6 — Areas with groups of deposits by increased size of reserves

UDC 553.98

Natural classes of large resources of HC joining areas of Western Siberia and Siberian platform

Authors
Feliks S. Ulmasvay — Sc.D., chief researcher; ulmasavai@mail.ru
Elena A. Sidorchuk — Ph.D., leading researcher; elena_sidorchuk@mail.ru
Svetlana A. Dobrynina — researcher; dobrinini2002@mail.ru

Institute of Oil and Gas Problems RAS, Moscow, Russian Federation

Abstract
The article is devoted to the problem of forecasting hydrocarbon deposits in the junction zone of Western Siberia and the Siberian platform.
Features of geodynamic processes can be used to increase the efficiency of prospecting. Geodynamic stresses of different genesis are one of the factors in the formation of the natural size classes of reserves and resources in the studying area.
The activation of geodynamic processes in certain periods of the geological history of theregion led to the formation of non-structural and combined traps, the reformation of the conditions of occurrence of hydrocarbon accumulations.

Materials and methods
Materials: geological, structural, tectonic and topographic maps, data (information) of geological investigation (explaration), stratigraphy, tectonics, oil and gas potential of the junction zone of the north-east of the West Siberian and Yenisei-Khatanga basins, north-west of the Siberian platform.
Methods: construction of distributions, diagrams, data comparison, graphical and cartographic constructions (drafts, drawings).

Results
The influence of geodynamic stresses on the formation of regions of hydrocarbon accumulations of different sizes by reserves and resources in the junction zone of the north-east of Western Siberia and the north-west of the platform is shown.

Conclusions
The detection of a sufficient number of hydrocarbon accumulations in combined or non-structural traps is supposed to be according to the diverse geodynamic characteristics of the oil and gas prospective territories.

Keywords
hydrocarbons, natural size classes, geodynamic stresses, combined and non-structural traps (pitfalls)

References

1. Hitrov A.M., Popova M.N., Novikova O.V. R*esursnaya baza Rossii i vozmozhnye marshruty transportirovki uglevodorodnogo syr'ya v pervoj polovine XXI veka* [Resources base of Russia and possible hydrocarbon transportation routes during the first part of the XXIst century]. Problems of Economics and Management of the Oil and Gas Complex, 2009, issue 12, pp. 4–9.
2. Mahnach E.N., Belaya A.A., Mamaeva A.V. U*tochnenie glubinnogo geologicheskogo stroeniya i perspektiv neftegazonosnosti Enisey-Khatangskogo regional'nogo progiba po kompleksu ehlektrorazvedochnyh metodov ZSB i MTZ* [Clarification of the Deep Geological Structure and Hydrocarbon Potential of the Yenisei-Khatanga Regional Trough on the Complex Electrical Methods TEM and MTS]. Geomodel 2019 – 21th Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development.
3. Starosel'tsev V.S. S*ever plato Putorana – prioritetnoe napravlenie vysokoehffektivnyh rabot na neft' i gaz v Vostochnoj Sibiri* [The North of the Plateau Putorana – priority direction of high efficient oil and gas exploration in the Eastern Siberia]. Oil and Gas Geology, 2015, issue 2, pp. 17–23.
4. *Gosudarstvennyj balans zapasov nefti, gaza i kondensata na 1 yanvarya 2018 goda. Gazy goryuchie. Ural'skiy federal'nyy okrug. Chast' 2. Yamalo-nenetskiy avtonomnyy okrug Kn. 1, 2, 3* [State balance of oil, gas and condensate reserves as of January 1, 2018. Combustible gases. Urals Federal District. Part 2. Yamalo-Nenets Autonomous Okrug, books 1, 2, 3]. Moscow, 2018.
5. *Gosudarstvennyj balans zapasov nefti, gaza i kondensata na 1 yanvarya 2018 goda. Neft'. Ural'skiy federal'nyy okrug. Chast' 2. Yamalo-nenetskiy avtonomnyy okrug Kn. 1, 2* [State balance of oil, gas and condensate reserves as of January 1, 2018. Oil. Urals Federal District. Part 2. Yamalo-Nenets Autonomous Okrug, books 1, 2]. Moscow, 2018.
6. *Gosudarstvennyj balans zapasov nefti, gaza i kondensata na 1 yanvarya 2018 goda. Kondensat. Ural'skiy federal'nyy okrug. Chast' 1. Yamalo-nenetskiy avtonomnyy okrug* [State balance of oil, gas and condensate reserves as of January 1, 2018. Condensate. Urals Federal District. Part 1. Yamalo-Nenets Autonomous Okrug]. Moscow, 2018.
7. *Gosudarstvennyj balans zapasov nefti, gaza i kondensata na 1 yanvarya 2018 goda. Gazy goryuchie. Sibirskiy federal'nyy okrug. Chast' 1. Krasnoyarskiy kray* [State balance of oil, gas and condensate reserves as of January 1, 2018. Combustible gases. Siberian Federal District. Part 1. Krasnoyarsk Region]. Moscow, 2018.
8. *Gosudarstvennyj balans zapasov nefti, gaza i kondensata na 1 yanvarya 2018 goda. Kondensat. Sibirskiy federal'nyy okrug. Krasnoyarskiy kray* [State balance of oil, gas and condensate reserves as of January 1, 2018. Condensate. Siberian Federal District. Krasnoyarsk Region]. Moscow, 2018.
9. *Gosudarstvennyj balans zapasov nefti, gaza i kondensata na 1 yanvarya 2018 goda. Neft'. Sibirskiy federal'nyy okrug. Chast' 1. Krasnoyarskiy kray* [State balance of oil, gas and condensate reserves as of January 1, 2018. Oil. Siberian Federal District. Part 1. Krasnoyarsk Region]. Moscow, 2018.
10. Perrodon A. F*ormirovanie i razmeshchenie mestorozhdeniy nefti i gaza* [Formation and disposition of oil and gas fields]. Moscow: Nedra, 1985, 359 p.
11. Selli R.K. V*vedenie v sedimentologiyu* [An introduction to Sedimentology], Moscow: Nedra, 1981, 370 p.
12. Fomin M.A. I*storiya tektonicheskogo razvitiya Enisey-Khatangskogo regional'nogo progiba v turon-kaynozoyskoe vremya* [Tectonic evolution history of the Yenisei-Khatanga Region Trough Turonian-Cenozoic]. IX International scientific congress «Interexpo GEO-Siberia 2013». Novosibirsk, 2013.
13. Zonenshayn L.P., Kuz'min M.I., Natapov L.M. T*ektonika litosfernykh plit territorii SSSR* [Tectonics of lithospheric plates of the territory of the USSR in 2 Vol.]. Moscow: Nauka, 1990, 662 p.
14. Le Pishon K., Fratito Zh., Bonnin Zh. *Tektonika plit* [Tectonics of plates]. Moscow: Mir, 1977, 287 p.
15. Ioganson L.I. P*risdvigovye osadochnye basseyny (basseyny pull-apart) (obzor literatury)* [Pull-apart basins: a review]. Geotectoniks, 2005, vol. 39, issue 2, pp. 156–168.
16. Afanasenkov A.P., Nikishin A.M., Unger A.V., Bordunov S.I., Lugovaya O.V., Chikishev A.A., Yakovishina E.V. *Tektonika i etapy geologicheskoy istorii Enisey-Khatangskogo basseyna i sopryazhennogo Taymyrskogo orogena* [The tectonics and stages of the geological history of the Yenesei-Khatanga Basin and the conjugate Taimyr Orogen]. Geotectoniks, 2016, vol. 50, issue 2, pp. 161–178.
17. Baldin V.A. *Geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti verkhneyursko-neokomskikh otlozheniy zapadnoy chasti Enisey-Khatangskogo progiba* [Geological structure and prospects of oil and gas potential of the upper Jurassic-Neocomian deposits of the Western part of the Yenisei-Khatanga trough]. Thesis for the degree of candidate of geological and mineralogical Sciences. Moscow: VNIGNII, 2001, 225 p.
18. Ul'masvay F.S., Sidorchuk E.A., Dobrynina S.A. *Geodinamicheskie napryazheniya kak proyavlenie tektonicheskikh mekhanizmov neftegazonakopleniya na bol'shikh glubinakh* [Geodynamic stresses as a manifestation of tectonic mechanisms of oil and gas accumulation at great depths]. Actual Problems of Oil and Gas, 2018, issue 3 (22). Available at http://oilgasjournal.ru/issue_22/ulmasvay.pdf

Поставки нефти, газа и нефтепродуктов

ООО «Нефтяная Компания «НАТ-АРТ» зарегистрирована в ноябре 2016 года и является Компанией, которая в настоящее время осуществляет реализацию нефтегазовой и нефтехимической продукции.

Более **3** лет на рынке

Логистическая карта поставок ООО «Нефтяная Компания «НАТ-АРТ» включает в себя: территорию России, в том числе Калининградскую область и Республику Крым; страны ЕАЭС.

ООО «Нефтяная Компания «НАТ-АРТ» является членом Торгово-Промышленной Палаты РФ и Союза «Санкт-Петербургская Торгово-Промышленная Палата».

Адрес офиса: 197227, г. Санкт-Петербург,
Комендантский пр., д. 11, литера В,
пом. 28-Н, БЦ «Миллер-центр», офис № В-2-3к

Нефть

Газовый
коденсат

Мазут

Керосин
авиационный

Бензин

Дизельное
топливо

Нефтяная Компания «НАТ-АРТ»

Oil Company "NAT-ART" LLC

+7 (911) 768-24-14

www.nknat-art.ru

info@nknat-art.ru

УДК 550.3

Основные направления развития технологии полевых работ наземной сейсморазведки

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10065

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

РГУ нефти и газа (НПУ) им. И.М. Губкина, Москва, Россия

В статье использованы материалы ежегодной конференции SEG-2019, состоявшейся в октябре 2019 г. в Сан-Антонио (США), отражающие современный уровень технологии полевых наземных сейсморазведочных работ и возможные направления их развитии.

Материалы и методы
Приведены описания двух полевых наземных съемок, содержания текущих опытных и перспективных исследований, а также полученные в процессе их проведения результаты.

Ключевые слова
наземная сейсморазведка, системы наблюдений, технология полевых работ, нелинейные искажения, вибратор, приемные цифровые системы

В настоящее время поисково-разведочные и сейсморазведочные работы по нефти и газу проводятся, как правило, в районах со сложными сейсмогеологическими и поверхностными условиями при низких исходных отношениях сигнал/помеха, что приводит к необходимости применения сложных, избыточных систем наблюдений и проведения перманентных опытно-методических наблюдений по совершенствованию, оптимизации и развитию технологии полевых работ для повышения их эффективности.

Освещению этих вопросов и посвящена настоящая статья, в которой:

— приведены результаты высокоточной и масштабной съемок 3D, выполненных по плотным системам наблюдений с применением современной технологии работ, позволивших существенно повысить качество материалов;
— показана возможность повышения производительности полевых работ на основе применения кодированных сигналов;
— рассмотрены перспективы применения многокомпонентных (9С) 3D данных, полученных со стандартными и одновременно работающими несколькими источниками колебаний;
— предложен и успешно опробован способ повышение уровня возбуждаемых колебаний за счет улучшения контакта плиты вибратора со средой;
— проанализированы перспективы применения акселерометров при приеме колебаний в наземной сейсморазведке;
— предложен способ снижения уровня нелинейные искажения вибрационных сигналов и рассмотрены особенности технологии работ с 200 000 цифровыми приемными системами.

Высокоточная съемка 3D (пример по сложной структуре на площади Keshen)

Основанием для проведения повторных работ на этой площади послужили отрицательные результаты предыдущих съемок 3D,

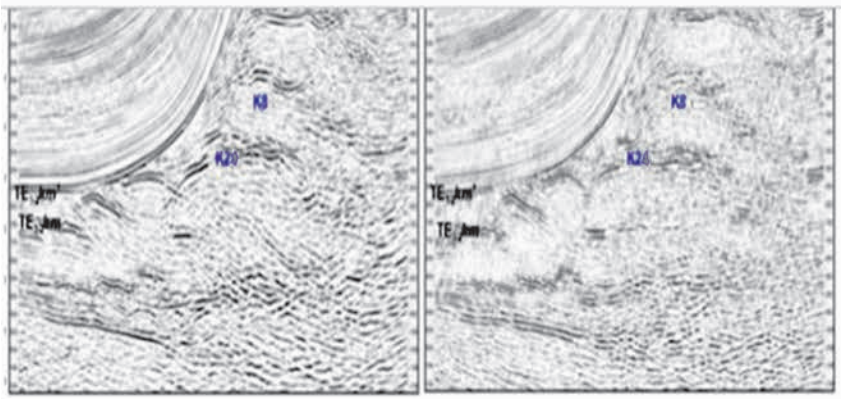


Рис. 1 — Фрагменты временного разреза, полученные по старой (справа) и новой (слева) технологиям
Fig. 1 — Time section fragments obtained by the old (right) and new (left) technologies

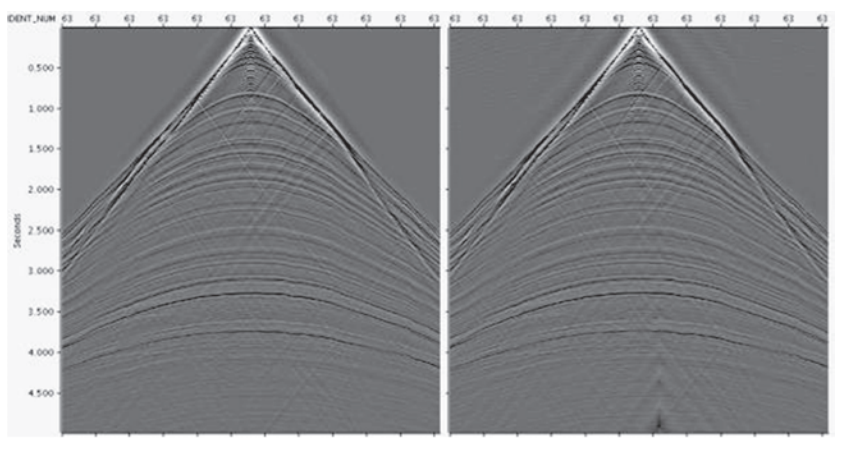


Рис. 2 — Сейсмические записи, полученные по стандартной (справа) и предлагаемой (слева) технологиям
Fig. 2 — Seismic records obtained by standard (right) and proposed (left) technologies

выполненных по стандартной технологии. Низкое отношение сигнал/помеха на исходных записях было обусловлено сложными глубинными условиями, наличием крутопадающих отложений в верхней части разреза и некоторыми другими причинами. Для преодоления этих затруднений было предложено повысить плотность наблюдений до 1,8–3,6 млн трасс/км^2, уменьшить расстояния между линиями приема и возбуждения до 120 м, использовать бин размером 15х30 м и при работах с вибраторами применить расширенный в сторону низких частот (1,5–84 Гц) свип длительностью 16 с. Кроме того, на участках с повышенным наклоном мелко залегающих отложений отказаться от группирования приборов в поле. Эти изменения технологии полевых работ оказались достаточно эффективными, они привели к существенному повышению качества материалов и возможности прослеживания целевых границ разреза [1]. На рис. 1 изображены фрагменты временных разрезов, полученных по старой (справа) и новой (слева) технологиям.

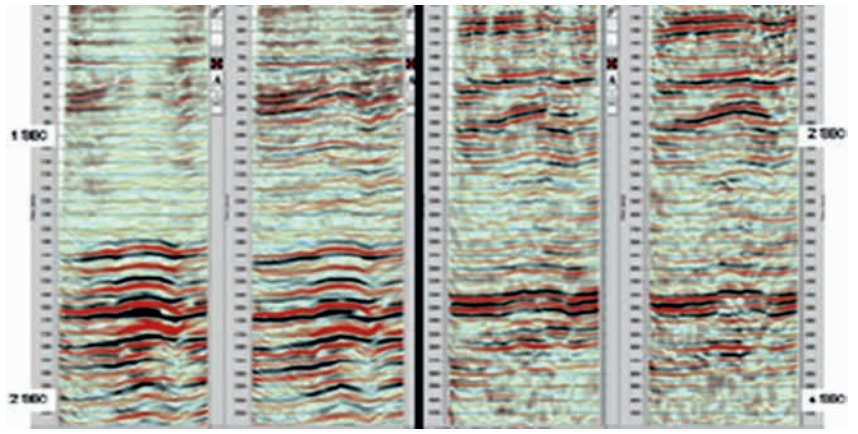


Рис. 3 — Фрагменты временных разрезов по P (1, 2) и S (3, 4) волнам, полученные по стандартной и модернизированной технологиям
Fig. 3 — Time sections fragments along the P (1, 2) and S (3, 4) waves obtained by standard and modernized technologies

Масштабные совместные наземные и морские работы в северо-западном районе Эмиратов

В 2017 г. национальная нефтяная компания Abu Dhabi (ADNOC) решила провести современные сейсмические работы во внутренних морских и сухопутных районах Эмиратов в объеме 90000 км^2 [2]. Наземная съемка предусматривает отработку ортогональной системы наблюдений, состоящей из 62 приемных линий с 200 м интервалом между ними и 496 трассами на каждой из них; и соответствующего числа линий возбуждений (шаг 100 м между линиями и 25 м между пунктами возбуждения).

Отработка системы проводилась по одноточечной технологии с кратностью 1922, бином 12,5х12,5 м и максимальным выносом 6200 м. На особо сложных участках применялась система с кратностью 1844 и бином 6,25х6,25 м для получения качественных, более разрешенных полевых записей. Возбуждение колебаний проводилось 30 одновременно работающими разнесенными на 8 км одиночными вибраторами, генерирующими низкочастотный свип полосой 1,5–120 Гц с повышенным временем излучения в полосе част от 1,5–5 Гц. Для приема и регистрации колебаний использовалась система Sercel 428, а для возбуждения — вибраторы Nomand 90. Материалы предварительной обработки позволяют рассчитывать на успешное решение поставленных задач.

Одновременные работы в Западном Техасе

Для уменьшения времени на отработку профилей авторами было предложено для вибрационного возбуждения колебаний использовать кодированные, каскадные, разделенные на сегменты сигналы, позволяющие одновременно работать с несколькими (чаще всего четырьмя) вибраторами, но со сдвинутыми фазами излучаемых колебаний, что делает возможным при обработке разделять полученные записи. Способ был модернизирован путем исключения времени слушания между сегментами. При работах был использованы свипы полосой 2–90 Гц и длительностью 20,5 с при времени слушания 5 с. Эксперимент оказался удачным, что следует из практической идентичности стандартных и разделенных записей (рис. 2), что делает перспективным практическое применение предложенной технологии полевых наблюдений [3].

Сравнение многокомпонентных (9C) 3D данных, полученных по стандартной и одновременной технологиям

Интерес к этой работе [4] обусловлен обращением к чисто поперечным волнам и желанием довести их до практического применения. С этой целью авторами были рассмотрены и проанализированы материалы по 5 многокомпонентным съемкам с возбуждением и регистрацией P- и S-волн на площади 6 кв. миль в пределах Пермского бассейна Западного Техаса. Полевые наблюдения были проведены по стандартной технологии и технологии «генерирую, когда хочу» (faw fare at will) и flip/flop для повышения производительности работ. В эксперименте было задействовано 10 продольных и 8 поперечных вибраторов. Продольные волны возбуждались свипами полосой 2–110 Гц и длительностью 16 с, а поперечные — частотой 1–55 Гц и длительностью 16 с, времена слушания были выбраны равными 8 с. Полевые работы были проведены на 22-х трехмильных и 48-ми двухмильных линиях с возбуждением колебаний на ортогональных и линейных линиях. Сравнение временных затрат на производство наблюдений показало, что работы по способу fare at will позволяют в отведенное время отработать большее число пунктов возбуждения. На рис. 3 приведены фрагменты временных разрезов, полученных по стандартной и модернизированной, более производительной методике, иллюстрирующие их практическую идентичность, что важно для обоснования перспективности многокомпонентных наблюдений в наземной сейсморазведке.

Повышение уровня вибрационных сигналов в пустыне

По материалам экспериментальных работ [5], проведенных в одном из пустынных азиатских районов, показано, что деревянные прокладки, положенные под плиту вибратора, позволяют несколько выровнять амплитудный спектр возбуждаемых колебаний и несколько повысить их уровень. На рис. 4 приведены амплитудные спектры волн на мягком грунте с прокладками и без них.

Сейсмические сигналы ускорения при работах на суше

На основании материалов экспериментальных и тестовых работ [6] авторы отдают предпочтение акселерометрам при регистрации волн в наземной сейсморазведке и отмечают их следующие преимущества:

1. Сигналы ускорения позволяют лучше отражать изменения физических свойств

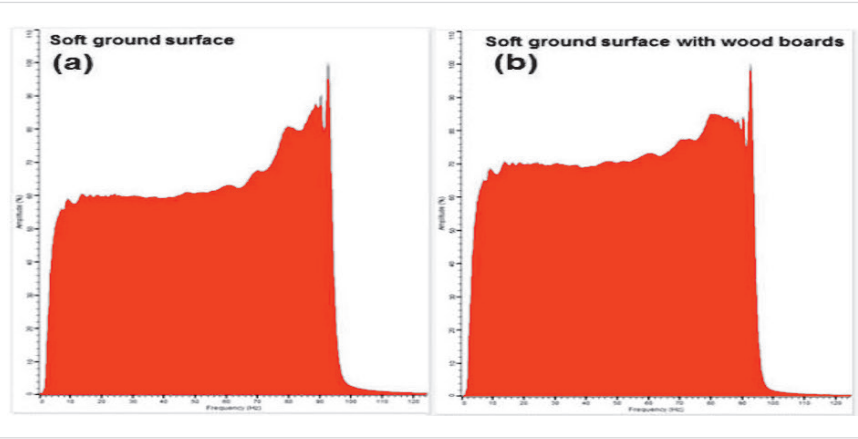


Рис. 4 — Амплитудные спектры волн на мягком грунте с прокладками (b) и без них (a)
Fig. 4 — Amplitude spectra on soft ground surface: with wood boards (b), no wood boards (a)

среды, и они подходят больше, чем приемники по скорости, при работах в сложных средах из-за их большей точности и чувствительности.
2. Сигналы ускорения делают возможным обнаружение и выявление небольших искажений принимаемых сигналов, обладают меньшими погрешностями на высоких частотах и большей разрешающей способностью, чем сигналы скорости.
3. Акселерометрия P-волн делает возможным более точное выделение изменений модуля Юнга.

Нелинейные искажения вибрационных сигналов

Уровень нелинейных искажений вибрационных сигналов определяется конструкцией вибратора, системой управления источниками, физико-механическими параметрами грунта и его поведением под нагрузкой. Они особенно велики на низких частотах. Предложенный способ снижения интенсивности гармоник [7] основан на предсказании их величины, расчете сигнала обратной связи и введении его с противоположным знаком в систему управления вибратора, что и приводит к уменьшению интенсивности гармоник. На рис. 5 приведены экспериментальные материалы, иллюстрирующие эффективность предлагаемого способа ослабления гармоник. Отмечается, что система проста в управлении и не требует калибровки канала и дополнительных механических компонентов.

Сравнение двух различных близко расположенных приемо-регистрирующих полевых систем

Весной 2018 г. в Техасе на профиле протяженностью 4,2 мили были опробованы две автономные приемные системы, сейсмоприемники которых располагались на расстоянии 42 см друг от друга с целью анализа и сопоставления зарегистрированных записей [8]. Для получения объективных данных параметры систем наблюдений, приема и обработки были выбраны идентичными. Анализ полученных материалов предусматривал визуальное сопоставление полученных записей, сравнение спектров зарегистрированных волн, оценку их временных и фазовых различий, проверку и сопоставление структурных построений. В результате сопоставления была показана практическая идентичность полученных результатов. Однако по стоимости системы существенно отличаются, что и будет определять лучшие перспективы более дешевой при съемках 3D.

Технология работ с 200 000 цифровыми системами в западном Кувейте

Район проведения полевых работ представлял собой пустыню с плоским рельефом, твердым грунтом и широким развитием песчаных образований. Технология работ [9] предусматривала использование 230 тыс. цифровых датчиков, 115 200 живых каналов, двух комплектов приемного оборудования G3I HD и 24 вибраторов Jnova 380. Система наблюдений состояла из 120 линий возбуждений с 16 ПВ на каждой. Была применена система контроля LSAM (Large spread Automatic Management), позволяющая за 7 с проанализировать 200 000 каналов. Работы были проведены за 2 месяца в режиме flip/flop с производительностью 4000 в день при хорошем качестве полученных записей.

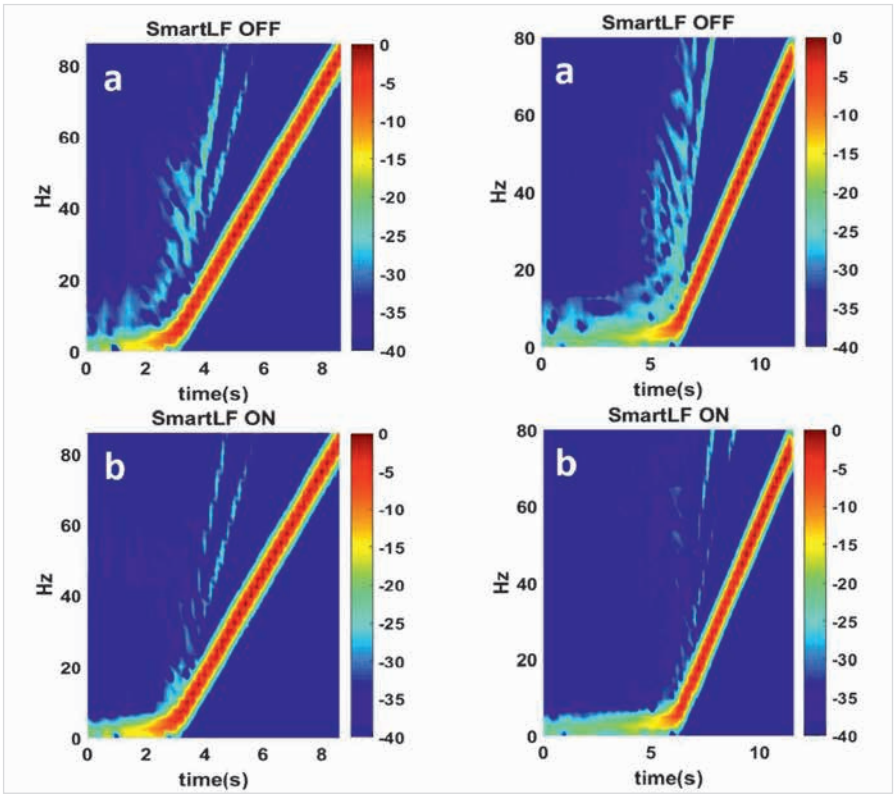


Рис. 5 — Пример работы способа подавления гармоник: красная линия — основной сигнал; синее облако — гармоники, a — без подавления гармоник; b — с подавлением гармоник
Fig. 5 — Work example of the suppressing harmonics method: red line — main signal; blue cloud — harmonics, a — without harmonics suppression; b — with harmonics suppression

Итоги

Высокоплотные системы наблюдений 3D в сочетании с широкополосным возбуждением колебаний являются эффективным средством получения качественных полевых материалов в районах со сложными сейсмогеологическими условиями. Опробованные направления развития технологии полевых работ оказались достаточно успешными, что обосновывает перспективы их практического применения для повышения эффективности и производительности полевых сейсморазведочных работ.

Выводы

Обзор основных направлений развития технологии полевых работ наземной сейсморазведки показал следующее:

— эффективность высокоплотных, широкополосных полевых систем наблюдений 3D в районах с низким исходным отношением сигнал/помех;
— перспективы развития и совершенствования технологии полевых вибросейсмических работ связаны с повышением их производительности, многокомпонентным возбуждением приемом и регистрацией колебаний, оптимизацией условий генерирования и приема волн и снижением уровня помех.

Литература

1. Z. Xu, L. Xinwen, K. Dezheng, D. Jiangwei, F. Jing. A high-precision 3D acquisition case for the complex structures in Keshen Area. Expanded Abstracts, SEG International 89th Annual meeting, 2019.
2. G. Cambois, S. Al Mesaabi, G.A. Casson, J. Cowell, M. Mahgoub, A. Al Kobaisi. The world's largest continuous 3D onshore and offshore seismic survey sets ambitious quality and turnaround targets. Expanded Abstracts, SEG International 89th Annual meeting, 2019.
3. N. Moldoveanu, J.-R. Szescila, J. Quigley, E. Rosso, V. Sudhakar, P. Jones. Simultaneous vibroseis acquisition in West Texas: a premier survey. Expanded Abstracts, SEG International 89th Annual meeting, 2019.
4. J.W. Thomas, T. Phillips, K. Werth, C. Lindsey. A Comparison of 3D Multi-Component (9C) Data Image Volumes Acquired with Conventional and Simultaneous Source Techniques (KWP Phase II). Expanded Abstracts, SEG International 89th Annual meeting, 2019.
5. Z. Wei, Y. Qi, C. Duan, P. Liu. Improving Vibroseis transmitted signal in desert areas. Expanded Abstracts, SEG International 89th Annual meeting, 2019.
6. Z. Huaiban, L. Luming, Z. Guangde, C. Guobin, Z. Bohan, C. Wujin, C. Ruguo. Seismic Acceleration Signal Theory and Application Onshore. Expanded Abstracts, SEG International 89th Annual meeting, 2019.
7. G. Ollivrin, N. Tellier. Smart LF for robust and straightforward reduction of low-frequency distortion Expanded Abstracts, SEG International 89th Annual meeting, 2019.
8. S.K. Chiu, P. Eick, B. Erickson. Evaluation of two co-located autonomous recording systems. Expanded Abstracts, SEG International 89th Annual meeting, 2019.
9. Z. Guo, H.Ning, H.Fan, L.Zhang, Q. Li. Acquisition Technology of over 200 000-channel Full-digital System (Application in West Kuwait Land 3D). Expanded Abstracts, SEG International 89th Annual meeting, 2019.

UDC 550.3

Basis survey directions of developments in onshore seismic acquisition

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

Gubkin University (National University of Oil and Gas), Moscow, Russian Federation

Abstract
New seismic onshore acquisition is led in regions with low signal/obstacle ratio. In this conditions it is necessary to use complex field 3D systems and conduct special experiments to receive good field materials. Some of this questions are discussed in the article with showing the results of experiments.

Materials and methods
Description of methodical and results of application two 3D onshore high density acquisitions technology and special experiments to optimization onshore seismic technology.

Keywords
onshore shooting, acquisition, productivity, vibrator, distortion, bin, experiment, digital system

Results
High density wide frequency 3D field systems are very effective in regions with low signal/obstacle ratio. The new onshore seismic technologies are described in the article.

Conclusions
Review of publications revealed next points:
— advantage of new onshore acquisitions;
— importance and necessity con ducting of special field experiments in onshore acquisition.

References
1. Z. Xu, L. Xinwen, K. Dezheng, D. Jiangwei, F. Jing. A high-precision 3D acquisition case for the complex structures in Keshen Area. Expanded Abstracts, SEG International 89th Annual meeting, 2019.
2. G. Cambois, S. Al Mesaabi, G.A. Casson, J. Cowell, M. Mahgoub, A. Al Kobaisi. The world's largest continuous 3D onshore and offshore seismic survey sets ambitious quality and turnaround targets. Expanded Abstracts, SEG International 89th Annual meeting, 2019.
3. N. Moldoveanu, J.-R. Szescila, J. Quigley, E. Rosso, V. Sudhakar, P. Jones. Simultaneous vibroseis acquisition in West Texas: a premier survey. Expanded Abstracts, SEG International 89th Annual meeting, 2019.
4. J.W. Thomas, T. Phillips, K. Werth, C. Lindsey. A Comparison of 3D Multi-Component (9C) Data Image Volumes Acquired with Conventional and Simultaneous Source Techniques (KWP Phase II). Expanded Abstracts, SEG International 89th Annual meeting, 2019.
5. Z. Wei, Y. Qi, C. Duan, P. Liu. Improving Vibroseis transmitted signal in desert areas. Expanded Abstracts, SEG International 89th Annual meeting, 2019.
6. Z. Huaiban, L. Luming, Z. Guangde, C. Guobin, Z. Bohan, C. Wujin, C. Ruguo. Seismic Acceleration Signal Theory and Application Onshore. Expanded Abstracts, SEG International 89th Annual meeting, 2019.
7. G. Ollivrin, N. Tellier. Smart LF for robust and straightforward reduction of low-frequency distortion Expanded Abstracts, SEG International 89th Annual meeting, 2019.
8. S.K. Chiu, P. Eick, B. Erickson. Evaluation of two co-located autonomous recording systems. Expanded Abstracts, SEG International 89th Annual meeting, 2019.
9. Z. Guo, H.Ning, H.Fan, L.Zhang, Q. Li. Acquisition Technology of over 200 000-channel Full-digital System (Application in West Kuwait Land 3D). Expanded Abstracts, SEG International 89th Annual meeting, 2019.

УДК 622.24

Предотвращение гидратации и обвала глин

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10066

В.Н. Кузьмин
к.т.н, заведующий кафедрой БНГС
nf-kvn@udsu.ru

Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», Ижевск, Россия

В статье рассмотрены: проблемы, возникающие при бурении интервалов ствола скважин, состоящих из глинистых горных пород, склонных к гидратации и обвалу; механизм набухания глинистых горных пород, процесс ингибирования глин; аспекты применения ингибиторов глин; указаны некоторые ингибиторы глин, положительно зарекомендовавшие себя в лабораторных испытаниях и в практике бурения нефтяных скважин; вкратце приведены результаты лабораторных испытаний по профилактике набухания глинистых пород при воздействии водной дисперсионной среды.

Материалы и методы

Лабораторные исследования направлены на поиск максимальных способов защиты кернового материала глинистых пород от гидратации, путем подбора эффективных ингибиторов глин.

В ходе лабораторных исследований кернового материала проведены наблюдения за воздействием различных дисперсионных сред на глинистую горную породу, путем погружения сегмента керна в дисперсионную среду на 24 часа, в состоянии покоя (без механического перемешивания) в сравнении с исходным материалом, то есть керном, не подвергнутым смачиванию дисперсионной средой.

Ключевые слова

бурение скважин, гидратация глинистых горных пород, ингибирование глин, ингибиторы глин, обвалы горных пород, образование каверн.

Проблемы потери устойчивости ствола скважин

Известно, что на нефтяных и газовых месторождениях мира около 70–75% пластов представлено глинистыми отложениями и около 70% технологических осложнений связано с неустойчивым состоянием ствола скважины при бурении в этих интервалах [1].

Одним из наиболее распространенных осложнений при бурении скважин является потеря устойчивости горных пород, слагающих стенки скважин. Причины потерь устойчивости стенок скважин носят разнообразный характер, но все они приводят к отклонению от номинального размера сечения ствола скважины. Изменение диаметра ствола скважины может быть следствием образования толстой глинистой корки (уменьшение диаметра) и размыва отложений, представленных, например, растворимыми солями (образование каверн). Если образование каверн обусловлено осыпями или обвалами горных пород, то уменьшение диаметра скважины является следствием выпучивания горных пород, с последующим скалыванием и осыпанием, особенно проявляющимся в трещиноватых породах при бурении с применением не ингибированных или недостаточно ингибированных (либо при применении неэффективных ингибиторов глин) буровых промывочных жидкостей на основе водной дисперсионной среды.

Механизм гидратации глинистых пород

Для того, чтобы правильно выбрать необходимые ингибиторы глин и в целом предотвратить процессы гидратации и осыпания глинистых горных пород, следует представлять механизм гидратации глин.

Гидратация глин приводит к разрушению глинистых горных, что сопровождается увеличением объема и последующим диспергированием. Скорость и масштабы разрушения глинистых горных пород зависят от того с какой дисперсионной средой контактирует глинистая порода и какие ингибиторы введены в состав дисперсионной среды.

Следует понимать, что под глинистыми породами понимаются не только собственно глины, но и глинистые сланцы, аргиллиты, породы на глинистом цементе (глинистый песчаник, мергель, алевролит и др.).

Главными признаками глин являются высокодисперсное состояние, характеризующееся коллоидными и близкими к ним размерами частиц, гидрофильность (активное взаимодействие с водой), способность к адсорбции, ионному обмену, набуханию и проявлению упруго-вязко-пластичных и тиксотропных свойств в концентрированных и разбавленных суспензиях.

На степень гидратации глинистых пород немалое влияние оказывают структурные особенности глинистых горных пород: тип структуры, структурные связи, плотность и ориентированность. При нарушении природных структурных связей, величина набухания глинистых горных пород существенно увеличивается.

Гидратация глинистых горных пород является результатом взаимодействия глины с водной фазой буровой промывочной жидкости. Набухание глинистых пород возникает из-за роста влажности, увеличения объема частиц и давления с последующим распадом структуры глинистых частиц [2].

Разрушение глинистых горных пород протекает в два этапа:

— всасывание глиной воды и, как следствие, набухание глины, то есть непосредственная гидратация глин (первый этап);
— диспергирование гидратированных частиц глины (второй этап) [3].

Процесс гидратации глинистых горных пород, в свою очередь, разделяют на две стадии: адсорбционное набухание и осмотическое набухание.

Стадия адсорбционного набухания глинистых горных пород связана с поглощением влаги в результате действия адсорбционных сил.

Стадия осмотического набухания глинистых горных пород обусловлена процессами поглощения влаги вследствие осмотических сил или осмотического давления, возникающего вблизи поверхности глинистых частиц [4]. Увеличение объема при набухании глинистых горных пород зависит от сочетания адсорбционных, осмотических и капиллярных сил.

Процесс гидратации глин существенно зависит от состава глинистых горных пород. Так, глинистые минералы, характеризующиеся высокой сорбционной активностью в отношении молекул воды, играют значительную роль в процессе набухания.

Во время второго этапа разрушения глинистых горных пород происходит диспергирование гидратированных частиц глины, то есть переход их в состав буровой промывочной жидкости. На данном этапе (в слабо сцепленных и трещиноватых породах) также высока вероятность обрушения горных пород и образования каверн [5].

Основные причины гидратации глин:

— отсутствие или недостаточное количество детергента и ингибитора глин в составе буровой промывочной жидкости;
— применение ингибиторов глин низкого качества (не эффективных или с низкой эффективностью);
— применение ингибиторов глин, не соответствующих конкретным горно-геологическим и технико-технологическим скважинным условиям, то есть без предварительного получения положительных данных лабораторных исследований, с последующим достижением положительных результатов опытно промышленных испытаний реагентов;
— не сочетаемость применяемых ингибиторов глин, с каким-либо компонентом рецептурного состава буровой промывочной жидкости (в результате чего происходит «высаливание», коагуляция, флокуляция реагентов и другие подобного рода физико-химические реакции, либо реагенты в

результате внутри рецептурной не сочетаемости вообще не диспергируются в буровой промывочной жидкости);
— несоответствие свойств буровых промывочных жидкостей требованиям проектной документации, геолого-технического наряда и/или программы промывки (особенно сказывается высокая фильтратоотдача буровой промывочной жидкости);
— некачественная глинистая фильтрационная корочка на стенке ствола скважины (рыхлая, толстослойная, неэластичная, неравномерно распределенная);
— большое непроизводительное время (простои различного рода), приводящее к увеличению времени контакта водной фазы буровой промывочной жидкости с глинистыми слагающими стенок скважины в не обсаженном стволе скважины, способствующее, в свою очередь, набуханию глин.

Ингибирование глин и ингибирующая способность

Ингибирующая способность — это способность буровой промывочной жидкости предупреждать или замедлять деформационные процессы в околоствольном пространстве скважины (кавернообразование, сужение ствола и т.п.), представленном легко гидратирующимися, набухающими и размокающими глинистыми горными породами. Основные причины потери устойчивости глинистых горных пород связаны с нарушением их естественного влажностного равновесия при взаимодействии с дисперсионной средой буровых промывочных жидкостей и обусловленным этим ростом дополнительных внутренних напряжений в поровом пространстве. При этом проникновение дисперсионной среды буровых промывочных жидкостей в глинистую породу происходит за счет адсорбционно-осмотических процессов. Ингибирование набухания глин достигается различными путями, но наиболее распространенным является уменьшение поверхностной гидратации за счет замены катиона обменного комплекса глин менее гидратирующимся.

Различают две основные группы ингибиторов глин и глинистых сланцев:

1. Неорганические ингибиторы, эта группа в основном представлена хлористыми солями калия, натрия, магния и кальция, а также к ней относятся гашеная известь и силикат натрия.
2. Органические ингибиторы, к которым относятся на сегодняшний день многочисленное количество органических соединений, таких как: модифицированные битумы; композиции гликолей (гликолевые эфиры, полигликоли, полиэтиленгликоли и полипропиленгликоли), природных амидов, третичных полиаминов и полиэфиров с модифицирующими добавками; производные жирные кислоты, органические мыла и т.д.

Широко используемые в современной практике бурения скважин на нефть и газ ингибиторы гидратации глин (хлориды калия и кальция, силикаты натрия и калия), а также акриловые полимеры не обеспечивают в должной мере сохранение влажности глинистого шлама и не предупреждают его диспергирование в буровой промывочной жидкости, что, при прочих неблагоприятных условиях, создает предпосылки к обвалу стенок скважины и образованию каверн.

Практическое применение ингибиторов глин

Успешность бурения скважин в значительной степени зависит от состава и свойств буровых промывочных жидкостей, которые должны обеспечивать безопасность и безаварийность ведения работ.

В современных условиях, для безаварийной проводки скважин и предупреждения осложнений, горно-геологические условия и гидравлическая программа бурения непременно должны быть сопряжены с качеством буровых промывочных жидкостей, которое должно соответствовать требованиям, регламентируемым проектной документацией, геолого-техническим нарядом и программой промывки, при этом структурно-реологические, фильтрационные и антиприхватные свойства буровых промывочных жидкостей должны сочетаться с минимальном содержанием твердой фазы в них и с заданным уровнем их ингибирования и солестойкости.

В последние годы, при строительстве скважин на месторождениях Удмуртской Республики и соседних регионов, в интервале проходки склонных к гидратации глинистых пород, положительно зарекомендовали себя следующие органические ингибиторы глинистых сланцев (также данные реагенты предварительно показали свою эффективность и в тестовых лабораторных испытаниях):

— ингибитор набухания глин «BurSig» (производитель реагента ООО «ХимБурСервис», г. Бугульма, Республика Татарстан);
— комплексный ингибитор «Ингидол ГГЛ» (производитель реагента ООО «Химпром», г. Пермь);
— ингибитор набухания глин «Atren PG» (производитель реагента ГК «Миррико», г. Казань).

Помимо ингибирования глин и глинистых сланцев указанные реагенты способствуют улучшению устойчивости стенок скважины, усиливают триботехнические и антиприхватные свойства буровых промывочных жидкостей, повышают эффективность работы оборудования системы очистки буровых промывочных жидкостей, снижают вероятность образования сальников (что также очень важно, поскольку проблема образования сальников, при бурении интервалов ствола скважин под спуск кондукторов глубиной более 500 м, на месторождениях Удмуртской Республики, остается актуальной) [6].

В настоящее время проблемы гидратации и осыпания глин не решены полностью, поскольку факторы, способствующие возникновению данных проблем (как указано выше в настоящей статье) обширны и требуется комплексный подход к решению задач по профилактике гидратации и осыпания глин.

На основании многолетней работы автора данной статьи в составе бурового предприятия ЗАО «Удмуртнефть-Бурение» (инженерное сопровождение буровых промывочных растворов), а затем в составе ООО «СамараНИПИнефть» (выездной аудит сервиса буровых растворов в рамках авторского надзора за строительством скважин на месторождениях ОАО «Удмуртнефть») [7], установлено, что наибольший эффект в профилактике гидратации глин дает сочетанный ввод в состав буровых промывочных жидкостей ингибиторов органического и неорганического происхождения.

Однако, детальных исследований в лабораторных условиях не проводилось, те или иные способы ингибирования (либо те или иные ингибиторы) сразу испытывались в промысловых условиях и далеко не всегда был виден практический результат ввода их в состав рецептур буровых растворов. Поэтому встал вопрос о лабораторных испытаниях, в ходе которых было запланировано найти оптимальный вариант ингибирования

Рис. 1 — Керн (исходный материал), не подвергнутый смачиванию дисперсионной средой
Fig. 1 — Core (source material) not wetted with a dispersion medium

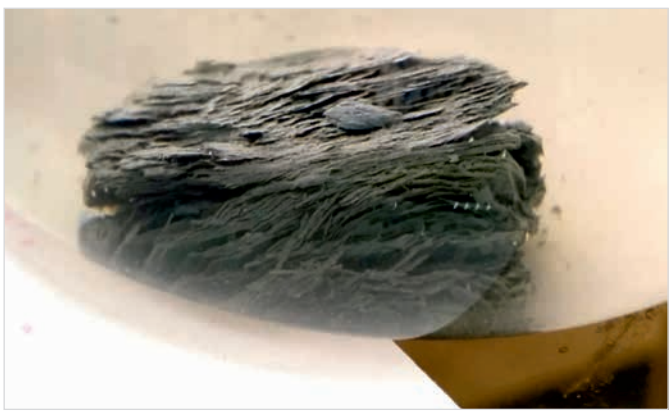


Рис 2 — Керн, выдержанный в пресной воде
Fig 2 — Core, aged in fresh water

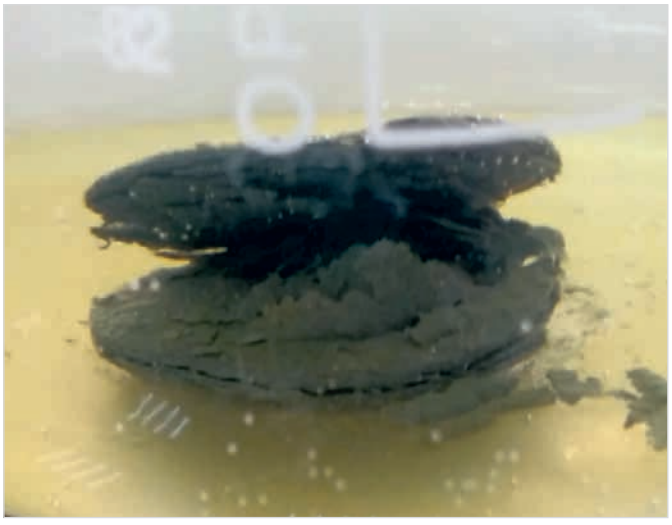


Рис. 3 — Керн, выдержанный в пластовой воде (в дисперсионной среде со смесью неорганических ингибиторов - натрия, кальция и калия хлористого)
Fig. 3 — Core matured in reservoir water (in a dispersion medium with a mixture of inorganic inhibitors-sodium, calcium, and potassium chloride)

Рис. 4 — Керн, выдержанный в дисперсионной среде со смесью неорганических ингибиторов (пластовая вода, содержащая соли натрия, кальция и калия хлористого) и органического ингибитора (одного из испытуемых)
Fig. 4 — Core matured in a dispersion medium with a mixture of inorganic inhibitors (reservoir water containing sodium, calcium, and potassium chloride salts) and an organic inhibitor (one of the test subjects)

глин. Поскольку продуктивными пластами большинства буримых на месторождениях Удмуртской Республики скважин являются верейско-башкирские горизонты, то соответственно, керновым материалом послужили глины верейского горизонта.

Исследования ингибиторов глин

Цель — добиться максимально возможной профилактики гидратации глин.

Задачи — подвергнуть анализу последствия погружения кернового материала в различные водные среды (пресные, минерализованные, без добавления и с добавлением ингибиторов глин (органических, неорганических и при их сочетанном применении); выявить наиболее эффективные ингибиторы глин.

Постановка и порядок проведения исследований

Лабораторные исследования направлены на поиск максимальных способов защиты кернового материала глинистых пород от гидратации, путем подбора эффективных ингибиторов глин, в том числе при их сочетанном применении.

В ходе лабораторных исследований кернового материала проведены наблюдения за воздействием различных дисперсионных сред на глинистую горную породу (глина верейского горизонта), путем погружения сегмента керна в дисперсионную среду на 24 часа, в состоянии покоя (без механического перемешивания) в сравнении с исходным материалом, то есть керном, не подвергнутым смачиванию дисперсионной средой (рис. 1).

Дисперсионными средами для погружения в них кернового материала глинистых пород служили:
— пресная вода,
— пластовая вода (с примерным процентным содержанием основных солей: натрия, кальция и калия хлористого, в концентрациях 70, 15 и 15%, соответственно), отобранная из залежей пластовой воды нижнего карбона месторождений Удмуртской Республики), моделирующая смесь неорганических ингибиторов (натрия, кальция и калия хлористого),
— пластовая вода с добавлением органических ингибиторов глин «BurSig», «Ингидол ГГЛ» и «Atren PG».

Выбор именно данных составов, в качестве дисперсионных сред, для погружения в них кернового материала глинистых пород обусловлен тем, что на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» при бурении интервалов скважин под направление и кондуктор основой буровых растворов служит пресная вода, а интервалов бурения под эксплуатационную колонну пластовая вода.

Результаты исследований

По результатам лабораторных исследований, направленных на изучение характера разрушающего воздействия различных водных дисперсионных сред на керновый материал, сделаны следующие выводы:
— наибольшее разрушение образца керна глинистой горной породы произошло при погружении его в пресную воду, при этом наблюдалось набухание и радиальное расщепление слоев керна на отдельные чешуйки (рис. 2);
— при погружении образца керна глинистой породы в пластовую воду (в дисперсионную среду со смесью неорганических ингибиторов — натрия, кальция и калия хлористого) произошло набухание керна с частичным продольным расщеплением слоев глины (рис. 3);
— при погружении керна в дисперсионную среду со смесью неорганических (пластовая вода, содержащая соли натрия, кальция и калия хлористого) и органического ингибиторов не наблюдалось визуального разрушения кернового материала (рис. 4).

При этом при замене одного органического ингибитора на другой (ингибитор другой марки, из числа указанных в данной статье), существенных визуальных отличий по разрушающему действию в результате смачивания образца керна глинистых пород водной дисперсионной средой, не выявлено (то есть вне зависимости от примененных органических ингибиторов, в сочетании с неорганическими ингибиторами глин, керн выглядел подобно образцу, представленному на рис. 4, без визуальных подтверждений разрушающего действия воды), что свидетельствует о том, что все подвергнутые испытанию органические ингибиторы выраженно проявили свое эффективное функциональное действие.

Итоги

По результатам лабораторных исследований, направленных на изучение характера разрушающего воздействия различных водных дисперсионных сред на керновый материал, выявлено, что наибольшее разрушение образца керна глинистой горной породы произошло при погружении его в пресную воду, а наименьшее — при погружении керна в дисперсионную среду со смесью неорганических и органических ингибиторов.

Выводы

На основании полученных результатов исследований можно констатировать, что гидратация глин максимально предотвращается при сочетании ввода в буровые промывочные жидкости органических и неорганических ингибиторов глин. Предотвращение диспергирования глин и вхождения их в буровую промывочную жидкость, тем самым, снизит, в ходе строительства скважин, вероятность возникновения технологических аварий и инцидентов, часто встречающихся при прохождении интервалов стволов скважин, представленных склонными к гидратации глинистыми отложениями.

Данный подход к решению проблемы предотвращения гидратации глин, основанный на сочетанном применении органических и неорганических ингибиторов глин, уже успешно применяется на месторождениях нефти,

расположенных на территории Удмуртской Республики, Самарской области и Пермского края и носит рекомендательный характер для территориально соседствующих регионов и регионов со схожими горно-геологическими условиями.

Литература

1. Перродон А. Формирование и размещение месторождений нефти и газа. М.: Недра, 1991. 359 с.
2. Шарафутдинов З.З., Чегодаев Ф.А., Шарафутдинова Р.З. Буровые и тампонажные растворы. Теория и практика. СПб.: Профессионал, 2007. 416 с.
3. Иносаридзе Е.М. и др. Инженерно-геологическая классификация глинистых горных пород и гидратообразующие буровые растворы для бурения в них // Нефтегазовое дело. 2010. №2. С. 1–55.
4. Соколов В.Н. Глинистые породы и их свойства // Соровский образовательный журнал. 2000. Т. 6. №9. С. 59–65.
5. Уляшева Н.М. и др. Задачи управления адгезионными свойствами буровых растворов при углублении скважины в глинистых породах // Нефтегазовое дело. 2014. №6. С. 103–119.
6. Кузьмин В.Н. Ингибирование глин и предотвращение образования сальников при бурении под кондуктор. Всероссийская научно-практическая конференция. Ижевск, 2018. С. 283–288.
7. Кузьмин В.Н., Абашев А.Г. Авторский надзор за строительством эксплуатационных и поисково-разведочных скважин на месторождениях нефти ОАО «Удмуртнефть». Всероссийская научно-практическая конференция. Ижевск, 2018. С. 289–294.

ENGLISH **DRILLING**

UDC 622.24

The prevention of hydration and collapse of clays

Author
Vyacheslav N. Kuzmin — Sc.D., head of department Department of BNGS; nf-kvn@udsu.ru

M.S. Gutseriev Institute of Oil and Gas, Udmurt State University, Izhevsk, Russian Federation

Abstract
The article deals with: the problems arising in the drilling intervals of the wellbore, consisting of clay rocks, prone to hydration and collapse; the mechanism of swelling of clay rocks, the process of inhibition of clays; aspects of the use of clay inhibitors; some clay inhibitors, positively proven in laboratory tests and/or in the practice of drilling oil wells; briefly presents the results of laboratory tests for the prevention of swelling of clay rocks under the influence of water dispersion medium..

Materials and methods
Laboratory studies are directed at finding the maximum ways to protect the core material of clay rocks from hydration, by selecting effective clay inhibitors.
In the course of laboratory studies of the core material, observations were made of the effect of various dispersion media on clay rock, by immersing the core segment in the dispersion medium for 24 hours, at rest (without mechanical mixing) in comparison with the source material, that is, the core not subjected to wetting by the dispersion medium.

Keywords
drilling of wells, hydration of clay rocks, clay inhibition, inhibitors clays, formation of cavities, formation clay balling

Results
According to the results of laboratory studies aimed at studying the nature of the destructive effect of various water dispersion media on the core material, it was revealed that the greatest destruction of the core sample of clay rock occurred when it was immersed in fresh water, and the least-when the core was immersed in a dispersion medium with a mixture of inorganic and organic inhibitors.

Conclusions
Based on the results of research, it can be stated that the hydration of clays is prevented as much as possible when combined with the introduction of organic and inorganic clay inhibitors into drilling fluids. Preventing the dispersion of clays and their entry into the drilling fluid will reduce the likelihood of technological accidents and incidents occurring during the construction of wells, which are often encountered during the passage of intervals of well shafts represented by clay deposits prone to hydration.
This approach to solving the problem of preventing clay hydration, based on the combined use of organic and inorganic clay inhibitors, has already been successfully used in oil fields located on the territory of the Udmurt Republic, Samara region and Perm region and is recommended for geographically neighboring regions and regions with similar mining and geological conditions.

References

1. Perrodon A. F*ormirovanie i razmeshchenie mestorozhdeniy nefti i gaza* [Formation and placement of oil and gas fields]. Moscow: Nedra, 1991, 359 c.
2. Sharafutdinov Z.Z., Chegodaev F.A., Sharafutdinova R.Z. B*urovye i tamponazhnye rastvory. Teoriya i praktika* [Drilling and grouting solutions. Theory and practice]. Saint-Petersburg: Professional, 2007, 416 p.
3. Inosaridze E.M. *and oth. Inzhenerno-geologicheskaya klassifikatsiya glinistykh gornykh porod i gidratoobrazuyushchie burovye rastvory dlya bureniya v nikh* [Engineering-geological classification of clay rocks and hydrate-forming drilling fluids for drilling in them]. Oil and Gas business, 2010, issue 2, pp. 1–55.
4. Sokolov V.N. G*linistye porody i ikh svoystva* [Clay rocks and their properties]. Sorovsky educational journal, 2000, vol. 6, issue 9, pp. 59–65.
5. Ulyasheva N.M. and oth. *Zadachi upravleniya adgezionnymi svoystvami burovykh rastvorov pri uglublenii skvazhiny v glinistykh porodakh* [Problems of control of adhesive properties of drilling fluids when deepening a well in clay rocks]. Oil and Gas business, 2014, issue 6, pp. 103–119.
6. Kuz'min V.N. I*ngibirovanie glin i predotvrashchenie obrazovaniya sal'nikov pri burenii pod konduktor* [Inhibition of clays and prevention of oil seals formation during drilling under the conductor]. The all-Russian scientific and practical conference. Izhevsk, 2018, pp. 283–288.
7. Kuz'min V.N., Abashev A.G. A*vtorskiy nadzor za stroitel'stvom ekspluatatsionnykh i poiskovo-razvedochnykh skvazhin na mestorozhdeniyakh nefti OAO «Udmurtneft'»* [Author's supervision of construction of operational and exploration wells at oil fields of JSC "Udmurtneft"]. The all-Russian scientific and practical conference. Izhevsk, 2018, pp. 289–294.

ЭНЕРГАЗ: опыт подготовки и компримирования низконапорного ПНГ

С каждым годом проблема истощения крупных месторождений на территории РФ становится все острее, в связи с чем многократно возрастает и важность эффективного использования низконапорного газа. Специалисты группы компаний ЭНЕРГАЗ предлагают решать технологическую задачу компримирования НН ПНГ комплексно.

НИЗКОНАПОРНЫЙ ГАЗ

Понятие «низконапорный газ» (ННГ) трактуется по-разному. Газовики рассматривают ННГ как природный газ на устье добывающей газовой скважины — с низким уровнем давления, недостаточным для подачи газа на компрессорную станцию или установку подготовки газа.

Нефтяники понимают под низконапорным газом попутный нефтяной газ (ПНГ) с концевых ступеней сепарации нефти, не обладающий уровнем давления, необходимым для его транспортировки от установки подготовки нефти (УПН) до газоперерабатывающего завода или автономного энергоцентра месторождения.

Например, у газа концевой ступени УПН Варандейского месторождения (фото 1) давление практически отсутствует, и транспортировку ПНГ здесь обеспечивает компрессорная станция низкого давления «ЭНЕРГАЗ» (фото 2).

Понятие ННГ не сводится только к уровню давления газа — как важному фактору добычи. Эксперты предлагают и иные варианты определений ННГ. Так, к низконапорным промысловым газам относят запасы газовых и газоконденсатных месторождений, промышленное использование которых при глубоком компримировании и магистральном транспорте становится экономически нерентабельно.

Более емким видится определение, привязанное одновременно к экономическому и к техническому аспектам. Низконапорный газ — это газ, присутствующий в технологических схемах разработки, добычи и переработки продукции месторождений, вовлечение которого в промышленный оборот достигается решением специальных технических задач и дополнительными затратами.

ПРОБЛЕМА ОБОЗНАЧЕНА

Проблема добычи и использования ННГ состоит в следующем. Давление газа в пласте снижается по мере его выработки. И возникает момент, когда давления газа, поступающего из скважин, недостаточно для его подачи в газопроводы без проведения подготовительных мероприятий. Из-за весомых затрат дальнейшее использование ННГ становится нерентабельным по совокупной цене добычи, газоподготовки и доставки к конечному потребителю. При этом в категорию «низконапорного» попадает 15-20% запасов природного газа, доступного к добыче.

По мере истощения крупных месторождений важность задачи эффективного использования ННГ значительно возрастает. По экспертным данным, объем ННГ на выработанных газовых месторождениях только в Западной Сибири исчисляется триллионами кубометров. По разрабатываемым месторождениям Ямало-Ненецкого АО объемы ННГ превышают 2 трлн м3, а в целом по автономному округу — составляют более 5 трлн м3.

Аналогичная ситуация возникает с попутным нефтяным газом, когда при дегазации и сепарировании нефти в эту категорию попадают значительные объемы ПНГ — ценного углеводородного сырья. К примеру, если 13 лет назад (2007 год) на Вынгапуровском месторождении остаток низконапорного попутного газа (НН ПНГ) оценивался в объеме 90 млрд м^3, то на Медвежьем (к 2021 году) прогнозируется 310 млрд м^3. Проблема станет повсеместной уже к 2025 году.

Ситуацию обостряет увеличение доли так называемого «жирного» газа в общем объеме добычи. За метановым «сухим» газом пока сохраняется преимущество, так как для его использования не требуются специальные системы по выделению этан-, пропан-, бутановых и более тяжелых фракций. По этой причине, вопрос дальнейшего использования тяжелых компонентов ПНГ остро не стоит. Но уже к 2030 году около половины добываемого газа будет «жирным». Переориентация на добычу «жирного» газа выдвигает новый приоритет — переоснащение промыслов для подготовки к транспортировке и переработке газового конденсата — важного сырья для газохимии.

Но эта проблема требует отдельного рассмотрения. Мы же вернемся к теме НН ПНГ.

ИСПОЛЬЗОВАТЬ МАКСИМАЛЬНО

Процесс разгазирования нефти может начинаться уже в насосно-компрессорных

Фото 1–2. Варандейское месторождение (ЛУКОЙЛ-Коми). Установка подготовки нефти и компрессорная станция низкого давления «ЭНЕРГАЗ»

трубах нефтяных скважин. При движении продукции из скважин по нефтегазопроводам также происходит выделение ПНГ. В итоге, поток пластовой нефти переходит из однофазного состояния в двухфазное — разгазированная нефть и попутный нефтяной газ. Это происходит по причине падения давления и изменения температуры пластовой жидкости.

Однако совместное хранение или транспортировка нефти и ПНГ экономически нецелесообразны. Объём выделяемого газа в несколько раз превышает объём жидкости. Совместная обработка нефти и ПНГ потребовала бы использования емкостного оборудования и трубопроводов значительно больших размеров. Поэтому на объектах добычи и подготовки нефтегазовый поток разделяют на два — нефтяной и газовый. Разделение потока происходит в специальных аппаратах — сепараторах, где создаются условия для максимально эффективного выделения ПНГ из нефти.

Выделяемый газ нуждается в подготовке на специальном технологическом оборудовании. Подготовка ПНГ — это комплекс мероприятий: осушка, удаление механических примесей, сероочистка, отбензинивание (извлечение жидких углеводородов C_3+выше), удаление негорючих компонентов газа (азот, двуокись углерода), охлаждение, компримирование.

Предварительно подготовленный ПНГ обычно распределяется следующим образом. Часть идёт на нужды промысла — подается на подогреватели нефти, применяется в качестве топлива для газопоршневых или газотурбинных электростанций (фото 3), котельных. Часть транспортируется потребителям, к примеру, на газоперерабатывающий завод для получения продуктов газохимии (если ГПЗ находится в районе добычи нефти). Используется ПНГ и для обратной закачки в пласт для повышения нефтеотдачи (система «газлифт»).

Еще недавно эта схема сводилась к использованию ПНГ 1-й ступени сепарации. ПНГ 2-й и последующих ступеней, как правило, сжигался на факелах, так как газ с последних ступеней более сложен в подготовке.

Такой ПНГ по плотности и содержанию компонентов C_3+выше значительно «тяжелее» газа 1-й ступени. Например, плотность газа 2-й ступени может превышать 1700 г/м^3, а содержание C_3+выше — 1000 г/м^3. Соответственно, количество выпадающего конденсата в газопроводах ПНГ 2-й и последующих ступеней гораздо больше, чем те же показатели в газопроводах ПНГ 1-й ступени сепарации. Газ концевых ступеней отличается высоким содержанием механических примесей и капельной влаги. И, ко всему прочему, его надо компримировать.

Таким образом, рациональное использование ПНГ последних ступеней сепарации требует дополнительной инфраструктуры для сбора и подготовки, что повышает себестоимость газа и снижает рентабельность. Поэтому ряд компаний не шли на эти затраты и вынужденно самоустранялись от утилизации НН ПНГ.

Ситуация изменилась после января 2009 года, когда правительство ввело жесткий норматив, согласно которому утилизации должно подвергаться 95% всего ПНГ. Вопрос о том, сжигать или не сжигать попутный газ на факелах, решен в России окончательно и бесповоротно. Сжигать ПНГ стало накладно. И срабатывают не только экономические санкции (таблица 1). Ценится и экологическая репутация нефтяных компаний.

Таблица 1 — Повышающие коэффициенты к плате за сверхнормативное сжигание ПНГ

Год	2012	2013	2014	2020
Повышающий коэффициент	4,5	12	25	100

Фото 3. ГТЭС Ватьеганского месторождения (ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь) работает на попутном газе

Фото 4. Вакуумная компрессорная установка «ЭНЕРГАЗ» на ДНС-1 Вынгапуровского месторождения (Газпромнефть-ННГ)

Фото 5. Фильтр-скруббер

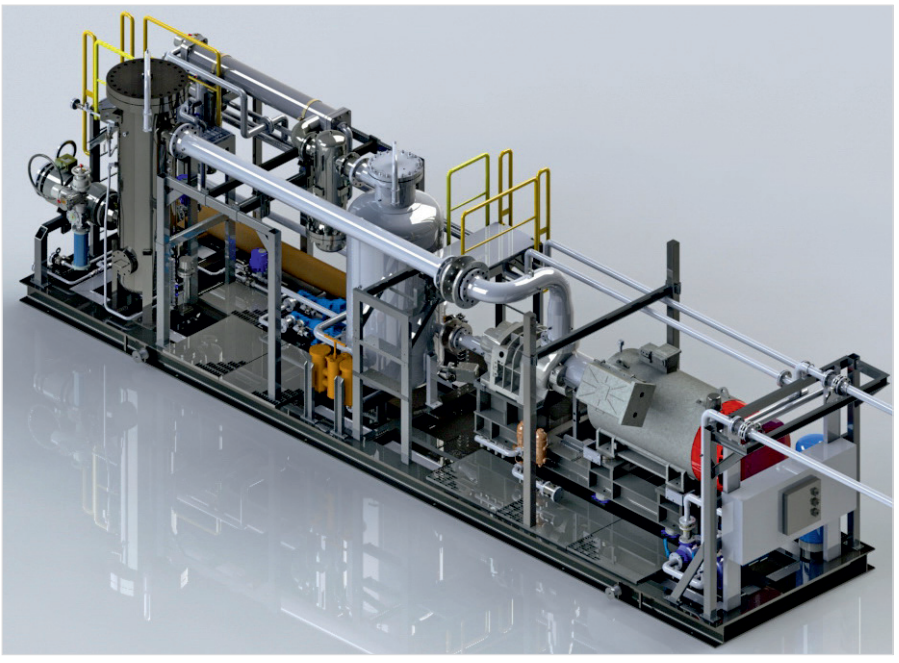


Рисунок. Макет компоновки КУ с входным фильтром-скруббером

При снижении добычи нефти результативное использование ПНГ приобретает особый вес. Учитывая, что НН ПНГ занимает значительную долю в потерях попутного газа, нефтегазодобывающие компании внедряют современные технологии его утилизации. Многие уже убедились в верности своего стратегического выбора.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОБЕСПЕЧИТ ЭНЕРГАЗ

Итак, ПНГ со 2-й и последующих ступеней сепарации нефти является низконапорным. Его собственное давление не превышает 0,4–0,5 МПа (изб.) и не позволяет транспортировать ПНГ между объектами нефтегазодобывающего комплекса или подавать его в трубопровод до головной компрессорной станции, направляющей газ стороннему потребителю.

В этой ситуации технологическая задача компримирования НН ПНГ решается комплексно. Месторождения оснащаются так называемыми «малыми» компрессорными станциями (КС) или компрессорными станциями низких ступеней сепарации (СКНС), основу которых составляют компрессорные установки (КУ) низкого давления. Когда же давление газа близко к вакууму (от -0,05 до 0,01 МПа изб.), на КС и СКНС применяются вакуумные компрессорные установки (фото 4).

Надежная работа КУ обеспечивается специальными инженерными решениями с учетом состава и качества газа, условий эксплуатации и индивидуальных проектных требований. Начиная с 2007 года, такой опыт накоплен в Группе ЭНЕРГАЗ, специализирующейся на технологических проектах комплексной газоподготовки. Инженеры ЭНЕРГАЗа тщательно учитывают все особенности компримирования НН ПНГ, используя, как правило, установки на базе винтовых маслозаполненных компрессоров.

ИНЖЕНЕРНЫЕ РЕШЕНИЯ

Назовем основные факторы, осложняющие процесс компримирования низконапорного ПНГ, и рассмотрим решения этих проблем.

Необходимость доочистки. Несмотря на то, что в компрессорную установку поступает уже подготовленный газ, содержание в нем механических примесей и капельной влаги не соответствует условиям нормальной эксплуатации высокоэффективных агрегатов и не позволяет достигнуть на выходе установленных проектных параметров по чистоте. Поэтому возможности основных элементов системы фильтрации КУ (газомасляного сепаратора 1-й ступени очистки и коалесцирующих фильтров 2-й ступени) расширяются за счет дополнительной комплектации:

- на входе газа устанавливается двухступенчатый фильтр-скруббер (фото 5, рисунок), оснащенный системой автоматического дренажа конденсата;
- на выходе из КУ ставят дополнительные фильтры тонкой очистки газа. Они, как и скруббер, встраиваются в существующий блок-модуль, что обеспечивает компактное размещение оборудования;
- в технологическую схему установки может включаться узел осушки газа;
- в особых случаях вместе с КУ могут также поставляться компактные адсорбционные, абсорбционные или рефрижераторные осушители газа в отдельном укрытии (фото 6).

Риск образования конденсата. Работа компрессорных установок на тяжелом (жирном) газе в процессе компримирования всегда сопровождается риском конденсатообразования внутри системы. Возникает две проблемы: 1) растворение в масле большого количества углеводородов, ведущее к повышенному насыщению масла газоконденсатом,

Фото 6. Адсорбционный осушитель газа на ЦПС Западно-Могутлорского месторождения (РуссНефть)

Фото 7. Компрессорная станция ангарного типа для ГТЭС Восточно-Мессояхского месторождения (Мессояханефтегаз)

Таблица 2. Компрессорные установки от компании ЭНЕРГАЗ, перекачивающие низконапорный ПНГ с давлением до 0,4 МПа (изб.)

Регион	Месторождение	Объект	Кол-во КУ	Назначение установок	Давление ПНГ на входе, МПа (изб.)
Ханты-Мансийский АО	Северо-Лабатьюганское	ДНС-3	2	транспортировка газа	-0,02
Республика Саха (Якутия)	Талаканское	ЦПС	1	транспортировка газа	-0,02
Республика Саха (Якутия)	Талаканское	ДНС-2	1	транспортировка газа	-0,02
Ханты-Мансийский АО	Федоровское	ЦППН	2	транспортировка газа	0
Ханты-Мансийский АО	Западно-Сургутское	ЦКПН	2	транспортировка газа	0
Ханты-Мансийский АО	Лянторское	ЦППН	2	транспортировка газа	0
Ненецкий АО	Варандейское	УПН	3	транспортировка газа	0
Ханты-Мансийский АО	Алехинское	ЦПС	4	транспортировка газа	0
Ханты-Мансийский АО	Западно-Сургутское	ПСП	1	транспортировка газа	0
Ямало-Ненецкий АО	Вынгапуровское	ЦПС (ДНС-3)	2	транспортировка газа	0,001
Ямало-Ненецкий АО	Вынгапуровское	ДНС-1	1	транспортировка газа	0,001
Ямало-Ненецкий АО	Вынгапуровское	УПСВ (ДНС-2)	1	транспортировка газа	0,001
Ханты-Мансийский АО	Советское	УПСВ-3	1	транспортировка газа	0,001
Ханты-Мансийский АО	Советское	УПСВ-9	1	транспортировка газа	0,001
Ямало-Ненецкий АО	Еты-Пуровское	ДНС-2	1	транспортировка газа	0,001
Ханты-Мансийский АО	Вахское	УПСВ-4	1	транспортировка газа	0,001
Ханты-Мансийский АО	Вахское	УПСВ-5	1	транспортировка газа	0,001
Ямало-Ненецкий АО	Вынгаяхинское	ЦППН	1	транспортировка газа	0,001
Ханты-Мансийский АО	Рогожниковское	УКПГ (ЦПС)	1	транспортировка газа	0,02
Ханты-Мансийский АО	Конитлорское	ДНС-1	2	транспортировка газа	0,09
Ханты-Мансийский АО	Конитлорское	ДНС-2	3	транспортировка газа	0,09
Ханты-Мансийский АО	Федоровское	ЦППН	2	транспортировка газа	0,09
Республика Беларусь	Речицкое	КС	2	транспортировка газа	0,1
Ямало-Ненецкий АО	м/р Большехетской впадины	ТСЖУ	1	транспортировка газа	0,1
Ханты-Мансийский АО	Быстринское	УПСВ-2	2	транспортировка газа	0,15
Ханты-Мансийский АО	Ватьёганское	ЭСН (ГТЭС-72)	4	газоснабжение турбин	0,15
Томская область	Игольско-Таловое	ЭСН (ГТЭС-12)	2	газоснабжение турбин	0,17
Ханты-Мансийский АО	Северо-Лабатьюганское	ЭСН (ГТЭС-36)	6	газоснабжение турбин	0,2
Ханты-Мансийский АО	Рогожниковское	ЭСН (ГТЭС №1)	1	газоснабжение турбин	0,2
Ямало-Ненецкий АО	Восточно-Мессояхское	ЭСН (ГТЭС-84)	4	газоснабжение турбин	0,2
Ханты-Мансийский АО	Ай-Пимское	ДНС	4	транспортировка газа	0,2
Ханты-Мансийский АО	Южно-Ватлорское	ДНС	2	транспортировка газа	0,2
Тюменская область	Южно-Нюрымское	ЭСН (ГТЭС-8)	2	газоснабжение турбин	0,2
Ханты-Мансийский АО	Ульяновское	КС	2	транспортировка газа	0,25
Ханты-Мансийский АО	Западно-Могутлорское	ЦПС	1	транспортировка газа	0,25
Ханты-Мансийский АО	Западно-Чигоринское	ЭСН (ГТЭС-12)	3	газоснабжение турбин	0,3
Ханты-Мансийский АО	Восточно-Перевальное	ЭСН (ГТЭС-28)	1	газоснабжение турбин	0,3
Ямало-Ненецкий АО	Верхне-Надымское	ЭСН (ГТЭС-24)	3	газоснабжение турбин	0,3
Ханты-Мансийский АО	Рогожниковское	ЭСН (ГТЭС №2)	3	газоснабжение турбин	0,3
Ханты-Мансийский АО	Биттемское	КС	3	транспортировка газа	0,3
Ханты-Мансийский АО	Верхнеколик-Еганское	ЭСН (ГТЭС-24)	4	газоснабжение турбин	0,3
Ханты-Мансийский АО	Мурьяунское	КС	3	транспортировка газа	0,3
Ненецкий АО	Южно-Хыльчуюское	ЭСН (ГТЭС-125)	4	газоснабжение турбин	0,35
Ханты-Мансийский АО	Тевлинско-Русскинское	ЭСН (ГТЭС-48)	3	газоснабжение турбин	0,35
Ямало-Ненецкий АО	Пякяхинское	УПН и КСУ	1	транспортировка газа	0,39
Ханты-Мансийский АО	Конитлорское	ЭСН (ГТЭС-24)	3	газоснабжение турбин	0,4
Ханты-Мансийский АО	Западно-Камынское	ЭСН (ГТЭС-24)	3	газоснабжение турбин	0,4
Ханты-Мансийский АО	Мурьяунское	ЭСН (ГТЭС-24)	3	газоснабжение турбин	0,4
Республика Саха (Якутия)	Талаканское	ЭСН (ГТЭС-144)	6	газоснабжение турбин	0,4
Ханты-Мансийский АО	Юкъяунское	ЭСН (ГТЭС-36)	3	газоснабжение турбин	0,4
Ханты-Мансийский АО	Северо-Лабатьюганское	ЭСН (ГТЭС-24)	3	газоснабжение турбин	0,4
Новосибирская область	Верх-Тарское	ЭСН (ГТЭС-10,4)	2	газоснабжение турбин	0,4
Ханты-Мансийский АО	Тромъеганское	ЭСН (ГТЭС-12)	3	газоснабжение турбин	0,4
Ханты-Мансийский АО	Рогожниковское	ЭСН (ГТЭС №1)	3	газоснабжение турбин	0,4

Фото 8. КУ в арктическом исполнении компримируют НН ПНГ в составе СКНС на ДНС-3 Северо-Лабатьюганского м/р (Сургутнефтегаз)

Фото 9. Оснащение Речицкого месторождения в Беларуси компрессорными установками низкого давления позволило завершить Республиканскую программу по утилизации ПНГ

снижению кинематической вязкости масла и увеличению уровня масла в маслобаке; 2) образование конденсата в рабочих ячейках компрессора, которое приводит к увеличению потребления мощности на внешнее сжатие и мощности на сжатие одного килограмма газа. Задача решается следующим способом:

- проводится детальный анализ компонентного состава газа и расчеты в специализированном программном обеспечении, создающем теоретическую модель поведения газа при определенных условиях (температуре и давлении). Это дает возможность определить оптимальные параметры рабочих температур масла и газа, которые позволяют вести рабочие процессы в газовом контуре КУ вне зоны кондесатообразования;
- в маслосистеме КУ используется специальное более вязкое масло, имеющее повышенную устойчивость к насыщению тяжелыми углеводородами.

Негативное влияние крайне низкого давления, близкого к вакууму. Компримирование газа с давлением, близким к вакууму (от -0,05 МПа изб.), влечёт следующие проблемы: 1) возникает большая разница в давлении на входе и на выходе КУ, вследствие чего давление газа, имеющееся в установке, сбрасывается не только через сбросовую свечу, но и через входной трубопровод. При этом происходит «унос» масла из маслосистемы во входной фильтр-скруббер; 2) под действием вакуума в компрессорную установку может поступать воздух, что увеличивает взрывоопасность технологического процесса. Применяемые решения:

- оснащение системы входных клапанов КУ модернизированными быстродействующими клапанами с электромеханическими приводами и пружинными отсекателями, что позволяет отсекать входной трубопровод от основной магистрали;
- комплектация КУ системой обнаружения кислорода с датчиком, определяющим его содержание в компримируемом газе.

Изменение характеристик исходного газа. По своему составу ПНГ нестабилен. А по условиям некоторых проектов компрессорные установки вообще компримируют смешанный попутный газ, поступающий с разных объектов добывающего комплекса. Соответственно, основные его параметры (состав, плотность, давление, температура точки росы, теплотворная способность) могут меняться. Также изменяются параметры исходного газа, поступающего с одного объекта, в силу климатических изменений, истощения запасов углеводородов, обводненности скважин и т.д. Чтобы контролировать этот процесс (и затем, при необходимости, варьировать эксплуатационные характеристики КУ), компрессорные установки могут оснащаться следующим дополнительным оборудованием:

- потоковый хроматограф с устройством отбора проб для определения состава и теплотворной способности газа;
- потоковый измеритель температуры точки росы газа по воде и углеводородам (с устройством отбора проб);
- замерное устройство расхода компримируемого газа.

Тяжелые условия эксплуатации. Нередко компримирование низконапорного ПНГ проходит в тяжелых условиях: 1) климатические условия, когда минимальная температура воздуха достигает минус 60ºС, а средняя температура наиболее холодной пятидневки — минус 50°С; 2) особенности состава газа — например, высокое содержание сероводорода; 3) удаленность (труднодоступность) объектов, что осложняет техническое обслуживание и контроль за ходом эксплуатации оборудования. Поэтому на практике применяются следующие решения:

- выбор варианта исполнения КУ: внутрицеховое (фото 7), контейнерное, арктическое (фото 8);
- модернизация маслосистемы и применение масел нового поколения;
- использование специальных сплавов и антикоррозийных материалов при производстве компрессорных установок;
- оснащение КУ устройством плавного пуска двигателя;
- резервирование некоторых элементов и узлов оборудования (например, сдвоенные фильтры маслосистемы или насосы систем смазки и охлаждения), особенно, когда компрессорные станции эксплуатируются без резервной установки.

РЕАЛИЗОВАННЫЕ ПРОЕКТЫ

Начиная с 2007 года, ЭНЕРГАЗ поставил и ввел в эксплуатацию 295 технологических установок подготовки и компримирования газа. В электроэнергетике они обеспечивают топливом 187 энергоагрегатов суммарной мощностью 6 489 МВт, в нефтегазовой отрасли — подготавливают попутный нефтяной и природный газ на 46 месторождениях.

Компрессорные установки «ЭНЕРГАЗ» функционируют на следующих объектах добывающего комплекса: энергоцентры собственных нужд (ЭСН) на базе ГТЭС, ГТУ-ТЭЦ и ГПЭС; установки подготовки нефти (УПН), цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН), цеха контрольной проверки нефти (ЦКПН), дожимные насосные станции (ДНС), центральные перекачивающие станции, установки предварительного сброса воды (УПСВ), центральные пункты сбора нефти (ЦПС), нефтегазосборные пункты (НГСП), концевые сепарационные установки (КСУ), установки деэтанизации конденсата (УДК), установки стабилизации конденсата (УСК), приемо-сдаточные пункты (ПСП), транспортные системы жидких углеводородов (ТСЖУ), установки комплексной подготовки газа и конденсата (УКПГ, УКПГиК).

В Группе ЭНЕРГАЗ постоянно наращивается уникальный опыт реализации проектов по компримированию низконапорного ПНГ. Их география — от Республики Беларусь (фото 9) до Крайнего Севера и Республики Саха. На сегодня в таких специализированных проектах задействовано 126 компрессорных установок (таблица 2), перекачивающих НН ПНГ с диапазоном входного давления -0,02...0,4 МПа (изб.). Из них 57 КУ функционируют на объектах по сбору и транспортировке газа, а 69 подготавливают газ в качестве топлива для автономных энергоцентров месторождений.

Производственная практика убеждает нас: для рационального применения ПНГ в максимально возможных объемах требуются не только целенаправленные усилия государства, общества и бизнеса, но и слаженная работа профессионального сообщества — нефтяников, проектировщиков, производителей оборудования.

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

Юбилейная выставка «НЕФТЕГАЗ-2020» — главное событие для специалистов отрасли

В 2020 году международная выставка «Нефтегаз» пройдет с 13 по 16 апреля в ЦВК «Экспоцентр» и отпразднует 20-летний юбилей. Совместно с выставкой состоится Национальный нефтегазовый форум, с 14 по 16 апреля соответственно.

Организаторами выставки выступают АО «Экспоцентр» и компания «Мессе Дюссельдорф ГмбХ» (Германия) при поддержке Министерства энергетики РФ, Министерства промышленности и торговли РФ, Российского союза промышленников и предпринимателей, Российского газового общества, Союза нефтегазопромышленников России, Союза машиностроителей Германии (VDMA), под патронатом Торгово-промышленной палаты РФ. Организатор форума – ООО «Национальный нефтегазовый форум».

Среди наших участников вас будут ждать: «Альбатрос», «АРТ-Оснастка», «Борхиммаш», «Буринтех», «Вэлан»,

ПАО «Газпром», «КуйбышевТелеком-Метрология», «Нефтесервисприбор», «НКМЗ Групп», «НПО МИР», «НПП Сенсор», «НТА-Пром», «НПФ ПАКЕР», «Объединенная металлургическая компания», «Орелкомпрессормаш», «ПИ ЭМ АЙ Системс», «Татнефть», «ТОТАЛ ВОСТОК», «Транснефть», «Трубная металлургическая компания-ТМК», «Феникс Контакт Рус», «ЧЭАЗ», ARTVIK, Inc, JUMO GmbH & Co. KG, Roxtec International AB, Siemens, VEGA Grieshaber KG, Weidmüller Interface GmbH & Co. KG, Yantai Jereh Petroleum Equipment& Technologies Co., Ltd., и другие. С полным предварительным списком участников вы можете ознакомиться на сайте выставки (www.neftegaz-expo.ru).

Спонсорами выставки выступают такие компании, как:

ООО «НТА-Пром», ООО «Феникс Контакт РУС», ООО «НПО-МИР», ООО «Прософт-Системы», ООО «СИМЕНС», АО «ЭНЕРГОМАШ», АО «ТЕККНОУ», ООО «Чебоксарская Электротехника и Автоматика», ООО «Синтек», ООО «Акрос», АО «Чебоксарский Электроаппартный завод», PMI-Systems, АО «АРТ-оснастка», АО «ТРЭМ-Инжиниринг», ОАО «САСТА», УК ООО «ТМС групп».

Выставка «Нефтегаз» каждый год подтверждает свою эффективность среди участников и посетителей. Согласно результатам независимого опроса исследовательского центра «Ромир»*:

- 75% экспонентов достигли на выставке поставленных целей по установлению новых деловых контактов и продвижению своих решений
- 69% – выполнили или перевыполнили планы по расширению клиентской базы, увеличению объемов продаж
- 86% – нашли на выставке новых поставщиков, а 30% – намерены осуществить закупки по итогам выставки
- 38% посетителей впервые пришли на выставку «Нефтегаз» в 2019 году

Выставку «Нефтегаз» ежегодно посещают 7 100 руководителей и

топ-менеджеров нефтегазодобывающих и перерабатывающих компаний, поставщиков нефтепродуктов, нефтехимических предприятий, организаций, занятых в ТЭК и смежных отраслях.

**по итогам выставки «Нефтегаз-2019»*

Получить билет на Выставку «НЕФТЕГАЗ» можно на сайте выставки www.neftegaz-expo.ru. Регистрация уже открыта.

Available on the App Store

Российские винтовые компрессоры

от завода с вековой историей

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

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

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

АСО
БЕЖЕЦКИЙ КОМПРЕССОР

УДК 622.276

Эффективность методов увеличения КИН, основанных на межфазном массообмене

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10072

М.Ю. Данько
заместитель генерального директора по науке
danko@togi.ru

ООО «ТИНГ», Тюмень, Россия

В работе изучены перспективы закачки различных композиций газа для повышения рентабельности разработки месторождений легкой нефти с высоким содержанием фракций С2-С5. Показано, что наличие интенсивного межфазного массообмена существенно влияет на эффективность извлечения запасов.

Материалы и методы
Компьютерное моделирование пластовой углеводородной системы, термодинамическое моделирование.

Ключевые слова
термодинамическое моделирование, жидкие углеводороды, испарение нефти, закачка газа, вытесняющий агент, смесимость

Введение

В мире и в Российской Федерации существует большой класс месторождений нефти, характеризующихся высоким содержанием «легких» углеводородных фракций С2-С5. На первый взгляд, их разработка не должна быть проблемной. Однако положительный эффект от пониженной вязкости нивелируется повышенным газосодержанием. Выделившийся в призабойной зоне, а иногда и в объеме пласта, газ снижает подвижность в разы, что переводит месторождение в категорию проблемных [1]. Закачка воды после отработки добывающих и перевод в ППД низкодебитных скважин не решает проблему, но приводит к другой — авто-ГРП. Этот эффект был изучен в работе [2] на примере одного из месторождений в Западной Сибири. По результатам исследований можно сделать вывод, что система ППД, основанная на закачке воды, для месторождений легкой нефти может быть не эффективной, особенно при наличии длительной отработки. Основным аргументом в пользу закачки газовых композиций является состав нефти всего с 30% неиспаряющихся компонент. В этих условиях возможно достижение смешивающегося вытеснения и снижение остаточной нефтенасыщенности (теоретически до нуля), исчезает поверхность раздела между вытесняемой и вытесняющей фазой.

Корректное воспроизведение физико-химических процессов, происходящих при закачке газа различного состава, возможно только с применением композиционного моделирования, при котором есть учет межфазного массообмена.

Таб. 1 — Компонентный состав нефти, используемый для моделирования
Tab. 1 — Component composition of oil used for modeling

№ п/п	Наименование компонентов	Формула	Компонентный состав			
			В расчете на пластовую нефть в вес.%		Пластовая нефть	
			Газ свобод.	Нефть дегазир.	В вес. %	В моль, %
1	Углекислый газ	CO2	0,154	0	0,12	0,18
2	Метан	C1	14,153	0,020	10,66	45,44
3	Этан	C2	3,975	0,040	3,02	6,87
4	Пропан	C3	6,784	0,286	5,32	8,25
5	Изо-бутан	IC4	2,417	0,277	2,03	2,38
6	Бутан	NC4	3,226	0,581	2,86	3,37
7	Изо-пентан	IC5	1,212	0,870	1,57	1,48
8	Пентан	NC5	0,720	0,971	1,27	1,20
9	Изо-Гексан	IC6	0,229	1,318	1,16	0,92
10	Гексан	NC6	0,091	1,028	0,84	0,67
11	Остаток	C7+	0	94,609	71,15	29,24
Сумма				100	100	100
Молярная масса г/моль				155		68

Построение композиционной модели для изучения процессов массообмена

При создании композиционной модели наиболее важным моментом является PVT-моделирование и подготовка данных по составу и свойствам пластовых флюидов. Как правило, для легких нефтей в процессе разработки давление в зоне отбора снижается ниже давления насыщения, что способствует разгазированию и потере в пробах части газа. Это приводит к ошибкам в определении свойств пластовой нефти. Это особенно опасно для месторождений с высоким газосодержанием и отсутствием газовой шапки (т.к. не ясно давление насыщения, а для залежей с газовой шапкой его можно принять равным давлению на ГНК). Занижение давления насыщения может приводить к ошибке при выборе режима разработки и потере большого количества извлекаемой нефти [2]. Для восстановления начального компонентного состава пластового флюида возможны три подхода:

1. за точку отсчета принимается компонентный состав наиболее представительной пробы с контрольными экспериментами по ней, проводится адаптация на собственные эксперименты, затем осуществляют рекомбинацию пробы;
2. усредняется компонентный состав всех представительных проб, за контрольные эксперименты принимаются значения газосодержания, объемного коэффициента, плотности и т.д. при пластовом давлении, обоснованные по характеристическим графикам;
3. проводится рекомбинация компонентного состава выбранной пробы до достижения целевого газосодержания. После проводится адаптация на утвержденные параметры.

Основываясь на практическом опыте, можно утверждать, что первый путь наиболее предпочтителен [4].

В таб. 1 приведен компонентный состав пластовой нефти, принятый для моделирования.

Эффективность процесса вытеснения нефти газом определяется составом вытесняющего флюида и нефти, температурой и давлением [5]. Максимальное вытеснение нефти обеспечивает смешивающееся вытеснение (Квыт>90%), что обеспечивается полным подавлением капиллярных сил. Для низкопроницаемых коллекторов снижение межфазного натяжения до сверхнизких значений (или нуля) способствует проникновению флюида в малые по размеру поры.

Смешивающееся вытеснение обычно подразделяют на смешивающееся вытеснение при первом контакте, когда вытесняющий флюид и нефть являются смешивающимися жидкостями, и многоконтактное, когда смесимость достигается в результате массообмена между флюидами. Для достижения многоконтактной смесимости требуется достаточно большое время и путь фильтрации

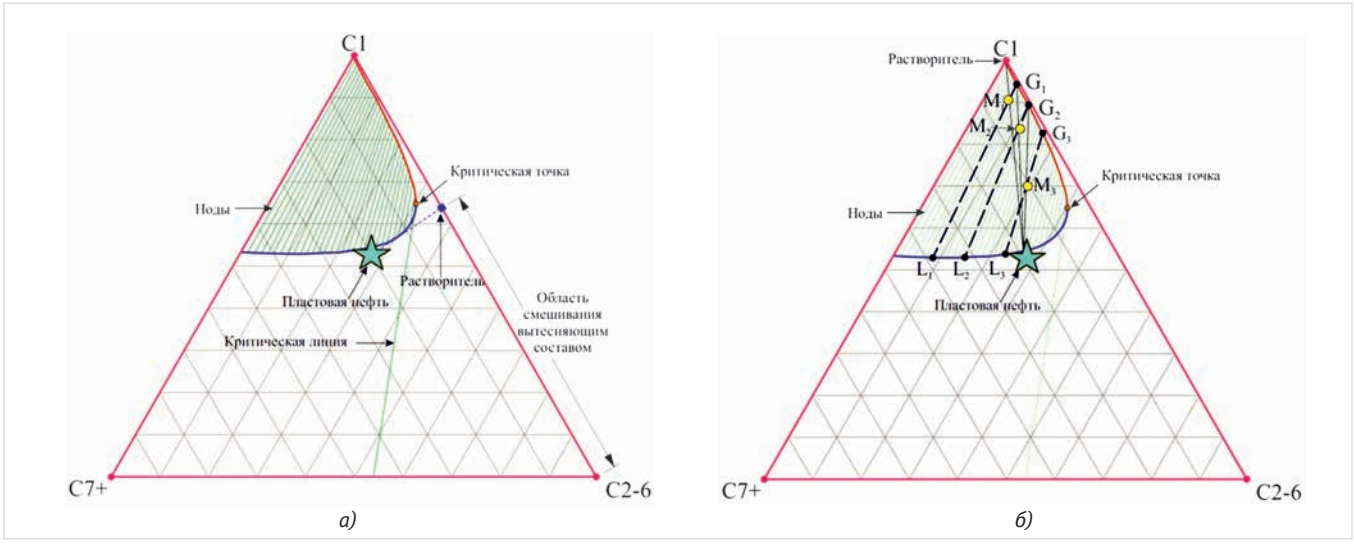


Рис. 1 — Моделирование процесса вытеснения на тернарной диаграмме для пластовой нефти изучаемого месторождения: а) одноконтактное смешивание; б) вытеснение в режиме обогащающегося газа
Fig. 1 — Modeling the process of displacement in reservoir oil to study: a) one-contact mixing; b) displacement in the enrichment gas mode

газа в нефтенасыщенной пористой среде. Если массообмен между нефтью и газовым агентом не приводит к достижению полной смесимости, то имеет место режим ограниченно-смешивающегося вытеснения нефти газом. Ограниченно-смешивающийся режим менее эффективен, чем режим полной смесимости. Если массообмен между нефтью и газом незначительно влияет на состав и свойства флюидов, то имеет место крайний случай ограниченно-смешивающегося вытеснения — несмешивающееся вытеснение нефти газом. Несмешивающийся режим вытеснения нефти газом наименее эффективен [3].

Очень удобно представлять состав системы «нефть-растворитель (газ)» в виде комбинации трех псевдокомпонентов: легкого компонента (обычно это вытесняющий агент, например, метан, жирный газ и т.п.), среднего промежуточного компонента (легкие углеводороды) и тяжелого компонента (тяжелые углеводороды нефти) [5].

Такие диаграммы были построены в программном продукте PVTi Schlumberger на модели легкой нефти изучаемого месторождения. Вид диаграмм приведен на рис. 1–2. Состав пластовой нефти переходит в критический при давлении в 370 атм. Это давление выбрано как предельное.

При закачке сухого газа в пластовую систему будет наблюдаться механизм одноконтактного смешивающего вытеснения, представленный на рис. 2. При одномерном вытеснении флюидов метаном нефть находится во внутренней части тройной диаграммы, что означает, что изначально в нефти присутствует какой-то из легких компонентов. Линия, соединяющая состав нефти и состав метана (прямолинейная траектория разбавления растворителя и нефти), не пересекает двухфазную область, т.е. их смесь будет состоять из единой фазы, которая плавно изменяется по составу от исходной нефти до неразбавленного растворителя. В этом случае мы имеем вытеснение, которое полностью происходит в одной фазе и является смешивающимся при первом контакте [3]. Однако, как видно из рис. 2, для пластовой нефти изучаемого месторождения и закачиваемого метана, одноконтактного смешивающегося, вытеснения происходить не будет. Смешивание в первом контакте может обеспечить только состав с 40% концентрацией фракций C2-C5.

Рассмотрим диаграмму, представленную на рис. 1б. Закачиваемый газ в данном случае полностью состоит из легкого компонента. Вытеснение не является смешивающимся при первом контакте, т.к. траектория разбавления проходит через двухфазную область. Представим ряд ячеек, которые являют собой проницаемую среду при одномерном вытеснении. Первая ячейка изначально содержит нефть, к которой мы добавляем какое-то количество растворителя таким образом, что общий состав обозначается как M1. Смесь разделится на две фазы — газ G1 и жидкость L1, состав которых определяется рабочими линиями равновесия. Газ G1 обладает гораздо большей подвижностью, чем L1 и эта фаза поступит преимущественно во вторую ячейку смешения, образуя смесь M2. Жидкость L1 остается позади, смешиваясь с более чистым растворителем. Во второй ячейке смесь M2 разделяется на газ G2 и жидкость L2; G2 течет в третью ячейку, образуя смесь M3 и т.д.

В какой-то n-ячейке (после третьей) газовая фаза настолько обогатится средними компонентами, что больше не образует две фазы при смешивании с нефтью. С этого момента все составы, участвующие в вытеснении, будут располагаться на линии между составом сырой нефтью и точкой, касательной к бинодальной кривой. Вытеснение становится смешивающимся при составе растворителя, заданном точкой касания к бинодальной кривой. Смесимость с нефтью достигнута в результате того, что растворитель обогатился промежуточными компонентами. Промежуточные компоненты испаряются из сырой нефти, поэтому процесс представляет собой режим вытеснения испаряющимся газом.

Предположим, что составы сырой нефти и растворителя также находятся на противоположных сторонах критической рабочей линии, но в ситуации, противоположной режиму испаряющегося газа: состав газа правее критической рабочей линии, а состав нефти левее ее (рис. 2).

В первой ячейке смешивания общий состав M1 разделяется на газ G1 и L1. Газ G1 движется в следующую ячейку смешивания, а жидкость L1 смешивается со свежей порцией

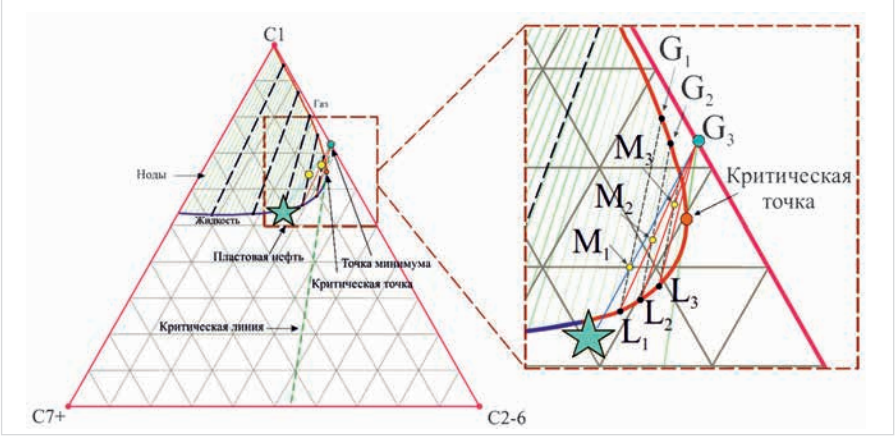


Рис. 2 — Моделирование процесса вытеснения на тернарной диаграмме в случае режима обогащенного газа
Fig. 2 — Modeling the displacement process on the ternary diagram in the case of the enriched gas mode

растворителя, образуя смесь М2. Затем жидкость L2 смешивается со свежим растворителем и т.д. Таким образом, в первой ячейке смешивания этот процесс массообмена между нефтью и газом в конце концов приведет к однофазной смеси.

В данном случае смешиваемость развивается на заднем конце (в тылу) зоны смешивания растворителя с нефтью в результате обогащения жидкой фазы средними компонентами из газа. Фронт зоны смешивания является областью несмешивающегося потока.

Для нефтей изучаемого месторождения возможны все описанные процессы, но эффективность возможно оценить только при помощи фильтрационного моделирования.

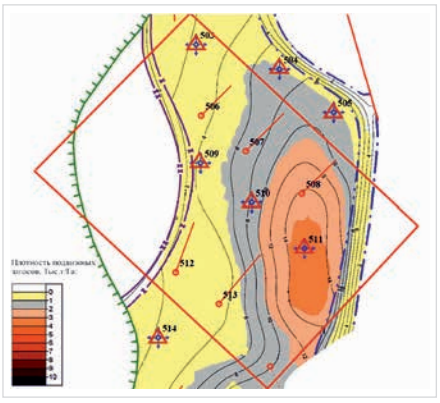


Рис. 3 — Рассмотренные варианты на участке ОПР:
а) агент воздействия — вода; б) агент воздействия — газ
Fig. 3 — Options considered at the fields:
a) exposure agent — water; b) exposure agent — gas

Варианты разработки

В работе рассмотрено три варианта закачки различных газовых композиций для проектного фонда, представленного на рис. 3. Вариант 1 — закачка воды, для сравнения эффективности газовых методов с реализуемой на месторождении технологией закачки воды. Вариант 2 — закачка «сухого» газа. Вариант 3 — закачка «жирного» газа.

Забойное давление на добывающих скважинах — 100 атм. в соответствии с историческим, забойное давление на водонагнетательных скважинах — 400 атм. (ниже давления авто-ГРП), на газонагнетательных — 350 атм. (в соответствии с возможностями компрессоров). С целью недопущения масштабного развития процесса разгазирования, нагнетательный фонд вводится в эксплуатацию без отработки на нефть.

Вариант 1 — базовый с закачкой воды, создан для сравнения с реализуемой на большинстве месторождений технологией.

Вариант 2 — закачка «сухого» газа (100% концентрация метана). Рассмотренный вариант не предполагает изначального достижения режима смешиваемости, но за счет многоконтактного испарения может достигать режима смешения за счет испарения легких фракций за границей фронта вытеснения, как показано на рис. 2. На рис. 4 представлены временные разрезы по профилю скважин №№ 512–509, наглядно иллюстрирующие этот процесс. В первый момент времени происходит классическое несмешивающееся вытеснение нефти закачиваемым газом. Содержание закачиваемого газа: метан — 97,3%, этан — 1,4%, углекислый газ — 0,1%, пропан — 1,2%.

Вариант 3 — закачка «жирного» газа. Концентрация закачиваемого газа подобрана согласно рис. 1 для обеспечения режима одноконтактного смешивающегося вытеснения. Состав закачиваемого газа: С1 — 60%, С2 — 20%, С3 —10%, IC4 — 5%, IC5 — 5%. Такая композиция обеспечивает одноконтактное смешивание, как показано на рис. 1а. Перед фронтом формируется вал нефтенасыщенности, за фронтом — остаточная нефть равняется нулю. Однако такой способ экономически и технологически трудно реализуем. Значительная концентрация ШФЛУ (40%) не стабильна. В процессе закачки необходимо будет обеспечить подогрев до 80 0С (температура выпадения из раствора пентанов при пластовом давлении в 300 атм.), с целью недопущения сжижения фракций в

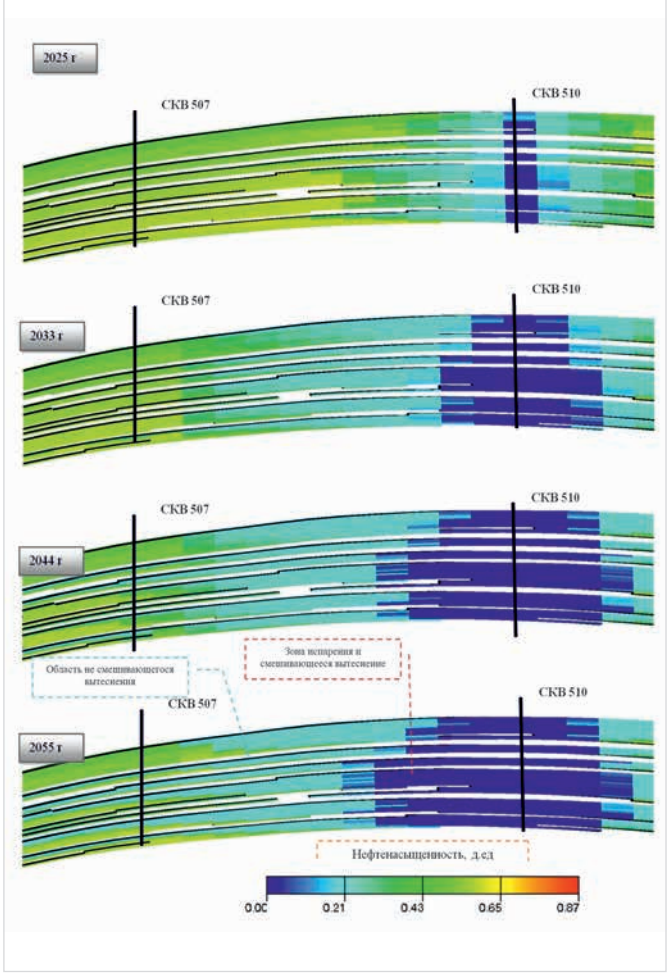


Рис. 4 — Распространение фронта закачки «сухого» газа с формированием зоны испарения за фронтом вытеснения
Fig. 4 — Distribution of the fronts of the injection of "dry" gas with the formation of evaporation zones

Таб. 2 — Результаты расчетов показателей по вариантам
Tab. 2 — Results of calculation of indicators for development options

Показатели	Ед. изм.	Технологии			
		1	2	3	4
Режим работы залежи		Заводнение	Закачка «сухого» газа	Закачка «жирного» газа	ВГВ
Система разработки		Рядная			
Расстояние между рядами	м	500			
Расстояние в ряду	м	700			
Длина ствола ГС	м	800			
Фонд скважин		12			
добывающих		5			
водонагентательных		7	-	-	-
газонагнетательных		-	7		7
Накопленная					
добыча нефти	тыс. т	632	1044	1537	701
добыча жидкости	тыс. т	1 471	1 390	2 016	1 514
добыча газа	млн м^3	5	1176	1257	10
закачка воды	тыс. м^3	1144	-	-	1 010
закачка газа	млн м^3	-	1 781	2 287	0,5
КИН	д.ед.	0,300	0,487	0,661	0,333
Добыча нефти на скважину	тыс. т	126,4	208,8	307,4	140,2

призабойной зоне. Тем не менее, вариант с позиции извлечения нефти является идеальным, обеспечивая КИН — 0,661 д.ед.

Вариант 4 — водогазовое воздействие с попеременной закачкой «сухого» газа и воды в первые 5 лет с циклом в 12 месяцев с последующей постоянной закачкой воды. В виду большого расстояния между скважинами этот вариант не обеспечивает режим смешивающегося вытеснения и не дает преимуществ по сравнению с закачкой «сухого» газа. Более того, водой блокируется зона испарения.

В таб. 2 представлены результаты расчетов по различным вариантам закачки.

Итоги

Для месторождений «легкой» нефти, с вязкостью ниже 04 сПЗ, может возникнуть ряд проблем, связанных с неэффективностью ППД на основе воды. В этих условиях можно рекомендовать закачку разовых композиций. Наиболее популярным и часто используемым решением является ВГВ, или организация «смешивающегося» вытеснения. Однако в некоторых случаях закачка «сухого» газа может оказаться более предпочтительней за счет эффекта испарения легких компонент нефти. Этот случай был исследован на примере одного из месторождений в Западной Сибири.

Выводы

В работе изучены перспективы закачки различных композиций газа для повышения рентабельности разработки месторождений "легкой нефти" с высоким содержанием фракций С2-С5. Показано, что наличие интенсивного межфазного массообмена существенно влияет на эффективность извлечения запасов. При этом не всегда водогазовое воздействие может оказываться лучше закачки «сухого» газа с точки зрения коэффициента извлечения нефти. Возможны ситуации с образованием режима смешивающего вытеснения в зонах, прокаченных «сухим» газом. Этот процесс связан с испарением углеводородных фракций С2-С5 из нефти.

Литература

1. Бриллиант Л.С., Плиткина Ю.А., Антипин М.А., Лазеев А.Н., Гнилицкий Р.А., Николаев М.Н. Изучение проблем и оценка перспектив разработки объекта ЮК10 Талинской площади на основе ситуационного анализа // Нефтяное хозяйство. 2012. №10. С. 60–65.
2. Данько М.Ю., Бриллиант Л.С., Печерки М.Ф., Шестаков Д.А., Юнусов Р.Р., Индрупский И.М. Изучение метода восстановления продуктивности скважин остановкой месторождения на релаксацию на примере Присклонового НГКМ // Недропользование XXI век. 2018 №2а. С. 156–165.
3. Лян Мэн. Физическое моделирование вытеснения нефти газом (растворителем) с использованием керновых моделей пласта и slim tube. Москва, 2017. 118 с.
4. Нестеренко А.В., Юшков И.Ю. Фатеев Д.Г. Алгоритм подготовки PVT свойств газоконденсатной смеси при композиционном моделировании разработки ачимовских отложений // Экспозиция Нефть Газ. 2013. №7. С. 77–81.
5. Lake L.W. Enhanced oil recovery. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice-Hall, 1989, 550 p.

ENGLISH **OIL PRODUCTION**

UDC 622.276

Efficiency of methods for increasing oil recovery factor based on interphase mass transfer

Author

Mikhail Yu. Danko — deputy general director in science; danko@togi.ru

TING LLC, Tyumen, Russian Federation

Abstract

In a scientific article studies the prospects of developing various gas components to increase the profitability of developing light oil fields with a high level of C2-C5 fractions. It is shown that the presence of intense interfacial mass transfer affects the efficiency of reserves recovery.

Materials and methods

Computer modeling of reservoir hydrocarbon system, thermodynamic modeling.

Keywords

thermodynamic modeling, liquid hydrocarbons, evaporation oil, gas injection, displacing agent, miscibility

Results

For “light” oil with viscosities below 04 cP, a number of problems may arise related to the inefficiency of water-injection. Under these conditions, it is recommended to download one-time compositions. The most popular and frequently used solution is Water-gas exposure, or the organization of miscible oil with gas. However, in some cases, the injection of “dry” gas may be more preferable due to the effect of evaporation of the light components of the oil. This case was investigated on the example of one of the deposits in Western Siberia.

Conclusions

The prospects of injection of various gas compositions are studied to increase the profitability of developing light oil fields with a high content of C2-C5 fractions. It is shown that the presence of intense interfacial mass transfer significantly affects the efficiency of extraction of reserves. At the same time, the water-gas effect may not always be better than the injection of “dry” gas in terms of oil recovery coefficient. Situations with the formation of a mixing displacement regime in zones pumped by “dry” gas are possible. This process is associated with the evaporation of hydrocarbon fractions C2-C5 from oil.

References

1. Brilliant L.S., Plitkina Yu.A., Antipin M.A., Lazeev A.N., Gnilitskiy R.A., Nikolaev M.N. I*zuchenie problem i otsenka perspektiv razrabotki ob"ekta YuK10 Talinskoy ploshchadi na osnove situatsionnogo analiza* [Studying the problems on the Talinsky field based on a situational analysis]. Oil industry, 2012, issue 10, pp. 60–65.
2. Dan'ko M.Yu., Brilliant L.S., Pecherki M.F., Shestakov D.A., Yunusov R.R., Indrupskiy I.M. *Izuchenie metoda vosstanovleniya produktivnosti skvazhin ostanovkoy mestorozhdeniya na relaksatsiyu na primere Prisklonovogo NGKM* [Studying the method of restoring well productivity by stopping the field for relaxation using the example of the Prisklonovoye field]. Subsoil Use XXI Century, 2018, issue 2a, pp. 156-165.
3. Lyan Men. *Fizicheskoe modelirovanie vytesneniya nefti gazom (rastvoritelem) s ispol'zovaniem kernovykh modeley plasta i slim tube* [Physical modeling of gas and gas (solvent) using core models of the reservoir and slim tube]. Moscow, 2017, 118 p.
4. Nesterenko A.V., Yushkov I.Yu. Fateev D.G. *Algoritm podgotovki PVT svoystv gazokondensatnoy smesi pri kompozitsionnom modelirovanii razrabotki achimovskikh otlozheniy.* Exposition Oil Gas, 2013, issue 7, pp. 77–81.
5. Lake L.W. Enhanced oil recovery. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice-Hall, 1989, 550 p.

Инструмент для поддержания баланса эффективной и безопасной добычи

В.Н. Бойков
В.М. Карюк

В газодобывающей отрасли одной из приоритетных задач автоматизации является обеспечение оперативного контроля режимов работы скважины на всех стадиях эксплуатации. К одному из важных параметров работы скважины относится наличие в газовом потоке твердых фракций в виде песка. Наличие песка, выносимого из неуплотненных (рыхлых) пластов с продукцией скважины, может привести к эрозионно-коррозионным повреждениям скважинного оборудования.

Предотвращение опасного выноса песка из скважины производится путем установки фильтров улавливателей, либо при помощи регулирования расхода, отбираемого из нее газа. Скважина должна работать на режимах, при которых вынос песка оставался бы в пределах, допускаемых нормами технологических служб газодобычи. Указанное выше регулирование не должно приводить к потере коммерчески выгодной производительности скважины. Регулирование режимов работы скважины должна осуществляться с учетом экспериментального измерения интенсивности выноса песка из скважины в реальном времени.

Краткое описание регистратора выноса песка

Для экспериментального измерения интенсивности выноса песка предназначен регистратор выноса твердых фракций (РВТФ) «КАДЕТ» ВН1228, который обеспечивает количественное отслеживание уровня выноса песка в режиме реального времени и формирует на выходе системы информацию, необходимую для поддержания работы скважины в оптимальном режиме.

В приборе реализован акусто-эмиссионный способ регистрации сигналов от соударения песчинок со стенками трубы, позволяющий в сочетании с цифровой обработкой точно отражать динамику выноса твердых фракций, в том числе и залповые выбросы, приводящие к эрозии трубопровода. Однако датчики реагируют и на посторонние акустические шумы, в том числе от источников, не связанных с переносом песка, например, вибрации, возникающие при дросселировании на элементах запорной или ограничивающей арматуры, или шумы от посторонних источников, вплоть до атмосферных осадков. В регистраторе

Внешний вид регистратора РВТФ «КАДЕТ» ВН1228

РВТФ «КАДЕТ», за счет применения специальных методов цифровой обработки сигналов, достигается эффективное выделение акустических импульсов, возникающих при ударах песчинок о стенки трубы.

Основные характеристики регистратора:

- Минимальный размер регистрируемых частиц — 20 мкм;
- Минимальный регистрируемый объем выносимых частиц — 0,002 г/сек.;
- Период обновления данных — от 15 сек. до 60 мин;
- Чувствительный элемент (акусто-эмиссионный) — 3 шт.;
- Температура окружающей среды — от -50° до +50°С;
- Срок службы внутренних элементов питания зависит от периода опроса, при опросе один раз каждую минуту — не менее 36 месяцев;
- Конструктивное исполнение — «искробезопасная электрическая цепь» 2ExicIIAT4.

Регистратор РВТФ «КАДЕТ» ВН1228 разработан на отечественном предприятии ООО «Объединение БИНАР» г. Саров. Изготавливается без закупок, импортных комплектующих и является импортозамещающим оборудованием.

10 достоинств РВТФ «КАДЕТ»

Многочисленные испытания и промышленная эксплуатация регистратора РВТФ «КАДЕТ» позволяют говорить о следующем.

1. ООО «Объединение БИНАР» освоило серийный выпуск накладных акустико-эмиссионных Регистраторов выноса песка из газовых скважин РВТФ «КАДЕТ» ВН1228, которые обеспечивают мониторинг выноса песка из скважин в режиме реального времени, что может предотвратить нежелательное разрушение технологического оборудования и пласта коллектора и вместе с тем обеспечить эффективную продуктивность добывающих скважин.
2. Во всех испытаниях и промышленной эксплуатации получены результаты, позволяющие говорить о работоспособности РВТФ «КАДЕТ», как регистратора, адекватно и эффективно регистрирующего факты выноса песка и контролирующего тренды этого выноса из газодобывающих скважин в реальном масштабе времени.
3. В РВТФ «КАДЕТ» решена проблема выделения информации, непосредственно связанной с наличием песка в газовом потоке от шумов других источников, не связанных с переносом песка. Регистратор имеет высокую помехоустойчивость и при отсутствии выноса песка выдает нулевое значение в отличие от аналогов.
4. В электронном блоке регистратора имеется интерфейс RS-485 с протоколом Modbus-RTU, а также реализован радиоканал на частоте 868 МГц, что позволяет включаться в состав беспроводных сенсорных сетей. Наличие радиоканала позволяет управлять регистратором и считывать результаты измерений непосредственно на объекте с помощью мобильного АРМ и передавать данные на расстояние до 5 км.
5. Автономность питания электронных модулей регистратора обеспечивает удобство эксплуатации и обслуживания системы РВТФ «КАДЕТ», а также позволяет эксплуатировать при отсутствии кабелей питания и связи. В условиях Западной Сибири продолжительность работы элементов питания — 3 года.
6. РВТФ «КАДЕТ» имеет широкий динамический диапазон регистрации и простой понятный интерфейс, удобен в обслуживании.
7. В регистраторе предусмотрена возможность изменения настроек при проведении калибровок на конкретном газовом промысле.
8. РВТФ «КАДЕТ» оснащен «имитатором выноса песка», позволяющим проводить дистанционную проверку работоспособности регистратора.
9. Конструкция элементов регистратора не предполагает при проведении монтажа регистратора выполнения огневых и сложных монтажных работ.
10. РВТФ «КАДЕТ» позволяет проводить мероприятия по предотвращению разрушения технологического оборудования и вывода скважины на оптимальный режим работы.

607188, Нижегородская область, г. Саров, Южное шоссе, д. 12, стр.17А, +7 (83130) 5-99-35, 5-99-53 binar@binar.ru www.binar.ru

УДК 622.276.53

Результаты внедрения комплекса оборудования для отбора газа из затрубного пространства нефтяных скважин

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10069

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

ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Для увеличения коэффициента подачи штангового насоса и дебита установки, снижения износа штанговых винтовых насосов разработан комплекс оборудования по отбору газа из скважин (далее — КОГС). Снижение давления газа в затрубном пространстве скважины является значительным резервом увеличения добычи нефти. Проведены измерения газового фактора нефти, дебита и обводненности жидкости на скважинах с КОГС. Исследованиями установлено, что наибольший эффект от применения комплекса может быть достигнут при максимальном давлении газа в затрубном пространстве скважины. Исследовано влияние изменения давления в затрубном пространстве на величину динамического уровня пластового флюида в скважине. Обоснована необходимость удаления газа из межтрубного пространства и призабойной зоны скважин. Внедрение вакуумирования затрубного газа позволило снизить износ винтовых насосов на 33%, что составило 24%.

Материалы и методы

Для определения уровня жидкости и измерения величины давления в затрубном пространстве нефтяных скважин, а также для исследования (методом динамометрирования) работы скважин с глубинными штанговыми насосами с целью контроля работы насосного оборудования, получение динамограммы работы насосов применялся комплекс МИКОН-101. Интерпретация данных осуществлялась программным обеспечением «Менеджер Измерений» с выводом информации в ИС "Крон".

Ключевые слова

комплекс оборудования по отбору газа, вакуумирование, штанговый винтовой насос, износ эластомера винтового насоса

Повсеместное применение на промыслах сборной лучевой системы сопровождается ростом устьевых давлений скважин, что вызывает увеличение затрубного давления в скважине [1–4].

Цель работы — откачка газа из затрубного пространства скважины для повышения динамического уровня в затрубном пространстве скважины. Для откачки газа применяют устьевые обратные клапаны; перепускные клапаны, установленные на НКТ; компрессоры, установленные на станке-качалке или устьевой арматуре.

Недостатками устьевых обратных клапанов является замерзание при низких температурах, скопление конденсата в устройстве, а также эффективная работа клапанов возможна только при повышенном значении затрубного давления по сравнению с давлением в напорном трубопроводе.

Основных недостатков устьевых обратных клапанов лишены перепускные клапаны, однако при несоблюдении условий образования заданного перепада между затрубным и линейным давлением срабатывание клапана не произойдет.

Помимо вакуумирования в добывающих скважинах в ряде случаев целесообразно использование данной технологии в нагнетательных скважинах, при этом скважину останавливают, вакуумирование продолжают до появления нефтяного газа, что по времени может занять двое и более суток. В результате вакуумирования нагнетательной скважины происходит удаление неподвижных газовых пузырьков из пор и трещин пласта, в результате чего увеличивается приемистость скважины.

Принудительный отбор газа из затрубного пространства скважины позволит исключить выбросы вредных веществ в атмосферу, свести к минимуму риск снижения динамического уровня на приеме насоса, стабилизировать динамический уровень жидкости, и тем самым увеличить межремонтный период скважины.

Таким образом, снижение давления газа в затрубном пространстве является значительным резервом увеличения добычи нефти. Для удаления выделяемых газов, скапливаемых в межтрубном пространстве и призабойной зоне скважин руководством ООО УК "Шешмаойл" перед отделом инноваций и экспертизы была поставлена задача разработать технические средства: установки для вакуумирования скважин (далее — УВС) и комплексы по отбору газа из скважин (КОГС) [5, 6].

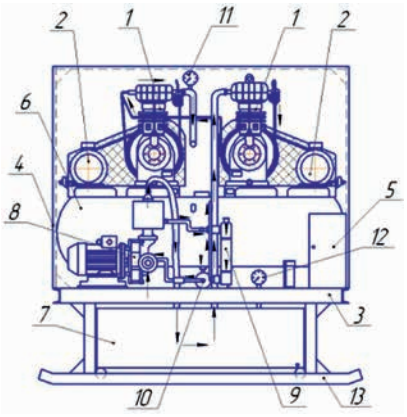
Разработка оборудования для вакуумирования

Общий вид УВС представлен на рис.1, КОГС — на рис.2. Конструкция УВС и КОГС разработана на основе поршневых компрессоров, согласно ГОСТ Р54 802-2011 «Компрессоры поршневые газовые, агрегатированные». Габаритные размеры УВС и КОГС отличаются, одинаковые только по ширине (1500 мм), в длину КОГС длиннее на 800 мм и составляет 2800 мм за счет размещения в установке дополнительного оборудования: вентилятор, обогрев, газоанализатор, модернизированная система обвязки. Высота КОГС — 2700 мм, в УВС высота — 1500 мм, увеличение высоты обусловлено размещением конденсатосборника внизу КОГС. Производительность по всасыванию УВС и КОГС одинаковые (0,95 м³/мин), т.к. используются одного типоразмера компрессоры. Мощность КОГС (20,5 кВт) выше мощности УВС (11 кВт) в связи с наличием дополнительного оборудования. Максимальное рабочее давление УВС и КОГС — 2,5 МПа.

УВС и комплекс КОГС монтируются на устье скважины, при этом их конструкция выполнена под стандартное устьевое оборудование, не требующее переоснащения оборудования устья скважины.

Конструкция установок обеспечивает подключение установок к затрубному пространству нескольких скважин и к системе сбора их продукции – нефтепроводу. Производится постоянный контроль величины давления на входе и выходе установок. Обеспечивается сбор конденсата в конденсатосборник. КОГС и УВС работают в автономном автоматическом режиме, поэтому, согласно «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ в нефтяной промышленности» от 12.03.2013, постоянное присутствие оператора при работе компрессорной установки не требуется. Установки выполнены в едином корпусе, подключаются к затрубной задвижке стандартной устьевой арматуры через специальный тройник (узел отбора газа). Узел отбора газа обеспечивает снятие эхолотом эхограммы, при необходимости подключение дозатора. Подключение компрессорной установки производится рукавом низкого давления от затрубного пространства скважины до установки и рукавом высокого давления от установки до манифольдной линии. Рукава оснащаются быстросъемными соединениями, нагревательной лентой и теплоизоляцией для предотвращения скапливания в них конденсата.

Компрессорная установка — «Комплекс по откачке газа из скважин»



1 – компрессор
2 – электродвигатель компрессора
3 – основание
4 – каркас
5 – блок управления
6 – ресивер
7 – емкость сбора конденсата
8 – водокольцевой вакуумный насос
9 – радиатор охлаждения
10 – нагнетающий насос
11 – манометр
12 – вакуумметр
13 – сани

1 – compressor
2 – compressor's electric motor
3 – base frame
4 – framework
5 – control module
6 – receiver
7 – condensate collection tank
8 – liquid-ring vacuum pump
9 – cooling radiator
10 –injection pump
11 – pressure gauge
12 – vacuum gauge
13 – skid

Рис. 1 — Общий вид установки по вакуумированию скважин
Fig. 1 — Well evacuation unit. General view

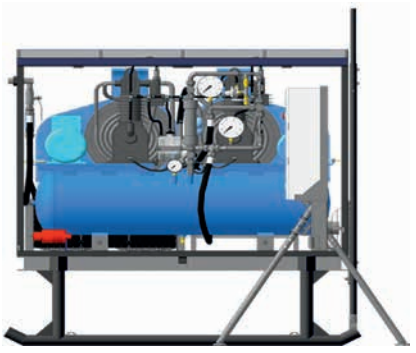


Рис. 2 — Общий вид комплекса по отбору газа из скважин
Fig. 2 — General view of set of equipment for gas extraction from wells

сертифицирована. Сертификат соответствия № ТС RUC-RU.АЯ54.В.00254, серия RU №0140938.

В России отсутствует выпуск газовых компрессоров на необходимые параметры, поэтому были вынуждены адаптировать к заданным условиям воздушный компрессор. При назначении данного компрессора были учтены и предусмотрены необходимые требования к контролю, автоматизации и соблюдению требований безопасности, которые реализовывались введением дополнительных элементов и систем контроля и управления, в том числе в систему смазки, введением системы сбора сбросных газов и др., что позволило сертифицировать комплекс КОГС.

Одной из особенностей при работе КОГС на некоторых кустах скважин является выдавливание масла из картера в масляный бачок. Для предотвращения данного явления была предложена установка обратных клапанов между картером и масляным бачком. Эксплуатация комплексов с установленными обратными клапанами подтвердила правильность предложения.

Надежность работы комплексов КОГС, как и другого создаваемого оборудования, зависит как от разработанной конструкции, ее доработки по результатам промысловых испытаний, так и от качества изготовления и сборки.

Проводимые промысловые испытания опытной партии комплекса КОГС подтверждают в целом его работоспособность. Однако, в зависимости от состава, свойств и количества откачиваемого газа, параметров откачки, давления на входе и выходе из комплекса, значительных минусовых температур, работоспособности покупного компрессора, и других условий на каждом кусте скважин, проявляются свои особенности в работе комплекса КОГС, в итоге вышеперечисленные факторы могут повлиять на наработку КОГС.

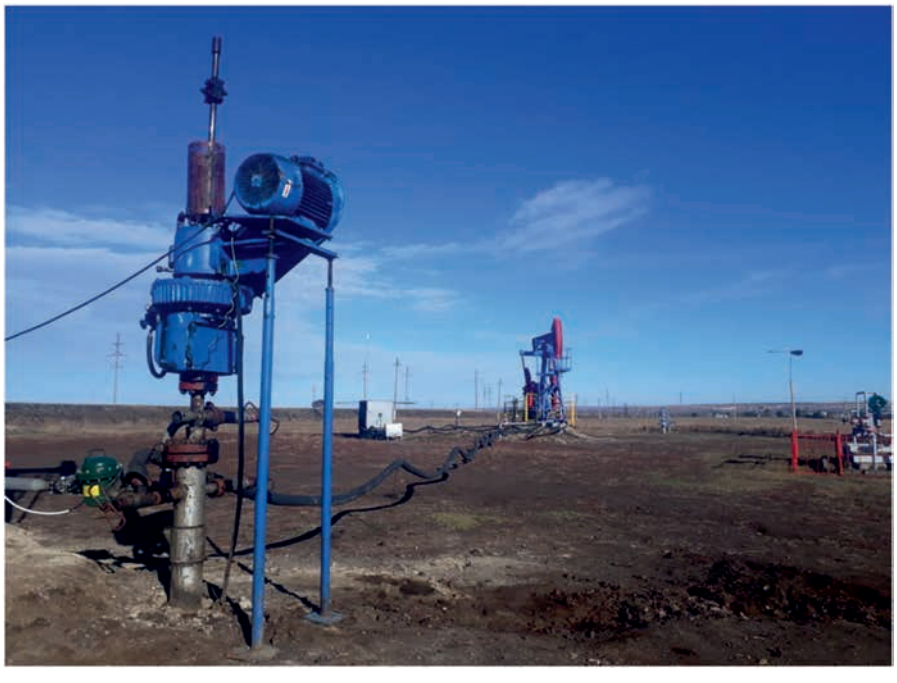


Рис. 3 — Процесс вакуумирования при эксплуатации скважины установкой ШВН
Fig. 3— Evacuation process during well operation by a PCP unit

Используемые методы, технологии, инструменты

Для измерения массового расхода жидкости и общей массы вещества при постоянных и переменных расходах применялся счетчик жидкости СКЖ, который устанавливался на устье добывающей скважины, на узле оперативного контроля.

Для определения уровня жидкости и измерения величины давления в затрубном пространстве нефтяных скважин, а также для исследования (методом динамометрирования) работы скважин с глубинными штанговыми насосами (далее — ШГН) с целью контроля работы насосного оборудования, получение динамограммы работы ШГН применялся комплекс МИКОН-101. Интерпретация данных осуществлялась программным обеспечением «Менеджер Измерений» с выводом информации в ИС "Крон". Для регистрации, обработки и хранения эхограмм и динамограмм применялся блок регистрации, в основном, БР-21. По динамограммам можно определить дебит установки, коэффициенты подачи и наполнения насосов. Для преобразования акустических сигналов в электрические, а также преобразования давления в электрический сигнал использовалось устройство приема акустических сигналов УПАС-22П. Акустический сигнал принимается пьезоэлектрическим микрофоном, который устойчив к воздействию сероводорода. На скважинах с затрубным давлением более 0,05 МПа применялось устройство приема акустических сигналов УПАС-22Т, в котором пьезоэлектрический микрофон в устройстве отсутствует, что делает прибор более надежным. Для измерения относительной нагрузки на штоке, а также для определения длины перемещения штока использовался динамометр накладной ДН-117, который устанавливается на нерабочую часть полированного штока ШГН скважины. Зажимной винт предназначен для задания оптимального усилия

зажима. Для определения глубины уровня жидкости в затрубном пространстве до 600 м и создания акустического воздействия в скважинах без давления применялось устройство генерации акустических сигналов УГАС-25.

Для измерения параметров на электродвигателях использовали различные приспособления, способные замерить силу тока, сопротивление и вольтаж: вольтметр, амперметр, мультиметр или токоизмерительные клещи.

Замер обводненности и вязкости осуществляли путем отбора проб с устья скважины с последующим анализом в лаборатории: обводненность по методу дистилляции (Дина-Старка) или линейкой (шкалой) на пробе, вязкость — вискозиметром.

Исследования проводились следующим способом: анализировались динамограммы до и после создания вакуума, сравнивались показатели коэффициентов подачи и наполнения, динамических уровней, наработки, дебита, обводненности, вязкости нефти, нагрузок на головку балансира, токовых нагрузок на привод установок штангового винтового насоса (далее — УШВН).

Эксплуатация установок штанговых винтовых насосов с вакуумированием

Важной задачей также было изучение влияния вакуумирования на износ винтового насоса. Известно [7], что при эксплуатации скважины с давлением на приеме погружного насоса (Рпр) ниже давления насыщения выделяется агрессивный газ, который влияет на коэффициент подачи насоса и наработку штангового винтового насоса (далее — ШВН), материал эластомера которого при этом насыщается. В АО "Шешмаойл", АО "Иделойл" и АО "Кондурчанефть" по причине эксплуатации скважины при условии превышением давления насыщения Рнас над давлением на приеме насоса Рпр произошли отказы и последующие 44,6% ремонтов от всего числа случае [7].

Степень изнашивания эластомера при благоприятных условиях эксплуатации скважины составляет 29,5%, при выборке 58 насосов, происходит естественный износ эластомера штангового винтового насоса. Благоприятные условия эксплуатации скважин подразумевают эксплуатацию без механических примесей в откачиваемой жидкости, с условием Рпр›Рнас , на скважинах без учета механических примесей. И при условии: Рнас›Рпр — степень износа увеличивается до 36,42%, выборка составила 31 насос. Неблагоприятные условия

Таб. 1 — Данные при эксплуатации УВС на кусте 9845
Tab. 1 — UVS operation data at the wellpad No. 9845

№ скважины	Дебит, м³/сут	Динамограмма	Дополнительная нефть, т
9845	увеличился с 6,3 до 9,1	не заполнение насоса («пистолетит»)	590
9846	снизился с 6,2 до 5,8	рабочая	
9842	увеличился с 6,9 до 8,02	рабочая	97
9843	увеличился с 2 до 2,5	рабочая	142
9840	увеличился с 11,8 до 13,5	рабочая	75

Таб. 3 — Изменение динамического уровня в АО "Шешмаойл"
Tab. 3 — Dynamic level change in JSC Sheshmaoil

№ скважины	Динамический уровень, м		Прирост, м
	До вакуума	При вакууме	
3733	782	657	+ 125
3735	896	860	+ 36
3730	688	717	- 29
3729	507	637	- 130
3738	950	804	+ 146
3740	857	722	+ 135
3763	920	797	+ 123
3762	1090	970	+ 120
3702	1103	977	+ 126
3767	1110	1015	+ 95
9340	1085	880	+ 205

Таб. 4 — Изменение обводненности в АО "Шешмаойл"
Tab. 4 — Water cut change in JSC Sheshmaoil

№ скважины	Обводненность, %	
	До вакуума	При вакууме
9769	20	18
3205	9	5
3458	10	3
3733	80	50
3729	88-98	80-85
3753	98	94
3737	26	12

Таб. 2 — Изменение дебита в АО "Шешмаойл"
Tab. 2 — Flow rate change in JSC Sheshmaoil

№ скважины	Дебит, м³/сут		Дополнительная нефть, т	Прирост, м³/сут
	До вакуума	При вакууме		
3733	3	5,2	179	+2,2
3730	3,2	1,2	-	-2,0
3729	5,2	5,7	439	+0,5
3753	33	34,7	255	+1,7
3739	1,1	1,7	167	+0,6
3726	1,2	2,3	114	+1,1
3738	5	8,5	13	+3,5
3737	1,1	1,14	10	+0,04
3741	3,18	3,5	1	+0,32
3740	8,6	9,65	15	+1,05
3743	2	2,1	3	+0,1
9769	23	24	40	+1,0
3467	10,5	13	62	+2,5
3458	3,4	3,5	30	+0,1
3463	4,4	6	12	+1,6
3438	7	7,2	49	+0,2
566	3,4	3,8	34	+0,4
3484	7,6	8,5	18	+0,9
3473	7	8	246	+1,0
3483	4,4	4,8	54	+0,4
3475	2,2	2,5	34	+0,3
3459	2,7	3,2	24	+0,5
3205	3,4	3,8	15	+0,4
3763	2,2	3,5	37	+1,3
3762	6,4	7,6	76	+1,2
3389	6	6,2	4	+0,2
9340	2,2	3,7	9	+1,5

Таб. 5 — Изменение дебита в АО "Иделойл"
Tab. 5 — Flow rate change in JSC Ideloil

№ скважины	Дебит, м³/сут		Дополнительная нефть, т	Прирост, м³/сут
	До вакуума	При вакууме		
3546	4,1	4,8	45	+0,7
1377	4,6	4,7	9	+0,1
3547	11,4	14,5	29	+3,1
628д	3,1	3,5	271,5	+0,4
3633	38,7	42	157,3	+3,3
3637	23,9	25,4	18,4	+1,5
1448	17	17,9	175	+0,9
1450	2,2	7,2	12,4	+5,0
1433	5,3	6,7	42	+1,4
1425	4,7	5,5	32,2	+0,8
1367	4,9	5,5	21	+0,6
3546	3,8	4,8	57,2	+1,0
3760	2,2	2,6	4,6	+0,4
3508	3,4	6,5	11,8	+3,1

Таб. 6 — Изменение динамического уровня в АО "Иделойл"
Tab. 6 — Dynamic level change in JSC Ideloil

№ скважины	Динамический уровень, м		Прирост, м
	До вакуума	При вакууме	
3785	1189	1077	+ 112
3784	305	262	+ 43
3783	917	893	+ 24
1502	1150	1100	+ 50
1503	1055	990	+ 65
3546	952	885	+ 67
1377	938	829	+ 109
3560	880	842	+ 38
3547	700	660	+ 40
628д	853	799	+ 54
3633	846	780	+ 66
3637	950	800	+ 150
1450	860	760	+ 100
1433	850	810	+ 40
1425	1016	948	+ 68
1367	1140	1060	+ 80
3546	952	885	+ 67
3670	827	595	+ 232
3760	1140	1016	+ 124
3508	1072	870	+ 202

Таб. 7 — Изменение коэффициента подачи в АО "Иделойл"
Tab. 7 — Delivery rate change in JSC Ideloil

№ скважины	Коэффициент подачи		Изменение, %
	До вакуума	При вакууме	
3760	0,4	0,48	+ 16,8
1425	0,56	0,69	+ 18,8
3546	0,64	0,8	+ 20,0
1377	0,58	0,71	+ 18,3
3557	0,5	0,7	+ 28,6
3547	0,7	0,89	+ 21,3
628д	0,6	0,64	+ 6,2
3637	0,77	0,81	+ 4,9
1448	0,49	0,77	+ 36,4
1433	0,74	0,77	+ 3,9
3670	0,63	0,66	+ 4,5
3508	0,56	0,86	+ 34,9

эксплуатации скважины в совокупности с наработкой насоса увеличивают вероятность выхода из строя винтового насоса, так при оборотах ротора до 21 млн степень износа составляет 24,28%, при оборотах в диапазоне 21–42 млн степень износа — 19,5%, а при более 42 млн оборотов степень износа вырастает в 2 раза до 41,37%. Необходимо поддерживать динамический уровень над винтовым насосом, что приводит к повышению давления на приеме насоса и изменению условия к Рпр›Рнас. На 16 скважинах Дачного, Северного, Летнего, Новошешминского и Краснооктябрьского месторождений (Республика Татарстан) провели эксперимент с вакуумированием затрубного газа и последующими стендовыми испытаниями насосов с целью определения степени износа штанговых винтовых насосов. Степень изнашивания ШВН составила 24%, что ниже на 34% при эксплуатации установок штанговых винтовых насосов с Рнас›Рпр [8].

Результаты эксплуатации скважин с УВС в АО "Шешмаойл"

АО "Шешмаойл" эксплуатирует 4 месторождения: Летнее, Северное, Ново-Шешминское, Краснооктябрьское. Первые испытания УВС для вакуумирования скважин на кусте 609(3) Краснооктябрьского месторождения были проведены с 29.05.2011 г., получены следующие результаты:

1. Скважина 9715 — во время вакуумирования увеличился коэффициент подачи Кпод с 0,41 до 0,72 и средний дебит по динамограмме (с 2,4 до 4,11 м³/сут), дополнительная нефть составила 56,5 т. После вакуумирования эффект продолжался, дополнительная нефть составила 32 т.
2. Скважина 9710 — во время вакуумирования увеличился Кпод с 0,43 до 0,62 (в течение 26 суток) и средний дебит по динамограмме (с 2,75 до 3,33 м³/сут), дополнительная нефть составила 17,2 т. После 20 суток вакуумирования эффект снизился до первоначальных значений, по динамограмме – не заполнение насоса («пистолетит»).
3. Скважина 9721 — во время вакуумирования увеличился Кпод с 0,5 до 0,55 (в течение 22 суток) и средний дебит по динамограмме (с 1,8 до 2,06 м³/сут), дополнительная нефть составила 2 т. После 20 суток вакуумирования эффект снизился до первоначальных значений, по динамограмме — не заполнение («пистолетит»). После вакуумирования средний дебит увеличился на 0,3 т в течение 1 месяца, дополнительная нефть составила 16,06 т.
4. Скважина 703 — во время вакуумирования увеличился Кпод с 0,45 до 0,65 (в течение 12 суток) и средний дебит по СКЖ (с 2,55 до 2,82 м³/сут), дополнительная нефть составила 18,4 т. После вакуумирования эффект не наблюдался. По динамограмме – не заполнение насоса.
5. Скважина 9204 — во время вакуумирования увеличился Кпод с 0,53 до 0,67 (в течение 20 суток) и средний дебит по СКЖ в течение 20 суток (с 4,5 до 6,8 м³/сут), дополнительная нефть составила 47 т, после чего дебит и Кпод уменьшился.

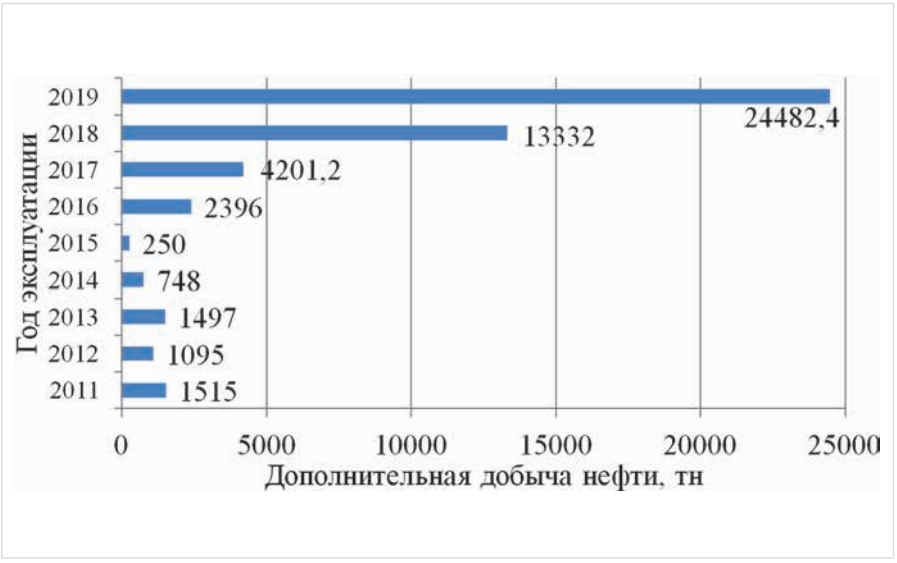


Рис. 4 — Дополнительная добыча от внедрения УВС и КОГС
Fig. 4 — Additional production resulting from the implementation of UVS and KOGS

Таб. 8 — Добыча нефти с КОГС
Tab. 8 — Oil production with KOGS

№ куста	Количество скважин на кусте	Доп. добытая нефть, т	Доп. нефть на один КОГС, т/сут	Доп. нефть на одну скважину, т/сут
2201 (1)	6	241,4	1,2	0,2
2201 (2)	5	251,4	1,5	0,3
33 (1)	4	93,8	0,8	0,2
33 (2)	3	153,9	1,5	0,5
19	6	60,5	0,6	0,1
641	7	195,9	1,4	0,2
627 (1)	5	127,5	0,9	0,2
627	3	102	0,6	0,2
641 (2)	6	183,1	1,6	0,3
21	3	21,5	0,3	0,1
676	6	81,5	0,6	0,1
676 (1)	5	39,3	0,5	0,1
676 (2)	4	26,7	0,2	0,04
БГ-9703	7	460,5	10,9	1,57
БГ-9203	6	515,5	1,87	0,31
БГ-3740	3	297,2	1,21	0,4
БГ-3739	4	1006,1	4,04	1,01
БГ-3243	6	318,2	1,21	0,2
БГ-3243 (1)	5	195,9	0,75	0,15
БГ-3217	2	263	1,04	0,52
БГ-3744	3	331,1	1,56	0,52
3214 (1)	2	139,2	0,58	0,29
3214 (2)	2	153,7	0,6	0,37
БГ-9710	7	159,8	0,75	0,11
3171	3	505,7	2,11	0,7
3213	3	159,1	0,68	0,23
3191	3	216,3	0,95	0,32
БГ-9226	5	81,8	0,36	0,07
БГ-9382	6	546,4	2,42	0,4
БГ-9391	4	38,4	0,52	0,13
БГ-567	1	0	0	0
БГ-9320	7	116,4	1,03	0,15

После вакуумирования эффект не наблюдался. По динамограмме – не заполнение («пистолетит»).

6. Скважина 9711 — скважина периодическая, проведение вакуумирования на работу скважины не повлияло.
7. Дополнительная нефть по динамограммам на кусте 609(3) во время вакуумирования (с 31.05.11 г. по 06.07.11 г.) и после вакуумирования составила 189 т.

С 08.07.2011 г. на кусте 9845 Краснооктябрьского месторождения УВС обвязаны 5 скважин, основные выводы по эффективности УВС на кусте 9845 представлены в таб. 1. Дополнительная нефть на кусте 9845 с 07.07.2011 г. по 29.05.2012 г. составила 904 т.

Дополнительная добыча нефти на кусте 9859 составила 2,1 т/сут, причем эффект наблюдается на всех четырех скважинах: на скв. 9859 снизилась обводненность с 87% до 80%, дополнительная нефть составила 92 т; на скв. 9844 — 74 т; на скв.9853 - 237т; на скв.9851 - 104т.

На кусте 9850 эффект присутствует только на скв. 9854 (+0,12 т/сут), дополнительно добыли 7 т, на скв. 9849 эффект был кратковременный, только в начальный период вакуумирования, дополнительная нефть — 40 т. На скв. 9850 эффект также незначительный.

В таб. 2 представлен перечень скважин с существенным эффектом от внедрения УВС на кустах блок-гребенок (БГ) БГ-3728, БГ-3739, БГ-9766, БГ-3463 и групповых замерных установках (ГЗУ) ГЗУ-6, ГЗУ-10, ГЗУ-7, ГЗУ-2. На данных объектах эксплуатация велась в ручном режиме с 09.08.2012 г.

Скважины 3733, 3730, 3739, 3741, 3763 эксплуатируются УШВН, при вакуумировании на данных скважинах зафиксированы снижение токовых нагрузок на 16%.

На большинстве скважин при вакуумировании вырастал динамический уровень, что позволило увеличивать наполнение и подачу насосов. Изменение уровней показано в таб. 3.

Две скважины (3738, 3726) вывели из циклики, благодаря вакуумированию.

Имеются случаи снижения обводненности (таб. 4).

На большинстве скважин увеличились коэффициенты наполнения и подачи насосов, в среднем на 18 %.

На скв. 9766, 9768, 9883, 3464, 3455, 3736, 3735, 3767, 3768, 3770, 9343, 9345 — без эффекта, существенных изменений не обнаружено, связано это с очень малым сроком эксплуатации УВС, несколько часов в сутки (1–2 часа).

Эффективность внедрения в начальный период эксплуатации (2011–2014 гг.) составила 66%, дополнительная добытая нефть — 1814 т.

Общая дополнительная добытая нефть на кустах 609 с обвязкой 18 скважин (в период с 05.09.2014 г. по 31.12.2016 г.) составила 610 т. На кустах 609 была определена зависимость средних показателей подачи насоса от затрубного давления и выявлено, что чем ниже затрубное давление с одновременным повышением динамического

уровня, тем выше коэффициент подачи насоса.

Результаты эксплуатации скважин с УВС в АО "Иделойл"

АО "Иделойл" эксплуатирует Дачное месторождение, характеризующееся высокой вязкостью нефти и низкими пластовыми давлениями. Первые внедрения УВС были на кустах 10 и 626, вакуумирование производили с 22.04.2013 г.

В таб. 5 представлены 14 скважин с существенным эффектом от внедрения УВС на 5 кустах.

На 20 скважинах получен прирост динамического уровня, изменение уровней показано в таб. 6, при этом увеличились коэффициент подачи насосов, в среднем на 18,8 % (таб. 7).

На скв. 1369 — без эффекта, существенных изменений не обнаружено, связано это со сроком эксплуатации УВС, несколько часов в сутки (1–2 часа). В связи с отсутствием замеров по СКЖ и динамограммам, данных по динамическим уровням эффективность внедрения УВС на скв.1309, 3517 и 1401 оценить не представляется возможным.

Согласно графикам динамограмм по скважинам АО "Иделойл", до вакуумирования и во время процесса видно улучшение (наполнение) динамограммы при вакуумировании, Кпод и дебит по динамограмме увеличивается, динамический уровень поднимается при вакуумировании (в среднем на 80 м), на 8 скважинах снизилась обводненность, в среднем на 2–5%.

За время эксплуатации четырьмя УВС в АО "Иделойл" с 2013 по 2017 годы на 20 скважинах дополнительно было добыто 3918,6 т нефти. На всех скважинах виден эффект стабилизации забойного давления и отсутствие снижения добычи, на многих скважинах имеется резерв по оптимизации.

Внедрение КОГС

Новые КОГС (рис. 2) внедрены в АО "Иделойл", АО "Шешмаойл", АО "Геотех", АО "Геология" и АО "Татнефтеотдача". По состоянию на 10.09.2019 г. эксплуатируются 105 КОГС.

Дополнительная нефть на 1 скважину по АО "Иделойл" составила в среднем 0,2 т/сут. Из внедренных 38 установок КОГС в АО "Иделойл", без экономического эффекта — 3 установки, средняя дополнительная добыча на установку составила меньше 0,4 т/сут. По установкам КОГС с эффектом — дополнительная добыча составила на одну КОГС 1,03 т/сут. Прогнозная дополнительная добыча по АО "Иделойл" составляет 9488 т нефти в год.

Из 48 КОГС в АО "Шешмаойл" без эффекта установка КОГС на скв. 567, т.к. в период с 7.10.2017 г. по 21.10.2017 г. проводился гидроразрыв пласта и сложно оценить эффективность мероприятия. Итого по АО "Шешмаойл" общая дополнительная добыча нефти составила на 1 КОГС — 1,9 т/сут. Прогнозная дополнительная добыча по АО "Шешмаойл" составляет 7859 т нефти в год. Аналогичная картина просматривается и в других компаниях, эксплуатирующих КОГС.

За время внедрения УВС и КОГС в совокупности дополнительно добыто 49516 т нефти (рис. 4).

В таб. 8 представлена информация по количеству оборудованных данным комплексом скважин и дополнительно добытой нефти по некоторым КОГС.

Замер газового фактора на скважинах с УВС

Согласно исследованиям, проведенным АО «ОЗНА» по замеру газового фактора передвижной лабораторией промысловых исследований, коэффициент сепарации газа на приеме глубинного насоса более 0,9, т.е. основная часть свободного газа, вышедшая из газожидкостной смеси на приеме насоса при давлениях 0,1–0,2 МПа поступает в затрубное пространство [9]. Проведены измерения газового фактора нефти, дебита и обводненности жидкости передвижной установкой (УЗГФ) на 11 скважинах Заречного месторождения АО «Геотех».

На большей части скважин установлены установки по вакуумированию УВС. На 5 из 6 скважинах (112, 116, 118, 121, 2143) не удалось замерить газовый фактор из-за отсутствия достаточного количества газа (основной части технологического процесса измерения количества поступившего газа в измерительную емкость). Причина этого состоит в том, что отобранный из затрубного пространства с помощью УВС газ не участвует в измерениях, а отводится в коллектор, минуя УЗГФ. Получается, УВС, создавая вакуум, выкачивает газ из продукции скважины как минимум до 225 метров, в таком случае вакуумирование при определенных условиях может выкачивать газ из пласта, и снижать эффект Жамена, увеличивая подвижность нефти. Это еще одно из преимуществ создания вакуума в затрубном пространстве скважины.

Итоги

При дисконтированном сроке окупаемости 1,09 лет индекс доходности дисконтированных затрат составляет 1,35.

Значительного увеличения вязкости нефти при вакуумировании не выявлено, только на 5 скважинах было зафиксировано увеличение вязкости, в среднем с 120 до 180 мПа·с. Увеличение наполнения динамограммы при вакуумировании, в среднем, составляет на 40%.

Выводы

1. Удаление газа из пласта улучшает условия притока нефти к скважине, снижает негативное влияние газа на работу насоса, дает возможность получить дополнительные объемы нефтяного газа, а также исключаются выбросы вредных веществ в атмосферу, в связи с этим разработаны установки по вакуумированию скважин.
2. По состоянию на 10.09.2019г. в эксплуатации находятся 105 КОГС и УВС (48 — в АО "Шешмаойл", 38 — в АО "Иделойл", 6 — в АО "Геотех", 10 — в АО "Геология", 3 — в АО "Татнефтеотдача"), к КОГС и УВС подключены 471 скважина.
3. Экспериментально установлено, что степень изнашивания ШВН при вакуумировании скважин ниже на 34%, чем при эксплуатации установок штанговых винтовых насосов с Рнас>Рпр.
4. При исследовании газового фактора с вакуумированием скважины выявлено обнуление газового фактора как минимум при динамическом уровне выше длины спуска насоса на 225 метров.
5. С 2011 года исследования по влиянию вакуумирования на основные технологические показатели скважины и установок для добычи показало следующее:

- большая часть скважин до применения КОГС работала с затрубным давлением 0,2–1,0 МПа. После установки и запуска КОГС затрубное давление снижалось до минус 0,05-0,08 МПа, а динамический уровень значительно повышался в пределах 60–300 м, среднее значение — 130 м;
- на скважинах с положительным эффектом от КОГС средний прирост дебита нефти составляет 0,1–2,0 т/сут, по жидкости от 0,1–0,2 до 5–6 м^3/сут.

6. На всех КОГС и УВС разработаны, испытаны и внедрены системы автоматизации.
7. Применение КОГС на скважинах является эффективным мероприятием с технологической и экономической точек зрения, имеет положительный результат в т.ч. и для снижения износа ШВН.

Литература

1. Севастьянов А.В., Иванов А.А., Фаткуллин А.С. Технология отвода газа из затрубного пространства нефтяных скважин // Нефтепромысловое дело. 2014. №9. С. 30–31.
2. Тронов В.П. Сепарация газа и сокращение потерь нефти. Казань: Фэн, 2002. 408 с.
3. Исаев А.А. Внедрение интеллектуальной установки для вакуумирования типа КОГС // Нефть. Газ. Новации. 2018. №12. С. 52–56.
4. Исаев А.А., Тахаутдинов Р.Ш., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А. Эффективная система добычи нефти // Нефтепромысловое дело. 2018. №11. С. 49–54.
5. Исаев А.А., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А. Улучшение экологической безопасности на устье добывающих скважин // Нефть. Газ. Новации. 2019. №4. С. 40–44.
6. Исаев А.А., Тахаутдинов Р.Ш., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А. Разработка автоматизированного комплекса по отбору газа из скважин // Нефть. Газ. Новации. 2017. №12. С. 38–45.
7. Исаев А.А. Разработка штанговых лопаток для винтовых насосных установок при эксплуатации осложненных скважин. Уфа: УГНТУ, 2016. 126 с.
8. Исаев А.А., Тахаутдинов Р.Ш., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А. Эффективность удаления газа из скважины. Георесурсы, 20 (4), Ч.1, С. 359–364.
9. Исаев А.А., Тахаутдинов Р.Ш., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А. Измерение свободного и растворенного газа в нефти в условиях присутствия в продукции скважины пластовой воды // Нефтепромысловое дело. 2018. №12. С. 59–63.

UDC 622.276.53

The results of implementation of a set of equipment for gas extraction from annular space of oil wells

Author
Anatoliy A. Isaev — Ph.D., leading engineer of department for innovations and examination; isaeff-oil@yandex.ru

Sheshmaoil Management Company LLC, Almetyevsk, Russian Federationn

Abstract
The set of equipment for gas extraction from wells (KOGS) has been developed to increase a pump's feed rate and the equipment's production rate, and to reduce wear of PCPs. Reducing gas pressure in the annulus is a significant reserve for increasing the oil production. The gas content in oil, production rate and water cut in the wells equipped with KOGS have been measured. Studies have determined that application of the system under the maximum gas pressure in the annulus of the well can provide the highest efficiency. The effect of a pressure change in the annulus on the dynamic level of formation fluid in the well was studied. The necessity of gas removal from the annular space and bottomhole zone of a well was substantiated. The implementation of evacuation of annular gas made it possible to reduce the wear of screw pumps: the wear degree equaled 24%, reducing by 33%.

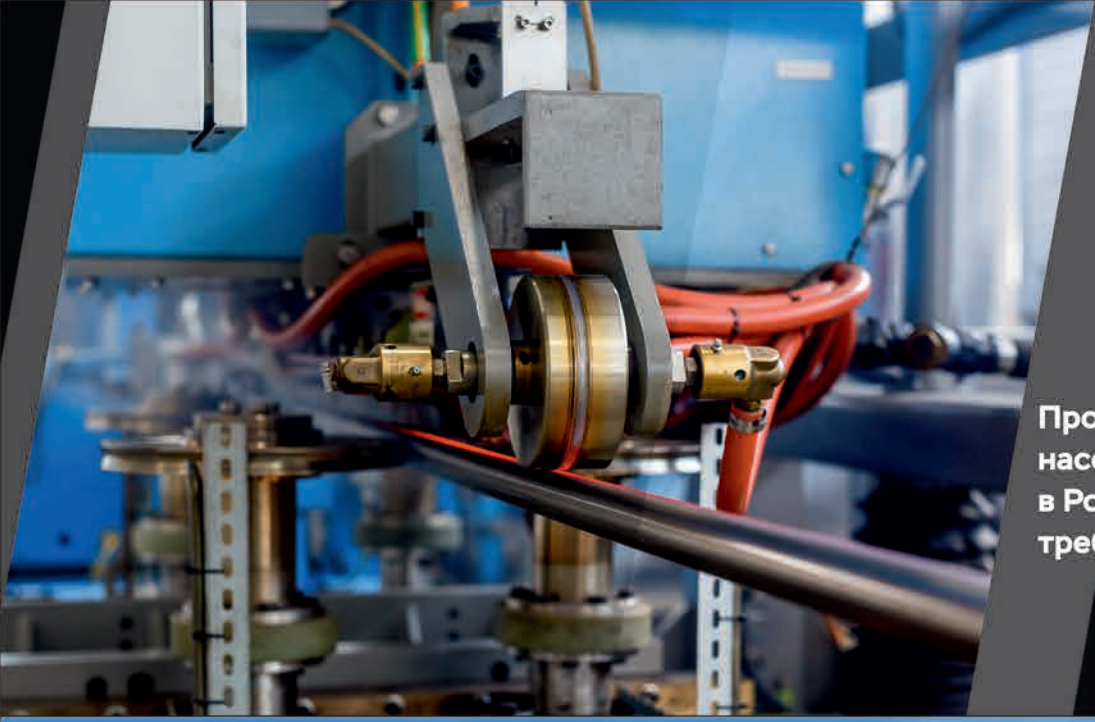
Materials and methods
The MIKON-101 set of instruments was used to determine the liquid level and measure the pressure in the annular space of oil wells, as well as to study (by dynamometer measurements) the operation of wells with deep rod pumps in order to control the operation of pumping equipment and obtain a dynamogram (load curves) of the pumps. Data interpretation was performed by the Measurement Manager software with the subsequent output of information to the Kron Information System.

Keywords
set of equipment for gas extraction, evacuation of wells, PCP (screw rod pump), wear of PCP's elastomer

Results
With a discounted payback period of 1,09 years, the profitability index of the discounted costs is 1.35.
There has been detected no significant increase in oil viscosity in the course of evacuation; only 5 wells recorded an increase in viscosity from 120 to 180 mPa•s, on average. The increase in completion of a dynamometer chart when evacuating equals 40%, on average.

Conclusions
1. Removal of gas from a formation improves the conditions of oil inflow to the wellbore, reduces the negative impact of gas on the pump, makes it possible to obtain additional volumes of petroleum gas; and emissions of harmful substances into the atmosphere are also eliminated, thereby, oil well evacuation units (UVS) have been developed.
2. As of 10.09.2019, 105 KOGS and UVS units were in operation (48 of which in JSC Sheshmaoil, 38 — in JSC Ideloil, 6 — in JSC Geotech, 10 — in JSC Geology, 3 — in JSC Tatnefteotdacha), connected to oil wells.
3. It has been experimentally established that the degree of wear of PCP when evacuating wells is lower by 34% than when operating PCP units under P sat › P intake.
4. When evaluating the GOR after evacuation of a well, zeroing of the GOR was revealed at the dynamic level of at least 225 meters above the pump installation depth.
5. The studies on the effect of evacuation on the main technological indicators of a well and production facilities that have been carried out since 2011 showed the following:
- the majority of the wells had been operated with an annular pressure of 0.2–1.0 MPa before application of KOGS. After the installation and start-up of KOGS, the annular pressure was reduced to minus 0.05–0.08 MPa, and the dynamic level was significantly increased within the range of 60–300 m, the average value was 130 m.
- in wells with a positive effect from the KOGS, the average increase in oil production rate is 0.1–2.0 tons per day, fluid production has increased from 0.1–0.2 to 5–6 m^3 / day.
6. Automation systems have been developed, tested and implemented at all KOGS and UVS units.
7. Application of KOGS on wells is an effective measure from technological and economic standpoint, it yields positive results, including its effect on reduction of PCP wear and tear.

References
1. Sevastyanov A.V., Ivanov A.A., Fatkullin A.S. T*ekhnologija otvoda gaza iz zatrubnogo prostranstva neftjanykh skvazhin* [Technology of gas removal from the annular space of oil wells]. Oilfield Engineering, 2014, issue 9, pp. 30–31.
2. Tronov V.P. S*eparacija gaza i sokrashhenie poter' nefti* [Gas separation and reduction of oil loss]. Kazan, "Fan" Publishing, 2002, 408 p.
3. Isaev A.A. V*nedreniye intellektualnoy ustanovki dlya vakuumirovaniya tipa KOGS* [Introduction of the intellectual evacuation unit of the KOGS type]. Oil. Gas. Innovations, 2018. issue 12, pp. 52–56.
4. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. E*ffektivnaya sistema dobychi nefti* [Effective oil production system]. Oilfield Engineering, 2018, issue 11, pp. 49–54.
5. Isaev A.A., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. U*luchshenie jekologicheskoj bezopasnosti na ust'e dobyvajushhih skvazhin* [Improving environmental safety at the wellhead of producing wells]. Oil. Gas. Innovations, 2019, issue 4, pp. 40–44.
6. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. R*azrabotka avtomatizirovannogo kompleksa po otboru gaza iz skvazhin* [Development of an automated set of equipment for gas extraction from wells]. Oil. Gas. Innovations, 2017, issue 12, pp. 38–45.
7. Isaev A.A. R*azrabotka shtangovyh lopatok dlja vintovyh nasosnyh ustanovok pri jekspluatacii oslozhnennyh skvazhin:* [Development of sucker rod blades for PCP units during operation of complicated wells]. Ufa: USPTU, 2016, 126 p.
8. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. E*ffektivnost udaleniya gaza iz skvazhiny* [The efficiency of gas removal from a wellbore]. Georesources, 20 (4), part 1, pp. 359–364.
9. Isaev A.A., Takhautdinov R. S*h., Malykhin V.I., Sharifullin A. A. Izmerenie svobodnogo i rastvorennogo gaza v nefti v uslovijah prisutstvija v produkcii skvazhiny plastovoj vody* [Measurement of free and dissolved gas in oil in the presence of produced water in the well output]. Oilfield Engineering, 2018, issue 12, pp. 59–63.



ESTM

Производство гибких насосно-компрессорных труб в России в соответствии с требованиями API Q1 и API 5ST

С каждым днём нам доверяют всё больше профессионалов в России и мире

office@estm-tula.com
estm-tula.com

УДК 622.276

Аварийность скважинного оборудования и методы ее снижения

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10068

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

Г.Г. Кузьмин
начальник управления добычи[2]
kuzmin@belkam.com

Р.Г. Латыпов
зам. директора по электропогружным насосам[3]
rglatyipov@udmurtneft.ru

О.Н. Барданова
аспирант[1]
bardanova_on@udsu.ru

[1]Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», Ижевск, Россия
[2]АО "Белкамнефть" им. А.А. Волкова, Ижевск, Россия
[3]ООО «Механик», Ижевск, Россия

Несмотря на значительный прогресс в вопросах мониторинга технологических процессов в добыче нефти, аварийность оборудования при эксплуатации и ремонте скважин остается достаточно высокой
При идентичности условий эксплуатации скважинного оборудования уровень аварийности их при спускоподъемных операциях (СПО) и эксплуатации в разных нефтедобывающих предприятиях значительно отличается. Это связано с долей оборудования, прошедших предварительную диагностику, степенью совершенства технологии ремонта скважин, качеством контроля при эксплуатации глубиннонасосного оборудования и проведением своевременных профилактических работ.
Во всех нефтедобывающих регионах «полеты» УЭЦН ведут к значительным затратам при ликвидации аварий и недоборам нефти из-за простоя скважин. Затраты на извлечение аварийной УЭЦН превышают затраты на обычный текущий ремонт в 2–5 раз и более. В ряде случаев аварии в скважине, связанные с «полетом» или затяжкой УЭЦН, приводят к ликвидации скважины.

Прежде чем излагать основные вопросы по снижению аварийности скважинного оборудования необходимо уточнить термин «авария». Согласно ГОСТ Р 120.006-2002, авария — это разрушение сооружений, оборудования, технических устройств, неконтролируемые взрыв или выброс опасных веществ, создающие угрозу жизни и здоровью людей.

Однако в нефтяной промышленности под термин «авария» закономерно включаются и другие нарушения технологического процесса. Например, разрушения труб отсутствуют, а перекачка жидкости по трубам невозможна из-за отложения асфальтосмолистых парафиновых веществ (АСПВ) или солей. В бурении: разрушений нет, а произошло поглощение раствора. Поэтому в нефтяной промышленности термин «авария» излагается немного в другом содержании [1]: авария — это полная или частичная потеря работоспособности технической системы в результате разрушения элементов системы или воздействия осложняющих технологических, природно-климатических факторов, сопровождающаяся большими экономическими затратами, а также возможным значительным негативным воздействием на здоровье людей и на окружающую среду.

В данной работе будут рассматриваться аварии, связанные с разрушением скважинного оборудования, как наиболее частые и экономически высокозатратные. Так, прямой ущерб от «полетов» (обрывов скважинного оборудования с падением на забой) насосно- компрессорных труб (далее — НКТ) превышает стоимость текущего ремонта скважин от двух до пяти раз, а иногда и больше. В связи с этим снижение аварийности скважинного оборудования имеет как большое экономическое значение, так и не менее важное значение в области промышленной безопасности.

В последние годы несмотря на значительный прогресс в вопросах мониторинга технологических процессов в добыче нефти, во многих нефтедобывающих предприятиях аварийность скважинного оборудования остается на высоком уровне. Причинами такой статистики прежде всего являются:

— высокая обводненность продукции скважин и связанная с этим высокая скорость коррозии скважинного оборудования;
— сложная комплектация скважинного оборудования в связи с одновременно-раздельной эксплуатацией объектов добычи и обеспечением многофункциональности скважин;
— увеличение количества скважин с применением эксплуатационного пакерно-якорного оборудования, например, для изоляции обводненных пропластков механическим способом;
— увеличение количества технологически сложных геолого-технических мероприятий;
— применение стеклопластиковых НКТ без металлического наконечника на нагнетательных скважинах и в скважинах, оборудованных УЭЦН. Проведение тепловых обработок при наличии в скважине стеклопластиковых НКТ.
— отсутствие качественных организационно - технических регламентов на предприятиях на проведение сложных технологических операций и на эксплуатацию технических систем;
— недостаточная обученность кадров и нехватка опыта персонала при эксплуатации нового оборудования и проведении относительно сложных технологических операций;
— недостаточная техническая оснащенность (нехватка новых технологических НКТ, бурильных труб, инструмента) бригад КРС и ТРС, в результате чего увеличивается доля собственных аварий ремонтных бригад;
— усталостное разрушение оборудования из-за длительной эксплуатации;
— работа скважинного оборудования УЭЦН в экстремальных условиях, с предельно низкими забойными давлениями, наличием свободного газа на приеме насоса и большого количества механических примесей

К этому надо добавить увеличение частоты аварий с геофизическим оборудованием, что было раньше редким явлением. Имеют место обрывы телеметрических систем, в том числе применяемых для одновременно- раздельной эксплуатации двух объектов добычи. Нередки случаи обрыва силовых кабелей, питающих нагревательные устройства.

Авторами данной работы рассмотрены аварии, наиболее часто возникающие в эксплуатационных скважинах, согласно анализа статистики аварийности. Это - прежде всего, «полеты» НКТ с подвесного патрубка и «полеты» УЭЦН. Эти аварии требуют много времени на ликвидацию, что сопровождается значительными затратами (на ПРС и на ремонт и отбраковку оборудования ГНО) и недобором нефти.

Причины полетов разнообразны и нельзя утверждать, что они достаточно изучены [2]. Устранение «полетов» скважинного оборудования на промыслах в настоящее время производится, в основном, методом проб и ошибок, без достаточно глубокого анализа причин, вызывающих «полеты». Отсутствие таких исследований не дает возможности целенаправленно решать эту проблему.

После обработки и анализа промыслового материала можно выделить следующие. основные причины полетов.

«Полеты» НКТ с подвесного патрубка связаны следующими причинами:

В связи с этим недопущение аварий со скважинным оборудованием является актуальной задачей промысловых работников.
Профилактическая работа по недопущению аварийности скважинного оборудования выполняется на основе инженерного анализа причин аварий и включает в себя комплекс мероприятий организационного, технического и экономического характера.
В работе приведены основные причины аварий и ряд рекомендаций по снижению аварийности скважинного оборудования.

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

Ключевые слова
авария, аварийность скважинного оборудования, «полеты» насосно-компрессорных труб (НКТ), продольная и радиальная вибрация, усталостное разрушение металла, наклонно-направленные и искривленные скважины, интенсивность набора кривизны ствола скважины, диагностика оборудования

1. Интервал подвесного патрубка испытывает максимальные абсолютные и амплитудные нагрузки. Если принять динамический уровень на уровне приема насоса, то нагрузка на НКТ при ходе штанг вниз в точке подвеса выразится:

$$Р_{max} = Р_{нкт} + Р_{ж} + F_{трн} + F_{пл} \quad (1),$$

где $Р_{нкт}$ — вес подвески НКТ;
$Р_{ж}$ — вес жидкости в НКТ;
$F_{трн}$ — величина жидкостного трения штанг при ходе вниз;
$F_{пл}$ — величина трения плунжера об цилиндр.

Минимальная нагрузка имеет другой вид:

$$Р_{мин} = Р_{нкт} + Р_{ж} (d_т^2 — d_{пл}^2) / d_т^2 — F_{тр.в} — F_{пл} \quad (2),$$

где $d_т$ — внутренний диаметр труб;
$d_{пл}$ — диаметр плунжера;
$F_{тр.в}$ — величина жидкостного трения при ходе вверх.

Амплитудная нагрузка на верхние НКТ при движении штанг выразится:

$$Р_{амп} = (Р_{max} — Р_{мин})/2;$$

$$Р_{амп} = ½\{Р_{ж}[1- (d_т^2 - d_{пл}^2) / d_т^2] + F_{трн} + F_{тр.в} + 2 F_{пл} \} \quad (3).$$

В реальных условиях амплитудная нагрузка на верхние НКТ при ходе штанг достигает 2–3 тонны и более, что значительно снижает прочность подвески НКТ.

2. В большинстве случаев подвесной патрубок и ствол скважины расположены эксцентрично, что создает изгибающие усилия с максимумом на верхние НКТ. Это особенно проявляется в начале подъема НКТ при ремонте скважины.
3. Верхние трубы испытывают температурные напряжения при горячих обработках и пропарках затрубного пространства, что наряду с другими факторами способствует снижению прочностных характеристик НКТ
4. Коррозия металла. Наружная поверхность верхних НКТ находится, как правило, в газовой среде и подвергнута сероводородной коррозии, следы которой обнаруживается при визуальном осмотре поднятых НКТ.
5. Невнимательное отношение персонала к комплектации подвесных патрубков и колонны НКТ в целом.

Все указанные причины, вместе взятые, приводят к снижению прочности колонны НКТ, а в некоторых случаях — к авариям с обрывом и падением скважинного оборудования на забой.

В целом, для профилактики аварийности НКТ требуется комплекс мероприятий, в том числе технические и организационные.

Основные технические мероприятия по снижению «полетов» с подвесного патрубка следующие:

1. Для изготовления подвесных патрубков применять НКТ группы прочности не ниже «Е», «Л».
2. Для изготовления применять НКТ с утолщенной стенкой, например, применять стандартные НКТ диаметром 73 мм с толщиной стенки 7 мм.
3. Длина подвесного патрубка рекомендуется не менее 500 мм.
4. Резьба на концах патрубка калибруется

Рис. 1а — Разрушение элементов сочленения секций УЭЦН из-за вибрации
Fig. 1a — The destruction of the elements of the articulation of the sections of the ESP due to vibration

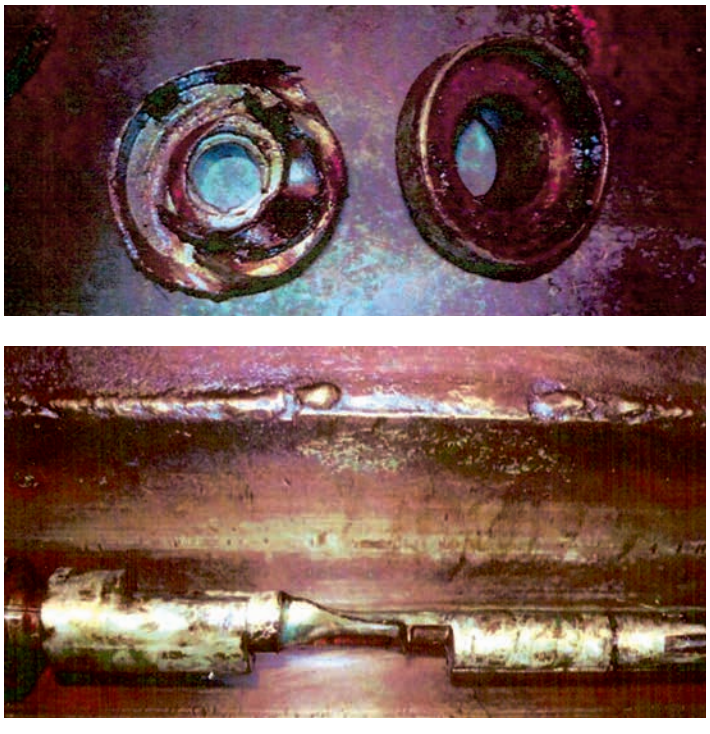


Рис. 1б — Характер износа рабочих органов ЭЦН при работе в зоне интенсивного набора кривизны
Fig. 1b — The destruction of the elements of the articulation of the sections of the ESP due to vibration

и снабжается предохранительными колпачками.

5. На теле патрубка пишется заводской номер, группа прочности стали, обозначение названия завода.
6. Изделие комплектуется паспортом с основными техническими характеристиками (под колпачками) Там же краткая инструкция по правилам эксплуатации.

Соответствующие организационные мероприятия:

1. На предприятиях в регламентах на подземный ремонт должны быть расписаны все основные противоаварийные мероприятия
2. Срок эксплуатации подвесных патрубков устанавливается в регламентах на ПРС с учетом местных условий и не должен превышать трех лет.
3. Замена патрубка указывается в отчете на ПРС с указанием номера, изготовителя и даты замены.
4. Резьба при установке в скважину смазывается специальной смазкой. Спуск в скважину без смазки запрещается.
5. Перед повторным спуском патрубка производится визуальный осмотр и калибровка резьбы. Если ремонт штангового глубинного насоса (ШГН) производится через год и более, рекомендуется заменить патрубок.

Несмотря на различие эксплуатационных условий скважинного оборудования на предприятиях добычи, указанные мероприятия позволяют существенно снизить аварийность.

На практике нередки случаи, когда УЭЦН поднимают без электродвигателя и нижней секции насоса, причем обрыв происходит в период работы насоса или при подъеме. Как правило, обрываются или отворачиваются шпильки в соединительных элементах насоса и ломаются шейки фланцевых соединений. По данным анализа причиной тому служат следующие факторы:

— некачественное изготовление шпилек, а также монтаж секций ЭЦН нестандартным крепежом;
— изгиб установки при ее спуске, в результате чего появляется остаточная деформация соединительных элементов;
— продольная и радиальная вибрация установки под действием относительно небольших по величине изгибающих усилий.

Согласно статистике аварии УЭЦН чаще всего происходят в наклонно направленных и искривленных скважинах. Поэтому данный вопрос следует рассмотреть более подробно.

Несмотря на то, что интервал работы насоса, как правило, находится на участке стабилизации угла наклона, общая кривизна по стволу скважины и, особенно, темп изменения кривизны в интервале спуска насоса непосредственно влияют на наработку насосного оборудования на отказ, снижают МРП скважин и могут приводить к авариям (рис. 1).

Для устранения последнего фактора важное значение имеет изучение интервала спуска насоса, где темп набора кривизны не должен превышать 1,5 град на десять метров ствола скважины.

Руководством по эксплуатации УЭЦН кривизна скважины в зоне работы установок тоже лимитирована. Темп набора кривизны не должен превышать 3 мин на 10 м ствола скважины.

Однако выбор такого интервала не всегда возможен. Очевидно, установка будет работать без радиальных изгибающих усилий и вибраций в том случае, когда в условиях искривленной скважины она соприкасается со стенками эксплуатационной колонны в точках А и В, т.е. в конечных точках установки (рис. 2). При увеличении искривленности скважины или увеличении диаметра установки, или ее длины точка соприкосновения А перемещается к центру установки. При этом ловильная головка установки с НКТ перемешается к стенке скважины с большим радиусом изгиба, в противоположную от точки А сторону поверхности колонны. Перемещается относительно оси скважины и точка приложения силы F, состоящая из суммы противодавления на устье, веса установки в жидкости и веса столба жидкости в НКТ.

$$F = PyS + \rho_{см} gHS + F_1 \quad (4),$$

где F — сила, действующая на ловильную головку УЭЦН (Н);

Py — устьевое давление;

S — внутренняя площадь сечения насоса;

H — динамический уровень;

$\rho_{см}$ — плотность газожидкостной смеси в НКТ;

F_1 — вес установки ЭЦН в жидкости.

Радиальная составляющая данной силы определяется как:

$$F2 = F \cdot \sin \psi \quad (5),$$

где ψ — угол отклонения скважины от вертикали в данной точке.

Для выбора зоны, обеспечивающей работу установки ЭЦН без радиальной вибрации, получена следующая формула расчета с достаточной для производственных условий точностью:

$$tg\varphi = \left(D_{скв} - \frac{d_{пэд} + d_{нас}}{2} \right) \cdot \frac{1}{l_y} \quad (6),$$

где φ — изменение кривизны по длине насоса, град;

$D_{скв}$ — внутренний диаметр эксплуатационной колонны, мм;

$d_{пэд}$ — диаметр погружного электродвигателя, мм;

ly — длина установки, мм;

$d_{нас}$ — диаметр корпуса насоса, мм.

Отсюда темп изменения кривизны Тк, приходящейся на 10 м ствола скважины, выразится как

$$Tк = \frac{10}{ly} \cdot \varphi \quad (7).$$

Подставляя в эту формулу соответствующие значения для установки УЭЦН -5-40-1400, получим: φ = 10 на 16,3 м; $T_к$ = 6,13 на 10 м,

Допустимый темп набора кривизны получается в два с лишним раза больше, чем требуется согласно заводскому паспорту.

Одной из причин, снижающих МРП,

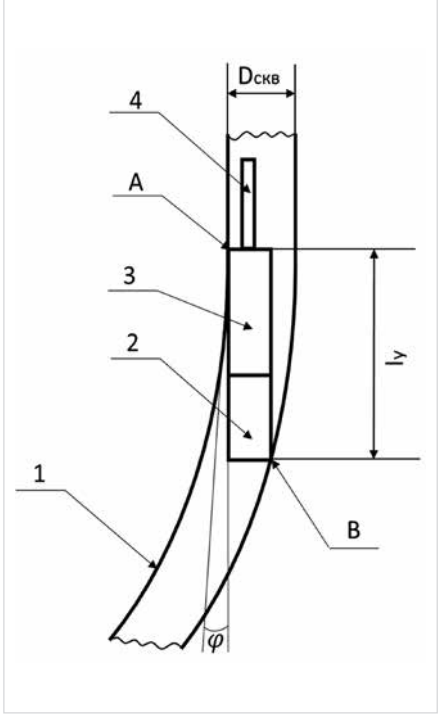


Рис. 2 — Схема расположения УЭЦН в скважине
Fig. 2 — The layout of the ESP in the well

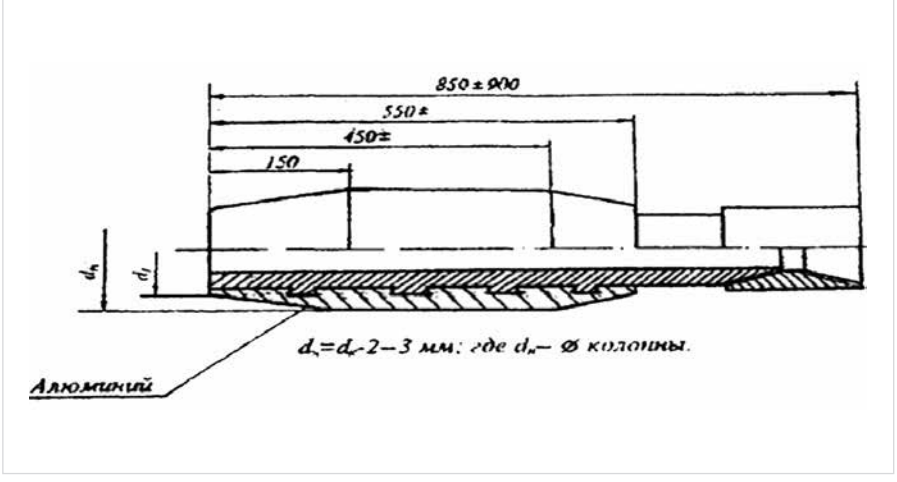


Рис. 3 — Шаблон для определения заусенцев и дефектов стыков эксплуатационной колонны
Fig. 3 — Template for determining burrs and defects in the joints of the production casing

является разрушение соединительных элементов УЭЦН при работе установки. Причем это имеет место не только в искривленных и наклонно-направленных, но и в скважинах с малым отклонением ствола скважины от вертикали [3, 4].

Факторы, вызывающие «полеты» установок из-за обрыва шпилек, разрушения шеек фланцевых соединений необходимо ранжировать для каждой скважины в отдельности, так же, как и подбор способов устранения причин этих полетов. Если систематизировать все основные факторы по направлениям, то их можно сгруппировать в следующем порядке:

— особенности проводки ствола скважины;
— конструктивные особенности УЭЦН;
— свойства добываемых флюидов;
— технологии ремонтных работ и спускоподъемных операций;
— технологический режим откачки;
— несоответствие прочности болтовых соединений техническим требованиям.

В реальных условиях при спуске УЭЦН узлы насоса подвергаются деформации уже при наборе кривизны 30 мин на 10 м (для колонны диаметром 146 мм и для ЭЦН-5). В одном случае это может носить упругий характер (при темпах кривизны до 1,5° на 10 м ствола скважины), в другом случае элементы установки, обычно болтовые соединения, приобретают остаточную деформацию, приводящей к разрушению целостности установки.

При работе установка совершает сложный колебательный процесс с частотой до 50 Гц и колебания от силового воздействия газа в НКТ. Механизм воздействия газа на НКТ заключается в следующем: на установку действует вес столба жидкости и устьевое давление, учтенные в уравнении (4). В правой части уравнения переменной величиной является ρсм, которая зависит от структуры потока газожидкостной смеси.

При четочной и пузырьковой структуре потока газожидкостной смеси ρсм меняется во времени незначительно. Пробковое же вытеснение жидкости газом и изменение ρсм могут вызвать значительные колебания установки, так как пробковое вытеснение жидкости в выкидную линию сопровождается эффектом гидроудара и импульс его со звуковой скоростью передается от устья к установке, вызывая затухающий колебательный процесс. В обводненных скважинах скорость распространения звука значительно выше, чем в безводных, поэтому импульс силы от удара передается установке быстрее, вызывая «жесткий» колебательный процесс. Надо учитывать, что чем меньше диаметр НКТ и чем больше газовый фактор, тем больше вероятность образования пробковой структуры.

Особенности конструкции установки обуславливают работу верхних шпилек на изгиб, а шпилек, соединяющих насос с протектором, преимущественно на срез. Исследование разрушенных шпилек показывает, что все вышедшие из строя шпильки подверглись усталостному разрушению. Верхние шпильки по циклическим разгибающим усилиям выходят из строя гораздо быстрее, чем работающие на срез, что подтверждается практикой. Больше полетов происходит из-за сломов по ловильной головке, чем по соединениям протектора.

Для снижения аварийности УЭЦН из-за вибрации большое значение имеет выбор зоны работы установки, обеспечивающей работу установки ЭЦН без радиальной вибрации. Допустимая кривизна при этом рассчитывается по формуле (6).

Таким образом, рекомендации по снижению аварийности УЭЦН можно свести к следующим:

1. Если УЭЦН в скважину спускается впервые, то необходимо детально изучить профиль скважины на предмет вписываемости установки в искривленных участках, а также подобрать рациональный интервал скважины по кривизне, где непосредственно будет работать установка ЭЦ.
2. При шаблонировке скважины кроме стандартного шаблона рекомендуется применять также короткий шаблон с наружным алюминиевым или свинцовым слоем для обнаружения заусенцев в эксплуатационной колонне (рис. 3). Увеличенный диаметр шаблона и наружный алюминиевый слой позволяют с достаточной точностью определить место и характер дефекта. Такие шаблоны применяются для предупреждения повреждении кабеля или поясков в процессе спускоподъемных операций. Повреждение кабеля, сдирание поясков крепления кабеля во время СПО и вызванные из-за этого осложнения являются серьезной проблемой для отдельных месторождений, где преобладают глубокие и наклонно-направленные и искривленные скважины.
3. При больших темпах набора кривизны в интервале спуска УЭЦН и интервале работы необходимо применять УЭЦН меньшего габарита.
4. Увеличивать глубину погружения УЭЦН под динамический уровень с обеспечением свободного газа не более 15%. Свободный газ увеличивает вибрацию.
5. При выборе диаметра колонны преимущество имеет НКТ 73 мм вместо 60 мм.
6. Если скважинная жидкость сильноагрессивная в коррозионном отношении, то рекомендуется НКТ стальные с внутренней футеровкой эмалью или смолой. Если применять стеклопластиковые НКТ, трубы должны иметь стальные концевики.
7. В скважинах с большой интенсивностью набора кривизны применять вентильные электродвигатели, которые почти в 2 раза короче асинхронных ПЭД и работают более плавно.
8. Перед отправкой на скважину требуется обязательное диагностирование УЭЦН на вибрацию на специальном стенде.
9. При отжатии затрубной нефти газом увеличивается газосодержание на приеме насоса, повышается вибрация установки и снижается МРП. Такой же результат можно получить при неустойчивой системе поддержания пластового давления. Очевидно, что данный фактор необходимо учесть при расчете погружения насоса под динамический уровень с помощью соответствующего коэффициента, величина которого может составлять 1,05÷1,2. Специалисты предлагают также для удаления газа из затрубного пространства скважины применять автоматизированный комплекс по отбору газа из скважин [8].
10. Необходимо более четко определять темп набора кривизны и кривизну в зонах спуска и ожидаемой глубине подвески УЭЦН путем проведения повторной инклинометрии. Зачастую технологическим службам приходится использовать данные инклинометрии, полученные после бурения в еще необсаженной скважине. При этом при повторной точечной записи инклинометрии в эксплуатационной колонне обсаженной скважины получаются иные параметры, которые видятся более корректными.
11. В целях недопущения развития осложняющих факторов и имеющихся дефектов скважинного оборудования до аварийных ситуаций, важное значение имеет автоматическое отключение скважины и сигнализация при отклонении параметров работы установки от допустимых значений.
12. В случае работы УЭЦН в осложненных условиях практиковать планово-предупредительный ремонт после двух лет работы установки.

Итоги

Выполнен инженерный анализ причин основных видов аварий с фондовым эксплуатационным скважинным оборудованием, предложены обоснованные мероприятия по снижению аварийности.

Выводы

1. Аварии скважинного оборудования верхней части колонны НКТ связаны со значительной величиной амплитудных нагрузок и интенсивностью коррозионного процесса, а также несвоевременной диагностикой и заменой изношенных элементов колонны
2. Расчленение элементов УЭЦН при эксплуатации связано, прежде всего, с темпом набора кривизны ствола скважины в интервале спуска и работы установки, а также вибрацией установки в осевом и радиальном направлениях.
3. В случае применения стеклопластиковых НКТ использовать стальные наконечники труб и не проводить тепловые обработки скважин.
4. Предложенные выше рекомендации при их полноте осуществления позволят значительно снизить аварийность скважинного оборудования.

Список литературы

1. Галикеев И.А., Насыров В.А., Насыров А.М. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях. М.: Инфра- Инженерия, 2019. 356 с.
2. Зозуля Г.П., Кустышев А.В., Овчинников В.П. и др. Осложнения и аварии при эксплуатации скважин. Тюмень: ГНГУ, 2012. 372 с.
3. Насыров А.М, Даутов Р.Ф. Проблемы отказовов глубиннонасосного оборудования от засорения и пути их решения // Нефтепромысловое дело, 2008. №8. С. 35–37.
4. Салимгареев Т.Ф., Насыров А.М. Повышение надежности работы УЭЦН. Республиканская научно- техническая

конференция., Уфа: БашНИПИнефть, 1996. С. 43.
5. Насыров А.М., Иорданский О.Ю., Парфенов Б.В. Эксплуатация глубиннонасосного оборудования в наклонно направленных и искривленных скважинах. Экспресс-информация. М.: ВНИИОЭНГ, 1990. №3, С. 1–6.
6. Каплан Л.С., Разгоняев Н.Ф., Семенов А.В. Эксплуатация осложненных скважин центробежными электронасосами. М.: Недра, 1994. 190 с.
7. Вахитов М.В. О выборе интервала установки УЭЦН в наклонно направленных и искривленных скважинах // Нефтепромысловое дело, 1983. №3. С. 24–26.
8. Исаев А.А., Тахаутдинов Р.Ш., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А. Эффективность удаления газа из скважины // Георесурсы, 2018. №20 (4). Ч.1, С. 359–364.

UDC 622.276

Accident rate of downhole equipment and methods of its reduction

Authors
Amdakh M. Nasyrov — Ph.D., professor[1]; amdakh-nasyrov@rambler.ru
Georgiy G. Kuzmin — head of department of exploitation service[2]; kuzmin@belkam.com
Rinat G. Latyipov — deputy director for ESP[3]; rglatyipov@udmurtneft.ru
Ol'ga N. Bardanova — postgraduate student[1]; bardanova_on@udsu.ru

[1]M.S. Gutseriev Institute of Oil and Gas Udmurt State University, Izhevsk, Russian Federation
[2]JSC "Belkamneft", Izhevsk, Russian Federation
[3]LLC "Mechanic", Izhevsk, Russian Federation

Abstract
Despite the significant progress in questions of techonological monitoring of processes in oil production, accident rate of equipment in well operation remains high.
In identical conditions of equipment operating level of its accidence in time of round trip and operating in oil producing companies is different. It depends on the percent of equipment that was diagnosed, degree of excellence of well operations, quality of monitoring of equipment operating and preventive works.
In all oil producing regions electrical submersible pump drop lead to significant expenditure in situations like accident elimination and oil underdrawal because of well downtime. Expenditures for pulling emergency ESP exceed the cost of typical repair to 2–5 times and more. In some cases, electrical submersible pump drop lead to well abandonment. In that case, accident prevention is the relevant objective for field specialists.
Prophylactic works in order to prevent accidents of downhole equipment performed on the basis of engineering analysis of accident causes and includes range of organizational, technical and economic activities. This work indicates the reasons of accidents and a number of recommentations for reduction of downhole equipment.

Materials and methods
Based on the analysis of field data, engineering calculations of the technological process and physical properties of equipment manufacturing materials.

Keywords
accident, accident rate of downhole equipment, longitudinal and radial vibrations, fatigue failure of metal, directional and deflected wells, build curve, equipment diagnostics

Results
An engineering analysis of the causes of the main types of accidents with stock production well equipment was carried out, reasonable measures to reduce the accident rate were proposed.

Conclusions
1. Accidents of the downhole equipment of the upper part of the tubing string are associated with a significant magnitude of the amplitude loads and the intensity of the corrosion process, as well as untimely diagnosis and replacement of worn-out string elements.
2. The dismemberment of the ESP elements during operation is associated, first of all, with the rate of set of the borehole curvature in the interval of descent and operation of the installation, as well as the vibration of the installation in axial and radial directions.
3. The high frequency of accidents with fiberglass tubing is the result of the imperfection of the technology of their application in production and injection wells.
4. The recommendations proposed above, when implemented in full, will significantly reduce the accident rate of downhole equipment.

References
1. Galikeev I.A., Nasyrov V.A., Nasyrov A.M. E*kspluatatsiya mestorozhdeniy nefti v oslozhnennykh usloviyakh* [The exploitation of oil fields in difficult conditions]. Moscow: Infra Engineering, 2019, 356 p.
2. Zozulya G.P., Kustyshev A.V., Ovchinnikov V.P. and oth. Oslozhneniya i avarii pri ekspluatatsii skvazhin [Complications and accidents during the operation of wells]. Tyumen: GNU, 2012, 372 p.
3. Nasyrov A.M, Dautov R.F. P*roblemy otkazovov glubinnonasosnogo oborudovaniya ot zasoreniya i puti ikh resheniya* [Problems of failures of the deep pump equipment from clogging and ways to solve them]. Oil field business, 2008, issue 8, pp. 35–37.
4. Salimgareev T.F., Nasyrov A.M. P*ovyshenie nadezhnosti raboty UETsN* [Improving the reliability of the ESP]. Republican Scientific and Technical Conference. Ufa: BashNIPIneft, 1996, 43 p.
5. Nasyrov A.M., Iordanskiy O.Yu., Parfenov B.V. E*kspluatatsiya glubinnonasosnogo oborudovaniya v naklonno napravlennykh i iskrivlennykh skvazhinakh. Ekspress-informatsiya* [Operation of deep pumping equipment in deviated and deviated wells. Express information]. Moscow: VNIIOENG, 1990, issue 3, pp. 1–6.
6. Kaplan L.S., Razgonyaev N.F., Semenov A.V. E*kspluatatsiya oslozhnennykh skvazhin tsentrobezhnymi elektronasosami* [Operation of complicated wells by centrifugal electric pumps]. Moscow: Nedra, 1994,190 p.
7. Vakhitov M.V. O *vybore intervala ustanovki UETsN v naklonno napravlennykh i iskrivlennykh skvazhinakh* [On the selection of the ESP installation interval in directional and deviated wells]. Oil field business, 1983, issue 3, pp. 24–26.
8. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. E*ffektivnost' udaleniya gaza iz skvazhiny* [Gas removal efficiency from a well]. Georesursy, 2018, issue 20 (4), ch.1, pp. 359–364.

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 620.193

Разработка и исследование физико-химических свойств кислотно-углеводородных эмульсионных систем для комплексных ОПЗ карбонатных коллекторов

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10067

А.Ю. Дмитриева
к.т.н., научный сотрудник ЭРС
audmitrieva@tatnipi.ru

М. Х. Мусабиров
Д.т.н., зав. лабораторией ОПЗиВИР
musabirov@tatnipi.ru

Н.И. Батурин
Инженер лаборатории ОПЗиВИР
BaturinNI@tatnipi.ru

Институт "ТатНИПИнефть" ПАО "Татнефть" им. В.Д. Шашина, Бугульма, Россия

Статья посвящена лабораторным исследованиям в области нефтепромысловой химии. Объектом исследования является кислотно-углеводородная эмульсионная система (далее — КУЭС), на основе исходных химических реагентов различных классов, для комплексных обработок прискважинных зон карбонатных коллекторов.
Цель работы — научно-обоснованная разработка и исследование физико-химических свойств кислотно-углеводородной эмульсионной системы для повышения эффективности обработки карбонатного нефтяного пласта за счет увеличения глубины проникновения гидрофобной эмульсии в глубь пласта, в следствие кратного (на порядок) замедления скорости реакции микроглобул кислоты в эмульсии с породой пласта, отмыва пленки нефти, насыщенной асфальтено-смолистыми веществами, с поровой поверхности пласта и регулирования реологических параметров гидрофобной эмульсии во времени.
В результате проведенных исследований была разработана рецептура кислотно-углеводородная эмульсионная система с конкретным компонентным и концентрационным диапазоном

Актуальной задачей интенсификации процессов добычи нефти является разработка новых технологий стимуляции прискважинной зоны пласта, одной из которых является комплексная кислотная обработка.

Кислотная обработка скважин — один из наиболее распространенных видов воздействия на прискважинную зону пласта с целью восстановления и улучшения фильтрационных характеристик коллектора. В целях повышения охвата пласта кислотным воздействием существует множество составов и технологических приемов, основными задачами которых являются блокировка высокопроницаемых зон и перераспределение активного кислотного раствора в менее проницаемые и более нефтенасыщенные, закольматированные участки прискважинной зоны пласта (далее — ПЗП).

Обратные кислотные эмульсии (далее — ОКЭ) [1] представляют собой дисперсию кислотных растворов в углеводородной среде, стабилизированную маслорастворимыми поверхностно-активными веществами (далее — ПАВ) [2–4]. Часто в промысловых условиях ОКЭ готовят только на основе товарных нефтей без вспомогательных эмульгаторов и получают нефтекислотные эмульсии (далее — НКЭ), в которых роль ПАВ выполняют нефтяные высокомолекулярные полярные компоненты (как правило, асфальтены, смолы и нафтеновые кислоты). Такой путь получения НКЭ является простым только на первый взгляд, поскольку резко сужает возможность варьирования стабильностью, дисперсностью и вязкостью эмульсий, а, следовательно, их реакционной и проникающей способностью в ПЗП. Использование же специальных эмульгаторов при соответствующем научно-обоснованном выборе их природы и концентрации позволяет включить в состав ОКЭ не только нефти, но и легкие нефтепродукты, углеводороды с улучшенными растворяющими свойствами по отношению к органо-минеральным кольматантам, целенаправленно изменять другие характеристики этих коллоидных систем.

Эмульгированная кислота в дизельном топливе использовалась в технологиях ОПЗ много лет. Известно, что эмульгированная кислота должна быть стабильный в условиях окружающей среды в течение длительного периода времени. Она должна быть стабильной также и в скважинных условиях в течение достаточно длительного периода времени, чтобы применять эмульгированную кислоту, не вызывая эксплуатационные проблемы. Современное состояние исследований и технологических решений в области предлагаемых эмульсионных систем и технологии ОПЗ показывает, что существующие известные эмульсионные кислотные составы не позволяют получать потенциальные результаты при стимуляции порово-трещинных карбонатных коллекторов, так как используемые кислотные составы не отвечают всему комплексу требований к ним: проявляют коррозионную активность, не обладают достаточной глубиной проникновения в пласт, характеризуются низким охватом кислотным воздействием ПЗП, обладают маловязкой консистенцией, а главное — недостаточно активны по отношению к органическим асфальтено-смолистым веществам, адсорбирующимся на породе ПЗП, тем самым блокирующим доступ активной соляной кислоты к материалу коллектора.

В большинстве случаев карбонатный природный коллектор с самого начала эксплуатации представляет собой макронеоднородную порово-трещинную (кавернозную) структуру с наличием поровой матрицы, пронизанной системой природных трещин. Поэтому кроме прямого назначения кислотную эмульсию можно одновременно использовать и для блокирования трещиноватых проницаемых участков продуктивного пласта, при этом необходимо, чтобы эмульсия имела достаточно высокую вязкость [5].

Гидрофобная кислотная эмульсия, выполняя основную задачу по увеличению проницаемости ПЗП, временно блокирует высокопроницаемые участки пласта, после выполнения блокирующей функции, реализует свой химический потенциал, вступая в реакцию с коллектором. Это значительно упрощает технологию и организацию работ по интенсификации притока, так как приготавливается один тип раствора.

Нефтяные коллекторы с пластовой температурой в широкой области (30–90^0) обрабатывают гидрофобными нефтекислотными эмульсиями, что способствует увеличению охвата пластов за счет замедления скорости растворения карбонатов. Время выдержки кислотной эмульсии в пласте зависит от стабильности эмульсии. Скорость растворения замедляется в 100 и более раз по сравнению с обычной кислотой [3, 5, 6].

В отличие от чистой соляной кислоты кислотная эмульсия не образует больших каналов в породе, ее действие пролонгировано и ориентировано на увеличение проницаемости коллектора в более удаленной части пласта. В этом случае коэффициент восстановления проницаемости составляет 35–40 % [5].

Исходя из актуальности создания гидрофобной эмульсии с заданными свойствами были проведены работы по организации отбора и приобретения компонентных исходных материалов для разработки рецептур КУЭС.

Были определены следующие компоненты:

1) эмульгаторы — Э1, Э2, Э3;

компонентов, которая характеризуется оптимальным комплексом физико-химических показателей. Ожидаемые результаты — повышение эффективности и успешности ОПЗ скважин на объектах разработки ПАО «Татнефть».

Материалы и методы

Проведены исследования по тестированию исходных ингредиентов класса углеводородные растворители, ПАВ-эмульгаторы, кислоты. Оптимизирован подбор лучших по свойствам исходных компонентов КУЭС. Разработана методика приготовления композиционного состава на эмульсионной основе с заданной агрегативной и седиментационной стабильностью во времени. С применением современной аппаратурно-измерительной, приборной и методической основы изучены основные физико-химические, реологические и дисперсные характеристики и свойства КУЭС. На модельных установках, имитирующих движение (фильтрацию) КУЭС разных рецептур через карбонатный материал пласта протестированы механизм отклонения и обработки кислотными эмульсиями кернового материала разной проницаемости.

Ключевые слова

карбонатный коллектор, лабораторные исследования, физико-химические свойства, гидрофобная эмульсия, компонентный состав, оптимальная рецептура

2) растворители — Р1, Р2.

Составы КУЭС готовилась в лабораторных условиях с применением пропеллерной мешалки типового образца путем последовательного растворения определенного количества эмульгатора в расчетном количестве растворителя, их перемешивания в течение 5–10 мин (два компонента взаиморастворимы), затем в перемешивающийся раствор дозированно (постепенно)

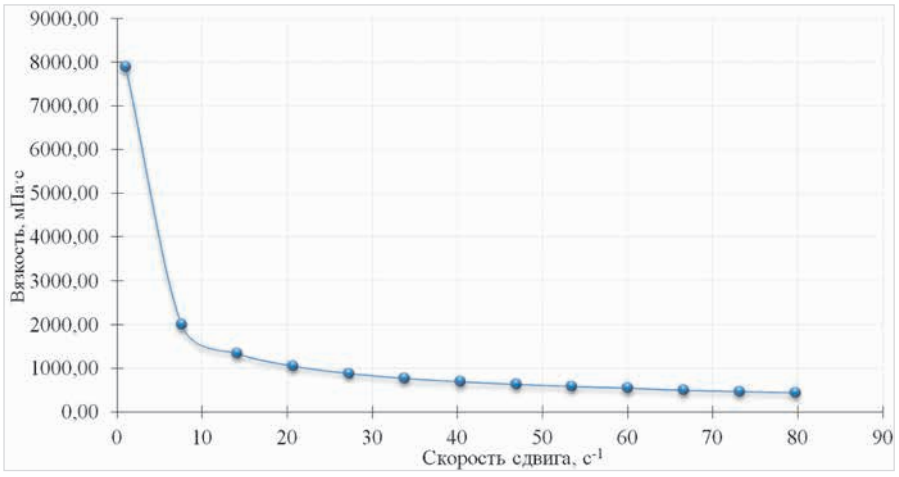


Рис. 1 — Влияние скорости сдвига на вязкость кислотно-углеводородной эмульсионной системы №7 (1) при температуре 23°С
Fig. 1 — The effect of shear rate on the viscosity of the acid-hydrocarbon emulsion system No.7 (1) at a temperature of 23°C

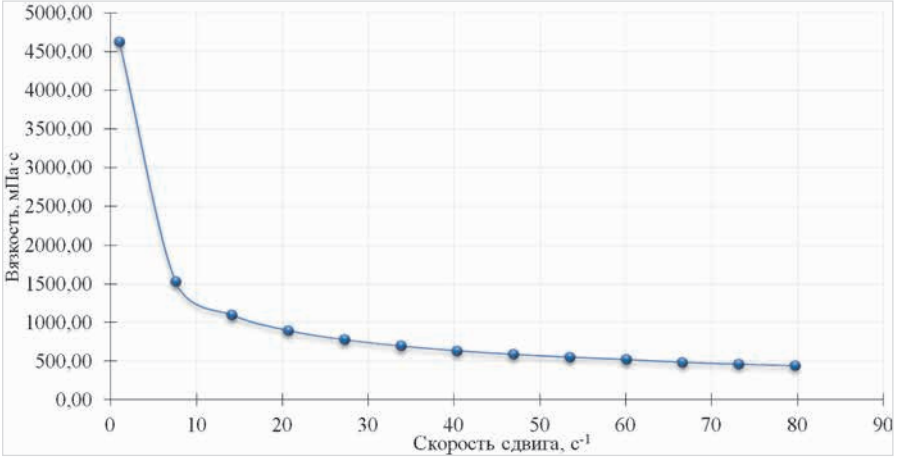


Рис. 2 — Влияние скорости сдвига на вязкость кислотно-углеводородной эмульсионной системы №9 (1) при температуре 23°С
Fig. 2 — The effect of shear rate on the viscosity of the acid-hydrocarbon emulsion system No.9 (1) at a temperature of 23°C

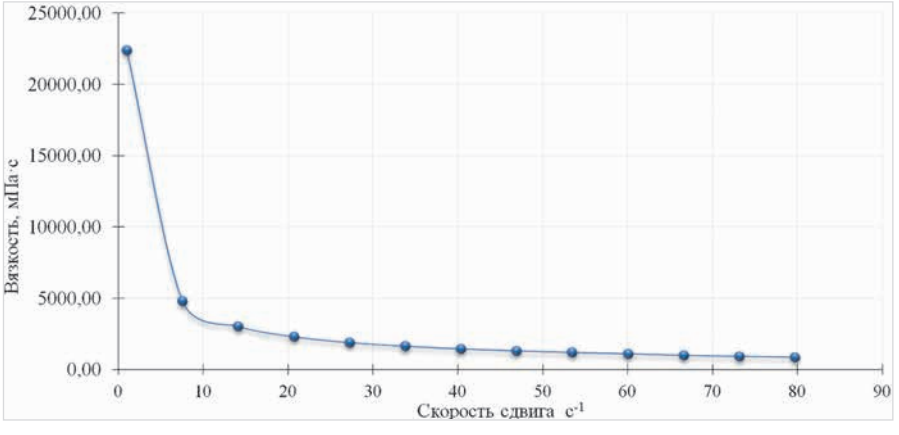


Рис. 3 — Влияние скорости сдвига на вязкость кислотно-углеводородной эмульсионной системы №10 (1) при температуре 23°С
Fig. 3 — The effect of shear rate on the viscosity of the acid-hydrocarbon emulsion system No.10 (1) at a temperature of 23°C

добавляют определенное количество водного раствора ингибированной соляной кислоты 10–15 %-ной концентрации, при этом постепенно увеличивают скорость (темп) перемешивания с 400–500 мин-1 до 1000–1200 мин-1. При этом консистенция эмульсии визуально растет. Процесс эмульгирования продолжают до приготовления однородной эмульсии светло-желтого (кремового) цвета с характерной вязкостью (консистенцией). Готовность эмульсии определяют периодическим измерением величины электростабильности и контролем за дисперсностью путем фотографирования капли эмульсии на микроскопе. Процесс эмульгирования продолжают до приготовления однородной эмульсии светло-желтого (кремового) цвета с характерной вязкой консистенцией. Время перемешивания до готовности КУЭС

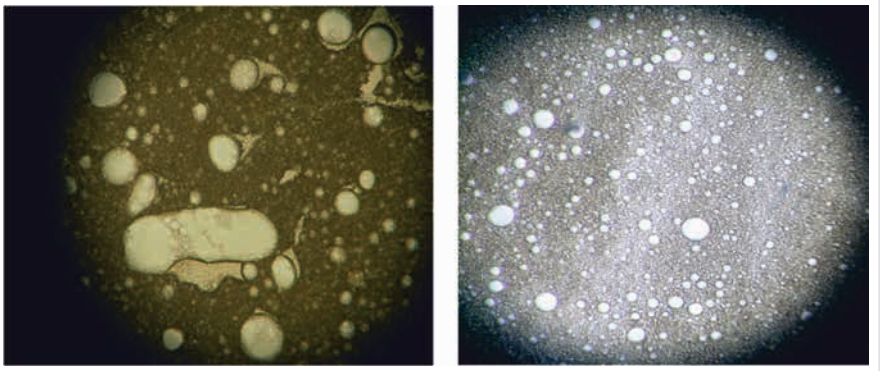


Рис. 4 — Микроструктура кислотно-углеводородной эмульсионной системы 1 (1), 2 (1)
Fig. 4 — Microstructure of acid-hydrocarbon emulsion system 1 (1), 2 (1)

Таб. 1 — Результаты лабораторных исследований по определению рецептуры КУЭС
Tab. 1 — The results of laboratory studies to determine the recipe KES

№ Опытного образца	Объем эмульгатора, %/мл	Объем HCL (15%), %/мл	Объем растворителя, %/мл	Электростабильность, В	Внешний вид КУЭС	Агрегативная устойчивость
1 (1)	Э1 5% /15	78% 234	Р1 17% /51	132	Текучая эмульсия кремового цвета высокой вязкости (откл.)	Расслоение на углеводородную и кислотную фазы через 24–36 ч
2 (1)	Э1 5% /15	75% 225	Р1 20% /60	67	Текучая эмульсия кремового цвета (ОПЗ)	Расслоение на углеводородную и кислотную фазы через 24–36 ч
3 (1)	Э25% /15	75% 225	Р1 20% /60	29	Текучая эмульсия кремового цвета (ОПЗ)	Расслоение на углеводородную и кислотную фазы через 24–36 ч
4 (1)	Э2 5% /15	78% 234	Р1 17% /51	18	Текучая эмульсия кремового цвета высокой вязкости (откл.)	Расслоение на углеводородную и кислотную фазы через 24–36 ч
5 (1)	Э35% /15	75% 225	Р1 20% /60	29	Эмульсия не получилась	–
6 (1)	Э3 5% /15	78% 234	Р1 17% /51	32	Эмульсия не получилась	–
7 (1)	Э1 5%/10	70% 140	Р2 25% /50	164	Эмульсия кремового цвета, жидко-текучая	Расслоение на углеводородную и кислотную фазы через 24–36 ч
8 (1)	Э1 5% /10	80% 160	Р2 15% /30	61	Эмульсия не получилась	–
9 (1)	Э1 5% /10	75% 150	Р2 20% /40	81	Текучая эмульсия кремового цвета (ОПЗ)	Расслоение на углеводородную и кислотную фазы через 24–36 ч
10 (1)	Э1 5% /10	78% 155	Р2 17% /35	59	Текучая эмульсия кремового цвета высокой вязкости (откл.)	Расслоение на углеводородную и кислотную фазы через 24–36 ч

Таб. 2 — Результаты опытов по замедлению скорости реакции в эмульсии по сравнению с HCL (15%)
Tab. 2 — The results of experiments to slow down the reaction rate in the emulsion compared to HCl (15%)

Время (τ), мин	Масса образца (m), г		Растворимость, %	
	HCL (15%)	КУЭС	HCL (15%)	КУЭС
0	19,547	20,259	-	-
5	10,331	20,223	47	1,7
20	0	20,024		

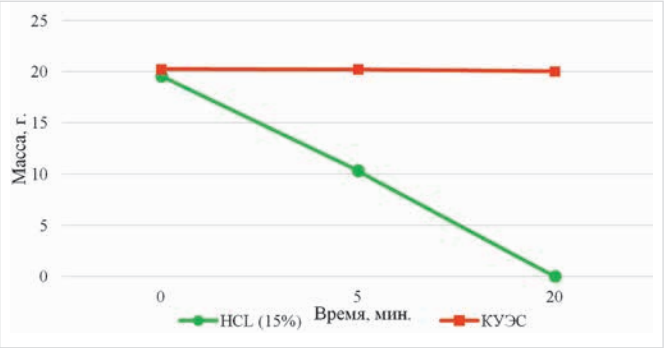


Рис. 5 — Результаты опытов по замедлению скорости реакции в эмульсии по сравнению с HCL (15%)
Fig. 5 — The results of experiments to slow down the reaction rate in the emulsion compared to HCl (15%)

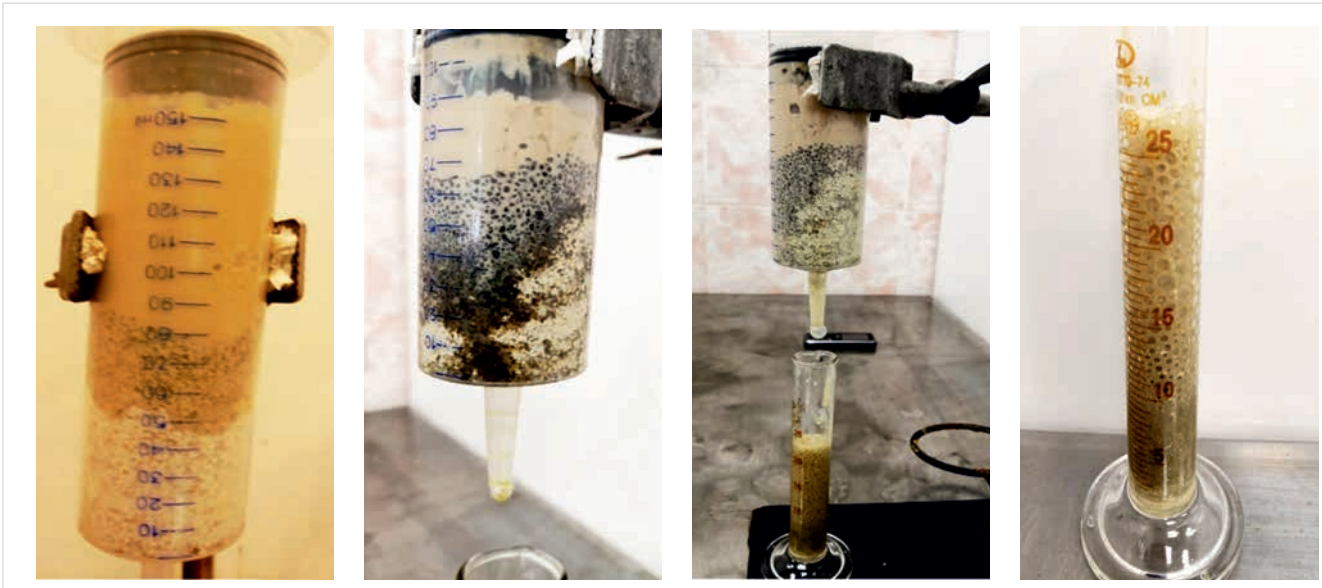


Рис. 6 — Кислотно-углеводородная эмульсионная система (первая рецептура)
Fig. 6 — Acid-hydrocarbon emulsion system (first recipe)

(определено экспериментально) составляет 18–20 мин. Дальнейшее увеличение времени эмульгирования не приводит к возрастанию параметров, они стабилизируются на одном уровне.

Для определения степени отмыва пленки нефти, насыщенной асфальтено-смолистыми веществами (далее — АСВ), в нативную свежеотобранную скважинную нефть помещали образцы керна на 1 сут, затем образцы высушивали в течение 1 сут для образования твердообразной пленки АСВ на кернах, взвешивали, затем эти керны помещали в растворители, соляную кислоту или КУЭС различных рецептур. Через определенное время фиксировали степень отмыва пленки нефти с АСВ от поверхности кернов или определяли остаточную массу керна после реагирования в кислоте или КУЭС путем периодического взвешивания. Таким образом, гравиметрическим методом определяли степень отмыва пленки с кернового материала или степень растворения керна с пленкой АСВ.

Скорость растворения (растворяющую способность) КУЭС по карбонату оценивали гравиметрическим методом на естественных кернах, при котором кубик кернового материала с определенной площадью и массой помещали в испытуемый состав. По изменению массы за фиксированное время определяли скорость растворения карбонатного материала. Сравнивали с показателем скорости растворения 15%-ной соляной кислоты на аналогичном керновом материале (геометрические размеры всех кубиков в опытах были одинаковые).

Агрегативная стабильность определялась временем начала выделения кислоты (как отдельной фазы) из эмульсии и полного выделения кислоты, что фиксировалось визуально.

Результаты экспериментальных исследований по определению рецептуры КУЭС отражены в таб. 1, 2 и на рис. 1–8.

Также были определены показания динамической вязкости различных рецептур КУЭС и влияние скорости сдвига.

Результаты показывают, что динамическая вязкость изменяется (можно управлять) в зависимости от скорости закачки (скорости сдвига). Можно предварительно выделить рецептуры с относительно низкими величинами вязкости и структуры (они содержат больше углеводородного растворителя), со средним диапазоном величин (осредненное содержание углеводородов) и рецептуры с относительно высокими значениями вязкости и структуры (увеличенная концентрация углеводородов). Эту найденную нами тенденцию (определенное соотношение углеводород/кислота) можно использовать для дифференциации рецептур для областей применения: ОПЗ, кислотный гидроразрыв, отклонение + ОПЗ. Графический материал более четко визуализирует вышеотмеченную тенденцию и возможность управления вязкостно-реологическими и структурными свойствами КУЭС,

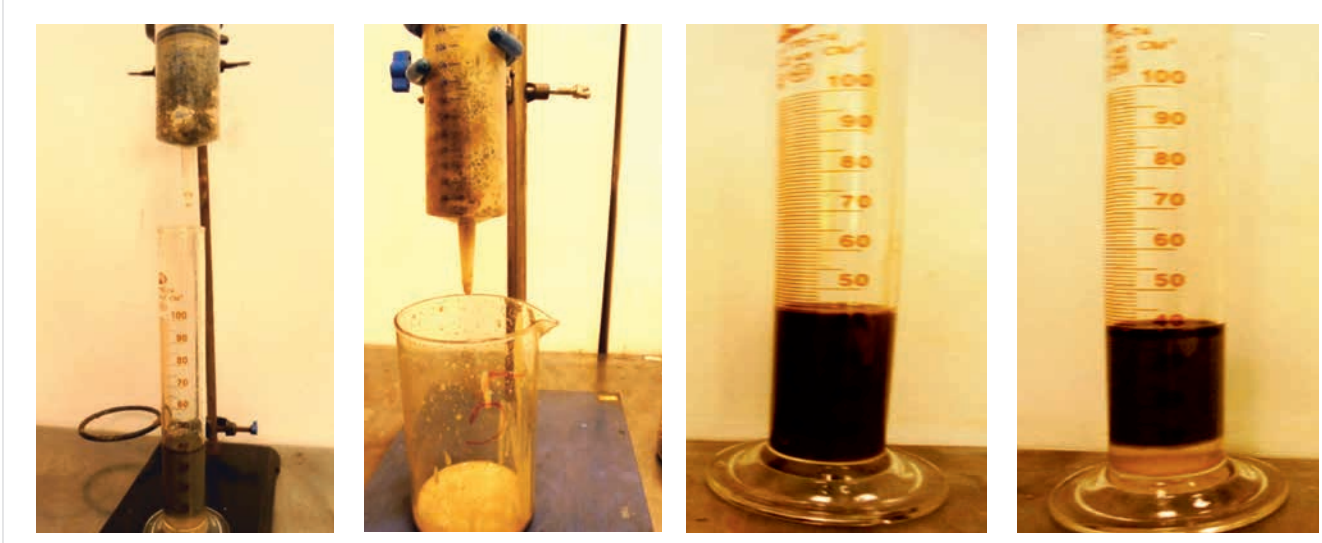


Рис. 7 — Кислотно-углеводородная эмульсионная система (вторая рецептура)
Fig. 7 — Acid-hydrocarbon emulsion system (second formulation)

Рис. 8 — Жидкости, выделившиеся из кислотно-углеводородных эмульсионных систем
Fig. 8 — Liquids released from acid-hydrocarbon emulsion systems

которые являются яркими примерами неньютоновских жидкостей. Характер динамики показателя вязкость как функция скорости сдвига показывает псевдопластическое реологическое поведение КУЭС. Изменение визуального агрегативного состояния эмульсий во времени показывает тенденцию к расслоению и постепенному распаду эмульсионной системы.

Проведенные микроскопические исследования показали тонкодисперсную структуру КУЭС, выделяются глобулы в диапазоне от 1–2 мкм до 10–20 мкм.

Была приготовлена эмульсия по рецептуре: 7% — эмульгатор, 25% — растворитель Р2, 68% — HCL (15%). Определены значения скорости реакции в эмульсии по сравнению с HCL (15%) с образцами карбонатного керна Ерсубайкинского месторождения при н.у. Продолжительность исследования составила 20 мин., т.к. базовая кислота HCL (15%) полностью растворила образец керна за данное время.

Результаты лабораторных исследований приведены в таб. 2 и на рис. 5.

Замедление скорости реакции растворения за 5 мин. образцов керна в HCL (15%) и КУЭС определены по формуле:

$$\vartheta = \frac{\Delta m_{HCL} \cdot \tau}{\Delta m_{\text{КУЭС}} \cdot \tau} = \frac{(19{,}547 - 10{,}331) \cdot 5}{(20{,}259 - 20{,}223) \cdot 5} = 256$$

Таким образом, скорость растворения образца керна в КУЭС в 256 раз медленнее, чем в HCL (15%), что обеспечивает глубинную доставку кислоты в отдаленные участки пластов.

Вышеуказанные результаты исследований позволили смоделировать процессы прохождения кислотно-углеводородной эмульсионной системы в пласте. Были проведены два опыта:

1) объект исследования — КУЭС с рецептурой: 5% — эмульгатор Э1 (10 мл), 70% — соляная кислота HCL (15%) (140 мл), 25 % — растворитель Р2 (50 мл). Материал исследования: мел и речной песок;
2) объект исследования — КУЭС с рецептурой: 7% — эмульгатор Э1 (21 мл), 68 % — соляная кислота HCL (15 %) (204 мл), 25 % — растворитель Р1 (75 мл). Материал исследования: карбонатные осколки.

Установлено, что время деэмульсации КУЭС на кислоту и углеводородную фазу составляет 20 ч и носит пролонгированный характер.

Таким образом, с ростом времени реакция не будет затухать, а скорость реакции будет стабильно низкой и будет достигнута планируемая растворимость, обеспечивающая глубинность кислотной ОПЗ.

В трещиноватых прослоях коллектора глубокое воздействие будет оказывать инфильтрат КУЭС, представляющий собой грубодисперсную эмульсию (первый цилиндр).

Из рис. 8 видно, что во втором цилиндре инфильтрат из пористой среды через 20 ч представлен выделившейся из микроэмульсии соляной кислотой (нижний слой) и растворителем с частью эмульсии (верхний слой).

Таким образом, можно утверждать, что по мере движения в глубь коллектора КУЭС распадается на исходные компоненты — кислоту и растворитель — активные обрабатывающие ингредиенты эмульсии, обеспечивающие комплексное физико-химическое воздействие на глубинные интервалы пласта-коллектора. При увеличении содержания растворителя в эмульсии снижается агрегативная стабильность и электростабильность. При уменьшении содержания растворителя увеличивается вязкость, снижается отмыв нефти, изменяется дисперсность, стабильность также снижается. Снижение концентрации эмульгатора Э1 ниже 3% мас. приводит к снижению агрегативной стабильности и электростабильности, увеличиваются размеры глобул кислоты, замедление реакции и отмыв снижаются. При снижении концентрации соляной кислоты менее 10% наблюдается уменьшение растворяющей способности эмульсии. Увеличение концентрации соляной кислоты более 15% мас. приводит к снижению агрегативной стабильности, электростабильности, к увеличению скорости реагирования, вязкость эмульсии резко снижается.

Найденное сочетание растворителя (Р1 или Р2) и эмульгатора Э1 в соотношении 15–35 / 3–5 придает внешней, дисперсионной среде эмульсии новое техническое свойство — эффективно растворять пленку нефти, насыщенную смолисто-асфальтеновыми веществами (АСВ), обволакивающую поровую поверхность породы коллектора, что усиливает эффект повышения проницаемости породы в ПЗП. Этот эффект обусловлен химизмом усиления процесса растворения, диспергирования и удаления пленочной нефти с АСВ в растворителях, содержащих ароматические углеводороды; по-видимому, в этом аспекте проявляется синергизм действия компонентов и концентраций ПАВ-эмульгатора Э1 и растворителя Р1 или Р2.

Итоги

Разработанные рецептуры КУЭС отличаются новым набором физико-химических свойств, позволяющим качественно и эффективно проникать глубоко в пласт и транспортировать активную кислоту в более глубокие интервалы коллектора. Этот технический результат достигается тем, что найденная совокупность компонентно-рецептурных соотношений ингредиентов обеспечивает эффект замедления скорости реакции кислотной эмульсии в 200–250 раз по сравнению с 15%-ным водным раствором соляной кислоты.

Выводы

Разработанная рецептура КУЭС с конкретными компонентным и концентрационным диапазонами ингредиентов характеризуется оптимальным комплексом физико-химических показателей согласно критериям ТЗ. Она обладает большей величиной замедления скорости реакции с карбонатами (на порядок по сравнению с известными техническими решениями), а также большей степенью электростабильности (более 40–50 В по прибору ПУЭС 2000), и временным периодом распада на компоненты — от 26 до 36 ч в зависимости от рецептуры, оптимальным диапазоном дисперсности (от 1 до 10 мкм), хорошим диапазоном регулирования вязкости (относительно низкими величинами динамической вязкости — 150–300 мПа·с, как основная обрабатывающая жидкость для ОПЗ, до регулируемых величин вязкости в диапазоне 300–400 мПа·с (для кислотных ГРП) и относительно высоких величин динамической вязкости — от 400 до 1500 мПа·с — для блокирования трещиноватых интервалов коллектора; а также удовлетворительными характеристиками по отмывающим свойствам пленочной нефти, насыщенной АСВ.

Другим отличительным признаком является установленный микродисперсионный механизм обработки пористых разнопроницаемых материалов коллектора разработанной кислотной эмульсией. По относительно высокопроницаемым поровым каналам (трещинам и микротрещинам) движется и глубоко проникает в пласт сама гидрофобная кислотная эмульсия, т.к. ее дисперсные характеристики эмульгированных глобул находятся в диапазоне от 1–3 мкм до 8–10 мкм; эти размеры глобул как минимум в 3–5 раз меньше характерных размеров трещин и микротрещин, такое соотношение дисперсий к диаметрам каналов обеспечивает их прохождение в глубь коллектора.

Состав и качество КУЭС видоизменяется при движении в относительно малых поровых каналах с меньшей проницаемостью. Установлено, что при закачке и нагнетании в подобные каналы движется уже не первоначальная эмульсия, а микроэмульсия (та часть дисперсий, которая обладает дискретностью от 1–3 мкм до 4–5 мкм). Именно эта микроэмульсия транспортирует глобулы кислоты по коллектору и обеспечивает кислотную обработку по глубине.

Известные решения в этой области, например, кислотная эмульсия для обработки призабойной зоны нефтяного пласта [7], гидрофобная эмульсия для обработки карбонатного нефтяного пласта [8], характеризуются замедлением лишь в 20-25 раз. Эффективность (качество) новой гидрофобной кислотной эмульсии в этом аспекте увеличена на порядок.

Работа выполнена по программе НИОКР.

Литература

1. Глущенко В.Н., Силин М.А. Нефтепромысловая химия. Кислотная обработка скважин. М.: Интерконтакт Наука, 2010. 703 с.
2. Глущенко В.Н., Орлов Г.А., Силин М.А. Технологические процессы вскрытия пластов и добычи нефти с использованием обратных эмульсий. М.: Интерконтакт Наука, 2008. 360 с.
3. Орлов Г.А., Кендис М.Ш., Глущенко В.Н. Применение обратных эмульсий в нефтедобыче М.: Недра, 1991. 225 с.
4. Шерман Ф. Эмульсии. Л.: Химия, 1972. 488 с.
5. Токунов В.И., Саушин А.З. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин. М.: Недра-Бизнесцентр. 2004. 711 с.
6. Мусабиров М.Х. Сохранение и увеличение продуктивности нефтяных пластов. Казань: «Фэн» АН РТ, 2007. 424 С.
7. Патент RU №2525399. Кислотная эмульсия для обработки призабойной зоны нефтяного пласта, приоритет от 17.09.2013, кл. Е 21 В 43/27.
8. Патент RU №2304710. Способ обработки призабойной зоны скважины, приоритет от 19.09.2006, кл. Е 21 В 43/27.

UDC 620.193

Development and study of the physicochemical properties of acid-hydrocarbon emulsion systems for complex SCR carbonate reservoirs

Authors
Alina Yu. Dmitrieva — Ph.D., research associate ERS; oav@tatnipi.ru
Munavir Kh. Musabirov — Sc.D., head of laboratory OPZiVIR; musabirov@tatnipi.ru
Nikita I. Baturin — engineer of laboratory OPZiVIR; BaturinNI@tatnipi.ru

"TatNIPIneft", PJSC "Tatneft", Bugulma, Russian Federationn

Abstract
The article is devoted to laboratory research in the field of oilfield chemistry. The object of the study is an acid-hydrocarbon emulsion system (KUES), based on the initial chemical reagents of various classes, for complex treatments of borehole zones of carbonate reservoirs.
The purpose of the work is the scientifically-based development and study of the physicochemical properties of an acid-hydrocarbon emulsion system to increase the efficiency of processing a carbonate oil formation by increasing the depth of penetration of a hydrophobic emulsion into the depth of the formation, as a result of a multiple (an order of magnitude) slowdown of the reaction rate of acid microglobules in the emulsion with the formation rock, washing off the oil film saturated with asphaltene-resinous substances from the pore surface of the formation and regulating the rheological parameters of hydrophobic first emulsion over time.
As a result of the studies, a formulation of an acid-hydrocarbon emulsion system with a specific component and concentration range of components was developed, which is characterized by an optimal set of physicochemical parameters. Expected results — improving the efficiency and success of the oil production facilities at wells developed by PJSC TATNEFT.

Materials and methods
Studies have been conducted to test the starting ingredients of the class hydrocarbon solvents, surfactants, emulsifiers, acids. Optimized the selection of the best properties of the initial components of the KNES. A technique has been developed for preparing a composition on an emulsion basis with a given aggregative and sedimentation stability over time. Using the modern instrumentation, instrumentation and methodological basis, the basic physicochemical, rheological and dispersed characteristics and properties of the CES are studied. On model installations simulating the motion (filtration) of KUES of different formulations through the carbonate material of the formation, the mechanism of deflection and treatment of core material of different permeability with acidic emulsions was tested.

Keywords
carbonate reservoir, laboratory tests, physicochemical properties, hydrophobic emulsion, component composition, optimal formulation

Results
The developed KESP formulations are distinguished by a new set of physicochemical properties, which allows qualitatively and efficiently penetrating deep into the reservoir and transporting active acid to deeper reservoir intervals. This technical result is achieved by the fact that the found combination of component-recipe ratios of ingredients provides the effect of slowing down the reaction rate of an acid emulsion by 200–250 times in comparison with a 15% aqueous hydrochloric acid solution.

Conclusions
he developed KUES formulation with specific component and concentration ranges of ingredients is characterized by an optimal set of physicochemical parameters according to the criteria of TK. It has a greater slowdown in the rate of reaction with carbonates (an order of magnitude compared with the known technical solutions), as well as a greater degree of electrical stability (more than 40–50 V using a PUES 2000 device), and a time period of decomposition into components from 26 to 36 hours depending on the formulation, the optimal dispersion range (from 1 to 10 μm), a good range of viscosity control (relatively low dynamic viscosity values — 150–300 mPa·s, as the main processing fluid for SCR, to adjustable viscosity values in the range of 300–400 mPa·s (for acidic fracturing) and relatively high values of dynamic viscosity - from 400 to 1500 mPa·s — for blocking the fractured intervals of the reservoir; as well as satisfactory washing properties of film oil saturated with ASB. Another distinguishing feature is the established microdispersion mechanism for processing porous, differently permeable reservoir materials with an acid emulsion. Through relatively highly permeable pore channels (cracks and microcracks), the hydrophobic acid emulsion itself moves and deeply penetrates the formation, since its dispersed characteristics of emulsified globules are in the range from 1–3 microns to 8–10 microns; these globule sizes are at least 3–5 times smaller than the characteristic sizes of cracks and microcracks; this ratio of dispersions to channel diameters ensures their passage into the interior of the collector. The composition and quality of the CESP changes when moving in relatively small pore channels with lower permeability. It was established that during the injection and injection into such channels, it is not the initial emulsion that moves, but the microemulsion (that part of the dispersions, which has a resolution of 1–3 microns to 4–5 microns). It is this microemulsion that transports acid globules through the collector and provides acid treatment in depth.

This work was performed according to the R&D program.

References
1. Glushchenko V.N., Silin M.A. N*efte*p*romyslovaya khimiya. Kislotnaya obrabotka skvazhin* [Oilfield chemistry. Acid treatment of wells]. Moscow: Intercontact Science, 2010, 703 p.
2. Glushchenko V.N., Orlov G.A., Silin M.A. T*ekhnologicheskie protsessy vskrytiya plastov i dobychi nefti s ispol'zovaniem obratnykh emul'siy* [Technological processes of drilling and oil recovery using inverse emulsions]. Moscow: Intercontact Science, 2008, 360 p.
3. Orlov G.A., Kendis M.Sh., Glushchenko V.N. P*rimenenie obratnykh emul'siy v neftedobyche* [The use of reverse emulsions in oil production]. Moscow: Nedra, 1991, 225 p.
4. Sherman F. E*mul'sii* [Emulsions] Leningrad: Chemistry, 1972, 488 p.
5. Tokunov V.I., Saushin A.Z. T*ekhnologicheskie zhidkosti i sostavy dlya povysheniya produktivnosti neftyanykh i gazovykh skvazhin* [Process fluids and formulations to increase the productivity of oil and gas wells]. Moscow: Nedra-Biznescentr LLC, 2004, 711 p.
6. Musabirov M.Kh. *Sokhranenie i uvelichenie produktivnosti neftyanykh plastov* [Preservation and increase of productivity of oil reservoirs]. Kazan: "Fen" AN RT, 2007, 424 p.
7. Patent RU №2525399. *Kislotnaya emul'siya dlya obrabotki prizaboynoy zony neftyanogo plasta* [Acidic emulsion for treatment of the bottom-hole zone of an oil reservoir]. Priority from 17.09.2013, kl. E 21 V 43/27.
8. Patent RU №2304710. *Sposob obrabotki prizaboynoy zony skvazhiny* [The method of processing bottom-hole zone of the well]. Priority from 19.09.2006, kl. E 21 V 43/27.

Сергей Давыдов, директор по производству группы компаний «Некст Трейд»:

«Мы всегда будем ориентироваться на решение задач с высокой интеллектуальной составляющей»

Многопрофильная группа компаний «Некст Трейд» работает на российском нефтегазовом рынке 20 лет. За это время ГК «Некст Трейд» заняла и прочно удерживает позицию лидера в производстве уникального импортозамещающего оборудования для ООО «Газпром добыча Астрахань», поставляя на месторождение регулирующие и антипомпажные клапаны, запорную арматуру, которая эксплуатируется в условиях высокого давления и агрессивных сред. Ранее для этих целей использовалось оборудование голландского производства. Однако воронежские производители успешно доказали, что импортозамещение для них не пустой звук.

О том, как стать стратегическим партнером ключевых игроков нефтегазового рынка, чего ждут от отечественного производителя, что нужно, чтобы обеспечить достойное конкурентное преимущество, рассказал директор по производству многопрофильной группы компаний «Некст Трейд» Сергей Давыдов.

КАК ВСЕ НАЧИНАЛОСЬ

Сегодня ГК «Некст Тред» выпускает оборудование для эксплуатации на газовых месторождениях в условиях опасных агрессивных сред, которое в России, по некоторым позициям, больше никто не производит. А начинали как конструкторский инжиниринг — выполняли инженерные разработки для предприятий нефтегазовой сферы, где была острая потребность в запасных частях к импортному оборудованию, обеспечивали авторский надзор за аутсорсинговым производством. В 1999 году мы стали стратегическим партнером дочерней компании «Газпром» — «Газпром добыча Астрахань». Первым значимым рубежом для компании стал 2006 год — появилось собственное производство по выпуску запчастей для импортного отраслевого оборудования и его сервисному обслуживанию. Сегодня «Некст Трейд — это группа компаний, объединенных одной бизнес-миссией: якорное предприятие ООО «Некст Трейд» — металлообрабатывающее предприятие, ООО «Завод «Некст Трейд» — литейное предприятие иинтеллект группы компаний- инжиниринговая компания «Интерполярис».

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

Первая волна санкций активизировала импортозамещающие конструкторские

изыскания группы компаний «Некст Трейд» в технологиях производства антипомпажных и регулирующих клапанов, применяющихся для предотвращения разрушающих явлений в турбинах.

В 2015 году между ПАО «Газпром» и многопрофильной группой компаний «Некст Трейд» была подписана программа на разработку и проведение испытаний антипомпажного клапана. А уже в 2017 году компания «Некст Трейд» поставила первую серийную партию клапанов на Волгоградское ПХГ. Одновременно наш клапан прошел успешные испытания в «Газпром Добыча Уренгой» и «Газпром Добыча Астрахань». Сейчас группа компаний «Некст Трейд» готова предложить рынку оборудование, эксплуатируемое на высоких давлениях, по качеству не уступающее иностранному:

- Регулирующие и антипомпажные клапаны клапаны — аналог Mokveldvalves.
- Клиновые задвижки — аналог продукции фирмы Roforge, UFR, LOG.
- Вентили игольчатые — аналог продукции фирмы Swagelock.
- Задвижки шиберные — аналог продукции Cameron, FMC, Malbranqua.
- Комплектующие к импортному оборудованию нефтегазового комплекса, в том числе нестандартного, эксплуатируемого при рабочих давлениях до 70 МПа в условиях повышенного содержания H_2S, CO_2 в массовых долях до 25%.

РАБОТА НА ОПЕРЕЖЕНИЕ

Выпуск отечественных аналогов газодобывающего оборудования остается актуальной темой в отраслевой повестке, поэтому с прошлого года ГК «Некст Трейд» стала участником экспертного совета при Государственной Думе по импортозамещению. Наша задача в рамках этого совета — предложить все свои наработки для решения вопросов импортозамещения и внедрения инноваций в нефтегазовой отрасли.

Мы расширяем географию поставок внутри страны — оборудование «Некст Трейд» поставляется как напрямую потребителю, так и в составе узлов и комплектующих оборудования других производителей, и работает в Мурманске, Астрахани, Надыме, Новом Уренгое, Волгограде, Москве. Стратегическими партнерами ГК «Некст Трейд» являются ООО «Газпром добыча Новый Уренгой», ООО «Газпром добыча Надым», Нижневолжский филиал компании Лукойл, АО АРТИКГАЗ.

В качестве перспективных рынков мы рассматриваем ближнее зарубежье: Казахстан и Туркменистан, а также рынки Сирии и Ирана, нефтедобывающая инфраструктура которых сейчас активно восстанавливается. Кроме того, в планах дальнейшие инвестиции в расширение собственных производственных мощностей, в том числе с привлечением средств государственной поддержки.

Сегодня очевидно, что мы очень дальновидно выбрали свою нишу — рост доли глубокозалегающих газоконденсатных залежей неизбежно ведет к серьезному спросу на соответствующее оборудование. Но тем, кто захочет сейчас зайти в этот сегмент, только предстоит пройти путь, который мы уже преодолели. Это дает нам возможность работать на опережение, диверсифицируя производство и расширяя пул заказчиков, чтобы уйти от риска «единственного покупателя».

НАУКА И ИННОВАЦИИ

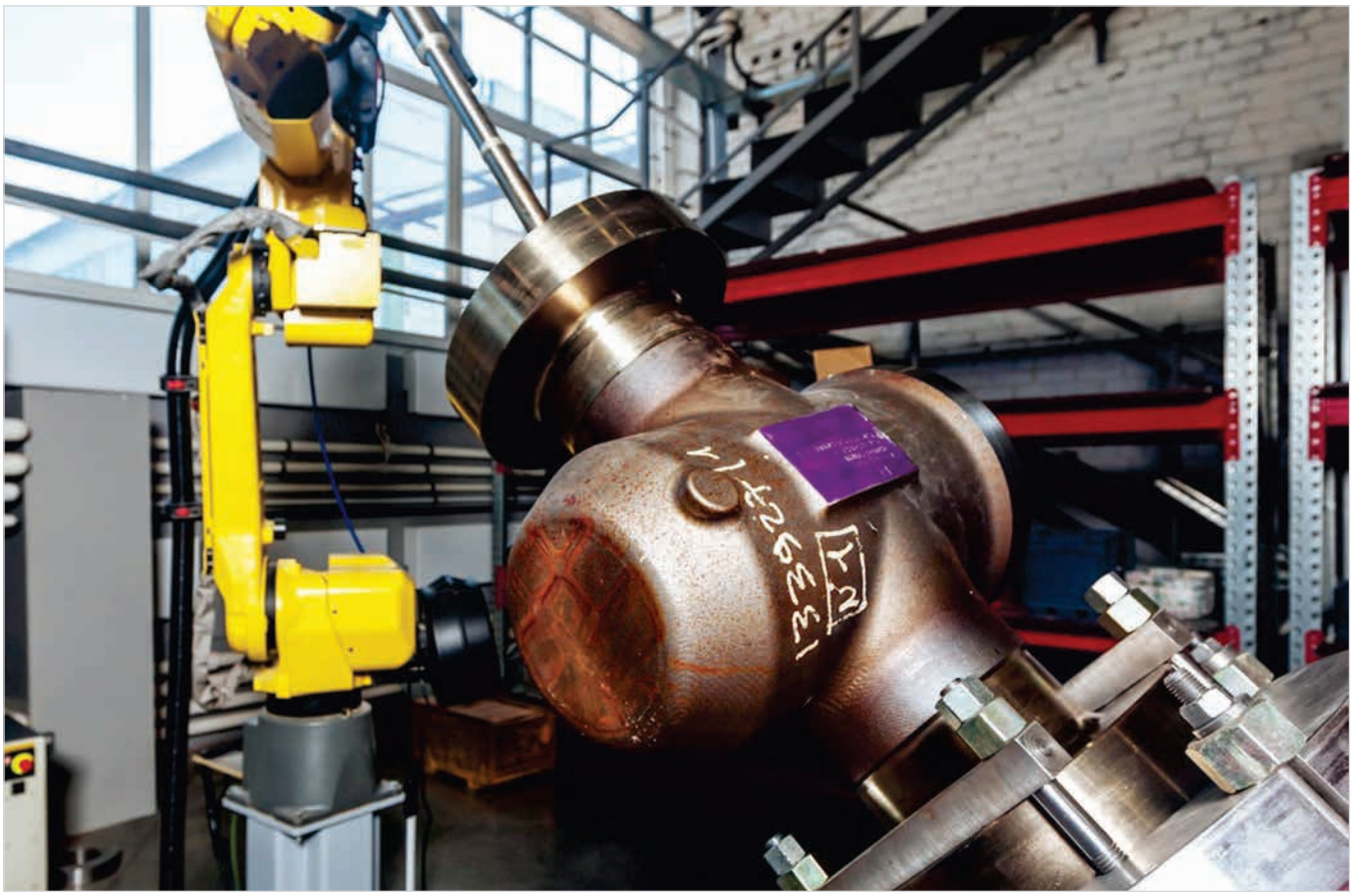
Мы всегда ориентировались на решение задач с высокой интеллектуальной составляющей и развивали сотрудничество с нашими научными партнерами — ВНИИГАЗ, МИСиС, Воронежским опорным университетом и другим научными сообществами. Внедрение актуальных научных исследований позволяет нам сделать шаг вперед в технологическом развитии и, как результат, снизить себестоимость продукции.

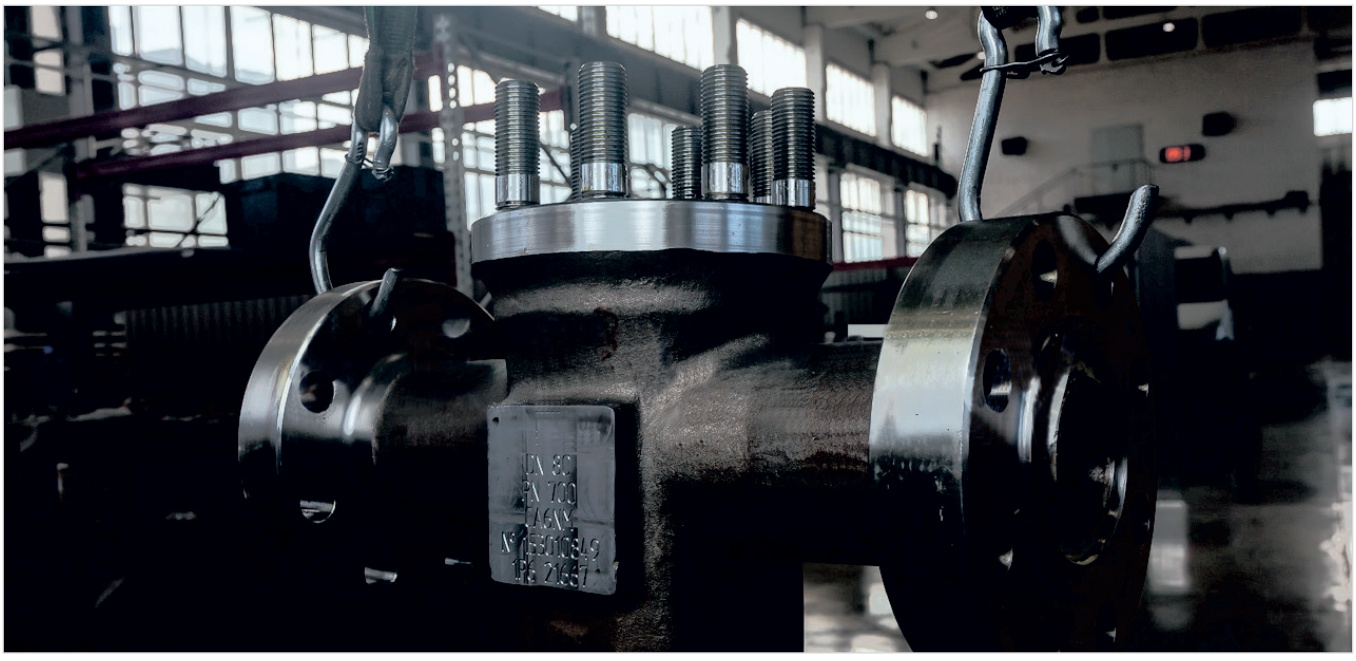
Сейчас совместно с компаний «Интерполярис» мы разработали новые технологические решения под НИОКР по утилизации попутного нефтяного газа в электричество и интенсификации добычи трудно-извлекаемых запасов при помощи разогрева пласта парогенераторной установкой и предложили их нашим партнерам — компаниям «Лукойл», «Татнефть» и «Газпромнефть».

Другой совместный перспективный проект — разработка конструкторской документации на блок-бокс ингибирования. Инновационность идеи в том, чтобы реализовать в одном блоке автоматическую подачу ингибитора коррозии одновременно в 5 скважин. Данная опытно-конструкторская разработка представляет интерескак с инженерной, так и с экономической точки зрения. Опытная установка пройдет испытания в «Газпром Добыча Уренгой». В случае успеха результат может тиражироваться на другие газопромысловые объекты.

О КОНКУРЕНТНЫХ ПРЕИМУЩЕСТВАХ

Первое конкурентное преимущество — это скорость исполнения заказов. Обычный срок изготовления оборудования иностранными производителями — один год, мы же нашли способ сократить его в половину. «Некст Трейд» производит стандартные детали заранее, а для конкретного заказа остается только собрать изделие и проверить его. Унификация деталей дает не только скорость производства, но и возможность быстрого и качественного сервиса.





Второе не менее важное конкурентное преимущество — качество продукции. Все технологии, применяемые «Некст Трейд», направлены, в первую очередь, на повышение надежности и срока службы изделий – до 35 лет. При производстве готовой продукции используются технологии по плакировке внутренних поверхностей корпусных деталей, значительно продлевающие срок службы оборудования, технологии по обработке изделий из твердого сплава, технологии по специальной термической обработке, увеличивающее сопротивление металла действию коррозии и агрессивных сред.

Чтобы иметь полный контроль над производством, на предприятии внедрены элементы индустрии 4.0 — запущена первая очередь программно-аппаратной российской IT-платформы, позволяющая связать все средства производства в единую сеть и создать своего рода виртуальный цифровой двойник предприятия, удобный для мониторинга.Для анализа текущего экономического состояния мы разработали трехуровневую систему оценки — теоретическую (конструкторская и технологическая документация и планы производства), субъективную (регистрационные документы маршрутной операции, создаваемые исполнителем) и объективную (показатели датчиков оборудования — когда и как станок работал, сколько и какой продукцию произвел). На основе сопоставительного анализа данных субъективной и объективной оценки составляются рекомендации для теоретического блока, в котором формируются планы производства.

В НОГУ СО ВРЕМЕНЕМ

Известно, что главными составляющими успешного бизнеса являются технологии и люди. Поэтому мы постоянно расширяем парк оборудования и обучаем рабочий и инженерно-технический персонал.

В конце 2019 года проект ГК «Некст Трейд» «Организация производства запорной арматуры для нефтегазовой отрасли» стал победителем в рамках программы «Коммерциализация» Фонда содействия инновациям и получил финансовую поддержку в размере 20 млн рублей. Первый транш был направлен на приобретение производственного участка, основой которого стал станок SML 750e, производства австрийской компании Seal Maker.

Участок, оборудованный станком SML 750e, позволит обрабатывать полиуретан, пластик, резину (NBR, HNBR, FPM, EPDM, TFEP, PTFE, силикон) и изготавливать грязесъемники, уплотнения поршня, штока, симметричные уплотнения, роторные уплотнения, опорные кольца, кольцевые уплотнения, направляющие кольца для гидравлических и пневматических систем диаметром обточки от 5 до 750 мм. На сегодняшний день в России только 3 предприятия имеют оборудование такого класса, что позволяет говорить о достаточно перспективном рынке сбыта и оказания услуг.

Новый станок SML 750e первоначально предполагается использовать для исполнения заказа на производство запорной арматуры для объектов ПАО «Транснефть», в дальнейшем мы планируем предложить услуги по производству высококачественных уплотнений предприятиям нефтегазового и насосного кластеров Воронежской области и других регионов России.

В рамках прямого контракта с компанией Seal Maker рабочий и инженерно-технический персонал ГК «Некст Трейд» прошел двухнедельное обучение работе на SML 750e на площадках производителя в Австрии.

Мы осознаем, что повышение квалификации сотрудников – залог безопасности работы готовой продукции, что особенно важно для высокотехнологичного и наукоемкого бизнеса.

В ноябре 2019 года ГК «Некст Трейд» организовала обучение сотрудников предприятия работе с оборудованием американской компании Swagelok, использующимся в составе производимых «Некст Трейд» систем ингибирования, рассчитанных на давление до 50 МПа. Данные системы ГК «Некст Трейд» производит по заданию ООО «Газпром добыча Уренгой». В составе блока подачи ингибитора используются трубные соединения компании Swagelok — единственного мирового производителя, чья продукция рассчитана на работу на аномально высоких давлениях.

В течение 3 дней специалисты сертификационного центра компании Swagelok в России проводили обучение сотрудников ГК «Некст Трейд» принципам безопасной работы с оборудованием - правилам и условиям монтажа фитингов, шлангов, клапанов, устранения неисправностей и методам оценки, гарантирующим надежную работу готовой системы. По результатам обучения участниками программы были сданы теоретические экзамены и выполнены практические зачетные работы. Финалом обучения стало получение сотрудниками ГК «Некст Трейд» сертификатов международного образца, дающих право работы с продукцией Swagelok в течение 6 лет.

МАСШТАБИРОВАНИЕ

В свое время мы серьезно изменили рынок, предложив собственные успешные разработки ключевого для нашей сферы оборудования — регулирующие клапаны, клиновые и шиберные задвижки, вентили игольчатые, эксплуатируемые на высоких давлениях, доказав, что подобное оборудование может производиться в России. Наш опыт стал масштабироваться и помог избежать критической зависимости от импорта. Сегодня, продолжая поиск новых материалов и технологий, мы хотим вовлечь в работу и другие предприятия малого бизнеса, дать им возможность технологического развития, участия в кооперационных производственных цепочках и тем самым добиться устойчивого синергетического эффекта для отрасли в целом и малого бизнеса

НЕКСТ ТРЕЙД
ГРУППА КОМПАНИЙ

ГК «Некст Трейд»
394038, РФ, г. Воронеж
Ул. Дорожная, д.17, лит «З»
Тел./факс: +7 (473) 260-50-05
e-mail: mail@nt-group.ru
www.nt-group.ru

УДК 504.06

Реализация имитационной модели оценки экологического риска на территории нефтедобычи

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10071

Г.А. Кочергин
к.т.н, руководитель Центра космических услуг
Kocherginga@uriit.ru

А.В. Якимчук
старший программист Центра информационно-аналитических систем
AV_Yakimchuk@mail.ru

М.А. Куприянов
главный специалист Центра космических услуг
kupriyanovma@spambox.ru

АУ "Югорский НИИ информационных технологий", Ханты-Мансийск, Россия

Представлены результаты разработки имитационной модели для оценки экологического риска изменения состояния территории лесного фонда в Ханты-Мансийском автономном округе с использованием разнородных многомерных данных о произошедших на нефтепроводах авариях в 2010-2018 гг. В основе разработанной модели лежат методы машинного обучения, которые позволяют определить степень риска возникновения повторных аварийных ситуаций на территории лицензионных участков, и методы геоинформационного анализа, которые используются для построения цифровой карты рисков негативного воздействия на земли лесного фонда. Имитационная модель, представленная в виде интерактивной цифровой карты региона, позволяет выявить территории с наибольшим экологическим риском. Достоверность обсуждаемых результатов подтверждена проведенными численными экспериментами

Материалы и методы
Методы машинного обучения, методы пространственного анализа, геоинформационные технологии, риск-ориентированный подход.

Ключевые слова
риск-ориентированный подход, экологические риски, нейронные сети, машинное обучение, геоинформационный анализ, ГИС-технологии

Введение

Одной из ключевых экологических проблем таких крупных нефтедобывающих регионов, как Ханты-Мансийский автономный округ, является загрязнение земель вследствие аварийных разливов нефти и нефтепродуктов при их транспортировке по трубопроводным системам [1, 2]. В результате разлива нефтесодержащей жидкости наносится значительный урон землям лесного фонда и водно-болотным угодьям, что требует принятия незамедлительных мер по устранению причин и проведению рекультивационных работ на указанных экосистемах. Выявление подобных инцидентов с целью расчета ущерба нанесенного окружающей среде является одной из основных задач контрольно-надзорных органов автономного округа, осуществляющих свои полномочия в сфере экологической безопасности региона. Однако огромная и зачастую труднодоступная территория, а также слабо развитая коммуникационная инфраструктура региона существенно затрудняют своевременный контроль за экологическим состоянием окружающей среды, что требует внедрения принципиально новых подходов к осуществлению плановых и внеплановых выездных контрольно-надзорных мероприятий [3].

В настоящее время в Российской Федерации ведется активная работа над внедрением риск-ориентированного подхода при организации государственного контроля (надзора) в отношении юридических лиц и индивидуальных предпринимателей, как наиболее перспективного с точки зрения его эффективности и затрат. В 2015 г. с принятием федерального закона [4] были утверждены основные цели и правила такого подхода. Годом позже постановлением Правительства Российской Федерации [5] утвержден перечень видов федерального государственного контроля (надзора), в отношении которых применяется риск-ориентированный подход, в который включен и государственный экологический надзор. Также был принят ряд нормативно-правовых актов [6–8], устанавливающих критерии для категоризации объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, и соответствующие им рисков, а также базовую модель и типовой перечень показателей результативности и эффективности контрольно-надзорной деятельности.

Одновременно с нормотворчеством проводились научные изыскания и разработка новых методов и технологий в сфере управления рисками для решения задач мониторинга, оценки и прогнозирования экологических рисков [9–11]. В работах [12, 13] систематизированы основные понятия риск-ориентированного подхода к контрольно-надзорной деятельности, представлены различные методы оценки рисков и предложена целевая модель риск-ориентированного подхода при осуществлении государственного контроля. В [14] авторами предлагается новый подход к организации процесса анализа и мониторинга экологических рисков в условиях нечеткости, в основе которого лежит качественный анализ экологических рисков, выполняемый экспертными методами с использованием ГИС-технологий.

Не смотря на достаточно глубокую проработку и разнообразие методологий управления рисками, в том числе экологическими, методические вопросы внедрения риск-ориентированного подхода в контрольно-надзорной деятельности региональных органов государственной власти в настоящее время не разработаны. В связи с этим целью данной работы является разработка имитационной модели оценки экологического риска аварийного разлива нефти на территории интенсивной нефтедобычи на основе нейросетевой модели и представление ее в виде цифровой карты с использованием

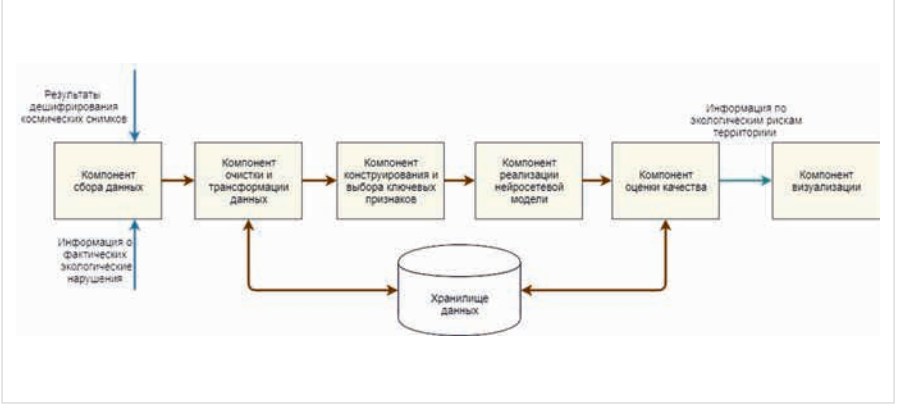


Рис. 1 — Схема обработки данных для оценки экологических рисков
Fig. 1 — Data processing scheme for ecological risk assessment

ГИС-технологий. Указанный вид экологического риска является одним из наиболее существенных с точки зрения ущерба для окружающей среды Ханты-Мансийского автономного округа — Югры.

Имитационная модель оценки экологического риска

Предлагаемая нами имитационная модель оценки экологического риска реализуется алгоритмическими методами в виде определенного набора программных модулей, использование которых позволяет построить цифровую карту, на которой отображены риски аварийных разливов нефти на лицензионных участках. Для реализации имитационной модели используются методы машинного обучения и методы пространственного (геоинформационного) анализа данных. Методы машинного обучения основаны на создании, обучении и последующем использовании нейронной сети, которая позволяет обрабатывать большие объемы разнородной информации об объектах исследования. Методы геоинформационного анализа данных используются для учета пространственных свойств объектов исследования. Общая последовательность этапов построения цифровой карты в рамках разрабатываемого риск-ориентированного подхода:

1) предварительная обработка исходных данных;
2) пространственный анализ данных;
3) анализ данных с использованием методов машинного обучения;
4) представление результатов анализа средствами геоинформационных систем.

Для создания карты экологических рисков нами используется информация, накопленная в Службе по контролю и надзору в сфере охраны окружающей среды, объектов животного мира и лесных отношений Ханты-Мансийского автономного округа — Югры (Природнадзор Югры) с 2010 г. по настоящее время, а также результаты дешифрирования космических снимков территории автономного округа. Имеющуюся выборку данных объемом более 17 тыс. записей по 83 параметрам, можно разделить на две категории:

- пространственная и атрибутивная информация о ранее произошедших инцидентах (авариях);
- пространственная информация о техногенных объектах, в том числе близлежащих населенных пунктах и транспортной инфраструктуре.

Компоненты реализации имитационной модели

Для автоматизации процессов обработки и анализа информации в рамках реализации представленной имитационной модели разработаны следующие программные модули (компоненты):

- компонент сбора данных предназначен для агрегирования исходных данных о фактических экологических нарушениях, произошедших на территории округа, а также результатах дешифрования космических снимков, на которых имеется информация о произошедших инцидентах. Все данные в необработанном виде хранятся в хранилище данных и при загрузке нового массива данных они добавляются к имеющейся информации;

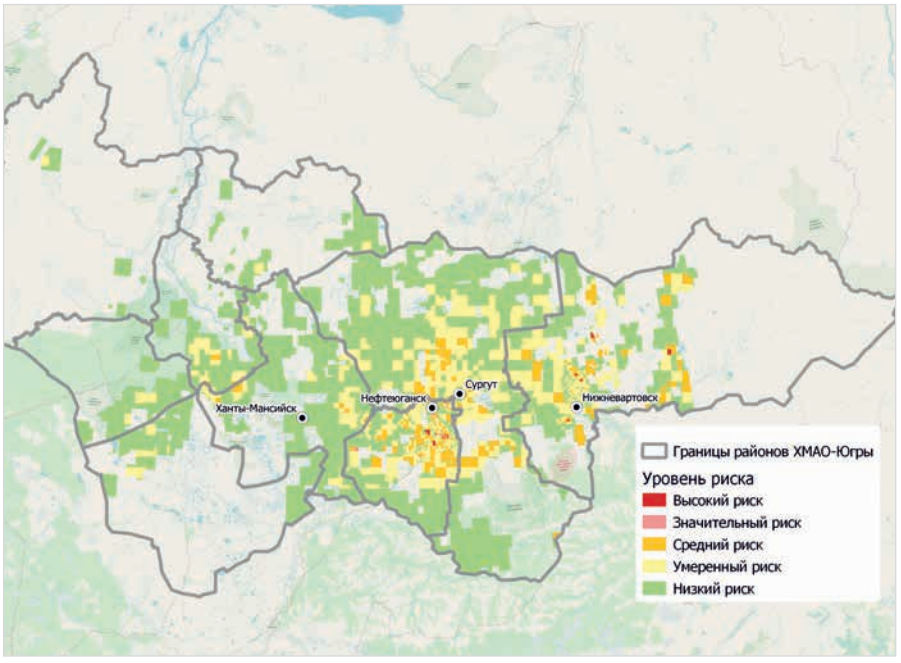


Рис. 2 — Цифровая карта экологического риска
Fig. 2 — Ecological risk digital map

- компонент очистки и трансформации данных реализует функции предварительной обработки исходной информации с целью подготовки массива данных, пригодного для дальнейшего анализа методами машинного обучения и пространственного анализа. Здесь проводится нормализация числовых данных, исправление ошибок пространственной привязки данных, удаление дублирующихся объектов и объектов без привязки к местности. Предварительно обработанные данные также накапливаются в хранилище данных;
- компонент конструирования и выбора ключевых признаков позволяет провести анализ всех имеющихся признаков и выбрать из них ключевые, имеющие наибольший вес для использования методов машинного обучения;
- в компоненте нейросетевой модели рисков реализована многослойная (4 слоя) нейронная сеть, а также функции для ее обучения на основе предварительно обработанного массива данных с наиболее весомыми ключевыми признаками;
- компонент оценки качества позволяет провести оценку достоверности реализованной нейросетевой модели с использованием метода кросс-валидации по k-блокам [15, 16] на основе тестовой выборки данных. Для проверки достоверности нейронной сети был проведен численный эксперимент с использованием указанного метода. По результатам численного эксперимента показано, что достоверность результатов анализа, полученных с использованием разработанной нейронной сети составляет 91,5%;
- компонент визуализации, реализованный с использованием геоинформационных технологий, позволяет создать и отобразить цифровую карту с рассчитанными значениями уровня рисков для соответствующих участков на исследуемой территории.

Общая схема потоков данных и последовательность применения описанных выше компонентов для построения цифровой карты оценки экологических рисков представлена на рис. 1.

Использование имитационной модели

В соответствии с [7] принято выделять следующие пять категорий риска для регионального государственного экологического надзора: высокий, значительный, средний, умеренный и низкий, для каждого из которых устанавливается своя очередность плановых проверок. С учетом данной категоризации рисков, разработанные нами программные модули позволяют построить цифровую карту и рассчитать значения степени риска для каждого из 402 лицензионных участков, расположенных в границах Ханты-Мансийского автономного округа, а также отнести их к одному из 5 классов в зависимости от категории риска. Так как площадь лицензионного участка может составлять несколько сотен квадратных километров, то лицензионные участки с высоким уровнем риска были разделены на более мелкие участки квадратной формы размером 2x2 км, для каждого из которых было рассчитано новое значение степени риска. Лицензионные участки с значительным, средним и умеренным риском также были разделены на участки размером 4x4 км, 8x8 км и 16x16 км соответственно для пересчета степени риска. Лицензионные участки, отнесенные к классу с низким уровнем риска, не подвергались дальнейшему более детальному анализу.

Построенная в результате работы цифровая карта экологического риска аварийного разлива нефти с использованием разработанной имитационной модели, представлена на рис. 2. Согласно полученным результатам можно сделать вывод, что в Ханты-Мансийском автономном округе высокий риск аварийного разлива нефти определен для нескольких участков общей площадью 128 кв. км, расположенных на Мамонтовском, Южно-Балыкском и Тепловском лицензионных участков.

Итоги
В статье представлен новый подход к осуществлению контрольно-надзорной деятельности при осуществлении регионального экологического надзора, основанный на использовании имитационной модели, позволяющей построить цифровую карту экологического риска загрязнения земель лесного фонда нефтью и нефтепродуктами. Путем анализа разнородных данных были рассчитаны риски негативного воздействия на территорию Ханты-Мансийского автономного округа, и локализованы участки, относящиеся к наивысшей категории риска. Представленные в работе результаты будут использоваться для планирования контрольно-надзорных мероприятий инспекторским составом Службы по контролю и надзору в сфере охраны окружающей среды, объектов животного мира и лесных отношений Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта РФФИ № 18-45-860003

Выводы
В Ханты-Мансийском автономном округе высокий риск аварийного разлива нефти определен для нескольких участков общей площадью 128 кв. км, расположенных на Мамонтовском, Южно-Балыкском и Тепловском лицензионных участках. Показано, что достоверность разработанной нейросетевой модели, применяемой для оценки рисков аварийных разливов нефти, составляет 91,5%.

Литература

1. Об экологической ситуации в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре в 2018 году. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://prirodnadzor.admhmao.ru/doklady-i-otchyety/doklad-ob-ekologicheskoy-situatsii-v-khanty-mansiyskom-avtonomnom-okruge-yugre/2876367/2018-god (дата обращения 11.10.2019).
2. Об экологической ситуации в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре в 2017 году. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://prirodnadzor.admhmao.ru/doklady-i-otchyety/doklad-ob-ekologicheskoy-situatsii-v-khanty-mansiyskom-avtonomnom-okruge-yugre/1815795/2017-god (дата обращения 11.10.2019).
3. Комов В.Э., Кабалинский А.И. Обоснование повышения эффективности деятельности контрольно-надзорной деятельности на региональном уровне // Известия Тульского государственного университета. Экономические и юридические науки. 2017. №1-1. С. 159–164.
4. Федеральный закон от 13.07.2015 N 246-ФЗ "О внесении изменений в Федеральный закон "О защите прав юридических лиц и индивидуальных предпринимателей при осуществлении государственного контроля (надзора) и муниципального контроля".
5. Постановление Правительства РФ от 17.08.2016 N 806 (ред. от 21.03.2019) "О применении риск-ориентированного подхода при организации отдельных видов государственного контроля (надзора) и внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации" (вместе с "Правилами отнесения деятельности юридических лиц и индивидуальных предпринимателей и (или) используемых ими производственных объектов к определенной категории риска или определенному классу (категории) опасности").
6. Постановление Правительства Российской Федерации от 28 сентября 2015 г. № 1029 "Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий".
7. Постановление Правительства Российской Федерации от 22 ноября 2017 г. № 1410 "О критериях отнесения производственных объектов, используемых юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к определенной категории риска для регионального государственного экологического надзора и об особенностях осуществления указанного надзора".
8. Распоряжение Правительства РФ от 17.05.2016 № 934-р (ред. от 27.04.2018) "Об утверждении основных направлений разработки и внедрения системы оценки результативности и эффективности контрольно-надзорной деятельности".
9. Кузнецова Т.И., Плюснин В.М. Геоинформационное ландшафтное картографирование для обеспечения управления экологическим риском Байкальского региона // Материалы международной конференции «ИнтерКарто/ИнтерГИС». 2016. Т.1. №20. С. 318–327.
10. Бескид П.П., Силин П.И. Использование метода анализа иерархий для оценки информационных рисков в ГИС предприятий-перевозчиков бытовых отходов // Ученые записки Российского государственного гидрометеорологического университета. 2015. №40. С. 276–283.
11. Большагин А.Ю. и др. Риск-ориентированный подход к ранжированию водных объектов и территорий субъектов Российской Федерации по степени опасности для населения // Технологии гражданской безопасности. 2017. Т.14. №2 (52). С. 96–98.
12. Чаплинский А.В., Плаксин С.М. Управление рисками при осуществлении государственного контроля в России // Вопросы государственного и муниципального управления. 2016. №2. С. 7–29.
13. Авдийский В.И., Безденежных В.М., Катаева Е.Г. Управление рисками как ключевой элемент обеспечения реализации риск-ориентированного подхода в деятельности хозяйствующих субъектов // Экономика. Налоги. Право. 2017. №6. С. 6–15.
14. Акинина Н.В., Псоянц В.Г., Колесенков А.Н., Таганов А.И. Теория и практика применения нечетких сетей Петри для мониторинга экологических рисков // Вестник Томского государственного университета. 2017. №41. С. 4–11.
15. Hastie T., Tibshirani R., Friedman J. The Elements of Statistical Learning. Stanford: Springer, 2014, 745 p.
16. Refaeilzadeh P., Tang L., Liu H. Cross Validation. Encyclopedia of Database Systems. New York: Springer, 2009, 4355 p.

ENGLISH **ECOLOGY**

UDC 504.06

Simulation model`s implementation for environmental risk assessment in the oil production territory

Authors
Gleb A. Kochergin — Ph.D., head of Space services center; Kocherginga@uriit.ru
Alexander V. Yakimchuk — senior programmer at Information and analytical systems center; AV_Yakimchuk@mail.ru
Matvey A. Kupriyanov — chief specialist, Space services center; kupriyanovma@spambox.ru

Autonomous Institution "Ugra Research Institute of Information Technologies",
Khanty-Mansiysk, Russian Federation

Abstract
The results of the development of a simulation model for assessing the environmental risk of changes in the state of the forest fund in the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug using heterogeneous multidimensional data on accidents in oil pipelines in 2010–2018 are presented.
The developed model is based on machine learning methods that allow to determine the degree of risk of repeated emergencies in the license areas, and geoinformation analysis methods that are used to build a digital map of the risks of negative impacts on forest lands. Presented as an interactive digital map of the region, the simulation model allows to identify the territories with the highest environmental risk. The reliability of the results discussed is confirmed by numerical experiments.

Materials and methods
Machine learning methods, spatial analysis methods, geoinformation technologies, risk-based approach.

Keywords
risk-based approach, environmental risks, neural networks, machine learning, geoinformation analysis, GIS technologies

Results
The article presents a new approach to the implementation of control and

supervisory activity in the implementation of regional environmental supervision. It's based on the use of a simulation model that allows you to build a digital map of the ecological risk of forest land pollution with oil and oil products. By analyzing heterogeneous data, the risks of negative impact on the territory of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug were calculated, and areas belonging to the highest risk category were localized. The results presented in this article will be used for planning control and supervisory activity by the inspectorial staff of the Service for Control and Supervision of environmental protection, wildlife and forest relations of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Ugra.

Conclusions

In the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug, a high risk of accidental oil spill is identified for several regions with a total area of 128 sq. km, located on Mamontovsky, Yuzhno-Balyksky and Teplovsky license areas. It is shown that the reliability of the developed neural network model used to assess the risks of accidental oil spills is 91.5%.

References

1. *Ob ekologicheskoy situatsii v Khanty-Mansiyskom avtonomnom okruge – Yugre v 2018 godu* [On the environmental situation in the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Ugra in 2018] Available at: https://prirodnadzor.admhmao.ru/doklady-i-otchyety/doklad-ob-ekologicheskoy-situatsii-v-khanty-mansiyskom-avtonomnom-okruge-yugre/2876367/2018-god (accessed 11 October 2019).
2. *Ob ekologicheskoy situatsii v Khanty-Mansiyskom avtonomnom okruge – Yugre v 2017 godu* [On the environmental situation in the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Ugra in 2017] Available at: https://prirodnadzor.admhmao.ru/doklady-i-otchyety/doklad-ob-ekologicheskoy-situatsii-v-khanty-mansiyskom-avtonomnom-okruge-yugre/1815795/2017-god (accessed 11 October 2019)
3. Komov V.E., Kabalinskiy A.I. O*bosnovanie povysheniya effektivnosti deyatel'nosti kontrol'no-nadzornoy deyatel'nosti na regional'nom urovne* [The rationale for improving the effectiveness of control and supervision activities at the regional level]. Bulletin of Tula State University. Economic and legal sciences, 2017, issue 1-1, pp. 159–164.
4. *Federal'nyy zakon ot 13.07.2015 N 246-FZ "O vnesenii izmeneniy v Federal'nyy zakon "O zashchite prav yuridicheskikh lits i individual'nykh predprinimateley pri osushchestvlenii gosudarstvennogo kontrolya (nadzora) i munitsipal'nogo kontrolya"* [Federal Law of July 13, 2015 N 246 "On Amending the Federal Law" On the Protection of the Rights of Legal Entities and Individual Entrepreneurs in the Implementation of State Control (Supervision) and Municipal Control"]
5. *Postanovlenie Pravitel'stva RF ot 17.08.2016 N 806 (red. ot 21.03.2019) "O primenenii risk-orientirovannogo podkhoda pri organizatsii otdel'nykh vidov gosudarstvennogo kontrolya (nadzora) i vnesenii izmeneniy v nekotorye akty Pravitel'stva Rossiyskoy Federatsii" (vmeste s "Pravilami otneseniya deyatel'nosti yuridicheskikh lits i individual'nykh predprinimateley i (ili) ispol'zuemykh imi proizvodstvennykh ob"ektov k opredelennoy kategorii riska ili opredelennomu klassu (kategorii) opasnosti")* [Decree of the Government of the Russian Federation of August 17, 2016 N 806 (as amended on March 21, 2019) "On the application of a risk-based approach to the organization of certain types of state control (supervision) and amendments to some acts of the Government of the Russian Federation" (together with the "Rules for classifying activities) legal entities and individual entrepreneurs and (or) production facilities used by them to a certain risk category or a certain hazard class (category)").
6. *Postanovlenie Pravitel'stva Rossiyskoy Federatsii ot 28 sentyabrya 2015 g. № 1029 "Ob utverzhdenii kriteriev otneseniya ob"ektov, okazyvayushchikh negativnoe vozdeystvie na okruzhayushchuyu sredu, k ob"ektam I, II, III i IV kategoriy"* [Decree of the Government of the Russian Federation of September 28, 2015 No. 1029 "On approval of the criteria for classifying objects that have a negative impact on the environment, to objects of categories I, II, III and IV"].
7. *Postanovlenie Pravitel'stva Rossiyskoy Federatsii ot 22 noyabrya 2017 g. № 1410 "O kriteriyakh otneseniya proizvodstvennykh ob"ektov, ispol'zuemykh yuridicheskimi litsami i individual'nymi predprinimatelyami, okazyvayushchikh negativnoe vozdeystvie na okruzhayushchuyu sredu, k opredelennoy kategorii riska dlya regional'nogo gosudarstvennogo ekologicheskogo nadzora i ob osobennostyakh osushchestvleniya ukazannogo nadzora"* [Decree of the Government of the Russian Federation of November 22, 2017 No. 1410 "On the criteria for classifying production facilities used by legal entities and individual entrepreneurs that have a negative impact on the environment, to a certain risk category for regional state environmental supervision and on the peculiarities of the specified supervision"].
8. *Rasporyazhenie Pravitel'stva RF ot 17.05.2016 № 934-r (red. ot 27.04.2018) "Ob utverzhdenii osnovnykh napravleniy razrabotki i vnedreniya sistemy otsenki rezul'tativnosti i effektivnosti kontrol'no-nadzornoy deyatel'nosti"* [Order of the Government of the Russian Federation of 05.17.2016 No. 934-r (as amended on 04/27/2018) "On approval of the main directions of development and implementation of a system for assessing the effectiveness and efficiency of control and supervision activities"].
9. Kuznetsova T.I., Plyusnin V.M. G*eoinformatsionnoe landshaftnoe kartografirovanie dlya obespecheniya upravleniya ekologicheskim riskom Baykal'skogo regiona* [Geoinformational landscape mapping to ensure environmental risk management of the Baikal region]. International Conference "InterCarto / InterGIS", 2016, vol. 1, issue 20, pp. 318–327.
10. Beskid P.P., Silin P.I. I*spol'zovanie metoda analiza ierarkhiy dlya otsenki informatsionnykh riskov v GIS predpriyatiy-perevozchikov bytovykh otkhodov* [Using the hierarchy analysis method for assessing information risks in GIS of enterprises transporting household waste]. Scientific notes of the Russian State Hydrometeorological University, 2015, issue 40, pp. 276–283.
11. Bol'shagin A.Yu. and oth. *Risk-orientirovannyy podkhod k ranzhirovaniyu vodnykh ob"ektov i territoriy sub"ektov Rossiyskoy Federatsii po stepeni opasnosti dlya naseleniya* [A risk-based approach to ranking water bodies and territories of constituent entities of the Russian Federation by hazard level for the population]. Civil Security Technologies, 2017, vol. 14, issue 2 (52), pp. 96–98.
12. Chaplinskiy A.V., Plaksin S.M. U*pravlenie riskami pri osushchestvlenii gosudarstvennogo kontrolya v Rossii* [Risk management in the implementation of state control in Russia]. Issues of state and municipal administration, 2016, issue 2, pp. 7–29.
13. Avdiyskiy V.I., Bezdenezhnykh V.M., Kataeva E.G. U*pravlenie riskami kak klyuchevoy element obespecheniya realizatsii risk-orientirovannogo podkhoda v deyatel'nosti khozyaystvuyushchikh sub"ektov* [Risk management as a key element in ensuring the implementation of a risk-based approach in the activities of business entities] Economics. Taxes. Right, 2017, issue 6, pp. 6–15.
14. Akinina N.V., Psoyants V.G., Kolesenkov A.N., Taganov A.I. T*eoriya i praktika primeneniya nechetkikh setey Petri dlya monitoringa ekologicheskikh riskov* [Theory and practice of using fuzzy Petri nets for monitoring environmental risks] Bulletin of Tomsk . State University, 2017, issue 41, pp. 4–11.
15. Hastie T., Tibshirani R., Friedman J. The Elements of Statistical Learning. Stanford: Springer, 2014, 745 p.
16. Refaeilzadeh P., Tang L., Liu H. Cross Validation. Encyclopedia of Database Systems. New York: Springer, 2009, 4355 p.

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

14–15 апреля 2020
Москва, ЦВК «Экспоцентр»
www.oilandgasforum.ru

20-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ–2020

13–16 апреля 2020
Москва, ЦВК «Экспоцентр»
www.neftegaz-expo.ru

12+
Реклама

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
МИНПРОМТОРГ РОССИИ
ТПП РФ
РСПП
Российское Газовое Общество
СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ
VDMA Process Plant and Equipment
ЭКСПОЦЕНТР
Messe Düsseldorf

выставка **ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ — КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ**
Новый Уренгой, 12–13 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 **КАЗНЕФТЕГАЗСЕРВИС**
Атырау, 13 марта
KAZNEFTEGAZSERVICE.COM

Встречаются лидеры казахстанской нефтесервисной отрасли, работающие на крупных нефтегазовых проектах и находящиеся в поиске потенциальных партнеров.

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.

конференция **ПО ВОПРОСАМ ГИДРОГЕОЛОГИИ**
Ижевск, 17–18 марта
UDMURTNEFT.RU

Эксперты-гидрогеологи, ведущие отраслевые ученые нефтяной отрасли и специалисты нефтегазодобывающих предприятий обсудят проблемы гидрогеологии месторождений УВС.

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.

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.

конференция **ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭКОЛОГИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**
Москва, 26–27 марта
ACADEMY.INTECHNOL.COM

Специалисты и технические руководители предприятий рассмотрят вопросы экологической эффективности, безопасности и ответственности нефтегазового комплекса.

конгресс **PRC RUSSIA & CIS**
Санкт-Петербург, 30–31 марта
PRCRUSSIA.COM

Конгресс по нефтепереработке и нефтехимии объединяет более 200 представителей из России и СНГ для рассмотрения главных вопросов развития отрасли.

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.

конференция **ГЕОНАУКИ: ТРАНСФОРМИРУЕМ ЗНАНИЯ В РЕСУРСЫ**
Санкт-Петербург, 6–9 апреля
EAGE.RU

Ключевые направления развития мировой геологической и нефтегазовой сферы, применение современных технологий и цифровых решений при разведке и разработке месторождений.

конференция **ПРОМЫШЛЕННАЯ И ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ**
Сочи, 6–11 апреля
OILGASCONFERENCE.RU

Современные технологии по переработке и утилизации отходов предприятий, соблюдение промышленной безопасности в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли.

выставка **GLOBAL OIL & GAS ATYRAU**
Атырау, Казахстан, 8–10 апреля
OIL-GAS.KZ

Региональное событие глобальной индустрии не имеет аналогов в регионе, который является ключевым и стратегически важным в масштабах нефтегазовой отрасли и экономики Казахстана.

выставка **НЕФТЕГАЗ**
Москва, 13–16 апреля
NEFTEGAZ-EXPO.RU

Ключевое отраслевое событие, входящее в десятку лучших мировых выставок нефтегазового оборудования. Проходит при поддержке Минэнерго России, под патронатом ТПП РФ.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ
Москва, 14–15 апреля
OILANDGASFORUM.RU

Первое в современной истории России мероприятие федерального масштаба, организованное Минэнерго России совместно с РСПП, ТПП РФ, Союзом нефтегазопромышленников России и РГО.

конференция **RUSSIA & CIS BBTC**
Уфа, 14–16 апреля
EUROPETRO.RU

На конференции рассматриваются последние разработки в области технологий переработки нефтяных остатков, оптимизации и модернизации НПЗ.

конференция **RU-CAT**
Уфа, 16 апреля
EUROPETRO.RU

Конференция по технологиям катализа предоставит поставщикам катализаторов, нефтеперерабатывающим и нефтехимическим компаниям возможность узнать о новейших разработках.

конференция **БУРОВАЯ И ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ**
Москва, 21 апреля
CREON-CONFERENCES.COM

Использование российских реагентов, новые рецептуры для разных категорий скважин, состояние и перспективы эксплуатационной и разведочной проходки, результаты импортозамещения.

РОССИЙСКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ САММИТ
Москва, 22–23 апреля
ENERGYSUMMIT.RU

На закрытой встрече ключевых игроков энергетической отрасли России пройдут конгрессы по стратегическим вопросам в энергоснабжении и цифровизации.

форум **RDCR – СКВАЖИННЫЙ ИНЖИНИРИНГ**
Москва, 23 апреля
RDCR.RU

Буровые подрядчики, представители региональных нефтегазовых компаний, поставщики бурового оборудования и услуг обсуждают методы развития регионального сектора бурения.

саммит **ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ**
Москва, 24 апреля
ITSUMMIT.ORG

Специализированная площадка, направленная на IT-профессионалов в ТЭК. Участвуют представители добывающих и сервисных компаний — лидеров IT-индустрии.

конференция **ИНЖЕНЕРНАЯ И РУДНАЯ ГЕОФИЗИКА**
Пермь, 12–16 мая
EAGE.RU

Специалисты обменяются мнениями в рамках технических сессий, ознакомятся с разработками от ведущих производителей геофизической техники на выставке и полевой демонстрации.

выставка **OIL & GAS UZBEKISTAN**
Ташкент, 13–15 мая
ITECA.UZ

Прямые контакты между руководителями, учеными, специалистами ТЭК, обсуждение перспективных проектов нефти и газа для развития бизнеса и сотрудничества в Узбекистане.

выставка **KIOSH**
Нур-Султан, Казахстан, 20–22 мая
KIOSH.KZ

Казахстанская международная конференция и выставка по охране труда и промышленной безопасности. Будет представлена большая линейка предметов средств индивидуальной защиты.

выставка **SIGOLD**
Южно-Сахалинск, 26–27 мая
SIGOLDFORUM.RU

Нейтральная сахалинская деловая площадка для встречи власти и бизнеса, руководителей компаний отраслей ТЭК с поставщиками товаров и услуг.

форум **ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ**
Уфа, 26–29 мая
GNTEXPO.RU

В работе нефтегазохимического форума и выставки примут участие эксперты отрасли не только российского, но и международного масштаба, а также специалисты смежных отраслей.

конференция **МОДЕРНИЗАЦИЯ РОССИЙСКОГО ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА**
Уфа, 27 мая
NOVTEKBUSINESS.COM

Будут представлены новейшие в геофизике отечественные технологические разработки бизнес-класса, которые позволят вывести комплекс на мировой уровень и глобальный рынок.

конференция **НЕФТЕГАЗСТРОЙ**
Москва, 28 мая
N-G-K.RU

Формирование рынка нефтегазового строительства, практика выбора подрядчиков, создание российских EPC-фирм, увеличение доли российских компаний на рынке.

конференция **ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ КРС, ПНП, ГНКТ**
Ялта, 1–5 июня
ACADEMY.INTECHNOL.COM

Рассматриваются проблемы внутрискважинных работ и супервайзинга в горизонтальных и разветвленных скважинах, управление скважиной при ГНВП, противофонтанная безопасность.

конференция **СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ КРС И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ**
Сочи, 1–6 июня
OILGASCONFERENCE.RU

Геолого-промысловые исследования скважин и зарезка боковых стволов, ликвидация осложнений при бурении горизонтальных скважин, а также интенсификация добычи нефти и газа.

форум и выставка **METROLEXPO**
Москва, 2–4 июня
METROL.EXPOPROM.RU

Инновационный форум «Точные измерения — основа качества и безопасности» проводится в поддержку государственной политики в области модернизации и технологического развития РФ.

выставка **CASPIAN OIL & GAS**
Баку, Азербайджан, 2–4 июня
CASPIANOILGAS.AZ

Мероприятие — место встречи ведущих профессионалов области нефти, газа и энергетики, где подписываются соглашения и контракты о дальнейшем сотрудничестве.

конференция **СИМПОЗИУМ SPE ПО ГРП**
Москва, 2–4 июня
RCA.SPE.ORG

Обсуждается опыт компаний в области ГРП с участием экспертов крупнейших добывающих, сервисных компаний, научных центров и производителей оборудования.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМ 2020**
Саратов, 3–5 июня
EXPO.SOFIT.RU

Саратовский индустриальный форум соберет свыше 75 компаний из различных регионов России, познакомит с инновационными предложениями и отечественными разработками.

выставка **ЭЛЕКТРО**
Москва, 8–11 июня
ELEKTRO-EXPO.RU

Ключевая коммуникативная платформа международного уровня, объединяющая профессионалов в области электротехники, электрооборудования для энергетики и строительства, а также освещения и автоматизации.

КАЛЕНДАРЬ ДЛЯ IPAD — http://runeft.ru/activity/ical/

Российский нефтегазохимический форум

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

XXVIII международная выставка

- Нефтяное направление
- Химия. Нефтехимия
- Инновации газовой отрасли
- Газомоторное топливо
- Сервисное направление
- Промышленная безопасность и экология

26-29 мая 2020

УФА

ВДНХ ЭКСПО

GAZNEFTUFA
@GAZNEFTUFA
#ГАЗНЕФТЬУФА
#ГАЗНЕФТЬТЕХНОЛОГИИ
#ГНТ
#ГНТФОРУМ
#GASOILEXPO

ОРГАНИЗАТОРЫ: Правительство Республики Башкортостан; Министерство промышленности и энергетики РБ; БВК Башкирская выставочная компания

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА: Министерство энергетики РФ; Минпромторг России

СОДЕЙСТВИЕ: Союз нефтепромышленников России; Ассоциация нефтепереработчиков и нефтехимиков России; СПГ; Союз производителей нефтегазового оборудования; НПАА Научно-промышленная ассоциация арматуростроителей; Российский союз химиков; Союз «Торгово-промышленная палата РБ»

НАУЧНАЯ ПОДДЕРЖКА: Академия наук РБ; ФГБОУ ВО УГНТУ

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

ООО «Выставочная компания
Сибэкспосервис»

SIBExpo SERVICE

www.ses.net.ru

КАЛЕНДАРЬ ВЫСТАВОК НА 2020 ГОД

Четырнадцатая межрегиональная выставка оборудования
для нефтегазового комплекса. В рамках Ямальского газового форума

ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ

Новый Уренгой 12–13 марта

Четырнадцатая межрегиональная выставка оборудования
для нефтегазового комплекса

НИЖНЕВАРТОВСК. НЕФТЬ. ГАЗ – 2020

НИЖНЕВАРТОВСК, 12 – 13 ноября

Десятая межрегиональная специализированная выставка

САХАПРОМЭКСПО – 2020. НЕДРА ЯКУТИИ. СПЕЦТЕХНИКА. ЭКОЛОГИЯ. ЭНЕРГО. IT–ТЕХНОЛОГИИ. СВЯЗЬ

ЯКУТСК, 18–19 ноября

Тел.: (383) 335-63-50
e-mail:-vkses@yandex.ru
www.ses.net.ru

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ
Генеральный информационный партнер

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

Iteca

RDCR

Скважинный инжиниринг

23 Апреля 2020, Отель Балчуг Кемпински, Москва

8-й RDCR - Скважинный Инжиниринг, RDCR-2020

Новый расширенный формат

- Технологические Рабочие группы
- Расширенное технологическое направление, охватывающее полный цикл скважинного инжиниринга, от бурения до добычи, включая инженерное сопровождение буровых растворов, цементирование, заканчивание, ПНП и ГРП, КРС, целостность и крепление скважин, буровые установки и оборудование
- Свыше 450 участников в 2019 году
- Высокоуровневые делегаты из компаний: Роснефть, ЛУКОЙЛ, Газпром нефть, Татнефть, Mol Group, НОВАТЭК, Подзембургаз, Repsol, РИТЭК, РуссНефть, РНГ, Сахалин Энерджи, Ямал СПГ и многие другие региональные нефтегазовые компании
- Обязательное для участие мероприятие, охватывающее российский сектор бурения и добычи

Скважинные технологии будущего доступны уже сегодня

www.rdcr.ru

ТАТАРСТАНСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ ПО ЭНЕРГОРЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ И ЭКОЛОГИИ-2020

ТЭФ 2020

ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР КАЗАНСКАЯ ЯРМАРКА

WWW.EXPOENERGO.EXPOKAZAN.RU

21-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА «ЭНЕРГЕТИКА. РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

13-Я СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА «ЭКОТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ XXI ВЕКА»

17-19 марта 2020

12+

ОРГАНИЗАТОРЫ:

- Министерство промышленности и торговли Республики Татарстан,
- Центр энергосберегающих технологий Республики Татарстан при Кабинете Министров Республики Татарстан,
- Мэрия г. Казани,
- ОАО «Казанская ярмарка»

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:

- Президента и Правительства Республики Татарстан

ВЫСТАВОЧНАЯ ДИРЕКЦИЯ «ТЭФ -2020»:
ОАО «КАЗАНСКАЯ ЯРМАРКА»
Россия, 420059, г. Казань,
Оренбургский тракт, 8
Тел: 212-21-44

INTECHNOL

НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
Промышленная экология в нефтегазовой отрасли. промышленные отходы: хранение, переработка, утилизация
26-27 МАРТА, МОСКВА

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
Инновационные решения в области КРС, ПНП, ГНКТ 2020
01-05 ИЮНЯ 2020, ЯЛТА

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
Эксплуатация – добыча нефти и газа, ремонт и бурение горизонтальных скважин. Промышленная безопасность на ОПО нефтегазовой отрасли
07-11 СЕНТЯБРЯ 2020, ЯЛТА

8 800 222 99 89
бронирование участия в конференциях
academy.intechnol.com

Генеральный информационный партнер

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

N-G-K.ru 2020
МОСКОВСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

Встречи заказчиков и подрядчиков топливно-энергетического комплекса

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental

20 ФЕВРАЛЯ | ИНВЕСТЭНЕРГО

Инвестиционные проекты в электроэнергетике

Обзор инвестиционных проектов и модернизация российской электроэнергетики, вопросы материально-технического обеспечения в отрасли, практика закупочной деятельности в крупнейших российских компаниях

TEK-R.RU — Награждение лучших поставщиков оборудования и услуг в электроэнергетике

TEK-MAP.RU — Настенная карта инвестиционных проектов в электроэнергетике

17 МАРТА | НЕФТЕГАЗСНАБ

Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, практика импортозамещения, оплата и приемка поставленной продукции, информационное обеспечение рынка

TEK-R.RU — Награждение лучших производителей нефтегазового оборудования по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

TEK-ALL.RU — База поставщиков нефтегазового комплекса

TEK-MAP.RU — Настенная нефтегазовая карта

28 МАЯ | НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских EPC-фирм, увеличение доли российских компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты проводимых работ

TEK-R.RU — Награждение лучших строительных подрядчиков по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

TEK-ALL.RU — База поставщиков нефтегазостроительных компаний

TEK-MAP.RU — Настенная нефтегазовая карта

10 СЕНТЯБРЯ | НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Модернизация производств для переработки нефти и газа

Вопросы модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, проблемы взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами, стандарты и требования безопасности

TEK-R.RU — Награждение лучших производителей оборудования для модернизации нефтегазоперерабатывающих предприятий по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

TEK-ALL.RU — База подрядчиков для модернизации НПЗ

TEK-MAP.RU — Настенная нефтегазовая карта

29 ОКТЯБРЯ | НЕФТЕГАЗСЕРВИС

Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками – нефтегазовыми компаниями

TEK-R.RU — Награждение лучших нефтесервисных компаний по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

TEK-ALL.RU — База поставщиков нефтесервисных компаний

TEK-MAP.RU — Настенная нефтегазовая карта

8 ДЕКАБРЯ | НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ

Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками оборудования выступают “Газпром нефть”, “Роснефть”, “ЛУКОЙЛ”, “Газпром флот” и другие крупные компании. В условиях введения экономических санкций необходимо быстро освоить производство жизненно важного оборудования, в первую очередь запасных частей

TEK-R.RU — Выявление предприятий, способных работать для шельфа по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

TEK-ALL.RU — База оборудования для нефтегазового шельфа

TEK-MAP.RU — Настенная нефтегазовая карта

Телефоны: +7 (495) 514-58-56, 514-44-68; факс: +7 (495) 788-72-79; info@n-g-k.ru; n-g-k.ru

Download on the App Store
GET IT ON Google play

Правительство Республики Татарстан

Администрация Альметьевского района и города Альметьевск

Выставочная Компания «НОВОЕ ТЫСЯЧЕЛЕТИЕ»

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

19-Я ДОМАШНЯЯ ВЫСТАВКА ТЕХНОЛОГИЙ

TATNEFT

1950 - 2020

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

ПРЕДНАЗНАЧЕНИЕ

Дистанционное бесконтактное определение 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.

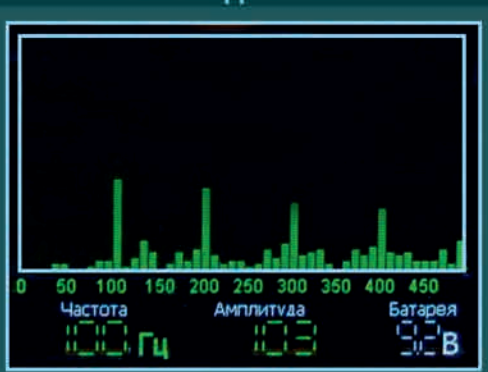
ХАРАКТЕРИСТИКИ

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* .....е 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.

ПОЛУЧЕНИЕ ПРИБОРОМ ДАННЫХ

ОТОБРАЖЕНИЕ ИНФОРМАЦИИ НА ЖК-ИНДИКАТОРЕ



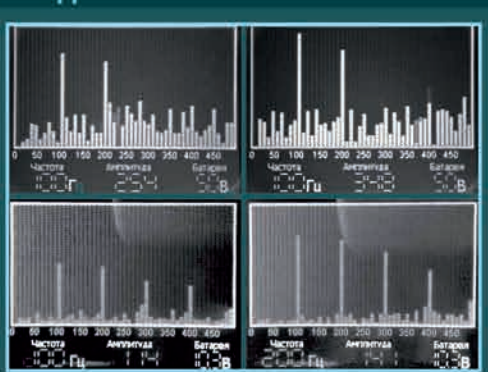
Основная частота полезного сигнала

Напряжение батареи

Уровень сигнала

- 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.

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.

НПП МЕТАКОН

ООО НПП «Метакон» 634034, Россия, г. Томск, ул. Вершинина, д. 25/2, кв. 2. Тел./факс: (3822) 56 27 80