№3 (56) МАЙ 2017

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

ISSN 2076-6785

90 лет ГКЗ!

ГАЗПРОМ

Моделирование вытеснения нефти различными агентами

ЛУКОЙЛ

ГРП с использованием растворимых шаров

Методика симуляции ВГВ и закачки газа

РОСНЕФТЬ

Оценка точности геомоделей

ТАТНЕФТЬ

Программный комплекс для подсчета запасов

Способы удаления сероводорода из нефти

БЕТОННОЕ ПОЛОТНО

Concrete Canvas — создание прочных бетонных покрытий и конструкций без использования миксеров и другой техники

Available on the App Store

Научно-технический журнал Входим в перечень ВАК Издаемся с 2006 года

Подписывайтесь на нас в социальных сетях: facebook.com/runeft instagram.com/runeft

Оборудование и решения ГЕА

для нефтегазовой промышленности

- Центробежное оборудование для подготовки сырой нефти и очистки промысловой воды, переработки нефтешламов;
- Оборудование для охлаждения и компримирирования газов в технологических процессах; подготовка природного газа до требуемой точки росы; предварительная сепарация; извлечение СУГ и конденсата; компримирование азота и водорода; утилизация газов выветривания; охлаждение химических реакций; фракционирование бензинов; разделение воздуха, осушка;
- Оборудование для хранения сжиженных углеводородных газов; компримирование отпарного газа; перевалка нефти и нефтепродуктов; охлаждение газов.
- Решения «под ключ»: проектирование, изготовление, поставка, шеф-монтаж, пусконаладка;
- Сервисное обслуживание 24 часа/7 дней в неделю;
- Склад запасных частей в Москве и области;
- Мировой опыт концерна;
- Производство в России.

Москва, 105094, ул. Семеновский Вал, 6*а*. Т: (495) 787-20-20, ф: (495) 787-20-12, sales.russia@gea.com

GEA engineering for a better world

gea.com

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геология

9 И.В. Шпуров. Государственной экспертизе запасов 90 лет

12 К.Е. Закревский, В.Л. Попов. Оценка точности интерполяционных геологических моделей

15 Е.Е. Андреева, Ю.М. Арефьев, А.Г. Баранова, С.Е. Валеева, А.В. Валеева. К повышению точности сейсмических построений

Геофизика

18 А.Г. Авербух, С.Ю. Граф, Э.Р. Ахметова, А.В. Гарнов. Построение геофизической модели трещиноватого коллектора по данным сейсморазведки

Бурение

24 А.К. Лагуткин. Система контроля параметров бурения и ремонта скважин ДЭЛ-150

Проектирование

26 Р.Н. Валиулин, А.Ф. Ризванов. Конструкторское бюро УК ООО «ТМС групп» — от эскизного проекта до готового изделия

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Добыча

28 Р.Ф. Шарафутдинов, С.И. Грачев, А.Н. Нестеренко, М.Г. Ложкин, М.А. Моисеев, А.С. Самойлов. Результаты лабораторно-экспериментальных исследований по физическому моделированию вытеснения нефти различными агентами

34 Р.М. Сабитов, А.Н. Багаев. Проведение поинтервального ГРП с использованием технологии растворимых шаров в качестве потокоотклонителей

39 Р.З. Сахабутдинов, А.А. Ануфриев, А.Н. Шаталов, Д.Д. Шипилов. Совершенствование физических методов удаления сероводорода из нефти

42 К.В. Казаков. Методические вопросы гидродинамического моделирования водогазового воздействия и закачки газа

48 Прорыв в сфере интенсификации — ГДК-170

51 Система контроля притока Equalizer RF FCD, установленная в парогравитационной скважине, увеличила добычу на 87% и сократила соотношение нефти и пара на 31%

Строительство

52 Крути рулон — стели бетон. Использование бетонного полотна для нужд нефтехимической и газовой промышленности

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 3 (56) май 2017

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

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

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

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

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

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А
тел: +7 (843) 231-05-46
№ заказа 05-17/10-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 23.05.2017
ТИРАЖ: 10 000 экз.
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557
СВИДЕТЕЛЬСТВО:
ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года

Оборудование

56 А.Н. Мусинский, М.О. Перельман, С.Н. Пещеренко, А.В. Деньгаев, В.С. Вербицкий. Исследование характеристик абразивостойких газосепараторов в промысловых и стендовых условиях

ТРАНСПОРТИРОВКА

Изоляция

60 Электрохимическая защита нефтепроводов

Трубы

62 М.В. Песин. Повышение долговечности бурильных труб на основе моделирования и управления параметрами упрочняющей обработки резьбы

Хранение

64 Гибридные резервуары для нефти, нефтепродуктов и других технических жидкостей

Компрессоры

67 А.К. Акулов. Производство азота и кислорода методом короткоцикловой безнагревной адсорбции

КИПИА

Автоматизация

69 Пламя под контролем «ВИЗАВИ-С»

70 И.А. Шайнуров. Программно-технические решения для увеличения скорости доступа к параметрам нефтедобычи

Программное обеспечение

72 Р.Р. Бильданов, А.Ф. Сафаров. Использование программного комплекса GeoLas для моделирования объектов подсчета запасов и разработки нефтяных месторождений

Измерительные приборы

76 В.Н. Бойков, О.Б. Выскубенко, В.М. Карюк, И.В. Морозов. Влагометрия природного газа — новые возможности. Российский лазерный гигрометр

МЕРОПРИЯТИЯ

79 Нефтегазовые проекты Восточной Сибири и Дальнего Востока

83 Природный газ — базовый тренд энергостратегии ТЭК РФ

ДИРЕКТОР:
Шарафутдинов И.Н. / ildar@expoz.ru

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:
Исаева А.А. / isaeva@runeft.ru

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:
Перова Е.Г. / lepero@runeft.ru

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:
Ганиев Э.Р. / elmar@runeft.ru
Маркин Д.В. / dima@expoz.ru

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

ПОДПИСКА:
Новикова Ю.А. / office@runeft.ru
Николайзина А.И. / general@runeft.ru

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:
Tayfun Babadagli / tayfun@ualberta.ca
Шустер В.Л. / tshuster@mail.ru
Завидей В.И. / zavidey@vei.ru
Мануков В.С. / manukov@cge.ru
Гогоненков Г.Н. / gngogonenkov@cge.ru
Кемалов А.Ф. / kemalov@mail.ru
Кемалов Р.А. / kemalov@mail.ru
Бектенов Н.А. / bekten_1954@mail.ru
Муртазина Т.М. / murtazina_taslia@mail.ru
Теляшев Э.Г. / redactor@anrb.ru
Песин М.В. / M.Pesin@mail.ru
Лукьянов О.В. / lab105@rambler.ru
Котельникова Е.Н. / elena@ek7740.spb.edu
Ишматов З.Ш. / ishmatov@mail.ru

ENERPROJECT group

ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Модульные установки газоподготовки: внимание к деталям – от идеи до воплощения

СЕПАРАЦИЯ

ОСУШКА

СЕРООЧИСТКА

КОМПРИМИРОВАНИЕ

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

OIL&GAS EXPOSITION

ISSUE:
3 (56) may 2017

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

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

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

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

URL:
www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:
Expozitsiya Neft' Gas, LLC

DIRECTOR:
Ildar Sharafutdinov / ildar@expoz.ru

EDITOR IN CHIEF:
Anastasia Isaeva / isaeva@runeft.ru

EDITOR
Elena Perova / lepero@runeft.ru

DESIGNER:
Elmar Ganiev / elmar@runeft.ru
Dmitriy Markin / dima@expoz.ru

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

SUBSCRIPTION:
Julia Novikova / office@runeft.ru
Anastasia Nikolayzina / general@runeft.ru

EDITIORIAL BOARD:
Tayfun Babadagli / tayfun@ualberta.ca
Vladimir Shuster / tshuster@mail.ru
Victor Zavidey / zavidey@vei.ru
Victor Manukov / manukov@cge.ru
Georgiy Gogonenkov / gngogonenkov@cge.ru
Alim Kemalov / kemalov@mail.ru
Ruslan Kemalov / kemalov@mail.ru
Nesipkhan Bektenov / bekten_1954@mail.ru
Taslia Murtazina / murtazina_taslia@mail.ru
Elshad Telyashev / redactor@anrb.ru
Mikhail Pesin / M.Pesin@mail.ru
Oleg Lukianov / lab105@rambler.ru
Elena Kotelnikova / elena@ek7740.spb.edu
Zakir Ishmatov / ishmatov@mail.ru

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

ISSUE DATE:
23.05.2017

CIRCULATION:
10 000 copies

EXPLORATION AND DEVELOPMENT

Geology

Konstantin E. Zakrevskiy, Viktor L. Popov
Accuracy evaluation of interpolational geological models 12

Evgeniya E. Andreeva, Yuriy M. Aref'ev, Anna G. Baranova,
Svetlana E. Valeeva, Anna V. Valeeva. Accuracy increasing of seismic imaging 15

Geophysics

Aleksandr G. Averbukh, Sergey Yu. Graf, El'vira R. Akhmetova, Aleksey V. Garnov
Geophysical model construction of fractured reservoir by means of seismic data 18

PRODUCTION

Oil production

Ruslan F. Sharafutdinov, Sergey I. Grachev, Alexander N. Nesterenko,
Mikhail G. Lozhkin, Mikhail A. Moiseev, Alexander S. Samoylov. Results of oil displacement
laboratory tests during field simulation, using various inhibitors 28

Ramil' M. Sabitov, Alexander N. Bagaev
Hydraulic fracturing, using soluble spheres technology as diverters 34

Rifkhat Z. Sakhabutdinov, Andrey A. Anufriev, Aleksey N. Shatalov, Dmitriy D. Shipilov
Improvement of hydrogen sulfide stripping physical methods UDC 39

Kirill V. Kazakov. Methodological issues of flow simulation during WAG and gas injection 42

Oilfield equipment

Artem N. Musinskiy, Maksim O. Perel'man, Sergey N. Peshcherenko,
Aleksey V. Den'gaev, Vladimir S. Verbitskiy. Signature analysis of abrasive-resistant
gas separators under conditions of field and bench test 56

TRANSPORT

Pipes

Mikhail V. Pesin. Increasing of drill-pipe endurance capability,
based on modeling and controlling of thread burnishing parameters 62

INSTRUMENTATION AND CONTROL

Software

Rustam R. Bil'danov, Al'bert F. Safarov. Usage of software GeoLas necessary
for modeling, reserve calculation and development of oilfield facilities 72

Measuring equipments

Valeriy N. Boykov, Oleg B. Vyskubenko, Vladimir M. Karuk, Ivan V. Morozov
New features in water-cut log of natural gas. Russian laser hygrometer 76

Activities 79

ТМС ГРУПП

Конструкторская документация любой сложности

Команда высококвалифицированных инженеров в кратчайшие сроки произведёт разработку полного комплекта конструкторской документации в строгом соответствии с ЕСКД и другими государственными регламентирующими документами для нефтяной и машиностроительной отраслей.

ВИДЫ РАБОТ:

- 2D-3D, моделирование;
- Проектирование и прочностной расчёт методом конечных элементов с использованием автоматизированного программного комплекса APM Structure 3D, определяющего картину распределения напряжений в каждом элементе конструкции;
- Разработка полного комплекта конструкторских документов (чертежи деталей, сборочных единиц, спецификаций);
- Разработка нормативно-технической документации (технических условий на изготовление, руководств по эксплуатации, паспортов, программ и методик испытаний, обоснований безопасности оборудования);
- Опытное производство нестандартной продукции на обрабатывающих многофункциональных центрах (Mitsubishi MVR 30) и станках с числовым программным управлением;
- Изготовление сложных элементов и полных комплектов технологических оснасток, а также инструментов;
- Конструкторское сопровождение изготовления продукции;
- Работы по сертификации и патентованию продукции.

ГАРАНТИЯ КАЧЕСТВА

- Обширное портфолио выполненных работ, правительственные и отраслевые награды и доверие наших постоянных Заказчиков;
- Сплочённая команда профессионалов, нацеленных на результат;
- Строгое соответствие результата работ ключевым показателям эффективности согласованных и утверждённых Заказчиком;
- Конфиденциальность сведений по каждому разрабатываемому продукту;
- 100% права Заказчика на результаты работ;
- Применение обширного инструментария бережливого производства на каждом этапе проектирования и рекомендации по промышленному дизайну разработки.

1 ПРИЗНАНИЕ ЗАСЛУГ

Получена лицензия на поставку деталей, используемых в гражданском сомолётостроении. Опыт в изготовлении технологических оснасток для производства компонентов среднемагистрального самолёта МС-21.

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

таграс
нефтесервисный холдинг

ДИАПАК
Техническая Диагностика

Надежность и традиции

Диагностика
Экспертиза
Поставка оборудования НК
Технологии мониторинга
Оценка рисков PCMS (RBI и RCM)

Передовые методы НК

Автоматическое УЗ сканирование
Фазированные решетки
Акустическая эмиссия
Цифровая радиография
Направленные волны

Традиционные методы НК

Визуально-измерительный
Цветная дефектоскопия
Магнито-порошковый
Радиография
УЗ дефектоскопия
УЗ толщинометрия
Термография

Технологические пакеты

TankPAC - оценка коррозионного состояния РВС
VPAC - контроль протечек запорной арматуры
PowerPAC - контроль пробоев в трансформаторах
CORPAC - поиск активной коррозии

Поставка оборудования НК

Акустико-эмиссионные системы
Ультразвуковые приборы
Приборы для вибродиагностики
Цифровая радиография
Системы мониторинга
Датчики и аксессуары

PCMS (Plant Condition Management System)

Программный комплекс управления техническим состоянием промышленного оборудования.

PCMS консолидирует и упорядочивает всё оборудование и результаты обследований (проектные данные оборудования, рабочие параметры, чертежи, документацию, историю обследований, ремонты, отчёты и планы обследований) и размещает всё это в одной доступной и удобной системе.

Планирует проведение обследований на базе фиксированных интервалов обследований (традиционный метод), на базе расчётов скоростей коррозии и оценок ресурса, а также на базе оценки рисков (RBI).

В состав комплекса включен модуль RCM (Reliability Centered Maintenance – Обслуживание, направленное на обеспечение надёжности). RCM обеспечивает оптимальное планирование обследований динамического оборудования.

НАШИ КООРДИНАТЫ:
ООО "ДИАПАК"
Адрес: 125367, ул. Габричевского, дом 5, корп. 1
Тел./факс: +7 (495) 789-45-49, +7 (495) 789-45-36
www.diapac.ru
sale@diapac.ru

A MEMBER OF MISTRAS GROUP, INC.

Государственной экспертизе запасов 90 лет

И.В. Шпуров
Генеральный директор

ФБУ «ГКЗ», Москва, Россия

Вот уже 90 лет в нашей стране существует уникальный институт государственной экспертизы запасов полезных ископаемых, который отвечает за информацию о количестве и качестве разведанных запасов минерального сырья в стране. В ряде стран бывшего социалистического лагеря сохранились аналогичные структуры, которые были созданы на методологической базе ГКЗ СССР и с помощью советских специалистов. Не так много государственных институтов советского периода сохранилось и успешно функционирует в Российской Федерации по сей день. Поэтому на юбилейном рубеже этой организации будет полезно для дела развития сферы недропользования оценить пройденный исторический путь и перспективы развития государственной экспертизы.

Зачем создали ГКЗ

Состоявшийся в декабре 1925 г. XIV съезд ВКП(б), принявший курс на индустриализацию страны (за этим съездом даже укрепилось название «съезд индустриализации»), еще раз подтвердил первоочередность развития топливно-энергетической промышленности и черной металлургии. В 1926–1927 гг. были выполнены работы по оценке перспектив Кузнецкого угольного бассейна и железорудной базы Урала, которые легли в основу проектирования и строительства в этих регионах крупнейших промышленных предприятий. Восстанавливались разрушенные рудники, угольные шахты, прииски, открывались новые виды минерального сырья и строились предприятия по их добыче и переработке. Интенсивные геологические исследования в период 1923–1927 гг. привели к открытию крупного Алданского золотоносного района в Якутии, богатейшего месторождения калийных солей в Пермской области, Хибинского апатитового района, Тюленевского, Крестовского и Черемшанского месторождений силикатных никелевых руд, Хапчерангинского и Шерловогорского месторождений оловянных руд в Забайкалье и др. Была заложена база отечественной алюминиевой промышленности. При составлении плана производительных сил учитывались все полезные ископаемые по каждому экономическому району России. К 1927 г. уровень промышленного производства превысил на 11% довоенный. Однако, несмотря на крупные успехи, достигнутые геологической службой в восстановительный период, вопрос о создании единой системы учета разведанных запасов, по-прежнему, оставался открытым. Наиболее остро эта проблема проявилась в период индустриализации, когда возникла необходимость обеспечения на государственном уровне объективной оценки запасов минерального сырья для действующих, реконструируемых и строящихся промышленных предприятий. Перед геологической службой Советской Республики ставилась задача не только подготовить производство жизненно важных видов минерального сырья, но, самое главное, обеспечить на государственном уровне квалифицированную и ответственную экспертизу запасов месторождений полезных ископаемых для проектируемых объектов. Геолком в инициативном порядке принимает решение о создании органа, способного взять на себя решение этой задачи.

Создание и становление

31 мая 1927 г. и. о. директора Геологического комитета Александром Карловичем Мейстером был издан приказ о создании **Особой комиссии по подсчету запасов полезных ископаемых СССР**. На комиссию возлагалась задача по рассмотрению, проверке и утверждению цифр запасов, распределения их по категориям, а также методов подсчета запасов. Обоснованность решения о необходимости создания единой системы учета разведанных запасов была подтверждена на государственном уровне в приказе ВСНХ СССР № 881 от 24 июня: «Признавая, что организация горных и горнозаводских предприятий на новых месторождениях может иметь место только при условии заранее установленной достаточной обеспеченности месторождения запасами полезного ископаемого, Президиум ВСНХ СССР считает необходимым, чтобы впредь, при организации новых трестов, производство которых должно быть связано с добычей полезных ископаемых, а также при организации существующими трестами новых хозяйственных единиц (рудников, шахт, заводов и т. д.), деятельность которых должна быть обеспечена достаточными запасами полезных ископаемых, вышеупомянутая обеспеченность запасами была бы подтверждена соответствующими заключениями Геолкома». Впервые в истории недропользования в России была создана организация, осуществляющая государственную приемку разведанных в недрах запасов полезных ископаемых с целью последующей передачи их в освоение предприятиями добывающей промышленности.

Историю Комиссии по запасам полезных ископаемых с момента ее образования и до нынешних дней можно условно разделить по выполняемым функциям и уровню решаемых задач на четыре временных этапа: становление — с 1927 по 1954 г.; развитие в качестве экспертной организации, приравненной по статусу к министерству — с 1955 по 1992 г.; переходный от социалистической формы хозяйствования к рыночной — с 1993 по 2004 г.; современный — с 2004 г. по настоящее время. Каждый этап деятельности Комиссии связан с определенными периодами истории нашей страны, поэтому

Визит В.В. Путина в ГКЗ, 2009 г.

рассматривать работу Комиссии и оценивать ее значение для государства необходимо с учетом всех особенностей экономики, внутренней и внешней политики, присущих тому или иному периоду.

Знаковым историческим событием для Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых стал рабочий визит В.В. Путина 16 июня 2009 г: во-первых, за более чем 80-летнюю историю существования этой организации ее впервые посетил глава Правительства, и не просто посетил, а сформулировал концептуальные задачи совершенствования государственной системы управления минеральными ресурсами; во-вторых, именно Комиссия с момента организации в 1927 г. и до 1990 г. играла важную роль в советской системе управления минеральными ресурсами.

Прообразом такой системы была система управления геологической службой в СССР. В ее структуре ГКЗ с 1954 г. имело статус министерства и подчинялось непосредственно Совмину СССР. Занимаемое ГКЗ СССР высокое вневедомственное положение соответствовало основной цели ее создания — «...усиление государственного контроля за качеством работ министерств и ведомств по подсчету запасов полезных ископаемых и повышение ответственности за достоверность утверждаемых запасов», и ее миссии — «...контроль за правильностью установления кондиций на минеральное сырье для подсчета запасов в недрах с целью максимального вовлечения в эксплуатацию новых месторождений полезных ископаемых и новых видов промышленного сырья, а также комплексного извлечения полезных ископаемых» (из Постановления Совета Министров СССР от 1 июля 1954 г. № 1317). В тот период руководство Комиссией осуществляли глубоко преданные своему делу люди, талантливые организаторы, ученые и высококвалифицированные специалисты, такие как И.И. Малышев и А.М. Быбочкин — истинные «государственники», стоявшие на страже интересов страны. Этот факт истории свидетельствует о важности роли государства в управлении недропользованием. Именно государство, являясь собственником недр, что зафиксировано в Законе РФ «О недрах» (разд. I, ст. 1.2), в первую очередь должно быть заинтересовано в их рачительном использовании и строго контролировать соблюдение этого требования всеми участниками недропользования.

В начале 1990-х гг., в силу известных обстоятельств, недра практически выпали из поля зрения государства. В течение почти 15 лет отечественная геология и горная промышленность переживали не лучшие времена. Невостребованной оказалась и главная функция ГКЗ — госприемка запасов. Главной целью тогдашних руководителей Комиссии было сохранение уникальной государственной структуры и института экспертизы, документальной и информационной базы природных ресурсов России. Благодаря их усилиям ГКЗ сумела не только выстоять, но и упрочить свое положение в новых экономических условиях. С 2004 г. начался новый этап развития ГКЗ.

Возрождение Государственного института экспертизы запасов полезных ископаемых началось с 2004 г.

С этого времени Государственная

Выступление И.В. Шпурова на форуме Майнекс, 2016 г.

экспертиза вновь является одним из важнейших элементов эффективного управления минерально-сырьевым комплексом России и дает значительный государственный эффект в части повышения извлечения полезных ископаемых из недр, рационального и комплексного их использования, проведения ГРР, применения новых современных, более эффективных технологий добычи и переработки полезных ископаемых.

За период с 2005 г. по настоящее время, выполнялись работы по совершенствованию методологии государственной экспертизы информации о разведанных запасах полезных ископаемых, геологической, экономической информации о предоставляемых в пользование участках недр в части рационального и комплексного использования минерально-сырьевого потенциала недр.

С 2005 г., по инициативе ГКЗ, осуществлялась деятельность в области взаимодействия с международным сообществом (Европейской федерацией геологов, Обществом инженеров нефтяников, Комитетом по международным стандартам отчетности о запасах) по вопросам классификаций и учета запасов и ресурсов полезных ископаемых, а также по совершенствованию нормативных документов в этой области. Сотрудники ГКЗ участвовали в работе Группы экспертов по вопросам классификации запасов и ресурсов полезных ископаемых при Европейской экономической комиссии (ЕЭК) ООН.

Участие в работе ЕЭК ООН в рамках Группы экспертов по классификациям позволяет укреплять позиции российской стороны по одному из важнейших направлений современной геолого-экономической науки и практики, способствовать гармонизации систем классификации и отчетности РФ по запасам/ресурсам полезных ископаемых с международными стандартами с учетом интересов России в сфере мирового горнопромышленного бизнеса в рамках действующих законодательных и нормативно-методических документов.

При участии ГКЗ и Комитета по международным стандартам отчетности о запасах (CRIRSCO) был разработан российский Кодекс публичной отчетности, который был утвержден и публично подписан 31 октября 2011 г. в рамках ежегодной встречи членов CRIRSCO. Таким образом, Россия присоединилась к CRIRSCO и стала его полноправным членом.

Задачи ГКЗ на современном этапе

Сложные внешнеполитические условия, сформированные в настоящее время, определяют особую ответственность государства за эффективное планирование и определение целевых точек роста экономики России. В этих условиях многократно повышается роль ГКЗ как органа, определяющего

Исполнительный секретарь ЕЭК ООН Кристиан Фриис Бах и генеральный директор ФБУ «ГКЗ» Игорь Шпуров на 25 Сессии Комитета по Устойчивой Энергетике в Женеве, 2016 г.

достоверность запасов и прогноза добычи полезных ископаемых на среднесрочную и долгосрочную перспективу. Вполне естественно, что прогноз развития отрасли, формирующей большую часть бюджета Российской Федерации, должен находиться в надежных и ответственных руках. В этом смысле назрела настоятельная необходимость на законодательном уровне закрепить статус эксперта в сфере недропользования, определив при этом не только правовой статус, но и меру ответственности за принимаемые решения.

Уверен, что с учётом вышесказанного можно говорить о наступлении нового этапа в развитии института экспертизы запасов в Российской Федерации — этапа когда взвешенные, продуманные, авторитетные, ответственные мнения экспертного сообщества, объединённого вокруг ГКЗ, становятся основой для системных и планомерных управленческих решений во всех сферах общества, касающиеся использования полезных ископаемых.

Многое на этом пути уже сделано.

С 1 января 2016 г. введена в действие новая классификация запасов УВС. Главной целью нововведения является обеспечение перехода от административного регулирования недропользования к механизму, основанному на геолого-экономической и технико-экономической оценке возможности разработки запасов полезных ископаемых. Классификация позволяет решить актуальные задачи: повышения достоверности запасов; упрощения схемы утверждения запасов; снижения административных барьеров; обеспечение комплексного подхода к администрированию льготируемых параметров; **совершенствования механизма государственного регулирования для вовлечения в разработку неэффективных и трудноизвлекаемых запасов**; гармонизации с международными системами. На завершающем этапе находится процесс внедрения новой классификации по ТПИ.

С 2015 г. происходят знаковые структурные изменения: интегрирован с ФБУ ГКЗ коллектив ЦКР по УВС, идёт аналогичный процесс с ЦКР по ТПИ. Такие преобразования позволят формировать единую систему экспертизы освоения месторождения — от постановки на баланс до окончания разработки.

Ключевой шаг в международном сотрудничестве произошёл в 2016 г., когда Россия стала первой в мире страной, сумевшей гармонизировать свою национальную классификацию по углеводородному сырью с рамочной классификацией ООН, и как следствие, с принятыми в международной практике классификациями (prms). Предполагается, что аналогичный документ будет принят и по твёрдым полезным ископаемым, что станет важнейшим этапом в признании международным сообществом российской классификации после принятия кодекса НАЭН.

Такие шаги на пути сближения с мировыми классификациями способствуют выработке единых подходов к отчетности о запасах и ресурсах для российских и иностранных специалистов, а также развитию отечественной системы аудита и биржевой системы.

Предполагается, что Отчеты, подготовленные согласно требованиям Российских классификаций, будут необходимым и достаточным документом для листинга, IPO акций и последующей отчетности на большинстве торговых площадок мира. В частности, речь идет о признании российских классификаций в качестве международного стандарта отчетности мировыми фондовыми биржами, такими, как лондонская, гонконгская и другие.

Проводимая работа будет обеспечивать прозрачное и эффективное восполнение минерально-сырьевой базы и освоению запасов месторождений полезных ископаемых, увеличению капитализации российских недр и созданию благоприятной инвестиционной среды. Более того, международное признание наших систем классификаций запасов создаст возможность создания альтернативных инвестиционных площадок, свободных от внешнего влияния и санкционного давления.

В заключение необходимо отметить, что в современных условиях государственная экспертиза является одним из важнейших элементов эффективного управления минерально-сырьевым комплексом России и дает значительный эффект в части: объективной оценки запасов; повышения извлечения полезных ископаемых из недр; рационального и комплексного их использования; проведения ГРР; применения новых, более эффективных технологий добычи и переработки полезных ископаемых. Обеспечение эффективного проведения экспертизы требует постоянного её совершенствования применительно к рыночным условиям с использованием международных критериев в части, как подсчёта и оценки запасов, так и составления проектной и технической документации на разработку месторождений полезных ископаемых, эти задачи остаются актуальными, как в настоящее время, так и на обозримую перспективу развития.

УДК 551

Оценка точности интерполяционных геологических моделей

К.Е. Закревский
к.г.-м.н., главный специалист[1]
kezakrevskiy@rosneft.ru

В.Л. Попов
старший научный сотрудник[2]
PopovVL@tomsknipi.ru

[1]ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия
[2]ОАО «ТомскНИПИнефть», Томск, Россия

В статье приводятся результаты численных расчетов, выполненных на синтетических цифровых геологических моделях. Описывается методика создания синтетических геологических моделей и вариации исходных данных. Анализируется степень влияния изменчивости исходных данных на точность интерполяции скважинных данных в межскважинном пространстве.

Материалы и методы
Численные расчеты на синтетических моделях.

Ключевые слова
вариограмма, горизонтальный радиус, расстояние, изменчивость, скважины, песчанистость

Создание цифровых геологических моделей осуществляется сегодня на всех этапах жизни месторождения, сопровождая создание отчетов по подсчету запасов и проектных документов на разработку. При этом осуществляется создание каркаса модели и последующее заполнение его литологическими типами пород, характеризующимися различными распределениями фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в объеме резервуара. Подавляющая часть моделей является на сегодняшний день интерполяционными, поскольку распределение пород и их ФЕС в межскважинном пространстве осуществляется интерполяцией (кригингом) скважинных данных.

В этой ситуации погрешность распределения пород и их ФЕС интерполяцией зависит как от изменчивости геологических характеристик изучаемого объекта, так и от плотности наблюдений (сетки скважин). Попытки установить закономерности изменения величины ошибки интерполяции, в зависимости от изменчивости геологических характеристик и плотности наблюдений, выполнялись достаточно давно [1, 2]. Так, например, были построены графики изменчивости ошибки интерполяции в зависимости от сетки скважин для разных величин амплитуды полуволн колебаний эффективной толщины, определяемой по профильным разрезам [1]. В настоящее время одним из основных параметров, характеризующих изменчивость геологических характеристик, является радиус (ранг) вариограммы — range [3–5]. С увеличением радиусов вариограмм коллекторов (вертикального и горизонтального) возрастает степень выдержанности коллектора в объеме резервуара.

Появление мощных компьютеров позволяет выполнять многовариантные численные расчеты на синтетических моделях, осуществляя вариацию геологических характеристик, в первую очередь, радиусов вариограмм коллекторов и плотность сетки скважин, оценивая затем погрешность интерполяции свойств в межскважинном пространстве. Далее рассматриваются технологии таких многовариантных расчетов и анализируются полученные результаты.

Поскольку основное влияние на запасы УВ и направление фильтрационных потоков в резервуаре оказывает распределение коллекторов, то целью выполняемых расчетов была оценка величины ошибки интерполяции в зависимости от изменчивости коллекторов и плотности наблюдений. Расчеты проводились на синтетической модели, построенной в программном продукте Petrel 2013 (Schlumberger). Синтетическая модель имеет размерность 10x10 км, размер ячейки 50x50 м, толщина ячейки 0,3 м, количество слоев — 50. В геологической модели были заданы три равномерные квадратные сетки скважин со сторонами квадрата 500, 1000 и 2000 м.

На синтетической модели исследовались: воспроизводимость куба литотипов (точность прогноза коллекторов в межскважинном пространстве) и воспроизводимость объема залежей (ошибка прогноза запасов залежи, в зависимости от средней песчанистости, рангов вариограмм, анизотропии свойств по латерали, размера сетки скважин). Расчеты проводились в следующем порядке. Для получения исходного куба литотипов (1 — коллектор, 0 — неколлектор) производилось последовательное индикаторное моделирование SIS (рис. 1).

Затем этот куб считался исходным распределением коллектора в залежи и ремасштабировался в каротажи литотипов по скважинам (рис. 2).

Эти каротажи далее использовались как исходные данные для расчета интерполяционного куба литологии (рис. 3).

После этого вычислялся итоговый куб разности исходного и интерполяционного кубов (рис. 4), по которому оценивалось расхождение объема коллектора и количество ячеек с литологией, отличной от исходного куба литотипов.

В процессе исследований в исходной модели варьировались: средний коэффициент песчанистости (NTG) — от 0,1 до 0,9 с шагом 0,1, горизонтальный ранг вариограмм — от 500 до 10000 м, вертикальный ранг вариограмм — от 1 до 4 м, плотность сетки скважин — от 500 до 2000 м.

Для каждого значения NTG и рангов вариограмм считалось 15 равновероятных реализаций для снижения влияния случайных ошибок. Всего было построено более 10 000 реализаций, по которым были получены результаты, использованные для дальнейшего анализа. В качестве параметров, влияющих на ошибку объема и ошибку прогноза коллектора, изучались следующие параметры:

- средняя песчанистость исходной модели (NTG);
- ранги вариограмм по осям X, Y и Z (R_x, R_y, R_z);

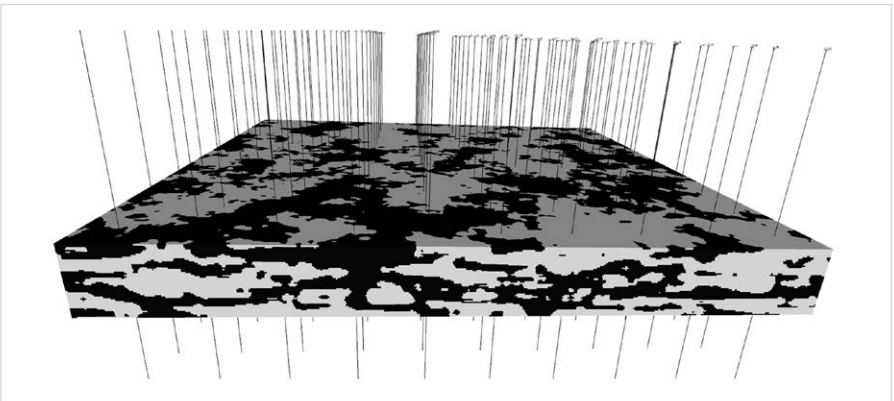


Рис. 1 — Пример случайного распределения коллекторов при сетке скважин 2000x2000 м (коллекторы показаны черным цветом)

- средний горизонтальный ранг вариограмм R, определяемый как Евклидово среднее между R_x и R_y (средний радиус эллипса с полуосями R_x и R_y);
- отношение рангов вариограмм R_x/R_y (латеральная анизотропия);
- отношение рангов вариограмм R/R_z (вертикальная анизотропия);
- сторона квадрата сетки скважин (L);
- коэффициент изменчивости $К_и$=R/L (отношение среднего горизонтального ранга R к стороне квадрата сетки скважин).

Исследование влияния изменений песчанистости показало, что для всех вариантов при постоянных рангах вариограмм и изменении песчанистости ошибка прогноза коллектора менялась по одному закону. Величина максимальной ошибки в значении NTG=0,5 значимо коррелирует с размером сетки скважин — ошибка прогноза увеличивается с увеличением расстояния между скважинами.

Ошибка прогноза объема минимальна при NTG модели равной 0,5 и наибольшая при значениях NTG возле критических точек с NTG=0,2 и NTG=0,8. Такое поведение ошибки прогноза объема довольно просто объяснимо. При песчанистости 0,5 количество ячеек коллектора и неколлектора примерно одинаково и, независимо от их распределения в залежи, общий объем коллектора не изменяется. При снижении NTG, то есть для залежей со рваным коллектором плохого качества, объем залежи будет завышаться на модели, построенной на скважинных данных. Для моделей с выдержанным коллектором и высокой общей песчанистостью объем залежи, наоборот, будет занижаться по модели относительно реального распределения. Изменения анизотропии и вертикального ранга существенного влияния на ошибки интерполяции не оказывают.

Обнаружено, что среднеквадратичная ошибка прогноза коллектора Δ в наибольшей степени связана с величиной коэффициента изменчивости $К_и$=R/L (отношение среднего ранга вариограмм R к стороне квадрата сетки скважин L) — рис. 5.

Итоги

По результатам исследований, было определено, что ошибка прогноза коллектора менялась по одному закону, достигая максимума при песчанистости 0,5 и снижаясь к величинам песчанистости 1 и 0.

Кроме того, была вычислена среднеквадратичная ошибка прогноза коллектора по всем значениям NTG и проанализирована связь ошибки с различными факторами, которые могут оказать влияние на этот параметр.

Выводы

В результате проделанных расчетов, установлено существенное влияние комплексного параметра R/L на погрешность интерполяции коллекторов в межскважинном пространстве. Параметр R/L учитывает одновременно выдержанность коллекторов по латерали и плотность наблюдений (сетку скважин). Установлены критические величины R/L (1,5 и 5), характеризующие поведение функции ошибки прогноза Δ. Это позволяет, зная изменчивость коллекторов (R) данного пласта на разбуренной части месторождения или на

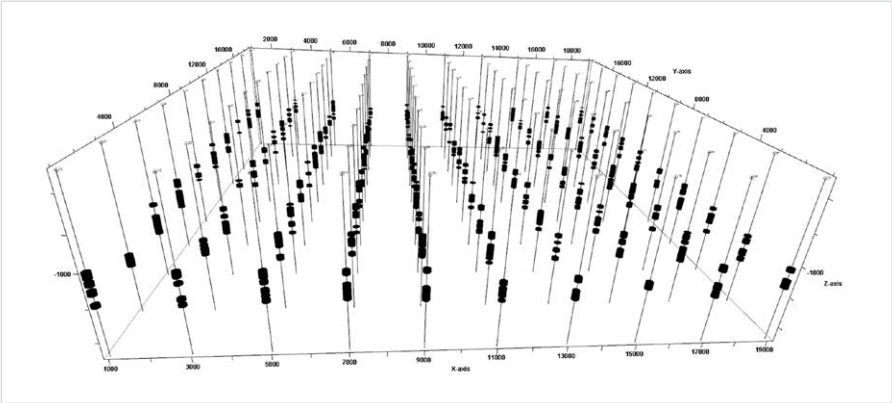


Рис. 2 — Пример случайного распределения коллекторов вдоль траекторий скважин (коллекторы показаны черным цветом)

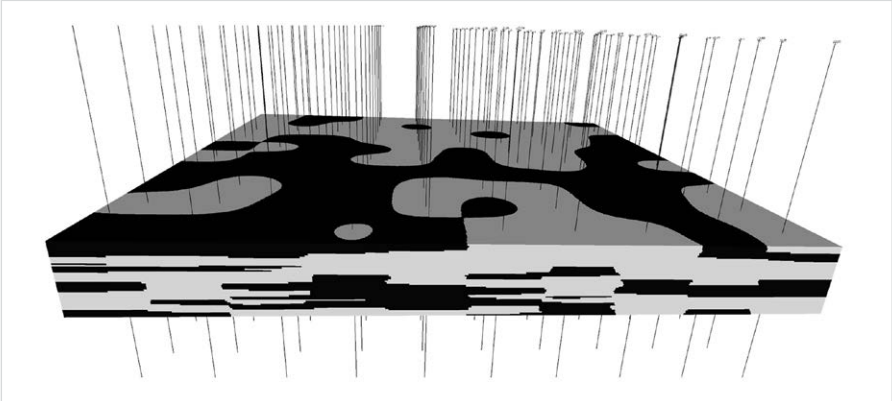


Рис. 3 — Распространение коллекторов интерполяцией (кригингом) в межскважинном пространстве, опираясь на скважинные данные (коллекторы показаны черным цветом)

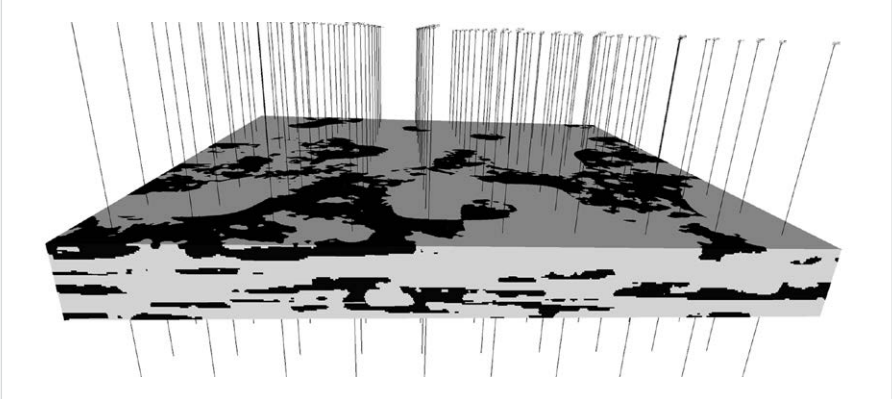


Рис. 4 — Куб различий исходного и интерполяционного кубов коллекторов (ячейки, имеющие индекс коллектора в обоих кубах, показаны черным цветом)

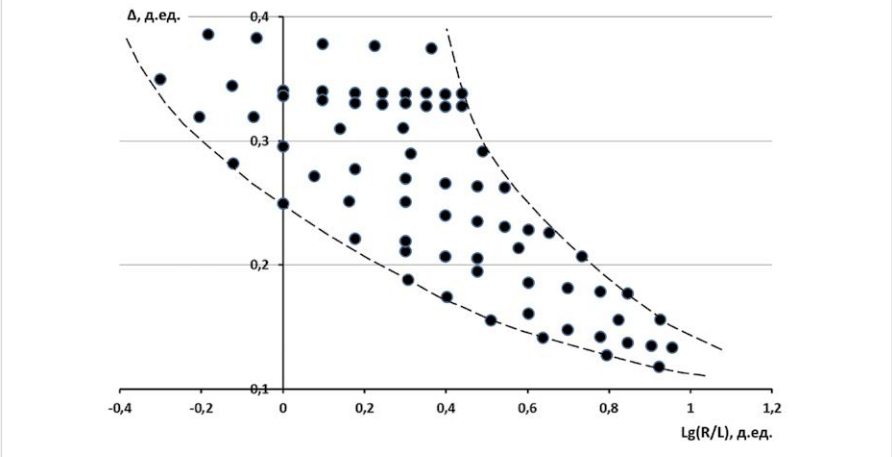


Рис. 5 — Зависимость погрешности прогноза коллекторов Δ от отношения латерального радиуса вариограмм R к сетке скважин L

месторождении-аналоге, планировать проведение сейсморазведочных работ 3Д или сгущение сетки скважин для снижения доли бурящихся пустых скважин на остальной части месторождения.

Список литературы

1. Быков Н.Е., Фурсов А.Я., Максимов М.И. Справочник по нефтепромысловой геологии. М.: Недра, 1981. 525 с.
2. Борисов Ю.П., Воинов В.В., Рябинина З.К. Влияние неоднородности пластов на разработку нефтяных месторождений. М.: Недра, 1970. 288 с.
3. Дойч К.В. Геостатистическое моделирование коллекторов. М.–Ижевск: ИКИ, 2011. 400 с.
4. Дюбрул О. Использование геостатистики для включения в геологическую модель сейсмических данных. Зейст: SEG EAGE, 2002. 296 с.
5. Косентино Л. Системные подходы к изучению пластов. Ижевск: ИКИ, 2007. 374 с.

ENGLISH **GEOLOGY**

Accuracy evaluation of interpolational geological models

UDC 551

Authors:
Konstantin E. Zakrevskiy — Ph.D., chief specialist[1], kezakrevskiy@rosneft.ru
Viktor L. Popov — senior researcher[2], PopovVL@tomsknipi.ru

[1]JSC "NK "Rosneft", Moscow, Russian Federation
[2]JSC "TomskNIPIneft", Tomsk, Russian Federation

Abstract
The results of numerical calculations, based upon synthetic digital geological models, are presented in the article. The methodology for constructing synthetic geological models and variations of source data are also described in the article.
The influence quantity on the variance of the source data on the accuracy of well data interpolation in the interwell space were analyzed by the author.

Materials and methods
Numerical calculations, based upon synthetic models.

Results
According to the test report, the forecast error of the reservoir follows the same law, reaching a maximum at 0,5 and decreasing to the NTG magnitude from 1 to 0.
Besides, the standard error of the reservoir forecast was calculated, taking into account the NTG magnitude; the relation between the error and other different factors, that can influence on the parameter, was determined.

Conclusions
The significant influence of the complex parameter R/L on the reservoir error interpolation in the interwell space was determined on the basis of calculations.
The parameter R/L registers the reservoir lateral sand continuity and the density of observations (well coverage). The critical value of R/L (1,5 and 5), describing error function forecast Δ, was determined.
The fact allows to plan the realization of 3D seismic exploration work or densening of well pattern to reduce the number of empty holes of the field, taking into account the variance of reservoirs (R) at the drilled part of the oilfield or the ideal analogue.

Keywords
variogram, horizontal range, distance, variance, wells, NTG

References

1. Bykov N.E., Fursov A.Ya., Maksimov M.I. *Spravochnik po neftepromyslovoy geologii* [Guide to Petroleum Geology]. Moscow: *Nedra*, 1981, 525 p.
2. Borisov Yu.P., Voinov V.V., Ryabinina Z.K. *Vliyanie neodnorodnosti plastov na razrabotku neftyanykh mestorozhdeniy* [The influence of heterogeneity on the development of oil fields]. Moscow: *Nedra*, 1970, 288 p.
3. Doych K.V. *Geostatisticheskoe modelirovanie kollektorov* [Geostatistical reservoir modeling]. Moscow–Izhevsk: Institute of computer science, 2011, 400 p.
4. Dyubrul O. *Ispol'zovanie geostatistiki dlya vklyucheniya v geologicheskuyu model' seysmicheskikh dannykh* [Geostatistics for seismic data integration in earth models]. Zeist: SEG EAGE, 2002, 296 p.
5. Kosentino L. *Sistemnye podkhody k izucheniyu plastov* [Integrated reservoir studies]. Izhevsk: Institute of computer science, 2007, 374 p.

УДК 551

К повышению точности сейсмических построений

Е.Е. Андреева
с.н.с
aee8277@rambler.ru

Ю.М. Арефьев
с.н.с

А.Г. Баранова
с.н.с.
anna.genn@mail.ru

С.Е. Валеева
н.с.
ssalun@mail.ru

А.В. Валеева
н.с.
danis_v02@mail.ru

Институт проблем экологии и недропользования АН РТ (ИПЭН АН РТ), Казань, Россия

В Волго-Уральской нефтеносной провинции при проведении поискового и разведочного бурения на поднятиях, подготовленных сейсморазведочными работами, довольно часто возникает проблема расхождения абсолютных отметок целевых горизонтов с данными бурения.
В подобных случаях предлагается корректировать сейсмопостроения, используя для этого тренды поведения отражающих горизонтов по данным бурения, общие представления об изменении палеобстановок осадконакопления, карты изопахит.

Материалы и методы
Построение графиков глубины отражающей поверхности, анализ временных сейсмических разрезов.

Ключевые слова
временные разрезы, корреляция, сейсмопостроения, разведочное бурение

Преобладающими объектами поисков и разведки нефтяных залежей в Волго-Уральской нефтеносной провинции в настоящее время являются малоамплитудные структуры. Трудности картирования подобных объектов обусловлены не только их малыми амплитудами, находящимися в пределах погрешностей сейсмических построений, но и влиянием таких факторов, как широкое развитие верейских и предвизейских врезов, рифогенных структур, карста.

В данной статье рассматривается возможный подход к повышению точности структурных построений на примере отложений среднего карбона — толщи, которая особенно чувствительна к изменениям разного рода: литологическим, структурным, фациальным.

Многочисленными геологическими работами [1, 2] доказано согласное залегание верейских и башкирских отложений, что объясняется геологическими условиями седиментации среднекаменноугольной толщи и подтверждается данными по огромному числу пробуренных скважин в разных тектонических зонах.

Большинство скважин на известных месторождениях Татарстана пробурено со вскрытием отложений башкирского яруса. Соответственно, достоверность построения структурных поверхностей в районе скважин и привязки отражающих границ «В» (кровля верейского горизонта C_2^{vr}) и «Б» (кровля башкирского яруса C_2^{b}) вопросов не вызывают.

Намного сложнее обстоит дело с межскважинной интерполяцией.

Нами были проанализированы данные по 5 месторождениям и 300 скважинам на территории восточного борта Мелекесской впадины (рис. 1).

Анализ толщин по скважинным данным восточного борта Мелекесской впадины между «В» (C_2^{vr}) и «Б» (C_2^{b}) подтверждает, что колебания толщин незначительны и изменяются в пределах от 43 до 49 м.

По линии сейсмопрофиля, проходящего вблизи от четырех ранее пробуренных скважин, были построены графики глубины отражающей поверхности «К» и соотношения структурных поверхностей «В» и «Б» (рис. 2). По графикам отчетливо видно, что границы поверхностей в районе скважин параллельны, а толщины укладываются в указанный выше интервал.

Мы можем наблюдать совершенно другую картину, если профиль не проходит через скважины.

Результаты анализа соотношения структурных поверхностей C_2^{vr} и C_2^{b} по линии профиля представлены на графике изменения глубин отражающих границ «В» и «Б» (рис. 2).

После бурения новых скважин на месторождениях проведена оценка точности структурных построений, на основании которых скважины бурились (рис. 3).

На графиках отчетливо видно, как изменяются величины толщин верейского горизонта с учетом данных по вновь пробуренным скважинам. Какими же геологическими процессами можно объяснить тот факт, что в межскважинном пространстве по данным сейсморазведки толщины верейского горизонта изменяются от 40 до 60 м. В чем причина таких расхождений?

С одной стороны, величина, казалась бы, незначительная, но, учитывая величины амплитуд поднятий в отложениях среднего карбона и уровень нефтеносности в отложениях башкирского яруса, была поставлена задача — попытаться определить возможные причины таких колебаний.

Изучение материала по тем скважинам, которые бурились в межскважинном пространстве после выполнения структурных сейсмопостроений, показало, что увеличение толщин верейских отложений бурением не подтверждается ни в одном случае.

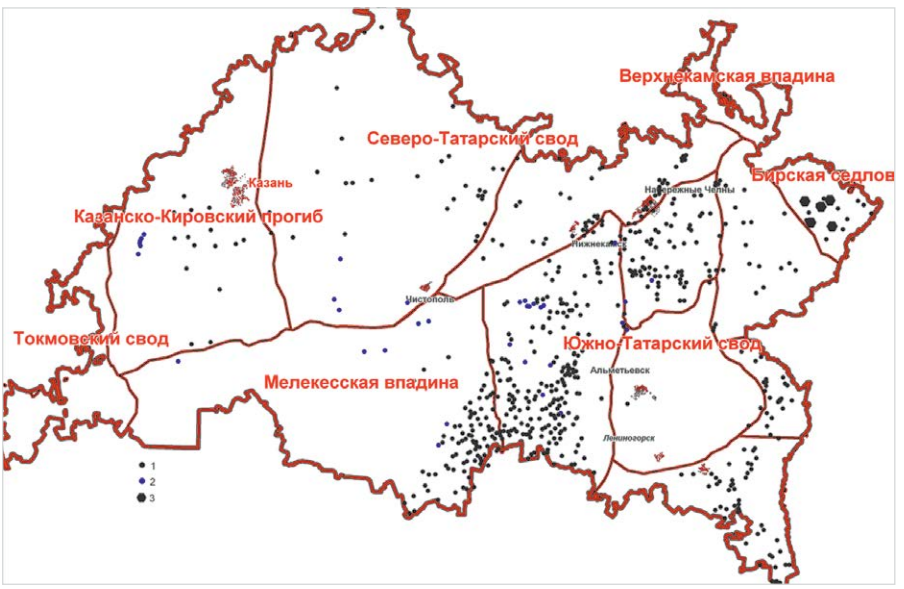


Рис. 1 — Обзорная тектоническая схема территории РТ (кружками указано положение скважин, в которых производилось петрофизическое изучение керна)

Влияние наклона пластов было сразу исключено, так как углы падения весьма небольшие — 0°35'–1°10' и все верейские (а, соответственно, башкирские) поднятия весьма пологие.

По петрофизическим характеристикам башкирская карбонатная толща достаточно неоднородна, прежде всего, по плотностным свойствам [3]. Латеральные изменения плотности пород разреза требуют, в первую очередь, детального изучения скоростных зависимостей как при обработке сейсморазведочного материала, так и в процессе интерпретации. Недоучет скоростного закона мог в определенной степени повлиять на определение глубины залегания отражающей поверхности.

На следующем этапе был выполнен анализ временных сейсмических разрезов. Отражение от «Б» (C_2^b) имеет двухфазную форму записи с нерегулярным понижением динамических характеристик и амплитудной выраженности. На временных разрезах в районе отражения от «Б» (C_2^b) иногда появляется локальное изменение формы сигнала. Анализ скважинного материала не раскрывает причину и механизм образования локальных депрессий в кровле башкирского яруса. Каротажные кривые в разных участках временного разреза остаются идентичными. Сейсмический сигнал, полученный от отражающей границы однородной по литологическому составу может отличаться по форме сигнала и величине амплитуды из-за внутренней структуры пород.

Существует предположение, что форма сигнала от башкирских карбонатов связана с локальным сокращением мощности слоев, слагающих башкирский и серпуховский ярусы, вследствие их выщелачивания и последующего уплотнения.

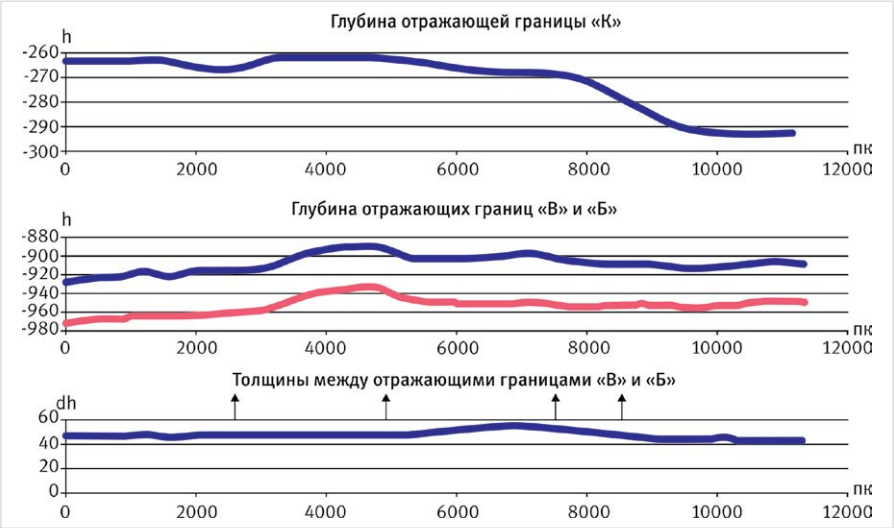


Рис. 2 — График изменения глубин, отражающих поверхностями «К», «В» и «Б» до бурения новых скважин (↑ — старые скважины)

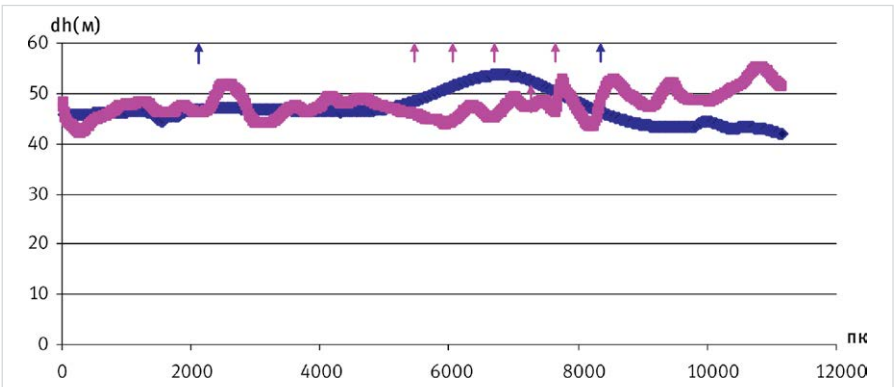


Рис. 3 — График изменения толщин между отражающими поверхностями «В» и «Б» до и после бурения новых скважин (↑ — старые скважины; ↑ — новые скважины)

№ скв.	Отражающий горизонт «В» абс. отм., м			Отражающий горизонт «Б» абс. отм., м			Толщины между отражениями «В» и «Б», м	
	с/разведка	бурение	отклонение	с/разведка	бурение	отклонение	с/разведка	бурение
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**
1	-914	-916	-2	-959	-961	-2	45	45
2	-902	-910	-8	-948	-955	-7	**46**	**45**
3	-899	-907	-8	-947	-954	-7	**48**	**47**
4	-910	-917	-7	-953	-963	**-10**	**43**	**46**
5	-904	-910	-6	-949	-957	**-8**	**45**	**47**
6	-905	-910	-5	-951	-956	-5	46	46
7	-914	-914	0	-959	-962	-3	45	48
8	-916	-916	0	-963	-963	0	47	47
9	-897	-907	-10	-946	-953	**-7**	**49**	**46**
10	-894	-908	-14	-940	-952	**-12**	**46**	**44**
11	-900	-909	-9	-946	-954	**-8**	**46**	**45**
12	-905	-912	-7	-949	-956	**-7**	**44**	**44**
13	-903	-911	-8	-949	-954	**-5**	**46**	**43**
14	-903	-912	-9	-947	-957	**-10**	**44**	**45**
15	-903	-918	-15	-947	-961	**-14**	**44**	**43**
16	-907	-914	-7	-952	-960	**-8**	**45**	**46**
17	-910	-919	-9	-955	-963	**-8**	**45**	**44**
18	-903	-919	-16	-949	-964	**-15**	**46**	**45**
19	-904	-905	-1	-949	-951	-2	45	46

Таб. 1 — Сопоставление данных сейсморазведочных работ и результатов бурения

На наш взгляд, можно предполагать локальные размывы, вызванные морскими подводными течениями. Для пород серпуховско-башкирского возраста характерным является близость их геолого-геофизических характеристик.

При корреляции отражений в процессе построения структурных поверхностей и модели верей-башкирской толщи необходимо учитывать также влияние параметров нижних пластов верейского горизонта. Возможно, этот факт в дальнейшем можно будет назвать одним из основных, влияющих на форму сигнала и величину амплитуды сейсмических сигналов, полученных от башкирского яруса.

Существует еще один фактор, который может влиять на расхождения между сейсмопостроениями и данными бурения. Речь идет о толще сакмарского яруса (горизонт «К»), от кровли которого выполняются структурные построения верейского горизонта [4]. Отложения сакмарского яруса по литологическому составу — это карбонатные кавернозные породы с прослоями ангидритов и гипсов и сильными признаками выщелачивания. В их нижней части встречаются прослои аргиллитов и алевролитов. Изменения литологии и мощности яруса могут приводить к существенным вариациям кинематических и динамических параметров сейсмических волн в данной толще. Для отражений, которые прослеживаются на малых временах и небольших участках профиля, подобрать алгоритм скоростного закона довольно сложно. Неточности в корреляции в данном случае приведут к некорректным построениям структурной поверхности верейского горизонта. При выполнении структурных построений от сакмарского яруса необходимо исключить влияние эрозионной поверхности — в противном случае, возможно, толщины между отражениями от «В–Б» и будут укладываться в интервал 43–48, но абсолютные отметки не будут соответствовать данным последующего бурения, что и подтверждается результатами по скважинам 2–5 и 10–12 (таб. 1).

Итоги

Рекомендовано бурение скважин на C_2^{vr}, C_2^{b} после анализа результатов бурения на соседних участках и с поправкой на точность сейсморазведочных построений.

Выводы

Установлено, что причина расхождений данных бурения и сейсмопостроений от отражающих поверхностей C_2^{vr}, C_2^{b} кроется в корреляции верхнего горизонта («К»). Установлено, что на участках с литологической и структурной изменчивостью пород необходимо особое внимание уделять изучению кинематической характеристике пород и данных бурения.

Список литературы

1. Хисамов Р.С., Войтович Е.Д. Тектоническое и нефтегеологическое районирование территории Татарстан. Казань: Фэн, 2006. 328 с.
2. Ларочкина И.А. Геологические основы поисков и разведки нефтегазовых месторождений на территории Республики Татарстан. Казань: ПФ ГАРТ, 2008. 210 с.
3. Боровский М.Я., Борисов А.С. Комплексное геолого-геофизическое изучение верхней части осадочного чехла. Казань: Фэн, 2016. 214 с.
4. Лобов В.А., Салихов А.Г. Сейсмогеологические условия Татарии и вопросы комплексирования различных методов. Новые данные по геологии и нефтеносности Волго-Уральского края // Труды геол. 1970. Вып. 30. С. 140–148.

ENGLISH **GEOLOGY**

Accuracy increasing of seismic imaging

UDC 551

Authors:
Evgeniya E. Andreeva —senior researcher; aee8277@rambler.ru
Yuriy M. Aref'ev — senior researcher
Anna G. Baranova —senior researcher; anna.genn@mail.ru
Svetlana E. Valeeva — researcher; ssalun@mail.ru
Anna V. Valeeva — researcher; danis_v02@mail.ru

The Institute for ecological problems and subsurface resources management of the Academy of Science of the Republic of Tatarstan, Kazan, Russian Federation

Abstract

The divergence of absolute depth mark of target horizon in comparison with drilling data while exploration drilling on positive structures after seismic operations often turns up in Volgo-Ural'skaya petroleum province. It is necessary to correct seismic data, taking into account trends in character of reflecting horizons, according to drilling data, fundamental understanding of changes in paleoenvironment deposition, isopach maps.

Materials and methods

Construction of diagrams, concerning with the depth of reflecting surface, the analysis of the seismic data of reflection-time sections.

Results

C_2^{vr}, C_2^{b} surface drilling is recommended after the analysis of drilling results of adjoining sections with the correction for seismic data.

Conclusions

The reason for the difference in data drilling on the reflecting surface C_2^{vr}, C_2^{b}, is correlation of the rise level “K”.
Special attention should be given to kinematical characteristics of the massive material and data drilling, especially in well pad with lithologic and glyptic variation.

Keywords

reflection-time sections, correlation, seismic data, exploration drilling

References

1. Khisamov R.S., Voytovich E.D. *Tektonicheskoe i neftegeologicheskoe rayonirovanie territorii Tatarstan* [Oil field geological and geotectonic zoning of the Republic of Tatarstan]. Kazan: *Fen*, 2006, 328 p.
2. Larochkina I.A. *Geologicheskie osnovy poiskov i razvedki neftegazovykh mestorozhdeniy na territorii Respubliki Tatarstan* [Geological principles of oil and gas exploration on the territory of the Republic of Tatarstan]. Kazan: *PF GART*, 2008, 210 p.
3. Borovskiy M.Ya., Borisov A.S. *Kompleksnoe geologo-geofizicheskoe izuchenie verkhney chasti osadochnogo chekhla* [Complex geological and geophysical research of the top piece of sedimentary cover]. Kazan: *Fen*, 2016, 214 p.
4. Lobov V.A., Salikhov A.G. *Seysmogeologicheskie usloviya Tatarii i voprosy kompleksirovaniya razlichnykh metodov. Novye dannye po geologii i neftenosnosti Volgo-Ural'skogo kraya* [Seismological conditions of Tataria and complexation of different methods]. *Trudy geologii*, 1970, Vol. 30, pp. 140–148.

УДК 550.3

Построение геофизической модели трещиноватого коллектора по данным сейсморазведки

А.Г. Авербух
д.т.н., ведущий специалист[1]
inpres@cge.ru

С.Ю. Граф
к.ф.-м.н., доцент. каф. математического анализа[2], инженер[1]
Sergey.Graf@tversu.ru

Э.Р. Ахметова
программист, инженер[1]

А.В. Гарнов
программист, инженер[1]

[1]АО «ЦГЭ», Москва, Россия
[2]Тверской государственный университет, Тверь, Россия

На протяжении последнего десятилетия неуклонно возрастает значение изучения трещиноватых пород, особенно коллекторов. Выявление трещиноватых зон и оценка их параметров становятся необходимыми для сейсморазведки. При этом существенные затруднения при определении трещиноватости связаны с неоднозначностью интерпретации. В связи с этим особое значение приобретает осознанный подход к выбору геофизической модели и методики интерпретации. Основная цель предлагаемой статьи заключается в выявлении комплекса диагностических признаков и устойчиво определяемых физических параметров трещиноватости, позволяющих выбрать эффективную модель среды и избежать заведомо нереалистичных вариантов интерпретации волнового поля.

Материалы и методы
Методы теории эффективных сред, сейсмическая инверсия.

Ключевые слова
трещиноватый коллектор, эффективная модель среды, сейсмическая интерпретация

Особенности построения эффективных моделей трещиноватых сред

Верификация построенной геологической модели производится средствами математического моделирования кинематических и динамических эффектов волновой картины, обусловленных наличием трещин в среде. Такое моделирование целесообразно и оправданно даже при наличии каротажных данных, поскольку адекватно представляет частотный состав и особенности реальной волновой картины. Учитывая тот факт, что раскрытость трещин пренебрежимо мала по сравнению с длиной сейсмической волны, в задачах сейсморазведки достаточно ограничиться теми моделями, в которых трещиноватые среды подменяются эквивалентными им в низкочастотном приближении эффективными средами. В настоящее время теория эффективных сред представляет собой хорошо разработанный инструмент описания геологических сред [1–5]. Тем не менее, на практике использование существующих методик определения эффективных параметров трещиноватости осложнено низкой помехоустойчивостью и неочевидной связью физической модели трещиноватой среды с сейсмическими характеристиками. Во многих случаях доминирует подход, при котором эффективная модель трещиноватого пласта строится исключительно на основании азимутальных вариаций AVO параметров, либо на корректировке изотропной акустической модели путем внесения в нее анизотропных эффектов, компенсирующих недосправленности годографов или скоростные аномалии, в частности, с помощью распространенной системы параметров Томсена [6]. В обеих ситуациях существует риск, что полученная эффективная модель характеризует не собственно анизотропные свойства трещиноватой породы, но является следствием анизотропных особенностей или низкого качества сейсмической записи.

Методология использования данных 3D сейсморазведки

Зачастую построение эффективной модели трещиноватой среды приходится производить в условиях, когда какая-либо информация о трещиноватости пород в целевом интервале разреза отсутствует. Можно лишь предположить, что имеющиеся на площади дизъюнктивные подвижки и иные деформации способствовали возникновению трещин, особенно в более хрупкой части среды.

Безусловным фактом является то, что трещиноватость среды приводит к повышению фона рассеянных колебаний, заметному снижению скоростей, а при однонаправленных трещинах и доминирующей ориентации трещин — еще и к заметной азимутальной анизотропии скоростей, которые меняются в зависимости от угла между простиранием трещин и направлением распространения волны.

Диагностическими признаками наличия трещиноватости можно считать повышение фона рассеянной энергии, азимутальные аномалии скоростной модели и (особенно) характерный для трещиноватых зон эффект расщепления (поляризации) поперечной волны (рис. 1). Однако, рассеянная компонента волнового поля существенно искажается и ослабляется при типовой обработке сейсмических материалов, а анализ поперечных волн в практике сейсморазведки применяется пока предельно редко. Наиболее приемлемой помехоустойчивостью и чувствительностью к трещиноватости обладают изменения свойств отраженных продольных (квазипродольных) волн, особенно на больших (свыше 1,5 глубин залегания) расстояниях (рис. 2, модель на рис. 3).

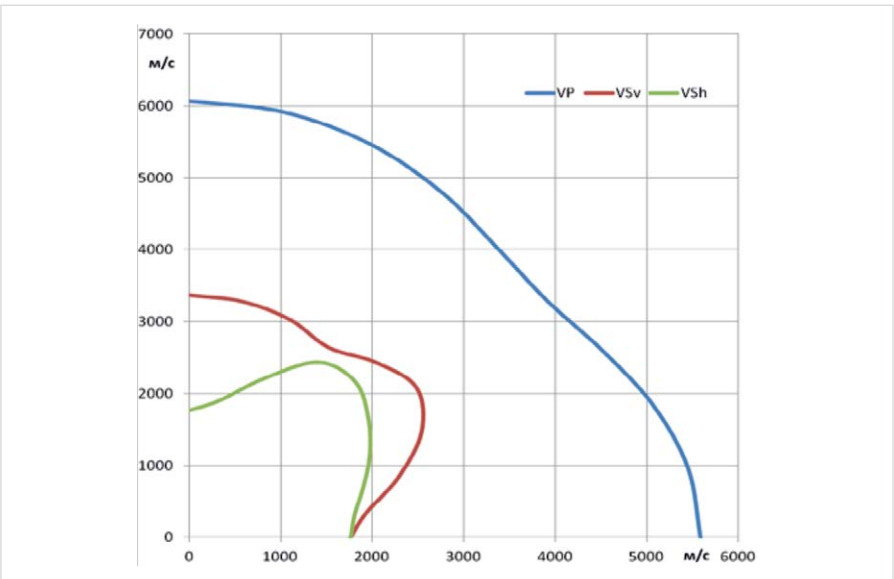


Рис. 1 — Азимутальные индикатрисы скоростей распространения упругих волн в трещиноватой среде

Выбор набора сейсмических параметров, характеризующих трещиноватую среду, определяется свойствами эффективной модели. Наиболее естественными и удобными являются параметры, эквивалентные физическим характеристикам трещиноватой среды: акустические свойства вмещающей породы, заполнителя трещин и геометрические характеристики системы трещин (форма, раскрытость, доля объема, занимаемого трещинами — плотность трещин).

Раскрытость трещин может варьироваться в значительных пределах: от сотых долей миллиметра для микротрещин до нескольких миллиметров для макротрещин.

В естественных условиях трещины занимают малый объем в породе (доли процента, редко до 1–2%) и потому незначительно меняют плотность вещества. Вместе с тем, появление трещин существенно меняет прочность породы, и, следовательно, модули упругости и значения продольных и поперечных скоростей. Расчет эффективных свойств трещиноватой среды выполняется путем объемного усреднения упругих характеристик локального объема сплошной среды, содержащего заполненное флюидом одиночное включение. При этом упругие свойства флюида (Vp_f, p_f) во включении (трещине) соответствуют свойствам воды, нефти, газа либо другого заполнителя; упругие свойства окружающей трещину среды (Vp_m, Vs_m, p_m) соответствуют данным в сплошном массиве породы. Методик объемного осреднения существует несколько. Одной из удобных, с точки зрения близости определяющих параметров модели к физическим, является метод, основанный на решении Дж. Эшелби [7] для эллипсоидального включения в изотропную среду и теоретически обоснованный в работах Т.Д. Шермергора [8], а впоследствии И.О. Баюк [9]. При этом форма каждой из идентичных эллипсоидных трещин задается величиной их аспектного отношения: отношением больших полуосей эллипсоида (т.е. протяженностью трещин) к меньшей полуоси (т.е. толщине трещин). Реалистичный диапазон аспектных отношений простирается от сотни до нескольких десятков тысяч. Диапазон изменения объемной доли трещин: от 0,1% до 2%. Например, плотность трещин 0,5% при аспектном соотношении 1000:1 соответствует средним расстояниям 20 см между трещинами, имеющими протяженность 1 м и толщину 1 мм.

Подбор эффективных параметров акустической модели должен производиться, исходя из требования близости, получаемой на основе данной модели синтетической сейсмической записи к реальным материалам. Степень такой близости определяется путем оценки сходства характеристик, соответствующих трещиноватой зоне. К числу таких характеристик следует отнести: азимутальные вариации скоростей суммирования и скоростей миграции, параметры недоспрямленности годографов ОСТ, латеральные изменения скоростной модели вдоль анализируемых геологических или сейсмических границ, результаты азимутальной инверсии (коэффициенты отражения и азимутальные градиенты), а также геологические характеристики (кривизна границ, разломы и т.д.) целевого интервала.

Результатом построения эффективной модели среды является тензор жесткости, характеризующий упругие свойства трещиноватого пласта, т.е. выражающий закон Гука в трехмерной анизотропной упругой среде, отражающий связь между векторами напряжений и деформации в среде [10]. Для модели, включающей анизотропные упругие слои, рассчитывается набор азимутальных сейсмограмм ОСТ средствами системы ИНПРЕС [11, 12]. Для рассчитанного синтетического волнового поля определяется тот же набор кинематических и динамических характеристик, что и для реальных данных. При необходимости производится коррекция модели и повторное моделирование.

Результатом итеративной процедуры построения эффективной модели трещиноватой зоны становится множество значений допустимых параметров модели. Параметры могут быть проинтерпретированы в терминах физических атрибутов трещиноватой среды, таких как доминирующее направление простирания трещин, плотность трещин, свойства заполнителя.

Анализ диагностических возможностей оценки трещиноватости в системе ИНПРЕС

Особенности изложенного выше подхода проиллюстрируем на примере анализа карбонатного коллектора. Для количественной оценки сейсмических признаков трещиноватости выполнен значительный объем математического моделирования поля однократных отраженных волн, регистрируемых на поверхности горизонтального слоистого полупространства, содержащего трещиноватые пласты. Упругие свойства соответствовали данным ГИС, имеющихся на площади скважин. В карбонатном интервале продуктивной толщи задавались три типа систем открытых вертикальных трещин:

- регулярные трещины — система однонаправленных трещин;
- трещины с доминирующей ориентацией — несколько систем параллельных трещин близкой направленности;
- разнонаправленные трещины — несколько систем трещин без какой-либо преобладающей ориентации.

На рис. 3 представлена типичная сейсмограмма однократных продольных отраженных волн, рассчитанная лучевым способом по модели скважины, включающей трещиноватый пласт карбонатов, который выделен цветом. Данные о продольных скоростях Vp нетрещиноватых пластов получены при акустическом каротаже. Данные о поперечных скоростях и плотности частично заданы по каротажным материалам, а в интервале отсутствия таких измерений — по регрессионной зависимости от продольных скоростей. Для определения свойств эффективной модели использовался подход, основанной на модели Дж. Эшелби эллипсоидального включения. Упругие свойства во включении (трещине) соответствовали свойствам флюида, упругие свойства окружающей включение сплошной среды соответствовали данным каротажа карбонатного интервала. Следует отметить, что в трещиноватой среде лучи не ортогональны фронтам, поэтому различают фазовые скорости (вдоль лучей) и групповые скорости, характеризующие перемещение фронта. При малой объемной трещиноватости, характерной для горных пород, различие этих скоростей для волн вдали от источника невелико. Рис. 4 показывает влияние трещиноватости на величину фазовых скоростей распространения волн при плотности трещин 0,5% и аспектном отношении 1000:1. В отсутствии трещин скорости в сплошной породе составляют

$$Vp=6152 м/с \text{ и } Vs= 3375 м/с$$

Появление трещин приводит к заметному снижению скоростей, а при однонаправленных трещинах и доминирующей ориентации

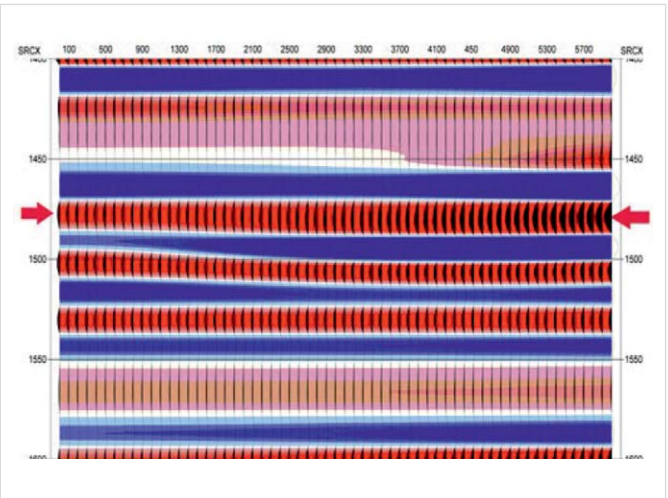


Рис. 2 — Эффект возрастания амплитуд отражений на кровле трещиноватого пласта

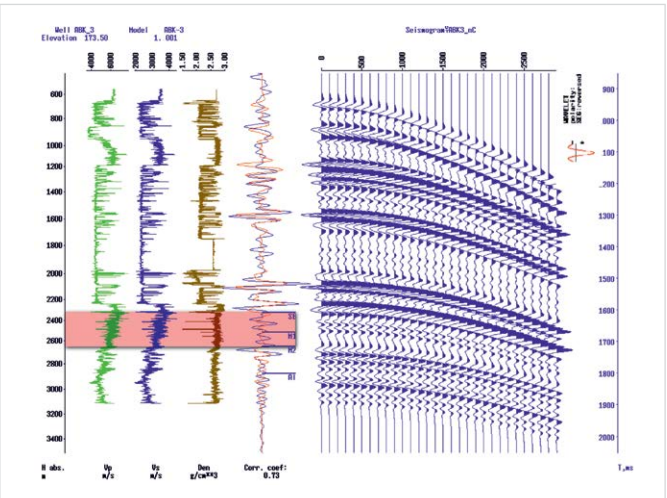


Рис. 3 — Акустическая модель с трещиноватым карбонатным коллектором и синтетическая сейсмограмма ОСТ

трещин — еще и к заметной азимутальной анизотропии скоростей, т.е. зависимости от угла между простиранием трещин и направлением распространения волны.

Изменения скорости приводят к изменениям коэффициентов отражения от границ карбонатной толщи и, соответственно, амплитуд отраженных волн и градиентов амплитуд. Соответствующие эффекты оценены по синтетическим сейсмограммам, рассчитанным для различных азимутов наблюдений (рис. 5).

Как отмечалось выше, наибольшей чувствительностью к трещиноватости обладают изменения амплитуд с удалением, особенно на больших расстояниях при полевых наблюдениях. Однако и в интервале ближних удалений 0–3500 м, соответствующем для карбонатов продуктивной толщи углам падения/отражения до 30°С, градиенты амплитуд отражений заметно меняются в зависимости от величины и направления трещин. Наиболее ярко отличия между градиентами для трещиноватых и нетрещиноватых (изотропных) пород проявляются вблизи верхней (рис. 5) и нижней границ интервала, где трещиноватые карбонаты контактируют с нетрещиноватыми вмещающими отложениями. Здесь при всех трех типах трещиноватости абсолютные значения градиентов заметно возрастают по сравнению со случаем отсутствия трещин. Внутри толщи карбонатов появление трещиноватости мало влияет на градиенты. Тип трещиноватости проявляется в степени азимутальной изменчивости градиентов. Она четко проявляется на кровле и подошве (но с разной полярностью) при параллельных трещинах, несколько ослабевает в случае субпараллельных трещин и практически отсутствует для разнонаправленных трещин.

Из проведенного рассмотрения следует, что для карбонатной толщи картирование величин градиентов амплитуд и их азимутальной изменчивости в сопоставлении с эталонными данными математического сейсмомоделирования, является способом диагностики наличия и типа вертикальной трещиноватости. Помимо этого, для выявления и оценки вертикальной трещиноватости по отраженным волнам можно было бы учитывать признаки снижения скорости распространения сейсмических колебаний и импедансов [12].

Оценим теперь пригодность имеющихся сейсмических материалов с точки зрения возможности выявления по ним трещиноватости. Для изучения трещиноватости по абсолютным значениям продольных скоростей и/или импедансов, найденных по сейсмическим данным, требуется, судя по данным рис. 4, чтобы погрешности их определения не превышали нескольких процентов. Это условие не соблюдается, уровень помех даже на участках наилучшего качества составляет более 20%, а на большей части площади достигает 30–40%. Для оценки азимутальных изменений скорости и/или импедансов необходимо дополнительно разделить сейсмограммы или угловые кубы на азимутальные составляющие, что за счет понижения кратности приведет к дополнительному ухудшению и без того неудовлетворительного соотношения «сигнал/помеха». Кроме того, скорости и импедансы весьма чувствительны к изменениям литологии

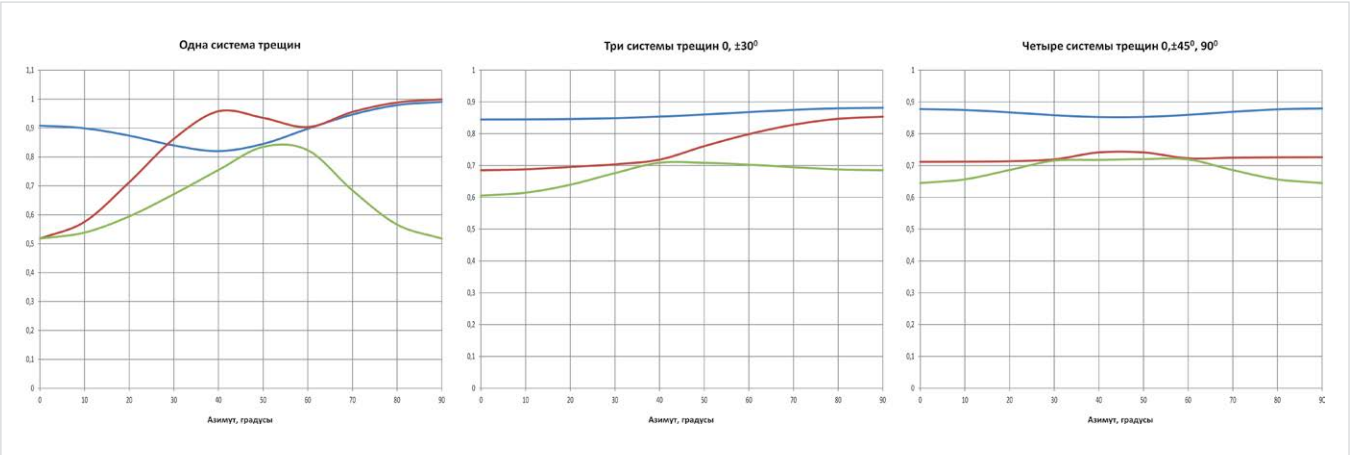


Рис. 4 — Азимутальные зависимости скоростей продольных (синие линии), вертикально поляризованных (красные линии) и горизонтально поляризованных (зеленые линии) поперечных колебаний по отношению к скоростям в нетрещиноватой среде для эффективных моделей с одной (слева), тремя (в центре) и четырьмя (справа) системами трещин

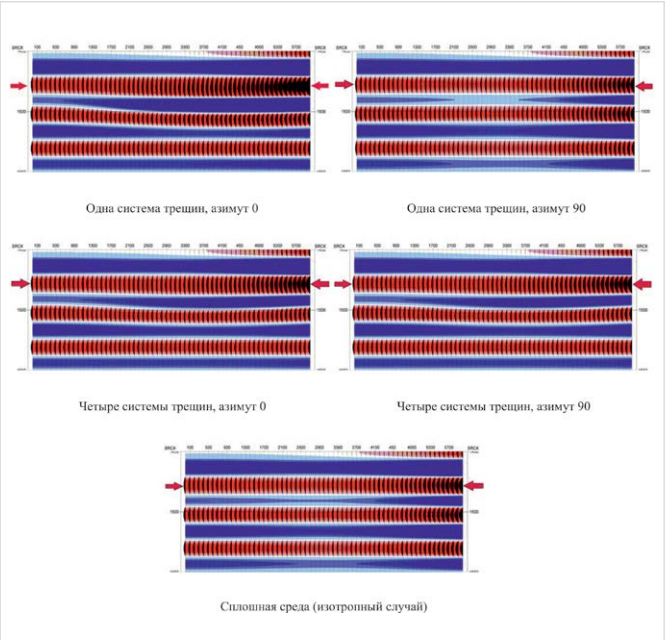


Рис. 5 — Синтетические сейсмограммы ОСТ для различных моделей трещиноватого коллектора. Сверху — для однонаправленных трещин, средний ряд для системы четырех систем трещин с ориентацией 0,±45°С, 90°С, снизу — изотропный случай

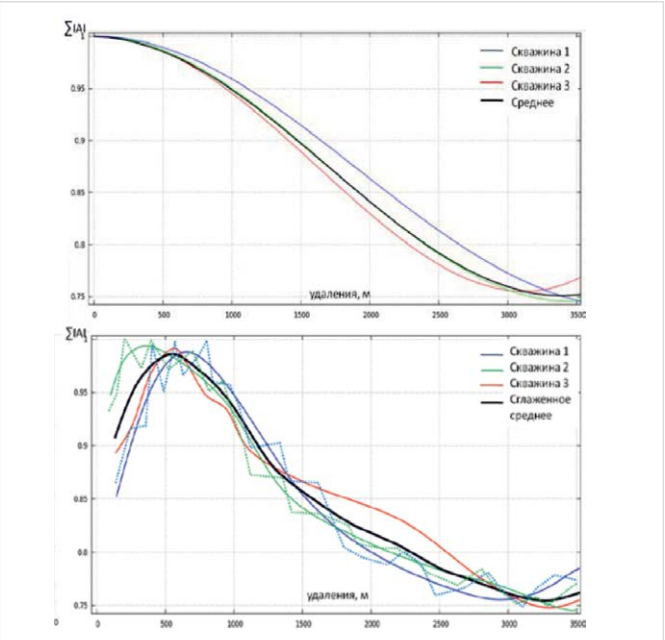


Рис. 6 — Изменение модулей амплитуд отраженных волн с удалением для модельных (сверху) и реальных (снизу) сейсмограмм

карбонатов, что даже при высоких соотношениях «сигнал/шум» создаст дополнительные трудности разделения эффектов, обусловленных трещинами от эффектов вариаций пористости, глинистости, доломитизации и т.д. Следовательно, анализ скоростей (импедансов) для оценки трещиноватости неперспективен.

Для анализа трещиноватости по градиентам амплитуд малое соотношение сигнал/помеха не является принципиальным ограничением. Как видно из рис. 6, несмотря на искажения, изменение амплитуд с удалением на синтетических и реальных сейсмограммах, полученных у скважин, неплохо соответствует друг другу, начиная с расстояний 500–700 м.

Изменение амплитуд на сглаженных (для ослабления помех) сейсмограммах составляет (рис. 6, справа) около 25%, что в среднем соответствует данным математического моделирования. Как следует из левого рис. 6, вариации литологии, слоистости и глубины залегания карбонатов от скважины к скважине меняют амплитудные градиенты синтетических сейсмограмм всего в пределах нескольких процентов, в то время как появление трещиноватости приводит к более значимым изменениям (рис. 5), составляющим десятки процентов. Следовательно, анализ градиентов амплитуд в условиях анализируемой площади в принципе пригоден для изучения трещиноватости.

Для повышения точности оценок градиентов вначале было использовано накапливание сейсмограмм вдоль направления корреляции отражающих горизонтов. По осредненным данным рассчитаны азимутальные градиенты амплитуд через каждые 30°С и построены азимутальные диаграммы амплитуд и градиентов (рис. 7). По периферии диаграмм показано изменение амплитуд в зависимости от угла и направления. Радиус в каждом азимуте пропорционален величине амплитуды, а цвет соответствует угловому диапазону.

Вблизи центра каждой диаграммы отображены индикатрисы градиентов амплитуд: черным кружком — теоретически вычисленная для отражений от границ нетрещиноватых карбонатов, цветным многоугольником — рассчитанная по азимутальным сейсмическим кубам.

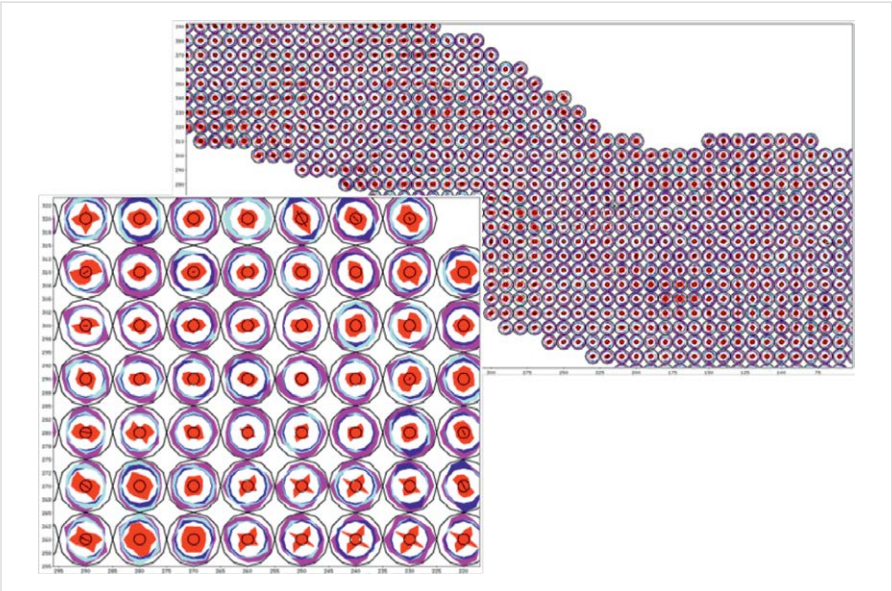


Рис. 7 — Азимутальные диаграммы амплитуд угловых кубов и градиентов (в центре диаграмм). Центральные черные кружки — теоретические значения градиентов при отсутствии трещин, красные многоугольники — измеренные значения градиентов сейсмограмм

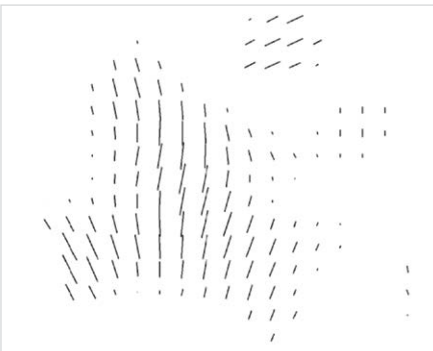


Рис. 8 — Прогноз вертикальной трещиноватости карбонатной толщи, в предположении параллельности трещин. Длина штрихов пропорциональна коэффициенту трещиноватости. Длина штрихов пропорциональна коэффициенту трещиноватости

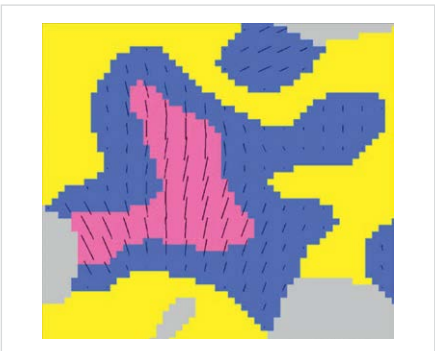


*Рис. 9 — Прогноз вертикальной трещиноватости карбонатной толщи, в предположении разных систем ориентации трещин: **белый** – изотропная зона, **желтый** – разнонаправленные трещины, **синий** – наличие у трещин доминирующей ориентации, **розовый** – однонаправленные трещины. Длина штрихов пропорциональна коэффициенту трещиноватости*

Форма экспериментально найденных индикатрис сильноизменчива по площади, что явно свидетельствует о низкой помехоустойчивости результатов. Подтверждением этого заключения являются оценки AVO параметра R_0, значения которого в отсутствии амплитудных искажений были бы идентичны по всем азимутам. Фактически вариации R_0 составляют в среднем 20%.

Карты трещиноватости, рассчитанные по градиентам амплитуд, представлены на рис. 8, 9. Первая карта рассчитана в рамках стандартного подхода, реализованного в ряде зарубежных интерпретационных программных пакетов. Прогноз выполняется в предположении, что трещины идентично ориентированы в пределах расстояний, использованных для усреднения азимутальных градиентов (в данном случае 250x250 м). Индикатрисы градиентов аппроксимируют эллипсом, ориентация которого указывает направление трещин, а эксцентриситет (степень отклонения от окружности) пропорционален величине плотности трещин. Точки анализа, где эксцентриситеты в пределах точности определения близки к 1, относят к практически нетрещиноватым породам, остальные — к зонам развития трещин. Как видно из рис. 8, при стандартном подходе к интерпретации, трещины преимущественно ориентированы в широтном, меридиональном и северо-западном направлениях. К нетрещиноватым породам отнесены участки, в пределах которых эксцентриситеты отличаются от 1 не выше чем на 20%, т.е. не превышают 1,2. Их суммарная площадь составляет примерно 50%.

Карта, показанная на рис. 9, рассчитана с более детальным анализом эксцентриситетов с учетом результатов сейсмомоделирования, согласно которому величины градиентов при наличии трещин существенно возрастают по сравнению с эталонными значениями для нетрещиноватых пород. По этому критерию дополнительно выявлены и показаны на карте (рис. 9) участки развития разнонаправленных трещин, в совокупности не обладающих доминирующей ориентацией. Кроме того, зона развития ориентированных трещин, исходя из значений эксцентриситетов, разделена на две подзоны: однонаправленных трещин и совокупности трещин со сходной ориентацией.

Итоги

Обосновывается алгоритмическая база программного обеспечения комплекса ИНПРЕС-ПРОГНОЗ для выявления и оценки параметров трещиноватых зон (коллекторов) по азимутальным вариациям сейсмических характеристик однократно отраженных и обменных волн.

Демонстрируются примеры использования программы при сейсмическом построении.

Выводы

Из нескольких возможных вариантов интерпретации (отказа от прогноза трещиноватости; интерпретации, основанной исключительно на анализе сейсмических атрибутов; прогноза, контролируемого математическим моделированием сейсмических эффектов) наиболее подходящим является третий вариант при условии, что для формирования модели имеется достаточно геолого-геофизической скважинной информации.

Список литературы
1. Backus G.E. Long-wave elastic anisotropy produced by horizontal layering// J. Geophys. Res. 1962. №67. pp. 4427–4440.
2. Schoenberg M., Douma J. Elastic wave propagation in media with parallel fractures and aligned cracks // Geophysical prospecting. 1988. №26. pp. 571–590.
3. Бакулин А.В., Молотков Л.А. Эффективные сейсмические модели трещиноватых и пористых сред. СПб: Изд-во СПб ун-та, 1998. 141 с.
4. Bakulin A., Grechka V., Tsvankin I. Estimation of fracture parameters from reflection seismic data. Parts I, II, III // Geophysics. 2000. №65. pp. 1788–1830.
5. Far M.E., Sayers C.M., Thomsen L., Han De-hua and Castagna J.P. Seismic characterization of naturally fractured reservoirs using amplitude versus offset and azimuth analysis // Geophysical prospecting. 2013. №61 (2). pp. 427–447.
6. Thomsen L. Weak elastic anisotropy // Geophysics. 1986. №51. pp. 1954–1966.
7. Eshelby J.D. The determination of the elastic field of an ellipsoidal inclusions and related problems // Proceedings of the Royal Society of London. 1957. №241. pp. 376–396.
8. Шермергор Т.Д. Теория упругости микронеоднородных сред. М.: Наука, 1977. 400 с.
9. Баюк И.О. Теоретические основы определения эффективных физических свойств коллекторов углеводородов // Акустика неоднородных сред, Ежегодник РАО. 2011. №12. С. 107–120.
10. Grechka V. Application of seismic anisotropy in the oil and gas industry. Education tour series CIS. EAGE, 2009. 171 p.
11. Граф С.Ю. Кинематические методы анализа анизотропии сейсмических скоростей в трансверсально-изотропных средах // Геофизика. 2012. №S. С. 28–37.
12. Авербух А.Г., Граф С.Ю. Свойства отраженных волн в регулярно трещиноватых средах // Экспозиция Нефть Газ. 2014. №2 (34). С. 19–22.

ENGLISH **GEOPHYSICS**

Geophysical model construction of fractured reservoir by means of seismic data

UDC 550.3

Authors:
Aleksandr G. Averbukh — Sc.D., leading specialist[1]; inpres@cge.ru
Sergey Yu. Graf — Ph.D., associate professor[2], engineer[1]; Sergey.Graf@tversu.ru
El'vira R. Akhmetova — programmer, engineer[1]
Aleksey V. Garnov — programmer, engineer[1]

[1]Central Geophysical Expedition Joint Stock Company (CGE JSC), Moscow, Russian Federation
[2]Tver State University (TSU), Tver, Russian Federation

Abstract
Over several decades the meaning of fractured reservoirs in exploration geophysics is increasing steadily. Detection of fractured zones and estimation of its parameters became necessary stages of seismic interpretation. Essential difficulties during the determination of the model are associated with uncertainty of seismic interpretation and low resistance of estimated parameters.
The approach, concerned with model selection and methodology of seismic interpretation, plays the key role, taking into account the facts, mentioned above.
The main purpose of the article is to detect diagnostic features and physical proprieties of fractured reservoirs; it can help to construct effective model of reservoir and to avoid wrong alternative methods of seismic interpretation.

Materials and methods
Effective-medium theory, seismic inversion.

Results
The algorithmic basis of INPRES software complex is described in the article. The interpretational complex INPRES is intended for the detection of fractured zones and estimation of its physical parameters, according to azimuthal variations of seismic characteristics.
Results of seismic interpretation are demonstrated.

Conclusions
The most relevant variation of interpretation among the three afore-mentioned (failure of fracturing forecast; interpretation, based only on seismic data; forecast, controlled with mathematical modeling of seismic effects) is the third variation, when there is enough geological and geophysical information for the forecast.

Keywords
fractured reservoir, effective model, seismic interpretation

References
1. Backus G.E. Long-wave elastic anisotropy produced by horizontal layering. J. Geophys. Res., 1962, issue 67, pp. 4427–4440.
2. Schoenberg M., Douma J. Elastic wave propagation in media with parallel fractures and aligned cracks. Geophysical prospecting, 1988, issue 26, pp. 571–590.
3. Bakulin A.V., Molotkov L.A. *Effektivnye seysmicheskie modeli treshchinovatykh i poristykh sred* [Effective seismic models of fractured and porous medium]. St. Petersburg: *Izdatel'stvo Sankt-Peterburgskogo gosudarstvennogo universiteta*, 1998, 141 p.
4. Bakulin A., Grechka V., Tsvankin I. Estimation of fracture parameters from reflection seismic data. Parts I, II, III. Geophysics. 2000, issue 65, pp. 1788–1830.
5. Far M.E., Sayers C.M., Thomsen L., Han De-hua and Castagna J.P. Seismic characterization of naturally fractured reservoirs using amplitude versus offset and azimuth analysis. Geophysical prospecting, 2013, issue 61 (2), pp. 427-447.
6. Thomsen L. Weak elastic anisotropy. Geophysics, 1986, issue 51, pp. 1954–1966.
7. Eshelby J. D. The determination of the elastic field of an ellipsoidal inclusions and related problems. Proceedings of the Royal Society of London, 1957, issue 241, pp. 376–396.
8. Shermergor T.D. *Teoriya uprugosti mikroneodnorodnykh sred* [Theory of microinhomogeneous medias resiliency]. Moscow: 1977, 400 p.
9. Bayuk I.O. *Teoreticheskie osnovy opredeleniya effektivnykh fizicheskikh svoystv kollektorov uglevodorodov* [Theoretical basis of determination of effective physical properties of hydrocarbon reservoirs]. Acoustics of inhomogeneous medias, 2011, issue 12, pp. 107–120.
10. Grechka V. Application of seismic anisotropy in the oil and gas industry. Education tour series CIS. EAGE, 2009, 171 p.
11. Graf S.Yu. *Kinematicheskie metody analiza anizotropii seysmicheskikh skorostey v transversal' no-izotropnykh sredakh* [Kinematic analysis of methods of seismic velocity anisotropy transversely isotropic media]. The Russian geophysics journal, 2012, issue S, pp. 28–37.
12. Averbukh A.G., Graf S.Yu. *Svoystva otrazhennykh voln v regulyarno treshchinovatykh sredakh* [Characteristics of reflected waves in regular fractured media]. Exposition Oil Gas, 2014, issue 2 (34), pp. 19–22.

«НЕФТЕМАШ»-САПКОН»

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Проектирует, производит, поставляет и осуществляет сервисное обслуживание технологического оборудования для объектов нефтехимии, топливно-энергетического комплекса, черной и цветной металлургии, коммунального хозяйства:

Агрегаты, установки, блоки и системы напорного дозирования жидких компонентов;

Комплекс технологического оборудования для оснащения резервуаров низкого давления для складирования нефти и нефтепродуктов;

Комплектующие для нефтегазовых сепараторов и установок электро-обессолевания нефти;

Технологическое оборудование для сварочных участков и мукомольных производств;

Мы владеем большим рядом разработанных нами проектов и выпускаем резервуарное, насосное, спецтехнологическое оборудова ние, а также по вашим чертежам можем изготовить изделия, детали, заготовки любой сложности.

Отдел испытаний и сервисного обслуживания осуществляет:

Проверку дыхательных и предохранительных клапанов резервуаров на пропускную способность, давление и вакуум срабатывания. А также их капитальный ремонт (восстановление рабочих параметров);

Проверку огнепреградителей (атмосферных и коммуникационных) на огнестойкость и пропускную способность;

Ремонт и восстановление работоспособности резервуарного оборудования.

г. Саратов, ул. Б. Казачья, 113
+7 (8452) 26-16-59, 50-59-82
+7 (8452) 50-60-30, 524-888

neftemash@sapcon.ru
WWW.SAPCON.RU

Система контроля параметров бурения и ремонта скважин ДЭЛ-150

А.К. Лагуткин
технический директор

ООО НПП «Петролайн-А»,
Набережные Челны, Россия

Согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (пункт 141), буровая установка должна быть укомплектована станцией контроля параметров бурения. ООО НПП «Петролайн-А» более 15 лет разрабатывает и выпускает оборудование для решения задач отображения и регистрации технологической информации. В статье рассмотрен комплекс контрольно-измерительных приборов ДЭЛ-150.

Динамометр электронный ДЭЛ-150 — комплекс приборов, соединенных цифровой линией связи, конфигурация которого представляет собой гибкую модульную взаимозаменяемую систему контрольно-измерительных устройств. Комплекс предназначен для контроля технологических параметров при проведении буровых работ, капитального, подземного ремонта скважин в нефтяной и газовой промышленности. Допустима эксплуатация системы во взрывоопасных условиях.

Состав базовой комплектации:
- модуль управления МУ-150;
- датчик нагрузки ДН130;
- модуль индикации МИ-140, МИ-140С, МИ-140(6П);
- устройство звуковой сигнализации (сирена);
- станция кнопочная;
- стабилизированный источник питания.

ДЭЛ-150 эксплуатируется автономно и не требует постоянного присутствия специалистов. Все данные сохраняются в съёмном модуле памяти контроллера и одновременно передаются по каналу беспроводной связи (GPRS) на сервер компании и на компьютер в вагончик мастера. Комплекс ДЭЛ-150 обеспечивает контроль и регистрацию следующих технологических параметров:
- нагрузку на крюке подъёмной установки;
- нагрузку на буровой инструмент;
  крутящий момент на роторе, как с карданным приводом, так и с цепным;
- обороты стола ротора;
- рутящий момент при свинчивании труб, как механическими ключами, так и гидравлическими;
- давление ПЖ на входе (манифольде);
- скорость спуска и подъема талевого блока;
- положение талевого блока над столом;
- глубина забоя;
- положение долота;
- скорость проходки;
- объем бурового раствора в емкостях;
- выход ПЖ;
- расход ПЖ на входе;
- концентрацию опасных газов в рабочей зоне;
- температура окружающей среды;
- температура бурового раствора;
- контроль натяжения растяжек мачты с выдачей сигнала при ослаблении натяжения;
- синхронизацию данных графиков нагрузок с данными видеоконтроля, полученными от системы видеорегистрации ДЭЛ-150(В).

По основным контролируемым параметрам вводятся предельные значения, при превышении которых подается звуковой сигнал и команда на блокировку механизма. Таким образом, система помогает предотвращать нештатные ситуации, обеспечивает рациональную эксплуатацию дорогостоящего бурового оборудования, повышает безопасность производства и способствует достижению плановых показателей сроков проведения работ.

Конструктивные особенности

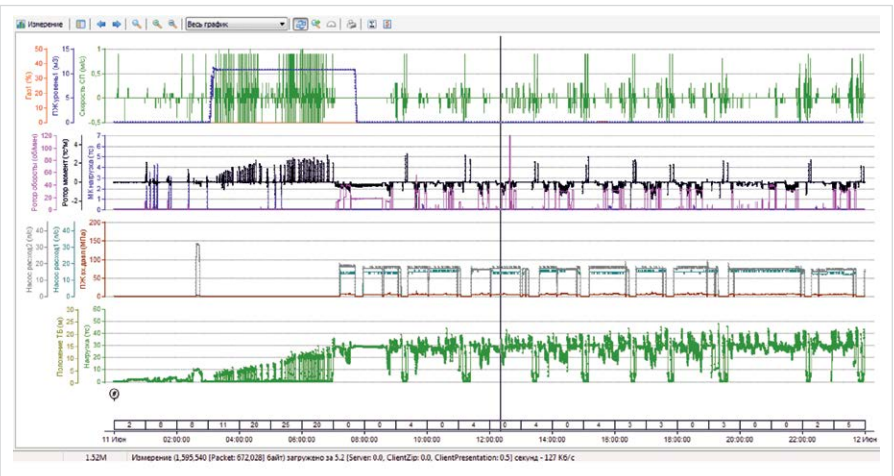
Для измерения веса на крюке разработаны различные типы датчиков нагрузки на канате. Два из них используются при закреплении «мертвого конца» каната на вращающемся барабане с осью и рычагом, опирающимся или растягивающим датчик нагрузки. При обычной, жесткой заделке «мертвого» конца каната, в ДЭЛ-150 используется накладной датчик нагрузки на канате оригинальной конструкции ДН130, позволяющей значительно повысить точность измерения весовой нагрузки на крюке грузоподъёмного механизма по сравнению с другими накладными датчиками. Традиционные «трехточечные» датчики обладают существенным недостатком: при переустановке датчика с каната на канат после калибровки, появляется дополнительная погрешность измерений, так называемая «погрешность переустановки». Распределенное воздействие нагрузки на датчик ДН130 после его монтажа на канат подъемной установки позволяет сохранить показания, внесенные при калибровке.

Особенностью ДН130, как и других датчиков производства ООО НПП «Петролайн-А», является то, что ДН130 калибруется без привязки к модулю управления МУ-150, так как является отдельным измерительным прибором, внесенным в Государственный реестр средств измерений под № 32522-06 и защищенным патентом №77426 от 19.03.08 г. Поэтому, при плановых калибровках, демонтаж модуля управления не требуется.

Цифровой канал связи датчика с контроллером выбран не случайно. При включении комплекса ДЭЛ-150, датчик инициализируется и сообщает контроллеру свой заводской номер и дату последней калибровки. При разрешении спорных, аварийных ситуаций эти данные в отчетах жестко привязаны к конкретному датчику и времени измерения. В случае, когда применяется аналоговый датчик (4–20 мА), утверждать, что именно этот датчик производил измерения, сложно. Соответственно, достоверность графиков измерений можно оспорить.

На рисунке приведен вид сводного график-отчета о проделанной бригадой работе, демонстрирующий реальные величины нагрузок на крюке, давления в системе промывки, величину крутящего момента при бурении, нагрузку на буровой инструмент и другие. По желанию заказчика на графиках может отображаться любое необходимое количество технологических параметров в привязке ко времени.

ДЭЛ-150 — высокотехнологичная, надежная и удобная в эксплуатации система контроля над величиной и динамикой технологических параметров при проведении буровых и ремонтных работ, отвечающей всем современным требованиям. Наши заказчики: ООО «РН-Бурение», ООО «РН-Сервис», ООО «Буровая компания «Евразия», ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, ООО «Таргин Бурение», ЗАО «ИНК-СЕРВИС», ООО «Газпром бурение», ООО «Белоруснефть-Сибирь», ООО «Буровая Строительная Компания», ООО «Мегион геология», ЗАО «Удмуртнефть-Бурение». Казахстан: АО «РД «КазМунайГаз», ТОО «MHINDUSTRY», ТОО «Oil Services Company».



Вид графиков при контроле четырех параметров

PetroLine'A

ООО НПП «ПЕТРОЛАЙН-А»

РАЗРАБОТКА И ПРОИЗВОДСТВО КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРИБОРОВ

- **Комплекс оперативного контроля буровых и ремонтных работ Динамометр электронный ДЭЛ-150 с изменяемым количеством параметров;**
- **Система видеорегистрации ДЭЛ-150(В);**
- **Система контроля параметров цементирования ДЭЛ-150(СКР);**
- **Система контроля расхода топлива «Пульсар»;**
- **Система управления УШГН ДЭЛ-150(М);**
- **Система обслуживания путевых листов.**

ДЭЛ-150

Модуль управления МУ-150

Система видеорегистрации ДЭЛ-150(В)

Система контроля параметров раствора ДЭЛ-150(СКР)

Система контроля управления УШГН ДЭЛ-150(М)

Система контроля расхода топлива «Пульсар»

Система обслуживания путевых листов

Инновационные решения в разработке!

Надежность и точность приборов!

Богатый опыт производства!

Более 15 лет на рынке!

Узнайте больше!

423801, РФ, Татарстан, г. Набережные Челны
Элеваторная гора, ул. Лермонтова, 53 А
тел./факс +7 (8552) 535-535, 71-74-61
e-mail: main@pla.ru **www.pla.ru**

Бесплатная телефонная линия по РФ:
8-800-250-4-052
Телефон техподдержки:
+7-917-390-0-360
e-mail: +79173900360@ya.ru

Конструкторское бюро УК ООО «ТМС групп» — от эскизного проекта до готового изделия

Р.Н. Валиулин
главный конструктор

А.Ф. Ризванов
ведущий инженер-конструктор

УК ООО «ТМС групп», Альметьевск, Россия

В последний раз о том, что работать инженером-конструктором престижно и почётно, говорили почти три десятка лет назад. С тех пор страна успела пострадать от дефицита инженерных кадров, который начал формироваться в 90-е гг. Тогда диплом о высшем инженерном образовании потерял свою ценность, и подавляющее большинство выпускников стали менеджерами по продажам, специалистами по логистике и маркетингу.

К началу 2000 г. ситуация на рынке труда начала меняться — отечественное производство почувствовало себя ущербным из-за недостатка квалифицированных специалистов. Удовлетворить спрос на инженерные кадры стало уже не так просто. В то же время, именно сегодня прогрессирует интеллектуальная составляющая — все больше людей создают стартапы и предприятия, стремятся производить новые продукты и технологии. И вклад инженера-конструктора стал особенно ценным.

Впрочем, стране потребовались не только специалисты. В застойном периоде, когда своего оборудования почти не производилось, практически все отрасли промышленности, включая нефтяную, пользовались иностранным оборудованием, в том числе произведённым в Китае. Известно, что китайские специалисты зачастую копировали технологии и наводнили своими продуктами рынок. Все изменилось после скачков «евро-доллар». Китайское оборудование подорожало, покупательская стоимость рубля упала, а заградительные пошлины по некоторым видам продуктов ещё больше обострили ситуацию. В стране прозвучало слово «импортозамещение».

УК ООО «ТМС групп», столкнувшись, как и все компании нефтесервиса, с подобными проблемами, незадолго до того, как это стало государственной программой, поставила себе задачу — развивать и продвигать собственные продукты собственными силами. В 2014 г. руководство УК ООО «ТМС групп» основало современное конструкторское бюро, призванное решать сложные производственные задачи и стать пилотной, стартовой площадкой для создания новых или усовершенствованных продуктов компании. Во вновь образованном подразделении сформировалась команда высококвалифицированных инженеров-конструкторов: специалистов, имеющих опыт в проектировании оборудования для машиностроения, трубного, литейного нефтепромыслового и бурового производства.

Конечно, персонал пришлось адаптировать к условиям УК ООО «ТМС групп», известной в России своей производственной системой с использованием методик Lean, для чего специалисты прошли дополнительное обучение проектному управлению, методам Бережливого производства. Это позволило более эффективно использовать их потенциал.

Уже в первые полгода работы конструкторское бюро выполнило ряд сложных проектов, позволивших УК ООО «ТМС групп» открыть новые горизонты развития. Так, было освоено производство комплекса циркуляционных систем для компаний, занимающихся бурением нефтяных скважин, разработаны, изготовлены и внедрены в производство элементы скважинной компоновки, усовершенствованы узлы и детали приводов скважинных насосных установок. Это позволило кратно снизить издержки при изготовлении, увеличить качество и технические характеристики выпускаемого продукта.

— *Мы понимали, что существовать на рынке с морально устаревшими продуктами и оборудованием, конструкторская документация на которые была разработана 10–15 лет назад, не совершенствуя их, было утопическим путём,* — объяснил **заместитель директора по развитию производства УК ООО «ТМС групп» Эдуард Валиков**. – *Наши конкуренты развивались и шли в основном по китайскому пути. Мы же поставили себе задачу —переработать продукты под современные требования заказчиков, создать продукты-заменители на собственных мощностях с использованием российского оборудования и материалов. В целом это позволило выпускать конкурентную продукцию, цена на которую на 20–30%, а то и на 50% ниже, относительно импортных аналогов. Сегодня цели нашего*

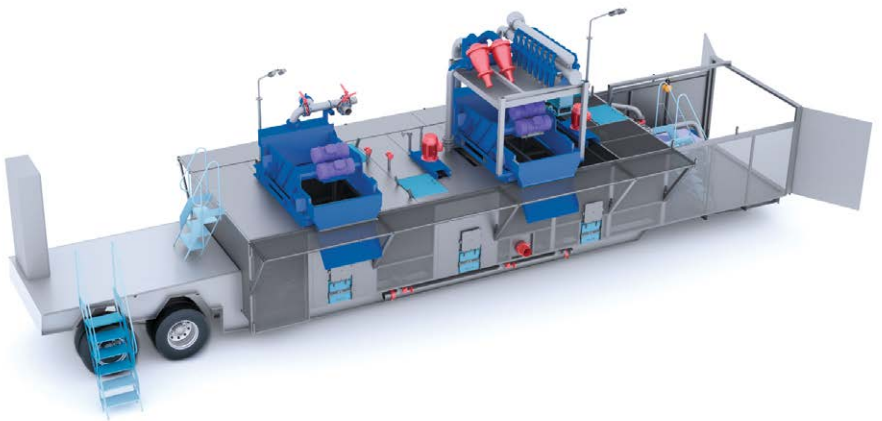


Рис. 1 — Мобильная циркуляционная система для буровых установок «ЦИКЛОН-40»

конструкторского бюро претерпели качественные изменения, и ключевым стало разрабатывать инновационные продукты, позволяющие нашим заказчикам получать выгоды в виде снижения стоимости оборудования, улучшения эксплуатационных возможностей и повышения эффективности их использования.

Освоившись в условиях собственной компании, уже к началу 2015 г. конструкторским бюро взят курс на коммерциализацию собственных услуг. Пройдя жесткий отбор, конструкторское бюро УК ООО «ТМС групп» получило статус аккредитованного Центра коллективного пользования технопарка «Сколково», что позволило УК ООО «ТМС групп» расширить географию деятельности, оказывая услуги различным стартапам на территории Российской Федерации. В рамках сотрудничества с фондом, КБ получило заказ на разработку корпуса дефектоскопа для бурильных труб, благодаря которому удалось настроить взаимодействие с научно-производственными компаниями, связанными с программированием, изготовлением программного обеспечения, точного машиностроения. Полученные связи и навыки от кооперации позволили бюро стать более конкурентоспособным при создании новых продуктов.

Учитывая специфику УК ООО «ТМС групп», специалисты КБ параллельно налаживали контакты с нефтяными и нефтесервисными компаниями РТ и РФ, обогащая опыт и компетенцию.

Одним из значимых заказов стала разработка и изготовление оборудования для обвязки устья на наклонно-направленной скважине с целью герметизации скважины при аварийных ситуациях выброса пара для ООО «Гольфстрим». Это одна из немногих компаний, которая специализируется на бурении наклонно-направленных скважин высоковязких месторождений Российской Федерации. Бурение таких скважин представляется технологически сложным процессом, в ходе которого могут возникнуть нестандартные ситуации, и тогда их решение должно быть максимально быстрым.

Для увеличения темпов отбора нефти и коэффициента текущей нефтеотдачи пласта на залежах с высоковязкой нефтью производят уплотнение сетки скважин. При этом существует опасность выброса пара температурой 140°С на дневную поверхность под давлением 1,3 МПа. Существующая технология герметизации устья наклонно-направленной скважины не обеспечивает безопасность проведения работ и герметизацию устья в случае парового выброса. Именно с целью обеспечения герметизации устья для ООО «Гольфстрим» специалисты конструкторского бюро предложили техническое решение, которое оперативно и качественно решило возникшую проблему.

— *УК ООО «ТМС групп» успешно принимала участие в разработке, изготовлении и поставке оборудования для обвязки устья на наклонно-направленной скважине,* — высказал свое мнение **директор ООО «Гольфстрим» Ильдар Хайдаров** по завершении проекта. — *В зону ответственности «ТМС групп» входила разработка схемы компоновки обвязки противовыбросового оборудования, проектирование конструкторской документации, расчет на прочность основных узлов и деталей, изготовление и проведение пуско-наладочных работ на месте эксплуатации оборудования. Сотрудники компании показали высокий профессионализм, ответственное отношение к своему делу и доказали умение находить верные решения в сложных ситуациях.*

С момента образования конструкторского бюро, его специалисты постоянно совершенствуют и увеличивают перечень оказываемых услуг и оборудования, внедрение которых нашло применение на объектах нефтегазодобывающих предприятиях РФ. Помимо разработки конструкторских и нормативно-технических документов с предоставлением разрешительных сертификатов, изготовления и внедрения в производство готовой продукции, бюро успешно развивает и предоставление услуг по патентованию объектов интеллектуальной собственности. Так, за 3 года штатный патентный поверенный конструкторского бюро выполнил услуги по патентованию более 60 штук продукции, а также получил сертификаты на соответствие таможенному союзу более чем на 100 продуктов.

Результаты разработок неоднократно отмечены дипломами I степени в конкурсах: «Лучшие товары Республики Татарстан», «100 лучших товаров РТ», «50 лучших инновационных идей для Республики Татарстан», получили золотую медаль в ежегодном смотре изобретений РФ «Архимед» и др.

— *Наша компания специализируется на выпуске емкостного оборудования и при передаче готового оборудования Заказчику очень важно предоставлять комплект качественной нормативно-технической документации,* — рассказал **директор ООО «Альметьевский Завод «Нефтемаш» Альберт Махмутов**. — *Благодаря профессионализму, оперативному подходу к решению поставленных задач, заинтересованности в конечном результате и соблюдению сроков коллективом Конструкторского бюро УК ООО «ТМС групп», наша компания успешно выполняет поставленные Заказчиком задачи.*

Бюро разрабатывает конструкторскую документацию на различные изделия, оборудование и она сразу же готова для передачи на заводы для запуска изделия в производство.

КБ УК ООО «ТМС групп» оснащено современной техникой и автоматизированной системой проектирования, позволяющей создавать 2D и 3D модели разрабатываемого образца, проводить необходимые прочностные расчеты, максимально снижая риски переделки готового продукта до его выхода в серию.

В прошлом году Минпромторг объявил о планах увеличить долю отечественного оборудования в нефтегазовом секторе с 40 до 57%. Поставлена задача — к 2020 г. снизить долю иностранной техники в отрасли с нынешних 60 до 43%. И некоторые компании еще до введения санкций решили идти своим путем, чтобы не зависеть от западного оборудования. Одна из них — УК ООО «ТМС групп».

В результате, к началу 2017 г., имея собственное конструкторское бюро и необходимое технологическое обеспечение, УК ООО «ТМС групп» освоила выпуск ЗИПов и комплектующих импортного оборудования и планирует постепенно заместить их на собственные.

Безусловно, для того, чтобы добиться хороших показателей в импортозамещении, одного–двух лет мало. Для развития некоторых технологий необходимы годы. Однако, чтобы намеченные правительством и УК ООО «ТМС групп» планы реализовались, сегодня у нас есть все предпосылки: государственная поддержка, спрос со стороны добывающих и перерабатывающих компаний, хорошая технологическая подготовка оборудования, опыт и большой потенциал специалистов.

Конструкторское Бюро УК ООО «ТМС групп» всегда готово к взаимовыгодному сотрудничеству для создания и внедрения новой техники и передовых технологий на объектах нефтедобычи, а также для совместной деятельности в решении актуальных проблем.

Рис. 2 — Аналог вибросита импортного производства, разработанного в УК ООО «ТМС групп»

УДК 622.276

Результаты лабораторно-экспериментальных исследований по физическому моделированию вытеснения нефти различными агентами

Р.Ф. Шарафутдинов
директор центра «Центр проектирования разработки нефтегазоконденсатных залежей и месторождений трудноизвлекаемых запасов»[1]
Sharafutdinov@tngg.ru

С.И. Грачев
д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»[2]

А.Н. Нестеренко
к.т.н., заместитель генерального директора по научным и проектным работам в области разработки и эксплуатации газоконденсатных и нефтяных месторождений[1]
Nesterenko@tngg.ru

М.Г. Ложкин
старший научный сотрудник отдела физики пласта, «Тюменский научно-исследовательский центр»[1]

М.А. Моисеев
заведующий лабораторией отдела физики пласта, «Тюменский научно-исследовательский центр»[1]

А.С. Самойлов
к.т.н., научный сотрудник отдела разработки ачимовских залежей[1]
SamoylovAS@tngg.ru

[1]ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия
[2]ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия

С целью достижения высоких утвержденных коэффициентов извлечения нефти на большинстве разрабатываемых объектов проектными документами предусматривается внедрении системы поддержания пластового давления, а в качестве агента воздействия на пласт рекомендована вода. Как показывает отечественный и мировой опыт, применение заводнения малоэффективно при разработке нефтяных оторочек, и приводит к осложнениям в работе газовых и газоконденсатных скважин. В связи с чем предполагается, что большей эффективностью характеризуется вытеснение нефти газообразными агентами, применением циклического водогазового воздействия, органических растворителей.

Перед выполнением лабораторно-экспериментальных исследований изучен опыт реализации МУН на различных объектах с использованием общедоступных источников, некоторые результаты представлены в работах [1–7].

Наиболее перспективными объектами разработки для испытания технологий повышения вытеснения нефти определены залежи следующих месторождений Севера Западной Сибири, дочерних компаний ПАО «Газпром»:

- Уренгойское (пласты $БУ_8$, $БУ_{10}$, $БУ_{11}^2$, $БУ_{14}$);
- Заполярное (пласты $БТ_{6-8}$, $БТ_{10}$, $БТ_{11}^0$, $БТ_{11}$).

Также по результатам анализа российского и зарубежного опыта применения способов воздействия на пласт, критериев применимости определенной технологии заданным горно-геологическим условиям для исследуемых объектов, выбран ряд МУН, и выполнена предварительная оценка прироста КИН.

При вытеснении нефти газовыми агентами (азот, газ сепарации, углекислый газ) определены относительные фазовые проницаемости. При вытеснении нефти последовательной закачкой газа и воды (ВГВ), т.е. в случае трехфазной фильтрации флюидов, определены только значения остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения.

Методической основой проведения экспериментов по определению ОФП и коэффициентов вытеснения нефти являлись ОСТ 39-195-86 [8] и ОСТ 39-235-89 [9], а также накопленный опыт проведения подобных работ на керновом материале месторождений Западной Сибири.

Некоторые характеристики исследуемых образцов керна (центральные образцы моделей коллектора) из этих месторождений представлены в таб. 2 и 3.

Во всех запланированных опытах по фильтрации использованы модели пластовых флюидов: нефти, газа, воды и агентов для вытеснения.

Физические свойства всех модельных флюидов при заданных термобарических условиях представлены в таб. 4.

Фильтрационные эксперименты проведены на специальной лабораторной установке по двухфазной фильтрации. Принципиальная схема установки приведена на рис. 1.

Эксперименты по фильтрации проведены на образцах керна в условиях, моделирующих условия залегания продуктивных пластов исследуемых месторождений (таб. 5 и 6).

При вытеснении нефти одним флюидом (газом) дополнительно определяли относительные фазовые проницаемости в системе нефть – газ в диапазоне двухфазной фильтрации, а при водогазовом воздействии определяли только коэффициент вытеснения $k_{выт}$. Общее количество выполненных экспериментов по вытеснению нефти различными агентами представлено в таб. 7.

Месторождение, объект	Утв. КИН	Предлагаемый МУН	Прогнозный прирост КИН*, д.ед.	Прогнозный КИН+МУН**, д.ед.
Уренгойское, $БУ_8$, $БУ_{10}$, $БУ_{11}^2$, $БУ_{14}$	0,193	вытеснение нефти водными растворами ПАВ (включая пенные)	0,14	0,333
		вытеснение нефти щелочными растворами	0,17	0,363
		вытеснение нефти кислотами	0,135	0,328
		воздействие на пласт углеводородным газом (в том числе ШФЛУ)	0,08	0,273
		водогазовое воздействие (ВГВ)	0,06	0,253
Заполярное, $БТ_{6-8}$, $БТ_{10}$, $БТ_{11}^0$, $БТ_{11}$	0,204/0,232	воздействие на пласт углеводородным газом (в том числе ШФЛУ)	0,08	0,284/0,312
		водогазовое воздействие (ВГВ)	0,06	0,264/0,292

Примечание:
* — средний прирост КИН по результатам анализа более 150 проектов по всему миру;
** — сумма утвержденного значения КИН и прогнозного прироста КИН за счет воздействия

Таб. 1 — Рекомендуемые технологии для исследуемых объектов с прогнозной оценкой КИН

Для обеспечения достоверной оценки эффективности МУН необходимо применение различных методов моделирования, одним из которых является физическое, выполняемое на образцах керна исследуемого объекта и зачастую определяющего один из основных параметров вытеснения.
В настоящей статье приведены результаты выполнения лабораторно-экспериментальных исследований по определению коэффициента вытеснения при воздействии на пласт различными агентами (с использованием керновых моделей конкретных объектов разработки): азота, диоксида углерода, газа сепарации, а также циклического водогазового воздействия (ВГВ).

Материалы и методы
Эксперименты по фильтрации проведены на специальной лабораторной установке по двухфазной фильтрации, которая смонтирована на базе системы определения относительных фазовых проницаемостей.
На сухих образцах керна измерялась проницаемость по воздуху в атмосферных условиях с учетом поправки Клинкенберга по ГОСТ 26450.2-85.
На образцах керна создавалась остаточная водонасыщенность методами центрифугирования и полупроницаемой мембраны.
Эксперименты по фильтрации проводились на образцах керна в условиях, моделирующих условия залегания продуктивных пластов исследуемых месторождений.
Моделирование пластовых условий заключалось в том, что термические условия модели пласта полностью соответствовали реальному объекту, а барические моделировались по эффективному давлению.

Ключевые слова
газовые методы увеличения нефтеотдачи, водогазовое воздействие, керн, углекислый газ, азот, вытеснение нефти

Для анализа и обобщения результатов экспериментов двухфазной фильтрации по определению относительных фазовых проницаемостей в системе нефть – газ был применен принцип двойной нормировки данных, как по проницаемости, так и по насыщенности.

Нормировка по проницаемости заключалась в том, что фазовая проницаемость по двум фазам нормировалась к максимальным значениям фазовой проницаемости по этим фазам в диапазоне насыщенности двухфазной фильтрации (от критической газонасыщенности до остаточной нефтенасыщенности). Например, при нормировке фазовой проницаемости в системе нефть – газ, текущая фазовая проницаемость по нефти нормируется к фазовой проницаемости по нефти при критической газонасыщенности, а текущая фазовая проницаемость по газу нормируется к фазовой проницаемости по газу при остаточной нефтенасыщенности.

Нормировка по насыщенности заключается в том, что текущая насыщенность флюидом нормируется на динамическое поровое пространство (объем пор, не занятый остаточными флюидами). В результате такой нормировки текущая насыщенность флюидом масштабируется от 0 до 1. Например, при нормировке насыщенностей по данным ОФП в системе нефть – газ, текущие значения газонасыщенности нормируются к объему пор, не занятому остаточной водой, остаточной нефтью и критическим газом ($1-S_{wi}-S_{or}-S_{crg}$).

Таким образом, приводя все результаты определения ОФП к одному числовому масштабу, как по насыщенности, так и по проницаемостям, становится возможным обобщение данных ОФП для керна с различными фильтрационно-емкостными свойствами для последующей компьютерной симуляции разработки месторождений.

Результаты экспериментов на образцах керна Уренгойского, Заполярного месторождений по определению фазовых проницаемостей, в системах нефть – азот, нефть – углекислый газ, нефть – газ сепарации на рис. 2–4.

На рис. 2 представлено обобщение семи экспериментов по определению

№ скв	№ обр	$k_{п(в)}$, д. ед.	$k_{прг(а)}$, 10^{-3} мкм²	$k_{во}$, д. ед.	Пласт	Вытесняющий агент
50980	50	0,157	66,55	0,223	$БУ_{8}$	азот
50980	146	0,147	4,67	0,356	$БУ_{10}$	азот
50980	140	0,155	10,56	0,317	$БУ_{10}$	азот
50980	203	0,143	26,96	0,267	$БУ_{10}$	азот
50980	329	0,154	6,01	0,367	$БУ_{14}$	азот
50980	426	0,168	24,08	0,263	$БУ_{14}$	азот
50980	390	0,150	2,04	0,441	$БУ_{14}$	азот
50980	102	0,155	20,56	0,263	$БУ_{8}$	газ сепарации
50980	132	0,146	5,69	0,338	$БУ_{10}$	газ сепарации
50980	232	0,164	51,13	0,315	$БУ_{10}$	газ сепарации
50980	283	0,137	5,22	0,292	$БУ_{14}$	газ сепарации
50980	385	0,170	11,68	0,310	$БУ_{14}$	газ сепарации
50980	133	0,154	12,49	0,311	$БУ_{10}$	углекислый газ
50980	150	0,150	6,25	0,330	$БУ_{10}$	ВГВ
50980	195	0,165	89,02	0,266	$БУ_{10}$	ВГВ
50980	386	0,169	10,68	0,308	$БУ_{14}$	ВГВ
50980	407	0,172	27,55	0,289	$БУ_{14}$	ВГВ

Таб. 2 — Исследуемые образцы керна пластов БУ Уренгойского месторождения для экспериментов по вытеснению нефти различными агентами

№ скв	№ обр	$k_{п}$(в), д. ед.	$k_{прг}$(а), 10^{-3} мкм²	$k_{во}$, д.ед.	Пласт	Вытесняющий агент
109	8	0,179	128,08	0,229	$БТ_{6-8}$	азот
109	6	0,165	54,13	0,270	$БТ_{6-8}$	азот
106	11	0,154	21,95	0,341	$БТ_{6-8}$	азот
102	80	0,164	61,00	0,228	$БТ_{10}$	азот
115	1860	0,150	3,48	0,391	$БТ_{10}$	азот
12201	71	0,209	27,42	0,346	$БТ_{11}$	газ сепарации
12201	57	0,156	6,46	0,332	$БТ_{11}$	газ сепарации
12201	12,1	0,153	1,10	0,491	$БТ_{11}$	газ сепарации
12201	65	0,207	19,85	0,367	$БТ_{11}$	углекислый газ
12201	62	0,215	31,60	0,333	$БТ_{11}$	ВГВ
12201	7	0,143	8,97	0,363	$БТ_{11}$	ВГВ
12201	84,1	0,189	0,90	0,434	$БТ_{11}$	ВГВ

Таб. 3 — Исследуемые образцы керна пластов БТ Заполярного месторождения для экспериментов по вытеснению нефти различными агентами

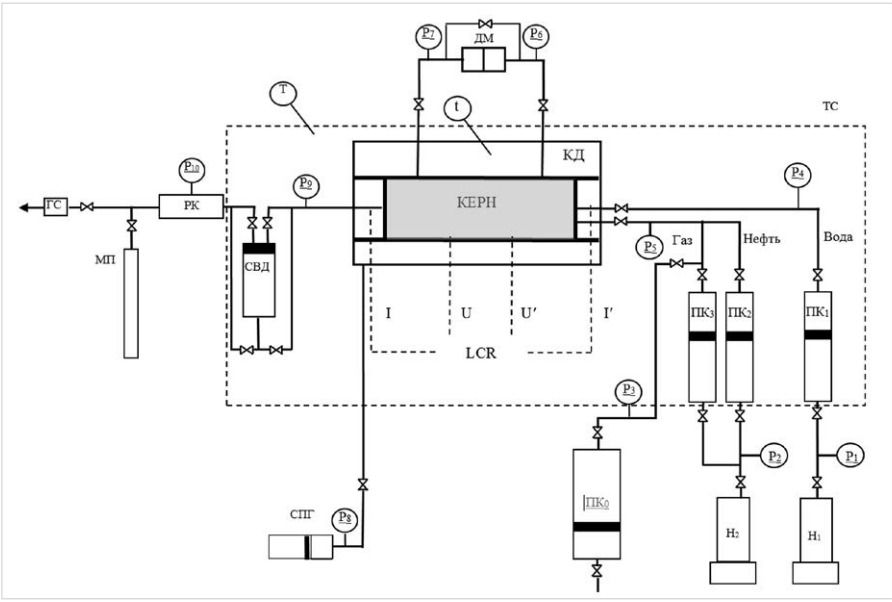


Рис. 1 – Принципиальная схема лабораторной установки по фильтрации нефти, воды и газа
$Н_1$, $Н_2$ – поршневые насосы; $ПК_1$, $ПК_2$, $ПК_3$ – поршневые контейнеры с водой, нефтью и газом; ПК0 – заправочный контейнер с рекомбинированными модельными флюидами; КД – кернодержатель; ДМ – датчик дифференциального давления; ТС – термостат суховоздушный с нагревателем; СПГ – система поддержания горного давления; t – термопара; T – терморегулятор; P_1 – P_{10} – датчики давления; СВД – сепаратор высокого давления акустический; РК – клапан, регулирующий поровое давление; МП – мерная пробирка; ГС – счетчик измерения расхода газа; I, I', U, U' – токовые электроды и по напряжению (измерительные)

ОФП нефть – азот в нормированных координатах для керна пластов $БУ_8$, $БУ_{10}$, $БУ_{14}$ Уренгойского месторождения. Коллекция керна Уренгойского месторождения для экспериментов в системе нефть – азот характеризуется абсолютной проницаемостью в диапазоне $2{\cdot}10^{-3}$–$66{\cdot}10^{-3}$ мкм², по открытой пористости 0,14–0,17 д. ед., по остаточной водонасыщенности 0,22–0,44 д. ед.

На рис. 3 представлено обобщение пяти экспериментов по определению ОФП нефть – газ сепарации в нормированных координатах для керна пластов $БУ_8$, $БУ_{10}$, $БУ_{14}$ Уренгойского месторождения. Коллекция керна Уренгойского месторождения для экспериментов в системе нефть – газ сепарации характеризуется абсолютной проницаемостью в диапазоне $5{\cdot}10^{-3}$–$51{\cdot}10^{-3}$ мкм², по открытой пористости 0,14–0,17 д. ед., по остаточной водонасыщенности 0,26–0,34 д. ед.

На рис. 4 представлено обобщение двух экспериментов по определению ОФП нефть-углекислый газ в нормированных координатах для керна пласта $БУ_{10}$ Уренгойского и $БТ_{11}$ Заполярного месторождений. Коллекция керна для экспериментов нефть – углекислый газ характеризуется абсолютной проницаемостью в диапазоне $12{\cdot}10^{-3}0$–$19{\cdot}10^{-3}$ мкм², по открытой пористости 0,15–0,20 д. ед., по остаточной водонасыщенности 0,31–0,37 д. ед.

По результатам вытеснения нефти различными агентами на керне Уренгойского,

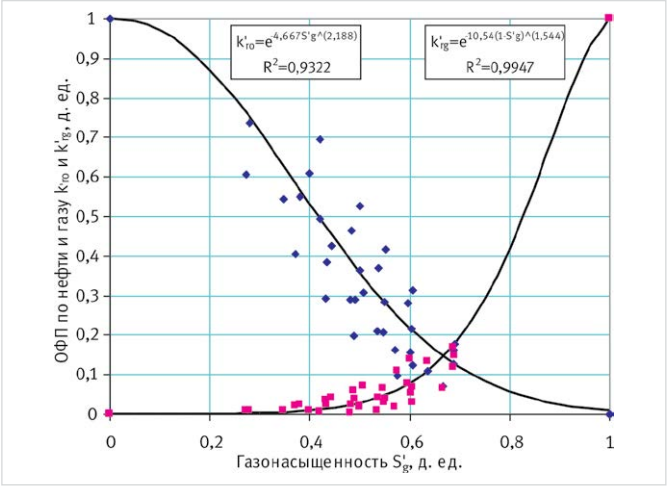


Рис. 2 — Обобщение ОФП в системе нефть – азот для пластов $БУ_8$, $БУ_{10}$ и $БУ_{14}$ Уренгойского месторождения

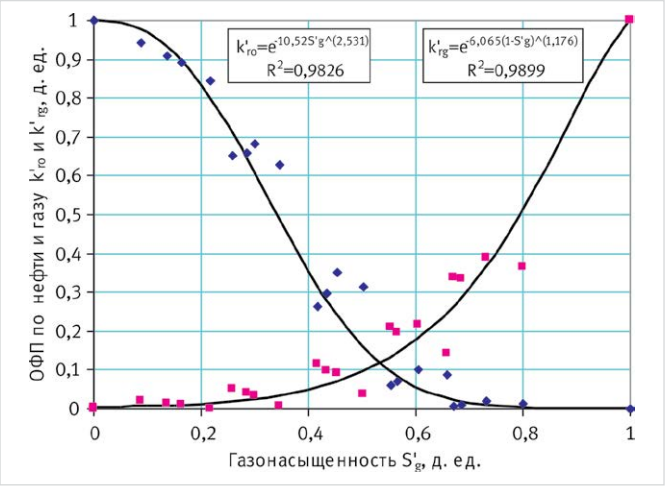


Рис. 3 — Обобщение ОФП в системе нефть – газ сепарации для пластов $БУ_8$, $БУ_{10}$ и $БУ_{14}$ Уренгойского месторождения

Модель нефти	Газовый агент	Температура, °С	Давление, МПа	Вязкость нефти, мПа·с	Плотность нефти, г/см³	Вид эксперимента
Уренгойское месторождение (пласты $БУ_8$, $БУ_{10}$, $БУ_{14}$)						
стабильная	-	79	10	0,648	-	-
стабильная	-	20	-	-	0,769	-
газированная	азот	79	10	0,633	-	ОФП н - N2
газированная	метан	79	10	0,493	-	ОФП н - CH_4/ВГВ
газированная	углекислый газ	90	8	0,287	-	ОФП н- CO_2
Заполярное месторождение (пласты $БТ_{6-8}$, $БТ_{10}$, $БТ_{11}$)						
газированная	азот	71	10	0,870	-	ОФП н - N_2
газированная	азот	77	10	0,910	-	ОФП н - N_2
газированная	метан	78	10	0,417	-	ОФП н -CH_4
газированная	метан	78	10	0,493	-	ВГВ
газированная	углекислый газ	90	9	0,287	-	ОФП н - CO_2

Таб. 4 — Физические свойства моделей нефти для Уренгойского, Заполярного месторождений

Заполярного месторождений наиболее эффективными технологиями оказались: применение последовательной закачки газа и воды (ВГВ) и вытеснение углекислым газом. Менее эффективными оказались технологии вытеснения нефти азотом и газом сепарации (рис. 5).

Высокая эффективность ВГВ обуславливается образованием водогазовой смеси, подвижность которой заметно ниже, чем подвижность воды. Тем самым существенно уменьшается скорость фильтрации вытесняющего агента, растет градиент давления фильтрации, и, как следствие, увеличивается вытеснение нефти. Также высокой эффективности ВГВ способствуют благоприятные геолого-физические факторы исследуемых объектов разработки. К ним можно отнести малую вязкость нефти, высокую температуру продуктивных пластов, высокое начальное пластовое давление. Все эти факторы способствуют снижению подвижности газа, а, значит, и замедляют прорыв фронта вытеснения нефти водогазовой смесью. Следовательно, это приводит к более эффективному вытеснению нефти.

Высокая эффективность вытеснения нефти углекислым газом по сравнению с азотом и газом сепарации обуславливается его способностью растворяться в нефти. При предельном насыщении нефти углекислым газом, объем растворенного газа значительно превышает объем метана растворенного в той же нефти при тех же термобарических условиях. Большее содержание углекислого газа в нефти приводит к уменьшению ее вязкости, сильнее, чем при насыщении нефти метаном или азотом. Кроме того, вязкость углекислого газа в пластовых термобарических условиях выше, чем у метана или азота. Эти два фактора, в свою очередь, определяют меньшее соотношение вязкостей между углекислым газом и нефтью по сравнению с метаном и азотом. Так, соотношение вязкостей между углекислым газом и нефтью в исследованиях в среднем составляет порядка 13, а в системах азот – нефть и метан – нефть составляет более 30. Низкое соотношение вязкостей приводит к вытеснению, более близкому к поршневому, что обуславливает высокий коэффициент вытеснения.

Меньшая эффективность применения метана и азота для вытеснения нефти

Показатели	Пласты		
	$БУ_8$	$БУ_{10}$	$БУ_{14}$
Средняя глубина залегания, м	2639	2741	2953
Пластовая температура, °С	75	79	83
Горное давление, МПа	62,3	64,9	69,8
Пластовое давление, МПа	26,7	27,5	29,1
Эффективное давление, МПа	35,6	37,4	40,7
Общая минерализация пластовой воды, г/л	12	12	12
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,54	0,49	0,44
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,389	0,364	0,314

Таб. 5 — Геолого-физическая характеристика пластов Уренгойского месторождения

Показатели	Пласты		
	$БТ_{6-8}$	$БТ_{10}$	$БТ_{11}$
Средняя глубина залегания, м	2800	2970	3050
Пластовая температура, °С	70	77	78
Горное давление, МПа	62,6	67,4	69,5
Пластовое давление, МПа	28,0	30,0	30,5
Эффективное давление, МПа	34,6	37,4	39,0
Общая минерализация пластовой воды, г/л	4	4	4
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	-	0,86	0,91

Таб. 6 — Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Заполярного месторождения

Месторождение	№ скв	Пласт	Количество экспериментов	Агент
Уренгойское	50980	$БУ_8$, $БУ_{10}$, $БУ_{14}$	7	азот
	50980	$БУ_8$, $БУ_{10}$, $БУ_{14}$	5	газ сепарации
	50980	$БУ_{10}$	1	углекислота
	50980	$БУ_{10}$, $БУ_{14}$	4	ВГВ
Заполярное	12201	$БТ_{11}$	3	газ сепарации
	12201	$БТ_{11}$	1	углекислота
	12201	$БТ_{11}$	3	ВГВ
	102, 106, 109, 115	$БТ_{6-8}$, $БТ_{10}$, $БТ_{11}$	5	азот

Таб. 7 – Количество выполненных экспериментов по вытеснению нефти различными агентами

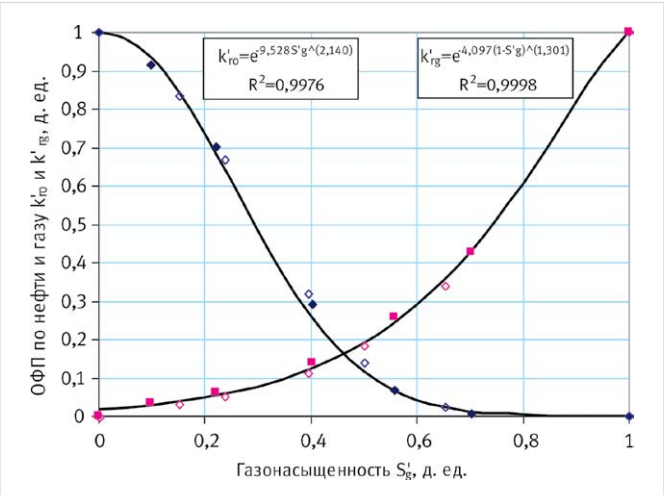


Рис. 4 — Обобщение ОФП в системе нефть – углекислый газ для пластов $БУ_{10}$ Уренгойского и $БТ_{11}$ Заполярного месторождений

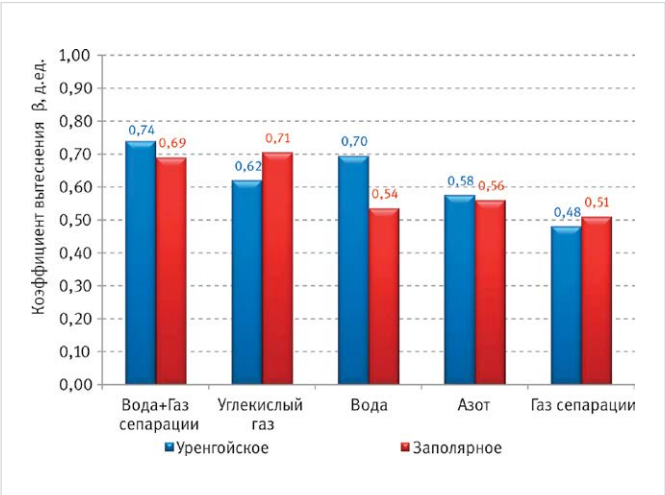


Рис. 5 — Диаграмма эффективности вытеснения нефти различными агентами на керне Уренгойского, Заполярного месторождений

обуславливается, как было сказано выше, меньшей способностью растворяться в нефти и неблагоприятным соотношением вязкостей нефти и газа (более 30). Несмотря на то, что метан гораздо лучше растворяется в нефти, чем азот, результаты вытеснения этими газами оказались примерно одинаковы. Это объясняется тем, что исследуемые нефти не насыщаются метаном и азотом при вытеснении этими газами. Метан не растворяется в нефти по причине предельного насыщения нефти подгазовой зоны газовой фазой, а азот плохо растворим в жидких углеводородах. По этой причине соотношение вязкостей в системе нефть – метан и нефть – азот оказались приблизительно одинаковыми (30 и 34) для систем флюидов азот – нефть и метан – нефть соответственно.

Итоги

По результатам вытеснения легкой нефти различными агентами на керне Уренгойского и Заполярного месторождений установлено, что наиболее эффективными технологиями являются последовательная закачка газа и воды (ВГВ) и вытеснение углекислым газом. Менее эффективными оказались технологии вытеснения нефти азотом и газом сепарации.

Выводы

Результаты лабораторных экспериментов обеспечили расширение представлений о фильтрации флюидов нижнемеловых отложений Уренгойского и Заполярного месторождений при воздействии как газовыми агентами, так и водогазовыми. В итоге установлено, что высокая эффективность ВГВ обусловлена меньшей подвижностью, тем самым существенно уменьшается скорость фильтрации вытесняющего агента, растет градиент давления фильтрации, и, как следствие, увеличивается вытеснение нефти.

Высокая эффективность вытеснения нефти углекислым газом по сравнению с азотом и ГС предопределена его высокой способностью растворяться в нефти. При предельном насыщении нефти углекислым газом, объем растворенного газа значительно превышает объем метана, растворенного в той же нефти при тех же ТБУ.

Меньшая эффективность применения метана и азота для вытеснения нефти обусловлена меньшей способностью растворяться в нефти и неблагоприятным соотношением вязкостей нефти и газа (более 30). Несмотря на то, что метан гораздо лучше растворяется в нефти, чем азот, результаты вытеснения этими газами в данных НИР оказались примерно одинаковы. Это объясняется тем, что нефти подгазовых зон не растворяются метаном и азотом.

Список литературы

1. Боксерман А.А. Востребованность современных методов увеличения нефтеотдачи — обязательное условие преодоления падения нефтедобычи в стране // Нефтяное хозяйство. 2004. №10. С. 34–38.
2. Закиров И.С. Совершенствование разработки нефтегазовых залежей со слоисто-неоднородными коллекторами. Дис. канд.техн.наук, ИПНГ РАН, ГАНГ им. Губкина, 1996.
3. Закиров С.Н., Лапук Б.Б. Проектирование и разработка газовых месторождений. М.: Недра, 1974. 376 с.
4. Косачук Г.П., Сагитова Д.З., Титова Т.Н. Опыт разработки газовых и газоконденсатных месторождений с нефтяными залежами и оторочками // Газовая промышленность. 2005. №3. С. 27–30.
5. Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов. М.: Недра, 1999. 659 с.
6. Степанова Г.С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. М.: Газоил пресс, 2006. 200 с.
7. Берлин А.В. Классификация физико-химических методов повышения нефтеотдачи // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2011. Выпуск 22. С. 20–30.
8. ОСТ 39-195-86 Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. М.: Миннефтепром, 1987. 18 с.
9. ОСТ 39-235-89 Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации. М.: Миннефтепром, 1989. 35 с.

ЭНЕРГОМАШ
ПКК «ЭнергоМаш Санкт-Петербург»

ООО «ПКК «ЭнергоМаш»,
196605, Санкт-Петербург, г. Пушкин, Павильон Урицкого, д. 1
e-mail: 9169913@gmail.com
www.energomash-spb.ru
+7 (812) 916-99-13
+7 (812) 916-95-63

Наша производственно-коммерческая компания специализируется на ремонте и обслуживании дизельных двигателей, электростанций. Мы также производим диагностику и ремонт топливной аппаратуры всех систем и производителей:

BOSCH, SIEMENS, DENSO, DELPHI.

Мы являемся поставщиком оригинальных и альтернативных запчастей для двигателей:

PERKINS, CATERPILLAR, CUMMINS, DEUTZ, JOHN DEER, YANMAR, KUBOTA, DOOSAN, WAUKESHA, DETROIT DIEZEL, FG WILSON

Производим продажу, ремонт, обслуживание и поставку запасных частей для дизельных и газовых электростанций:

FG WILSON, CATERPILLAR, OLYMPIAN, DOOSAN, STAMEGNA, WARTSILA, WAUKESHA, PERKINS

Results of oil displacement laboratory tests during field simulation, using various inhibitors

UDC 622.276

Authors:
Ruslan F. Sharafutdinov — director of "Engineering center of oil and gas condensate deposits and hard-to-recover reserves development"[1]; Sharafutdinov@tngg.ru
Sergey I. Grachev — Sc.D., professor, head of department[2]
Alexander N. Nesterenko — Ph.D., deputy general director, R&D in oil and gas-condensate fields development and operation[1]; Nesterenko@tngg.ru
Mikhail G. Lozhkin — senior research engineer, petrophysics section, Tyumen research and development center[1]
Mikhail A. Moiseev — laboratory head, petrophysics section, Tyumen research and development center[1]
Alexander S. Samoylov — Ph.D., senior researcher, Achimov deposits development section[1]; SamoylovAS@tngg.ru

[1]"TyumenNIIgiprogaz" LLC, Tyumen, Russian Federation
[2]"Tyumen Industrial University", Tyumen, Russian Federation

Abstract
Various simulation methods are required for accurate evaluation of oil recovery enhancement efficiency. One of them is physical simulation, performed in core samples of reservoirs and commonly defining as one of the key displacement parameters.
The results of laboratory tests, concerning with defining displacement index of formation stimulation, using various inhibitors (core models of particular development targets): nitrogen, carbon dioxide, separated gas and cyclic water-gas stimulation, are provided in the article.

Materials and methods
The filtration experiments were carried out, using special two-phase laboratory unit, manufactured on the basis of the system for defining relative phase permeability.
Rock permeability, according to Klinkenberg allowance, as per GOST 26450.2-85, was measured in dry core samples.
The residual water saturation was created in the core samples with the methods of centrifuging and semi-permeable membrane.
The filtration experiments were carried out, using core samples under the conditions of simulating productive reservoirs of the fields. Simulation of formation conditions was carried out under the temperature conditions, fully corresponding to the real reservoir conditions, and the pressure conditions were simulated, according to the efficient pressure.

Results
According to the results of light oil displacement by various inhibitors in the core of the Urengoyskoe and Zapolyarnoe fields, the most effective technologies are: the injection of gas and water and carbon dioxide miscible displacement. Gas-oil displacement by nitrogen and separated gas proved to be of less efficiency.

Conclusions
Laboratory tests helped to know more about the fluid filtration of the Lower Cretaceous deposits of the Urengoy and Zapolyarnoye fields under the influence of gas and water-gas injection. Finally, it was stated that high efficiency of water-gas injection is caused by less fluidity, considerably reducing the filtration velocity of the displacing inhibitor, the filtration pressure gradient is growing and, thus, oil displacement is increasing.
High efficiency of oil displacement by carbon dioxide in comparison with nitrogen and separated gas is determined by its high solubility in oil. When the level of oil saturation by carbon dioxide is highest, volume of dissolved gas will be significantly higher than volume of methane, dissolved in the same oil under the same temperature and pressure conditions. Less efficiency of oil displacement by methane and nitrogen is caused by worse solubility in oil and negative oil-gas viscosity ratio (above 30). Though methane has better solubility in oil than nitrogen, R&D results of oil displacement are almost the same. This is due to the fact that oil of under-gas-cap-zone is not dissolved by methane and nitrogen.

Keywords
gas methods of oil recovery enhancement, water-gas stimulation, core, carbon dioxide, nitrogen, oil displacement

References
1. Bokserman A.A. *Vostrebovannost' sovremennykh metodov uvelicheniya nefteotdachi – obyazatel'noe uslovie preodoleniya padeniya neftedobychi v strane* [Claiming for modern methods of oil recovery increase — an obligatory condition of overcoming of oil recovery decline in the country]. Oil industry, 2004, issue 10, pp. 34–38.
2. Zakirov I.S. *Sovershenstvovanie razrabotki neftegazovykh zalezhey so sloisto-neodnorodnymi kollektorami* [Perfection of oil and gas deposits with layered heterogeneous reservoirs development]. Dissertation, Candidate of Science in Engineering, IPNG RAN, GANG imeni Gubkina, 1996.
3. Zakirov S.N., Lapuk B.B. *Proektirovanie i razrabotka gazovykh mestorozhdeniy* [Gas fields engineering and development]. Moscow: *Nedra*, 1974, 376 p.
4. Kosachuk G.P., Sagitova D.Z., Titova T.N. *Opyt razrabotki gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy s neftyanymi zalezhami i otorochkami* [The experience of gas and gas-condensate fields with oil deposits and rims development]. GAS Industry of Russia, 2005, issue 3, pp. 27–30.
5. Ter-Sarkisov P.M. *Razrabotka mestorozhdeniy prirodnykh gazov* [Development of natural gas fields]. Moscow: *Nedra*, 1999, 659 p.
6. Ctepanova G.S. *Gazovye i vodogazovye metody vozdeystviya na neftyanye plasty* [Gas and water-gas methods of oil reservoirs stimulation]. Moscow: *Gazoil press*, 2006, 200 p.
7. Berlin A.V. *Klassifikatsiya fiziko-khimicheskikh povysheniya nefteotdachi* [Classification of physical and chemical oil recovery enhancement methods]. *Nauchno-tekhnicheskiy vestnik OAO «NK «Rosneft'»*, 2011, issue 22, pp. 20–30.
8. OST 39-195-86 Neft'. *Metod opredeleniya koeffitsienta vytesneniya nefti vodoy v laboratornykh usloviyakh* [The methodology of waterflood oil recovery factor in the laboratory conditions determination]. Moscow: *Minnefteprom*, 1987, 18 p.
9. OST 39-235-89 Neft'. *Metod opredeleniya fazovykh pronitsaemostey v laboratornykh usloviyakh pri sovmestnoy statsionarnoy fil'tratsii* [The methodology of relative phase permeability determination in the laboratory conditions under the joint steady-state filtration]. Moscow: *Minnefteprom*, 1989, 35 p.

УДК 622.276

Проведение поинтервального ГРП с использованием технологии растворимых шаров в качестве потокоотклонителей

Р.М. Сабитов
инженер 1 кат. ОПиМФМПНП
SabitovRM@tmn.likoil.com

А.Н. Багаев
заведующий лабораторией сопровождения ОПР и МУН
BagaevAN@tmn.lukoil.com

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Тюмень, Россия

В работе рассмотрена технология поинтервального ГРП с использованием потокоотклоняющих шаров. Технология направлена на снижение трудозатрат и уменьшение времени для производства поинтервальных ГРП на объектах, имеющих несколько разобщенных продуктивных пластов. На объектах ТПП «Урайнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» проведены опытно-промышленные испытания исследуемой технологии.

Материалы и методы

В рамках выполнения научно-технической разработки проведено лабораторное тестирование шаров на предмет изучения оптимальных условий, необходимых для растворимости в пластовой воде, в жидкости ГРП, в кислоте.
Также были проведены исследования потокоотклоняющих шаров на способность выдерживать перепад давления. Для этого с нуля была собрана система для создания дифференциального давления.

Ключевые слова

потокоотклоняющие шары, опытно-промысловые работы, марки шаров MR и HR, двухстадийный ГРП, поинтервальный ГРП, спуско-подъемные операции

Значительная доля всех извлекаемых запасов нефти месторождений ТПП «Урайнефтегаз» сосредоточена в среднеюрских (тюменских) отложениях, характеризующихся сложным геологическим строением и, прежде всего, сильной вертикальной и латеральной литологической изменчивостью продуктивных пластов. К осложняющим разработку факторам также относится низкая проницаемость (менее 5 мД), высокая расчлененность коллекторов (от 2 до 7 ед.) и низкая песчанистость (от 0,1 до 0,4 д. ед.).

При проектировании разработки данных месторождений, ввиду особенностей строения, пласты объединяются в единый эксплуатационный объект. Суммарная мощность эксплуатационного объекта получается 40–150 м, а за счет высокой расчлененности (от 2 до 7 ед.) и низкой песчанистости (от 0,1 до 0,4 д. ед.) суммарная эффективная толщина коллекторов находится в интервале 4–30 м [1].

Амплитуда структуры залежей за счет формирования непосредственно на поверхности фундамента достаточно резкая, с перепадом высоты по ряду залежей до 100 м, ВНК по пластам внутри одного эксплуатационного объекта различны, в связи с чем в разрезе скважин встречаются и нефте- и водонасыщенные пласты и пропластки.

В данных геологических условиях гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из основных методов интенсификации добычи на месторождениях ТПП «Урайнефтегаз» (рис. 1). В настоящее время освоение новых скважин при вводе из бурения и дальнейшая их эксплуатация ведется с проведением ГРП. При интенсификации добычи существует необходимость воздействия в разных интервалах пласта и последовательной закачкой проппанта в каждый интервал (поинтервальный ГРП).

Проведение традиционных ГРП, таких как стандартный ГРП, большеобъемный ГРП (БГРП) и поинтервальный ГРП методом «отсыпки» в условиях разобщенных пластов не всегда эффективны. Все эти способы предполагают дополнительные спуско-подъемные операции (СПО), что влечет за собой увеличение времени работ.

Это обуславливает цель данной научно-исследовательской работы — поиск оптимального метода вовлечения в разработку сильнорасчлененных низкопроницаемых коллекторов тюменской свиты Западной Сибири.

В рамках исследования поставлены следующие задачи:

1. Сокращение временных, трудовых и материальных затрат на объектах, имеющих несколько разобщённых продуктивных пластов.
2. Анализ результатов проведенных опытно-промышленных работ.

Оптимизация процесса ГРП

В настоящее время освоение новых скважин при вводе из бурения и дальнейшая их эксплуатация ведется с проведением ГРП. При интенсификации добычи существует необходимость воздействия в разных интервалах пласта (то есть последовательной закачкой проппанта в каждый интервал — поинтервальный ГРП) (рис. 2).

В данном случае проводится перфорация нижнего интервала пласта с последующим ГРП, нормализация забоя (до установленной глубины), перфорация и обработка вышележащего интервала пласта, нормализация забоя.

Однако данный подход имеет ряд недостатков, это:

1. Необходимость проведения последовательной перфорации.
2. Необходимость временной изоляции нижних интенсифицированных интервалов пласта. Для этого существует несколько способов, например, установка пакер-пробки или отсыпка проппантом.

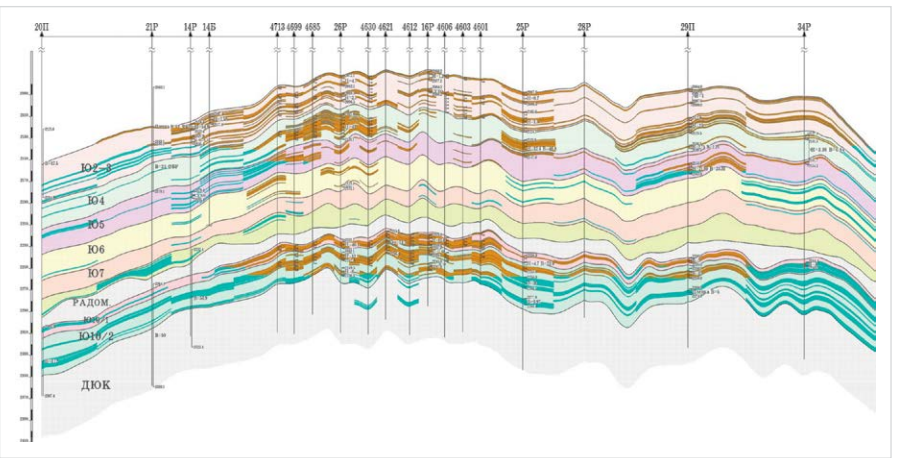


Рис. 1 — Геологический профиль по линии скважин 20П-25Р. Пласты $Ю_{2-3}$, $Ю_4$, $Ю_5$, $Ю_6$, $Ю_{10/1}$, $Ю_{10/2}$. Западно-Тугровское месторождение

3. Нижний интенсифицированный интервал значительное время остается без извлечения продуктов распада рабочей жидкости ГРП, что может негативно сказаться на проводящих свойствах созданной трещины.

Все эти способы предполагают дополнительные спуско-подъемные операции (посадка и срыв пакера-пробки, промывка забоя), что влечет за собой увеличение времени работ.

Проведение стандартного ГРП (средняя масса проппанта в диапазоне от 40 до 70 т), с учетом различных фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и большого этажа нефтеносности пластов, с объединением их в единый интервал, не интенсифицирует ряд пропластков (трещина ГРП не охватит весь разрез), что подтверждается дизайном и результатом промыслово-геофизических исследований (профиль притока) после ГРП.

Проведение большеобъемного ГРП (БГРП) с развитием трещины ГРП на всю мощность пласта может повлечь подключение выше/нижележащих водоносных пластов (при их наличии), повышение стоимости ГРП (большая масса проппанта) и размещение части проппанта в непродуктивных зонах пласта, что сокращает эффективную массу (рис. 3). Опыт проведения подобных работ есть на Яхлинском и Западно-Тугровском месторождениях (пласт $ЮШ_{2-4}$).

С целью оптимизации процесса ГРП, представителями филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмень и ТПП «Урайнефтегаз», совместно со специалистами подрядной организации, был проведен подбор оптимальной технологии ГРП с использованием растворимых шаров в качестве потокоотклонителей.

Данная технология направлена на снижение трудозатрат и уменьшение времени для производства поинтервальных ГРП на объектах, имеющих несколько разобщенных (неоднородных по характеристикам) продуктивных пластов, когда необходимо простимулировать каждый пласт в отдельности.

Основным элементом технологического процесса являются потокоотклоняющие шары, в функцию которых входит закупоривание (временное искусственное перекрытие) наиболее проницаемых перфорированных участков пласта, за счет чего происходит перераспределение потока и отклонение рабочей жидкости ГРП к менее проницаемому, наиболее закольматированному интервалу пласта (рис. 4).

Работа с применением шаров проводится в несколько этапов.

На первом этапе происходит закачка проппанта в более проницаемый интервал пласта.

Второй этап заключается в подаче шаров на последней проппантной стадии. Подача шаров производится с применением устройства “Ball Injector”, которое монтируется в линию высокого давления на участке между устьем скважины и обратным клапаном. Шары подаются в 2 м³ промежуточной стадии в линейном геле. Количество подаваемых шаров равно числу отверстий перфорации с 30% запасом.

Подача дополнительного количества шаров необходима для предупреждения таких рисков как разрушение шара, непопадание шара в перфорационное отверстие и продавливание шара в ПЗП. При входе шаров в интервал перфорации скорость закачки снижается, после посадки шаров скорость закачки выводится на прежнее значение. После перекрытия шарами интервала перфорации, как правило, наблюдается рост давления, что косвенно указывает на достижение поставленной цели.

На третьем этапе происходит закачка проппанта в следующий интервал обработки. При наличии дополнительных интервалов обработки процедура подачи шаров повторяется аналогично предыдущим. Весь процесс осуществляется непрерывно. График закачки ГРП по технологии представлен на рис. 5.

Перфорационные потокоотклоняющие шары — растворяющиеся непрозрачные белые или зеленые шарики правильной формы с гладкой поверхностью и со специфическим запахом, состоящие из полимеров (полиэтиленоксид, полиоксипропилен и полиактидный полимер). Удельный вес шара составляет 1,10–1,30 г/см³. Таким образом, шары тяжелее водных растворов и оседают в них.

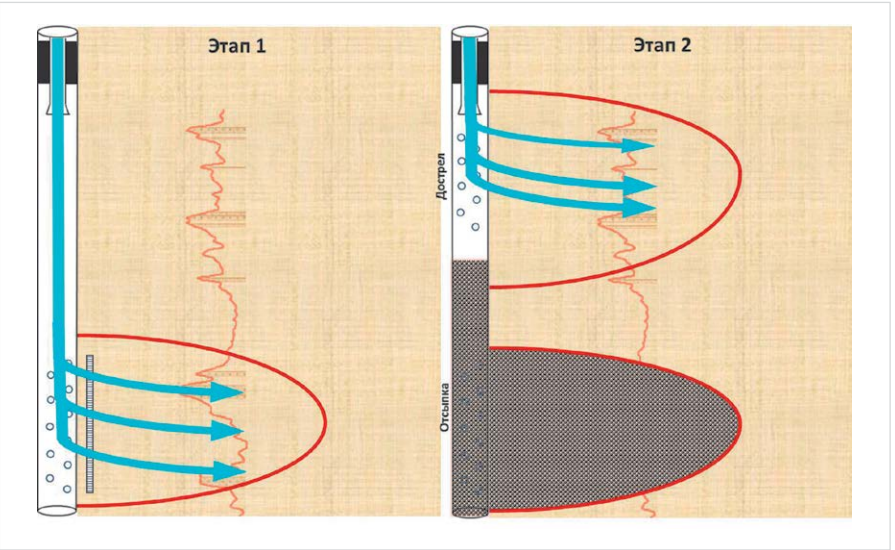


Рис. 2 — Схема воздействия в разных интервалах пласта и последовательная закачка проппанта в каждый интервал (поинтервальный ГРП)

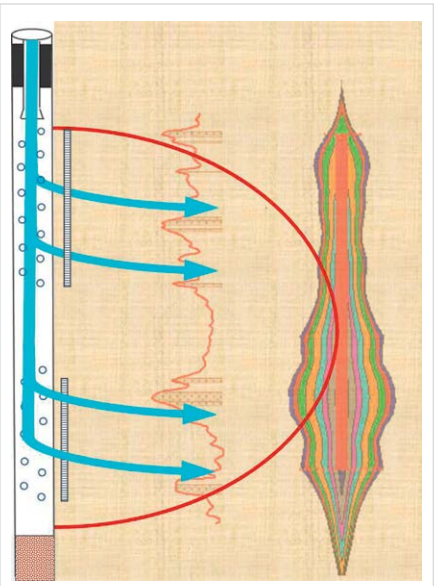


Рис. 3 — Схема воздействия БГРП в аналогичных условиях

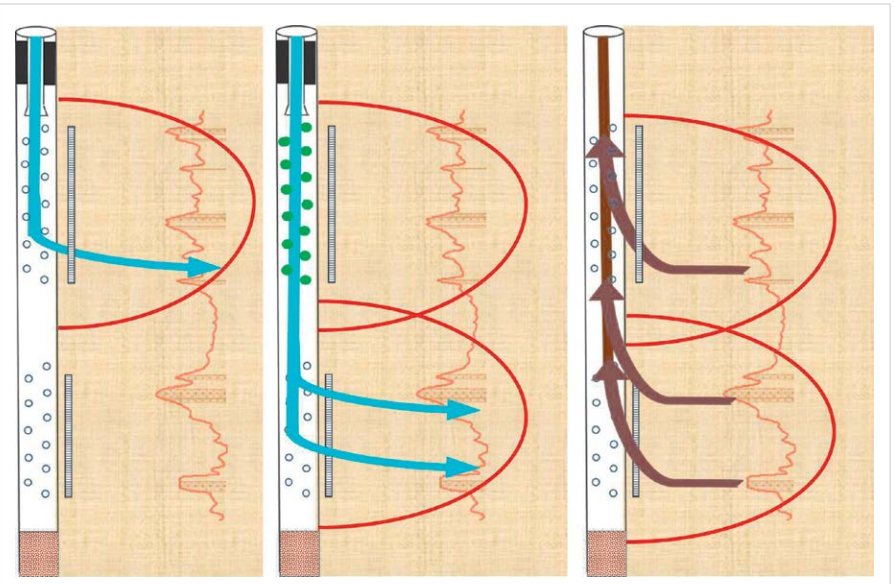


Рис. 4 — Алгоритм действия потокоотклоняющих шаров

Ассортимент биоразлагаемых шаров представлен несколькими видами, согласно термобарическим характеристикам скважин. Так, шары марки HR имеют температурные границы применения от 121 до 177°С и выдерживают дифференциальное давление в 340 атм. Шары марки MR выдерживают 204 атм и применяются при температуре от 27 до 90°С (рис. 6).

Итак, для применения шаров необходимо знать количество, диаметр перфорационных отверстий и термобарические характеристики скважины. Необходимо, чтобы диаметр шара превышал диаметр отверстия перфорации. Таким образом рекомендуется использовать технологию в скважинах только с первичной перфорацией. Все эти условия имеют важное значение для эффективного использования технологии.

Перед проведением работ на скважинах были выполнены лабораторные тесты по определению растворимости и прочностных свойств потокоотклоняющих шаров в химико-аналитической лаборатории филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмень.

Проведено лабораторное тестирование шаров на предмет изучения оптимальных условий, необходимых для растворимости как в пластовой воде, так и в жидкости ГРП, в 15% кислоте (12% HCl+3% HF) при температуре 80°С. Исследования показали, что образцы шаров полностью растворяются в пластовой воде за 21 ч, в кислотном составе и в жидкости ГРП — за 20 ч.

Также были проведены исследования потокоотклоняющих шаров на способность выдерживать перепад давления. Для этого было собрана система для создания дифференциального давления, а также подготовлена заглушка с отверстием диаметром 12 мм, которая сымитировала перфорационное отверстие. Потокоотклоняющие шары подвергли испытаниям дифференциальным давлением в диапазоне от 200 до 300 атм. В результате потокоотклоняющие шары выдержали испытание только при перепаде 200 атм. (шар деформирован). В остальных случаях шары были разрушены.

Таким образом, максимально возможный перепад давления составил 200 атм.

В рамках опытно-промысловых работ были проведены испытания технологии потокоотклоняющих шаров на месторождениях Западной Сибири. Осуществлен анализ участков и выбор скважин для применения данной технологии, в результате были отобраны 5 скважин-кандидатов с разнообразными геологическими характеристиками пластов, но соответствующих критериям применимости технологии.

Объектом исследования стали добывающие скважины, эксплуатирующие пласты ЮШ$_{2-3}$ Ловинского, Т$_1$+КВ Убинского, ЮШ$_{2-4}$ + ЮШ$_{10}^{1-2}$ Западно-Тугровского и ЮК$_{2-3}$ Пайтыхского месторождений.

В последние годы активное бурение и ввод новых скважин ведется на Западно-Тугровском месторождении. Так, за период с 2011 по 2015 гг. введено из бурения 118 скважин. Из них в 63 скважинах (53%) выполнен поинтервальный ГРП (в двух и трех интервалах). В рамках выполнения технологической схемы разработки Западно-Тугровского месторождения (от 2013 г.) в период с 2016 по 2019 гг. запланирован ввод из бурения 123 скважин.

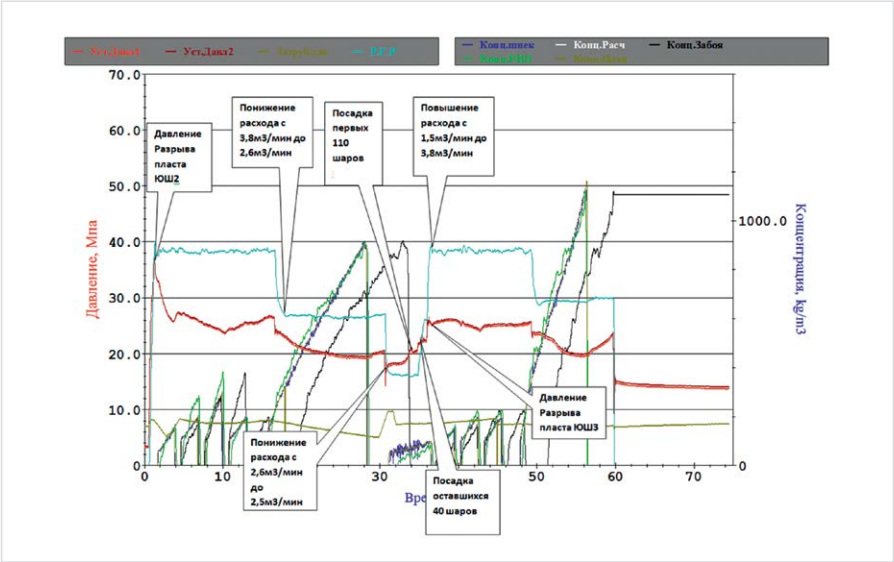


Рис. 5 — График закачки ГРП по технологии потокоотклоняющих шаров

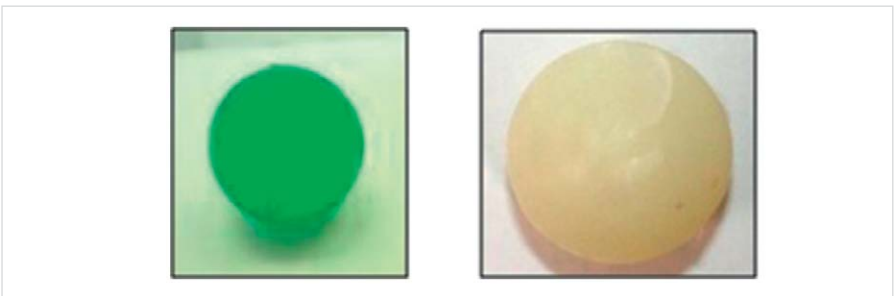


Рис. 6 — Внешний вид целых нерастворённых потокоотклоняющих шаров MR/HR

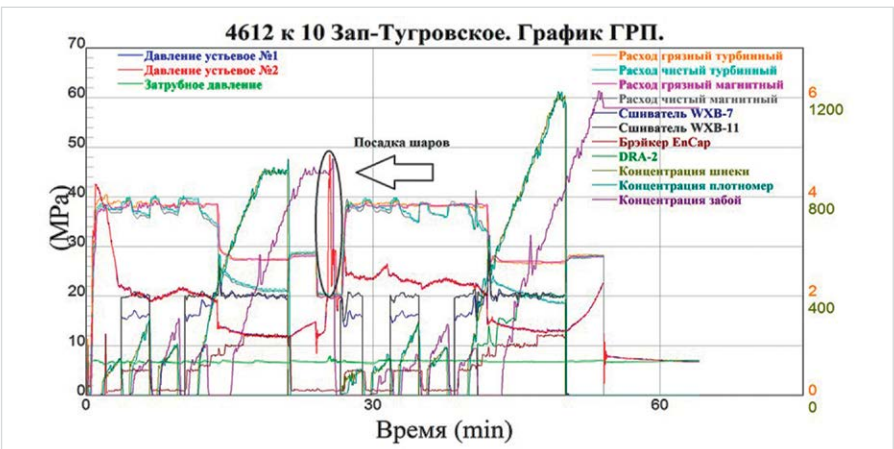


Рис. 7 — График проведения ГРП в скважине №4612

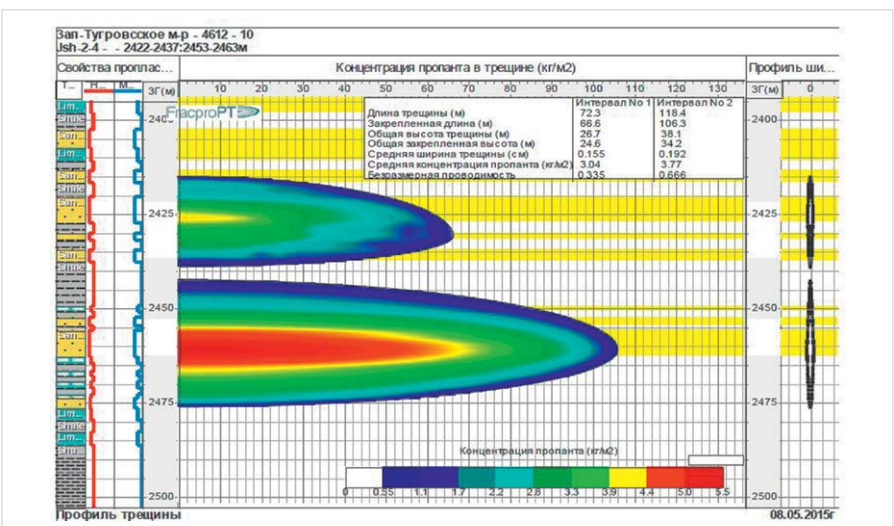


Рис. 8 — Профиль созданных трещин скважины №4612

Таким образом, учитывая тот факт, что на Западно-Тугровском месторождении больше половины новых скважин вводятся в основном с поинтервальным ГРП, открывается большая перспектива использования технологии растворимых шаров. В качестве примера рассмотрим скважину №4612 Западно-Тугровского месторождения.

В ходе стандартных процедур подготовки к ГРП и проведения мини-ГРП на скважине №4612 был произведен комплекс ГИС с целью выявления интервала с наибольшей приемистостью (проницаемостью) пласта (рис. 9).

По результатам исследования, было определено, что верхний интервал обладает наибольшей приемистостью, которая составляет 90% и это подразумевает, что наиболее вероятное распространение трещины на первой стадии ГРП будет происходить именно по верхнему интервалу перфорации.

При проектировании программы закачки, в связи с многостадийностью плана поинтервального ГРП, а также с изменением темпа закачки, обеспечением непрерывности работ и применением линейного геля, в дизайне закладывались по 4 порции пачки с мелким проппантом фракцией 30/50 и 20/40 перед основной закачкой для проработки зоны перфорации, что кратно снижало проблемы по прохождению проппанта и посадки потокоотклоняющих шаров.

Данная программа ГРП должна была позволить закачать проппант в пласт при максимальной концентрации проппанта 900 кг/м^3 и загрузке гелеобразующего вещества 2,6 кг/м^3.

Руководствуясь данными ГИС (рис. 9), был произведен расчет необходимого количества шаров для применения в верхнем интервале перфорации с учетом 30% запаса. В ходе двухстадийного ГРП, после закачки проппанта в верхний интервал (18 т), запустили в линию потокоотклоняющие шары. Шарами были перекрыты перфорационные отверстия верхнего интервала, что отразилось на росте устьевого давления, как показано на графике закачки — рис. 7.

Посадка шаров позволила продолжить вторую стадию ГРП в нижний интервал (22 т), без остановок и дополнительных работ. Профиль трещин ГРП, по фактически полученным данным, после выполнения работ с применением технологии изображен на рис. 8.

Так, после проведения ГРП с применением технологии потокоотклоняющих шаров, по результатам комплекса ГИС установлено, что произошло перераспределение профиля притока, следовательно, ГРП по данной технологии прошел успешно (рис. 9).

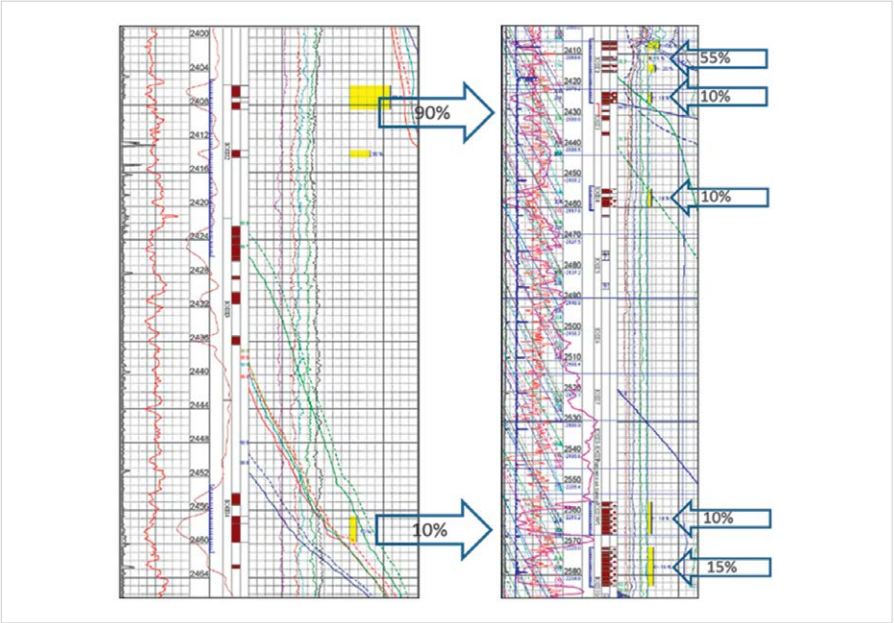


Рис. 9 — Результаты ГИС №7 по определению профиля приемистости до ГРП и результаты ГИС №86 по определению профиля притока после ГРП в скважине №4612 с учетом всех пластов

Месторождение	Западно-Тугровское	
Пласт	ЮШ$_2$, ЮШ$_4$	
Технология	Технология шаров	Поинтервальный ГРП
Скважина	4612	4610
Эффективная мощность пласта, м	8,9	19
Масса проппанта, т	18+22	30+35
Темп закачки жидкости разрыва, м^3/мин	3,8	3,2
Максимальная концентрация, кг/м^3	1200	1200
Удельная масса, т/м	4,5	3,4
Дебит жидкости до ГРП, т/сут	16,0	0
Дебит нефти до ГРП, т/сут	8,2	0
Обводненность до ГРП, %	48,8	0
Дебит жидкости после ГРП, т/сут	58,0	58,6
Дебит нефти после ГРП, т/сут	19,5	11,6
Обводненность после ГРП, %	66,4	80
Начальный прирост дебита жидкости, т/сут	42,0	58,6
Начальный прирост дебита нефти, т/сут	11,3	11,6
Отработанное время, сут	210	350
Доп. добыча нефти тыс.т	1,7	2,7
Удельный прирост дебита нефти, т/сут	8,2	7,7

Таб. 1 — Геологические характеристики пласта, технологические и эксплуатационные показатели по стандартным ГРП и ГРП по технологии потокоотклоняющих шаров на объект ЮШ$_{2-4}$ Западно-Тугровского месторождения

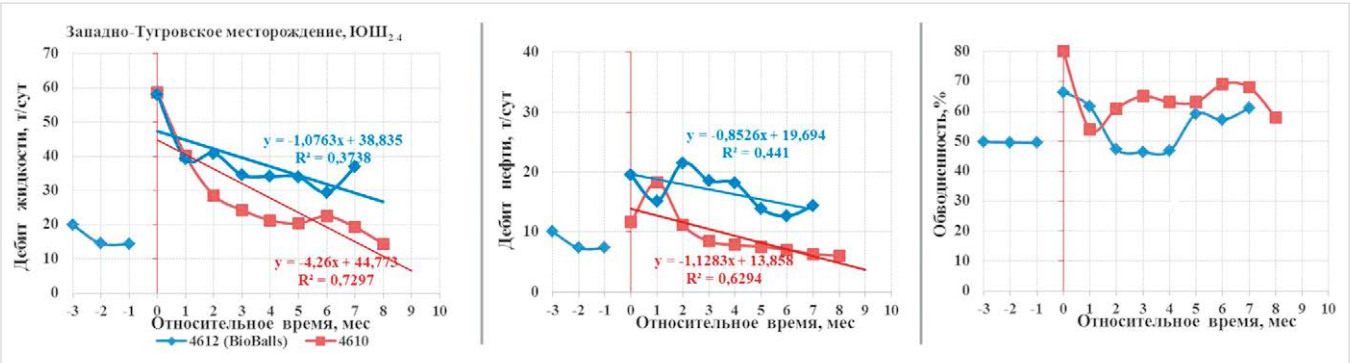


Рис. 10 — Приведенные дебиты жидкости, нефти и обводненность на дату ГРП с поинтервальным ГРП и ГРП по технологии потокоотклоняющих шаров

После ГРП дебит жидкости составил 58 т/сут, дебит нефти — 19,5 т/сут при обводненности 66,4%. Для сравнения эффективности приведен поинтервальный ГРП (методом отсыпки) в скважине №4610, единственной подобной обработкой на участке. После последовательного воздействия на пласты ЮШ2-4 с массой проппанта 30+35 т, дебит жидкости составил 58,6 т/сут, дебит нефти — 11,6 т/сут при обводненности 80%. Удельный прирост по скважине с потокоотклоняющими шарами составил 8,2 против 7,7 т/сут с поинтервальным ГРП. Основные геологические, технологические и эксплуатационные показатели по поинтервальным ГРП и ГРП по технологии потокоотклоняющих шаров представлены в таб. 1.

Темп падения дебита жидкости по скважине с технологией потокоотклоняющих шаров за 6 мес. составил порядка 28%, со стандартным поинтервальным ГРП — 49% (рис. 10).

Длительность выполнения ГРП по технологии растворимых шаров в скважине №4612, от посадки пакера перед ГРП и до его снятия после ГРП, составила порядка 110 ч (с учетом подготовительно-заключительных работ). Время работ проведения стандартного поинтервального ГРП в скважине №4610, от посадки пакера перед первым ГРП и до снятия пакера после второго ГРП, составило 220 ч (с учетом подготовительно-заключительных работ). Отметим, что все время после первого ГРП вплоть до освоения, интенсифицированный интервал остается без извлечения продуктов распада рабочей жидкости. В случае с технологией потокоотклоняющих шаров время нахождения первого интенсифицированного интервала с жидкостью ГРП минимизировано.

Таким образом, отмечается сокращение длительности выполнения ГРП в скважине №4612 по технологии растворимых шаров (в 2 раза) и минимизация нахождения первого интенсифицированного интервала без извлечения продуктов распада рабочей жидкости ГРП.

При испытании технологии в 4 скважинах опыт применения был успешен, по одной скважине произошел «СТОП», после посадки потокоотклоняющих шаров в перфорационные отверстия, но проведя дополнительные серии гидровоздействия на пласт, была установлена связь с пластом и закачку удалось продолжить.

Во всех пяти случаях проведенных мероприятий на скважинах отмечается достижение ожидаемого дебита нефти и равномерное распределение притока между обработанными интервалами, что свидетельствует о подключении в работу запланированных и ранее неэксплуатированных зон пласта.

В сравнении со стандартными ГРП, удельная эффективность как по дебиту жидкости, так и по дебиту нефти выше в 1,5 раза.

Отмечается сокращение времени (в среднем, в 2 раза) на производство поинтервальных ГРП, это выгодно её отличает от других технологий. Также отсутствует необходимость проведения перфорации за несколько СПО.

Несмотря на, то что технология потокоотклоняющих шаров сама по себе не предназначена для увеличения добычи пластового флюида, а служит как вспомогательная технология для снижения трудозатрат и уменьшения времени для производства поинтервальных ГРП, а также то, что все работы были выполнены без осложнений и с приростами по дебиту нефти, следует считать, что цель ОПР достигнута во всех пяти случаях проведенных обработок.

Итоги

Данная технология доказала свою эффективность. Технико-экономическая выгода от внедрения потокоотклоняющих шаров заключается в следующем:

- увеличение нефтеотдачи пластов за счет проведения поинтервального ГРП;
- минимизация рисков при реализации технологии.

Выводы

Учитывая результаты лабораторных исследований и получение положительных результатов после промышленных испытаний, технология активно внедряется на объектах месторождений ТПП «Урайнефтегаз». Также после проведения лабораторных исследований и получения положительных результатов растворимости шаров в образцах пластовой воды и жидкостей разрыва, встречающихся в предполагаемых условиях применения, планируется применение на остальных месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». На ближайшее будущее также запланировано опробование интенсификации трех интервалов по данному способу.

Список литературы

1. Печеркин М.Ф. Особенности геологического строения и разработки месторождений Шаимского нефтегазоносного района. М.: Тюмень, 2002. 320 с.

ENGLISH **OIL PRODUCTION**

Hydraulic fracturing, using soluble spheres technology as diverters

UDC 622.276

Authors:
Ramil' M. Sabitov — 1st category engineer; SabitovRM@tmn.likoil.com
Alexander N. Bagaev — head of laboratory; BagaevAN@tmn.lukoil.com

LUKOIL-Engineering KogalymNIPIneft

Abstract

The technology of hydraulic fracturing, using diverter spheres, is described in the article. The aim of the technology is to decrease labor costs and time for manufacturing of hydraulic fracturing on objects, having several separated productive layers.
Pilot tests were carried out on "Urayneftegaz" of "LUKOIL-Western Siberia".

Materials and methods

Laboratory testing of diverter spheres, concerned with optimal conditions, necessary for solubility in reservoir water, fracturing liquid, and acid, was carried out within the development work.
Researches of diverter spheres ability of maintaining pressure difference were done. The system of differential pressure was constructed from the ground up.

Results

The technology has proved its efficiency. Technical and economic benefit from technology adoption of diverter spheres is:

- oil recovery increasing due to hydraulic fracturing;
- risk minimization in technology adoption.

Conclusions

Technologies are adopted in oil fields of "Uraineftegaz", taking into account the results of laboratory tests and positive results of industrial tests. Researches of spheres solubility in the samples of reservoir water and fracturing liquids, the application on other oil fields of "LUKOIL-West Siberi" is planned. Approbation of three intervals intensification, using the method, is also planned for the future.

Keywords

diverter spheres,
field operations,
MR-spheres and HR- spheres,
two-stage hydraulic fracturing,
interval hydraulic fracturing,
jack-up operations

References

1. Pecherkin M.F. *Osobennosti geologicheskogo stroeniya i razrabotki mestorozhdeniy Shaimskogo neftegazonosnogo rayona* [Peculiarities of geological structure and development of Shaim oil-and-gas area]. Moscow: *Tyumen'*, 2002, 320 p.

УДК 622.276

Совершенствование физических методов удаления сероводорода из нефти

Р.З. Сахабутдинов
д.т.н., профессор, директор
rifkat@tatnipi.ru

А.А. Ануфриев
м.н.с.
anaa@tatnipi.ru

А.Н. Шаталов
к.т.н., зав. лабораторией
shatalov@tatnipi.ru

Д.Д. Шипилов
к.т.н., с.н.с.
shipilov@tatnipi.ru

Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти (ТатНИПИнефть) публичного акционерного общества «Татнефть» имени В.Д. Шашина, Бугульма, Россия

Нефть каменноугольных отложений, добываемая на месторождениях республики Татарстан, характеризуется большим содержанием сероводорода, массовая доля которого составляет на разных объектах от 200 до 600 ppm. Для доведения качества товарной нефти до нормативных значений на объектах ПАО «Татнефть» внедрены технологии, основанные на использовании физических и химических методов удаления сероводорода. Повышение эффективности данных технологий является одной из первоочередных задач, решение которой позволит уменьшить себестоимость подготовки нефти.

Материалы и методы
Исследован процесс десорбции сероводорода из нефти и разработаны методы его интенсификации. Результаты промышленных испытаний показали эффективность предлагаемых способов снижения затрат на очистку нефти от сероводорода.

Ключевые слова
сероводород, десорбция, нефть, сепарация, десорбционная колонна, отдувка, реагент-нейтрализатор сероводорода

Введение в действие требований к качеству товарной нефти, ограничивающих массовую долю сероводорода до 100 ppm, послужило стимулом для нефтедобывающих компаний на внедрение эффективных технологий очистки нефти от сероводорода на объектах подготовки сероводородсодержащей продукции скважин. На объектах ПАО «Татнефть» наибольшее распространение получили следующие технологии:

— отдувка углеводородным газом в десорбционной колонне [1];
— нейтрализация химическими реагентами [2];
— прямое окисление кислородом воздуха в присутствии водно-щелочного каталитического комплекса (КТК) [3].

Внедрение данных технологий позволило достичь нормируемых показателей качества нефти и вместе с тем привело к увеличению себестоимости ее подготовки. Наиболее затратной с точки зрения эксплуатационных затрат является технология нейтрализации сероводорода химическими реагентами. Удельный расход реагента зависит от массовой доли сероводорода, снижение исходной концентрации которого в нефти позволяет уменьшить затраты на ее очистку.

Увеличение эффективности десорбции сероводорода из нефти возможно за счет снижения давления на концевой ступени сепарации до минимального значения. На УПН НГДУ «Бавлынефть» избыточное давление в сепараторах концевой горячей ступени сепарации (КСУ) составляло 40 кПа. Данное давление было обусловлено гидравлическими сопротивлениями газопровода от сепараторов КСУ до компрессорной станции. Использование на объекте водокольцевых насосов, обеспечивающих уменьшение давления на горячей ступени сепарации до атмосферного, позволило снизить массовую долю сероводорода в нефти с 250 до 205 ppm и, как следствие, дозировку реагента на 0,2 кг/т. Дальнейшее снижение абсолютного давления до 50 кПа позволит довести качество товарной нефти по содержанию сероводорода до вида 2 (ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия») без подачи реагента-нейтрализатора (рис. 1).

Наибольшее распространение на объектах подготовки сероводородсодержащей продукции скважин ПАО «Татнефть» получила технология отдувки сероводорода из нефти углеводородным газом в десорбционной колонне. Суть данной технологии заключается в десорбции сероводорода из нефти в колонном аппарате девонским газом с удельным расходом 2–5 м^3/т при температуре 40–60°С и абсолютном давлении 0,12–0,17 МПа. Эффективность отдувки сероводорода из нефти повышается с увеличением температуры нагрева нефти и расхода отдувочного газа, а также снижением давления в колонне.

Основные эксплуатационные затраты данной технологии приходятся на последующую очистку газа, поступающего с колонны отдувки на установку сероочистки (УСО). Сокращение этих затрат возможно при уменьшении объемов подаваемого на отдувку газа и, следовательно, поступающего после колонны на УСО, чего можно достичь повышением эффективности технологии десорбционной очистки нефти за счет снижения давления в колонне, например, с помощью водокольцевого насоса.

Несмотря на то, что на большинстве объектов ПАО «Татнефть» в колонне отдувки поддерживается относительно небольшое избыточное давление от 20 до 70 кПа (в среднем, 40 кПа), данное значение является сдерживающим фактором, «ограничивающим» десорбцию сероводорода в газовую фазу. Давление в колонне отдувки обусловлено, главным образом, пропускной способностью газопровода от колонны до компрессорной станции.

Как отмечалось выше, снижение давления приводит к уменьшению расхода газа отдувки. При этом с увеличением температуры нефти эффект от уменьшения давления снижается. В настоящее время осуществляются работы по использованию водокольцевых насосов и снижению давления в колоне отдувки

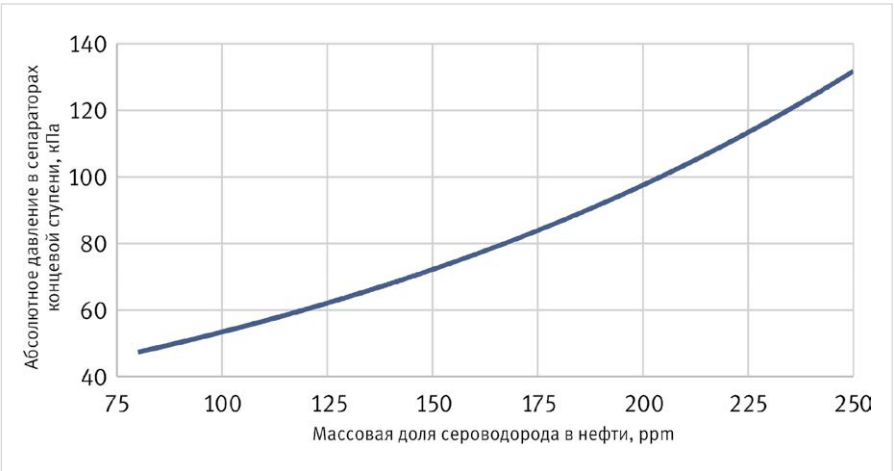


Рис. 1 — Зависимость массовой доли сероводорода в нефти от давления в концевой ступени сепарации

на Акташской УПВСН НГДУ «Елховнефть», значение которого составляет 20–30 кПа. Снижение давления до атмосферного при температуре 40°С позволит уменьшить удельный расход газа отдувки на 1,4 м³/т, а при 60°С — на 1,0 м³/т (рис. 2).

На основании результатов исследований по оптимизации процесса очистки нефти от сероводорода, установлено, что компонентный состав газа, подаваемого в колонну отдувки, оказывает существенное влияние на процесс десорбции H_2S из нефтяного потока. При подаче отдувочного газа с большим содержанием азота и метана его расход минимален. Отдувка газом с повышенным содержанием пропана и бутана менее эффективна.

Однако на процесс перехода сероводорода из жидкой фазы в газовую оказывает влияние и компонентный состав нефти, в частности, такие компоненты как азот, углекислый газ, метан, этан, пропан и бутан. Как видно из данных, представленных на рис. 3, с увеличением содержания легких компонентов (метан, этан, пропан и бутан) увеличивается эффективность десорбционной очистки в колонном аппарате. Так, например, увеличение содержания метана в составе нефти на 0,1% при прочих равных параметрах позволяет уменьшить расход отдувочного газа на 15–21% (в зависимости от температуры нефти), а при увеличении более чем на 1% и вовсе отказаться от подачи газа в колонну отдувки. Данный эффект достигается за счет того, что в колонном аппарате в процессе массообмена между газом и нефтью углеводороды из жидкой фазы частично переходят в газовую, обеспечивая тем самым более легкую десорбцию сероводорода.

Увеличить эффективность десорбционной очистки возможно за счет увеличения содержания в составе нефти легких углеводородов. На объектах ПАО «Татнефть» изменение компонентного состава нефти осуществляется двумя способами [4, 5]:

— рециркуляцией всего объема газа, поступающего с концевых ступеней сепарации и колонны отдувки, с выкида компрессорной станции (КС) в подводящий нефтепровод первой ступени сепарации (1 вариант, рис. 4);
— дополнительным охлаждением нефтяного газа с КС посредством его дросселирования с последующей подачей отделившегося конденсата в поток нефти (2 вариант, рис. 4).

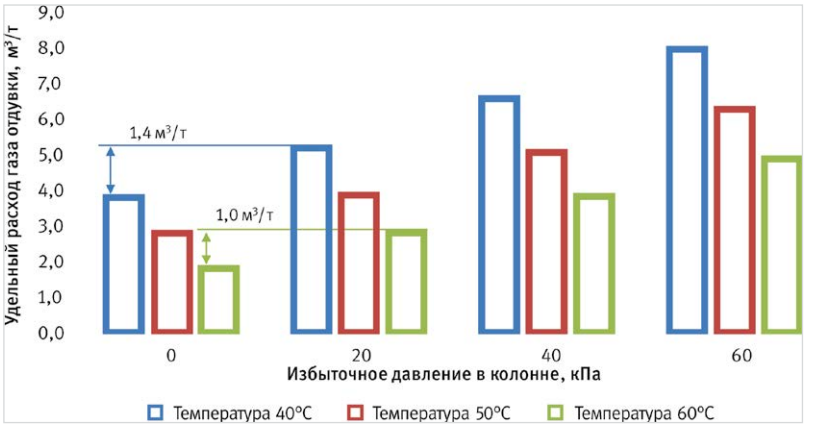


Рис. 2 — Влияние температуры и давления на расход газа отдувки

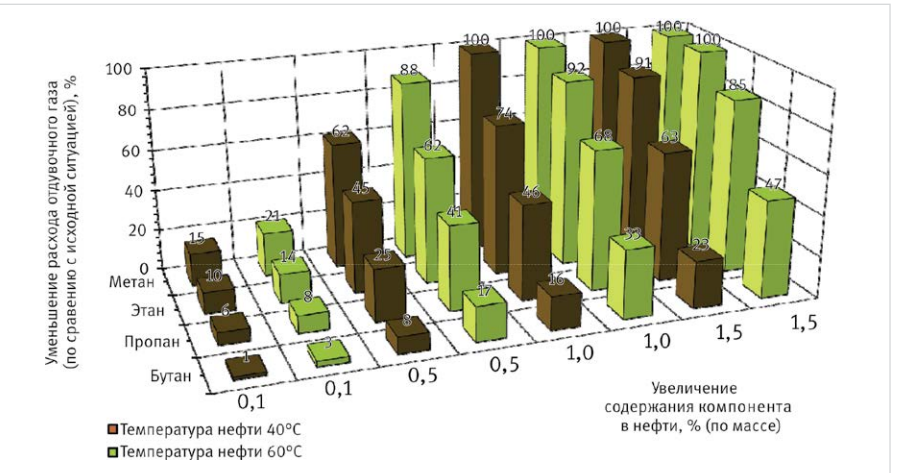


Рис. 3 — Зависимость эффективности десорбционной очистки нефти от сероводорода при увеличении содержания в ней легких углеводородов

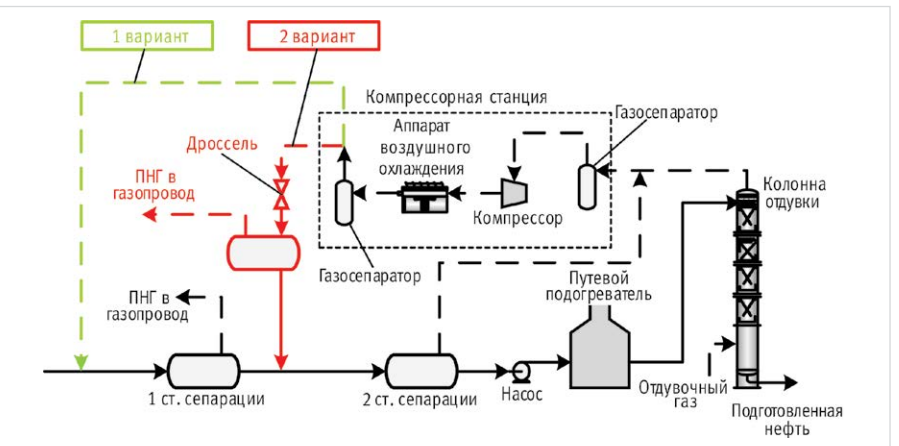


Рис. 4 — Способы изменения состава нефти перед десорбционной колонной

Объект	Вариант	Массовая доля сероводорода в нефти после колонны отдувки, млн⁻¹	Параметры работы десорбционной колонны		
			Соотношение газ/нефть, м³/м³	Абсолютное давление, МПа	Температура нефти, °С
КС при КЦПС — Куакбашская ЦПС	до внедрения	166	3,15	0,13	50
	после внедрения	83	3,06	0,13	52
КС-25с — Кичуйская УПВСН	до внедрения	86	2,62	0,12	51
	после внедрения	80	2,37	0,12	47
КС-7с – Кама — Исмагиловская УПВСН	до внедрения	86	2,33	0,14	48
	после внедрения	71	1,98	0,14	48
КС-11с — Сулеевская ТХУ	до внедрения	70	2,23	0,14	47
	после внедрения	68	2,10	0,14	48

Таб. 1 — Параметры работы технологии десорбционной очистки нефти от сероводорода до и после внедрения способов изменения компонентного состава нефти

Каждый из способов имеет свои достоинства и недостатки. Первый вариант проще в осуществлении, так как требует только строительства участка газопровода от выкида компрессорной станции до ступени сепарации. Его существенным недостатком является значительное увеличение нагрузки по газу на нефтегазосепараторы. Второй вариант в меньшей степени влияет на эффективность десорбции сероводорода из нефти в колонне, более сложен в осуществлении и требует обязательного охлаждения газа в условиях компрессорной станции. При его реализации нагрузка на сепараторы увеличивается незначительно.

Данные варианты изменения компонентного состава нефти внедрены на четырех объектах подготовки нефти ПАО «Татнефть». В ближайшее время планируется внедрение первого варианта на Акташской УПВСН. Анализ технологических параметров работы объектов подготовки нефти и газа показал, что внедрение вышеописанных способов позволило снизить расход газа, подаваемого на отдувку и температуру нагрева нефти при практически одинаковой массовой доле сероводорода в товарной продукции после колонны отдувки (таб. 1).

Итоги

С целью улучшения процесса десорбции сероводорода из нефти институтом «ТатНИПИнефть» разработаны, испытаны и внедрены различные физические методы удаления сероводорода из жидкой фазы.

Выводы

Осуществление горячей сепарации нефти при пониженном давлении, например, с использованием водокольцевых насосов позволяет снизить расход реагента-нейтрализатора сероводорода, а в отдельных случаях полностью отказаться от его подачи.

Снижать давление в десорбционной колонне наиболее эффективно при относительно низких температурах (40–50 °С).

При наличии запаса по производительности существующих сепараторов и компрессорного оборудования оптимальным является вариант изменения состава нефти перед колонной посредством рециркуляции газа с выкида компрессорной станции в подводящий нефтепровод первой ступени сепарации.

Список литературы

1. Шаталов А.Н. и др. Критерий эффективности очистки нефти от сероводорода в десорбционной колонне // Нефтяное хозяйство. 2012. № 4. С. 131–133.
2. Сахабутдинов Р.З. и др. Исследование эффективности нейтрализации сероводорода в нефти химическими реагентами // Нефтяное хозяйство. 2009. № 7. С. 66–69.
3. Вильданов А.Ф. и др. Окислительно-каталитический процесс ДМС-1МА для очистки тяжелых нефтей от сероводорода и меркаптанов // Нефтяное хозяйство. 2012. № 11. С. 138–140.
4. Ануфриев А.А. и др. Выбор оптимальной технологии подготовки попутного нефтяного газа в условиях компрессорных станций ОАО «Татнефть». М.: Центр инновационных технологий, 2013. Вып. 81. С. 435–442.
5. Ануфриев А.А. и др. Технология подготовки сероводородсодержащей нефти и попутного нефтяного газа на Куакбашском ЦСП // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2014. № 6. С. 40–43.

Improvement of hydrogen sulfide stripping physical methods

UDC 622.276

Authors:
Rifkhat Z. Sakhabutdinov — Sc.D., professor, director; rifkat@tatnipi.ru
Andrey A. Anufriev — junior research assistant; anaa@tatnipi.ru
Aleksey N. Shatalov — Ph.D., head of Gas Treatment laboratory; shatalov@tatnipi.ru
Dmitriy D. Shipilov — Ph.D., senior research assistant; shipilov@tatnipi.ru

Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) of PJSC "TATNEFT", Bugulma, Russian Federation

Abstract

High hydrogen sulfide content, from 200 to 600 ppm — is the characteristic of oil, produced from the Carboniferous productive formations of Tatarstan fields. To meet requirements to stock-tank oil, PJSC «Tatneft» uses technologies, based on physical and chemical methods of hydrogen sulfide stripping. Improvement of the technologies will decrease oil production costs, so this is a top-priority task for the Company.

Materials and methods

The stripping process was studied; methods of improving the process were developed. Pilot tests demonstrated that the methods can decrease costs, associated with removal of hydrogen sulfide.

Results

The appropriate physical methods of improving the process of hydrogen sulfide stripping were developed, tested, and commercialized by TatNIPIneft Institute.

Conclusions

Low-pressure hot separation process, using liquid-ring pumps, makes it possible to decrease consumption of hydrogen sulfide chemical scavenger, and in some cases to stop using it at all.

The decreasing of pressure in the stripper is more effective at low temperature (40–50°C).

If capacity of existing separators and compressors allows, changing oil composition upstream of the stripper by gas cycling from compressor outlet to the first stage separation line, will be the preferable technological solution.

Keywords

hydrogen sulfide, stripping, oil, gas separation, stripper, CO_2 stripping, hydrogen sulfide chemical scavenger

References

1. Shatalov A.N. and oth. *Kriteriy effektivnosti ochistki nefti ot serovodoroda v desorbtsionnoy kolonne* [Performance criteria of hydrogen sulfide stripping in the stripping column]. Oil Industry, 2012, issue 4, pp. 131–133.
2. Sakhabutdinov R.Z. and oth. *Issledovanie effektivnosti neytralizatsii serovodoroda v nefti khimicheskimi reagentami* [Efficiency analysis of chemical neutralization of hydrogen sulfide in oil]. Oil Industry, 2009, issue 7, pp. 66–69.
3. Vil'danov A.F. and oth. *Okislitel'no-kataliticheskiy protsess DMS-1MA dlya ochistki tyazhelykh neftey ot serovodoroda i merkaptanov* [Oxidation-catalytic DMC-1MA process to remove hydrogen sulfide and mercaptans from heavy oil]. Oil Industry, 2012, issue 11, pp. 138–140.
4. Anufriev A.A. and oth. *Vybor optimal'noy tekhnologii podgotovki poputnogo neftyanogo gaza v usloviyakh kompressornykh stantsiy OAO «Tatneft'»* [Selecting effective technology of associated petroleum gas treatment at PJSC TATNEFT compressor stations]. Moscow: *Tsentr innovatsionnykh tekhnologiy*, 2013, Vol. 81, pp. 435–442.
5. Anufriev A.A. and oth. *Tekhnologiya podgotovki serovodorodsoderzhashchey nefti i poputnogo neftyanogo gaza na Kuakbashskom TsSP* [Technology for treatment of sulfurous oil and associated petroleum gas at Kuakbashskiy central processing facility]. *Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa*, 2014, issue 6, pp. 40–43.

УДК 622.276

Методические вопросы гидродинамического моделирования водогазового воздействия и закачки газа

К.В. Казаков
ведущий инженер
Kirill.Kazakov@Lukoil.com

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия

В статье сделан обзор физических процессов, происходящих в нефтяном пласте при фильтрации нефти, воды и газа. Рассмотрены специальные вопросы, которые могут возникать в ходе создания моделей для расчёта закачки газа и ВГВ, и анализа полученных результатов. Также рассмотрены вопросы задания управляющих параметров для добывающих и нагнетательных скважин. Даны методические рекомендации по моделированию закачки газа и ВГВ.

Материалы и методы
Для моделирования ВГВ могут применяться модель black oil, модель Тодда-Лонгстаффа и композиционная модель. Поведение относительных фазовых проницаемостей флюидов зависит от способа учёта гистерезиса (методы Carlson'a, Killough'a и др. или без учёта гистерезиса), способа расчёта трёхфазной относительной фазовой проницаемости по нефти (методы Stone I, Stone II, линейной интерполяции) а также от того, учитывается ли влияние поверхностного натяжения между нефтью и газом. Для учёта в модели ограничений по подъёму на устье скважины пластовой продукции с высоким газовым фактором может использоваться интерполяционный метод VFP-таблиц.

Ключевые слова
водогазовое воздействие, закачка газа, повышение нефтеотдачи, гидродинамическое моделирование

Водогазовое воздействие (ВГВ) на нефтяной пласт применяется с целью повышения нефтеотдачи (по сравнению с заводнением и закачкой газа). Дополнительным преимуществом ВГВ является возможность утилизации попутного газа. Для осуществления ВГВ и закачки газа требуется создание капиталоёмкой системы поверхностного оборудования, которое может включать установку подготовки газа, компрессорные или насосно-бустерные установки, газопроводы (возможно, с локальным подогревом для предотвращения гидратообразования [1]). Повышенные требования предъявляются к герметичности устьевой арматуры и эксплуатационной колонны нагнетательных скважин, которые должны быть способны работать при высоких давлениях газа [2, 3]. При фильтрации в пористой среде нефти, воды и газа в той или иной степени будут проявляться рассмотренные ниже нетривиальные физические явления. Поэтому для технико-экономической оценки целесообразности внедрения ВГВ и минимизации рисков требуется достоверный расчёт технологических показателей с применением гидродинамических моделей, корректно учитывающих все происходящие в пласте физические процессы: массообмен между нефтью и газом, гистерезис относительных фазовых проницаемостей (ОФП), замещение остаточной нефти захваченным газом, влияние поверхностного натяжения на остаточную нефтенасыщенность, комплексное влияние этих эффектов на остаточную нефтенасыщенность закачке газа и ВГВ, отклонение реальной компенсации отбора закачкой от целевой из-за сжимаемости газа.

Физические процессы, происходящие в пласте

Массообмен между нефтью и газом. Изменение компонентного состава нефти и газа происходит за счёт растворения газа в нефти, испарения нефти в газ, а также за счёт массообмена внутри каждой фазы за счёт течения (например, переток фазы между ячейками, в которых компонентный состав фазы различен) и диффузии.

В зависимости от термобарических условий пласта, а также компонентного состава нефти и закачиваемого газа, вытеснение может проходить в режиме газовой репрессии, ограниченной растворимости и режиме смешивающегося вытеснения [4].

При газовой репрессии нефть и газ находятся в равновесии, их компонентные составы не меняются, а вытеснение нефти происходит только за счёт механического выталкивания газом. В режиме ограниченной растворимости газ растворяется в нефти, нефть с некоторой интенсивностью испаряется в газ, но поверхность раздела фаз между нефтью и газом сохраняется. При многоконтактном смешивании между нефтью и газом образуется переходная зона переменного компонентного состава — область смеси. На передней границе области смеси (ближе к добывающей скважине) компонентный состав соответствует составу пластовой нефти, а на задней границе (ближе к нагнетательной скважине) — составу закачиваемого газа. Газ плавно переходит в нефть, поверхность раздела фаз между ними отсутствует. При одноконтактном смешивании закачиваемый газ в пластовых условиях сжижается и образует с нефтью единую фазу.

Смешивающееся вытеснение может обеспечивать снижение остаточной нефтенасыщенности практически до нуля, но оно не всегда достижимо. Требуется достаточно жирный газ и достаточно лёгкая нефть или достаточно высокое пластовое давление.

Изменение компонентного состава нефти и газа за счёт массообмена приводит к изменению плотности, вязкости, а также поверхностного натяжения между нефтью и газом. Этот процессы существенно влияют на нефтеотдачу. Остаточная нефть, за счёт её объёмного расширения при растворении в ней газа, частично выходит за пределы тупиковых и обойдённых водой и газом пустот. Это делает часть остаточной нефти подвижной. Снижение вязкости нефти при растворении в ней газа и соответствующий рост соотношения вязкостей вытесняющего и вытесняемого флюидов, стабилизирует фронт вытеснения и повышает коэффициент охвата.

Гистерезис относительных фазовых проницаемостей (ОФП). При обычном заводнении в нефтяном пласте происходит однонаправленное изменение насыщенностей. Водонасыщенность только возрастает, нефтенасыщенность только снижается. Но при закачке оторочек воды и газа происходит чередование роста и снижение насыщенности смачивающей фазы: процесс пропитки чередуется с процессом дренирования. Это приводит к проявлению эффекта гистерезиса ОФП.

Трёхфазная фильтрация с разнонаправленными изменениями насыщенностей имеет достаточно сложную механику. Для учёта гистерезиса применяются разные модели, которые можно разделить на две категории (применительно к гидрофильному коллектору; при этом для гидрофобного коллектора в следующих дальше утверждениях нефть и воду следует поменять местами, так как смачивающей фазой будет нефть):

- «обычный» гистерезис, который предполагает, что ОФП воды зависит только от насыщенности воды и истории её изменения, а ОФП газа зависит только от насыщенности газа и истории её изменения [5];

- «гистерезис при ВГВ», который предполагает, что ОФП воды и ОФП газа зависят от насыщенности воды и газа в комплексе [6].

ОФП нефти, как фазы промежуточной смачиваемости, зависит не только от насыщенности нефти, но и от насыщенностей других фаз (при любом способе моделирования трёхфазной фильтрации, в т.ч. без учёта гистерезиса).

Основное следствие гистерезиса ОФП состоит в том, что после закачки воды в коллектор, в котором присутствует свободный газ, остаточная газонасыщенность увеличивается (такой газ называется «захваченным» водой), а ОФП газа снижается (рис. 1).

Появление насыщенности захваченного газа в околоскважинной зоне пласта может приводить к снижению приёмистости нагнетательной скважины по воде [8], но также может способствовать выравниванию профиля приёмистости в слоисто-неоднородном коллекторе.

Замещение остаточной нефти захваченным газом. Поскольку и нефть, и газ являются несмачивающими фазами в гидрофильном коллекторе, то и остаточная нефть и захваченный водой (остаточный) газ стремятся находиться в одних и тех же участках пор. Это значит, что остаточная нефть и захваченный газ будут «конкурировать» за одни и те же участки пор, и рост насыщенности захваченного газа может снижать остаточную нефтенасыщенность, замещая остаточную нефть (рис. 2) [9]. Для учёта этого эффекта в некоторых симуляторах есть специальные опции. Кроме этого, метод Stone II для трёхфазной ОФП нефти воспроизводит этот эффект без дополнительных модификаций (рис. 3). Однако в общем случае это не гарантирует, что именно метод Stone II будет наилучшим образом воспроизводить особенности фильтрации нефти для того или иного конкретного пласта.

Влияние поверхностного натяжения на остаточную нефтенасыщенность. Снижение поверхностного натяжения между нефтью и газом приводит к росту коэффициента вытеснения. При нулевом поверхностном натяжении обе фазы движутся как одна, а остаточная насыщенность в двухфазной области отсутствует. В симуляторах, чтобы учесть этот эффект, требуется указать, при каком поверхностном натяжении получены заданные базовые кривые ОФП в системе нефть — газ. Далее, на основе оценки текущего поверхностного натяжения (в зависимости от давления, от компонентного состава или от доли растворителя) производится интерполяция между базовыми кривыми ОФП и линейными диагональными кривыми (рис. 4). Этот эффект может учитываться в модели Тодда-Лонгстаффа и в композиционной модели.

Специальные вопросы при закачке газа

Эффект высокой степени прокачки. Рассмотрим элемент разработки: нагнетательную скважину и окружающие добывающие скважины. Допустим, в процессе разработки в нагнетательную скважину газ был закачан в объёме одного порового объёма элемента разработки (в пластовых условиях). Из геометрических соображений очевидно: чтобы попасть в удалённые участки пласта, газ сначала должен преодолеть участок пласта вблизи нагнетательной скважины [10]. Рассмотрим участок пласта в радиусе 10 м вокруг нагнетательной скважины. Весь закачанный газ прошел через этот участок. Если площадь элемента разработки 1000x1000 м², то в 10-метровом участке пласта вокруг нагнетательной скважины степень прокачки газом составит $(1000 \cdot 1000)/(3.14 \cdot 10^2)=3183$ поровых объёмов. Это существенно больше, чем степень прокачки, достигаемая в экспериментах на кернах по определению коэффициента вытеснения. Даже тяжелые компоненты нефти обладают хоть и очень низкой, но всё же не нулевой летучестью и могут медленно испаряться в газ. Даже если 1 м³ газа уносит с собой мизерную долю нефти, при степени прокачки в несколько сотен и тысяч поровых объёмов, суммарный объём испарившейся нефти может быть значительным. Это будет выражаться в пониженной остаточной нефтенасыщенности в области пласта вокруг нагнетательной скважины, что будет при прочих равных условиях увеличивать коэффициент приёмистости. Однако этот эффект может воспроизводиться со значительными перегибами.

Снижение остаточной нефтенасыщенности до нуля при закачке газа. Композиционная гидродинамическая модель, во-первых, предполагает мгновенность массообмена и достижение состояния фазового равновесия; во-вторых, в массообмене,

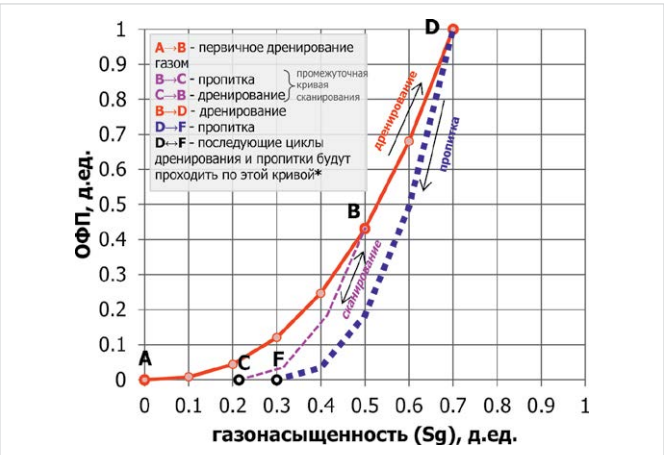


Рис. 1 — Гистерезис ОФП газа (кривая сканирования рассчитана по методу Carlson'a [7])

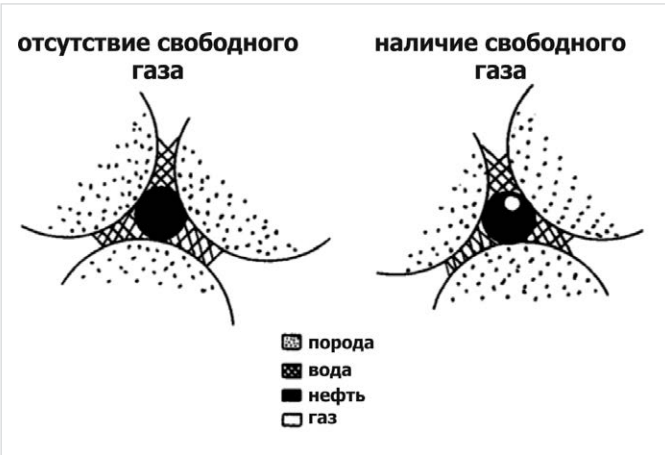


Рис. 2 — Схема размещения воды, газа и остаточной нефти в поровом пространстве (рис. из [9])

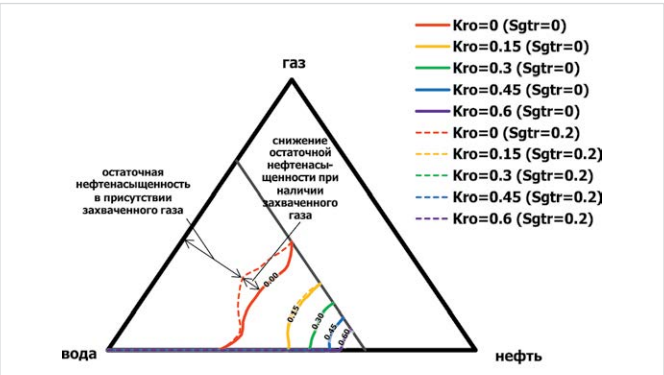


Рис. 3 — Влияние насыщенности захваченного газа на остаточную нефтенасыщенность по методу Stone II

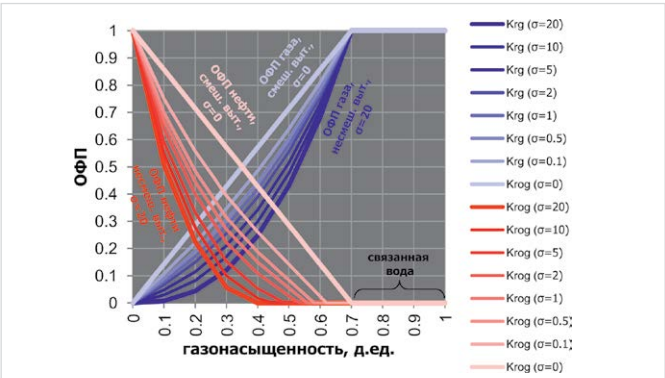


Рис. 4 — Типичное изменение ОФП в системе «нефть–газ–связанная вода» в зависимости от поверхностного натяжения (расчёт)
K_{rg}, K_{rog} — относительная проницаемость по газу и по нефти
σ — поверхностное натяжение между нефтью и газом (дин/см)

по умолчанию, участвует весь объём нефти и газа, насыщающий ячейку. В реальности площадь контакта между нефтью и газом может быть очень ограниченной, и процесс массообмена будет происходить медленно. Кроме этого, некоторая доля нефти в ячейке в реальности будет экранирована от газа водой. Поэтому композиционная модель может значительно завышать интенсивность массообмена и долю объёма фаз, в нём участвующих.

При моделировании это может приводить к тому, что в некоторых ячейках модели вся нефть испарится в прокачиваемый через ячейки газ. Хотя теоретические и экспериментальные данные свидетельствуют, что вытеснение должно проходить в режиме ограниченной растворимости.

Компенсация отбора закачкой газа. Симулятор определяет компенсацию, исходя из дебита и приёмистости при термобарических условиях на забое добывающих и нагнетательных скважин. При этом давление в ячейках, вскрытых нагнетательными скважинами, обычно выше, чем в ячейках, вскрытых добывающими скважинами. Из-за высокой сжимаемости газа заданная целевая компенсация 100% при пересчёте на средние пластовые условия окажется существенно выше (рис. 5). Пусть объём закачиваемого газа на забое нагнетательной скважины составляет 10 м³. В межскважинном пространстве давление ниже, газ расширится, и его объём составит 15 м³. Пусть объём газа на забое добывающей скважины составляет те же 10 м³. В межскважинном пространстве давление было выше, этот газ там был более сжат, и его объём составлял 5 м³. Таким образом, после прорыва газа целевая компенсация отбора закачкой 100% приведет к тому, что газа будет закачиваться в 3 раза больше, чем добывается. Из-за этого среднее пластовое давление будет расти.

Однако рост среднего пластового давления начинается только с момента прорыва газа в добывающую скважину. До этого момента оно будет падать. Это обусловлено тем, что газ имеет очень низкую вязкость и высокую сжимаемость, поэтому потери давления (и градиент давления) в части пласта, где фильтруется газ, будут очень низкими. До момента прорыва газа весь закачанный газ остаётся в пласте. При этом между нагнетательной скважиной и фронтом газа давление практически не меняется из-за малой вязкости газа и его высокой упругости.

Для демонстрации был сделан расчёт на секторной модели элемента симметрии пятиточечной системы. Моделировалась закачка газа со 100% компенсацией: закачка определялась для условий вскрытых нагнетательной скважиной ячеек, исходя из добычи в условиях вскрытых добывающей скважиной ячеек. Результаты расчёта показаны на рис. 6.

Обращает на себя внимание тот факт, что рост пластового давления не может продолжаться непрерывно, так как срабатывает ограничение по забойному давлению нагнетательной скважины (30 МПа).

Коэффициент вытеснения и остаточная нефтенасыщенность при закачке газа. В нефтегазовой отрасли в РФ существует ОСТ для определения коэффициента вытеснения нефти водой [11], но не для вытеснения газом. Применение положений этого ОСТ для закачки газа может вызывать ошибки. ОСТ предусматривает две формулы для определения коэффициента вытеснения:

$$K_{\text{выт}} = \frac{V_{\text{н.подв}}}{V_{\text{н.нач}}} \quad (1)$$

$$K_{\text{выт}} = \frac{S_{\text{н.нач}} - S_{\text{н.ост}}}{S_{\text{н.нач}}} = \frac{1 - S_{\text{в.ост}} - S_{\text{н.ост}}}{1 - S_{\text{в.ост}}} \quad (2)$$

где $K_{\text{выт}}$ — коэффициент вытеснения нефти, д. ед.; $V_{\text{н.нач}}$ $V_{\text{н.подв}}$ — начальный объём нефти и объём подвижной нефти (т.е. объём нефти, извлечённой из керна в ходе эксперимента), приведённые к пластовым условиям, м³; $S_{\text{н.нач}}$ $S_{\text{н.ост}}$ $S_{\text{в.ост}}$ — начальная нефтенасыщенность, остаточная нефтенасыщенность и остаточная водонасыщенность, д. ед.

Для заводнения обе формулы, не зависимо от их интерпретации, корректны и дают одинаковый результат, но для закачки газа это не так. Это обусловлено тем, что газ растворяется в нефти, увеличивая её объём [12]. Это делает часть остаточной нефти подвижной. Поэтому для закачки газа формулы (1) и (2) дадут разный результат (рис. 7).

Однако при создании гидродинамической модели задаётся не коэффициент вытеснения, а остаточная нефтенасыщенность как концевая точка на ОФП в системе «нефть–газ–связанная вода». Если для пересчёта $K_{\text{выт}}$ в $S_{\text{н.ост}}$, воспользоваться напрямую формулой (2), то $S_{\text{н.ост}}$ будет занижена (в примере на рис. 7 она составит 0,179 вместо 0,250). Это приведёт к завышению КИН при закачке газа. Здесь важно понимать, что гидродинамический симулятор обрабатывает концевые точки как есть, без каких-либо поправок на изменение объёмного коэффициента, что вполне логично.

Из сказанного может показаться, что целесообразно в экспериментах по вытеснению нефти газом определять не $K_{\text{выт}}$, а непосредственно $S_{\text{н.ост}}$. Например, путём прямого замера или пересчёта по материальному балансу. Но и это может привести к результатам прямого учёта, непригодным в гидродинамической модели. Самый простой пример — после прокачки газа и достижения остаточной нефтенасыщенности можно снизить давление. Газ выделится из нефти, объём нефти уменьшится и остаточная нефтенасыщенность снизится, а коэффициент вытеснения, если определять его по формуле (2), возрастёт. Дополнительной нефти извлечено не будет.

Коэффициент вытеснения нефти при ВГВ. Остаточная нефтенасыщенность при трёхфазной фильтрации будет различной для разных сочетаний насыщенностей воды и газа. Вдобавок к этому на остаточную нефтенасыщенность будет влиять гистерезис ОФП, насыщенность захваченного газа и поверхностное натяжение между нефтью и газом. Поэтому напрямую внести в гидродинамическую модель «остаточную нефтенасыщенность при ВГВ» не представляется возможным.

Управляющие параметры при моделировании закачки газа и ВГВ

Управляющие параметры добывающих скважин. При заводнении в дополнение к ограничению по минимальному дебиту нефти применяется ограничение по обводнённости (обычно 98%). При закачке газа и ВГВ система ограничений сложнее. Во-первых, применяется ограничение по предельному газовому фактору (газонефтяному отношению). Во-вторых, в зависимости от способа эксплуатации скважины и характеристик скважинных насосов могут существовать технические ограничения по

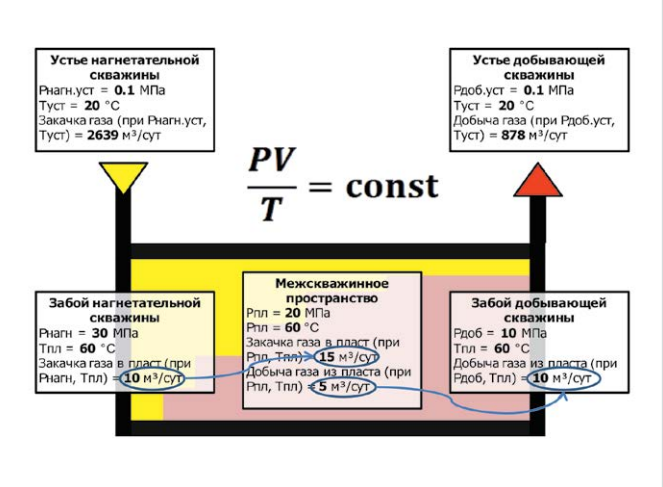


Рис. 5 — Изменение объёма газа на забое нагнетательной скважины, в межскважинном пространстве и на забое добывающей скважины

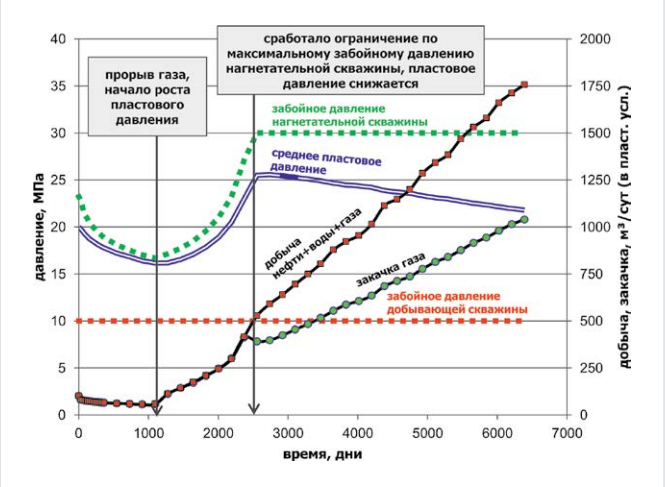


Рис. 6 — Результаты расчёта на гидродинамической модели элемента пятиточечной системы с закачкой газа при 100% компенсацией отборадобывающей скважины

газожидкостному отношению.

Эксплуатация скважин с ЭЦН при очень высоком газожидкостном отношении может оказаться невозможной. Однако газированный поток может иметь пониженную плотность, обеспечивая фонтанную эксплуатацию. Но в этом случае может оказаться, что забойное давление, обеспечивающее подъём скважинной продукции на поверхность, должно быть существенно выше, чем при механизированной эксплуатации. Соответственно, депрессия на пласт и дебит будут меньше.

Гидродинамический симулятор по умолчанию не проводит расчёт течения в скважине. Всё, что поступает на забой скважины, поступает и на устье. Но в реальности может оказаться необходимым значительно повышать забойное давления (и снижать депрессию) для обеспечения подъёма продукции на устье.

Управляющие параметры ВГВ. Иногда чередующаяся закачка воды и газа задаётся в модели длительностью периодов закачки. Однако в процессе разработки характер насыщения пласта, ОФП и пластовое давление меняются, поэтому приёмистость нагнетательной скважины не будет постоянной. Соответственно, на разных циклах за один и тот же временной интервал могут закачиваться разные объёмы воды и газа. Может оказаться, что при одной и той же протяжённости циклов, объёмы оторочек воды и газа в пластовых условиях и их соотношение могут значительно меняться от цикла к циклу, т.е. никакого заданного режима в реализации ВГВ не будет, реализация ВГВ будет осуществляться хаотично, без какой-либо системности в переходе к пластовым условиям.

Рекомендации по моделированию закачки газа и ВГВ

При моделировании закачки газа и ВГВ рекомендуется создать гидродинамическую модель в масштабе керна и воспроизвести на ней имеющиеся керновые эксперименты по определению коэффициента вытеснения газом и ВГВ, а также по определению ОФП; выбрать тип композиционной модели; задавать остаточную нефтенасыщенность с поправкой на массообменные процессы; скорректировать задание компенсации отбора закачкой газа и ВГВ, измельчить скважинные ячейки, корректно контролировать добывающие скважины, задавать циклы ВГВ.

Адаптация модели керна. Определение ОФП воспроизводится потому, что вязкость нефти не постоянна из-за растворения в ней газа, кроме того, поверхностное натяжение между нефтью и газом влияет на ОФП.

Перед началом адаптации гидродинамической модели керна рекомендуется создать и адаптировать модель пластовых флюидов (в формате таблиц для black oil и/или данных для композиционной опции). Модель керна должна настраиваться от простого к сложному, т.е. не следует включать сразу все возможные опции для гистерезиса и смешивающегося вытеснения. Базовые настраиваемые параметры:

- модель трёхфазной фильтрации нефти (Stone I, II, линейная интерполяция);
- учёт гистерезиса ОФП (отсутствует, только по газу, по другим фазам);
- модель гистерезиса ОФП (обычный или гистерезис ВГВ, модель Карлсона, Киллоу и т.д.);
- критическая (остаточная) нефтенасыщен ность, предельная насыщенность захваченного газа для ОФП газа при пропитке;
- насыщенность захваченной нефти (т.е. нефти, экранированной водой и не подвергающейся массообмену) и т.д.

Для получения базовой кривой ОФП газа для пропитки можно использовать масштабирование кривой дренирования к предельной насыщенности захваченного газа.

Выбор типа модели. Модель black oil подходит для вытеснения нефти газом в режиме ограниченной растворимости. Композиционная модель обладает наибольшей гибкостью, но очень медленной скоростью счёта и сложностью адаптации. Её целесообразно использовать для нефтегазоконденсатных залежей, для углеводородов вблизи критической точки, при закачке разных составов газа и в научно-исследовательских задачах. Модель Тодда-Лонгстаффа является более простой альтернативой композиционной модели для вытеснения нефти газом с учётом полного или частичного смешивания.

Определение остаточной нефтенасыщенности через коэффициент вытеснения нефти газом. Чтобы пересчитать коэффициент вытеснения нефти газом, полученный в керновом эксперименте, в остаточную нефтенасыщенность в системе «нефть–газ–связанная вода» (для использования как концевой точки ОФП при создании модели) можно в качестве первого приближения воспользоваться формулой:

$$S_{\text{н.ост}} = S_{\text{н.нач}} * (1 - K_{\text{выт}}) * \frac{B_{\text{н}}^{\text{насыщ.}}}{B_{\text{н}}^{\text{нач}}} \qquad (3)$$

где $B_{\text{н.}}^{\text{нач}}$ — объёмный коэффициент нефти в условиях эксперимента до начала закачки газа; $B_{\text{н.}}^{\text{насыщ.}}$ — объёмный коэффициент нефти, донасыщенной закачиваемым газом, т.е. при давлении насыщения нефти, равном пластовому давлению.

Корректное задание компенсации отбора закачкой газа и ВГВ. Это можно сделать при использовании условных операторов (такая возможность есть в современных версиях большинства симуляторов). Рекомендуется на каждом временном шаге расчёта определять разницу или соотношение начального и текущего пластового давления. В зависимости от этого соотношения, на каждом временном шаге вносятся корректирующие поправки в забойное давление нагнетательных скважин или же целевую компенсацию. Т.е. устанавливается отрицательная обратная связь для поддержания пластового давления.

Измельчение скважинных ячеек. При закачке газа и его растворении в нефти, её давление насыщения увеличивается. Добывающим скважинам приходится работать, как правило, при забойном давлении, превышающим текущее давление насыщения. Поэтому в околоскважинной зоне происходит разгазирование нефти. Кроме того, при добыче газа наиболее существенные потери давления происходят в околоскважинной зоне, где наблюдается обусловленное снижением давления расширение газа. Для более точного учёта этих эффектов одним из способов является измельчение скважинных ячеек.

Контроль добывающих скважин. Чтобы гарантировать возможность подъёма на устье скважины всего объёма флюидов, поступивших на забой, рекомендуется использовать расчёт потока в стволе скважины. При этом дополнительно устанавливается ограничение по устьевому давлению. Если этот метод затруднителен, менее гибкой альтернативой может служить также использование условных операторов, которые выбирают между несколькими способами эксплуатации скважины (как минимум, двумя). Например, если газовый фактор скважины меньше определённого значения, используется забойное давление для ЭЦН. Если газовый фактор превышает определённое значение — используется забойное давление, обеспечивающее фонтанирование. Расчёт конкретных режимов эксплуатации скважины может быть сделан, например, на основе [13].

Задание циклов ВГВ. Для чередующегося ВГВ рекомендуется задавать целевые объёмы оторочек воды и газа в пластовых условиях для закачки за цикл. Закачав целевой объём воды, скважина переходит к закачке газа и так далее. Целевой объём оторочек

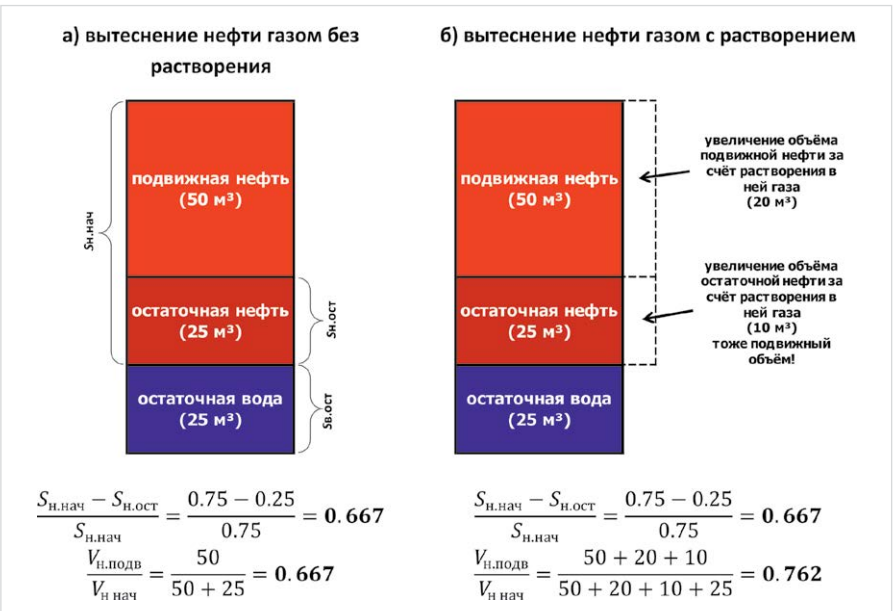


Рис. 7 — Определение коэффициента вытеснения через насыщенность и через добычу при закачке газа

целесообразно определять в долях от нефтенасыщенного порового объёма элемента разработки или области дренирования нагнетательной скважины. Для совместной закачки воды и газа их соотношение должно подбираться и задаваться также в пластовых условиях.

Итоги

Трёхфазная фильтрация нефти, воды и газа сопровождается сложными физическими явлениями, включающими массообмен между нефтью и газом и изменение их физико-химических свойств, а также гистерезис фазовых проницаемостей. Прямое перенесение количественных результатов керновых исследований в гидродинамическую модель в ряде случаев оказывается невозможным. Объёмное расширение газа может приводить к некорректному определению компенсации отбора закачкой. Ограничение по забойному давлению добывающих скважин должно учитывать способ подъёма продукции при высоких значениях газового фактора. Традиционные подходы, применяемые при моделировании заводнения нефтяного пласта, могут приводить к неточностям и ошибкам.

Выводы

Для повышения достоверности результатов расчёта технологических показателей разработки при водогазовом воздействии и закачке газа, при создании гидродинамических моделей рекомендуется:

- создавать гидродинамическую модель в масштабе керна и воспроизводить на ней имеющиеся керновые эксперименты по определению коэффициента вытеснения газом и ВГВ;
- при пересчёте коэффициента вытеснения в остаточную нефтенасыщенность вносить поправку на изменение объёмного коэффициента нефти при растворении в ней газа;
- корректировать целевое значение компенсации отбора закачкой с учётом поправки на различие объёмных коэффициентов на забоях нагнетательных и добывающих скважин;
- использовать расчёт потока по стволу скважины и ограничение по устьевому давлению;
- задавать циклы ВГВ, исходя из целевых объёмов закачки воды и газа в пластовых условиях.

Список литературы

1. Кокорев В.И. Разработка технологии борьбы с гидратами при осуществлении водогазового воздействия // Нефтепромысловое дело. 2010. №2. С. 42–47.
2. Christensen J.R., Stenby E.H., Skauge A. Review of WAG Field Experience // SPE. 2001, №2. Режим доступа: https://doi.org/10.2118/71203-PA
3. РД 39Р-05753520-1125-94. Руководство по применению технологии водогазового воздействия на нефтяные пласты.
4. Максутов Р.А., Зацепин В.В. Основные вопросы применения и классификации технологий водогазового воздействия // Нефтепромысловое дело. 2008. №12. С. 16–21.
5. Killough J.E. Reservoir Simulation with History-Dependent Saturation Functions. SPE. 1976. Режим доступа: https://doi.org/10.2118/5106-PA
6. Shahverdi H., Sohrabi M. Modelling of Cyclic Hysteresis of Three-Phase Relative Permeability during Water-Alternating-Gas (WAG) Injection. SPE. 2013. Режим доступа: https://doi.org/10.2118/166526-MS
7. Carlson F.M. Simulation of Relative Permeability Hysteresis to the Non-wetting Phase. SPE. 1981. Режим доступа: https://doi.org/10.2118/10157-MS
8. Казаков К.В., Бравичев К.А. Технология интенсификации водогазового воздействия на низкопроницаемых коллекторах // Вестник ЦКР Роснедра. 2014. №6. С. 46–51.
9. Holmgren C.R., Morse R.A. Effect of Free Gas Saturation on Oil Recovery by Water Flooding. SPE. 1951. Режим доступа: https://doi.org/10.2118/951135-G
10. Закиров И.С. О коэффициентах вытеснения и охвата в многочленных формулах для определения коэффициента извлечения нефти (в порядке обсуждения) // Нефтяное хозяйство. 2008. №2. С. 52–53.
11. ОСТ-39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях.
12. Петраков А.М., Егоров Ю.А., Ненартович Т.Л. О достоверности экспериментального определения коэффициентов вытеснения нефти методами газового и водогазового воздействия // Нефтяное хозяйство. 2011. №9. С. 100–102.
13. Мищенко И.Т. Расчёты при добыче нефти и газа. Москва: РГУ, 2008. 295 с.

15-16 ноября

г. Нижневартовск
Дворец Искусств, ул. Ленина, 7

МЕЖРЕГИОНАЛЬНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

НИЖНЕВАРТОВСК
НЕФТЬ. ГАЗ-2017

Организаторы:
Администрация г. Нижневартовска,
Нижневартовская торгово-промышленная палата,
ООО "Выставочная компания Сибэкспосервис", г. Новосибирск

Телефон/факс:
(383) 335-63-50

SIB Expo SERVICE

E-mail: vkses@yandex.ru
www.ses.net.ru

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

Methodological issues of flow simulation during WAG and gas injection

UDC 622.276

Author:
Kirill V. Kazakov — lead engineer; Kirill.Kazakov@Lukoil.com

LLC "LUKOIL-Engineering", Moscow, Russian Federation

Abstract
The article is concerned with physical processes, taking place in the oil reservoir during oil, water and gas filtration.
Special issues are described in the article, that may be raised during the creation of simulation models for the calculation of WAG and gas injection and analysis of the results.
Questions of the control setting for exploitation and recharge wells are examined by the author.
Methodical recommendations for simulation of WAG and gas injection are given in the article.

Materials and methods
A black oil method, a Todd-Longstaff method, and a compositional model can be used for WAG simulation. The behavior of relative permeability of the fluids depends on the method of the hysteresis calculation (methods of Carlson, Killough or without hysteresis); the method of calculating oil relative permeability in three-phase saturation (Stone I, Stone II, linear interpolation) and the effect of gas-oil boundary tension.
The interpolation method of VFP-tables can be used for the limitations of formation fluids with HGQR on the well mouth.

Results
Three-phase flow of oil, water and gas is usually accompanied by complex physical phenomena, including the mass exchange between oil and gas and changing of their physicochemical properties, as well as hysteresis of relative permeability. Direct transfer of the quantitative results of core analyses into the hydrodynamic model sometimes is impossible. The measure expansion of gas can lead to the incorrect determination of the injection ratio. The restraining of bottom hole pressure of exploration wells should take into account the way of fluids lifting at high gas factor values. Traditional approaches, used in simulation of oil reservoirs waterflooding, can lead to discrepancies and errors.

Conclusions
To improve the reliability of technological parameters calculation data during WAG and gas injection, constructing hydrodynamic model, one should:
- construct the model, true to scale of core and reproduce the available core experiments to determine the displacement efficiency of gas and WAG;
- make a correction for oil volume changes with gas dissolved in it, recalculating displacement coefficient of residual oil saturation;
- correct the target quantity of injection ratio, taking into account the difference of volumes in bottomholes of exploitation and recharge wells;
- to use the flow calculation along the wellbore and restraining of well head pressure;
- to set WAG cycles on the basis of target injection volumes of water and gas in reservoir conditions.

Keywords
WAG,
gas injection,
enhanced oil recovery,
flow simulation

References
1. Kokorev V.I. *Razrabotka tekhnologii bor'by s gidratami pri osushchestvlenii vodogazovogo vozdeystviya* [Development of technology of hydrates elimination during water-gas impact]. *Neftepromyslovoe delo*, 2010, issue 2, pp. 42–47.
2. Christensen J.R., Stenby E.H., Skauge A. Review of WAG Field Experience. SPE, 2001. Available at: https://doi.org/10.2118/71203-PA
3. RD 39R-05753520-1125-94. *Rukovodstvo po primeneniyu tekhnologii vodogazovogo vozdeystviya na neftyanye plasty* [Guidance on the application of WAG technology on oil reservoirs].
4. Maksutov R.A., Zatsepin V.V. *Osnovnye voprosy primeneniya i klassifikatsii tekhnologiy vodogazovogo vozdeystviya* [Main issues of application and classification of WAG]. *Neftepromyslovoe delo,* 2008, issue 12, pp. 16–21.
5. Killough J. E. Reservoir Simulation with History-Dependent Saturation Functions. SPE, 1976. Available at: https://doi.org/10.2118/5106-PA
6. Shahverdi H., Sohrabi M. Modelling of Cyclic Hysteresis of Three-Phase Relative Permeability during Water-Alternating-Gas (WAG) Injection. SPE, 2013. Available at: https://doi.org/10.2118/166526-MS
7. Carlson F.M. Simulation of Relative Permeability Hysteresis to the Non-wetting Phase. SPE, 1981. Available at: https://doi.org/10.2118/10157-MS
8. Kazakov K. V., Bravichev K. A. Kazakov K.V., Bravichev K.A. *Tekhnologiya intensifikatsii vodogazovogo vozdeystviya na nizkopronitsaemykh kollektorak*h [Technology of intensification WAG in low-permeability reservoirs]. *Vestnik TsKR Rosnedra*, 2014, issue 6, pp. 46–51.
9. Holmgren C. R., Morse R. A. Effect of Free Gas Saturation on Oil Recovery by Water Flooding. SPE, 1951. Available at: https://doi.org/10.2118/951135-G
10. Zakirov I. *S. O koeffitsientakh vytesneniya i okhvata v mnogochlennykh formulakh dlya opredeleniya koeffitsienta izvlecheniya nefti (v poryadke obsuzhdeniya)* [About the displacement and coverage factors in composite formulas for determining the oil recovery factor (in the order of discussion)]. Oil industry, 2008, issue 2, pp. 52–53.
11. OST-39-195-86. Neft'. *Metod opredeleniya koeffitsienta vytesneniya nefti vodoy v laboratornykh usloviyakh* [The Oil. The method of determining the oil displacement factor in the laboratory].
12. Petrakov A. M., Egorov Yu.A., Nenartovich T. L. *O dostovernosti eksperimental'nogo opredeleniya koeffitsientov vytesneniya nefti metodami gazovogo i vodogazovogo vozdeystviya* [About the reliability of the experimental determination of the oil displacement factor by gas and water-gas treatment methods]. Oil industry, 2011, issue 9, pp. 100–102.
13. Mishchenko I. T. *Raschety pri dobyche nefti i gaza* [Calculations for oil and gas production]. Moscow: *RGU*, 2008, 295 p.

Прорыв в сфере интенсификации - ГДК-170

Виктор Геннадиевич Матюшин
генеральный директор ООО «СТС-ГеоСервис»

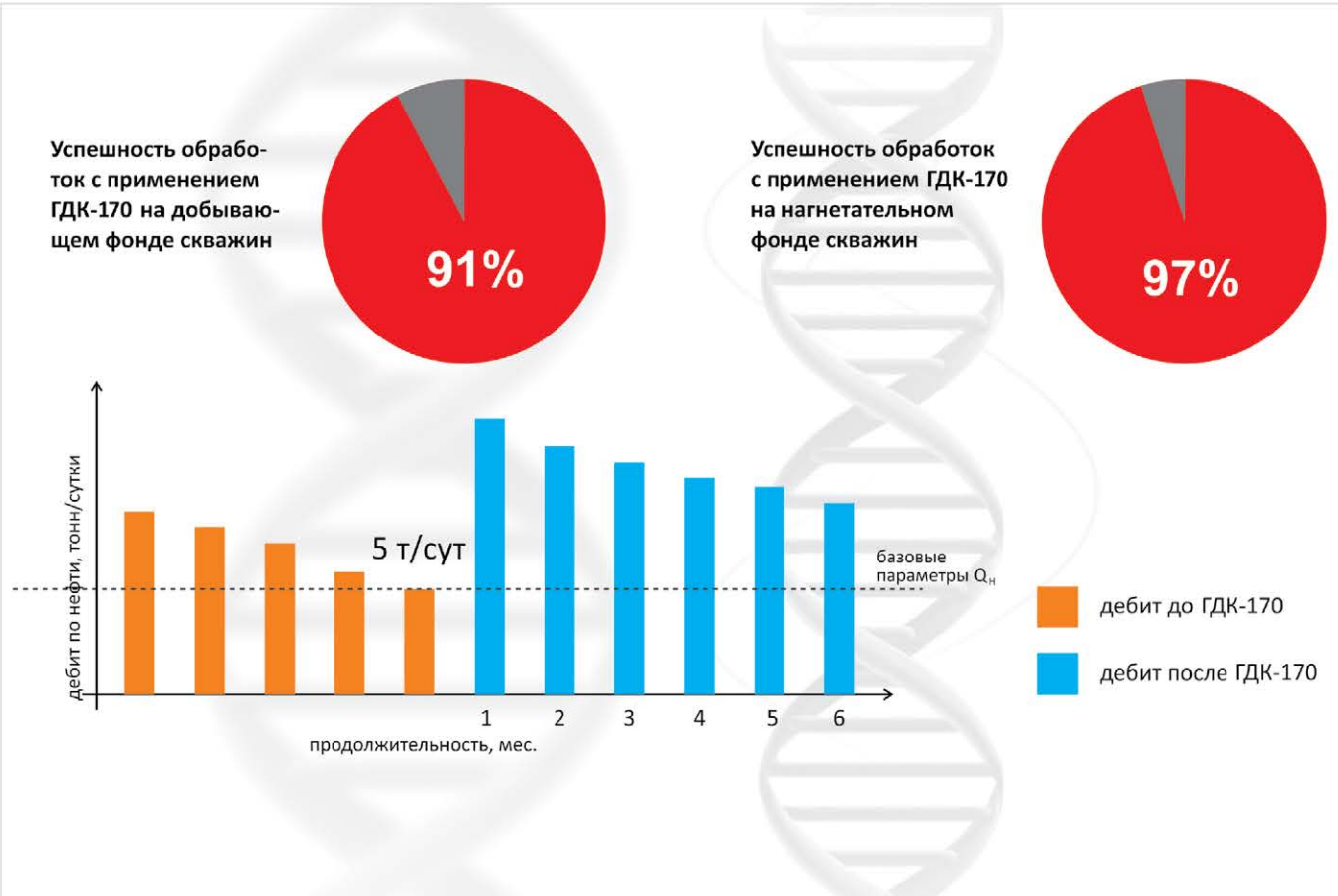
Виктор Геннадиевич, расскажите, пожалуйста, о новых разработках компании за последний год?

- Необходимость интенсификации притока в настоящее время приобрела особую актуальность в связи с падением нефтедобычи практически во всех регионах России. Инженерный центр компании «СТС-ГеоСервис» разработал самый эффективный способ повышения нефтеотдачи пластов — газодинамический разрыв пласта с применением уникального генератора давления ГДК-170. Впервые на территории Российской Федерации появилась возможность проведения интенсификации горизонтальных скважин!

Модификация генератора давления ГДК-170, спускаемого на трубах, позволяет проводить обработки горизонтальных участков протяженностью до 50 м. В конструкции генератора давления комбинированного предусматривается доставка компоновки в интервал обработки как на кабеле, так и на насосно-компрессорных трубах.

Множество типоразмеров зарядов позволяют одинаково эффективно проводить работы в скважинах любых диаметров с извлеченным внутрискважинным оборудованием, а малогабаритная модификация с применением зарядов ЗГД-40 показала высокие результаты при обработках со спущенным насосно-компрессорным оборудованием и установленной пакерной системой. Повышение приёмистости скважин со спущенными НКТ после обработки составляет от 2 до 4 раз.

Генератор ГДК-170 продемонстрировал результативность на скважинном фонде со сложнопостроенными коллекторами,



Результаты ГДРП с помощью генератора давления ГДК-170

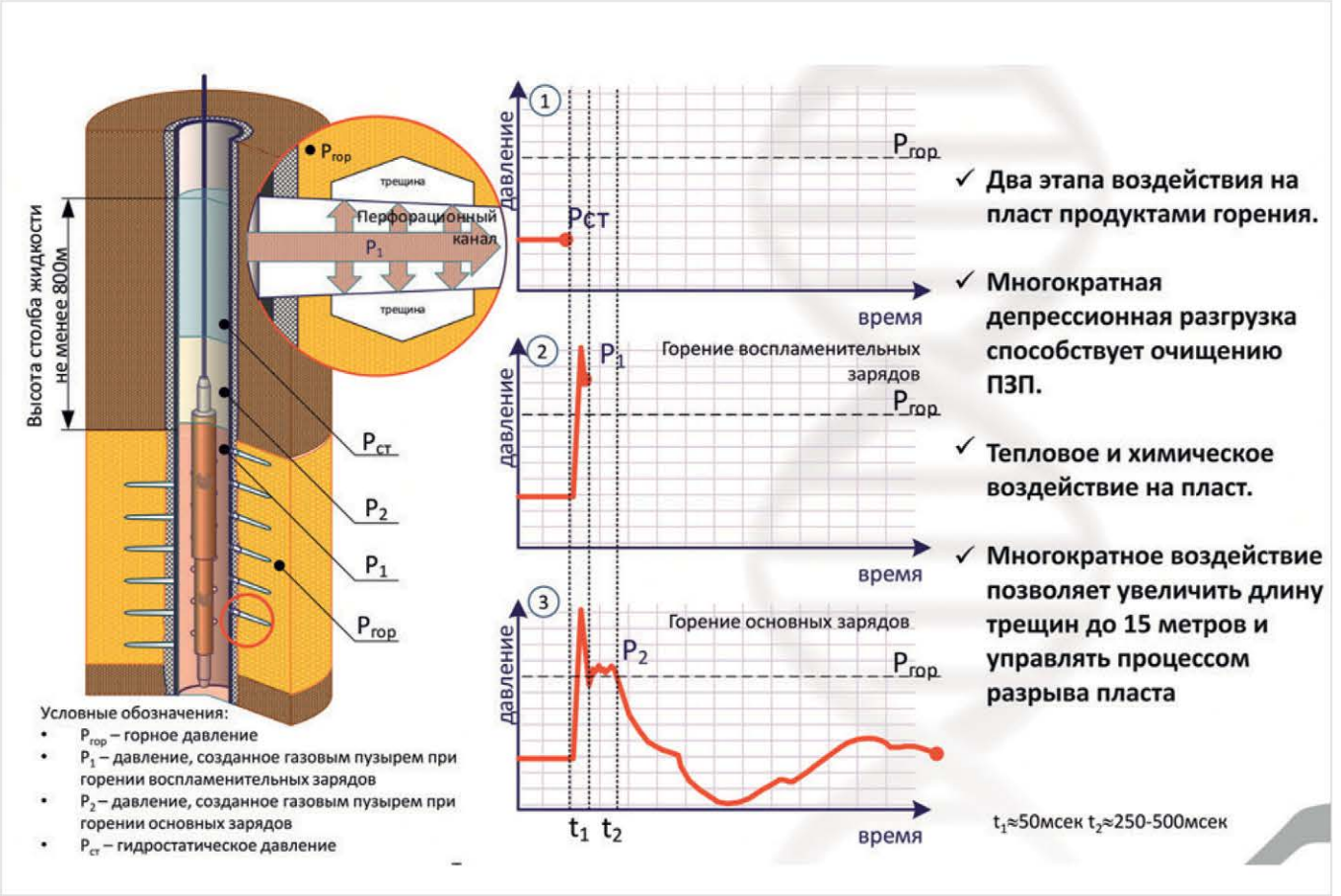
с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Успешность обработок на скважинах добывающего фонда составляет более 85 %. Среднее увеличение дебита нефти от 1,5 до 3 раз. Технология ГДРП с применением генераторов давления ГДК-170 на скважинах разведочного фонда является просто незаменимой благодаря своей мобильности, оперативности, а также значительным приростам, получаемым после воздействия.

- Расскажите, пожалуйста, подробнее о самой технологии.

- Основой технологии является двухэтапное воздействие на призабойную зону пласта. На первом этапе инициация происходит от взрывного патрона через детонирующий шнур. Вторая группа зарядов воспламеняется продуктами горения зарядов первой группы, при достижении температуры вспышки. Инициация активных зарядов от детонирующего шнура сопровождается высокой скоростью нарастания давления, что обеспечивает эффективное трещинообразование. Второй этап характеризуется более продолжительным, температурным и менее амплитудным нарастанием давления, что обеспечивает развитие уже созданных систем микротрещин вглубь пласта. Технология зарекомендовала себя как в терригенных, так и в карбонатных коллекторах.

ГДК-170 прекрасно зарекомендовал себя на месторождениях крупнейших нефтегазодобывающих компаний России и стран ближнего зарубежья таких как ОАО «Сургутнефтегаз», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Роснефть» и «ТУРКМЕННЕФТЬ».

Генератор давления ГДК-170 не имеет аналогов в отечественной практике и является передовой, инновационной технологией, прорывом в области повышения производительности работы скважин



различного назначения. Дополнительная добыча по некоторым обработанным скважинам составляет более 1,5 тысяч тонн. Продолжительность эффекта на добывающих скважинах составляет более 1 года.

Теперь спросим у Дмитрия Евгеньевича Акентьева, исполнительного директора компании «СТС-ГеоСервис». Дмитрий Евгеньевич, выпускает ли компания что-нибудь кроме генератора давления?

- Наша компания располагает мощным конструкторским отделом с широкой научной базой и колоссальным опытом разработки прострелочно-взрывной аппаратуры. Данный факт позволяет разрабатывать аппаратуру для прострелочно-взрывных работ по всем основным направлениям.

Кроме оборудования для повышения нефтеотдачи, компания «СТС-ГеоСервис» выпускает широкий ряд продукции, в том числе средства ликвидации аварий, такие как труборезы, пакеры, и инструменты для вторичного вскрытия продуктивных пластов. Труборезы кумулятивные ТКВ, доставляемые в интервал работ на каротажном кабеле, предназначены для перерезания и разъединения в скважинах насосно-компрессорных труб. Труборезы возможно доставлять в интервал работ как на каротажно кабеле, так и на трубах. В труборезе используются только флегматизированные взрывчатые вещества. Труборез ТКВ поставляется в снаряженном герметичном корпусе и обеспечивает надежное перерезание НКТ при давлениях до 80 МПа с минимальной поперечной деформацией перерезаемой трубы. В конструкции пакера взрывного плашечного предусмотрено использование безопасного заряда ЗПВ, нечувствительного к бытовому электричеству и блуждающим токам. Совместно с Госкорпорацией Ростех было запущено производство инновационных перфосистем «Вектор». Различные типоразмеры перфораторов однократного применения, от 64 до 102 мм, максимально безопасны и просты в использовании. Имеют минимальное количество комплектующих деталей, то есть надежную конструкцию. Перфосистемы продемонстрировали лучшую пробивную способность на отечественном рынке, что подтверждается испытаниями по СС-05. На производстве нашего оборудования внедрена Система менеджмента качества, соответствующая требованиям ГОСТ ISO 9001-2011.

Схема обработки горизонтальной скважины

СТС-ГеоСервис

**140100, Московская обл.,
г. Раменское,
ул. Нефтегазосъемки,
здание «Мосгазгеофизика»
Тел: +7 (496) 467-39-27,
+7 (495) 517-53-52
www.sts-geo.com
reception@sts-geo.com**

СИСТЕМЫ

ПРОМЫШЛЕННЫЙ ХОЛДИНГ

Оборудование, позволяющее экономить

- **Скважинный щелевой фильтр с диспергатором - ЕВК**
- **Специальный хвостовик с диспергатором - ЕВК**
- **Сепаратор ЕВК-6**
- **Сепаратор-смеситель ЕВК-5**
- **Регулятор расхода ЕВК-ЛЁН87**
- **Газовая заслонка ЕВК-100**
- **Запорно-регулирующее устройство ЕВК-Анаконда**

Модернизация и технологическое развитие является приоритетной задачей развития государства. Выполнение данной задачи невозможно без внедрения новых технологий и оборудования, которые позволяют снижать издержки, повышать рентабельность, улучшать условия труда работников и экологическую обстановку. Для предприятий нефтедобывающей отрасли необходима безаварийная и чёткая работа нефтяных скважин и установок для замеров количества нефти и газа.

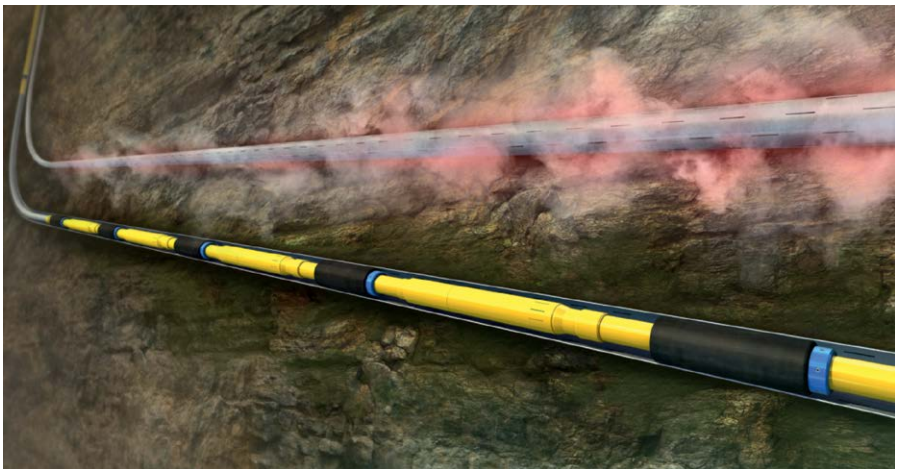
В рамках вышеизложенного, ООО «СИСТЕМЫ ЕВК» предлагает оригинальное оборудование системы «ЕВК», основой которого является запатентованная система «турбофильтр-диспергатор».

По отзывам нефтедобывающих компаний, которые успешно испытали данное оборудование, таких как ООО «Башнефть-Добыча», ОАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Татнефть» и др. экономия средств на ремонте и обслуживании одной замерной установки составляет в среднем 300 000 рублей в год, а экономия средств на ремонте и обслуживании одной скважины составляет в среднем 1500 000 рублей в год.

423800, Республика Татарстан, г. Набережные Челны, ул. Техническая, д. 51

Тел. 8-987-005-81-65, E-mail: ceo_evk@mail.ru, www.evksystems.ru

Система контроля притока Equalizer RF FCD, установленная в парогравитационной скважине, увеличила добычу на 87% и сократила соотношение нефти и пара на 31%



Система Equalizer RF FCD, установленная в добывающей парогравитационной скважине

В компанию «Бейкер Хьюз» обратился заказчик с просьбой предоставить техническое решение для двух гравитационных скважин с нестабильной добычей в нефтеносных песках провинции Альберта, Канада. Проблема заключалась в неравномерной работе паровой камеры по длине добывающей скважины, что привело к возникновению локализованных участков нагрева и ограничению добычи.

После анализа эксплуатационных условий специалисты компании «Бейкер Хьюз» предложили заказчику установку модернизированной системы контроля притока EQUALIZER™ в парогравитационную добывающую скважину, не вышедшую на режим.

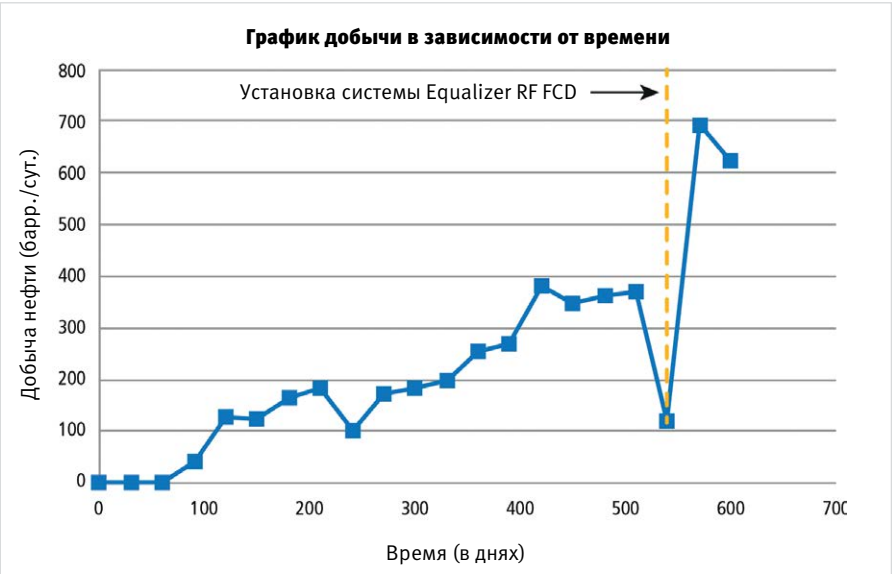
Дизайн был спроектирован с учетом температуры, давления, геологических особенностей скважины, с использованием высокотемпературных разбухающих пакеров REBarrier™ для разобщения притока в продуктивном интервале скважины. Кроме того, усилия инженеров-геологов компании «Бейкер-Хьюз» были направлены на нейтрализацию причин, ограничивающих добычу по скважине, применением УКП Equalizer, и увеличения эффективной зоны дренирования, улучшая, тем самым, показатели добычи по скважине.

После проработки и согласования нового дизайна специалисты «Бейкер Хьюз» выполнили установку системы Equalizer RF FCD и пакеров REBarrier в скважину. В течение месяца после установки системы на скважине было зафиксировано повышение добычи с 371 барр./сут. до более чем 700 барр./сут. — добыча была увеличена на 87%. Соотношение нефти и пара снизилось с 4,1% до 2,8% (на 31%).

Заказчик сообщил, что благодаря системе Equalizer RF FCD, скважины с установленным оборудованием стали самыми результативными на промысле.

Через месяц после установки было зафиксировано практически удвоение дебита добываемого флюида, и заказчик решил установить систему Equalizer RF FCD во вторую пару скважин, а также изменить конструкцию планируемых скважин с учетом применения системы Equalizer по всему промыслу.

Не следует забывать о том, что каждая скважина и коллектор являются уникальными, и результаты добычи могут разниться. Тем не менее, в данном случае система Equalizer RF FCD сыграла ключевую роль в значительном увеличении добычи парогравитационной пары скважин заказчика. Специалисты компании «Бейкер Хьюз» считают, что результаты применения системы в аналогичных скважинах в Российском регионе будут сопоставимыми.



Результаты

- Увеличение среднесуточной добычи на 87%;
- Сокращение соотношения нефти и пара на 31%;
- Ускоренный выход парогравитационной скважины на режим;
- Применение системы показало исключительные результаты и стало предпочтительным решением для других пар скважин на промысле.

Предыстория и вызовы

- Заказчику была необходима система для оптимизации парогравитационной добывающей скважины по следующим причинам:
  — неоднородность паровой камеры;
  — участки неравномерного притока в продуктивном интервале с повышенной эрозией;
  — износ хвостовика;
  — ограниченный дебит.
- Систему было нужно установить внутри нестандартного существующего хвостовика размера $8^5/_8$ дюйма.

Решение, предложенное специалистами компании «Бейкер Хьюз»:

- Выполнен анализ коллектора для оптимизации конструктивной схемы оснащения скважины;
- Рекомендации по оптимальной настройке, количеству и размещению УКП Equalizer RF FCD и термостойких разбухающих пакеров REBarrier для разобщения притока в горизонтальной секции скважины.

Виталий Шкред
Технический руководитель направления заканчивания скважин

Департамент заканчивания скважин и КРС
Европа, Россия и Каспийский регион
Тел.: +7 (495) 771-72-40вн. 409
vitaly.shkred@bakerhughes.com
www.bakerhughes.com
Advancing Reservoir Performance

Крути рулон — стели бетон. Использование бетонного полотна для нужд нефтегазовой промышленности

Бетонное полотно или технология Concrete Canvas позволяет быстро и экономично решать задачи, которые обычно требуют значительных временных и финансовых затрат. Более того, технология гарантирует надежный и долгосрочный результат — на срок до 50 лет.

Революционная технология Concrete Canvas была разработана в Великобритании в середине 2000-х гг. В ее основе — стремление минимизировать затраты на создание прочных бетонных покрытий, предложить практически готовое решение.

Что такое бетонное полотно

Бетонное полотно представляет собой наполненную сухой цементной смесью 3D-матрицу — два слоя текстильного полотна, соединенные между собой волокнами. С внутренней стороны матрица покрыта слоем ПВХ, что обеспечивает надежную гидроизоляцию.

В сухом виде полотно хорошо гнется, может быть скатано в рулон (в таком виде оно и поставляется). Оно без труда режется ручным инструментом, например, обычным строительным ножом. Для соединения отрезков между собой используются винты. Для крепления отрезков к поверхности — анкеры или стальные колья.

Свойства бетонного полотна радикально меняются спустя два часа после смачивания. Цементная смесь застывает и превращается в прочное покрытие, для работы с которым уже недостаточно ручного инструмента. Спустя сутки оно набирает 80% своей прочности.

В чем преимущества

Преимущества технологии Concrete Canvas — тема для отдельной публикации. Если вкратце, то их можно свести к двум большим блокам — технические характеристики и монтаж.

Технические характеристики зависят от этапа применения. Если это этап до гидратации, то, как уже отмечалось, бетонное полотно отличается гибкостью и может быть использовано для покрытия любой поверхности, в том числе неровной, наклонной и вертикальной. После гидратации свойства полотна становятся сопоставимы со свойствами армированного бетона — армируют его волокна, которые соединяют два текстильных слоя. В результате, покрытие хорошо выдерживает нагрузки, не пропускает воду и нефтепродукты, устойчиво к агрессивным химическим соединениям, к влаге и ультрафиолету. Срок его эксплуатации в климатических условиях Великобритании превышает 50 лет. Соединенные вместе отрезки полотна обладают практически нулевой подвижностью. Важный момент: благодаря ПВХ-подкладке полотно не пропускает воду и другие жидкости.

Все это определяет сферу применения технологии Concrete Canvas — укрепление

дренажных канав, обвалование, укрепление склонов и насыпей, защита берегов, облицовка бассейнов, защита трубопроводов и труб.

Второй блок преимуществ — это монтаж. Бетонное полотно — практически готовое решение. Поэтому его укладка проходит при минимальных ресурсах и в рекордные сроки. Для работы требуется только ручной инструмент. Использование строительной техники сведено к минимуму — понадобится лишь бульдозер или небольшой подъемный кран для закрепления траверсы с рулоном. Применение дополнительных материалов, например, грунта или стальной сетки требуется лишь в определенных случаях.

В результате, применение технологии Concrete Canvas сопровождается существенным экономическим эффектом. В краткосрочной перспективе — это экономия на сроках реализации проекта, на дополнительных работах (например, земельных), на технике и дополнительных материалах. В долгосрочной перспективе — полное отсутствие эксплуатационных расходов, необходимости проводить восстановительные или ремонтные работы.

Каковы варианты применения технологии Concrete Canvas для нужд нефтегазовой промышленности? В первую очередь — это обвалование резервуаров и защита трубопроводов.

Обвалование резервуаров

Характеристики бетонного полотна позволяют использовать его в качестве универсального решения для обвалования сооружений различного назначения. Полотно не допускает проникновения в почву не только воды, но и нефтепродуктов. Оно не подвержено влиянию агрессивных химических веществ и углеводородов. Оно устойчиво к высоким температурам, поэтому является надежной противопожарной защитой.

Примером применения технологии Concrete Canvas для обвалования могут служить работы по укреплению защитной дамбы вокруг резервуарного парка в городе Маккей, Австралия, которые были проведены в 2015 году. Предыдущие попытки отремонтировать дамбу при помощи торкретбетона и битума не имели успеха. Покрытие быстро разрушалось. Бетонное полотно позволило полностью решить эту проблему — создать прочное покрытие при минимальных затратах. Силами трех рабочих в течение 3 дней было уложено 1000 м^2 полотна.

Другой пример — обвалование площадки нефтеперерабатывающего завода в Маунт-Вернон, США, проведенное в 2014 году. Ранее насыпь укрепляли асфальтом, но каждые 5–7 лет растрескавшееся покрытие приходилось полностью обновлять, а также регулярно ремонтировать. Дополнительной статьей расходов стало удаление растительности, которая в период засухи могла стать источником пожара. Использование Concrete Canvas позволило руководству завода на ближайшие 50 лет полностью забыть о необходимости обслуживания и восстановления защитной дамбы. Всего было уложено 5 200 м^2 полотна.

Для обвалования технология Concrete Canvas также была успешно использована одной из крупнейших нефтегазовых компаний мира — французским концерном Total.

Защита трубопроводов

Борьба с растительностью под сложными трубопроводными трассами — распространенная проблема. Сопутствующими проблемами являются: скопление воды, затруднение сервисного обслуживания, попадание нефтепродуктов в почву. Именно с этими проблемами столкнулось в 2016 г. руководство нефтеперерабатывающего завода компании Petroineos в Гренджмуте, Великобритания.

Были рассмотрены три решения — засыпка щебнем, бетонирование и использование Concrete Canvas. Засыпка наименее затратна, но со временем на щебне образуется слой земли, на котором появляется растительность. Бетонирование сопровождалось бы масштабными земельными работами, что затруднялось низким пролеганием труб на некоторых участках. При этом бетонирование не гарантировало надежного результата, так как неармированный бетон подвержен растрескиванию. Поэтому выбор был остановлен на технологии Concrete Canvas.

Учитывая сложность укладки бетонного полотна на участках с низким пролеганием труб (его приходится протягивать с помощью специальных балок) и неблагоприятные погодные условия, за 6 недель было уложено 2150 м^2 полотна. Затем было уложено еще 1750 м^2. Растительности на реконструированных участках не наблюдалось, в отличие от участков со щебнем. Бетонное полотно обеспечило хорошее дренирование и полностью предотвратило проникновение нефтепродуктов в почву. Дополнительным плюсом стало заметное упрощение сервисного обслуживания трубопровода, в частности, диагностики протечек — нефтяные пятна хорошо заметны на светло-серой поверхности.

Подавление растительности и дренирование — не единственный вариант защиты трубопроводов с помощью Concrete Canvas. Оборачивание труб бетонным полотном позволяет защитить их от воздействия различных негативных факторов. А если говорить о трубопроводах, пролегающих по дну водоемов, то бетонное полотно защитит их от обрастания и местной коррозии.

Укрепление дренажных канав

Этот вариант использования технологии Concrete Canvas получил наибольшее распространение в сфере железнодорожного и автомобильного транспорта. Тем не менее, именно с ним связан первый опыт применения технологии в сфере нефтегазовой промышленности на территории России. Речь идет о береговом комплексе подготовки «Чайво» на Сахалине.

Из-за значительной удаленности объекта доставка на него строительных материалов затруднена, а из-за суровых климатических условий (температура воздуха здесь нередко опускается ниже -40°С) работы можно проводить лишь четыре месяца в году. Кроме того, суровый климат предъявляет высокие требования к прочности используемых материалов. Дополнительной сложностью являются песчаные грунты.

В 2014 г. здесь была проведена пробная укладка бетонного полотна. Она показала, что полотно легко монтируется, хорошо выдерживает перепады температур и «держит» грунт. На следующий год с целью укрепления дренажных канав вокруг БКП было уложено 14 770 м^2 полотна. Монтаж производился бригадой из 6 человек. Затраченное время — 6 недель. По итогам выполнения работ была достигнута договоренность об использовании Concrete Canvas на объектах месторождений Одопту и в поселке Де-Кастри, тоже расположенных на Сахалине.

Другие варианты использования

К вариантам использования инновационных технологий, которые напрямую не связаны с нефтегазовой промышленностью, но могут иметь место, относятся: укрепление склонов и облицовка технических бассейнов.

Так, в 2014 г. бетонное полотно было использовано для предотвращения разрушения склона и риска обвала вдоль дороги, ведущей к нефтескладу в Омане. У заказчика была возможность сравнить: один участок склона был укреплен бетонным полотном, другой — торкретбетоном. Укладка полотна была выполнена в 2 раза быстрее, чем торкретирование. После завершения работ на торкретированном участке появились трещины.

В том же году Concrete Canvas была использована для восстановления пожарного бассейна на нефтеперерабатывающем заводе РСК, Германия. Бетонная чаша начала трескаться и расслаиваться. Был рассмотрен вариант полной ее перестройки. Однако тогда бассейн длительное время не функционировал бы. Реконструкция бетонным полотном заняла всего 4 дня. За это время бригада из четырех человек уложила 900 м^2 полотна.

Перспективы применения технологии Concrete Canvas в России

Хотя технология Concrete Canvas известна еще с середины 2000-х гг. и на сегодняшний день успешно применяется в более чем 40 странах мира, для России она все еще является инновационной. Однако по данным российской компании United Concrete Canvas Russia, официального партнера производителя бетонного полотна, спрос на него в нашей стране растет, объемы поставок увеличиваются.

Это закономерно, поскольку преимущества технологии очевидны. Она позволяет заметно упростить выполнение сложных задач, добиться за счет этого существенной экономии. Кроме того, бетонное полотно является надежным решением, которое способно выдержать серьезные испытания временем. Поэтому Concrete Canvas имеет самые широкие перспективы применения в российской нефтехимической и газовой промышленностях. Особенно учитывая темпы добычи в нашей стране полезных ископаемых, а также то, что большинство месторождений расположено в удаленных регионах, куда затруднена доставка традиционных строительных материалов и которые отличаются суровыми климатическими условиями.

В настоящее время технология Concrete Canvas успешно применяется шестью из ТОП-10 ведущих нефтяных и газовых компаний мира.

КОМПЛЕКСНАЯ ПОСТАВКА ПОДШИПНИКОВ

SCHAEFFLER

Концерн Schaeffler имеет самую широкую паллету поставки продукции, среди других мировых производителей подшипников. Для заказа доступно более 225 000 наименований подшипников качения, скольжения, линейных направляющих и сопутствующих изделий.

Schaeffler является одной из крупнейших мировых компаний-производителей подшипников.

В состав компании входит около **80 предприятий** по всему миру и более **150 торговых представительств**. Штат сотрудников около **90 тыс. человек.**

Вся продукция концерна Schaeffler поставляется в Россию только через ООО «Шэффлер Руссланд» и распространяется только через сеть официальных дистрибьюторов.

INA FAG Крупнейший склад подшипников INA FAG В России.

ксена ООО «Ксена» осуществляет поставку оригинальной подшипниковой продукции из первых рук.

ЛОГИСТИКА

Заводы → Единый логистический центр → Склад перевозчика GTLS → Таможенная очистка товара М.О. → Склад временного хранения → Склады дилеров

РАЗВЕТВЛЁННАЯ СЕТЬ ФИЛИАЛОВ КОМПАНИИ

с высококвалифицированными сотрудниками

Мы не просто продаем подшипники.
Мы оказываем всестороннюю поддержку нашим клиентам, как собственными силами, так и с привлечением специалистов Schaeffler!

ПОДДЕРЖКА ПРОДАЖ СО СТОРОНЫ

ООО «Ксена» и ООО «Шэффлер Руссланд»

Оказание технических консультаций специалистам на местах.

Аудит производств, определений слабых мест в оборудовании.

Мониторинг состояния подшипников в узлах и механизмах.

Проведение обучений.

Проведение шэф-монтажа крупногабаритных подшипников.

Создание 3 месячного нескончаемого запаса подшипников на базе ООО «Ксена» (обсуждается).

Создание консигнационных складов на каждом предприятии (обсуждается).

Возможность дозаказа позиций из общего списка потребности с сохранением подписанных цен (фиксация цен на продукцию на 1 год).

ООО «КСЕНА»

614090, г. Пермь, ул. Лодыгина, 55
+7 (342) 269-68-05; +7 (342) 269-68-06; +7 (342) 269-68-07;
+7 (342) 269-68-08; +7 (342) 242-97-07, +7 (342) 242-97-08,
+7 (342) 214-43-06, +7 (342) 214-43-07.
spa@kcena.ru
www.fag.kcena.ru

УДК 622.276. 53

Исследование характеристик абразивостойких газосепараторов в промысловых и стендовых условиях

А.Н. Мусинский
аспирант, ст. преподаватель[1]
musinskij.an@novomet.ru

М.О. Перельман
генеральный директор[2]
maxim@novomet.ru

С.Н. Пещеренко
д. ф-м. н., профессор[1]
psn@novomet.ru

А.В. Деньгаев
к.т.н., доцент[3]
nttm_smena@mail.ru

В.С. Вербицкий
к.т.н., доцент[3]
vsverbitsky@gmail.com

[1]Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия
[2]АО «Новомет-Пермь», Пермь, Россия
[3]Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва, Россия

В последнее время получили широкое распространение методы интенсификации нефтедобычи путем увеличения проницаемости пластов (за счет проведения гидроразрывов и кислотных обработок), а также увеличения депрессии на пласт (за счет снижения забойного давления в скважине). Это в некоторых случаях может приводить к существенному росту концентрации механических примесей в добываемой жидкости

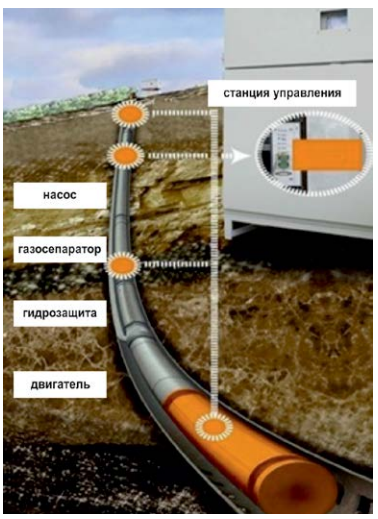


Рис. 1 — Схема подвески газосепаратора с насосом в скважине

Анализ эксплуатационных данных

Серийное производство новых абразивостойких газосепараторов началось в 2011 г. В настоящее время их применение стало массовым: изготавливается и монтируется в скважины более 100 газосепараторов в месяц. За все время промысловых исследований новых газосепараторов проблем с перерезанием их корпусов не возникло. Рассмотрим примеры эксплуатации скважин одного из месторождений Западной Сибири, характеризующегося условиями повышенной концентрации взвешенных частиц (КВЧ) в добываемой скважинной продукции. Схема расположения газосепаратора в скважине представлена на рис. 1.

Результаты эксплуатации 72-х установок электрического центробежного насоса (ЭЦН) 5-ой группы исполнения представлены в таб. 1. Анализ причин отказов глубиннонасосного оборудования позволяет сделать вывод о том, что основными причинами отказов были: износ, засорение рабочих органов насоса механическими примесями и кристаллами солей. При этом гидроабразивное разрушение газосепараторов не было выявлено (таб. 1).

В таб. 2 приведены результаты эксплуатации 142-х установок ЭЦН 5А габарита. По результатам комиссионных разборов, причинами отказов были: износ, засорение и коррозия ступеней ЭЦН. Отметим, что в анализируемой выборке доля газосепараторов, работающих при КВЧ более 1000 мг/л, составила 15%; это не было причиной отказа оборудования из-за гидроабразивного разрушения.

Промысловые исследования абразивостойких газосепараторов позволили определить важный технический аспект в области конструктивной надежности при работе в агрессивных скважинных условиях. Для определения широкого диапазона технических возможностей абразивостойких газосепараторов авторами проведены стендовые испытания на модельной газожидкостной смеси.

Стендовые испытания

Измеряли напор и коэффициент сепарации газосепараторов. В качестве рабочей жидкости использовали смесь воды, воздуха и ПАВ (дисолван 4411, 0,05% об.), моделирующей пластовую жидкость. Испытания проводили на стендах РГУ (НИУ) нефти и газа им. И.М. Губкина и АО «Новомет-Пермь». Результаты испытаний приведены на рис. 2–5 и в таб. 3.

На рис. 2, 4 представлена зависимость коэффициента сепарации k от подачи газожидкостной смеси. Показано, что коэффициент сепарации уменьшается при увеличении подачи со значений порядка 0,9 до 0,5–0,6 на левой границе рабочей области (которая указывается в марке газосепаратора, например, для ГН5-200 это 200 м^3/сут).

Также были проведены сравнительные испытания газосепаратора ГН5-200; полученные результаты приведены в таб. 3. В соответствии с результатами, ошибка измерений коэффициента сепарации была порядка ±5%.

На рис. 3, 5 приведены напорно-расходные характеристики при различной входной концентрации газа $\beta_{вх}$ и входном давлении 0,2 МПа. Очевидно, что газосепараторы создают напор во всем рабочем диапазоне, что исключает возможность подсоса газа внутрь насоса через выкидные отверстия газосепараторов.

При высоких концентрациях нерастворенного газа типичным является компоновка УЭЦН как газосепаратором, так и мультифазным насосом. Поэтому на стенде в РГУ (НИУ) нефти и газа им. И.М. Губкина были проведены испытания модельной 1,5-метровой насосной секции ВНН5-79 с предвключенным газосепаратором ГН5-200 и мультифазным насосом МФОН5-200 при давлении на входе 0,2 МПа. Полученные напорные

Газовый фактор, м^3/т	КВЧ, мг/л	Вязкость, сПз	Число УЭЦН	Число отказов УЭЦН	Наработка на отказ в среднем	Причины отказов
До 50	До 1900	0,5–2,5	9	7	329	Износ ступеней ЭЦН, отложение солей
До 100	До 1000	0,5–2,5	16	14	312	Засорение ступней ЭЦН
Более 100	До 1800	0,5–1,5	47	29	261	Износ ступеней ЭЦН, отложение солей

Таб. 1 — Условия и результаты эксплуатации установок ЭЦН 5 габарита, оснащенных новыми газосепараторами

[1, 2]. Практика показала [3–5], что в центробежных газосепараторах твердые частицы вызывают гидроабразивное разрушение внутренней поверхности корпуса. При этом происходит разделение газосепаратора на части и падение нижней части погружной электроцентробежной установки на забой скважины. После изучения механизма гидроабразивного разрушения [6, 7] была разработана новая абразивостойкая конструкция газосепараторов [8].
В данной статье проанализированы промысловые данные об эксплуатации новых газосепараторов 5 и 5А габаритов на одном из месторождений Западной Сибири и результаты стендовых исследований их сепарационных свойств.

Материалы и методы
При помощи двух запатентованных стендовых методик определены характеристики абразивостойких газосепараторов, а также произведен анализ работы этих устройств в скважинных условиях.

Ключевые слова
газосепаратор, абразивостойкость, концентрация газа, промысловые испытания

характеристики работы насосной секции ВНН5-79 отображены на рис. 6.

Испытания показали, что при $\beta_{вх} \leq 65\%$ напор и максимальная подача секции слабо зависят от концентрации газа. Также видно, что насос может устойчиво работать и при $\beta_{вх} = 90\%$ (например, при подаче менее 60 м³/сут напор уменьшился всего на 25– 30%, чем в случае $\beta_{вх} = 0$).

Влияние гравитационной сепарации

В условиях испытаний вся газожидкостная смесь поступала на вход газосепаратора, гравитационная сепарация газа на входе в газосепаратор была исключена. В скважинных условиях это не так. Оценим максимальную концентрацию газа, при которой газосепаратор еще обеспечивает устойчивую работу насоса в скважине. Будем считать, что, согласно эксплуатационным данным, напорно-расходная характеристика центробежных насосов в типичных скважинных условиях не меняется при увеличении концентрации газа на входе в насос вплоть до $\beta = 25\%$ [9, 10].

Общий коэффициент сепарации газосепаратора в скважине (k) определяется двумя процессами: гравитационной сепарацией на входе в сепаратор (коэффициент сепарации k_{gr}) и сепарацией внутри газосепаратора (коэффициент сепарации k). Если обозначить поток газа в скважине q, а q_1 — поток газа на входе в газосепаратор, и q_2 — поток на выходе из газосепаратора, т.е. на входе в насос, то

$$k_{gr} = \frac{q-q_1}{q}, k = \frac{q_1-q_2}{q_1} \qquad (1)$$
$$K = \frac{(q-q_1)+(q_1-q_2)}{q} = \frac{q-q_2}{q} = 1-(1-k)(1-k_{gr})$$

Коэффициент гравитационной сепарации k_{gr} оценим по эмпирической зависимости [11] пренебрегая слабой зависимостью от $\beta_{вх}$:

$$k_{gr} = \left(1 + 0.52\frac{u}{w}\right)^{-1}, \qquad (2)$$

где w ≈ 0,2 м/сек — скорость всплытия пузырьков газа, u=Q/S [b+α(1-b)] — средняя скорость жидкости, b — обводненность, α — коэффициент сжимаемости нефти (полагали α ≈ 1,15), Q — подача по жидкости.

Полученная, согласно (2), зависимость k_{gr} от q и b, приведена на рис. 7.

Максимальная концентрация газа в скважинной жидкости $\beta_{вх}$, при которой газосепаратор еще будет обеспечивать устойчивую работу насоса, определяется из следующего условия:

$$\beta_{вх} \leq \frac{\beta}{1-K} = \frac{\beta}{(1-k)(1-k_{gr})} \qquad (3)$$

Например, для ГН5-200: из рис. 2 следует, что $k \geq 0{,}6$, а из рис. 6 при $b = 0{,}1$ видно, что $k_{gr} \geq 0{,}2$; тогда из (3) получим $\beta_{вх} \leq 78\%$. Для ГН5А-350: из рис. 4 следует, что $k \geq 0{,}55$, а из рис. 6 при $b = 0{,}1$ видно, что $k_{gr} \geq 0{,}15$; тогда из (3) получим $\beta_{вх} \leq 75\%$.

УЭЦН укомплектованная двумя 3-метровыми секциями ВНН5-79, газосепаратором ГН5-200 и МФОН5-200, была смонтирована в скважине. Условия ее работы приведены в таб. 4, откуда, в частности, видно, что $\beta_{вх} = 97\%$. Коэффициент гравитационной сепарации, вычисленный согласно (2), оказался равным 68%, т.е. на вход в УЭЦН поступала газожидкостная смесь, содержащая примерно 70% газа. В этих условиях УЭЦН работала устойчиво, что согласуется с данными стендовых испытаний, приведенными на рис. 2.

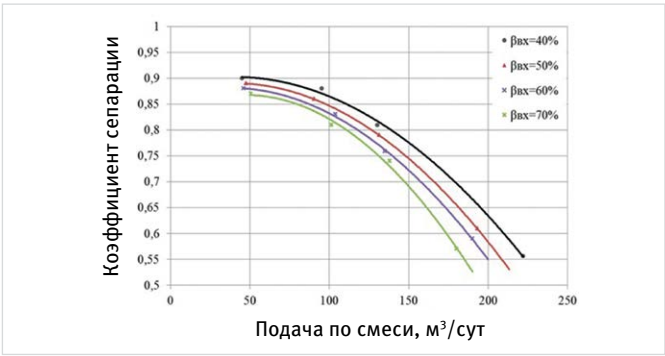


Рис. 2 — Зависимость коэффициента сепарации от подачи по смеси ГН5-200

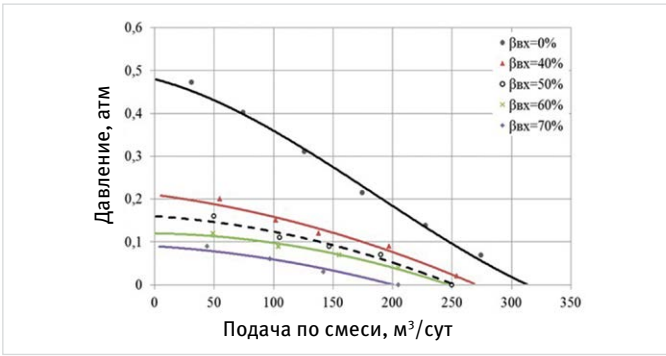


Рис. 3 — Напорно-расходная характеристика ГН5-200 при различных $\beta_{вх}$

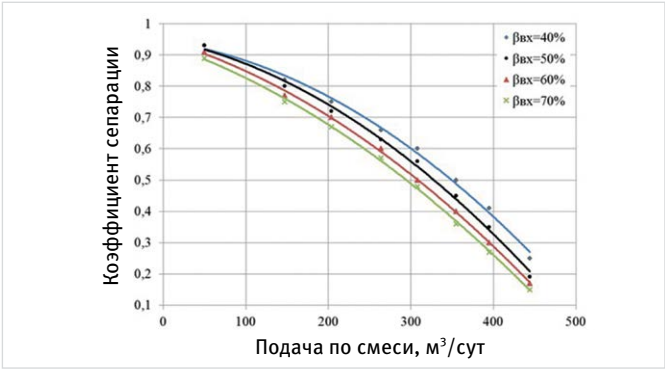


Рис. 4 — Зависимость коэффициента сепарации от подачи по смеси ГН5А-350

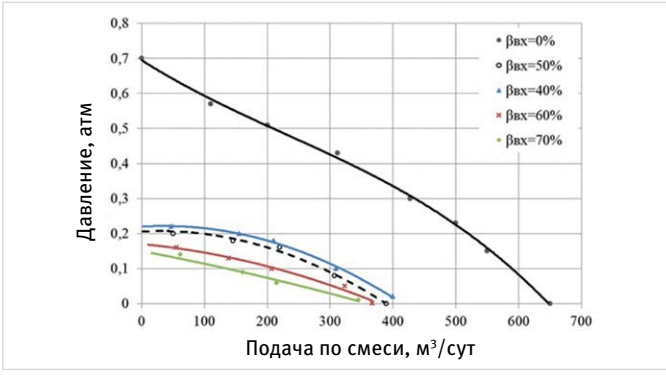


Рис. 5 — Напорно-расходная характеристика ГН5А-350 при различных $\beta_{вх}$

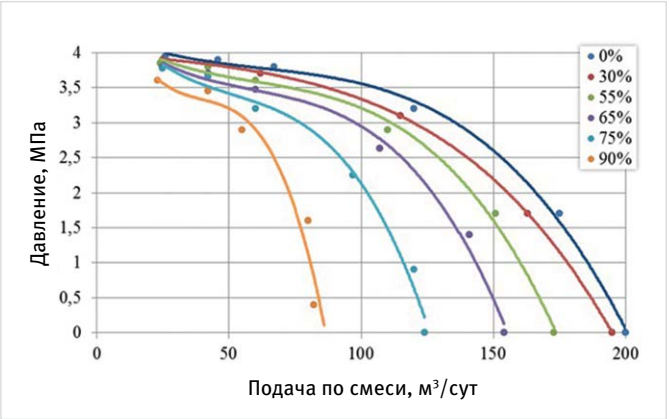


Рис. 6 — Напорная характеристика насосной секции ВНН5-79 с предвключенными ГН5-200 и МФОН5-200 при различном газосодержании на входе

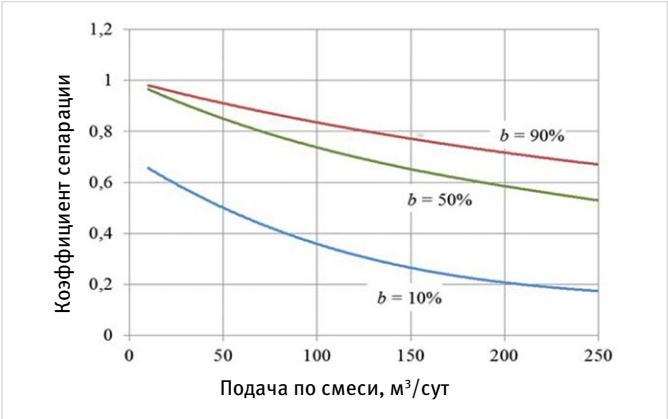


Рис. 7 — Зависимость коэффициента гравитационной сепарации (k_{gr}) от подачи по жидкости обводненности (b)

Газовый фактор, м³/т	КВЧ, мг/л	Вязкость, сПз	Число УЭЦН	Число отказов УЭЦН	Наработка на отказ в среднем	Причины отказов
До 50	До 240	0,5–4,0	13	10	414	Износ и засорение ступеней ЭЦН
До 100	До 470	0,2–1,5	108	36	321	Засорение и коррозия ступеней ЭЦН
Более 100	До 9600	0,2–0,5	21	17	231	Отложение солей, засорение ступеней ЭЦН

Таб. 2 — Условия и результаты эксплуатации установок ЭЦН 5А габарита, оснащенных новыми газосепараторами

№	$Q_{см}$, м³/сут	$\beta_{вх}$, %	Коэффициент сепарации РГУ	Коэффициент сепарации АО Новомет
1	50	70	0,88	0,88
2	85	70	0,82	0,83
3	165	60	0,70	0,68
4	55	60	0,86	0,88
5	160	50	0,69	0,73
6	210	50	0,59	0,55

Таб. 3 — Результаты сравнительных испытаний ГН5-200 в РГУ (НИУ) нефти и газа им. И.М. Губкина и АО «Новомет-Пермь»

$P_{вх}$, МПа	Q жидкости м³/сут.	Газовый фактор, м³/т	Обводнённость, %
3,9	16,4	1260	40

Таб. 4 — Скважинные условия

Итоги

1. Проведены эксплуатационные испытания новых абразивостойких газосепараторов, которые подтвердили их гидроабразивную стойкость даже при КВЧ более 1000 мг/л.
2. С учетом гравитационной сепарации на входе, новые абразивостойкие газосепараторы во всей заявленной области подач обеспечивают устойчивую работу ЭЦН при $\beta_{вх}$ до 75–78%.

Выводы

По результатам комплексного исследования, разработанные газосепараторы доказали свою эффективность при работе в скважинных условиях, осложненных высоким содержанием газа и песка.

Список литературы

1. Генералов И.В. Повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, в осложненных условиях Самотлорского месторождения: дис. ... канд. тех. наук. Уфа, 2005. 183 с.
2. Казаков Д.П. Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами после гидравлического разрыва пласта на примере Вынгапуровского месторождения: дис. ... канд. техн. наук. Уфа, 2010. 111 с.
3. Кудрявцев И.А. Совершенствование технологии добычи нефти в условиях интенсивного выноса мехпримесей (на примере Самотлорского месторождения): автореф. дис. ... канд. техн. наук. Тюмень, 2004. 121 с.
4. Деньгаев А.В., Дроздов А.Н., Вербицкий В.С. Исследование причин полетов газосепараторов в составе УЭЦН // Территория Нефтегаз. 2005. №11. С. 50–53.
5. Деньгаев А.В., Дроздов А.Н., Вербицкий В.С., Маркелов Д.В. и др. Анализ работы центробежных газосепараторов в ОАО «Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2006. №2. С. 86–89.
6. Перельман М.О., Пещеренко М.П., Пещеренко С.Н. Особенности многофазных течений в газосепараторах, определяющие их гидроабразивную стойкость // Бурение и нефть. 2013. №5. С. 42–44.
7. Патент № 2379500. Абразивостойкий центробежный газосепаратор от 10.09.2009, кл. E 21 B 43/38.
8. Островский В.Г., Перельман М.О., Пещеренко С.Н. Механизм гидроабразивного разрушения погружных газосепараторов // Нефтяное хозяйство. 2013. №5. С. 100–102.
9. Дроздов А.Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложненных условиях. М.: МАКС Пресс, 2008. 309 с.
10. Агеев Ш.Р., Григорян Е.Е., Макиенко Г.П. Российские установки лопастных насосов для добычи нефти и их применение. Пермь: Пресс- мастер, 2007. 645 с.
11. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. М.: Нефть и газ. 2003. 816 с.

Signature analysis of abrasive-resistant gas separators under conditions of field and bench test

UDC 622.276 53

Authors:
Artem N. Musinskiy — post graduate, senior teacher [1]; musinskij.an@novomet.ru
Maksim O. Perel'man — general director[2]; maxim@novomet.ru
Sergey N. Peshcherenko — Sc.D., professor[1]; psn@novomet.ru
Aleksey V. Den'gaev — Ph.D., associate professor[3]; nttm_smena@mail.ru
Vladimir S. Verbitskiy — Ph.D., associate professor[3]; vsverbitsky@gmail.com

[1] Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation
[2] "Novomet Perm", Perm, Russian Federation
[3] Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Gubkin, Moscow, Russian Federation

Abstract
Methods of stimulating production by permeability increasing (due to fracturing and acidizing) and pressure drawdown (by lowering the bottom hole pressure in the well) are widely practiced. It can cause the significant increasing of mechanical impurities concentration in the produced fluid [1, 2]. Examples seem to indicate [3–5] that the particulates cause abrasion resistant breakage of the inner side of the separator. In these conditions the separator can be broken up into pieces and low immersible part of the centrifuge can fall on the borehole bottom. After studying the process of the abrasion resistant breakage [6, 7], the new design for abrasive resistance separator was developed [8].
Field test of new separators 5 и 5A in Western Siberia and results of bench test of separational properties are analyzed in the article.

Materials and methods
The properties of abrasive resistant separators and the analysis of their work under downhole conditions were determined by the means of two patented methods of bench test.

Results
1. Well test of new separators showed that abrasion resistance is the same even when particles content more than 1000 mg/l.
2. New separators provide steady operation of the electrical centrifugal pump in the field of the flow at β_{vh}, 75–78%, taking into account the gravity separation in the upstream.

Conclusions
According to the results of integrated exploration, developed separators proved their efficiency under downhole conditions, high in gas and sand.

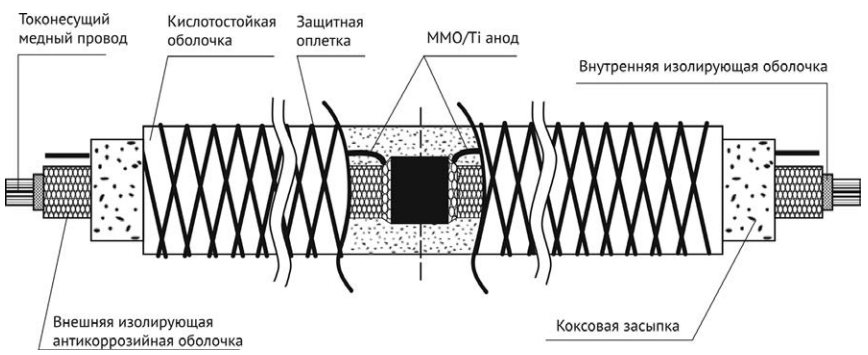
Keywords
gas separator, abrasive resistance, gas concentration, field test

References
1. Generalov I.V. *Povyshenie effektivnosti ekspluatatsii skvazhin, oborudovannykh UETsN, v oslozhnennykh usloviyakh Samotlorskogo mestorozhdeniya* [Efficiency gains of well operation, equipped with centrifugal pumping equipment, under the difficult conditions of Samotlorskoe field]. Ph.D. dissertation (Engineering). Ufa, 2005, 183 p.
2. Kazakov D.P. *Povyshenie effektivnosti ekspluatatsii skvazhin elektrotsentrobezhnymi nasosami posle gidravlicheskogo razryva plasta na primere Vyngapurovskogo mestorozhdeniya* [Efficiency gains of well operation of centrifugal pumping equipment after formation hydraulic fracturing on the example of Vyngapurovskoe oilfield]. Ph.D. dissertation (Engineering). Ufa, 2010, 111 p.
3. Kudryavtsev I.A. *Sovershenstvovanie tekhnologii dobychi nefti v usloviyakh intensivnogo vynosa mekhprimesey (na primere Samotlorskogo mestorozhdeniya)* [Technological development of oil production under conditions of returning of mechanical impurities (on the example of Samotlorskoe field)]. Extended abstract of Ph.D. dissertation (Engineering). Tyumen, 2004, 121 p.
4. Den'gaev A.V., Drozdov A.N., Verbitskiy V.S. *Issledovanie prichin poletov gazoseparatorov v sostave UETsN* [Research into the causes of gas separator falling downhole, as a component of centrifugal pumping equipment]. *Territorija neftegas*, 2005, issue 11, pp. 50–53.
5. Den'gaev A.V., Drozdov A.N., Verbitskiy V.S., Markelov D.V. i dr. *Analiz raboty tsentrobezhnykh gazoseparatorov v OAO "Yuganskneftegaz"* [Operational analysis of the centrifuge in OAO "Yuganskneftegaz"]. Oil Industry, 2006, issue 2, pp. 86–89.
6. Perel'man M.O., Peshcherenko M.P., Peshcherenko S.N. *Osobennosti mnogofaznykh techeniy v gazoseparatorakh, opredelyayushchie ikh gidroabrazivnuyu stoykost'* [Peculiarities of multi-phase flows, determining abrasion resistant strength of gas separators]. *Burenie i Neft'*, 2013, issue 5, pp. 42–44.
7. Patent № 2379500. *Abrazivostoykiy tsentrobezhnyy gazoseparator* [Abrasive resistant centrifugal pumping equipment]. Priority from 10.09.2009, kl. E 21 B 43/38.
8. Ostrovskiy V.G., Perel'man M.O., Peshcherenko S.N. *Mekhanizm gidroabrazivnogo razrusheniya pogruzhnykh gazoseparatorov* [The mechanism of abrasion resistant destruction of submersible gas separators]. Oil Industry, 2013, issue 5, pp. 100–102.
9. Drozdov A.N. *Tekhnologiya i tekhnika dobychi nefti pogruzhnymi nasosami v oslozhnennykh usloviyakh* [Oil production technique and operational procedure under difficult conditions by means of bottomhole pump]. Moscow: MAKS Press, 2008, 309 p.
10. Ageev Sh.R., Grigoryan E.E., Makienko G.P. *Rossiyskie ustanovki lopastnykh nasosov dlya dobychi nefti i ikh primenenie* [New handbook Russian installations of blade pumps for the oil production and their application]. Perm: Press-master, 2007, 645 p.
11. Mishchenko I.T. *Skvazhinnaya dobycha nefti* [Borehole oil production]. Moscow: *Neft' i Gaz*, 2003, 816 p.

Электрохимическая защита нефтепроводов

АО «ДЕЛАН» является одним из лидеров по разработке, производству и поставке современных антикоррозионных изоляционных материалов, используемых для пассивной защиты от коррозии при строительстве, капитальном и текущих ремонтах нефтегазопроводов.

— В связи диверсификацией производства продукции мы расширили линейку оборудования и материалов для электрохимической защиты трубопроводов, – рассказывает Динис Гареев, директор по продажам антикоррозийных материалов АО «Делан». – На заводах «ДЕЛАН» в Подмосковье было запущено производство новых продуктов: электроизолирующих ложементов «ИЗОЛ», блоков совместной защиты БСЗ «Делан», блок контроля токов анодных заземлителей, крепление контрольно-измерительных пунктов к трубопроводу в грунтах со слабонесущей способностью КГСГ «Делан», информационно-предупреждающие знаки ИПЗ «Делан», пункты измерения электрохимического потенциала «сооружение–земля» ПИП «Делан» и анодные заземлители протяженные гибкие АЗПГ «Делан».



Основные характеристики:

- Снимаемая токовая нагрузка, мА /м.п. — 160
- Сечение токопровода кабеля, мм^2 — 16
- Диаметр, мм — 39
- Строительная длина заземлителя, м.п. — до 600
- Срок службы, лет — 30

Анодные заземлители протяженные гибкие АЗПГ «Делан» предназначены для использования в качестве малорастворимых протяженных гибких анодных заземлений с подповерхностным и глубинным расположением в установках катодной защиты от коррозии подземных металлических сооружений.

Изделие состоит из медного токопровода, на котором закреплен малорастворимый электрод (рабочий элемент). Рабочий элемент представляет собой проволоку из титана с нанесенным оксидированным покрытием. Рабочий элемент электрически подсоединяется к токопроводу через контактный узел с постоянным шагом. Токопровод с рабочим элементом расположены в коксовой засыпке и покрыты химически стойкой оболочкой и защитной оплеткой. АЗПГ «ДЕЛАН» обеспечивают равномерное распределение защитного тока на поверхности подземных коммуникаций, экономию электроэнергии, длительный срок эксплуатации.

АО «Делан» является официальным дилером контрольно-измерительных пунктов КПЭХЗ «СТЕКОН» производства АО «Тверьстеклопластик». КПЭХЗ «СТЕКОН» изготавливается из полимерного композитного материала, предназначенного для контроля (регулировки) параметров электрохимической защиты и обозначения трасс подземных и наземных нефтегазопроводов. Температура окружающей среды при эксплуатации от минус 60°С до плюс 60°С. Температура деструкции — 130°С.

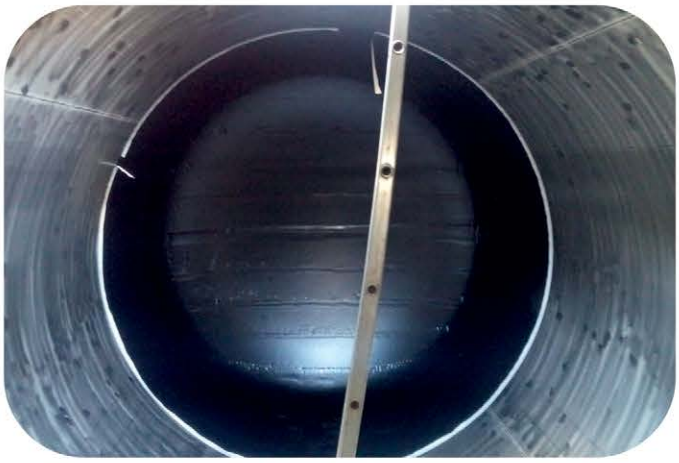
Одной из проблем на прилегающей к трубопроводам территории является пал травы. В результате намеренного или случайного поджога сухой, прошлогодней травы, в зону пожаров попадают и стойки КИПов. АО «Делан» учел данную проблему: оснащать КИП защитным, который защищает стойку КИП не только от низового пожара, но и механических повреждений шанцевым инструментом или триммером при уборке территории от сорняков. Кожух имеет низкую стоимость, многократное применение и позволяет сохранить дорогостоящее оборудование КИП, которое может достигать сотен тысяч рублей, сэкономить МТР. При минимальных затратах выгода очевидна.

ГК РУСКОМПОЗИТ
ДЕЛАН

117997, г. Москва, ул. Одесская,
2 Бизнес-Центр"Лотос", башня С
+7 (495) 641-91-01
www.delan.su
info@delan.su

Защита конструкций от агрессивных сред по технологии Абрис ХС

Новинка от ООО «ЗГМ»!



Внутренняя химстойкая защита Абрис ХС

Ремонт защитного покрытия крышки люка танк-контейнера

Для увеличения срока эксплуатации емкостного оборудования и предотвращения возникновения нештатных и аварийных ситуаций необходима надежная защита наружной и внутренней поверхности от агрессивных сред (кислот, щелочей, солей, нефтепродуктов и др.).
В настоящее время используются в основном высокоэффективные двухкомпонентные отверждаемые составы. При всех плюсах, они имеют один существенный недостаток — это отсутствие возможности ремонта локального повреждения защиты.

Это приводит к необходимости полной замены всего защитного слоя.

Технология применения защиты Абрис ХС позволяет:
- **создавать ремонтопригодное покрытие;**
- **обеспечивать качественный ремонт локальных повреждений практически всех видов используемых химстойких покрытий.**

ООО « Завод герметизирующих материалов»
Россия 606008, Нижегородская область,
г. Дзержинск, а/я 97;
Тел./факс: (831) 260-03-16, (8313) 27-50-78, 27-52-95;
E-mail: abris@zgm.ru

Смотрите наш канал:
www.youtube.com/user/zgmvideo

Читайте нас:
www.twitter.com/ooo_zgm

WWW.ZGM.RU

УДК 621.643

Повышение долговечности бурильных труб на основе моделирования и управления параметрами упрочняющей обработки резьбы

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

[1]ПНИПУ, Пермь, Россия
[2]ООО «ПКНМ», Пермь, Россия

Установлены взаимосвязи между конструктивными и технологическими параметрами процесса обкатывания резьбовой конической поверхности бурильной трубы (геометрией упрочняющего ролика, величиной нагрузки, радиусом впадины), величиной и характером распределения остаточных напряжений в резьбовой поверхности, на основе комплекса разработанных математических моделей и серии экспериментальных исследований НДС резьбы и усталостных испытаний.

Материалы и методы
Основные положения теории механики деформирования сплошных сред, технологии машиностроения, динамики машин и механизмов, теоретической механики, методики моделирования напряженно-деформированного состояния, теории поверхностно-пластической деформации. Результаты исследований фиксировались с помощью видеосъемки и аттестованных современных приборов, средств измерения. Визуализация и обработка результатов экспериментальных и теоретических исследований выполнена с помощью междисциплинарных инженерных пакетов на высокопроизводительном вычислительном комплексе с использованием программных комплексов ANSYS, ABAQUS и разработанной программы для ЭВМ PKNM Deep Roll Thread v 1.0 («Обкатка резьбы роликом ПКНМ версия 1.0»).

Ключевые слова
упрочнение, обкатывание резьбы, остаточные напряжения, поверхностное пластическое деформирование

Несмотря на кризис в мировой экономике, наблюдаемый в последнее время, разведка новых месторождений и добыча нефти и газа с каждым годом возрастает. В Российской Федерации (РФ) наблюдается постоянный рост объемов бурения нефтяных и газовых скважин, причем глубина бурения скважин достигает 3–5 км. Для осуществления процесса бурения и подачи энергоресурсов на поверхность применяются специальные буровые, обсадные и насосно-компрессорные трубы, соединенные в многокилометровые колонны с помощью резьбовых соединений в виде муфт и ниппелей со специальной конической резьбой. В процессе бурения и подачи энергоносителей на поверхность резьбовые соединения буровых труб испытывают значительные знакопеременные нагрузки от действия растягивающих сил, изгибающих моментов, химического и абразивного воздействий, что приводит к нередким случаям поломки резьбовых соединений и обрыву колонны в скважинах. С увеличением длины и глубины скважин, повышением пластовых давлений, внедрением наклонно направленного бурения необходимы более прочные и надежные конструкции резьбовых соединений с высокими техническими характеристиками. Анализ мест разрушения показал, что разрушение резьб носит усталостный характер, в основном, в зоне впадины резьбы, где начинается рост усталостных трещин.

Проанализировав разрушения бурильных труб, можно сделать вывод о том, что 60% всех случаев связаны с недостаточной прочностью и циклической недолговечностью ее соединительных резьбовых элементов. В связи с этим проблема повышения прочности резьбовых соединений при изготовлении на машиностроительных предприятиях бурильных труб является весьма важной народно-хозяйственной задачей.

Наиболее эффективным решением проблемы является повышение долговечности резьбовых соединений путем упрочнения поверхности дна впадины резьбы. Существуют различные методы упрочнения поверхностей, среди которых наиболее перспективным является поверхностная пластическая деформация, наиболее рациональным — обкатывание роликом [1].

Повышение долговечности и надежности резьбовых соединений возможно путем формирования рациональных сжимающих остаточных напряжений, повышения микротвердости и снижения шероховатости впадины резьбы под действием сил пластического деформирования [2]. При этом обеспечивается существенное повышение сопротивления усталостному разрушению резьбовых соединений.

Анализ научных исследований и опыта предприятий показал, что метод упрочнения обкатыванием роликами недостаточно изучен, не установлены основные закономерности и взаимосвязи между режимами упрочнения и параметрами качества поверхностного слоя, отсутствует методология математического моделирования и практического применения технологического процесса обкатывания сложнопрофильных конических резьб роликами [3].

Отсутствуют результаты математического и численного моделирования величины и распределения остаточных напряжений при обкатывания впадины резьбы, позволяющие с научной позиции управлять процессом формирования напряженно-деформированного состояния (НДС) резьб. Отсутствует методика и научные исследования по установлению влияния режимов обкатывания на усталостную прочность резьбовых соединений. Не разработаны практические рекомендации, специальное промышленное оборудование для проведения такой обработки в условиях серийного производства бурильных труб на конкурентоспособной и импортозамещающей основе в РФ.

В известных технических требованиях не содержатся научно-обоснованные рекомендации по выбору рациональных параметров процесса обкатывания.

Таким образом, разработка методологических основ технологического процесса, упрочняющего обкатывание впадин резьбовых соединений является актуальной научной задачей, а внедрение технологии упрочняющей обработки на современных машиностроительных предприятиях при изготовлении бурильных труб различного назначения имеет важную практическую значимость для народного хозяйства РФ [4].

Для решения данных задач было предпринято следующее:

1. На основе современных компьютерных технологий разработана комплексная методология математического моделирования процесса поверхностного пластического деформирования впадины резьбы, определяющая взаимосвязь режимов упрочняющей обработки с возможностью управления и формирования параметров качества поверхностного слоя для обеспечения рациональных по величине и распределению сжимающих остаточных напряжений.
2. Программа для ЭВМ PKNM Deep Roll Thread v 1.0 («Обкатка резьбы роликом ПКНМ версия 1.0») для расчета зависимости величины и характера распределения остаточных напряжений от режимов обкатывания (радиуса ролика, силы прижима и скорости) с целью управления этим процессом (патент №2014610774).
3. Методика проведения обкатывания конических резьб бурильных труб на рациональных режимах, обеспечивающих необходимую величину сжимающих остаточных напряжений.

4. Методика стендовых усталостных испытаний образцов бурильных труб.
5. Доказанное положение, что применение обкатывания резьб с целью формирования рациональных сжимающих остаточных напряжений в поверхностном слое повышает усталостную прочность резьбового соединения в 3,4 раза.
6. Сравнение результатов численных и натурных экспериментов зависимости технологических параметров обкатывания и величины остаточных напряжений показывает сходимость 7–10%.

Новизну выполненных разработок подтверждают 2 патента РФ на изобретения №2482942, 2486994 и свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2014610774.

Данный подход позволил выполнить импортозамещение технологии упрочнения резьб и в значительной степени повысить долговечность бурового и нефтепромыслового оборудования. Работы по совершенствованию процесса продолжаются совместно с Российским государственным университетом нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Московским государственным техническим университетом имени Н.Э. Баумана и Пермским национальным исследовательским политехническим университетом.

Итоги

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

Выводы

Применение обкатывания позволило снизить вероятность разрушения труб в 3 раза, получить значительный экономический эффект от увеличения их долговечности и повысить конкурентоспособность производства бурильных труб в России.

Список литературы

1. Песин М.В. Научные основы моделирования процесса упрочнения впадины резьбы бурильных труб обкатыванием роликом// Экспозиция Нефть Газ. 2013. №5 (30). С. 68–70.
2. Pesin M.V. Simulation of the Technological Process of the Strengthened Treatment of the Drill Pipes Thread. Urgent Problems of Up-to-Date Mechanical Engineering: International conference. Yurga, Russia: UTI TPU, 2014. Durnten- Zurich: TTP, 2015. pp. 476–482.
3. Pesin M.V. Improving the Reliability of Threaded Pipe Joints // Russian Engineering Research. 2012. Vol. 32. №2. pp. 210–212.
4. Песин М. В. Теоретическое обоснование повышения долговечности комплекса бурильных труб на основе методологии моделирования и управления параметрами упрочняющей обработки резьбы. Современные тенденции в технологиях металлообработки и конструкциях металлообрабатывающих машин и комплектующих изделий. VII Всероссийская научно-техническая конференция, тезисы докладов. Уфа: УГАТУ, 2017. С. 158–162.

ENGLISH **PIPES**

Increasing of drill-pipe endurance capability, based on modeling and controlling of thread burnishing parameters

UDC 621.643

Author:
Mikhail V. Pesin — Ph.D., associate professor[1], deputy director[2]; M.Pesin@mail.ru

[1]Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation
[2]PKNM Ltd., Perm, Russian Federation

Abstract

The correlations between constructive and technological process parameters of drill-pipe tapered surface thread burnishing (configuration of hardenable rolling element, load rate, root radius), magnitude of residual stress and stress distribution on the thread surface were interrelated. They are based upon the set of discovered mathematical models and experimental research of stressed-deformed state and fatigue tests.

Materials and methods

Test reports are based upon the theory of continuous media deformation, mechanical engineering, dynamics of vehicles and machinery, theoretical mechanics, modeling techniques of stressed-deformed state, the theory of surface plastic deformation. The results of test reports were recorded, using video, certified modern instruments and measurement tools.
Visualization and elaboration of test results were analyzed, using interdisciplinary engineering software suite by means of high-efficiency computer complex and software suite ANSYS, ABAQUS, and application software PKNM Deep Roll Thread v 1.0 (“Running thread roller PKNM version 1.0”).

Results

The correlations between process of hardening and quality parameters of the surface layer; the methodology for the static and dynamic mathematical modeling and practical application of technological process, concerning with thread burnishing of hard-to-profile tapered threads with pressure rollers — the parameters were displayed as the result of laboratory tests.

Conclusions

Application of thread burnishing made it possible to reduce the pipe destruction by a factor of 3; to obtain the significant economic benefit by means of their durability increasing and to increase the competitiveness of drill pipes manufacturing in Russia.

Keywords

hardening, thread burnishing, residual stress, surface plastic deformation

References

1. *Pesin M.V. Nauchnye osnovy modelirovaniya protsessa uprochneniya vpadiny rez'by buril'nykh trub obkatyvaniem rolikom* [Scientific bases of the simulation of the process of strengthening the bottom of thread of drill pipes by deep roll]. Exposition Oil Gas, 2013, issue 5 (30), pp. 68–70.
2. Pesin M.V. Simulation of the Technological Process of the Strengthened Treatment of the Drill Pipes Thread. Urgent Problems of Up-to-Date Mechanical Engineering: International conference. Yurga, Russia: UTI TPU, 2014. Durnten-Zurich: TTP, 2015.pp. 476-482.
3. Pesin M.V. Improving the Reliability of Threaded Pipe Joints. Russian Engineering Research, 2012, Vol. 32, issue 2, pp. 210–212.
4. Pesin M.V. *Teoreticheskoe obosnovanie povysheniya dolgovechnosti kompleksa buril'nykh trub na osnove metodologii modelirovaniya i upravleniya parametrami uprochnyayushchey obrabotki rez'by. Sovremennye tendentsii v tekhnologiyakh metalloobrabotki i konstruktsiyakh metalloobrabatyvayushchikh mashin i komplektuyushchikh izdeliy* [Theoretical substantiation of increase of durability of a complex drill pipe based on simulation methodology and manage strengthening treatment threads. Current trends in technology, metalworking and metal constructions machinery and components]. VII Russian Scientific-Technical Conference. Ufa: UGSTU, 2017, pp. 158–162.

Гибридные резервуары для нефти, нефтепродуктов и других технических жидкостей

В 2016 году НПФ «Политехника» приступила к промышленному производству инновационных гибридных резервуаров (ГР). Гибридные резервуары сочетают в себе прочность традиционных стальных резервуаров типа РВС, при значительно меньшей толщине стенки и массе конструкции, с мобильностью и надежностью эластичных резервуаров.

Ключевые слова:
гибридный резервуар, хранение нефтепродуктов, эластичный резервуар, полимерный лайнер, восстановление резервуаров

Гибридный резервуар на объекте

Гибридные резервуары предназначены для оперативного и длительного хранения сырой нефти, светлых и темных нефтепродуктов, а также технических жидкостей (кислоты, щелочи, жидкие удобрения, спирты, аммиак и т.д.). Также ГР используются для организации пожарного водоема, хранения воды для технологических процессов.

Устройство гибридных резервуаров

Гибридный резервуар выполняется в форме открытого с торцов вертикального цилиндра, собранного из изогнутых дугой гофрированных (волна) оцинкованных стальных листов (0,7–1,2 мм), соединенных между собой болтами, который устанавливается на кольцевом ленточном бетонном фундаменте или на кольцевом стальном уголке, закрепленном в грунте с помощью винтовых свай.

Гофрированный цилиндр гибридного резервуара отвечает за механическую прочность и устойчивость конструкции к внешним воздействиям и оснащается тремя видами вкладышей.

Первый слой укладывается непосредственно на внутреннюю (стальную) стенку цилиндра. Этот вкладыш выполнен из прочного нетканого полотна типа Дорнит, которое обеспечивает защиту от механических повреждений следующих слоев герметичных оболочек.

Второй слой — герметичный вкладыш-стакан из синтетической ткани с двусторонним ПВХ или ТПУ покрытием, предназначен для герметичности содержания налитого в него продукта или дополнительной защиты от утечки при установке третьего внутреннего вкладыша в случае его повреждения.

Третий внутренний вкладыш закрытого типа может устанавливаться в исключительных ситуациях, требующих полной защиты и герметичности. По требованию заказчика, ГР оснащают сливо-наливными и дренажными отводами (от ДУ50 до ДУ200 и более), также возможна комплектация воздушным патрубком для выпуска воздуха.

После установки и подключения вкладышей на резервуар устанавливается кровля, которая выполняется из оцинкованного листа или гибкой ПВХ мембраны.

Монтаж и эксплуатация

Гибридные резервуары предназначены для эксплуатации во всех климатических зонах, включая арктическую. Диапазон температур использования ГР — от -65 до +55°С.

Для монтажа, который производится при температурах до -45°С, не требуется применение специализированной грузоподъемной техники, а также сварочных и огневых работ. ГР разворачиваются из транспортного положения в рабочее в течение одного-двух дней бригадой из 6–8 человек. Гибридные резервуары устанавливаются на кольцевом ленточном бетонном фундаменте или выровненных грунтовых площадках на песчаную подушку высотой 0,5–1,5 м. Для обустройства фундамента на вечномерзлых грунтах предусмотрены специальные винтовые сваи.

Демонтаж также не занимает много времени — достаточно нескольких дней, в течение которых резервуары упаковываются, после чего могут быть повторно установлены уже на новом месте.

Кровля гибридного резервуара из гибкой ПВХ мембраны

Монтаж гибридных резервуаров не требует применения специализированной техники

Преимущества

- Замкнутая герметичная оболочка резервуара обеспечивает хранение нефтепродуктов и сырой нефти при радикальном снижении потерь от больших и малых дыханий за счет отсутствия паровоздушной фазы над продуктом. Фактически, продукт «вакуумно упакован» внутри герметичной оболочки. Отсутствие паровоздушной смеси также исключает попадание в продукт конденсата воды, а также обеспечивает исключительную взрывобезопасность гибридных резервуаров.
- Для полноценного решения хранения ГСМ в предложениях компании «Политехника» есть эластичный газгольдер для сбора паров нефтепродуктов. Он устанавливается в обвязке с резервуаром и служит для улавливания и возврата больших и малых «дыханий» с возможностью слива образующегося конденсата.
- Внутренние вкладыши-стаканы по мере необходимости заменяются новыми, что облегчает задачу использования резервуара для различных продуктов и веществ.
- Оцинкованные листы не подвержены коррозии, как с внешней стороны, так и изнутри в связи с отсутствие контакта стальной стенки с наливным продуктом или подтоварной водой.
- Вместимость ГР — от 100 м^3 до 5000 м^3.
- Гарантия качества на резервуар — 1 год (при соблюдении требований по установке ГР).
- Срок эксплуатации — до 25 лет.

Новая жизнь для старых резервуаров

Компания «Политехника» успешно реализует услугу по восстановлению герметичности надземных резервуаров путем установки полимерного лайнера (вкладыша).

Лайнеры серии ПЭР-СВ — полимерные эластичные резервуары, предназначенные для герметичного хранения нефти, дизельного топлива, хлора, кислот, щелочи, воды, жидких минеральных удобрений, пищевой продукции

Полимерный лайнер серии ПЭР-СВ может перевести резервуар с запретом на эксплуатацию в категорию положительной экспертизы. Все вкладыши изготавливаются индивидуально и сохраняют форму, размеры и конфигурацию резервуара.

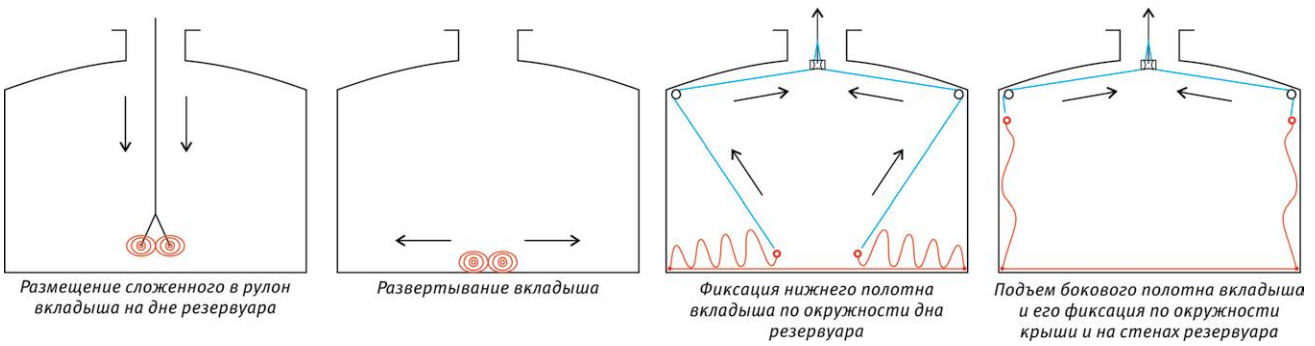
Преимущества ремонта при использовании полимерного лайнера:

1. Пожаробезопасность: отсутствие огневых работ при монтаже на пожароопасных объектах;
2. Оперативность: рекордно высокая скорость монтажа (от 3 дней);
3. Долговечность: срок службы более 20 лет;
4. Мобильность: конструктив позволяет доставлять полимерный лайнер в труднодоступные районы с наименьшими затратами на логистику;
5. Не требуется разрешительных документов на проведение работ;
6. Вместимость: полимерный лайнер выпускается объемом от 1 до 5000 м^3;
7. Универсальность: возможность использовать имеющиеся бетонные или стальные резервуары для хранения пищевых и агрессивных жидкостей.

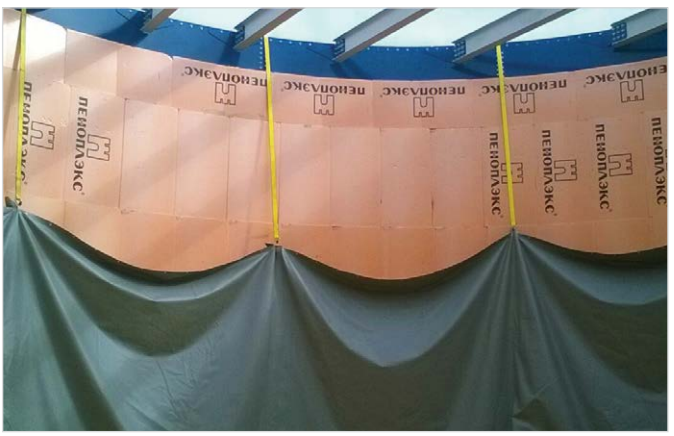
Полимерный лайнер на испытаниях

ПОЛИТЕХНИКА
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА
25 лет

109316, Россия, Москва,
пр. Волгоградский, д. 47, блок-офис 201
+7 (495) 783-01-67
info@poli.ru
www. poli.ru



Процесс установки полимерного лайнера



25 ЛЕТ OPEROR pro VITA
РАБОТАЕМ ДЛЯ ЖИЗНИ

проВИТА

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ
КОМПАНИЯ «ПРОВИТА»

ведущий отечественный разработчик и производитель оборудования для адсорбционного разделения воздуха

СОВРЕМЕННЫЕ АЗОТНЫЕ И КИСЛОРОДНЫЕ УСТАНОВКИ

Основное направление развития компании — создание современных, высокоэффективных установок с использованием лучших комплектующих элементов от ведущих российских и мировых производителей.

Выпускаемые азотные и кислородные установки характеризуются низким электропотреблением и высокой надежностью.

Использование новейших адсорбентов и современных технологических решений позволяет производить азот чистотой до 99, 9999% и кислород чистотой до 99%.

МЫ ПОСТАВЛЯЕМ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ:

LUKOIL, БАШНЕФТЬ, TATNEFT, ГАЗПРОМ, КазМунайГаз

и других отечественных и зарубежных компаний

ООО «Провита»
199106, Санкт-Петербург, 24 линия В.О., д. 3-7
тел./факс (812) 334-56-38
e-mail: info@provita.ru
www.provita.ru

Производство азота и кислорода методом короткоцикловой безнагревной адсорбции

А.К. Акулов
д.т.н., профессор, генеральный директор

Научно-производственная компания «Провита», Санкт-Петербург, Россия

Основным источником азота и кислорода является атмосферный воздух. Для промышленного производства этих газов используются: метод криогеной ректификации, короткоцикловая безнагревная адсорбция (КБА) или мембранная технология. Метод КБА основан на патенте американского изобретателя Скарстрома и стал использоваться в промышленности с 60-х гг. прошлого века. Криогенные установки позволяют осуществлять комплексное разделение воздуха с извлечением всех его компонентов при относительно небольших удельных затратах энергии.

Метод криогенной ректификации целесообразно использовать при разделении не менее 1000 м³/час воздуха, т.е. при получении достаточно больших количеств азота, кислорода, аргона. При этом продукты разделения воздуха поступают к потребителю в газообразном или в жидком виде. Получаемый кислород имеет концентрацию в среднем — 99,5%, а азот — от 98 до 99,9995%. Основными недостатками этих установок являются: невозможность остановки оборудования при прекращении потребления получаемых продуктов и необходимость периодического отогрева оборудования для его ремонта и профилактики. Рабочий цикл криогенных установок составляет от нескольких месяцев до года. Продолжительность регламентных работ может составлять несколько недель.

Мембранные технологии, появившиеся сравнительно недавно, используются для получения азота чистотой 95-99,9% или кислорода чистотой не более 40%. В основе мембранных систем лежит разница в скорости проникновения компонентов газа через специальные мембраны. Существенным недостатком мембранных установок является процесс деградации мембран, т.е. снижение производительности мембранного картриджа. В первый год эксплуатации снижение составляет до 10%, далее скорость деградации незначительно снижается. Для компенсации неизбежного процесса деградации мембран производители часто «переразмеривают» установку, завышая ее производительность, что так же приводит к увеличению расхода сжатого воздуха. К дополнительным недостаткам мембранной технологии можно отнести следующее:

- более низкая энергоэффективность в сравнении с адсорбционной технологией — процесс разделения воздуха идет при более высоком давлении, чем в адсорбционных установках, следовательно, на сжатие воздуха тратится больше электроэнергии;
- для нормальной работы мембранного модуля воздух на него должен подаваться подогретым до температуры +40..+55°С, что также влечет дополнительный расход электроэнергии;
- относительно низкая чистота получаемого азота.

Энергозатраты на получение азота в этих установках в среднем составляют 1,1 кВт-ч/ м³.

В 70-е годы было обнаружено, что при осушке воздуха на цеолитах методом КБА одновременно происходит его обогащение кислородом. Это связано с тем, что на цеолитовых молекулярных ситах адсорбционная емкость по азоту примерно в 2 раза выше емкости по кислороду. После этого были предложены схемы получения кислорода методом адсорбции. В 80-е гг. в мире уже работали десятки адсорбционных установок, производящих кислород чистотой 93%. К настоящему времени их количество составляет сотни тысяч.

С конца прошлого столетия адсорбционная технология активно используется и для получения чистого азота. Это связано с появлением на рынке высокоэффективных углеродных молекулярных сит с развитой специфической микропористой структурой. Современные углеродные сита позволяют получать азот чистотой до 99,9999%.

Адсорбционные установки работают полностью в автономном режиме, в случае прекращения потребления азота или кислорода они переходят в режим ожидания. Производительность адсорбционных установок варьируется от нескольких литров до сотен кубических метров в час. Срок эксплуатации установок без замены адсорбента составляет не менее 10–15 лет.

Газообразный кислород с чистотой от 90 до 95% широко используется в разнообразных отраслях промышленности: сварка и пайка металлов, черновая резка металла, огневая обработка стекла, извлечение благородных металлов из руд, рыборазведение, озонирование при отбеливании продукции в целлюлозно-бумажной промышленности и т. п.

Широкому внедрению адсорбционных установок способствовали их конкурентные преимущества перед альтернативными способами получения кислорода, в основном, перед криогенным. В отличие от него адсорбционный способ позволяет создавать сверхмалые установки, позволяющие решать

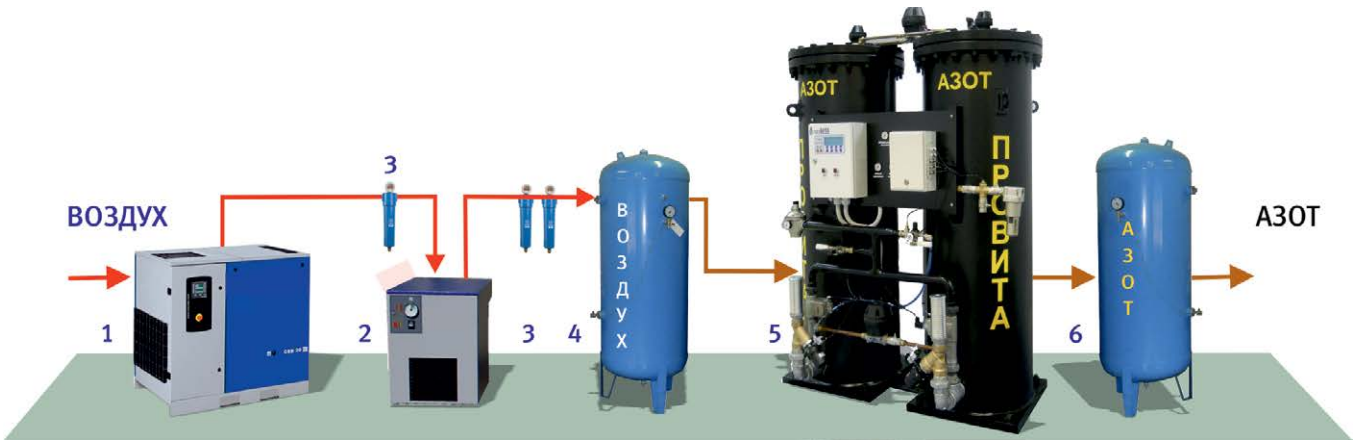


Рис. 1 — Схема адсорбционной установки

локальные задачи. При этом выход на режим адсорбционного генератора не превышает 10–15 мин. Кроме того, прогресс в разработке оптимальных схем и адсорбентов привел к тому, что к настоящему времени стоимость кислорода оказалась практически одинаковой для обоих способов его получения.

Однако в настоящее время криогенный способ все еще является лидером на рынке многотонажного производства кислорода за счет его более высокой чистоты, позволяющий получать продукт с содержанием примесей менее 0,5%.

Промышленные применения газообразного азота обусловлены его инертными свойствами. Газообразный азот пожаро- и взрывобезопасен, препятствует окислению, гниению. В нефтехимии азот применяется для продувки резервуаров и трубопроводов, проверки работы трубопроводов под давлением, увеличения выработки месторождений. В горнодобывающем деле азот может использоваться для создания в шахтах взрывобезопасной среды, для распирания пластов породы. В производстве электроники азот применяется для продувки областей, не допускающих наличия окисляющего кислорода. Если в процессе, традиционно проходящем с использованием воздуха, окисление или гниение являются негативными факторами — азот может успешно заместить воздух.

Важной областью применения азота является его использование в процессе синтеза разнообразных соединений, содержащих азот, таких, как аммиак, азотные удобрения, взрывчатые вещества, красители и т. п. Большое количество азота используется в коксовом производстве («сухое тушение кокса»), при выгрузке кокса из коксовых батарей, а также для «передавливания» топлива в ракетах из баков в насосы или двигатели. В последнее время азот широко используется в процессах автоматической лазерной резки металлов.

Газообразным азотом заполняют камеры шин шасси летательных аппаратов. Кроме того, заполнение шин азотом стало популярно и среди автолюбителей, хотя однозначных доказательств эффективности использования азота вместо воздуха для наполнения автомобильных шин нет.

Научно-производственная компания «Провита» производит оборудование для адсорбционного разделения воздуха с 1991 г. и является ведущим российским разработчиком и производителем кислородных и азотных адсорбционных установок. При использовании этих установок существенно сокращаются производственные затраты. Это достигается за счет низкой себестоимости производимого газа, относительно невысоких капитальных затратах, а также благодаря использованию уникальных технологических решений и высокой надежности адсорбционных генераторов.

Стандартная комплектация адсорбционной установки включает: винтовой компрессор для сжатия атмосферного воздуха, рефрижераторный или адсорбционный осушитель, блок фильтров для очистки воздуха от паров масла, воздушный ресивер, адсорбционный генератор для разделения воздуха и продукционный ресивер (рис. 1). В качестве дополнительных опций используются бустеры для повышения давления продукционного газа, в том числе для закачки газа в баллоны. Все оборудование может быть смонтировано в специальном контейнерном модуле, оснащенном системами освещения, отопления, вентиляции, пожарной и охранной сигнализацией, системой пожаротушения. Контейнер рассчитан для эксплуатации в диапазоне температур от -50 до+45°С.

Блок газоразделения снабжен системой управления типа PCS-8, которая выполняет следующие функции:

- гибкую настройку параметров процесса;
- непрерывный контроль и мониторинг всех параметров процесса;
- автоматическую остановку оборудования при выходе значений контролируемых параметров за установленные пределы с выводом аварийного сигнала;
- автоматическую остановку генератора при прекращении потребления продукционного газа;
- автоматический пуск при возобновлении потребления продукционного газа;
- возможность вывода информации на внешние устройства.

Система управления PCS-8 обеспечивает контроль основных параметров процесса, имеет счетчик времени работы, таймер наработки и другие функции.

Блок управления имеет удобный пользовательский интерфейс, информация отображается на ж/к дисплее на русском или английском языке.

Компания «Провита» накопила уникальный опыт в проектировании, изготовлении, поставке и обслуживании оборудования для получения газообразного кислорода и азота и заработала репутацию надежного производителя адсорбционного оборудования и проверенного поставщика.

При производстве адсорбционных установок «Провита» использует высококачественные комплектующие и современные материалы от ведущих отечественных и мировых производителей, все оборудование проходит многоступенчатый контроль качества. Отлаженный производственный процесс и многолетний опыт работы позволяют выпускать высоконадежное оборудование, способное бесперебойно производить азот или кислород 24 часа в сутки, 365 дней в году. Адсорбционные установки работают полностью в автоматическом режиме и не требуют постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Компания «Провита» предлагает широкую линейку адсорбционных установок производительностью от 50 до 5000 л/мин и более и постоянно работает над совершенствованием адсорбционной технологии получения чистых кислорода и азота, повышая надежность оборудования и уменьшая удельные энергозатраты на их производство.

Рис. 2 — Мобильная адсорбционная установка

Пламя под контролем «ВИЗАВИ-С»

Компания «ВИЗАВИ-С» известна на российском рынке уже более 15 лет и является авторизованным поставщиком продукции для розжига и контроля пламени от мировых лидеров, имеющих более чем 60-летний опыт производства. Всё предлагаемое оснащение используется в широчайшем диапазоне с разными наборами функций — от простых сигнализаторов наличия пламени до сложных систем, включающих розжиг, анализ АЧХ факела пламени, автоматическое управление, повышение энергоэффективности, технологической и экологической безопасности процессов горения. Все поставляемое оборудование сертифицировано для применения.

Предлагаемая продукция компании Файерай (Fireye®), США, входящей в состав корпорации ЮТС (UTC), США, широко известна во всём мире. Это системы контроля пламени и системы автоматического розжига (запально-защитные устройства — ЗЗУ), а также системы автоматизации.

Сейчас в ближайших планах компании «ВИЗАВИ-С» принять участие в программе импортозамещения путем переноса изготовления этого высокотехнологичного импортного оборудования на территорию России — вначале это будет сборка из поставляемых компонентов, а затем и изготовление основной их части в России с обязательным подтверждением качества изготовления и сборки соответствующими сертификатами, в том числе и соответствия ТР ТС, вступившими в действие в 2011 г.

Сканеры пламени

Сканеры пламени компании Файерай (Fireye®), США, которые предлагает компания «ВИЗАВИ-С», работают на основе микропроцессоров.

- могут работать как в УФ и ИК спектрах по отдельности, так и в обоих одновременно с автоматическим переключением на вид используемого топлива (сканеры пламени серии 95 InSight II);
- имеют функцию самопроверки, автоматически сканируют амплитуду на частотах мерцания пламени (АЧХ факела пламени);
- имеют встроенный вторичный блок электроники в одном корпусе и программное обеспечение, обрабатывающее собираемую информацию в режиме реального времени и позволяющее выводить на централизованную систему управления до 1000 параметров пламени;
- они дают информацию, насколько эффективно происходит процесс горения на каждой конкретной горелке, при помощи которой можно управлять всем технологическим процессом погорелочно.

Автоматизация горения

При сотрудничестве с компанией «ВИЗАВИ-С» Заказчик получает простой, понятный и экономически выгодный вариант повышения эффективности технологического процесса и снижения выбросов вредных газов в атмосферу. Так как задачу надо решать в комплексе, оборудование, используемое «ВИЗАВИ-С», позволяет решить её уже на первом уровне, и тем самым повысить надёжность всей производственной системы: горения, автоматизации, управления. Таким образом, автоматизация управления процессом горения достигается путём сканирования амплитудно-частотной характеристики каждого факела, замера его температуры при помощи встроенного пирометра (сканер пламени серии 105 Paragon) и сложной математической обработки полученных данных. Аналогов такой автоматизации пока нет.

Мощный электророзжиг

Также компания «ВИЗАВИ-С» предлагает своим партнёрам не только сканеры пламени, но и системы автоматического электророзжига высокой мощности. Они способны воспламенять и газ, и тяжёлые горючие материалы, включая мазут, обеспечивая при этом высочайший уровень надежности розжига. Эти высокоэнергетические искровые запальники (HESI) увеличивают скорость розжига, снижая его время до 1–2 сек., и это становится возможным, потому что предлагаемые запальники дают высокую мощность (до 12 Дж) именно единичной искры, что позволяет добиться 100% розжига таких горелок. При этом используется обычный блок питания 220 В с напряжением на электрод всего 2000 В.

В ближайших планах компании применять эти запальники и в нефтегазе. Ситуация следующая: есть главная (технологическая) горелка, но для того, чтобы её разжечь, и она не гасла в процессе горения, в целях безопасности существует пилотная горелка, которая на деле горит плохо. И таких «пилоток-коптилок», которые выбрасывают в атмосферу тонны вредных веществ, — десятки тысяч. Применение запальника от «ВИЗАВИ-С» позволяет этого избежать, то есть, его использование вместе со сканером позволяет получить безотказное оборудование для розжига и контроля за пламенем. Таким образом, без снижения надёжности и безопасности процесса применяется более эффективное решение, при этом экономя колоссальные средства, делая окружающую среду чище.

Лицом к Партнёрам

Преимущество предлагаемых «ВИЗАВИ-С» решений — это доступность применения и использования новейших технологий, снижение издержек при эксплуатации в разы, кардинальное повышение надёжности и безопасности. Грамотное построение отношений с Заказчиками, желание понять их потребности, индивидуальный подход к каждому вывели компанию на лидирующие позиции в этом сегменте рынка. Компания оказывает помощь в подготовке проектов, выборе оборудования, доставке, пусконаладке и последующей гарантийной и послегарантийной эксплуатации.

«ВИЗАВИ-С» – это всегда диалог и максимальная открытость для взаимовыгодного общения.

VIZ A VIS

ВАШЕ ПЛАМЯ ПОД НАШИМ КОНТРОЛЕМ

www.vizavis.ru
ООО «ВИЗАВИ-С»
119049, г. Москва,
ул. Большая Якиманка, д. 58/2, офис 6
тел.: +7 (495) 64 64 9 64 (SIP)
+7 (499) 238 6982, +7(495) 624 3791
+7 (916) 795 4014 (моб.)
+7 (985) 069 9977 (моб.)
vist01@yandex.ru
www.vizavis.ru

Комплексная автоматизация нефтедобычи от скважины до товарного парка

АДКУ WEB, СУ СТМ

Программно-технические решения для увеличения скорости доступа к параметрам нефтедобычи

И.А. Шайнуров
ведущий специалист
info@pkbasu.ru

ООО «ПКБ АСУ-нефть», Тюмень, Россия

Компания ПКБ АСУ-нефть — одна из ведущих российских компаний-разработчиков автоматизированных систем управления для нефтедобывающего производства. Компания имеет многолетний опыт разработки систем телемеханики, производства, монтажа и наладки станций управления систем телемеханики (СУ СТМ). В настоящее время произведено более 2500 СУ СТМ для самых различных задач, инсталлировано более 120 программных комплексов АДКУ 2000+ и АДКУ WEB. Появление новых требований и задач со стороны нефтедобывающих компаний, новые финансово-экономические условия, техническое развитие вычислительной техники, средств измерения, оборудования связи и коммутации приводят к обновлению программных продуктов, а также линейки выпускаемого оборудования, в том числе и СУ СТМ. Портфель решений компании ПКБ АСУ-нефть в области систем телемеханики пополнился программным продуктом АДКУ WEB и изделием — СУ СТМ на компонентах Phoenix Contact.

Ключевые слова
АСУТП, WEB, плоское дерево, общестанционный контроллер, куст скважин, узел запорной арматуры

Современный цифровой интеллектуальный промысел немыслим без постоянных, качественных данных о состоянии технологического процесса. Задача увеличения скорости доступа к параметрам нефтедобычи решается комплексно — как на нижнем уровне АСУТП, так и на верхнем, затрагивает все компоненты системы. Решение такой задачи возможно только при гибком подходе к построению и разработке системы.

Методы решения задачи

Для кустового контроллера наиболее важным является постоянный опрос оборудования и агрегатов. Связь с большинством агрегатных контроллеров осуществляется по интерфейсу RS-485 на достаточно низких скоростях, в связи с этим, контроллер должен иметь техническую и программную возможность ведения параллельного опроса.

То же самое относится к сетям связи и к серверу обмена — возможность постоянного параллельного обмена с общестанционными контроллерами.

Большой объем поступающей информации сказывается на быстродействии сервера баз данных, и является критичным на крупных промыслах. Для ускорения выборки используются приемы фильтрации и индексирования данных.

Наличие мгновенных данных позволяет строить модели технологических процессов и геологических явлений в реальном масштабе времени, что позволит вести более детальный анализ.

Важным компонентом системы в предоставлении информации является подсистема визуализации. Количество рабочих мест системы АДКУ WEB неограниченно — существование ограничений в лицензиях, конкурентные лицензии недопустимы.

Ускорение поиска информации и уменьшение времени реагирования на аварийные сигналы напрямую зависит от удобства, и гибкости визуального интерфейса системы. Программный комплекс АДКУ WEB поддерживает различные режимы отображения данных:

- По способу восприятия — комплексные режимы, позволяющие акцентировать внимание на аварии и прочие ситуации по степени важности.
- По специальности — наиболее выделены параметры системы, касающиеся ответственности конкретного работника.
- По подобию систем — режимы, позволяющие приступить к работе мгновенно специалистам, имевшим опыт работы с системами других производителей без дополнительного обучения.

В настоящий время полнофункциональный программный комплекс АДКУ WEB успешно эксплуатируется на объектах «Газпромнефть-Хантос», «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», «Башнефть» и др.

Гибкость на нижнем уровне обеспечивается СУ СТМ нового поколения. СУ СТМ предназначена для построения системы телемеханики нефтяного или газового промысла и

Режимы отображения

Поддерживаемое оборудование

выполняет функции сбора, передачи информации с технологического оборудования на верхний уровень системы ТМ, управления технологическим оборудованием в автоматическом режиме или по команде с верхнего уровня.

Среди основных преимуществ СУ СТМ на базе контроллера Phoenix Contact:

- Максимальная гибкость — возможность расширения модулями InLine, в том числе модулями интерфейса RS-485.
- Истинное немецкое качество надёжных комплектующих.
- Двойное тестирование компонентов и станции в целом.
- Конкурентоспособная цена.
- Простота монтажа за счет пружинной технологии соединения проводников COMBICON.
- Простота конфигурирования и диагностики.
- Поддержка большого парка агрегатных контроллеров, устройств и оборудования.
- Компактные размеры модулей ввода/вывода позволяют сохранить пространство в шкафу управления, а также обеспечивают заменяемость устаревших контроллеров других типов без демонтажа шкафа управления.
- Оперативная техническая поддержка.

Поддерживаемы системы связи: GSM, GPRS, WiFi, WiMAX, Motorola CANOPY, УКВ, ADSL, выделенные линии и оптоволоконные каналы.

Программное обеспечение контроллера позволяет наращивать, включать, либо исключать различные функции.

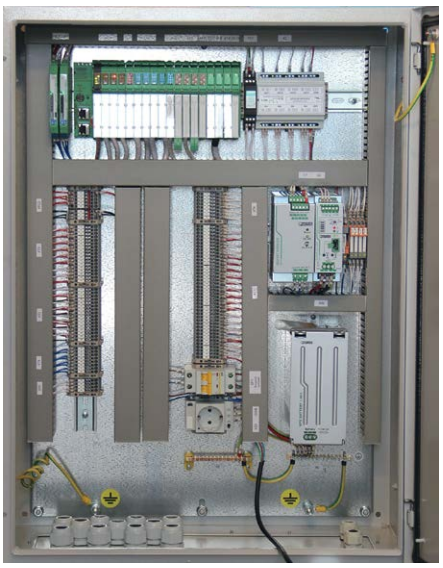
Мощные ресурсы контроллеров позволяют реализовать станцию управления, совмещающую в себе КП телемеханики и функции управления ГЗУ в одном контроллере.

Из функциональных блоков можно выделить следующие:

- Модуль сканирования телесостояний.
- Модуль текущих телеизмерений с постоянным контролем величины отклонения, предельных значений и обрыва датчика.
- Модуль интегральных телеизмерений, для выдачи мгновенных и накопленных значений расхода за заданный промежуток времени.
- Модуль управления групповыми замерными установками (до 2-х установок).
- Нижний уровень клиента Modbus, с постоянным контролем состояния связи, важных телесостояний, контролем величины отклонения и предельных значений телеизмерений.
- Модуль организации ретрансляции.
- Блок контуров управления, позволяющий управлять запорной арматурой, подпорным насосом, насосом откачки, нагревателем, вентиляцией загазованности, резервным оборудованием, поддержка импульсного, потенциального и периодического режима управления, формирование аварий управления.
- Модуль самодиагностики.
- Модуль формирования буфера передачи.

Программное обеспечение станции реализовано по модульному принципу, может поставляться в различных комбинациях и допускает удаленную загрузку прикладных программ.

Доступен встроенный свободно программируемый веб-сервер для визуализации при



помощи ПО WebVisit. Для простого ввода в эксплуатацию универсальная программа Connect+.

Более детальная настройка параметров и программирование контроллеров осуществляется в поддерживающем стандарты МЭК 61131 программном обеспечении PC WORX, бесплатная версия EXPRESS доступна для загрузки через интернет.

Право на использование программного обеспечения станции защищено лицензией.

В настоящий время проведены испытания СУ СТМ на базе контроллера PHOENIX CONTACT на объектах «Газпром нефть». Превосходное качество сборки и комплектующих станций телемеханики предопределяет выбор Заказчика в пользу продукции ООО «ПКБ АСУ-нефть».

Технические характеристики СУ СТМ:

- Базовый компонент: **программируемый контроллер PHOENIX CONTACT класса 100.**
- Процессор: **Altera Nios II 64 МГц.**
- Объём памяти программ/данных: **1Мб/1Мб**.
- Рабочая температура: **от -40°С до +60°С (модели ХС), исполнение с автоматическим обогревом.**
- Готовность к работе в составе телемеханики **куста скважин, узла запорной арматуры, удаленного площадочного объекта.**
- Количество сигналов ввода-вывода: **до 700.**
- Количество подключаемых по RS485 (MODBUS RTU) устройств: **до 60.**
- Защита портов: **УЗИП PLUGTRAB.**
- Коммуникационные протоколы: **Modbus/TCP, WEB, FTP.**
- **2 порта RS485, 2 порта Ethernet.**
- Напряжение питания: **24В пост. тока.**
- Бесперебойное питание: **ИБП 24В 3-го поколения.**
- Буферизация обмена: **до 2 суток.**

ООО «ПКБ ФСУ-НЕФТЬ»

625000, Россия, Тюмень, ул. Герцена, 86а
т./ф. (3452) 757-223, 757-224, 757-225
info@pkbasu.ru
www.pkbasu.ru

УДК 004.9:55

Использование программного комплекса GeoLas для моделирования объектов подсчета запасов и разработки нефтяных месторождений

Р.Р. Бильданов
заведующий сектором
rbildano@tatnipi.ru

А.Ф. Сафаров
заведующий сектором
safarov@tatnipi.ru

Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти (ТатНИПИнефть) ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Бугульма, Россия

В связи с широким внедрением геологического моделирования нефтяных объектов разработки актуален вопрос автоматизации подготовки исходной базы данных. Исходя из этого, авторами данной статьи для оперативной работы при построении 3D геологических моделей разработан и внедрен в работу программный комплекс GeoLas.

Материалы и методы
Интерпретация данных геофизических исследований скважин, база данных по разработке, язык программирования Pascal.

Ключевые слова
геологическая модель, подсчет запасов, интерпретация данных геофизических исследований скважин, база данных

Одним из наиболее важных направлений, позволяющих увеличить эффективность бизнес-процессов любого предприятия, является внедрение процесса автоматизации, который помогает наиболее рационально использовать имеющиеся ресурсы, увеличивать производительность труда и оптимизировать процессы управления. Таким новшеством является созданный авторами данной статьи программный комплекс GeoLas для оперативной работы при построении 3D геологических моделей, внедренных в различных отделах института «ТатНИПИнефть».

Подготовка базы данных для построения геологических моделей зачастую занимает до 60% всего времени. Основные трудозатраты приходятся на процесс подготовки данных для импорта в пакеты геолого-гидродинамического моделирования. Основная проблема данного процесса заключается в несоответствии форматов хранения исходной информации и форматов импорта. Второстепенная трудность импорта данных заключается в трудоемкости коррекции исходной информации, удовлетворяющей определенным требованиям пакетов цифрового моделирования.

Процесс осложняется подготовкой и оформлением отчетных документов, заполняемых при разработке и подсчете запасов углеводородов. Оформление отчетных документов в подсчете запасов углеводородов регулируется нормативными документами ГКЗ России (Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых). Отображение всей информации на картах должно строго

№скв	Индекс	кровли	подошвы	Нобщ	Нпл_н	Нпл_в	кол	нас	Кп_пз	Кн_пз	Rпл	Ang	Ag
42	Каширский	707,0	709,6	2,6		2,6	1	28					
42	Верейский_2	749,0	750,4	1,4	1,4		1	26					
42	Верейский_2	753,2	754,2	1,0	1,0		1	26					
42	Башкирский	767,8	770,8	3,0		3,0	1	28					
110	Каширский	712,6	714,8	2,2			2						
110	Верейский_2	753,2	755,2	2,0	2,0		1	26					
110	Верейский_2	757,2	758,8	1,6	1,6		1	26					
110	Башкирский	770,8	775,2	4,4	4,4		1	26					
110	Башкирский	780,0	784,4	4,4		4,4	1	28					
115	Каширский	724,6	727,6	3,0	3,0		1	26					
115	Верейский_2	766	767,2	1,2	1,2		1	26					

Рис. 1 — Каталог геолого-геофизических данных

Имя поля	Псевдоним поля	Назначение поля	Экспортировать поле	Тип поля
№скв	№skv		☑	
Индекс	Indeks		☑	
кровли	krovli		☑	
подошвы	podoshvw		☑	
Нобщ	Nobsh		■	
Нпл_н	Npl_n		☑	
Нпл_в	Npl_v		☑	
кол	kol		☑	
нас	nas		☑	
Кп_пз	Kp_pz		☑	
Кн_пз	Kn_pz		☑	
Rпл	Rpl		■	
Ang	Ang		■	
Ag	Ag		■	
			■	

Рис. 2 — Выбор необходимых полей для конвертации в las-файл

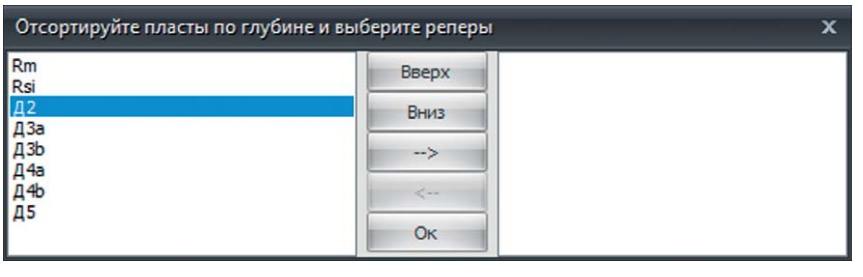


Рис. 3 — Сортировка пластов по глубине для автоматического создания кривой «ZoneLog»

соответствовать условным обозначениям, разработанным в ГКЗ. В пакетах геолого-гидродинамического моделирования отсутствуют данные условные обозначения, поэтому карты, полученные после моделирования, необходимо, помимо прочего, оформлять в каком-либо графическом редакторе. Отсутствие в пакетах геолого-гидродинамического моделирования приемлемых экспортных форматов затрудняет, а иногда делает невозможным процесс оформления карт в соответствии с требованиями ГКЗ.

Для решения данной проблемы авторами разработана программа для ЭВМ — GeoLas. Данная программа позволяет конвертировать каталог геолого-геофизических данных (рис. 1) в формат las-файлов. Выполнение данной процедуры вручную для каждой скважины занимает не менее 5 мин, повышая риск возникновения ошибок из-за «человеческого фактора». К примеру, если фонд скважин моделируемого месторождения составляет порядка 500 ед., то время составления las-файлов составит порядка 2500 мин или 5 дней работы для одного сотрудника. При использовании программного комплекса GeoLas, время составления las-файлов для фонда месторождения из 500 скв. составит не более 5 мин. Трудозатраты на данном этапе формирования базы данных для целей геологического моделирования сократятся в 500 раз.

Автоматический процесс выполнения процедуры создания las-файлов в программном комплексе GeoLas заключается в следующем:

1. Загрузка каталога геолого-геофизических данных в программный комплекс GeoLas, выбор типа данных, необходимых для конвертации (рис. 2).
2. Для автоматического создания кривой “ZoneLog” необходимо выбрать пласты по глубине залегания (рис. 3).
3. В файле, содержащем каталог геолого-геофизических данных, автоматически создается папка, содержащая las файлы по всем скважинам в каталоге (рис. 4)
4. Необходимые для выполнения геологических моделей точки пластопересечений в каталоге геолого-геофизических данных формируются в виде объекта WellPick, который представлен в виде необходимого формата данных для загрузки в пакет геологического моделирования Irap RMS.

Кроме того, программа в автоматическом режиме может осуществлять корректировку исходной информации (историю разработки месторождений) для гидродинамического моделирования, сокращая тем самым временные затраты в 6,5 раз. Для этого необходимо лишь загрузить исходный файл с историей разработки месторождения; после завершения работы в папке, где располагался исходный файл, создастся файл-дубль с внесенными корректировками.

Для решения проблем, связанных с оформлением отчетных карт, была

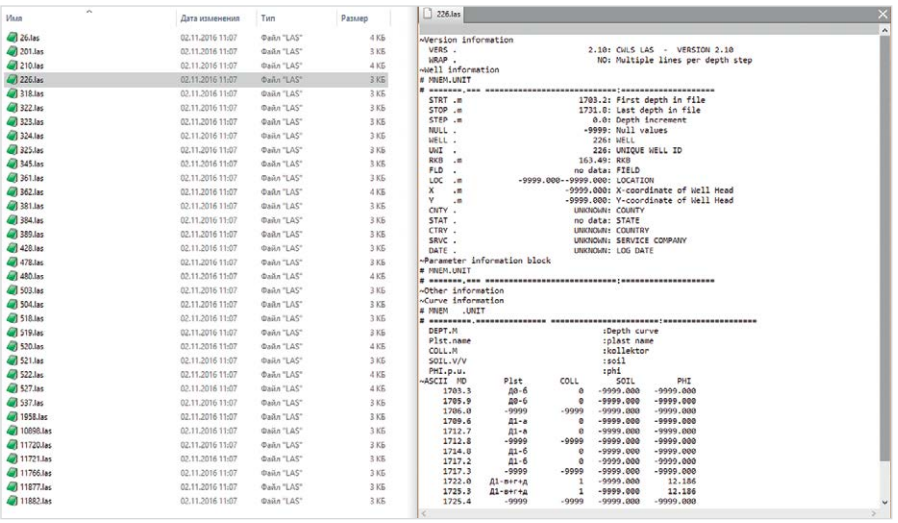


Рис. 4 — Результат выполнения программы

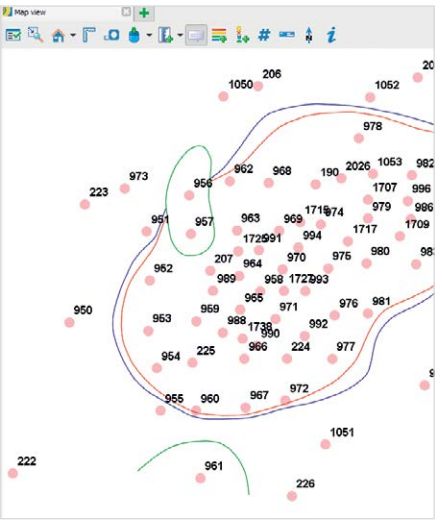


Рис. 5 — Исходная карта в пакете геологического моделирования

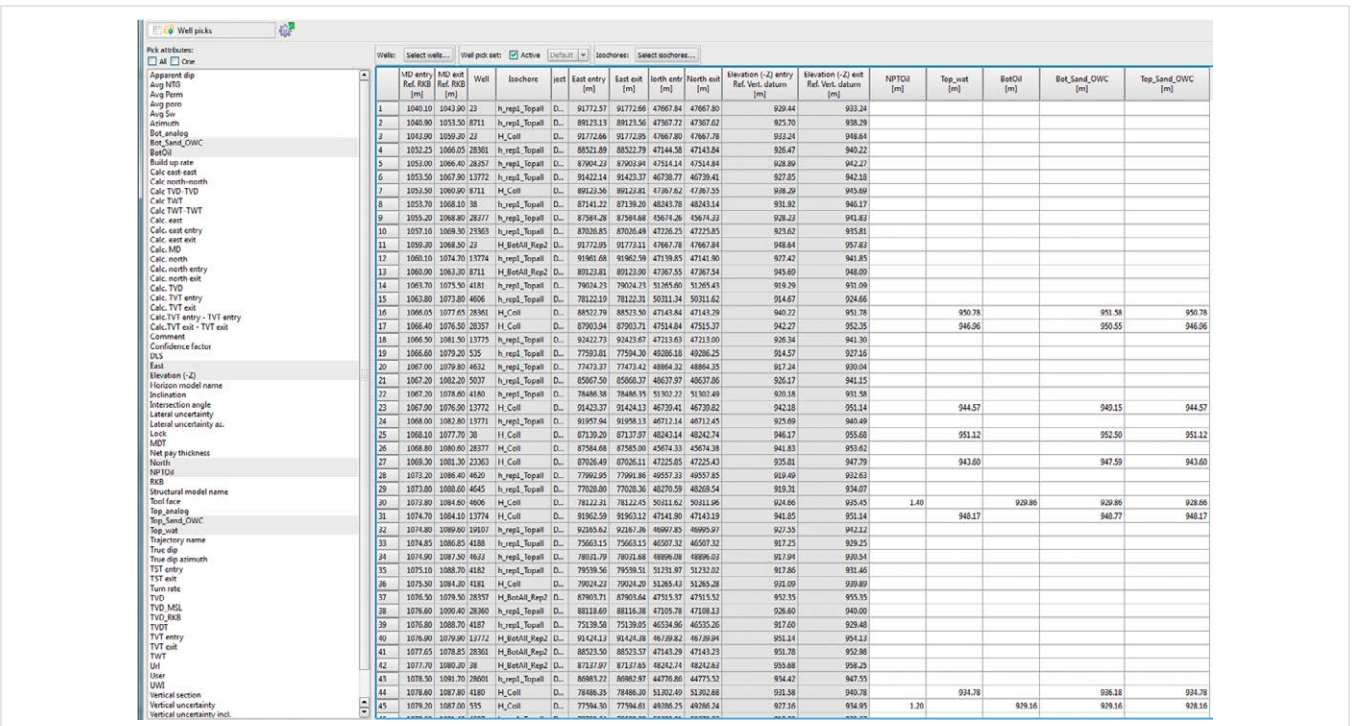


Рис. 6 — Таблица изохор с необходимыми данными по скважинам

разработана собственная методика процесса оформления, а также утилиты программы GeoLas, позволяющие конвертировать данные геолого-гидродинамического моделирования в форматы данных геоинформационных пакетов (ArcView, ArcInfo, MapInfo и др.). Разработанная методика в совокупности с программой GeoLas позволили сократить временные затраты на оформления в 10 раз; она заключается в следующем:

1. Исходная карта, представленная на рис. 5 (структурная, карта эффективных нефтенасыщенных толщин, контура нефтенасыщенности, границы неколлекторов), построенная в RMS, сохраняется в текстовом формате.
2. Таблица изохор с данными пластопересечений, значений эффективных нефтенасыщенных толщин, кровли и подошвы коллекторов для каждой скважины сохраняются в текстовом файле (рис. 6). Этот текстовый файл представлен как каталог геолого-геофизических данных, который относится к списку документов, обязательных для предоставления в ГКЗ.
3. Данные из п. 1, 2 конвертируются в шейп-файл программой GeoLas.
4. Полученные шейп-файлы грузятся в пакет ArcGIS фирмы ESRI, в котором для каждого типа данных назначаются свои условные обозначения, соответствующие требованиям по оформлению отчетного материала (рис. 7).
5. Для скважин на основании атрибутивной таблицы, хранящей информацию о типе скважины, а также наличии нефти и воды, создаются условные обозначения, автоматически заменяя обозначения скважин на карте (рис. 8).

В настоящее время в программе GeoLas усовершенствованы алгоритмы работы многих процессов:

- добавлены новые модули по интерактивной работе с базой данных по истории разработки;
- добавлены новые форматы данных для конвертации данных геологического моделирования;
- добавлены возможности пакетной конвертации данных, а также разработан интуитивно понятный, пошаговый режим для универсальной обработки данных;
- обновлен алгоритм корректировки абсолютных отметок скважин в геолого-геофизическом каталоге на основании las-файлов с инклинометрией;
- добавлен новый формат конвертации данных из формата точек в формат шейп-файла;
- добавлена функция, исключающая создание дополнительных строк в таблице шейп-файла вследствие присутствия регистра в названии скважин (например, 652a=652A);
- в программе заложен алгоритм автоматического перевода букв, индексов скважин с латинского на кириллицу (например, 652d=652Д);
- добавлена функция выбора полей из исходного файла, необходимая в результирующей таблице шейп-файла. Для неиспользуемых полей создана функция выбора данных «Не загружать поле»;
- осуществлен алгоритм «умного» объединения полей в результирующей таблице шейп-файла. На основании двух исходных таблиц разного формата с одним совпадающим полем реализовано объединение данных в результирующую таблицу шейп-файла.

Обновленная программа адаптирована под работу в Win 7/Win 8.1.

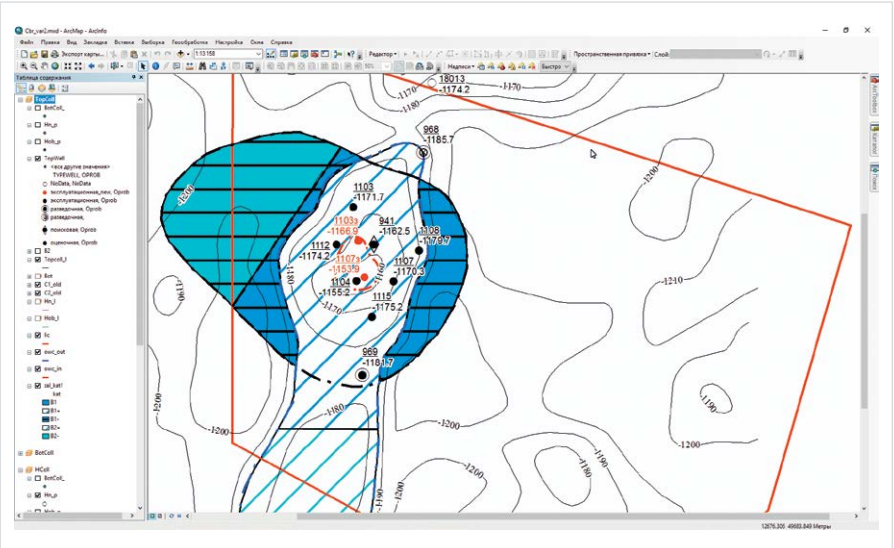


Рис. 7 — Оформление карты в ArcGIS

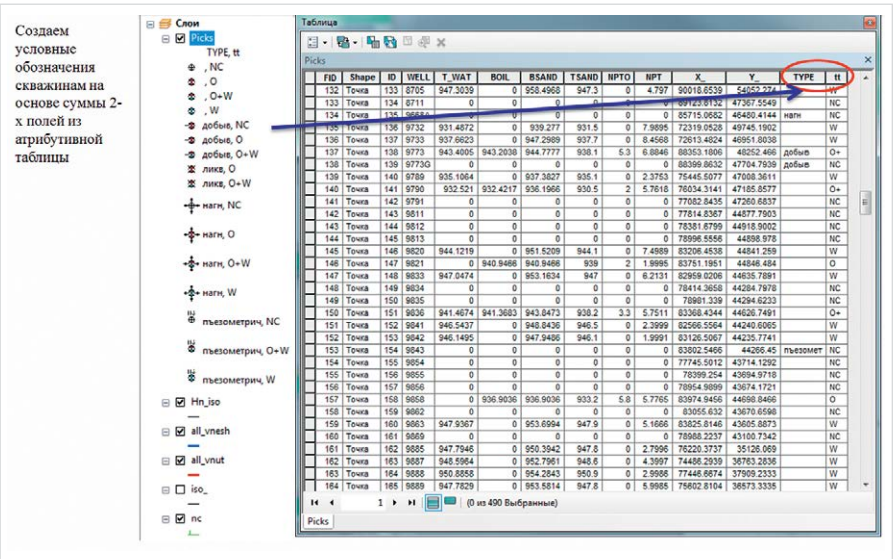


Рис. 8 — Механизм создания условных обозначений для разных типов скважин

Итоги

- Программа GeoLas в совокупности с предложенными методиками позволяет автоматизировать большое количество процессов, что в свою очередь сокращает затраты времени, повышая тем самым производительность труда и уменьшая при этом материальные затраты.
- Поставленные в данной работе цели реализованы и внедрены в производственный процесс отдела ПиРГ лаборатории подсчета запасов и оценки ресурсов нефти ТатНИПИнефть.
- На разработанную программу GeoLas получено три свидетельства о государственной регистрации программы для ЭВМ [1–3].

Выводы

Программный комплекс GeoLas предназначен для построения геолого-гидродинамической модели, а также для подсчета запасов УВ и оформления результатов моделирования. Авторами будет продолжена работа над совершенствованием алгоритмов работы многих процессов данного программного обеспечения.

Список литературы

1. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2013612145 «GeoLas». Заявка №2012661316, 19.12.2012. Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 14.02.2013.
2. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2014616341 «GeoLas V.1.1.». Заявка №2014613747, 23.04.2014. Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 19.06.2014.
3. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2016611235 «GeoLas V2.0». Заявка №2015661972, 08.12.2015. Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 28.01.2016.

Usage of software GeoLas necessary for modeling, reserve calculation and development of oilfield facilities

UDC 004.9:55

Authors:
Rustam R. Bil'danov — head of department; rbildano@tatnipi.ru
Al'bert F. Safarov — head of department; safarov@tatnipi.ru

Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) of PJSC TATNEFT, Bugulma, Russian Federation

Abstract
Due to software implementation of geological modeling in oil facilities, the automatic control of database determination is considered to be the most relevant issue. The authors of the article developed and constructed the software GeoLas for operational work during 3D geological modeling.

Materials and methods
Well-log interpretation, database of oilfield, the Pascal programming language.

Results
- The software GeoLas, coupled with the methods, makes it possible to automate a lot of processes; it reduces time spending and material costs, increases productivity.
- Purposes were achieved by authors; new methods were applied in the Exploration geology and reserve development of "TatNIPIneft" laboratory of reserve calculation and oil resource evaluation.
- Three certificates of registration for computer programs were obtained by the authors for the software GeoLas [1–3].

Conclusions
The software GeoLas is necessary for constructing geological and hydrodynamic models; it can be used for reserve calculation of hydrocarbons and presentation of results. Operating procedures of the software will be improved by the authors.

Keywords
geological model,
reserve calculation,
well-log interpretation,
database of oilfield

References
1. Certificate of registration for computer programs №2013612145 GeoLas. Application №2012661316, 19.12.2012. Recorded in the register for computer programs 14.02.2013.
2. Certificate of registration for computer programs №2014616341 GeoLas V.1.1. Application №2014613747, 23.04.2014. Recorded in the register for computer programs 19.06.2014.
3. Certificate of registration for computer programs №2016611235 GeoLas V2.0. Application №2015661972, 08.12.2015. Recorded in the register for computer programs 28.01.2016.

ПРИГЛАШАЕМ
НА КОМПЛЕКС ВЫСТАВОК

22–24 НОЯБРЯ
КРАСНОЯРСК, 2017

XXV СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА
ЭЛЕКТРОТЕХНИКА. ЭНЕРГЕТИКА
АВТОМАТИЗАЦИЯ. СВЕТОТЕХНИКА

VIII СИБИРСКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ

Нефть. Газ. Химия

Реклама 0+

2016 ИТОГИ ВЫСТАВКИ:
5103 специалиста отрасли из 877 компаний
90 экспонентов из разных городов и регионов России

www.krasfair.ru

МВДЦ «Сибирь»
ул. Авиаторов, 19
тел.: (391) 22-88-513, 22-88-401
kashirina@krasfair.ru

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР
ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

УДК 681.2.08

Влагометрия природного газа — новые возможности. Российский лазерный гигрометр

В.Н. Бойков
генеральный директор[1]

О.Б. Выскубенко
в.н.с.[1]
vyskubenko@binar.ru

В.М. Карюк
директор[2]
karuk@binar.ru

И.В. Морозов
в.н.с.[2]
morozov@binar.ru

[1]ООО «Галан», Саров, Россия
[2]ООО «Объединение БИНАР», Саров, Россия

Рассмотрены проблемы регистрации влаги существующими типами гигрометров при наличии примесей в природном газе. Отмечается отсутствие способов решения проблем для примесей, образующих с водой истинные растворы, в частности, для метанола. Предложена альтернатива — лазерный гигрометр ГЛ-02, работающий на основе лазерной спектроскопии. ГЛ-02 определяет влагу по ослаблению света на определенной длине волны, соответствующей одной из линий в спектре поглощения молекул воды. По принципу своей работы прибор является эталоном влагосодержания. Первичной измеряемой величиной является количество молекул воды в единице объема газа. ГЛ-02 решает общую проблему влагометрии природного газа — влияние примесей, в частности, метанола и гликолей. Прибор регистрирует только воду.

Ключевые слова
влагометрия, влажность, температура точки росы, природный газ, лазерная спектроскопия, измерительная система, гигрометр, конденсационный измеритель влаги

Вопросы, связанные с влажностью природного газа, имеют прямое отношение к таким важным проблемам газовой отрасли, как использование газа в качестве топлива, подготовка газа к дальнему транспорту, поставка газа на экспорт и многим другим.

Существует две группы гигрометров, использующих принципиально различные подходы к определению влаги. К первой группе относятся конденсационные приборы с охлаждаемым зеркалом для определения температуры точки росы (ТТР). Первичной измеряемой величиной в них является температура зеркала, при которой наступает интенсивное рассеяние света, связываемое с появлением конденсата. ТТР указывается для определенного давления газа, как правило, нормального или «контрактного» — 40 т. атм. Вторая группа — измерители массовой концентрации воды, у которых первичная измеряемая величина — г/м^3 или ppm.

Для сравнения показаний этих двух групп приборов требуется переход от массовых концентраций воды к температуре точки росы или наоборот. В зависимости от области применения, а также от национальных стандартов или договоренностей, для характеристики влажности газа могут быть использованы обе величины. Для природного газа в России перевод одних единиц в другие осуществляется по таблицам или формулам ГОСТ Р 53763-2009, основанным на международном стандарте ISO 18453-2004.

Все гигрометры проходят калибровку и поверку на эталонах (чистых газах) и имеют соответствующие сертификаты. Тем не менее, при эксплуатации в реальных условиях приборы начинают показывать различные результаты. Причиной проблем является сложный состав природного газа. Именно наличие примесей, искажающее результаты измерений, становится ключевым звеном всей проблемы влагометрии природного газа [1].

Для конденсационных гигрометров существует две ТТР для отрицательных температур — по льду и по переохлажденной воде. Особенность заключается в том, что при одинаковой концентрации воды, ТТР по переохлажденной воде на несколько градусов ниже, чем по льду. Имеется отличие в физике конденсации примесей, растворяющих и не растворяющих воду. Для взаимно-нерастворимых компонент (к ним относятся: вода/углеводороды) работает закон «Дальтона»: вода конденсируется независимо от примесей. В этом случае визуально на зеркале конденсационных приборов воду можно отличить от «углеводородов». Для спиртов и других полярных жидкостей, образующих истинные растворы с водой, работает закон «Рауля»: на зеркале не наблюдается различий по виду конденсатов — выпадает раствор, а не компоненты по очереди. При этом температура конденсации раствора может принимать любые значения в диапазоне от ТТР воды до ТТР растворителя, в зависимости и от их концентраций и от давления газа. Конденсационные приборы не в состоянии отличить от воды такие распространенные, растворяющие воду примеси, как метанол, ди- и три-этиленгликоли, широко используемые для осушки природного газа.

Проблема сорбционных гигрометров, регистрирующих массовую концентрацию воды, кроется в самом принципе их работы — в сорбции. На сложных составах газа сорбируется не только вода, но и другие примеси. Более того, ряд примесей, в частности, метанол, могут приводить к необратимым изменениям в чувствительном элементе и выходу приборов из строя.

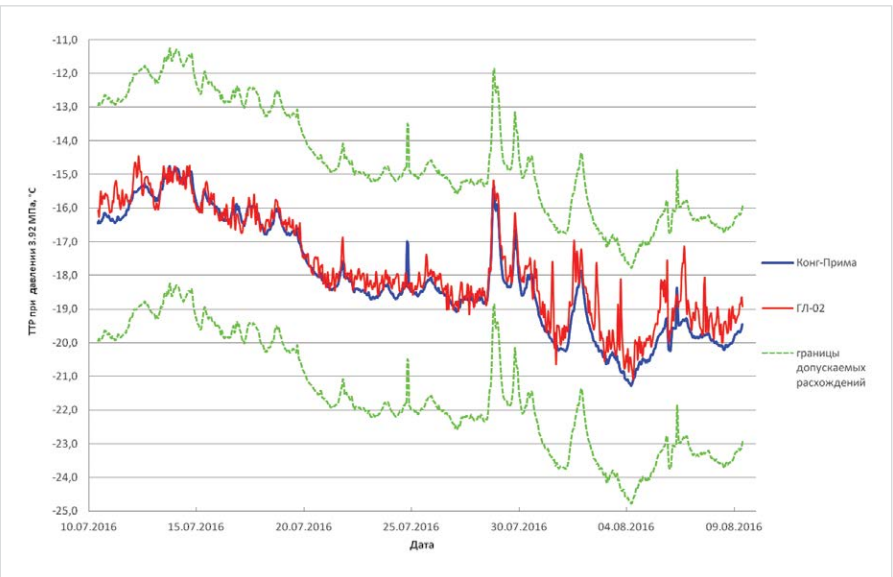


Рис. 1 — Среднечасовые данные о ТТР природного газа г/п «Уренгой-Ужгород» при давлении 3,92 МПа, полученные гигрометрами «ГЛ-02» и «Конг-Прима-10» за период с 10:00 10.07.16 по 10:00 09.08.16

Новые возможности в измерениях влажности природного газа связываются с началом производства компанией ООО «Галан» гигрометра нового типа — первого в России лазерного гигрометра ГЛ-02, работающего на основе лазерной спектроскопии [2, 3]. Его использование решает общую проблему существующих приборов — влияние метанола и гликолей при измерении влажности природного газа.

Лазерный гигрометр ГЛ-02

ГЛ-02 работает на основе лазерной спектроскопии: определяет влагу по ослаблению света на определенной длине волны, соответствующей одной из линий в спектре поглощения молекул воды. По принципу своей работы прибор является эталоном влагосодержания, так как для измерения не требует проведения каких-либо калибровок. Для вычисления концентрации воды необходимо знать только величину ослабления света, длину светового луча и независимую физическую константу — сечение взаимодействия фотонов с молекулами воды для выбранной спектральной линии. Измерения происходят в оптической кювете цилиндрической формы при редуцированном давлении газа, примерно равном атмосферному. Первичной измеряемой величиной является количество молекул воды в единице объема газа, с которой прямо связаны следующие единицы измерения: ppm (миллионные доли содержания воды по объему) и массовая концентрация воды (граммы на единицу объема). Поверка прибора осуществляется для подтверждения исправности прибора и обеспечения требований Закона РФ «Об обеспечении единства измерений». Прибор работает непрерывно при наличии напряжения сети и не требует от персонала каких-либо действий в процессе работы.

Лазерные анализаторы лишены тепловой инерции конденсационных процессов и охлаждаемых зеркал и по своей природе должны быстрее реагировать на изменения измеряемого параметра — количества влаги. Время установления результата в лазерном анализаторе определяется временем обновления газа в транспортном трубопроводе и измерительной кювете. Лазерный анализатор регистрирует только воду. Веществ, имеющих близкие спектральные линии, которые могли бы создать помехи измерениям, пока не выявлено.

Одним из объектов, на котором проводились испытания гигрометра ГЛ-02, был магистральный газопровод «Уренгой-Ужгород», по которому передаётся относительно чистый природный газ, что позволило произвести сравнение показаний гигрометра ГЛ-02 со штатным потоковым гигрометром «Конг-Прима-10». По результатам полевых испытаний на газопроводе «Уренгой-Ужгород», получено подтверждение применимости ГОСТ Р 53763-2009 для сопоставления двух подходов представления влажности природного газа. В пересчете показаний приборов на контрактное давление по ГОСТ Р 53763-2009 абсолютное расхождение результатов в среднем составляет 0,6 °С (рис. 1). Систематического характера расхождений не выявлено.

Устройство лазерного гигрометра ГЛ-02 приведено на рис. 2.

Перестраиваемый лазерный диод размещен в герметичном отсеке. Свет передается через окно, выполненное из прозрачного материала, многократно проходит через кювету, отражаясь от зеркал и попадает на выходной фотодиод, где измеряется его интенсивность. По отношению силы света лазера на входе и на выходе кюветы определяется поглощение для излучаемой длины волны света.

Управление лазером, блок питания и цепи преобразования сигнала размещаются в электронном блоке в корпусе прибора. Дисплей обеспечивает цифровую индикацию результатов измерений и программируемых пользователем параметров. Анализатор имеет два (4–20 мА) аналоговых выхода и цифровой порт RS-485 с протоколом Modbus. Программное обеспечение предоставляет возможность удаленного чтения, программирования и регистрации данных.

Внешний вид прибора представлен на рис. 3.

Анализатор содержит интегрированную систему отбора проб, которая включает в

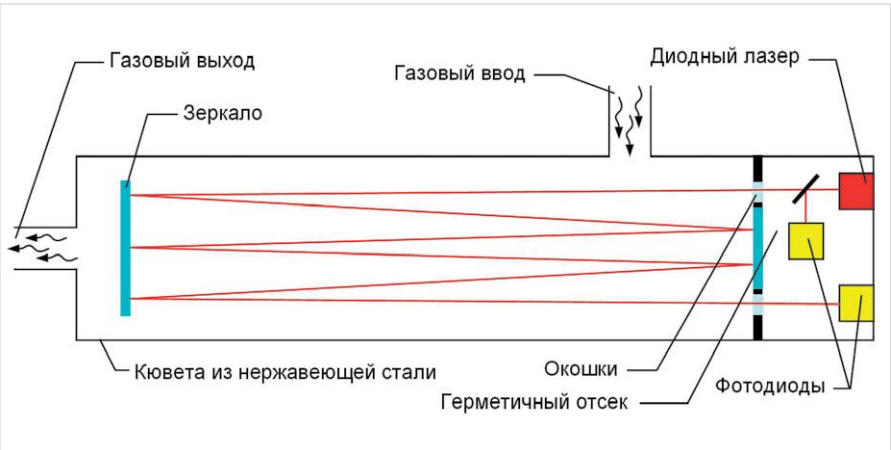


Рис. 2 — Схема лазерной кюветы

Рис. 3 — Внешний вид лазерного гигрометра (размеры)

Рис. 4 — Внутреннее устройство гигрометра ГЛ-02. Измерительная кювета

себя входной запорный шаровой клапан, фильтр отделения конденсированных фракций, игольчатый вентиль регулирования промывочного потока фильтра, игольчатый вентиль регулирования расхода газа в кювете, редуктор, понижающий давление до величин, обеспечивающих плавную регулировку расхода, индикатор расхода (ротаметр) со встроенным запорным вентилем. Также имеется трехходовой кран для переключения кюветы на продувочную магистраль для очистки и игольчатый вентиль регулирования продувки. Все детали прибора изготовлены из нержавеющей стали.

Основные характеристики лазерного гигрометра ГЛ-02:

- диапазон измерений концентрации водяных паров — от 10 до 23000 ppm;
- диапазон измерений ТТР — от -60 до +20 °С;
- абсолютная погрешность:
  в поддиапазоне от -60 до -50 °С до ± 2°С;
  в поддиапазоне от -50 до +20 °С до ± 1°С;
- входное давление пробы газа — до 10 МПа;
- расход газа через прибор — 0,2–1 норм. л/мин;
- минимальное время цикла измерений — 1 мин;
- архив измерений — более 45 суток при периоде записи 5 мин.;
- передача данных — интерфейс RS485, протокол Modbus/RTU;
- два выхода 4–20 мА;
- питание 220 В, 50 Гц;
- масса с системой проботбора — не более 75 кг;
- потребляемая мощность — не более 200 ВА;
- температура окружающего воздуха — от -30 до +50 ºС;
- защищенность оболочки — IP54 по ГОСТ 14254-96;
- взрывозащитное исполнение соответствует 1Ex e ib d IIB T3X; IIGb с T3.

607188, Нижегородская обл., г. Саров, Южное шоссе, д. 12, стр. 15А
+7 (83130) 7-53-62, 7-53-53
boikov@binar.ru
www.binar.ru

Выводы

1. Начато производство первого в России гигрометра нового типа, работающего на основе лазерной спектроскопии. Его использование решает общую проблему влагометрии природного газа — влияние примесей, в частности метанола и гликолей. Прибор регистрирует только воду.
2. Появляется возможность в качестве средства измерений влаги массово использовать приборы, обладающие свойствами эталона влагосодержания.

Список литературы

1. Москалев И.Н., Битюков В.С., Филоненко А.С., Гаврилин А.К. и др. Влагометрия природного газа: Состояние и проблемы. М.: ИРЦ Газпром, 1999. 36 с.
2. Карюк В. М., Выскубенко О.Б. Патент РФ №90904. Устройство для измерения содержания водяного пара в природном газе. Заявл. 05.03.2009. Опубл. 20.01.2010.
3. Бойков В.Н., Выскубенко О.Б., Карюк В.М., Морозов И.В. Российский лазерный гигрометр // Экспозиция Нефть Газ. 2017. №1 (54). С. 62–64.

Water-cut log of natural gas — new capabilities. Russian laser hygrometer

UDC 681.2.08

Authors:
Valeriy N. Boykov — general director[1]
Oleg B. Vyskubenko — lead researcher[1]; vyskubenko@binar.ru
Vladimir M. Karuk — director[2]; karuk@binar.ru
Ivan V. Morozov —lead researcher[2]; morozov@binar.ru

[1]"Galan" LLC, Sarov, Russian Federation
[2]"BINAR" LLC, Sarov, Russian Federation

Abstract
The article describes the problem of humidity logging, using existing types of hygrometers, if there are inclusions in natural gas.
As it was noted, there are no ways of solution, concerning with inclusions, that form regular solutions, including methanol.
The founded alternative — is the laser hygrometer GL-02, which is based on the laser spectroscopy. GL-02 logs the humidity by extinction of light at a certain wave length, corresponding to one of the lines of water molecules absorption spectrum. According to the principle of its operation process, the device is considered to be the standard of humidity content.
The quantity of water molecules — is the primary measurable quantity in gas volume. GL-02 can solve the main problem of natural gas water-cut log — the effect of inclusions, including methanol and glycols. The device registers only water.

Conclusions

1. The manufacturing of the hygrometer of a new type, first in Russia, based on the laser spectroscopy, has been started. The device can solve the main problem of natural gas water-cut log — the effect of inclusions, including methanol and glycols. The device registers only water.
2. The opportunity of using the indicators with properties of humidity content standard as the main measuring device is appeared.

Keywords
water-cut log, humidity, dew point temperature, natural gas, laser spectroscopy, measurable system, hygrometer, condensing humidity measuring instrument

References

1. Moskalev I.N., Bityukov B.C., Filonenko A.S., Gavrilin A.K. and oth. *Vlagometriya prirodnogo gaza: Sostoyanie i problem* [Water-cut log of natural gas. State and problems]. Moscow: *IRTs Gazprom*, 1999, 36 p.
2. Karyuk V. M., Vyskubenko O.B. *Patent RF №90904. Ustroystvo dlya izmereniya soderzhaniya vodyanogo para v prirodnom gaze* [Device for measuring the water vapor content in natural gas]. Declared 05.03.2009. Published 20.01.2010.
3. Boykov V.N., Vyskubenko O.B., Karyuk V.M., Morozov I.V. *Rossiyskiy lazernyy gigrometr* [Russian laser hygrometer]. Exposition Oil Gas, 2017, issue 1(54), pp. 62–64.

Нефтегазовые проекты Восточной Сибири и Дальнего Востока

В рамках подготовки ко II международному Восточному нефтегазовому форуму, который состоится в июле во Владивостоке, организатор мероприятия — компания «Восток Капитал», подготовила отчет по результатам исследования проектов Восточной Сибири и Дальнего Востока.

Круглый стол в рамках Восточного нефтегазового форума 2016

В опросе приняли участие 205 респондентов — руководители и ведущие специалисты НПЗ, ГПЗ, НХП, ВИНКов и компаний-поставщиков новейших технологий и оборудования, представители регуляторных и государственных органов, консультанты и независимые эксперты индустрии.

Перспективные проекты ТЭК Восточной Сибири и Дальнего Востока

Анализ результатов исследования показал высокий интерес участников к проектам в области **переработки и нефтегазохимии** и проектам **добычи нефти и газа**.

«Сила Сибири» станет общей газотранспортной системой для Иркутского и Якутского центров газодобычи и будет транспортировать газ этих центров через Хабаровск до Владивостока. Протяженность составит около 4000 км, производительность — 61 млрд м^3 газа в год. Инвестиции — 14,8–16,7 млрд долл.* На данном этапе ведутся подготовительные работы по строительству подводного перехода трансграничного участка «Силы Сибири» под рекой Амур.

«Сахалин-3» — в рамках этого проекта Газпром осваивает три лицензионных участка – Киринское, Аяшское и Восточно-Одоптинское. Киринский участок включает Киринское, Южно-Киринское и Мынгинское газоконденсатные месторождения. В настоящее время на месторождении продолжается строительство эксплуатационных скважин. Южно-Киринское месторождение готовится к разработке, геологоразведка по основному контуру месторождения завершена. Ввод в эксплуатацию планируется в 2021 г. Инвестиции — около 10 млрд долл.*

Ковыктинское месторождение является базовым для формирования Иркутского центра газодобычи, запасы газа составляют 1,5 трлн м^3. Месторождение находится в стадии опытно-промышленной разработки, продолжаются геологоразведочные работы. Начало добычи запланировано на 2022 г. Инвестиции — 14,4–16,2 млрд долл.*

Чаяндинское месторождение является базовым для формирования Якутского центра газодобычи, запасы газа составляют более 1,2 трлн м^3. В 2017 году «Газпром» приступает к добыче газа, проектный уровень — 25 млрд м^3 в год. Инвестиции — 14,8–16,7 млрд долл.*

Основные проблемы ТЭК региона:

29% респондентов отмечают проблемы **географического положения региона**: удаленность, огромные расстояния, низкая плотность населения и дальнейший отток населения с территории, сложные климатические условия и т.д.

24% опрошенных назвали проблемой **административные барьеры**, связанные как с внутренним регулированием отрасли, так и с геополитикой страны. А именно: вопросы импортозамещения, неопределенность с графиками реализации проектов и закрытость информации о проектах и ходе их реализации, закрытость тендерных процедур.

Более одной пятой отраслевых специалистов **(21%)** волнует **износ оборудования и технологическая отсталость**: отсутствие современных технологий добычи, бурения и хранения, устаревшие геофизические методы и технологии в проектировании; проблемы с надежностью оборудования при низких температурах.

Следующим важным вопросов **18% респондентов** считают **недофинансирование отрасли**: дорогие кредиты и сложности с кредитованием, сложности с привлечением инвестиций в эффективное оборудование, развитие сетей и реализацию проектов.

Обсуждение вышеуказанных проблем отрасли продолжится в рамках ежегодного форума и выставки **«Восточный нефтегазовый форум 2017»** (5–6 июля, Владивосток). Форум является уникальной площадкой для обсуждения целевых программ региона и совместного решения его проблем при активном участии всех инсайдеров рынка и отрасли.

Организатор мероприятия Vostock Capital — лидер в сфере консалтинга и организации международных конференций, семинаров и мастер-классов для специалистов нефтегазовой, энергетической и сельскохозяйственной отраслей из России, СНГ, Европы и Азии.

Восточный нефтегазовый форум 2016

Телефон в Москве:
+7 (499) 505 1 505
Телефон в Лондоне:
+44 207 394 3090
www.eastrussiaoilandgas.com
events@vostockcapital.com

** по данным RusEnergy*

конференция **РОССИЙСКИЙ РЫНОК ГАЗА. БИРЖЕВАЯ ТОРГОВЛЯ**
Санкт-Петербург, 23 мая
CREONENERGY.RU

Обсуждение формирования биржевого рынка газа в РФ и установления единых правил совершения сделок, которые учитывали бы интересы всех игроков и были закреплены на законодательном уровне.

конференция **НЕФТЕГАЗСТРОЙ**
Москва, 23 мая
N-G-K.RU

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, увеличение доли российских компаний на нефтегазостроительном рынке.

конференция **НОВАЯ ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ НЕФТЕГАЗОВЫХ И СЕРВИСНЫХ КОМПАНИЙ. Уфа, 23–25 мая**
NOVTEKBUSINESS.COM

На данной встрече обсуждаются вопросы качества геофизических исследований, метрологии, продвижения геофизических технологий в нефтегазовую индустрию.

выставка **ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ.**
Уфа, 23–26 мая
GNTEXPO.RU

Отраслевое событие России и ближнего зарубежья: свыше 400 ведущих компаний-участников из 40 регионов России и зарубежных стран, 14 000 кв.м выставочной площади.

выставка **SIGOLD**
Южно-Сахалинск, 24–25 мая
SIGOLDFORUM.RU

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

конференция **ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЙ ХИМИИ**
Уфа, 24–25 мая
STARTUPRB.TIMEPAD.RU/EVENT/470881/

Автоматизация процессов в нефтяной и газовой промышленности. Автоматизация управления и обеспечения безопасности процессов на предприятиях ТЭК.

саммит **ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ И НЕТРАДИЦИОННЫЕ ЗАПАСЫ**
Москва, 25 мая
TRIZSUMMIT.RU

Среди акцентов саммита — проблемы государственного стимулирования отрасли и производства импортозамещающей продукции.

конференция **ВОПРОСЫ ЭКСПЕРТИЗЫ ЗАПАСОВ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ РФ В СВЕТЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ С МЕЖДУНАРОДНЫМИ КЛАССИФИКАЦИЯМИ**
Москва, 30-31 мая
GKZ-RF.RU

Проводится при поддержке Минприроды России, Роснедра, Европейской экономической комиссии ООН. Оператор конференции Евразийский союз экспертов по недропользованию (ЕСОЭН). В рамках конференции участникам будет представлена специализированная выставка: инновационные технологии в области оценки запасов полезных ископаемых и рационального использования недр. Мероприятие приурочено к 90-летию ФБУ ГКЗ.

конференция **ГЛАВНЫХ МЕТРОЛОГОВ ХИМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**
Воскресенск, 29 мая–2 июня
AMHIM.RU

Традиционное место встречи профессионалов для обсуждения актуальных проблем и поиска решений в области метрологического обеспечения и автоматизации технических процессов.

конференция **ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ КРС, ПНП, ГНКТ**
Ялта, 5–9 июня
TOGC.INFO

Ловильные работы в ГС, РГС, ЗБС. Телеметрия при КРС, СПО, ОПЗ, РИР, глушении, ловильных работах. Физико-химические обработки ГС. Освоение ГС. Геологические исследования ГС.

международный форум **VALVE INDUSTRY FORUM&EXPO'17**
Москва, 7–9 июня
VALVE-FORUM.RU

Промышленная трубопроводная арматура для нефти, газа, энергетики, химии и ЖКХ.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМ**
Саратов, 7–9 июня
EXPO.SOFIT.RU

Один из старейших нефтегазодобывающих регионов России, где в настоящее время насчитывается более 500 действующих скважин, функционирует крупный нефтеперерабатывающий завод.

конференция **УПРАВЛЕНИЕ НЕФТЯНЫМ ТЕРМИНАЛОМ**
Амстердам-Роттердам, Нидерланды, 7–9 июня
OILTERMINALMANAGEMENT.COM

Международная программа по обмену опытом и серия технических визитов на терминалы в Нидерландах.

саммит **ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ**
Москва, 16 июня
ITSUMMIT.ORG

Специализированная площадка, направленная на IT-профессионалов в топливно-энергетическом комплексе.

14-я Международная выставка
НЕФТЬ И ГАЗ / MIOGE 2017
Москва, 27–30 июня
MIOGE.RU

Участие в выставке НЕФТЬ И ГАЗ / MIOGE позволит производителям нефтегазового оборудования увеличить объем продаж, расширить географию и привлечь новых заказчиков.

ВОСТОЧНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ
Владивосток, 5–6 июля
EASTRUSSIAOILANDGAS.COM

Мероприятие посвящено реализации мега-проекта «Сила Сибири», газификации регионов с привлечением конечных потребителей и потенциальных подрядчиков в Китае.

МИРОВОЙ НЕФТЯНОЙ КОНГРЕСС
Стамбул, Турция, 9–13 июля
WPC2017.RU

Глобальное место встречи ведущих игроков мировой нефтегазовой отрасли. Будем рады Вашему участию в организации коллективного стенда Российской Федерации.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. НЕФТЕХИМИЯ**
Казань, 6–8 сентября
OILEXPO.RU

Международная специализированная выставка ПФО, предоставляющая возможность продвижения технологий и оборудования на нефтедобывающие и нефтеперерабатывающие предприятия РТ.

конференция **ГЕОМОДЕЛЬ 2017**
Геленджик, 11–14 сентября
EAGE.RU

Конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа ежегодно собирает 200–300 ведущих специалистов-практиков и учёных из России и СНГ.

семинар-конференция **ЭКСПЛУАТАЦИЯ — ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА, РЕМОНТ И БУРЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН. Севастополь, 11–15 сентября**
TOGC.INFO

Эксплуатация и добыча нефти и газа из горизонтальных скважин, ремонт и восстановление горизонтальных скважин, бурение горизонтальных скважин.

конференция **НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА**
Москва, 12 сентября
N-G-K.RU

Модернизация нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, взаимодействие с лицензиарами, практика импортозамещения.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ**
Ижевск, 12–15 сентября
NEFT.VCUDM.RU

В рамках проекта «Время бизнес-встреч» участники смогут провести личные презентации и переговоры с представителями крупных промышленных предприятий Удмуртии.

конференция **ЭКОМЕТРОЛОГИЯ 2017**
Иркутск, 13–14 сентября
AMHIM.RU/EVENTS/69

Этапы реализации ФЗ №219 в области метрологического обеспечения АИС контроля промышленных выбросов. При информационной поддержке Минпромторга РФ.

форум **KDR-2017 КАЗАХСТАНСКИЙ КРУГЛЫЙ СТОЛ ПО БУРЕНИЮ**
Астана, Казахстан, 14 сентября
WWW.KAZDR.KZ

Конференция, рассматривающая актуальные вопросы сектора бурения в Казахстане. Проходит под патронажем АО НК «КазМунайГаз».

конференция **МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ**
Ижевск, 14–15 сентября
KONFERENC-NEFT.RU

Обзор существующих методов и повышение эффективности извлечения нефтей на существующей и поздней стадии разработки месторождений. ОПЗ. ГТМ. ОРЭ.

конференция **НОВЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ГИС В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**
Сиань, Китай, 17–26 сентября
NOVTEKBUSINESS.COM

Тематика симпозиума охватывает новейшие достижения геофизической техники и технологий для решения актуальных задач нефтегазовой индустрии.

конференция **СТРОИТЕЛЬСТВО И РЕМОНТ СКВАЖИН**
Анапа, 18–23 сентября
OILGASCONFERENCE.RU

Ежегодный нефтегазовый форум. Площадка для обсуждения проблем в области строительства и ремонта скважин, обмена опытом, презентации новых технологий, оборудования, материалов.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ТЭК**
Тюмень, 19–22 сентября
EXPO72.RU

Цель — содействие развитию предприятий ТЭК, демонстрация современного оборудования и технологий для нефтегазовой промышленности, расширение научно-технического сотрудничества.

выставка **СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ**
Сургут, 27–29 сентября
YUGCONT.RU

Масштабное событие в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре.

выставка **ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ**
Санкт-Петербург, 3–6 октября
CORROSION.EXPOFORUM.RU

Уникальное для России конгрессно-выставочное мероприятие, отражающее потребности отрасли и определяющее направление ее развития.

ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ
Санкт-Петербург, 3–6 октября
GAS-FORUM.RU

Ведущая площадка для обсуждения актуальных вопросов развития мировой газовой отрасли.

выставка **РОС-ГАЗ-ЭКСПО**
Санкт-Петербург, 3–6 октября
FAREXPO.RU/GAS

Отраслевое мероприятие в России, посвященное достижениям в области строительства, эксплуатации и реконструкции газотранспортных систем и систем газопотребления.

25-я Казахстанская Международная выставка и конференция **«НЕФТЬ И ГАЗ»**
Алматы, Казахстан, 4–6 октября
KIOGE.RU

KIOGE заслуженно имеет статус крупнейшего и наиболее авторитетного нефтегазового мероприятия в Казахстане и Центрально-Азиатском регионе.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ**
Пермь, 10–13 октября
OILPERM.RU

Выставка оборудования и технологий, место встречи профессионалов отрасли со специалистами Лукойла, Уралкалия, Еврохима и других промышленных предприятий Пермского края.

конференция **SPE**
Москва, 16–18 октября
RCA.SPE.ORG

Главное мероприятие SPE в регионе для обмена технической информацией и опытом, налаживания деловых контактов и демонстрации новейших технологий и достижений компаний отрасли.

MIOGE Moscow

ufi Approved Event

25 лет содействуем развитию нефтегазовой индустрии

15-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЬ И ГАЗ

26–29 июня 2018

МОСКВА • МВЦ “КРОКУС ЭКСПО”

www.mioge.ru

НОВАЯ ПЛОЩАДКА – ТРАДИЦИОННЫЕ ДАТЫ

RPGC Moscow

14-й РОССИЙСКИЙ

НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

в рамках выставки

26–27 июня 2018

МОСКВА • МВЦ “КРОКУС ЭКСПО”

www.oilgascongress.ru

ITE

Организатор
Группа компаний ITE

Природный газ — базовый тренд энергостратегии ТЭК РФ

С 3 по 6 октября 2017 в Санкт-Петербурге (КВЦ «Экспофорум», павильон G) в рамках VII Петербургского Международного Газового Форума пройдёт XXI Международная специализированная выставка газовой промышленности и технических средств для газового хозяйства «РОС-ГАЗ-ЭКСПО 2017».

Особое внимание на предстоящем мероприятии планируется уделить внедрению энергоэффективных технологий в производственные процессы распределения природного газа. Акцент на этой теме развития отрасли обусловлен тем, что задача внедрения энергоэффективных технологий заложена в госпрограмму импортозамещения, генсхему развития нефтяной и газовой отрасли и частично отражена как базовый тренд в энергостратегии. Более того, в топливно-энергетическом комплексе Российской Федерации сосредоточена значительная часть потенциала повышения энергоэффективности, которая пока, к сожалению, используется не полностью.

Основные способы энергосбережения в распределении и использовании газа с точки зрения организаторов в повышении герметичности сетей газораспределения в результате применения новых видов оборудования, арматуры и уплотнительных материалов; совершенствовании приборной техники для технического диагностирования и контроля герметичности; совершенствовании методов учета расхода газа.

Среди экспонентов, наряду с постоянными участниками экспозиции, такими как ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника», ООО «ЦентрТехФорм», ООО «Газ-Тел», ООО «Реал», «Группа Полипластик», ООО ПКФ «Экс-Форма», компании, впервые представляющие оборудование и услуги на нашем мероприятии, в их числе: ООО «А9 Проджект», ООО «Ортега Групп», ООО «Техномер», ЗАО «НПП Электронные информационные системы» и др.

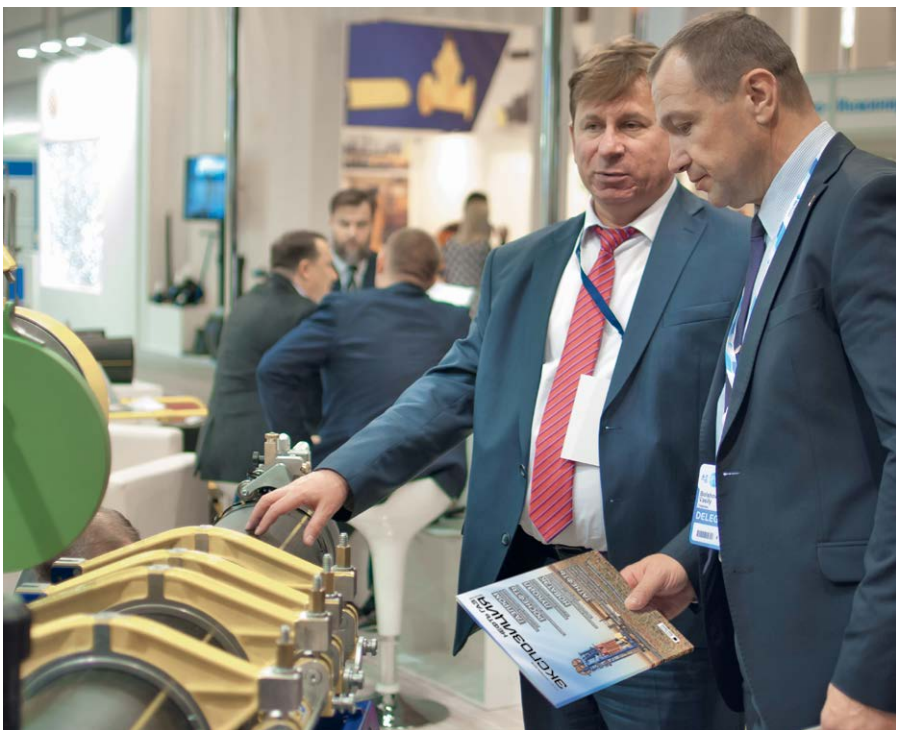
Сложившийся в последние годы тандем мощной деловой программы и ведущей отраслевой выставки открывает новые бизнес-возможности перед участниками, повышает качество деловых контактов, что, несомненно, способствует развитию и газовой промышленности, и смежных отраслей.

Ответы на актуальные вопросы замещения экспорта, поддержки промышленности России, модернизации технической и технологической базы компаний нефтегазового комплекса, внедрения энергоэффективных технологий, а также надежности и экологической безопасности объектов — призваны дать мероприятия VI Международного конгресса специалистов нефтегазовой индустрии, а также VII Международного конгресса «Энергосбережение и энергоэффективность — динамика развития».

По мимо этого, компании, разработавшие и внедрившие оборудование по актуальной для газовой промышленности теме энергосбережения, имеют возможность представить свои проекты на тематических конкурсах, объявленных в рамках выставки. В этом году заявлено 2 конкурсных направления: «Энергоэффективность. Лучшие решения и практики» и «Передовые решения для автоматизированных систем управления». Выделение блока «автоматизация» в отдельный конкурс обусловлено тем, что сейчас на первый план выходит информационная безопасность энергетического комплекса, а в автоматизированных системах управления и программном обеспечении пока ещё велика зависимость от иностранных разработок. Поэтому разработка программных продуктов отечественного производства сейчас очень актуальна. На наш взгляд, у российских компаний в этом плане есть большой потенциал для развития.

На официальной странице выставки в сети Интернет уже открыта регистрация специалистов для посещения «РОС- ГАЗ- ЭКСПО 2017». Приём заявок на участие в экспозиции и в деловой программе продлится до 1 сентября 2017 года. Приглашаем все заинтересованные компании рассмотреть возможность присутствия на мероприятии. Выставка «РОС-ГАЗ- ЭКСПО» — отличная возможность не только провести эффективную модернизацию своего производства, но и заявить о себе на региональном и федеральном уровнях.

Будем рады видеть Вас в числе участников и гостей нашего мероприятия.



Тел./факс: +7 (812) 777-04-07, 718-35-37
www.farexpo.ru/gas
st@farexpo.ru

КОЛЛЕКТИВНЫЙ СТЕНД РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ НА МИРОВОМ НЕФТЯНОМ КОНГРЕССЕ

УСПЕЙТЕ ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ В ГЛАВНОМ МЕРОПРИЯТИИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ПРЕИМУЩЕСТВА УЧАСТИЯ

ВЫГОДНОЕ РАСПОЛОЖЕНИЕ

Расположение на центральной аллее, обеспечит дополнительное внимание представителей мировых СМИ, официальных лиц и делегатов

ПОСЕЩЕНИЕ СТЕНДА ОФИЦИАЛЬНОЙ ДЕЛЕГАЦИЕЙ

Коллективный стенд будет включен в официальный обход с представителями уровня Министров и заместителей Министров

9-13 ИЮЛЯ 2017 | СТАМБУЛ

www.wpc2017.ru

Электрификация
выставочный павильон

8 (499) 760-34-74

Одной из крупнейшей компании нефтегазодобывающей отрасли страны ОАО «Сургутнефтегаз» исполняется 40 лет.

* ЮГОРСКИЕ КОНТРАКТЫ *

окружной выставочный центр

Организатор:
- **АО «ОВЦ «Югорские контракты»**

при поддержке:
- **Администрации г. Сургута**
- **ОАО «Сургутнефтегаз»**

XXII МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

СУРГУТ.НЕФТЬ и ГАЗ

27-29 сентября 2017г.

Тел./факс: (3462) 52-00-40, 32-34-51

e-mail: expo@wsmail.ru, www.yugcont.ru

N-G-K.ru
МОСКОВСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

Встречи нефтяников и газовиков с поставщиками и подрядчиками

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental

23 мая 2017 | 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

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших строительных подрядчиков по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтегазостроительных компаний
- Настенные нефтегазовые карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового строительства

12 сентября 2017 | 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

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших производителей оборудования для модернизации нефтегазоперерабатывающих предприятий по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База подрядчиков для модернизации НПЗ
- Настенные нефтегазовые карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазоперерабатывающих предприятий

17 октября 2017 | 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

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших нефтесервисных компаний по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтесервисных компаний
- Настенные нефтегазовые карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового сервиса

7 декабря 2017 | НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ

Подряды на нефтегазовом шельфе

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

OIL-GAS.RU
- Выявление предприятий, способных работать для шельфа по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База оборудования для нефтегазового шельфа
- Настенные нефтегазовые карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового шельфа

15 марта 2018 | 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

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших производителей нефтегазового оборудования по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтегазового комплекса
- Настенные нефтегазовые карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем поставок нефтегазового оборудования

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

Download on the App Store | GET IT ON Google play

ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ISO - 9001

КАЗАНСКАЯ ЯРМАРКА

ТНФ

ТАТАРСТАНСКИЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

Деловая программа выставки - активная площадка, содействующая развитию науки и бизнеса

24-я международная специализированная выставка

НЕФТЬ ГАЗ НЕФТЕХИМИЯ

ufi Member

При поддержке:
Правительства Республики Татарстан и Президента Республики Татарстан

6–8 СЕНТЯБРЯ
Казань, 2017

www.oilexpo.ru

16+

Проектирование и строительство объектов для нефтяной, нефтехимической и газовой промышленности

Добыча нефти и газа

Нефтехимия и нефтепереработка: современная продукция, технологии, оборудование и материалы. Сбор, транспортировка и хранение нефти, нефтепродуктов и газа

420059, г. Казань, Оренбургский тракт, 8
ОАО «Казанская ярмарка»
тел./факс: +7 (843) 570-51-14, 570-51-11
e-mail: expokazan02@mail.ru,
d2@expokazan.ru, d3@expokazan.ru
www.expokazan.ru

открытое акционерное общество

«КРОПОТКИНСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД»

оборудование для строительства и ремонта газонефтепроводов

Трубогибочные станки и дорны для холодной гибки всех видов труб. Лебедки тяговые и скреперные, полиспасты и оголовки для строительства подводных переходов. Лебедки скреперные шахтные (подземные). Комплекс машин для строительства и переизоляции трубопроводов. Центраторы внутренние и наружные, станки подготовки кромок (фасок) труб, трубосварочные базы, станки очистки-намотки сварочной проволоки. Трубоукладчики, болотоходы, грузоподъемные средства (траверсы, полотенца мягкие и тросовые, троллейные подвески). Установки горизонтального бурения УГБ-17 (буровые головки и шнеки), другое специальное оборудование.

Сертификаты на продукцию, разрешения на применение, декларации соответствия доступны на сайте http://www.kremz.ru/sertif.html

WWW.KREMZ.RU ТЕЛ.: +7 (86138) 72367, 77102, 61758 E-MAIL: KREMZ@MAIL.KUBAN.RU

АЛЬМЕТЬЕВСК

Правительство Республики Татарстан

Администрация Альметьевского района и города Альметьевск

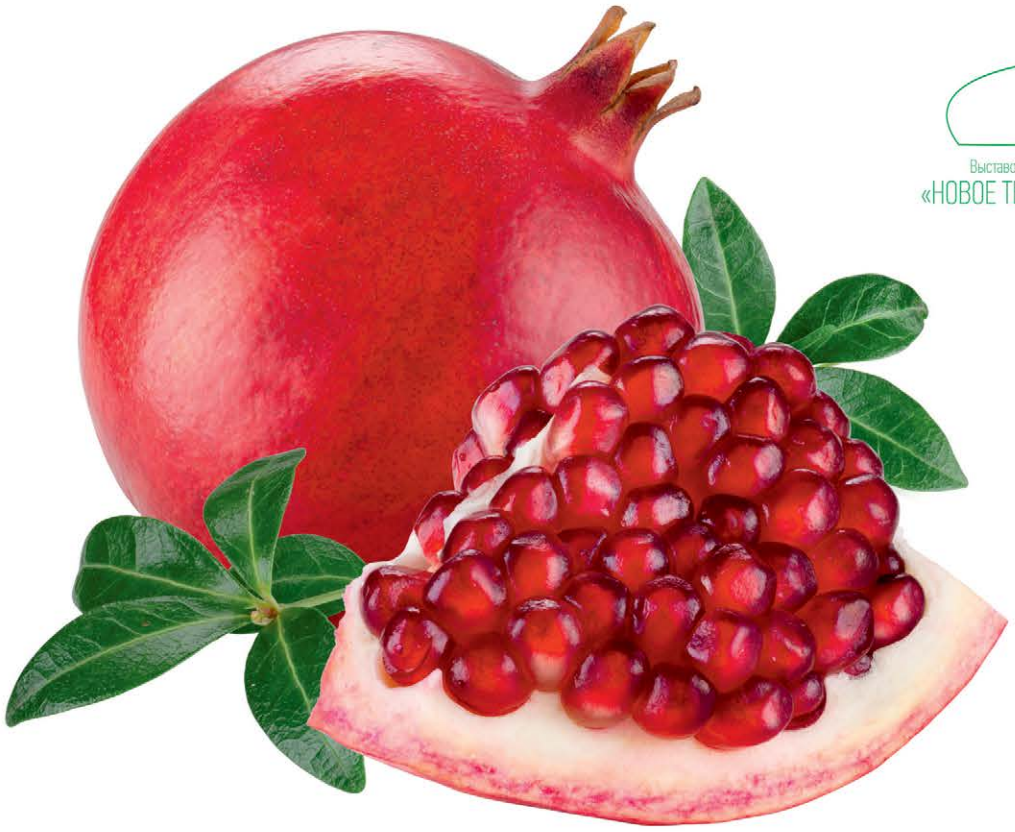
NT-EXPO.RU

TATNEFT

18–20 ОКТЯБРЯ

16-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАКА

НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО. ХИМИЯ. ЭКОЛОГИЯ. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ



Выставочная Компания «НОВОЕ ТЫСЯЧЕЛЕТИЕ»

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

Генеральный информационный партнёр