№1 (54) ФЕВРАЛЬ 2017

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

ISSN 2076-6785

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

ТАТНЕФТЬ:
отечественный НПЗ с нуля

ГАЗПРОМ:
приоритеты и стратегия компании

СИБУР:
требования к производителям

ВНИИ НП:
анализ ситуации по присадкам к топливам и маслам

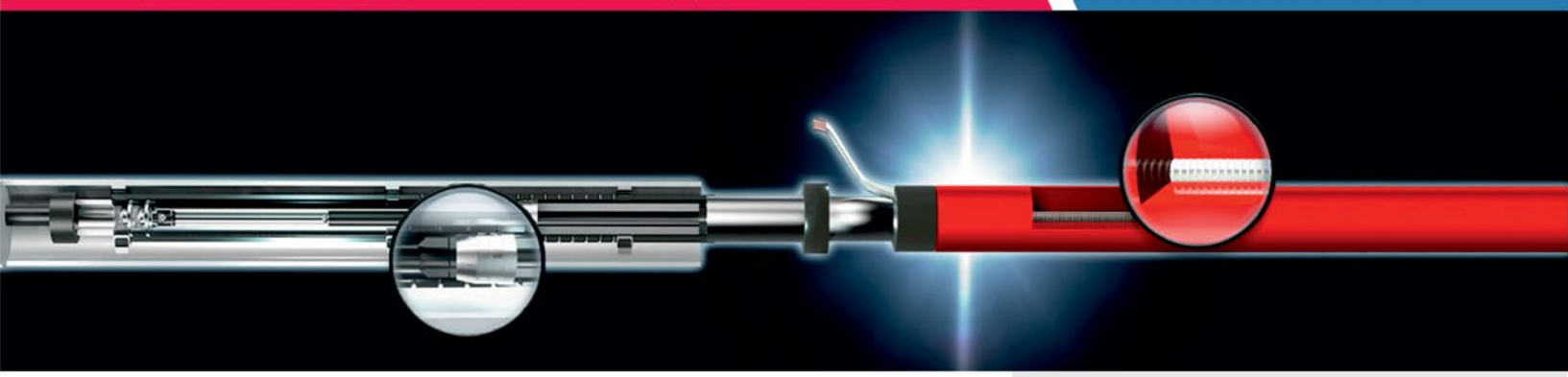
ПОЛИТЕХНИКА:
хранение наливных грузов

ТЕХНОЛОГИИ
Причины отказа насосов на химпроизводствах
Гидропрослушивание без останова скважины
Использование ПНГ в качестве абсорбента
Геомониторинг Уренгойского НГКМ
Предупреждение солевыпадения на Ванкорском месторождении
Оптимизация разработки газовых месторождений

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



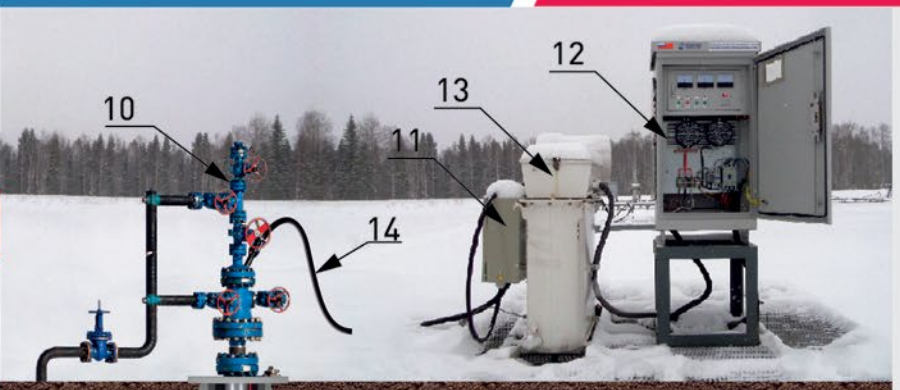
УСТАНОВКА НАСОСНАЯ
С ЛИНЕЙНЫМ ПРИВОДОМ

В феврале 2017 года на производственных площадях ООО «Центр ИТ» в г. Перми начал работу Цех экспериментального производства. Теперь в Перми производят нефтепромысловое оборудование нового поколения – плунжерные установки для добычи нефти с приводом от линейного двигателя. Особенностью данного оборудования является то, что поступательно-возвратное движение плунжера насоса вместо традиционных станков-качалок обеспечивает линейный двигатель. До этого времени работоспособное оборудование призводилось только в КНР.

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ:

- Скважины нефтяного добывающего фонда с проектным дебитом от 4 до 30 м /сут.;
- Скважины с глубиной спуска насоса от 1500 до 2500 м;
- Скважины со сложной конструкцией эксплуатационной колонны;
- Скважины, реагирующие на сезонную закачку, где периодически требуется корректировка дебита;
- Скважины периодического фонда;
- Скважины, находящиеся на кустовых площадках с ограниченной электрической мощностью;
- Одиночные скважины, а также скважины, которые по технологическим причинам переводятся с ЭЦН, ШВН.

Впервые данное оборудование было внедрено на объектах неб́фтедобычи ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» осенью 2015 года. С апреля 2016 года оборудование успешно проходит опытно-промышленные испытания в ОАО «РН-Няганьнефтегаз». Наработка составляет более 300 суток. Несмотря на суровые условия испытаний – а мороз в ХМАО этой зимой достигал - 52°С, не зафиксированно ни одного случая выхода из строя как подземного, так и наземного оборудования, а скважины, оборудованные новыми установками, переведены из периодического режима эксплуатации в постоянный. Производство такого оборудования на территории России позволит снизить его стоимость по сравнению с зарубежным аналогом и обеспечить оперативное сервисное обслуживание.



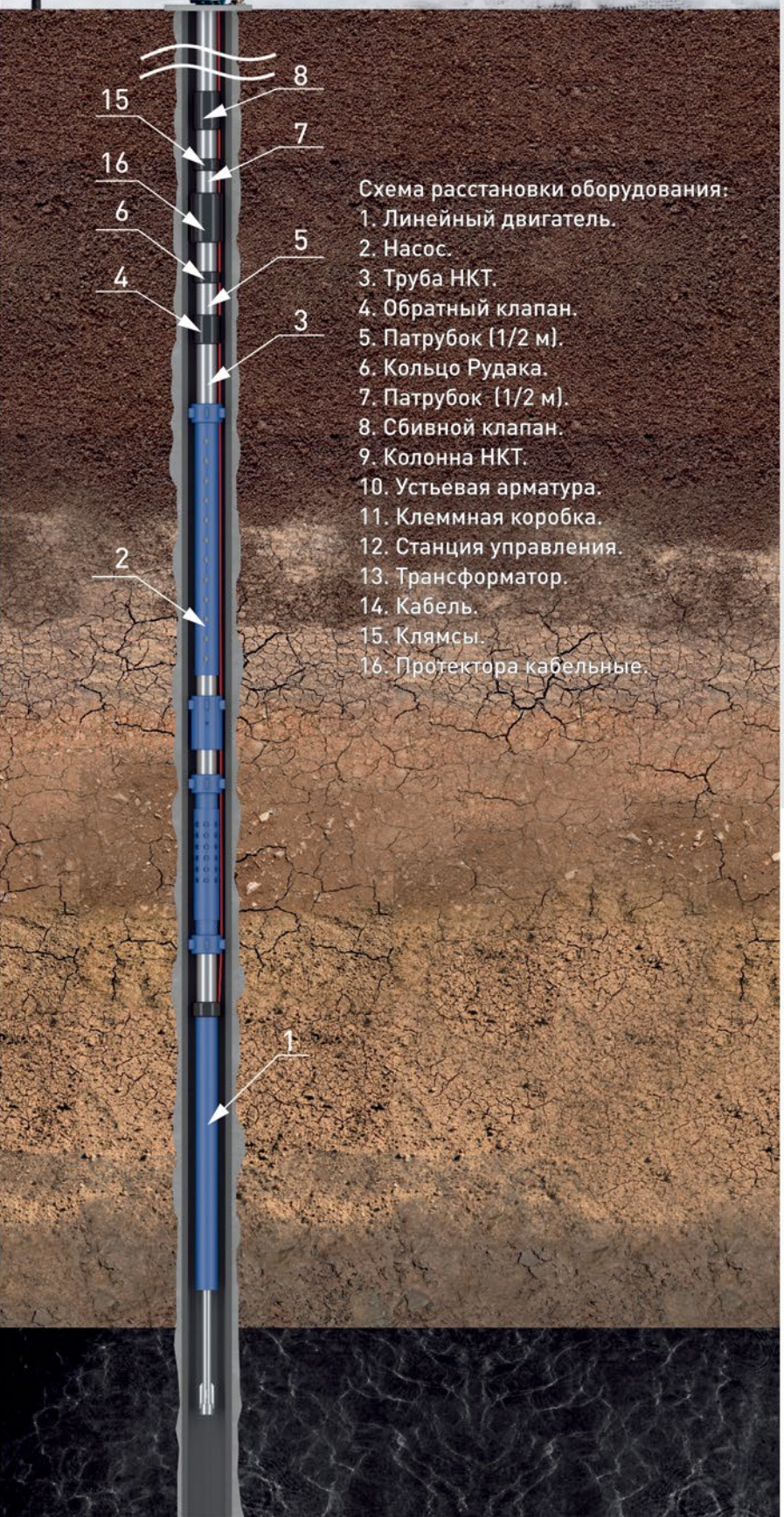


Схема расстановки оборудования:
1. Линейный двигатель.
2. Насос.
3. Труба НКТ.
4. Обратный клапан.
5. Патрубок (1/2 м).
6. Кольцо Рудака.
7. Патрубок (1/2 м).
8. Сбивной клапан.
9. Колонна НКТ.
10. Устьевая арматура.
11. Клеммная коробка.
12. Станция управления.
13. Трансформатор.
14. Кабель.
15. Клямсы.
16. Протектора кабельные.

ПРЕИМУЩЕСТВА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ С ЛИНЕЙНЫМ ДВИГАТЕЛЕМ:

- Сокращение затрат на обустройство скважин, связанных с возведением фундаментов и устьевых площадок.
- Полный отказ от сервисного обслуживания, связанного с монтажом и уравновешиванием станка-качалки, сменой ремней, ремонта кривошипно-шатунного механизма и других работ, связанных с эксплуатацией станка-качалки.
- Полное исключение отказов, связанных с обрывом и отворотом штанг.
- Оперативное (одним нажатием кнопки или дистанционно с рабочего места) изменение параметров работы насоса – скорости движения и количества перемещений плунжера вверх-вниз без привлечения сервисных организации и без остановки оборудования.
- Высокий КПД насоса за счет периодической эксплуатации, малой длительности закачки и высокой степени заполнения полости насоса, отсутствия потерь хода.
- Обеспечение энергосбережения за счет малой продолжительности подачи электропитания во время периодической работы двигателя (питание подается 12 с/мин. или менее 5 ч/сут.).
- Обеспечение экологической чистоты нефтедобычи за счет отсутствия набивных сальников, через которые возможен выброс нефти.
- Особенности конструкции насоса исключают образование газовых пробок.
- Наличие песочного фильтра-отделителя.
- Внутренние поверхности двигателя и насоса выполнены из никелевого сплава с добавлением бора, азота и углерода, что обеспечивает высокую коррозионную защиту.
- Увеличение наработки на отказ за счет значительного сокращения узлов отказа и простоты конструкции насосной установки.

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ»
(ООО «Центр ИТ»)

614016, Пермь, ул. Краснофлотская, д. 28
+7 (342) 206-31-95
+7-912-88-98-331 — Директор
Вдовин Эдуард Юрьевич
+7-919-44-62-651 — Главный инженер
Локшин Лев Иосифович

center.perm@mail.ru
www.entechcenter.ru

ISO 9001:2008
ISO 14001
OHSAS 18001

СОДЕРЖАНИЕ

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

10 М. Луговая. Импортозамещение в ПАО «Газпром» — принятые меры, приоритеты, стратегии

12 Политехника: производство в контексте импортозамещения

14 Л.А. Филиппова. «ТАНЕКО» — концептуальный подход к импортозамещению

16 Методологическая помощь импортозамещению

17 А.М. Данилов, К.А. Овчинников, Р.В. Бартко. Задачи и практические результаты импортозамещения в области присадок к топливам и смазочным маслам

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геология

20 М.П. Камелин, В.Ю. Жабин. Особенности инженерно-геокриологических условий Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения

Геофизика

23 М.Б. Шнеерсон. Распределенные акустические сейсмические системы при работах ВСП

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Добыча

26 Д.А. Метт, А.Р. Аубакиров. Изучение движения сигнала от возмущающей скважины к наблюдательной

30 И.В. Валекжанин, А.И. Волошин, В.В. Рагулин, К.К. Резвова. Оценка рисков солевыпадения в скважинах Ванкорского месторождения и выбор оптимальной технологии предупреждения

35 А.Н. Бляблясс, М.А. Корепанов. Технология компрессорно-абсорбционной очистки как способ повышения эффективности использования ПНГ

38 Ю.Г. Ярышев, В.В. Ямщиков, Г.М.Ярышев, З.А. Решетова. N-мерное гидродинамическое моделирование и его возможности в решении проблем нефтегазодобывающей отрасли России

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 1 (54) февраль 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 02-17/03-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 14.02.2017
ТИРАЖ: 10 000 экз.
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557
СВИДЕТЕЛЬСТВО:
ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года

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

Оборудование

40 С.Ю. Гераськин. Здравый смысл и знание физики – залог успешной работы оборудования

ТРАНСПОРТИРОВКА

Трубопровод

42 К.Д. Басиев, А.Д. Алборов, Т.М. Дзуцев, М.В. Етдзаев. Длительная прочность стали и сварных соединений трубопроводов под воздействием водорода и напряженного состояния

46 **Компрессоры**

48 ОАО «Бежецкий завод «АСО» Шагаем в ногу со временем

ПЕРЕРАБОТКА И РЕАЛИЗАЦИЯ

Переработка

49 В фокусе: отечественные технологии для нефтехимии и газопереработки

50 Е.А. Зеленская, Т.В. Зеленская. Соли оксазалония – перспективные модифицирующие добавки цеолитных катализаторов нефтепереработки

КИПиА

Диагностика

53 И.Р. Байков, Р.А. Шайбаков, М.В. Елисеев, С.В. Китаев, М.Г. Петров, Н.Р. Рязапов. Анализ причин отказов насосного оборудования по эмпирическим данным

Автоматизация

56 А.Н. Соломатин, В.Р. Хачатуров, А.К. Скиба. Моделирование и оптимизация разработки группы газовых месторождений

Измерительные приборы

60 А. Сотцев Общий обзор существующих принципов построения влагомеров

62 В.Н. Бойков, О.Б. Выскубенко, В.М. Карюк, И.В. Морозов. Российский лазерный гигрометр

ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Экология

65 В.М. Мухин. Пути решения экологических проблем в нефтяном комплексе

Промышленная безопасность

69 Сигнализатор погасания пламени СПП1.01-04 «Фламинго»

Мероприятия

72 Текущие и перспективные проекты Ямала и прилегающих областей

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

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

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:
Исаева А.А. / isaeva@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

С ДНЕМ ЗАЩИТНИКА ОТЕЧЕСТВА!

www.tmk-group.ru

OIL&GAS EXPOSITION

ISSUE:
1 (54) february 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

DESIGNER:
Elmar Ganiev / elmar@runeft.ru
Dmitriy Markin / dima@expoz.ru
Stanislav Tsverkunov / stas@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:
14.02.2017

CIRCULATION:
10 000 copies

IMPORT SUBSTITUTION

Alexander M. Danilov, Kirill A. Ovchinnikov, Ruslan V. Bartko. Problems and practical results of import substitution in the field of additives to fuels and lubricant oils 17

EXPLORATION AND DEVELOPMENT

Geology 20

Mikhail P. Kamelin, Vladisalv Yu. Zhabin. Characteristics of engineering-geocryological conditions of the Urengoy oil, gas and condensate field 20

Geophysics 23

Mikhail B. Shneerson. Distributed acoustic seismic systems in VSP acquisitions 23

PRODUCTION

Oil production 26

Dmitry A. Mett, Artur R. Aubakirov. The study of signal changes dynamics from disturbing well to observation well 26

Il'ya V. Valekzhanin, Alexander I. Voloshin, Victor.V. Ragulin, Kristina K. Rezvova Risk assessment of salt precipitation in Vankor field wells and selection of the optimal prevention technology 30

Alexander N. Blyablyas, Mikhail A. Korepanov. Technology compressor absorption cleaning as a way of increasing the efficiency of use of associated petroleum gas 35

TRANSPORT

Pipeline 42

Kazbek D. Basiev, Alan D. Alborov, Tamerlan M. Dzutsev, Marat V. Etdzaev Long-term strength of steel and welded joints of pipelines under the influence of hydrogen and stress state 42

REFINING AND DELIVERY

Oil refining 49

Elena K. Zelenskayaya, Tatyana V. Zelenskayaya The salt oxazalones as prospective additive for zeolite catalysts in oil refining 50

INSTRUMENTATION AND CONTROL

Diagnostics 53

Igor R. Baikov, Rustem A. Shaibakov, Maxim V. Eliseev, Sergey V. Kitaev, Maxim G. Petrov, Nail R. Ryazapov. Analysis of the causes of failure of pumping equipment based empirical data 53

Automation 56

Alexander N. Solomatin, Vladimir R. Khachaturov, Alexander K. Skiba Modeling and optimization of development of gas fields group 56

INDUSTRIAL SAFETY

Ecology 65

Viktor M. Mukhin. Ways of solution the environmental problems in the oil sector 65

Activities 70

Оборудование и решения ГЕА

для нефтегазовой промышленности

- Центробежное оборудование для подготовки сырой нефти и очистки промысловой воды, переработки нефтешламов;
- Оборудование для охлаждения и компримирования 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*.
Тел.: (495) 787-20-20, факс: (495) 787-20-12, sales.russia@gea.com

GEA engineering for a better world

gea.com

Импортозамещение в ПАО «Газпром» — принятые меры, приоритеты, стратегии

*Разработка российских аналогов для подводной добычи — особенно актуальная задача для отечественных производителей**

М. Луговая
обозреватель

Импортозамещение стало одним из основных векторов развития российской промышленности с 2014 года, когда были введены санкции на ряд иностранных товаров. Компания ПАО «Газпром», на долю которой приходится 66% добычи газа в России, взяла курс на импортозамещение еще в 2003 году. До 2011 года процент зарубежных поставок оборудования для компании составлял 10–18%, а теперь он снизился до 5–6%. Для сравнения, в целом российская нефтегазовая отрасль зависит от иностранных поставок почти на 70%.

Принятые меры

С 2012 года существует ассоциация производителей оборудования «Новые технологии газовой отрасли», объединяющая более 100 предприятий, конструкторских бюро, инжиниринговых компаний, научных и проектных организаций, которые производят материально-технические ресурсы для ПАО «Газпром». Президентом и председателем правления ассоциации является А.Б. Миллер. Ассоциация — открытая площадка для диалога, обмена идеями и совместного решения задач. Существуют следующие экспертные секции: «Газоперекачивающие агрегаты», «Газораспределительное оборудование», «Запорно-регулирующая арматура», «Нефтехимическое оборудование», «Оборудование газопромысловое и буровое», «Газомоторное топливо», «Малая энергетика», «Перспективные материалы и технологии» и «Экономическая эффективность». По каждому направлению эксперты совместно с представителями ПАО «Газпром» разрабатывают программы технической политики, которые включают в себя и вопросы импортозамещения. Главными целями ассоциации являются сплочение профессионального сообщества и мобилизация производственного и научного потенциала отечественных предприятий [1].

В 2015 году в ПАО «Газпром» был создан департамент импортозамещения, который отвечает за поиск и внедрение новых технологий, оборудования, материалов для ускорения процесса замены импортной продукции отечественными аналогами. Его возглавил П.В. Крылов, кандидат технических наук, выпускник Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина, работающий в компании с 2004 года. Также П.В. Крылов является одним из членов правления ассоциации производителей оборудования «Новые технологии газовой отрасли».

Приоритетные направления

В результате анализа потребностей производственных объектов Группы Газпром были обозначены 20 приоритетных направлений для разработки в области создания замещающих аналогов. В их числе оборудование для проведения морских сейсморазведочных работ, сопровождение наклонно-направленного и горизонтального бурения, высокотехнологичное заканчивание скважин, насосы и компрессоры для нефтепереработки, катализаторы для нефтепереработки и нефтехимии. Также сюда входит программное обеспечение для управления оборудованием.

По количеству импортного оборудования, используемого в процессе добычи и транспортировки, лидируют шельфовые проекты и производство СПГ — они требуют около 80% иностранного оборудования. Для трудноизвлекаемых углеводородов эта цифра составляет 50%.

Кризис подтолкнул промышленность к ускорению процесса импортозамещения. Большие возможности открылись для предприятий, которые обладают научно-техническим потенциалом, но не могут реализовать его из-за отсутствия рынка сбыта или нехватки финансирования. Известно, что ПАО «Газпром» поддерживает даже те проекты, которые требуют разработки в течение более чем пяти лет, и гарантирует будущий спрос на продукцию, что способствует привлечению инвесторов и получению государственной поддержки. Также при наличии опытных партий продукции есть возможность провести испытания, получить доступ к технической экспертизе. В поддержку российским производителям, благодаря департаменту импортозамещения, уже привлечено более 1 миллиарда рублей.

На сайте компании ПАО «Газпром» представлен Перечень оборудования, изделий и материалов, которые нужно заменить российскими аналогами, и анкеты для компаний, которые хотят предложить свою продукцию. Во многих областях производственной деятельности существуют так называемые критичные позиции по импорту, воспроизводство которых в отечественных условиях считается пока неосуществимым и требует серьезной работы [2].

В случае необходимости применения продукции и технологий, которые не поставляются из стран, поддерживающих санкционный режим в отношении Российской Федерации, в ПАО «Газпром» идёт активный поиск альтернативных поставщиков в третьих странах, а также рассматривается возможность локализации оборудования с привлечением иностранных партнёров с перспективой сотрудничества на долгосрочной основе.

Какой должна быть компания, чтобы принять участие в программе?

Возможность сотрудничества с ПАО «Газпром» определяется с помощью индекса готовности предприятия к выпуску импортозамещающей продукции — средневзвешенного значения оценок экспертов по многим параметрам. Главными являются такие критерии как наличие производственной базы

и научно-технического задела. Продукция и технологии должны быть свободны от любых прав третьих лиц. Локализация на территории России является одним из веских критериев отбора, важна и способность компании обойтись без санкционных сырья, комплектующих и оборудования. Наличие опытных образцов продукции тоже приветствуется.

Управление импортозамещающими аналогами продукции, работ и услуг осуществляется на основе Системы стандартизации ПАО «Газпром» в рамках реализации Единой технической политики компании. В качестве нормативного документа предусмотрен стандарт вида «Общие технические условия» (ОТУ). Также в компании действует Система добровольной сертификации ИНТЕРГАЗСЕРТ, которая служит эффективным инструментом взаимодействия компании с предприятиями-поставщиками оборудования. Применение стандартов позволяет консолидировать спрос компании на отечественную продукцию, увеличить количество возможных ее поставщиков и обеспечить внедрение новых технических решений в серийное производство [2].

С целью привлечения новых партнеров компания Газпром совместно с организаторами выставочных мероприятий на собственной базе проводит встречи с представителями производителей отечественных технологий и оборудования. ПАО «Газпром» постоянно участвует в мероприятиях разного уровня, что позволяет быть в тесном контакте с потенциальными производителями, находить деловых партнёров, заключать взаимовыгодные контракты. Положительный пример — сокращается список оборудования в Перечне, приведённом на сайте компании.

Результаты политики импортозамещения

Магистральные и технологические трубопроводы — наиболее успешное направление в области замещающих аналогов. ПАО «Газпром» сотрудничает с АО «Объединенная металлургическая компания», ПАО «Трубная металлургическая компания» и ОАО «Челябинский трубопрокатный завод». Сегодня 99,5 % труб, закупаемых компанией, произведены в России [3].

Завод «Группы ГМС» в октябре 2016 года подписал долгосрочный договор с ПАО «Газпром» на поставку и обслуживание модульных компрессорных установок для отбора низконапорного газа, соответствующих самым высоким международным стандартам.

Также в помощь отечественным производителям реализуются планы мероприятий, которые обеспечивают повышение эффективности и прозрачности процедур доступа к закупкам для ПАО «Газпром» промышленной и научно-технической продукции и услуг организаций конкретного субъекта Российской Федерации. Планы мероприятий формируются в виде «Дорожных карт» и согласовываются с органами исполнительной власти такого субъекта. Они включают в себя сроки исполнения мероприятий, конечные результаты, инструменты реализации и ответственных исполнителей. Реализация мероприятий «Дорожных карт» обеспечивает рост научно-технического и промышленного потенциала и объемов производства высокотехнологичной продукции в регионе.

Компания Газпром активно занимается не только разработкой технологий и устройств, но и готовит кадры для работы с новым оборудованием в разных регионах страны. Так, например, совместно с Санкт-Петербургским политехническим университетом Петра Великого реализуется образовательная программа: в 2015 году был подписан договор о создании кафедры «Газотурбинные агрегаты для газовых перекачивающих станций».

Перспективы и планы

За последний год ПАО «Газпром» в реализации стратегии импортозамещения достигло впечатляющих результатов. Перечень иностранного оборудования для производственных нужд, ранее состоящий из 486 позиций, к осени 2016 года сократился до 252 пунктов. Таким образом, импорт компании сократился на 48%.

В 2016 году в Санкт-Петербурге была создана компания для обеспечения технологической независимости ПАО «Газпром» при освоении шельфовых месторождений. Благодаря ее деятельности выявлены элементы систем подводной добычи, которые могут быть освоены к производству отечественными предприятиями в ближайшее время.

Для развития проектов производства СПГ планируется проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, включающих исследование процессов теплообмена с кипением-конденсацией смешанного хладагента на пучках труб, а также разработку конструкций распределителей потока смешанного хладагента в межтрубном пространстве витых теплообменников. Также в планах создание опытно-промышленного образца установки сжижения газа производительностью 10 тонн в час.

Политика импортозамещения, реализуемая ПАО «Газпром», решает не только задачи компании, но и способствует развитию промышленности России. Для поддержки предприятий, которые будут производить импортозамещающую продукцию, существуют льготные кредиты и возможности субсидирования государством части затрат на проведение исследований, создание и реализацию пилотных партий продукции. Государственная поддержка способствует ускорению процесса импортозамещения в газовой отрасли, и деятельность ПАО «Газпром» уже демонстрирует результаты [2].

Список литературы

1. Ассоциация производителей оборудования «Новые технологии газовой отрасли». Режим доступа: http://newgaztech.ru/
2. Крылов В.П. Промежуточные итоги и перспективы реализации стратегии импортозамещения продукции и технологий на объектах ПАО «Газпром» // Газовая промышленность. 2017. №1. С. 86–92.
3. Национальная Ассоциация нефтегазового сервиса. Режим доступа: http://nangs.org/

*Сегодня 99,5% труб, принадлежащих компании Газпром, произведены в России**

* Источник фотографий — официальный сайт ПАО «Газпром»

«Политехника»: производство в контексте импортозамещения

Сегодня в промышленном секторе России происходят большие перемены: после введения санкций отечественные производители технологий и оборудования мобилизовали свои мощности для выпуска замещающих аналогов. И если для части компаний такой режим работы является новым, то для ООО НПФ «Политехника» выпуск качественных эластичных резервуаров для хранения наливных грузов мирового уровня — строгий стандарт, которому следуют уже третий десяток лет. О том, какой стратегии в программе импортозамещения придерживается «Политехника», расскажет ее коммерческий директор Игорь Александрович Александров.

Игорь Александрович, последние три года в России крайне актуальной темой для отрасли нефти и газа остается импортозамещение, так как доля импорта здесь достигает 70%. Какие решения предлагаются компанией «Политехника» и была ли пересмотрена линейка выпускаемой продукции после введения санкций?

По программе импортозамещения мы разрабатываем и производим широкий ассортимент изделий, в том числе и для нефтегазовой промышленности. Во-первых, это полевые склады горючего (ПСГ) различной вместимости и насосно-раздаточные модули (НРМ). Во-вторых, эластичные резервуары для ГСМ, газгольдеры для ШФЛУ, мягкие эластичные резервуары со сменным вкладышем для временного хранения нефти и нефтепродуктов, гибридные резервуары для нефти, нефтепродуктов и других технических жидкостей, включая трансформаторное масло. Противофильтрационные пологи предназначены для защиты шламовых амбаров и ПСГ от разливов нефти и нефтепродуктов. Также мы предлагаем рукавные трубопроводы, резервуары ЛАРН, емкости для воды, противопожарные мобильные комплексы, наливные дамбы, судоподъемные понтоны, емкости для тестирования грузоподъемной техники, ранцевые канистры и мягкие топливные баки.

«Политехника» принимает участие в больших проектах ПАО «Газпром нефть», ОАО «НК «Роснефть», Министерства обороны РФ, МЧС, других учреждений и ведомств, которые реализуются в самых разных частях нашей страны. География работ впечатляет, особенно интересно узнать о применении ПСГ в Арктике, на Крайнем Севере и в Сибири. Пожалуйста, расскажите подробнее о «Силе Сибири» и других актуальных проектах?

На сегодняшний день в России ни одно новое строительство на Крайнем Севере и в Сибири не обходится без полевых складов горючего. ПСГ на базе полимерных эластичных резервуаров производства «Политехники» помогают экономить средства на доставку, монтаж и обслуживание резервуарных парков по сравнению с классическими стальными и бетонными емкостями. Так, на развертывание нашего склада требуется несколько дней, в то время как традиционный склад монтируется в течение нескольких месяцев.

Наши полимерные эластичные резервуары уже неоднократно доказывали свою надежность. Так, в продолжение нашего сотрудничества с ООО «РН-Ванкор» в 2016 году были реализован 3 мобильных комплекса общей вместимостью 6 000 м^3 на Тагульском месторождении (рис. 1)

В августе 2016 года в рамках развития проекта строительства магистрального газопровода «Сила Сибири» (Восточный маршрут) и Чаяндинского НГКМ наша компания отгрузила очередные ПСГ на базе полимерных эластичных резервуаров для заказчиков ООО «СтройГазКонсалтинг» и ЗАО «Стройтрансгаз». Склады поставлены в Олёкминск, Алдан и Амурскую область. Общая вместимость более 4000 м^3. (Монтаж одного из складов представлен на рис. 2).

Для эксплуатации Чаяндинского месторождения отгружено 1500 м^3 полимерных эластичных резервуаров в составе складов. Заказчиком выступило ЗАО «Стройтрансгаз».

Кроме того, «Политехника» принимает участие в других значимых проектах и наши ПСГ поставлены для нужд МинОбороны РФ, Рособоронэкспорта, горнодобывающих предприятий Магаданская обл., Чукотского АО, Камчатского края, Якутии. Всего в 2016 году мы изготовили более 100 000 м^3 эластичных резервуаров.

Говоря об Арктике и Сибири, почему здесь более целесообразно применение полимерных ПЭР, а не стальных конструкций?

Частично я уже ответил на этот вопрос — мобильность и экономия время. Но еще одним важным доводом в пользу складов на базе полимерных эластичных резервуаров подушечного типа является экологический фактор. Передвижные эластичные резервуары пришли на смену громоздким стальным РВС и РГС, которые остаются на прежнем месте, ржавеют и текут, загрязняя природу Арктики. Для наших ПСГ не требуется проведение сложных подготовительных работ перед развертыванием — достаточно земляного каре обвалования или естественного углубления. Для защиты почвы от возможных протечек под резервуары укладывается непроницаемый ластичный полог. Пустые резервуары легко складываются и перевозятся на новое место. Проводить дорогостоящую

Рис. 1 — ПСГ-2500, Тагульское месторождение, ООО РН-Ванкор

рекультивацию почвы после ПСГ не требуется — эластичные склады надежны и даже в случае протечки топливо остается в защитном пологе, а не просачивается в землю.

Игорь Александрович, из чего сделана продукция НПФ «Политехника»? Какова конструкция эластичных резервуаров, и какие из них наиболее востребованы у заказчиков?

Все наши эластичные композиты произведены из различных современных полимеров. На сегодняшний день есть объективная потребность в оперативной организации хранения более агрессивных жидкостей (сырой нефти, кислот, щелочей и растворителей). Обычно для этого используются фторопласт и полиэтилен. Они обладают исключительной химической устойчивостью к агрессивным средам. Однако их высокая инертность обуславливает также и низкую адгезию этих полимеров, что не позволяет производить прочные синтетические ткани с покрытием из фторопласта или полиэтилена. Для решения данной задачи специалистами 25ГосНИИ МО РФ и ООО НПФ «Политехника» были разработаны двухоболочечные эластичные резервуары.

В данной конструкции внешняя оболочка резервуара производится из высокопрочного нейлона с ТПУ или ПВХ покрытием, или без него, а внутренняя герметичная оболочка изготавливается из ПВДФ (фторопласт) или композитной семислойной полиэтиленовой пленки, два из которых — барьерный полиамид, радикально снижающий диффузию через оболочку, как продукта хранения, так влаги и воздуха извне. Пленка аналогична пищевой вакуумной упаковке, но толщина барьерного слоя в 12 раз больше и равна 60 мкм.

ПВДФ-вкладыши исключительно стойки к концентрированным соляной и серной кислотам (обогащение руд драгоценных металлов), а также к метанолу (ингибитор гидратообразования при добыче нефти и газа). Высокие барьерные свойства композитов позволяют производить не только эластичные резервуары, но также газгольдеры для паров углеводородов, природного газа, гелия и даже для водорода.

Вы упомянули о сотрудничестве с учеными из 25ГосНИИ МО РФ, ведутся ли еще какие-то совместные проекты со специалистами из других институтов и учреждений?

Конечно, мы продолжаем работу над улучшением свойств материалов и конструкции эластичных резервуаров. Для этого сотрудничаем со многими отраслевыми НИИ и научными объединениями, а также конструкторскими организациями. Среди партнеров: Академия гражданской защиты МЧС России, ВНИИ пожарной защиты, ВНИИ эластичных материалов, ВНИИ гражданской авиации, ВНИИГАЗ.

Как строится производственный процесс компании? Изменился ли он после введения санкций?

Наша производственно-техническая база расположена в поселке Редкино Тверской области, в 110 км к северу от Москвы. Цеха оснащены необходимыми грузоподъемными механизмами и инновационным оборудованием. Именно здесь осуществляется полный цикл работ по изготовлению эластичных резервуаров и уникальных комплектующих оболочек (отводы, фланцы, клапаны, патрубки), отвечающих самым строгим требованиям, из высококачественных отечественных материалов. Часть комплектующих общего назначения мы заказываем у наших партнеров.

Затрагивая тему требований и норм, хочется узнать, каким стандартам вы следуете и можете ли вы сказать, что ваша продукция не уступает по этим показателям зарубежным аналогам?

На всех этапах производства внедрена система сквозного контроля качества, как входящих материалов, так и полуфабрикатов, и готовых изделий по стандартам ISO. Вся продукция соответствует принятым российским стандартам и разрешена к применению Федеральной службой по технологическому, экологическому и атомному надзору. Мы гарантируем высокое качество продукции, которое соответствует мировым стандартам систем менеджмента качества. Кроме того, изделия могут быть изготовлены как по типовым проектам, так и по индивидуальным программам – это зависит от желания заказчика. Могу сказать, что если вы выбираете продукцию «Политехники», то получаете высокопрофессиональный и качественный сервис. Мы используем новейшее автоматизированное оборудование ТВЧ, что обеспечивает разработку конструктивных решений и изготовление на их основе или по ТЗ заказчика эластичных резервуаров различных форм и вместимости. Мы хотим отметить, что ежегодно наше предприятие показывает рост производства и производительности. Вот почему сегодня «Политехника» – это единственная полностью компетентная отечественная компания по производству эластичных резервуаров и промышленных оболочек на российском рынке.

Благодарю вас за интересную беседу и в завершении разговора хочу поинтересоваться, в каком ключе будет строиться развитие компании «Политехника» в ближайшем будущем?

Мы определили три приоритетных направления. Первое — собственное производство термопластичных композитных эластомеров (ТПУ и ПВХ ткани). Новейшее оборудование уже закуплено и смонтировано на нашей дополнительной производственной площадке в г. Сергиевом Посаде, МО. Второе — совершенствование технологий производства имеющихся изделий. И третье — расширение номенклатуры изделий за счет внедрения новейших изделий на базе промышленных оболочек самого широкого спектра применения, от ядерных технологий и армейских приложений до товаров широкого потребительского рынка.

ПОЛИТЕХНИКА
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА

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

Рис. 2 — Монтаж полевого склада горючего

«ТАНЕКО» — концептуальный подход к импортозамещению

Л.А. Филиппова
инженер ОТЭИиРПО ПАО «Татнефть»
Filippova_LA@taneco.ru

АО «ТАНЕКО», Нижнекамск, Россия

Фото Радика Кутушева

Ключевые слова:
переработка, импортозамещение, инжиниринг, базовое масло, моторное масло, первичная переработка, нефтепродукты, проектирование

В результате комбинации значительного числа политических и экономических факторов вопрос импортозамещения стал одним из условий стратегической безопасности России. Эта тема находит постоянное отражение в выступлениях первых лиц государства, которые призывают снять критическую зависимость от зарубежных технологий, оборудования, комплектующих материалов и т.д. Принятие комплексных мер по ликвидации импортозависимости особенно важно для обеспечения стабильного функционирования нефтехимического и нефтеперерабатывающего комплекса России. В указанном направлении большой опыт накопила компания «Татнефть», занимаясь реализацией проекта «ТАНЕКО».

Панорама Комплекса «ТАНЕКО»

На новый уровень

Многие профессиональные высоты были впервые взяты татарстанскими нефтяниками, разрабатывавшими и доводившими до совершенства новые технологии нефтедобычи. Не стала исключением и нефтепереработка — и здесь компания «Татнефть» стала пионером в новейшей истории России, построив с чистого листа нефтеперерабатывающий комплекс в Нижнекамске.

Несмотря на общую высокую степень импорта в нефтепереработке, с самого начала реализации проекта «ТАНЕКО» был выбран курс на сотрудничество с российскими проектными институтами, предприятиями крупного и тяжелого машиностроения, строительными организациями. Но блестящая идея столкнулась с суровой реальностью, так как на всем постсоветском пространстве практически тридцать лет не строились НПЗ. В настоящую эпопею превратилась кампания по выбору технологий, подрядчиков, изготовителей оборудования.

– Первопроходцам всегда труднее, – сказал в связи с этим генеральный директор «Татнефти» Наиль Маганов. – И неудивительно, что мы столкнулись с целым рядом системных проблем. Поскольку был утерян богатый опыт управления крупными промышленными проектами и подготовки документации. За это время в проектных институтах люди забыли, как это делается. В них оставались пенсионеры, которые завтра бы ушли, и все традиции были бы окончательно утеряны.

Импортозамещение на «ТАНЕКО» фактически началось на стадии разработки рабочей документации, выполненной силами более 20 российских проектных организаций под руководством ОАО «ВНИПИнефть». При проектировании впервые в российской практике были применены специальные технические условия, интегрирующие лучший мировой и отечественный опыт. Во многом благодаря «Татнефти» возрождались к жизни профильные проектные институты. Сотни молодых проектировщиков были приняты на работу и обучены современным методам проектирования. Они прошли серьезную школу в ходе реализации проекта «ТАНЕКО», и теперь их профессионализм востребован на других промышленных объектах, реализующихся в стране.

Выполняя заказы для «ТАНЕКО», российские машиностроители получили бесценный опыт создания конкурентоспособной продукции для нефтегазохимического комплекса России и закрепились на рынке, с которого могли быть полностью вытеснены иностранными компаниями.

– Мы вдохнули жизнь не только в проектные институты, но и в машиностроительную

Установка гидрокрекинга

отрасль, – считает генеральный директор «Татнефти» Наиль Маганов. – Помню, когда нам понадобилось 180 тысяч задвижек, вся страна производила в месяц не более 6 тысяч. Но мы смогли мобилизовать производителей, которые запустили для выполнения нашего заказа вторые, третьи смены, закупили новое оборудование, обучили персонал и в итоге подняли свою ежемесячную производительность в 9 раз — до 54 тысяч задвижек. То же самое произошло со статическим оборудованием. Россия никогда не делала реакторы для гидрокрекинга — их всегда заказывали на Западе. Когда определяли производителя, то выяснилось, что в мире их могут выпускать только 2–3 предприятия. При этом срок изготовления составлял 3 года. В итоге реакторы научились производить наши российские специалисты. Мы побывали на Ижорском заводе атомного машиностроения, который на тот момент находился в упадке. Сегодня эти реакторы (и не только для гидрокрекинга) поставили на поток. Вот реальный пример вклада предприятия в развитие российских технологий. Мы не просто построили завод и начали перерабатывать нефть – наш проект поднял на новый уровень многие предприятия машиностроения, проектную науку, в том числе и исследования.

Строительство «ТАНЕКО» помогло российским машиностроителям сделать значительные шаги, приближающие их к мировым требованиям, и выходу на качественно новый уровень. Если сегодня задаться целью построить в России с нуля нефтеперерабатывающий завод, то его можно полностью оснастить емкостями, трубопроводами, электродвигателями, насосами и даже реакторами. В списке танековских поставщиков оборудования: Группа ОМЗ, «Волгограднефтемаш», «Атоммаш», «Уралхиммаш», «Казанькомпрессормаш», БМЗ — всего более двух тысяч компаний. Напомним, что в структуре компании «Татнефть» имеются предприятия, специализирующиеся на производстве сложного высокотехнологичного оборудования, — Бугульминский механический завод и АО «Ярполимермаш – Татнефть» также задействованные в реализации проекта.

Полностью поддерживает курс на укрепление сотрудничества с российскими компаниями крупного и тяжелого машиностроения и генеральный директор АО «ТАНЕКО» Леонид Алехин: «Нам ведь и общаться проще с российскими поставщиками. Зарубежные производители, как правило, работают через посредников, не идут напрямую на контакт. Они всегда поставят «промежуточное звено», с которым придется вести все дела. Посредники будут брать кредит в банке, платит заводу-изготовителю, а потом мы должны с ним рассчитывать и т.д. А в нашей стране можно приехать сразу на завод, и на месте обсудить проект, заключить контракт на оборудование»

В настоящее время на «ТАНЕКО» с внутреннего рынка используется 80% оборудования.

Инжиниринг — это по-нашему!

В ходе сложнейшей и кропотливой работы по возведению первого пускового комплекса специалисты «Татнефти», «ТАНЕКО», российские подрядчики работали с зарубежной инжиниринговой компанией и перенимали их опыт. Параллельно «Татнефть» выстраивала собственную систему управления и контроля при реализации проекта. В итоге сформировалась эффективная команда, способная продолжать работу без иностранных партнеров. Компания создала в своем составе Управление по реализации проектов строительства.

Комплекс «ТАНЕКО» является ярким примером возможностей отечественного инжиниринга. «Татнефть» сейчас способна реализовать любой проект нефтепереработки начиная от стадии рабочего проектирования, организации строительства, комплектации и поставки оборудования до ввода в эксплуатацию. Ранее же в этой сфере превалирующую роль играли зарубежные инжиниринговые компании. Они осуществляли в большинстве случаев поставку технологий, разработку базовых проектов и рабочей документации, поставку оборудования (как правило, иностранного), управление проектом.

Создание «ТАНЕКО» доказало, что роль российских инжиниринговых компаний существенно возросла. Этот опыт получил и международное признание. «Татнефть» в составе консорциума «РТ-Глобальные ресурсы» (дочерняя компания «Ростех») в результате серьезного конкурсного отбора, в котором участвовали всемирно известные фирмы, получила право построить НПЗ в Уганде.

Рабочие на производстве масел

Всё как по маслу

В последние годы на волне импортозамещения претерпевает существенные изменения российский рынок смазочных материалов: отечественные производители теснят зарубежных и расширяют свое присутствие. Хорошие конкурентные преимущества в данном случае получила «Татнефть», построив первой в стране крупнотоннажное производство дефицитных базовых масел II и III группы. Производительность установки составляет 250 тысяч т в год. Легкое базовое масло II группы — это основа для трансформаторных, гидравлических масел, масел рулевых механизмов и специальных охлаждающих жидкостей для металлообработки. Среднее базовое масло III группы является сырьем для производства моторных, турбинных и других энергетических масел. Ранее свыше 80% потребностей России в высококачественном продукте покрывалось за счет импорта. Сейчас рост спроса на базовые масла II группы стимулируют запросы потребителей индустриальных масел с улучшенными эксплуатационными характеристиками, на масла III группы — ужесточающиеся требования по контролю выбросов и предпринимаемые меры по экономии топлива.

Прорывная технология

В российской нефтепереработке достаточно хорошо развиты отечественные технологии первичной переработки и, к сожалению, практически отсутствуют вторичные процессы глубокой переработки. Компания «Татнефть» выступила инициатором по внедрению перспективной технологии гидроконверсии тяжелого нефтяного сырья с целью получения высококачественных топлив, масел и сырья для нефтехимических процессов, разработанной в Академии наук РФ.

Отечественная технология обладает целым рядом преимуществ по сравнению с зарубежными аналогами. Но самое главное — это высокая степень конверсии гудрона и тяжелых нефтей. В зависимости от качества перерабатываемого сырья и технологической конфигурации НПЗ глубина переработки достигает 95%, в противовес зарубежным 60%. А это означает, что доля мазута в экспортных потоках может сократиться до нулевого значения, а для светлых нефтепродуктов возрасти до 90%. Новая технология актуальна для российской нефтепереработки, поэтому ей присвоен статус национального проекта.

В настоящее время на комплексе «ТАНЕКО» идет строительство опытно-промышленной установки гидроконверсии мощностью 50 тысяч т в год. После отработки режимов работы процесса планируется возведение установки мощностью 2,5 млн т в год.

Приступив к внедрению этой технологии, «Татнефть» еще раз подтвердила стремление быть одним из лидеров нефтеперерабатывающей отрасли, а также продолжила стимулировать технологическое развитие наукоемкого производства.

Методологическая помощь импортозамещению

Максимальное задействование потенциала и ресурсов российских предприятий в рамках реализации инвестиционной деятельности является традиционной практикой СИБУРа. В рамках масштабной инвестиционной кампании, составившей в последние 10–12 лет порядка 650 млрд рублей, холдинг привлекает проектные организации, производителей материалов и оборудования, строительные и логистические компании и другие. За это время количество крупных проектов превысило 50, и в каждом из них российский контент играл весомую роль. За это время команда специалистов разных дисциплин, задействованных в управление проектами, выработала глубокие компетенции в работе с российским рынком и развитии высокопотенциальных отечественных производителей. Изменение рыночной конъюнктуры и появление внешних рисков лишь увеличили глубину и интенсивность работы с российским контентом.

Так, реализуя сегодня проект строительства «ЗапСибНефтехима», крупнейшего в России нефтехимического комплекса, СИБУР привлек к нему более 100 отечественных компаний. Планируется, что общая сумма контрактов с российскими подрядчиками, поставщиками оборудования и материалов превысит 220 млрд рублей. География компаний насчитывает 35 регионов Российской Федерации. Работа с контрагентами подразумевает активное участие в их развитии. С одной стороны СИБУР предоставляет им возможность долгосрочного планирования загрузки собственных активов, с другой — повышения эффективности деятельности, уровня промышленной безопасности, качества работы за счет собственных высоких требований к контрагентам.

С развитием EPC-бизнеса (управление проектированием, поставками, логистикой) СИБУРа на базе НИПИГАЗа, который пополнили специалисты по управлению проектами в различных дисциплинах самого СИБУРа, усилилась активность по оценке потенциала импортозамещения текущих и новых проектов, а также усилилось взаимодействие с международными инжиниринговыми компаниями.

СИБУР и НИПИГАЗ сформировали базу российских производителей, способных изготавливать те или иные позиции оборудования и материалов, причем, не ограничиваясь просто консолидацией информации, а внедрив полноценный процесс квалификации — оценки из производственных и организационных возможностей, составление и контроль планов развития. База насчитывает 2 800 поставщиков, 680 из которых уже прошли квалификационный отбор.

«Основная задача — формирование и развитие пула российских поставщиков, которые помогут укрепить независимость сектора в целом от импорта, снизить влияние внешних рисков, дадут возможность повысить экономическую эффективность проектов, повысят управляемость закупок, — добавляет руководитель направления методологии и импортозамещения НИПИГАЗа Георгий Круглов. — Безусловно, для всех заказчиков важна экономическая эффективность и технологическая целесообразность, поэтому во много нашим предприятиям надо еще развиваться. При этом их развитие в долгосрочной перспективе поможет сделать производства более конкурентоспособными и замещать все большее количество номенклатурных групп предприятий. В этом нашим производителям надо помогать — как минимум с методологической точки зрения».

В данной работе помогает собственный опыт по широкому взаимодействию с международными инжиниринговыми компаниями. «Мы понимаем требования крупнейших мировых игроков в области инжиниринга — Максим Ермолаев, главный эксперт направления методологии и импортозамещения НИПИГАЗа. — Соответственно мы транслируем эти знания на российских производителей, развиваем и готовим их к аудитам». Аудиты проводятся и международными компаниями в рамках реализации различных проектов, и на этих этапах представители НИПИГАЗа активно взаимодействуют с международными инжиниринговыми компаниями и российскими производителями.

Данный опыт компании нашел отражение в разрабатываемой Минпромторгом России методике квалификации российских производителей с учетом требований международных инжиниринговых компаний. Эта методика создавалась при активном методологическом участии НИПИГАЗа в рамках поручений государственных органов Российской Федерации. Она направлена на увеличение доли отечественных производителей машиностроительного оборудования и проектных организаций при реализации проектов строительства производств по переработке углеводородов. Создание методики и ее применение должны увеличить количество российских предприятий в вендор-листах международных инжиниринговых компаний за счет учета их собственных требований к производству, охране труда и промышленной безопасности и других параметров. Это в свою очередь позволит, во-первых, значительно снижать стоимость проектов, во-вторых, развивать российскую производственную базу в целом.

Площадка строительства ЗапСибНефтехима

УДК 665.62

Задачи и практические результаты импортозамещения в области присадок к топливам и смазочным маслам

А.М. Данилов
д.т.н., заместитель генерального директора
info@vniinp.ru

К.А. Овчинников
к.х.н., генеральный директор

Р.В. Бартко
к.т.н., заведующий отделом смазочных материалов

АО «Всероссийский НИИ по переработке нефти», Москва, Россия

Рассматривается современное состояние присадок к топливам и смазочным маслам в России и возможность обеспечения производителей топлив и масел отечественными продуктами. В настоящее время страна полностью обеспечивает себя антиоксидантами и промоторами воспламенения для дизельных топлив, с успехом проводит импортозамещение в области противоизносных присадок. Проблемой остаётся разработка и организация производства депрессорно-диспергирующих присадок и присадок для производства топлив для реактивных двигателей. Что касается смазочных масел, то изготовители способны предложить достаточно большой ассортимент присадок. Но основная задача заключается не просто в замене импортного продукта собственным, а в обеспечении производителя масел перспективными присадками с характеристиками, соответствующими мировому уровню.

Ключевые слова
присадки к топливам, присадки к смазочным маслам, импортозамещение

Современные топлива и масла невозможно изготовить без высокоэффективных функциональных присадок. Наличие собственного производства топлив и масел имеет стратегическое значение, а независимость страны от импорта присадок — проблема её военной, технической и экономической безопасности. До начала 1990-х гг. Россия полностью обеспечивала себя присадками всех типов, но после перемен в политической и экономической жизни страны в 1990-е гг. российский рынок тоже претерпел перемены. Во-первых, появилась техника, предъявляющая к свойствам топлив и масел более жёсткие требования, чем те, что были в стране до этого. Во-вторых, ужесточились и экологические требования: в топливах ограничивалось содержание серы, в маслах — некоторых элементов, отравляющих катализаторы дожига отработавших газов (фосфора, цинка и др.). Отечественные разработчики топлив, масел и присадок не были к этому готовы, а их финансовое положение не способствовало быстрой организации необходимых работ. Поэтому на российский рынок вышли иностранные фирмы, постепенно чуть ли не целиком заполнившие эту нишу. Их продукты отличались высоким качеством и поставлялись на выгодных условиях. Для иллюстрации приведём динамику допусков присадок к топливам в России с 1985 г. по настоящее время (рис. 1). Обилие предложений от западных фирм поначалу успокоило производителей горючесмазочных материалов, но понимание необходимости собственных разработок пришло быстро.

Заметим при этом, что импортозамещение — не является самоцелью. Оно может быть осуществлено только рыночными методами. Разработка нового продукта, способного заменить импортный, с экономической точки зрения должна быть выгодна для его использования в производстве. Таким образом, импортозамещение — это лишь рабочий термин, удобный для постановки задачи, Более корректно говорить о возможности отечественной промышленности обеспечить себя необходимыми материалами, что предусматривает:

- отечественные технологии;
- отечественное сырьё;
- отечественные производственные мощности.

Это идеал, к которому надо стремиться, но достичь его не всегда удаётся (чаще всего из-за отсутствия необходимого сырья).

В области присадок к топливам требуются присадки пяти основных типов (таб. 1).

Среди них только антиоксиданты на базе экранированных фенолов традиционно вырабатываются в требуемом количестве на Стерлитамакском нефтехимическом заводе и поставляются за рубеж. Производства других присадок появились в 2009 г. На двух заводах компании «Роснефть» было освоено производство противоизносных присадок к

Присадки	Вид топлива	Доля импорта, %
Антиоксиданты	Все виды	0
Противоизносные	Дизельные топлива	60
Противоизносные	Реактивные топлива	100
Промоторы воспламенения	Дизельные топлива	→ 0
Антистатические	Дизельные и реактивные топлива	100
Депрессорно-диспергирующие	Дизельные топлива	~ 100

Таб. 1 — Доля импорта в использовании присадок к топливам

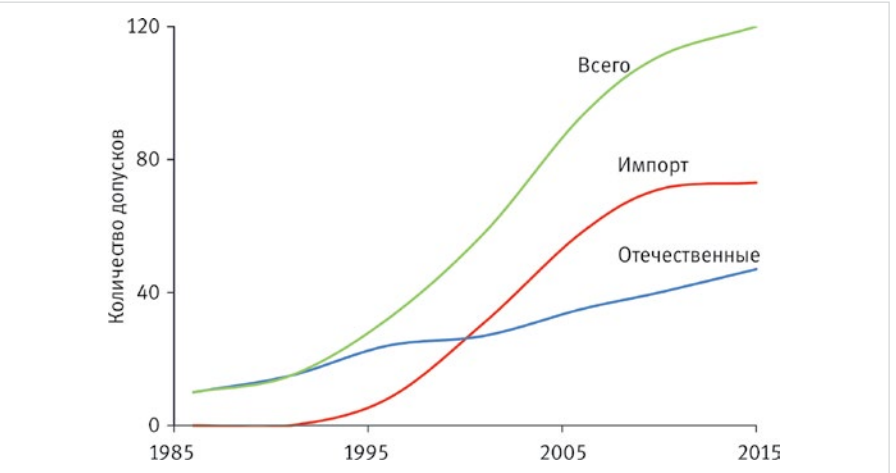


Рис. 1 — Динамика допусков присадок к топливам в России (без альтернативных антидетонаторов)

малосернистым дизельным топливам — Байкат (г. Ангарск) и Комплексал Эко-Д (г. Новокуйбышевск). Параллельно на Бийском олеумном заводе и заводе имени Я.М. Свердлова (г. Дзержинск) было начато промышленное производство 2-этилгексилнитрата, используемого в качестве промотора воспламенения — присадки, повышающей цетановое число дизельных топлив. Объёмы ее производства в настоящее время способны полностью удовлетворить потребности отечественных потребителей. Что касается других присадок, работы по их созданию находятся в начальной стадии, но необходимые технические решения уже понятны. Проведем краткий их анализ.

Противоизносные присадки для дизельных топлив. Российские присадки, как и большинство зарубежных, в качестве активного компонента содержат жирные кислоты талловых масел, получаемые ректификацией дистиллированных талловых масел, в процессе которой отделяются так называемые смоляные кислоты, ухудшающие качество целевого продукта. Примерный усредненный жирнокислотный состав присадки, зависящий от природы перерабатываемой древесины, приведён в таб. 2.

Кислоты	Содерж., % мас.
Пальмитиновая $C_{16:0}$	16
Стеариновая $C_{18:0}$	1
Олеиновая $C_{18:1}$	53
Линолевая $C_{18:2}$	10
Линоленовая $C_{18:3}$	4
Арахиновая $C_{20:0}$	7
Кислоты C_{20-25} и примеси	9

Таб. 2 — Обобщённый состав жирных кислот таллового масла

В России объём выработки указанных кислот может обеспечить до 40% потребности производителей присадок. Закупить необходимое сырьё можно и за рубежом, тогда российские изготовители присадок полностью обеспечат своими присадками топливную промышленность. Для более полного перехода на отечественное сырьё возможны два пути: увеличение мощностей по ректификации дистиллированных талловых масел и привлечение альтернативного сырья. В первом случае возникает проблема утилизации большого количества отходов, в частности, жидких смоляных кислот и канифоли. Во втором — необходимость принципиально новых технических решений. В АО «ВНИИ НП» ведутся научные разработки присадок на основе кислот, выделяемых из непищевых отходов производства растительных масел. Их жирнокислотный состав близок к составу талловых масел, но непосредственно в состав присадки по разным причинам их вовлекать нельзя. Поэтому разрабатываются технологии их переработки в сырьё требуемого качества. Первым результатом явилась организация производства присадки такого типа на предприятии в г. Нижнекамске. Потенциальный объём производства — до 1 тыс. т в год. Рассматриваются и другие возможности.

Ситуация с производством **промоторов воспламенения** выглядит лучше. Два упомянутых выше завода в 2015 г. выработали вместе около 23 тыс. т 2-этилгексилнитрата, что в основном полностью закрывает существующую потребность. Сырьевые ресурсы и технологические возможности этих предприятий позволяют при необходимости нарастить производство и даже предлагать ее для продажи за рубеж. Тем не менее, выполняются и другие разработки, способные, по мнению их авторов, конкурировать с существующим продуктом. Например, ЗАО «Оксохимнефть» (г. Санкт-Петербург) предлагает композицию 2-этилгексилнитрата с жидкими парафинами нормального ряда. По заявлениям авторов, её преимуществом является меньшие себестоимость и взрывоопасность.

Депрессорные и депрессорно-диспергирующие присадки на основе сополимеров этилена и винилацетата, получившие в мире исключительное применение, в России вырабатываются в опытном масштабе на Ангарском заводе катализаторов и органического синтеза. При этом использована технология, разработанная в АО «ВНИИ НП» более 20 лет назад. Это периодический процесс, удобный для отработки условий синтеза сополимеров с требуемыми физико-химическими и молекулярно-массовыми характеристиками, предусматривающий проведение радикальной сополимеризации в автоклаве при температуре 100–150°С и давлении 10–14 МПа. Его особенностью является сравнительно малая с непрерывным процессом производительность, но это несущественно. Дело в том, что на практике требуется линейка депрессоров из 15–20 марок, подбираемых для каждого конкретного топлива. Надо также иметь в виду, что сам по себе сополимер ещё не представляет собой оптимальной присадки. Его обычно модифицируют прививкой мономеров, подбирают растворитель, обеспечивающий оптимальную геометрию макромолекулы и т.д. Кроме того, в дизельное топливо депрессор вводится в композиции с диспергатором парафинов, обеспечивающим гомогенное состояние топлива при холодном хранении. Опытные образцы диспергаторов парафинов имеются. Задачей является составление эффективных композиций. Но самая большая проблема, которую требуется решить при обеспечении заводов депрессорно-диспергирующими присадками, заключается в необходимости проектирования и строительства промышленных установок сополимеризации этилена с винилацетатом. Для этого требуются время и немалые капиталовложения. Дорожная карта Минэнерго РФ по созданию отечественного ассортимента присадок к топливам предусматривает выполнение этих работ к 2021 г.

Присадки к топливам для реактивных двигателей имеют исключительно большое значение в силу особого стратегического статуса этих топлив. Тем не менее, здесь мы полностью зависим от импорта из стран Западной Европы. Производство собственных присадок (противоизносной ДНК и антистатической Сигбол) из-за утраты сырьевой базы прекращено. В настоящее время восстановление их производства представляется нецелесообразным, так как в мире используются присадки нового поколения, имеющие преимущество по качеству и технологичности. Необходимы новые разработки, по техническому уровню соответствующие зарубежным аналогам. И такие разработки есть, но для их реализации необходимо финансирование. В виду малых объёмов производства указанных присадок и больших затрат на проведение испытаний для получения допуска к применению, эти работы не окупятся прямым образом. Их значение — в повышении обороноспособности страны.

Непростая ситуация и в области **присадок к маслам**. На рис. 2 представлена динамика структуры потребления присадок к маслам в России с 2007 г. по настоящее время.

По сравнению с докризисными годами потребление присадок резко сократилось, хотя в последнее время наметилась тенденция к его увеличению. Однако доля импорта в общем потреблении росла быстрее, чем доля присадок отечественного производства, и в 2016 г. превысила 60%.

В таб. 3, составленной по данным Минэнерго РФ, представлена ситуация по отдельным типам присадок.

Вид присадки	Доля импорта, %
Антиокислительные	2,5
Антикоррозионные	~ 100
Депрессорные	20,5
Моюще-диспергирующие	51,0
Противоизносные	→ 0
Противопенные	~ 100
Загущающие	87,8

Таб. 3 — Доля импорта основных присадок к маслам в 2016 г.

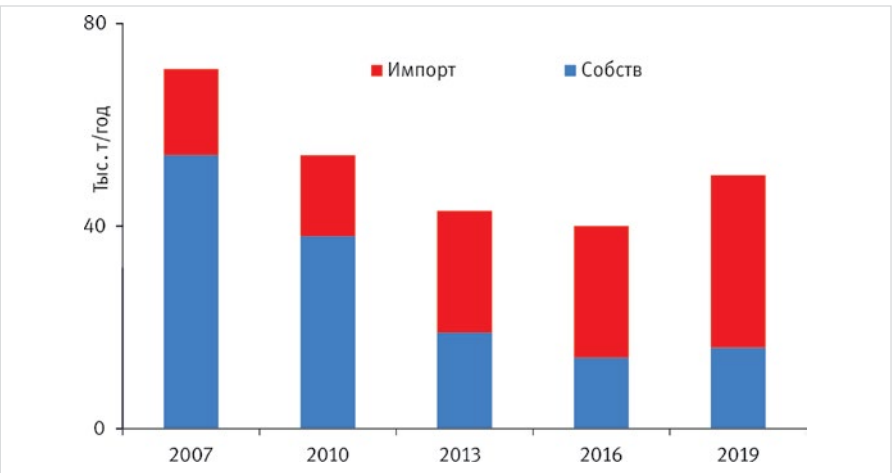


Рис. 2 — Динамика структуры потребления присадок к маслам в России

На первый взгляд неплохо выглядит ситуация **с антиокислительными и противоизносными присадками**. Наравне с импортными, используются отечественные депрессорные и моюще-диспергирующие присадки. Но при этом надо учитывать, что все они, за небольшим исключением, предназначены для масел не самых высоких категорий по эксплуатационным свойствам которые пока преобладают в продуктовом балансе страны. Примером являются антиоксиданты, которые производятся вроде бы в достаточных количествах. Они с успехом используются в пакетах присадок, вводимых в загущенные масла класса SF/CD-4 (по классификации API), а для масел более высокой категории SL/CF-4 антиоксиданты приходится закупать по импорту. Таким образом, задача заключается не просто в замене импортного продукта собственным, а в обеспечении производителя масел перспективными присадками с характеристиками, соответствующими мировому уровню.

Следует также учитывать и перспективу постепенного перехода на более качественные базовые основы (масла III и IV групп по API). Групповой углеводородный и химический состав этих масел имеет свои особенности, вследствие чего, возможно придётся разрабатывать совместимые с ними пакеты присадок.

Итоги

В настоящее время в стране сформировались авторитетные центры разработки присадок к топливам. Среди них – ПАО «НК «Роснефть» (лидер по объёму производимых присадок), ПАО «Газпром нефть», ООО «ЛЛК-Интернешнл», а также независимые компании: прежде всего, НПП «Квалитет», вырабатывающий широкий ассортимент высококачественных присадок, а также ООО «Пластнефтехим» и ряд других организаций. Таким образом, можно признать, что минимально необходимый научный потенциал есть.

Выводы

Однако требуется ряд организационных мероприятий. Прежде всего, это модернизация испытательной базы, для чего необходимо создание специализированного испытательного центра, интегрированного в международные системы сертификации. Координирующим органом в данной работе могло бы выступить Минэнерго РФ, разрабатывающее дорожную карту по импортозамещению в этой области.

Problems and practical results of import substitution in the field of additives to fuels and lubricant oils

UDC 665.62

Authors:
Alexander M. Danilov — Sc.D., deputy general director; info@vniinp.ru
Kirill A. Ovchinnikov — Ph.D., general director
Ruslan V. Bartko — Ph.D., head of lubricants department

All-Russia Research Institute of oil refining, Moscow, Russian Federation

Abstract

The current state of additives to fuels and lubricant oils in Russia and possibility of providing producers of fuels and oils with domestic products is considered. The country completely provides itself with antioxidants and ignition improver for diesel fuels, with success carries out import substitution in the field of antiwear additives. A problem there is a development and the organization of production of the depressor dispersing additives and additives for production of fuels for jet engines. As for lubricant oils, manufacturers are capable to offer rather big range of additives. But the main objective consists not simply in replacement of an import product own, and in providing the producer of oils with perspective additives with the characteristics corresponding to international standard.

Results

Now in the country the authoritative centers of development of additives to fuels were created. Among them PJSC "Rosneft" (the leader in volume of the made additives), PJSC "Gazprom neft", LUKOIL Lubricants company and also the independent companies: first of all, NPP "Kvalitet", the developing wide range of high-quality additives, and also LLC "Plastneftekhim" and some other the organizations. Thus, it is possible to recognize that minimum necessary scientific potential is exist in industry.

Conclusions

However a number of organizational actions is required. First of all, it is modernization of test base what requires creation of the specialized test center integrated into the international systems of certification. As oversight authority in this work could be the Ministry of Energy of the Russian Federation developing a road map on import substitution in this area could act.

Keywords

fuel additives, additives for lubricant oils, import substitution

528.087.47

Особенности инженерно-геокриологических условий Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения

М.П. Камелин
заместитель начальника службы геотехнического мониторинга
m.p.kamelin@gd-urengoy.gazprom.ru

В.Ю. Жабин
инженер 1 категории службы геотехнического мониторинга
v.yu.zhabin@gd-urengoy.gazprom.ru

ООО «Газпром добыча Уренгой», Новый Уренгой, Россия

В статье рассматриваются особенности и влияние инженерно-геокриологических условий в процессе проведения геотехнического мониторинга на обеспечение безопасной эксплуатации промышленных объектов газового промысла Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения.

Материалы и методы
Инженерно-геокриологическое районирование.

Ключевые слова
Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение, газовый промысел, инженерно-геокриологические условия, многолетнемерзлые грунты, глубина сезонного промерзания-протаивания, талик

Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение (УНГКМ) является уникальным по запасам природных газообразных и жидких углеводородов и относится к числу гигантских месторождений мира. УНГКМ расположено на Пур-Надымском междуречье Западно-Сибирской низменности Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области (рис. 1) [1, 2].

Открытие УНГКМ датируется 1966 г., а ввод в эксплуатацию — 1978. Протяженность месторождения с севера на юг — 220 км, ширина — 60 км, площадь — более 6 тыс. км^2.

Территория УНГКМ характеризуются резко континентальным климатом. Зима суровая, холодная, продолжительная. Лето короткое, теплое [3].

Так как месторождение имеет большую протяженность и расположено субмеридионально, растительный покров его изменяется в соответствии с климатическими условиями. Так, южнее реки Табъ-Яха растительный покров представлен лесотундрой с лиственницей и березой в древесном ярусе, а севернее данного водотока начинается зона типичной тундры [3].

Смена геоботанических зон служит маркирующим признаком для прогноза типа многолетнемерзлых пород (ММП), являющихся материнскими для почв — субстратов

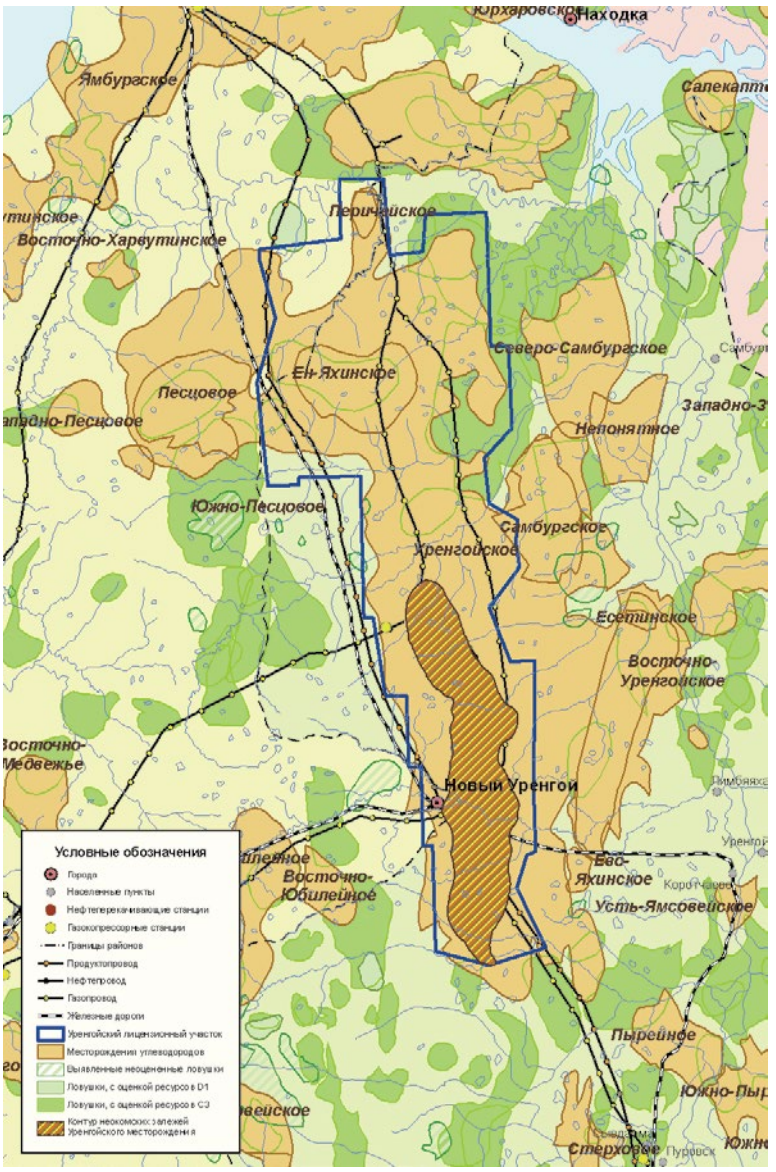


Рис. 1 — Обзорная карта Уренгойского НГКМ

растительности. Поэтому лесотундровая зона преимущественно расположена в островной и прерывистой подзонах распространения ММП, а тундровая – в сплошной подзоне этих мёрзлых пород.

Кроме того, от климатических условий зависит толщина снежного покрова, что непосредственно влияет на динамику оттаивания и промерзания деятельного слоя массива грунтов [4, 5].

Таким образом, территорию УНГКМ по инженерно-геокриологическим условиям можно разделить на три условные зоны:

- *южную*, где встречается островное распространение ММП;
- *центральную*, где распространены ММП прерывистого типа;
- *северную*, где сплошное распространение ММП.

В целом на территории УНГКМ толщина мерзлых пород с юга на север изменяется от нескольких десятков до нескольких сотен метров. Сквозные участки талых грунтов приурочены к руслам крупных рек и озер.

Характер распространения и условия залегания ММП зависят от литологии отложений, особенностей поверхностного теплообмена и приуроченности пород к геоморфологическому уровню.

Газопромысловые объекты УНГКМ расположены на обширных озерно-аллювиальных равнинах, надпойменных террасах, на морской террасе IV уровня [5].

Сводный геологический разрез месторождения до глубины 15 м характеризуется преобладанием песчаных грунтов с глинистыми прослоями.

По характеру залегания ММП выделяется два типа участков: центральные водораздельные поверхности и краевые участки водораздельных поверхностей, примыкающие к речным долинам.

Для центральных заболоченных тундровых участков террас свойственно развитие массивов мерзлых грунтов сливающегося типа. Талые зоны возможны под крупными озерами.

На краевых, более дренированных участках, покрытых лиственнично-березовым лесом и редколесьем, развиваются ММП несливающегося типа с понижением кровли мёрзлых грунтов на 4÷10 м и более.

Температурный режим многолетнемерзлых грунтов рассматриваемого района разнообразен и зависит от комплекса ландшафтно-геологических условий.

Среднегодовая температура грунтов на глубине нулевых годовых колебаний изменяется от +0,5 до -5,0 °С.

Наиболее высокая среднегодовая температура грунтов наблюдается на участках ММП несливающегося типа, сложенных преимущественно песками, и приуроченных к речным долинам и краевым водораздельным поверхностям морской террасы четвёртого уровня.

На участках редколесья и неглубоких заболоченных понижений в зоне перехода от краевых к центральным поверхностям террас среднегодовая температура грунтов составляют от -0,3 до -1,0 °С.

В заболоченных термокарстовых понижениях, по плоским заболоченным берегам озер и хасыреев, на участках грядово-мочажинных болот среднегодовая температура грунтов понижается до -1,0 до -3,0 °С.

Наиболее низкая температура грунтов от -2,0 до -5,0 °С отмечается на участках развития плоскобугристых торфяников и крупнобугристых тундровых поверхностей, сложенных торфом и подстилаемых суглинистым отложением [6].

Юг Уренгойской площади УНГКМ (УКПГ-1) сложен верхнечетвертичными аллювиальными песками разной крупности, перекрытыми суглинками. Характерно преобладание высокотемпературных ММП с температурой от -0,1 до -2,0 °С. Распространение мёрзлых пород – островное, сливающегося типа [7].

В центральной части Уренгойской площади толщина грунта представлена верхнечетвертичными аллювиальными песками различной крупности с мощными прослойками суглинков (УКПГ-6). ММП массивно-островного, сливающего типа со среднегодовой температурой от -1,0 до -2,0 °С.

Геокриологический разрез северной части Уренгойской площади (УКПГ-8, 9, 10), в долине рек Нгарка-Табъ-Яха и Табъ-Яха, сложен озерно-аллювиальными верхнечетвертичными-верхнеплейстоценовыми аллювиальными песками мелкой и средней крупности, слабольдистыми, массивной криотекстуры с прослойками суглинков. Среднегодовая температура грунтов составляет -0,1 до -2,5 °С. ММП сливающегося типа с прерывистым распространением [2, 5, 6].

Глубина слоя сезонного оттаивания песчаных грунтов располагается в интервале 2,6–2,2 м, глинистых грунтов 1,8–1,4 м в южной и северной частях месторождения соответственно. Глубина слоя сезонного промерзания таликов определяется расчетом в каждом случае индивидуально.

Территория Ен-Яхинской площади УНГКМ (УКПГ-11, 12, 13) локально заболочена и сложена морскими и прибрежными отложениями казанцевской свиты, представленными сочетанием глинистых и песчаных грунтов с различным соотношением толщин. Преобладают пылеватые суглинки с прослоями супесей и песков пылеватых. Встречаются озерно-болотные образования оторфованного суглинка и торфа. Для данного участка характерно сплошное распространение ММП сливающегося типа со среднегодовой температурой от -3,5 до -5,0 °С. Мёрзлые глинистые грунты при протаивании переходят в текучее состояние.

Песцовая площадь УНГКМ расположена в 150 км севернее города Новый Уренгой, в междуречье рек Ен-Яха и Табъ-Яха, на поверхности IV морской террасы казанцевского возраста.

Геологический разрез Песцовой площади состоит из верхнеплейстоценовых морских и прибрежно-морских отложений — в основном супеси, суглинки, пески мелкой и средней крупности, реже глины и пески пылеватые, на заболоченных участках встречается торф.

Геокриологические условия характеризуются сплошным распространением ММП по площади и разрезу, со среднегодовой температурой на глубине нулевых годовых колебаний от -1,7 до -4,2 °С.

Нормативная глубина сезонного оттаивания в данном районе составляет от 0,5 м в торфах до 2,5 м в супесях и песках.

На всей территории Песцовой площади развиты процессы сезонного промерзания и протаивания грунтов.

В целом по площади УНГКМ минимальная глубина сезонного протаивания ММП характерная для торфа – 0,5 м, а максимальная – 3,5 м, что наблюдается в однородных песках на высоко дренированных участках юга месторождения.

Глубина сезонного промерзания песков достигает 2,5÷4,0 м, а глинистых грунтов – 1,0÷2,0 м.

Режим и распределение грунтовых вод четвертичных отложений зависит от гидрогеологических условий отдельных участков месторождения.

ММП являются водоупором, вследствие чего, особенно в северной части месторождения, широкое распространение получили процессы заболачивания. В пределах исследуемых глубин выделяются два типа вод: воды сезонноталого слоя (верховодка) и воды несквозных многолетних таликов.

Воды несквозных многолетних таликов встречаются на залесенных сухих участках и под руслами рек, где кровля ММП погружается до 5÷10 м и более.

Воды ультрапресные с общей минерализацией, не выше 0,1 г/дм^3. По отношению к бетону данные воды обладают общекислотной агрессивностью [2, 5, 6].

Из-за особенностей ММП на УНГКМ широко развиты геокриологические явления — морозное пучение, растрескивание грунтов, термокарст.

Наиболее распространены термокарстовые образования, представленные обширными хасыреями — озерами различных форм и размеров.

Особое значение имеют участки распространения мелкодисперсных грунтов с повышенной влажностью и относительно низкой температурой. Такие грунты наиболее подвержены развитию процессов морозного пучения. Наиболее явно это выражено в северной части УНГКМ, где в большом количестве наблюдаются бугры морозного пучения.

С учётом приведённых выше геокриологических особенностей УНГКМ приоритетными являются мероприятия по обеспечению надёжности инженерных сооружений газовых промыслов, эксплуатирующихся уже не одно десятилетие.

Дальнейшее проектирование, строительство и эксплуатация сооружений газовых промыслов должно выполняться с обязательным учётом инженерно-геокриологических особенностей объектов. Промышленные здания, дороги и трубопроводы могут оказывать растепляющее воздействие на грунты основания сооружений, нарушая их тепловой баланс и вызывая активизацию негативных инженерно-геокриологических процессов.

Ввиду чрезвычайной сложности инженерно-геокриологических условий рассматриваемой территории, необходимо проведение на объектах УНГКМ системных наблюдений за температурным режимом грунтов оснований зданий, деформациями фундамента и состоянием производственных сооружений, что является предметом производственной деятельности службы геотехнического мониторинга ИТЦ ООО «Газпром добыча Уренгой».

Возникающие отклонения от проектов строительных норм и правил должны выявляться оперативно и своевременно, поскольку это может повлечь снижение эксплуатационной надежности объектов, вызвать аварийные ситуации и нанести вред персоналу и окружающей среде. Помимо этого, необходимо разрабатывать методы инженерной защиты территорий и объектов от развития опасных неконтролируемых геокриологических процессов и явлений.

Итоги

На основе проведенного анализа на территории Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения выделены зоны со сходными инженерно-геокриологическими условиями, учет особенностей которых повышает эффективность управленческих решений в обеспечении эксплуатационной надежности инженерных сооружений.

Выводы

В результате анализа выявлены инженерно-геокриологические особенности территории Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения.

Список литературы

1. Геология СССР. Западно-Сибирская низменность. М.: Недра, 1964. Том XLIM. С. 87–146.
2. Инженерная геология СССР. Том второй. Западная Сибирь. М.: МГУ, 1976. 498 с.
3. Западная Сибирь. Природные условия и естественные ресурсы СССР. М.: Наука, 1963. 488 с.
4. Романовский Н.Н. Основы криолитогенеза литосферы. М.: МГУ, 1993. 336 с.
5. Геокриологические условия Западно-Сибирской газоносной провинции. Новосибирск: Наука, 1983. 184 с.
6. Геокриология СССР. Западная Сибирь. М.: Недра, 1989. 516 с.
7. Никитин С.А. Васильев Ю.В., Юрьев М.Л., Мимеев М.С Проведение геотехнического мониторинга на ДКС 1АВ Уренгойского НГКМ // Инженерные изыскания. 2015. № 5–6. С. 70–75.

ENGLISH **GEOLOGY**

Characteristics of engineering-geocryological conditions of the Urengoy oil-gas and condensate field

UDC 528.087.47

Authors:
Mikhail P. Kamelin — deputy head of geotechnical monitoring service; m.p.kamelin@gd-urengoy.gazprom.ru
Vladisalv Yu. Zhabin — 1st category engineer of geotechnical monitoring service; v.yu.zhabin@gd-urengoy.gazprom.ru

Gazprom dobycha Urengoy LLC, Novy Urengoy, Russian Federation

Abstract

The article addresses characteristics and influence of engineering and geocryological conditions in the process of geotechnical monitoring for the maintenance of safe operation of industrial gas field facilities of the Urengoy oil, gas and condensate field.

Materials and methods

Engineering and geocryological zoning.

Results

Based on the analysis conducted on the territory of the Urengoy oil gas and condensate field areas are allocated with similar engineering and geocryological conditions, covering features, which improve the efficiency of managerial decisions to ensure the operational reliability of engineering structures.

Conclusions

The analysis revealed engineering and geocryological peculiarities of the territory of the Urengoy oil gas and condensate field.

Keywords

Urengoy oil-gas and condensate field, gas field facilities, engineering and geocryological conditions, permafrost soil, depth of seasonal frost penetration and thawing, subgelisol

References

1. Geologiya SSSR. *Zapadno-Sibirskaya nizmennost'* [USSR geology. Western Siberian Lowland]. Moscow: *Nedra*, 1964, Vol. XLIM, pp. 87–146.
2. *Inzhenernaya geologiya SSSR. Tom vtoroy. Zapadnaya Sibir'* [USSR Engineering geology. Second volume. Western Siberia]. Moscow: *MGU*, 1976, 498 p.
3. *Zapadnaya Sibir'. Prirodnye usloviya i estestvennye resursy SSSR* [Western Siberia. Natural conditions and natural resources of the USSR]. Moscow: *Nauka*, 1963, 488 p.
4. Romanovskiy N.N. *Osnovy kriolitogeneza litosfery* [Basics of lithospheric cryolithogenesis]. Moscow: *MGU*, 1993, 336 p.
5. *Geokriologicheskie usloviya Zapadno-Sibirskoy gazonosnoy provintsii* [Geocryological peculiarities of the West Siberian gas-bearing province]. Novosibirsk: *Nauka*, 1983, 184 p.
6. *Geokriologiya SSSR. Zapadnaya Sibir'* [Geocryology of the USSR. Western Siberia]. Moscow: *Nedra*, 1989, 516 p.
7. Nikitin S.A. Vasil'ev Yu.V., Yur'ev M.L., Mimeev M.S *Provedenie geotekhnicheskogo monitoringa na DKS 1AV Urengoyskogo NGKM* [Geotechnical monitoring at the construction site of a boosting compressor station workshop in the Urengoy oil and gas condensate field]. Engineering surveys, 2015, issue 5–6, pp. 70–75.

УДК 550.3

Распределенные акустические сейсмические системы при работах ВСП

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

МГРИ, РГУ нефти и газа, Москва, Россия

Распределенные оптико-волоконные системы (Distributed acoustic sensing, DAS) с 2012 г. применяются при проведении скважинных сейсмических наблюдениях (ВСП и др.) и в настоящее время получают все большее применение. Практика работ показывает, что эффективность этих систем определяется тем, что при положительном качестве получаемых записей они позволяют одновременно принимать и регистрировать колебания по всей длине оптико-волоконного кабеля, что исключает необходимость перемещения по стволу скважины одиночных или гирлянд сейсмоприемников, минимизируют (возможно до одного) число необходимых воздействий и не чувствительны к внешним электрическим и магнитным полям. Эти особенности оптико-волоконных систем определяют значительные перспективы их применения. Работы с оптико-волоконными системами пока еще носят опытно-методический характер и ориентированы на разработку и оптимизацию технологии и оценку разведочных возможностей новых систем в общем комплексе скважинных исследований.

Материалы и методы
В статье по материалам зарубежных публикаций приведены результаты применения в скважинной сейсморазведке оптико-волоконных распределенных систем.

Ключевые слова
распределенные оптико-волоконные системы, скважинная сейсморазведка, ВСП, сейсмоприемник, прием, колебания

Применению и внедрению новых технических средств всегда предшествует их сравнение с существующими, применяемыми устройствами. Распределенные оптико-волоконные приемные системы не являются исключением.

Сравнение вибрационных записей P- и S-волн, зарегистрированных стандартными сейсмоприемниками и распределенными акустическими датчиками, было проведено по материалам ВСП в одной вертикально-наклонной скважине в Техасе, США [1]. Стандартные записи были получены с шагом 15,24 м в пределах только вертикальной части скважины (3000 м), а приборами DAS через 1 м по всему стволу скважины (4524 м). Возбуждение колебаний проводилось на поверхности на удалениях 104, 762 и 1524 м, что позволило зарегистрировать P- и S-волны. На рис. 1 приведены результаты сравнения записей, полученных в пределах вертикального ствола скважины. Сопоставление полученных материалов показало, что по качеству записей, прослеживаемости регулярных волн, амплитудам и наклонам осей синфазностей они практически идентичны материалам, зарегистрированным стандартными сейсмоприемниками, что подтверждает результаты предыдущих сравнений и определяет дальнейшее во все возрастающих объемах применение новых систем при работах ВСП.

При работах с распределенными системами важно определение глубины погружения кабеля. В [2] приведено описание четырех способов определения глубины погружения приемной распределенной системы. Для их оценки был создан простой тест, состоящий из отрезков кабеля различной длины. Самый простой способ калибровки может быть применен, когда известно положение конца кабеля, и он предусматривает определение времен регистрации обратно рассеянных волн. Способы калибровки, основанные на заморозке (freeze) кабеля и применении погруженного источника колебаний, предусматривают выделение максимума (пика) амплитуд, что осложняется «размазанностью» импульса, определяемой длиной измерительного отрезка кабеля. Анализ полученных материалов показал, что способы, основанные на знании конца кабеля и его «заморозки», могут применяться при непрерывных и повторных наблюдениях, в то время как использование способа «погружного источника» наиболее эффективно при непрерывных инсталляциях.

В оптико-волоконных приемных системах давление на кабель измеряется не в точке, а на определенном его участке, что приводит к зависимости выходных данных от протяженности кабеля и ширины исходного импульса. В [3] обсуждаются результаты скважинных наблюдений с оптико-волоконным кабелем по оптимизации относительной ширины лазерного импульса, из которых следует, что его ширина оказывает существенное влияние на качество и спектральный состав получаемых сейсмических записей.

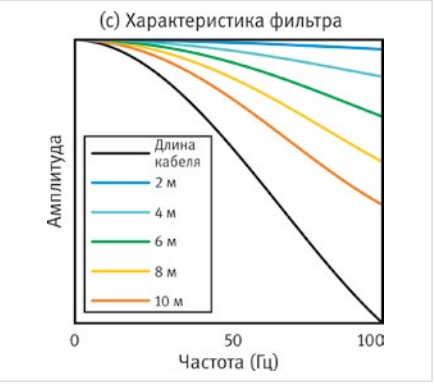


Рис. 2 — Влияние длины кабеля на полосу пропускания фильтра

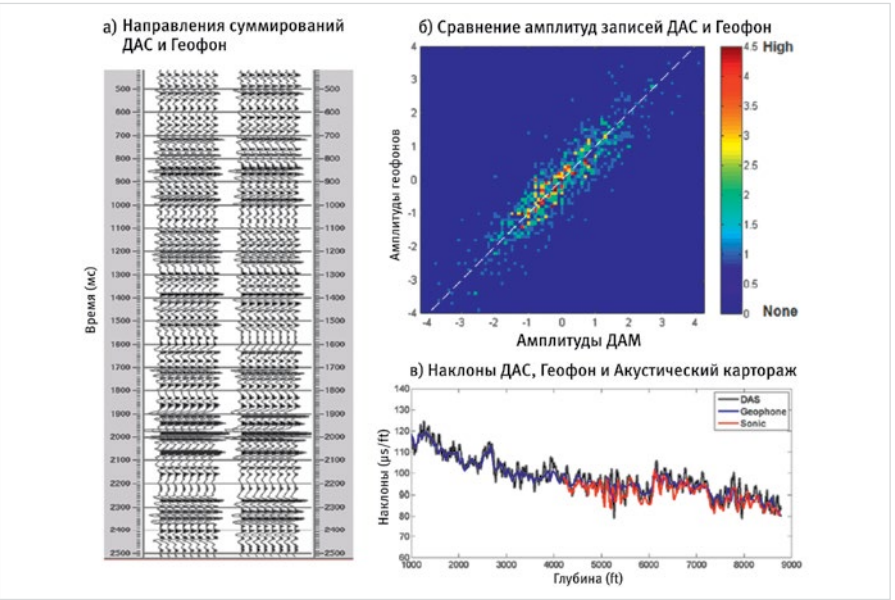


Рис. 1 — Сравнение записей, амплитуд волн и их изменения с глубиной полученных сейсмоприемниками и приборами DAS

Приемная система работает как низкочастотный фильтр, полоса пропускания которого уменьшается с увеличением протяженности измерительного участка кабеля (рис. 2). Влияние ширины импульса оценивалось по лабораторным измерениям, выполненным с секцией оптико-волоконного кабеля на частотах до 100 Гц. Было установлено, что влияние ширины импульса становится заметным, когда его ширина превышает половину протяженности измерительной линии.

Примеры применения распределенных оптико-волоконных систем

Одним из важных направлений скважинных работ является определение средних скоростей по вертикальному лучу, т.е. при нулевых выносах пункта возбуждения от устья скважины. В [4] рассматривается возможность использования распределенных акустических систем при работах ВСП на нулевых выносах. В основу анализа положена теорема дискретизации и ее приложения к точности пикирования первых вступлений, определения скоростей и суммирования волн по вертикали (corridor stack). На основании модельных расчетов и сопоставления с материалами стандартных наблюдений в работе положительно оцениваются перспективы применения распределенных акустических систем при работах ВСП на нулевых выносах. В обоснование этого тезиса приведены кривые, графики и записи волн, иллюстрирующие величины погрешностей определения пластовых скоростей и надежность прослеживания волн в первых вступлениях в зависимости от интервала дискретизации.

В [5] приведены результаты обработки материалов 3D ВСП с распределенными системами, полученными в двух близко расположенных скважинах (dual-well), на месторождении Valhall в Северном море. Скважинные работы проводились одновременно с площадными сейсмическими работами с донными приемными устройствами, что позволило использовать единые пункты возбуждения. Всего было задействовано 60000 пунктов возбуждения, которые располагались по сетке 50x50 м на площади размером 10 на 20 км. Обе скважины были практически вертикальными в верхней части и наклонными на глубине. В скважине 1 по стволу было размещено 1200 приемных пунктов, а в скважине 2 — 1745. Первичные записи были довольно зашумленными, но последующая фильтрация колебаний позволила с различной степенью уверенности выделить распространяющиеся вниз волны (рис. 3). Обработка материалов предусматривала препроцессинг, восстановление амплитуд, деконволюцию, выделение распространяющихся вверх и вниз волн и миграцию. После обработки на монтажах волновых картин уверенно выделяются волны, распространяющиеся вверх и вниз. Построенные изображения были успешно вмонтированы в разрезы, полученные с донными приемными устройствами (рис. 4). В заключении отмечается, что технология DAS может быть успешно использована для получения доверительных подземных изображений и проведения съемок 3D ВСП в эксплуатационных и инжекторных скважинах. Это определяет экономическую эффективность технологии.

Другой пример успешного применения распределенных систем приведен в [6]. Работы были проведены в эксплуатационной скважине (северо-восточный район Китая) для оценки скоростных и анизотропных параметров среды с последующим использованием этих данных при обработке материалов наземной сейсморазведки, а также для определения эффективности оптико-волоконных систем при наблюдениях ВСП. Волны возбуждались 4-х килограммовыми зарядами динамита, которые располагались по двум взаимно перпендикулярным линиям и вокруг скважины по трем профилям, и регистрировались двумя оптико-волоконными кабелями, опущенными в скважину от поверхности до забоя (рис. 5). Колебания принимались с шагом 0,25 м по глубине и 1 μс по времени. Всего было отработано 366 пунктов возбуждения за 5 рабочих дней. Полученные первичные записи были трансформированы в формат SEG 4, что позволило провести их обработку и получить временные разрезы, которые не только хорошо совпали с материалами поверхностных работ, но оказались более разрешенными и детальными (рис. 6). Полученные результаты открывают широкие перспективы применения оптико-волоконных систем при скважинных работах в северо-восточных районах Китая.

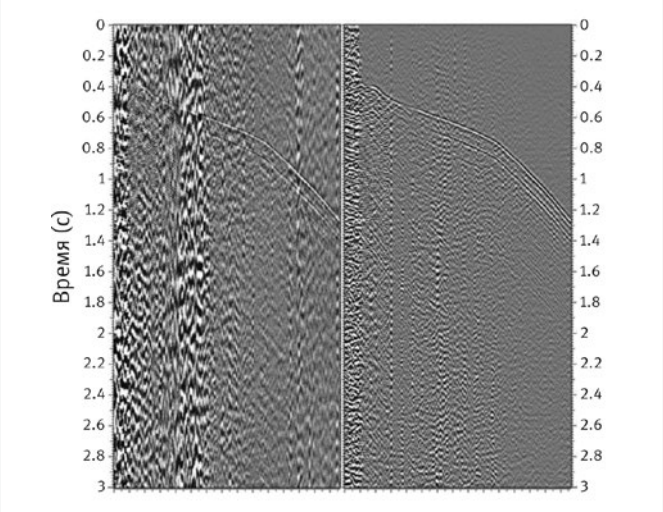


Рис. 3 — Записи волн в скважине до (слева) и после (справа) подавления помех

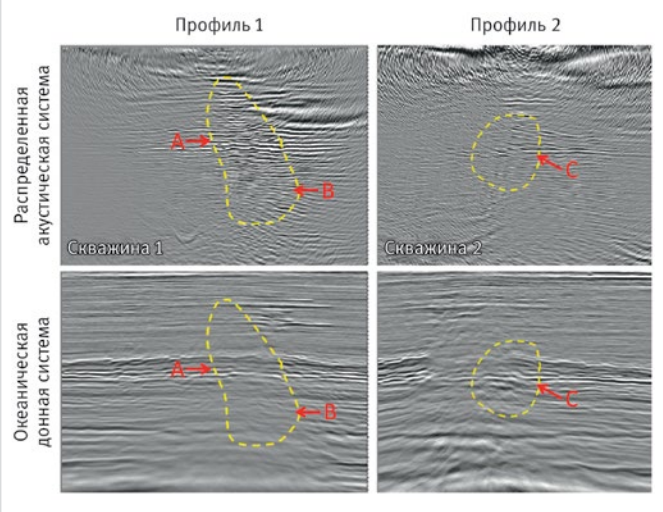


Рис. 4 — Построения DAS (в желтом контуре), вмонтированные в разрезы 3D

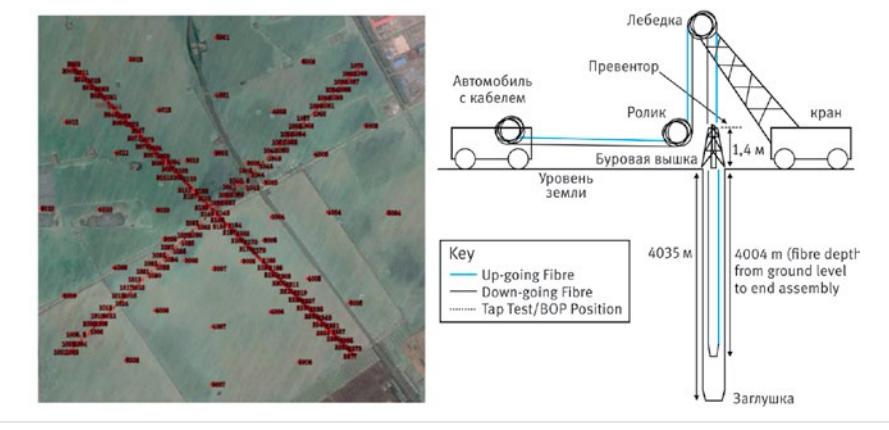


Рис. 5 — Схема расположения пунктов возбуждения (слева) и технологии проведения работ (справа)

Возможности существенного повышения качества записей при проведении скважинных работ с применением волоконных приемных систем рассмотрены в [7]. Они основываются на зависимости амплитуд импульсов от частоты их следования и предусматривают разделение исходной посылки на несколько потоков, распространяющихся по разным траекториям, что приводит к появлению фазовых различий между ними. Последующее суммирование записей приводит к снижению уровня шумовых сигналов и повышению относительной интенсивности целевых волн. На рис. 7 приведены материалы скважинных наблюдений, иллюстрирующие повышение качества многочастотных записей и указывающие на положительные перспективы применения этого направления работ с оптико-волоконными

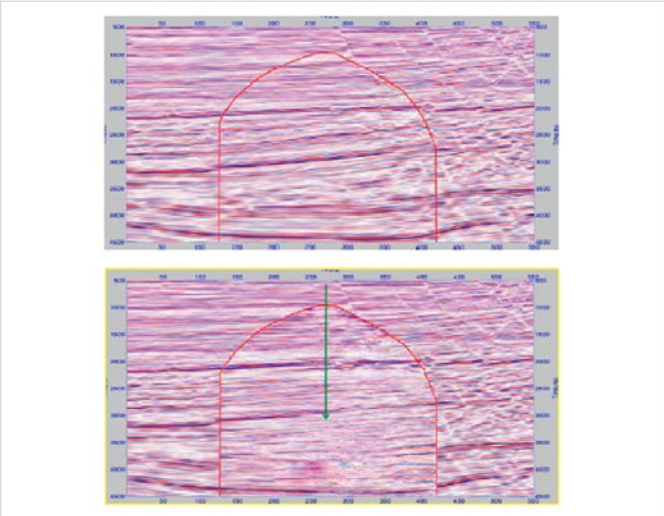


Рис. 6 — Сейсмический профиль: слева — стандартный и права — с вмонтированными данными ВСП DAS (в красном контуре)

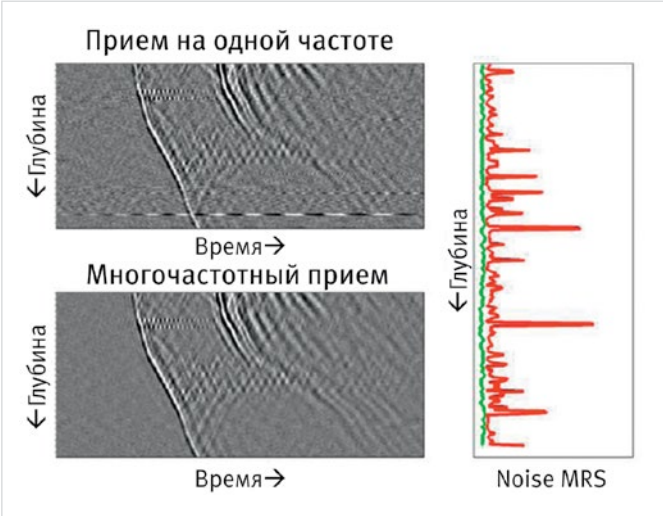


Рис. 7 — Повышение качества записей (слева) и снижение уровня шумов (справа) при сложении записей на нескольких частотах (зеленая кривая)

приемными системами.

Итоги

Обзор публикаций по применению оптико-волоконных приемных систем при наблюдениях ВСП показал следующее:

- сейсмические материалы с новыми и стандартными приемными устройствами идентичны по качеству;
- предложены способы определения глубины погружения кабеля;
- применение оптико-волоконных систем возможно и эффективно при одномерных и пространственных съемках 3D ВСП в эксплуатационных и инжекторных скважинах;
- суммирование многочастотных залежей повышает отношение сигнал/помеха и качество материалов.

Выводы

Оптико-волоконные распределенные приемные системы позволяют существенно упростить проведение скважинных сейсмических работ и снизить их стоимость без снижения качества получаемых материалов. Внедрение этой технологии в производство позволит расширить объемы скважинной сейсморазведки и повысить ее эффективность.

ENGLISH **GEOPHYSICS**

Distributed acoustic seismic systems in VSP acquisitions

UDC 550.3

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

MGPI, RSU oil and gas, Moscow, Russian Federation

Abstract

Distributed acoustic sensing (DAS) has wide acceptance in well's seismic prospecting since 2012. Practice work shows that these systems are effective. The records have positive quality and they allow you to simultaneously receive and record vibrations along the entire length of fiber-optic cable, which eliminates the need to navigate through the borehole of single or strings of geophones, minimize quantity of required affectings and them not sensitive to external electric and magnetic fields. These features of fiber-optic systems determine considerable prospects for their application.

Application of fiber-optic systems are still experimental and methodological in nature and focused on the development and optimization of technologies of exploration and evaluation capabilities of new systems in the whole complex of borehole research.

Materials and methods

The article presents the results of application in borehole seismic fiber-optic distributed systems based on foreign publications.

Results

The review of publications about application the of fiber-optic systems in vertical seismic profiling revealed:

- seismic materials with new and conventional receivers have identical quality;
- methods for determining the depth of immersion cable are considered;
- the using of fiber-optic systems is possible and effective in one-dimensional and three-dimensional shooting VSP in operational and injection wells;
- summing of multifrequent increases the signal to noise ratio and the quality of materials.

Conclusions

The application of fiber-optic distributed receiving system provides opportunity to significantly simplify the borehole seismic works and cut their costs without reducing the quality of the materials. The introduction of this technology into production will expand the volume of borehole seismic and increase its effectiveness.

Keywords

distributed fiber optic system, borehole seismic survey, VSP geophone, reception, fluctuations

References

1. Calibration of distributed acoustic sensing (DAS) VSP data, M.E. Willis, A. Ellmauthaler. X. Wu, D. Bardfoot, C. Erdemir, O.A. Barrios-Lopez, D. Quinn, S. Shaw, Expandent Abstracts, EAGE, 2016.
2. Depth calibration of fibre-optic distributed vibration sensing measurement, T. Dean, T. Cuny, A. Constantinou, P. Dickenson, C. Smith, E. Hamouche, Expandent Abstracts, EAGE, 2016.
3. The effects of pulse width on fibre-optic distributed vibration sensing data, T. Dean, A. Hartorg, T. Cuny, F. English, Expandent Abstracts, EAGE, 2016.
4. Is there value in highly spatially sampled zero-offset vertical seismic profiles?, T. Dean, M. Clark, T. Cuny, J. Puech, Expandent Abstracts, EAGE, 2016.
5. Learnings from distributed acoustic sensing data processing for seismic applications – a case study from the North Sea, T. Hance, T. Jiang, G. Zhan, E. Kjos, R. Geetan, S. Soulas, I. Thomas, Expandent Abstracts, EAGE, 2016.
6. Walkaway VSP using multimode optical fibres in a hybrid wireline, G.Yu, Y.Z.Chen, X.M. Wang, O.H. Zhang, Y.P. Li, B. Y. Zhao, J.J. Wu, J. Greer, Expandent Abstracts, EAGE, 2016.
7. The use of multi-frequency acquisition to significantly improve the guality of fibre-optic distributed vibration sensing, A. Hartog, L.B. Liokumovich, N.A. Ushakov, O.I. Kotov, T. Dean, T. Cuny, A. onstantinou, Expandent Abstracts, EAGE, 2016.

УДК 622.276

Изучение движения сигнала от возмущающей скважины к наблюдательной

Д.А. Метт
к.т.н., докторант[1]
Mr6x9@mail.ru

А.Р. Аубакиров
аспирант[2]
aubakirov-artur@yandex.ru

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

Сегодняшние экономические реалии диктуют необходимость вести постоянный мониторинг состояния межскважинного пространства при разработке месторождений углеводородов, что практически нереализуемо без использования гидропрослушивания. Однако в условиях жестких требований к оптимизации затрат, остановка скважин для длительного гидропрослушивания чрезвычайно затруднительна. Выходом из сложившейся ситуации служат методы гидропрослушивания без остановки добывающих скважин. Данная статья посвящена исследованию участков производной изменения давления по времени при однократном возмущении со стороны соседней скважины.

Материалы и методы
Гидродинамическое моделирование в ПО Saphir.

Ключевые слова
гидрпрослушивание плата, коэффициент пьезопроводности, циклическое заводнение

При классических подходах к гидропрослушиванию, интерпретация заключалась в нахождении участка отклонения кривой давления в реагирующей скважине от фонового замера. Дальнейшая интерпретация велась либо с помощью метода совмещения, либо пересчетом с использованием различных формул определения пьезопроводности пласта. Из-за высокой зашумленности регистрируемого сигнала применить стандартные подходы зачастую бывает проблематично. Одним из выходов в данной ситуации является применение производной давления по времени.

В данной работе используются аналитическое и численное решения, заложенные в ПО Saphir. В связи с необходимостью демонстрации процессов в межскважинном пространстве в дальнейшем изложении использовалась численная модель. При этом аналитическая и численная модели дают сходные результаты, а полученные участки кривой являются следствием реакций модели на изменения деления, а не числовыми феноменами.

Рассмотрим один цикл изменения давления от возмущающей скважины к пьезометрической на модели (рис. 1 и таб. 1).

В силу достаточно малых амплитуд и скоростей изменения давления в нашем дальнейшем исследовании мы будем рассматривать производную давления по времени (рис. 2).

На графике производной давления в наблюдательной скважине выделяется несколько характерных участков:

- Участок 1 — так называемая фоновая запись давления. В данном случае давление в наблюдательной скважине до изменений в режиме работы возмущающей скважины (рис. 3).
- Участок 2 — начало реакции в наблюдательной скважине. Данный участок связан с общей сжимаемостью системы «нефть–вода–порода» (рис. 4).
- Участок 3 — участок линейного распространения давления от возмущающей скважины до наблюдательной. В этот период преобладает линейное распределение давления по направлению от возмущающей скважины к наблюдательной (рис. 5).
- Участок 4 — участок радиальной фильтрации области измененного давления в точке наблюдательной скважины. Именно этот период характеризуется завершением всех перетоков между возмущающей и наблюдательной скважиной (рис. 6).

Исходя из представленных выше иллюстраций и формы кривой производной давления, для целей оперативного установления коэффициента пьезопроводности возможно использование касательных к характерным участкам, а именно пересечения касательных на участках линейной и радиальной фильтрации (рис. 7).

Основываясь на данном предположении, можно заключить, что время распространения воронки депрессии зависит по следующему уравнению:

$$t = \varepsilon \frac{L^2}{\varkappa} \qquad (1)$$

где t — условное время прихода импульс (точка пересечение двух касательных); L — расстояние между забоями скважин; $\varkappa$ — коэффициент пьезопроводности; ε — поправочный коэффициент, выбираемый для каждого типа и ФЕС участка фильтрации.

Зависимости времени прихода сигнала от пьезопроводности и расстояния между скважинами были получены многими авторами (Щелкачев, Гиматудинов, Абрамов). Полученные перечисленными авторами

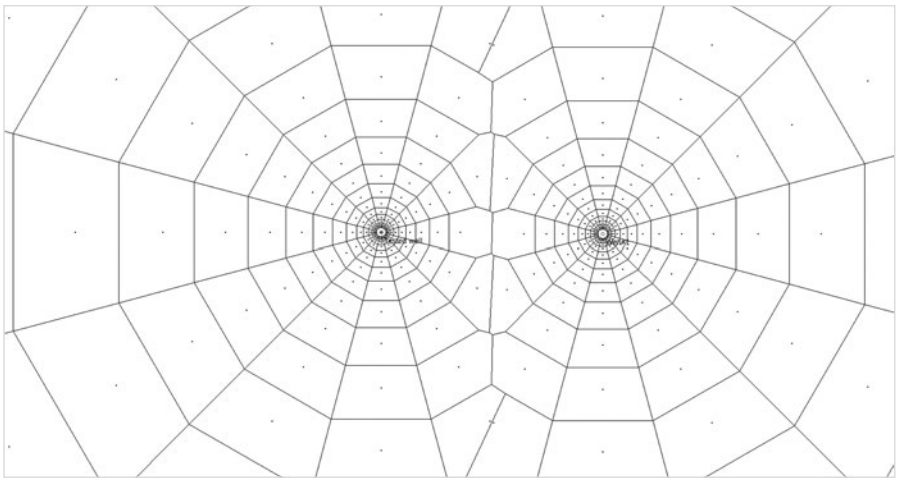


Рис. 1 — Схема расположения скважин

Параметр	Значение
Радиус скважины, м	0,108
Эффективная толщина, м	10
Пористость, д.е.	0,18
Объемный коэффициент	1,02
Вязкость, сПз	1
Общая сжимаемость, 1/атм	$4{,}35 \times 10^{-5}$
Форма границ модели	Круг
Радиус модели, м	500000
Давление на контуре	постоянное
Расстояние между скважинами, м	500
Время наблюдения до возмущения, ч	100
Период возмущения, ч	100
Амплитуда возмущения, $м^3$/сут	50
Коэффициент ствола скважины, $м^3$/атм	0,02
Скин-фактор, б.р.	0
Пластовое давление, атм	270
Проницаемость, мД	10

Таб. 1 — Основные параметры модели

зависимости отличались величиной коэффициента ε, который зависит от участка, по которому определялось время прихода сигнала, что приводит к большим неопределенностям в величине пьезопроводности. Для снижения неопределённости и увеличения оперативности определения коэффициента пьезопроводности авторами статьи предлагается определять величину ε на основе проведения классического гидропрослушивания с последующей обработкой с помощью интегрального метода (интерпретация кривой изменения давления с помощью методов совмещения модельной кривой, включающей набор параметров и фактической кривой). После проведения классического гидропрослушивания для оперативных, промысловых целей рекомендуется использовать описанный выше подход. Использование подобного подхода не приведет к значительным ошибкам в определении коэффициента пьезопроводности, но значительно упростит наблюдение за изменением состояния межскважинного пространства. Что в условиях низкой себестоимости цены на нефть и невозможности частого проведения классического гидропрослушивания является ключевым фактором для контроля за разработкой.

На практике описанный подход использовался для проектирования метода циклического заводнения.

Механизм повышения нефтеотдачи с помощью циклического заводнения заключается во внедрении нагнетаемой воды в невовлечённые в активную разработку нефтенасыщенные низкопроницаемые слои при увеличении объемов закачки и перемещения из них нефти в зоны активного дренирования при снижении давления закачки [1]. Время полуцикла для нагнетательных скважин определяется в соответствии с [1, 2] по формуле (1).

В ОАО «ВНИИнефть» и ООО «КогалымНИПИнефть» разработаны методические подходы для выбора объектов и участков воздействия при циклическом заводнении, которые нашли широкое применение на практике [2, 3]. При разработке указанных методик использовались результаты теоретических и экспериментальных исследований, расчетные зависимости, изложенные в работах [1, 2], а также накопленный практический опыт реализации циклического заводнения. Определение оптимального времени полуцикла в данных методиках проводится для групп нагнетательных скважин участка

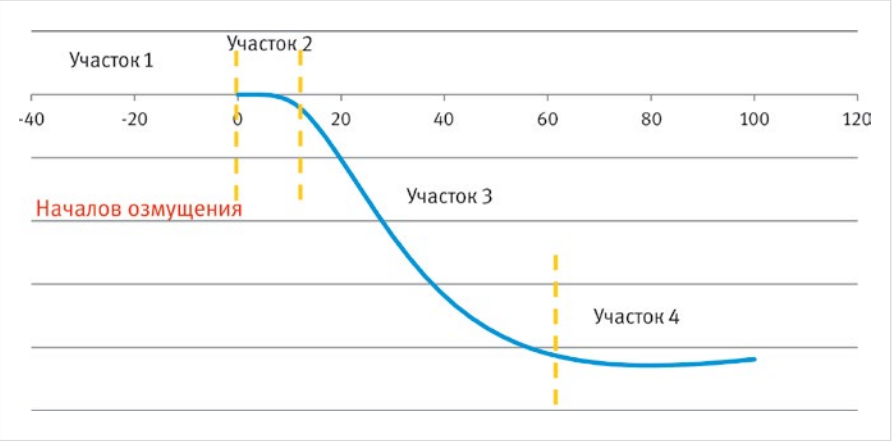


Рис. 2 — Производная забойного давления по времени в наблюдательной скважине после изменения режима возмущающей скважины

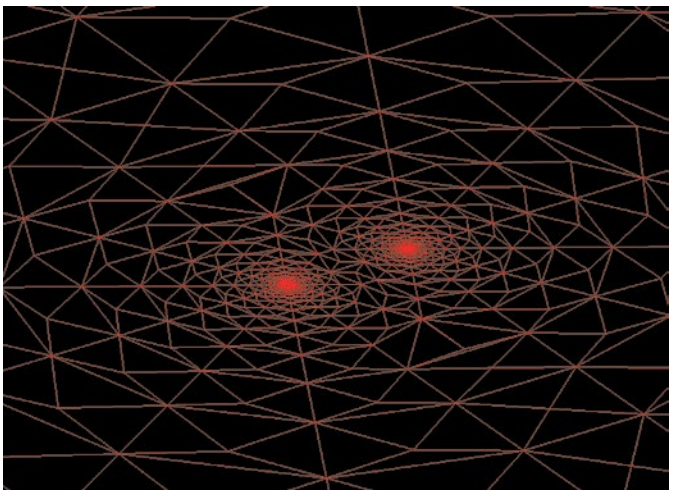


Рис. 3 — Поле давления (красная сетка) находится в невозмущённом состоянии

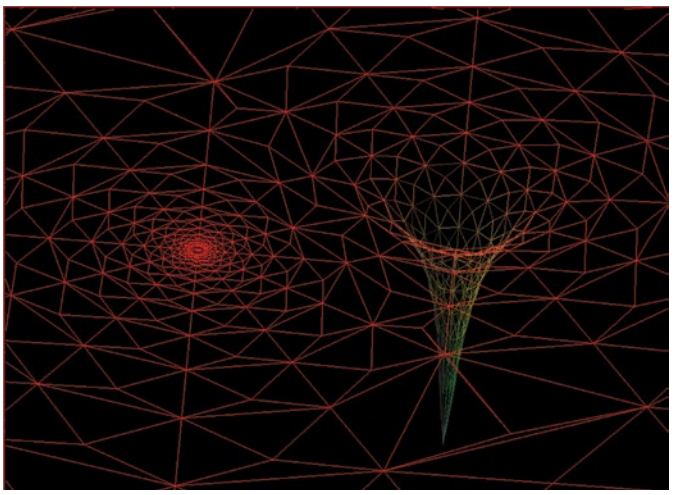


Рис. 4 — Начало образования воронки депрессии

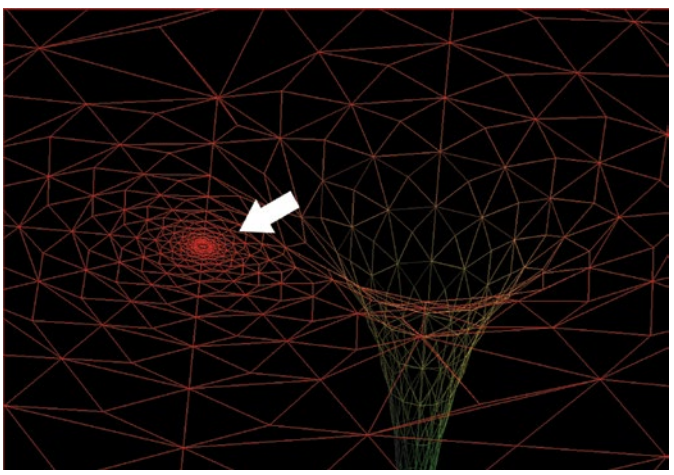


Рис. 5 — Возмущение деления распространяется преимущественно линейно от возмущающей к наблюдательной скважине

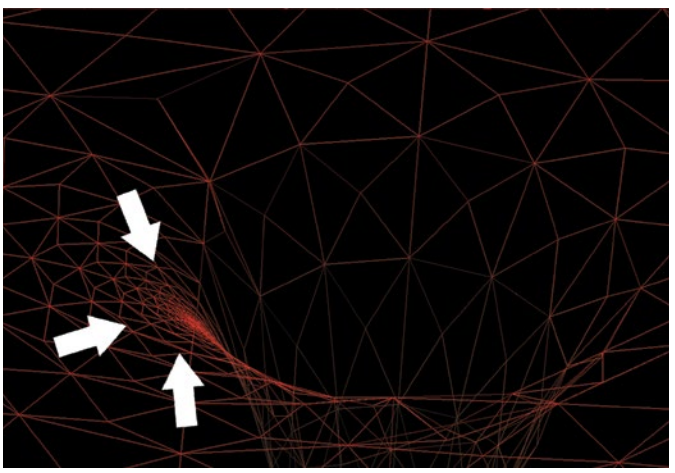


Рис. 6 — Возмущение деления распространяется преимущественно в радиальном направлении в окружении наблюдательной скважины

воздействия. Связано это с тем, что применяемые для расчетов аналитические модели строятся с использованием осредненных геолого-технических и промыслово-технологических параметров.

В настоящее время проектирование разработки нефтяных месторождений реализуется на основе трехмерного компьютерного моделирования, позволяющего проектировать различные системы размещения скважин, изменять режимы их работы и учитывать основные факторы, влияющие на эффективность циклического заводнения:

- слоистую и зональную неоднородность пласта с высокой степенью детализации;
- соотношение подвижностей нефти и воды;
- сжимаемости нефти, воды и породы;
- влияние капиллярных и гравитационных сил.

Такие модели позволяют определять время полуцикла индивидуально для каждой нагнетательной скважины, и тем самым добиться большей эффективности от внедряемой технологии.

Однако определение L и $\varkappa$ из уравнения (1) не является тривиальной задачей: реальные объекты разработки достаточно неоднородны по строению и насыщенности; фронт вытеснения, в зависимости от направления, находится на разном расстоянии от скважины.

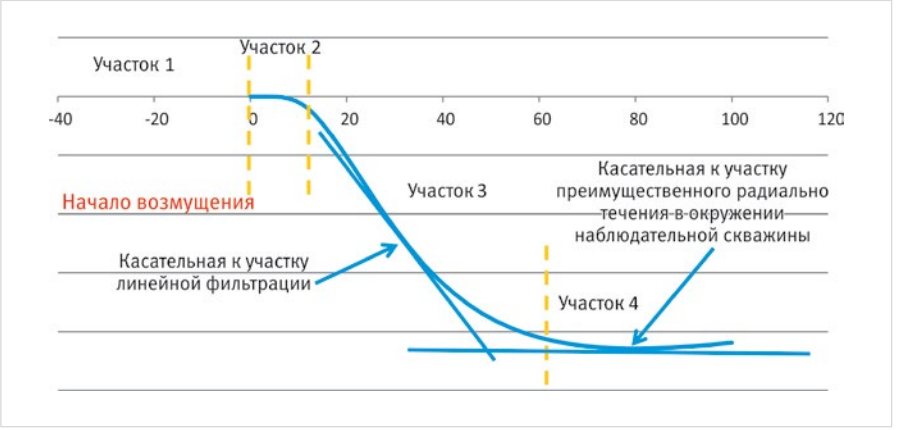


Рис. 7 — Касательные к участкам линейной и радиальной фильтрации

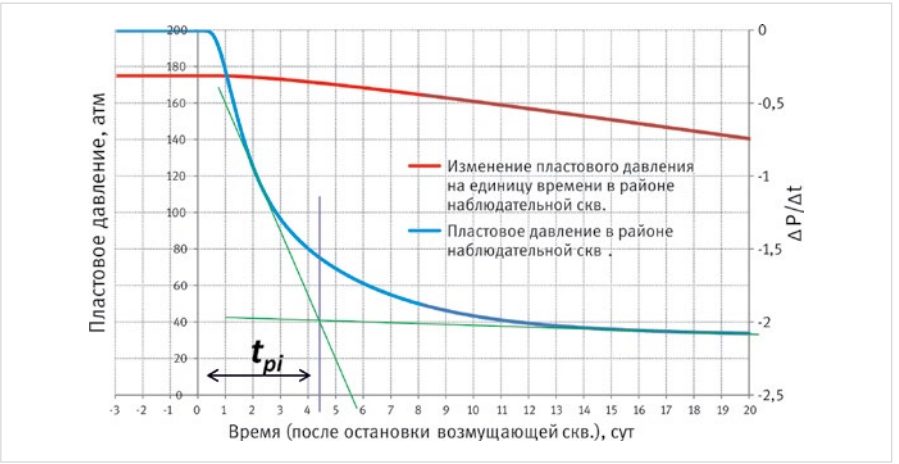


Рис. 8 — Определение оптимальной длительности полуцикла t_{pi} для пары добывающей и нагнетательной скважин

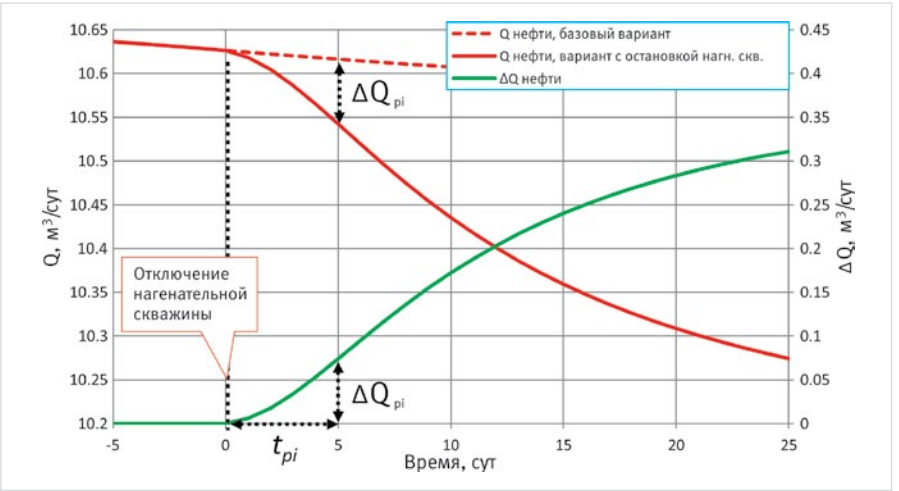


Рис. 9 — Определение ΔQ_{pi} на момент времени t_{pi} для реагирующей добывающей скважины

Для определения оптимальной длительности полуцикла t_i для выбранной i-той нагнетательной скважины разработан подход, основанный на технологии гидропрослушивания скважин.

Основываясь на подготовленном базовом варианте геолого-гидродинамической модели, формируются N прогнозных вариантов, где N — количество выбранных нагнетательных скважин для перевода в циклический режим работы (итого N+1 прогнозных вариантов). Варианты полностью соответствуют базовому, за исключением того, что с планируемой даты начала циклического заводнения одна, соответствующая варианту, нагнетательная скважина останавливается.

Каждый вариант с остановкой нагнетательной скважины сравнивается с базовым вариантом. Анализ начинается с определения всех добывающих скважин, на которых дебиты по нефти или жидкости имеют значимые изменения после остановки нагнетательной скважины. Другими словами: определяются все реагирующие добывающе скважины.

Время реакции t_{pi} для p-той добывающей скважины на остановку i-той нагнетательной скважины определяется по изменению пластового давления в районе добывающей скважины после остановки нагнетательной (рис. 8), и равно (1).

Усредненная длительность полуцикла нагнетательной скважины t_i, с учетом всех t_{pi} реагирующих добывающих скважин, определяется по формуле:

$$t_i = \frac{\sum_0^P \Delta Q_{pi} \cdot t_{pi}}{\sum_0^P \Delta Q_{pi}} \qquad (2)$$

где t_i — средневзвешенная длительность полуцикла для нагнетательной скважины, сут; P — количество реагирующих добывающих скважин, шт.; t_{pi} — оптимальная длительность полуцикла для пары добывающей и нагнетательной скважин, сут; ΔQ_{pi} — параметр взвешивания — изменение дебита нефти на добывающей скважине после остановки нагнетательной на момент времени t_{pi}, м³/сут.

Изменение дебита нефти добывающей скважины после остановки нагнетательной на момент времени t_{pi} является важным параметром, который характеризует влияние нагнетательной скважины на уровни добычи нефти. Взвешивание по этому параметру позволяет не допустить снижение темпов отбора запасов. Параметр ΔQ_{pi} рассчитывается по формуле (рис. 9):

$$\Delta Q_{pi} = Q_{base} - Q_{istop}, \qquad (3)$$

где ΔQ_{pi} — снижение дебита по нефти на момент времени t_{pi}, м³/сут; Q_{base} — дебит по нефти в базовом варианте на момент времени t_{pi}, м³/сут; Q_{istop} — дебит по нефти в варианте с остановкой нагнетательной скважины на момент времени t_{pi}, м³/сут.

В качестве примера прогнозирования технологической эффективности циклического заводнения проведены расчеты на основе детальной (геологическая расчетная сетка) трехмерной гидродинамической модели реального объекта. Прогнозный технологический эффект от непрерывной реализации циклического заводнения в течение 10 лет разработки составил 51061 т нефти или 3,9% от добычи нефти по участку воздействия (рис. 10).

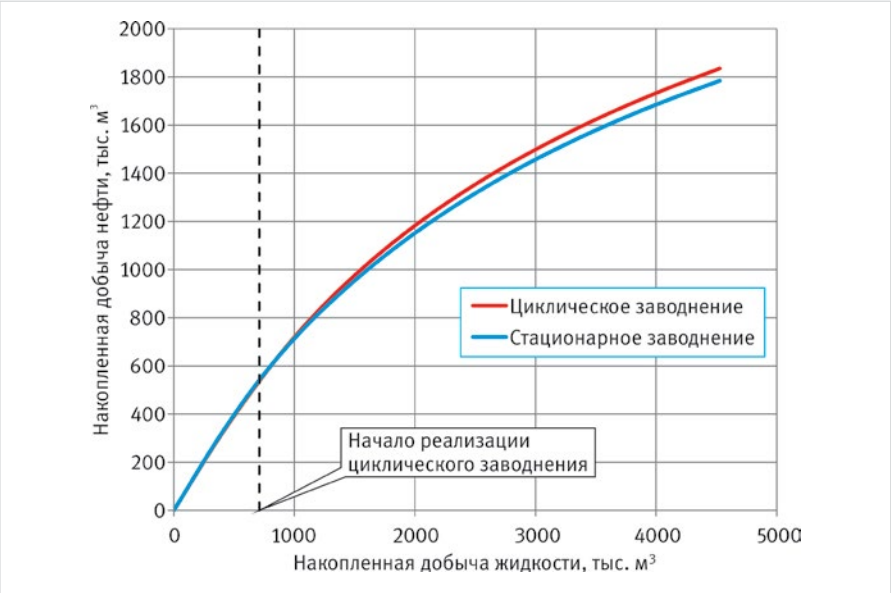


Рис. 10 — Характеристики вытеснения для рассматриваемого участка при стационарном и циклическом заводнении

Итоги

Авторами предложен подход определения коэффициента пьзопроводности пласта с использованием производной давления от времени.

Приведен практический пример применения подхода для проектирования метода циклического заводнения.

Выводы

Представлен подход интерпретации гидропрслушивания при зашумленном сигнале в работающей скважине.

В статье приведено выделение участков разных режимов фильтрации на производной давления по времени при гидропрослушивании.

Для целей оперативного контроля за разработкой предложена зависимость для определения коэффициента пъезопроводности.

В дальнейшем необходимы испытания предложенного подхода в различных горно-геологических условиях как терригенных, так и карбонатных коллекторов.

Список литературы

1. Шарбатова И.Н., Сургучев М.Л. Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты. М.: Недра, 1988. 121 с.
2. Крянев Д.Ю. Нестационарное заводнение. Методика критериальной оценки выбора участков воздействия. М.: ВНИИнефть, 2008. 208 с.
3. Ланин Н.А., Гуляев В.Н., Телегин И.Г., Поздняков А.А., Ягафаров А.К., Зозуля Г.П., Платонов И.Е. О концепции применения гидродинамических методов на месторождениях ТПП «Покачевнефтегаз»// Бурение и нефть. 2008. №2. С. 38–41.
4. Чуйко А.И., Метт Д.А., Суходанова С.С. Подходы к построению гидродинамической модели на основе данных пьезопроводности //Нефть, газ и бизнес. 2015. №3. С. 68–71.
5. Чертенков М.В., Чуйко А.И., Аубакиров А.Р., Пятибратов П.В. Выбор объектов и перспективных участков для применения циклического заводнения // Нефтяное хозяйство. 2015. №8. С. 60–64.

The study of signal changes dynamics from disturbing well to observation well

UDC 622.276

Authors:
Dmitry A. Mett — Ph.D., applicant for a degree[1]; Mr6x9@mail.ru
Artur R. Aubakirov — postgraduate[2]; aubakirov-artur@yandex.ru

[1]Oil and Gas Research Institute RAS, Moscow, Russian Federation
[2]Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow, Russian Federation

Abstract

Present economic conditions dictate terms of constant monitoring of borehole space in oil and gas production. For that problem exists well interference testing. But long well shutdown for interference testing is extremely difficult in the strict requirements for cost optimization. Interference methods without stopping the production wells are the way out of the current situation.

This article is devoted to the research areas of the derivative of pressure over time for a single perturbation from neighboring well.

Materials and methods

Hydrodynamic modeling in Saphir software.

Results

The authors proposed an approach to determining pressure conductivity factor using pressure time derivative.

In article was presented an example of practical application of the approach for design of cyclic waterflooding method.

Conclusions

An approach of well interference testing noisy signal in active well was proposed. The article shows the allocation of different filtration regime on the pressure derivative plot with respect to time with Interference testing.

For the purposes of operational control over the development process is proposed to determine the dependence of the pressure conductivity factor.

In the future, necessary tests the proposed approach in different geological conditions both terrigenous and carbonate reservoirs.

Keywords

well interference testing,
pressure conductivity factor,
cyclic waterflooding

References

1. Sharbatova I.N., Surguchev M.L. *Tsiklicheskoe vozdeystvie na neodnorodnye neftyanye plasty* [The cyclical impact on heterogeneous oil reservoirs]. Moscow: *Nedra*, 1988, 121 p.
2. Kryanev D.Yu. *Nestatsionarnoe zavodnenie. Metodika kriterial'noy otsenki vybora uchastkov vozdeystviya* [Unsteady flooding. Methods of criteria evaluating the selection impact areas]. Moscow: *VNIIneft'*, 2008, 208 p.
3. Lanin N.A., Gulyaev V.N., Telegin I.G., Pozdnyakov A.A., Yagafarov A.K., Zozulya G.P., Platonov I.E. *O kontseptsii primeneniya gidrodinamicheskikh metodov na mestorozhdeniyakh TPP «Pokachevneftegaz»* [About the concept of application of hydrodynamical methods on the oil fields of TPP Pokachevneftegas] // *Burenie i neft'*, 2008, issue 2, pp. 38–41.
4. Chuyko A.I., Mett D.A., Sukhodanova S.S. *Podkhody k postroeniyu gidrodinamicheskoy modeli na osnove dannykh p'ezoprovodnosti* [Approaches to creation of hydrodynamic model on the basis of data of a piezoconductivity]. *Neft', gaz i biznes*, 2015, issue 3, pp. 68–71.
5. Chertenkov M.V., Chuyko A.I., Aubakirov A.R., Pyatibratov P.V. *Vybor ob"ektov i perspektivnykh uchastkov dlya primeneniya tsiklicheskogo zavodneniya* [Zones and regions selecting for cyclic waterflooding]. Oil Industry, 2015, issue 8, pp. 60–64.

УДК 622.276

Оценка рисков солевыпадения в скважинах Ванкорского месторождения и выбор оптимальной технологии предупреждения

И.В. Валекжанин
в.н.с.
ValekzhaninIV@ufanipi.ru

А.И. Волошин
д.х.н., эксперт по направлениям добычи
VoloshinAI@ufanipi.ru

В.В. Рагулин
к.т.н, начальник отдела борьбы с осложнениями
Victor@ufanipi.ru

К.К. Резвова
в.н.с.
RezvovaKK@ufanipi.ru

ООО «РН-УфаНИПИнефть», Уфа, Россия

На основании исследования состава попутно-добываемых вод и условий нефтедобычи оценены риски солеотложения кальцита в погружном скважинном оборудовании. Проведен анализ необходимости применения взаимного растворителя при проведении процедуры задавки ингибитора в пласт. Предложены экономически обоснованные способы защиты от солеотложения.

Материалы и методы
Проведено исследование состава попутно-добываемых вод. На установке по исследованию керна проведены эксперименты по фильтрации растворов ингибиторов через керновый материал Ванкорского месторождения. Определены адсорбционно-десорбционные свойства ингибитора, построены изотермы адсорбции. Выявлено влияние взаимного растворителя на восстановление коэффициента проницаемости.

Ключевые слова
солеотложение, кальцит, задавка в пласт, Ванкорское месторождение

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение находится на севере Красноярского края России и является крупнейшим из открытых и введенных в эксплуатацию в России за последние 25 лет. Месторождение, общая площадь которого составляет 416,5 км^2, включает в себя Ванкорский (Туруханский район) и Северо-Ванкорский (территория Таймырского Долгано-Ненецкого района) участки. Открыто в 1988 г., и запущено в промышленную эксплуатацию в 2009 г. Начальные извлекаемые запасы Ванкорского месторождения по состоянию на 1 января 2014 г. составляют 500 млн т нефти и конденсата, 182 млрд м^3 газа.

Месторождение разбуривается нагнетательными наклонно-направленными и добывающими скважинами с горизонтальным окончанием, что обеспечивает высокие дебиты. Добываемая совместно с нефтью пластовая вода, содержащая минеральные соли, обуславливает риск выпадения труднорастворимых солей в процессе добычи и подготовки нефти. Для обеспечения безаварийной работы скважинного и нефтепромыслового оборудования в процессе солеотложения необходима разработка комплексной программы по борьбе с этим явлением. В этой связи встали задачи определения рисков солеотложения, прогноза динамики развития проблемы, определения эффективных технологических решений по предупреждению и удалению солеотложения с проведением лабораторной оценки эффективности существующих ингибиторов для установления их оптимальных дозировок.

По результатам исследования ионного состава и свойств попутно-добываемых, подтоварных и артезианских вод было установлено, что попутно-добываемые воды пластов Як 3-7, Нх-1 и артезианская вода относятся к хлоркальциевому типу (в соответствии с классификацией Сулина В.А.), а попутно-добываемые воды пласта Нх 3-4 – к гидрокарбонатно-натриевому типу. Общая минерализация вод составляет 19,9–21,5 г/л для пластов Як 3-7, 16,0–20,5 г/л для пласта Нх-1 и 12,8–20,9 г/л для пласта Нх 3-4. Воды содержат катионы щелочноземельных металлов, которые способны образовывать трудно растворимые в воде осадки — карбонаты. Содержание катиона кальция составляет 100–592 мг/л (пласт Як 3-7), 338–748 мг/л (пласт Нх-1) и 35–535 мг/л (пласт Нх 3-4), катиона бария — 0–14 мг/л, 0–28 мг/л и 0–9 мг/л, соответственно. Концентрация катиона стронция находится в диапазонах 88–129 мг/л (пласт Як 3-7), 28–96 мг/л (пласт Нх-1) и 11–84 мг/л (пласт Нх 3-4). Содержание гидрокарбонат-аниона варьируется в пределах 671–1922 мг/л (пласт Як 3-7), 153–378 мг/л (пласт Нх-1) и 293–3050 мг/л (пласт Нх 3-4), хлор-аниона — 10955–12514 мг/л (пласт Як-3-7), 9483–12349 мг/л (пласт Нх-1), 5645–12436 мг/л (пласт Нх 3-4). Содержание растворенного CO_2 в воде изменяется в диапазоне 0–80 мг/л, водородный показатель pH — 8,0–8,99 (слабощелочной) для пластов Як 3-7 и Нх-1 и 7,67–9,64 (щелочной) для пласта Нх 3-4. Бактериальная зараженность попутно-добываемой воды сульфатвосстанавливающими бактериями (СВБ) достигает от десятка до 107 клеток/см^3 (пласты Як 3-7, Нх-1) и до десятка клеток/см^3 (пласт Нх 3-4).

На основании определенного ионного состава попутно-добываемых, закачиваемых вод и технологических жидкостей по известным методикам математического моделирования (методика Дж. Е. Оддо и М. Б. Томпсона и др.) оценена склонность вод и их смесей к выпадению труднорастворимых солей. Оценка низких, средних и высоких рисков выпадения кальцита, основного компонента солевых отложений прогнозируемого по ионному составу пластовых вод, устанавливалась в соответствии с численными значениями индекса насыщения SI [1].

Моделированием склонности попутно-добываемых вод пластов Ванкорского месторождения к выпадению кальцита (рис. 1) было установлено, что риск выпадения кальцита в скважинных условиях для пластов Як 3-7 и Нх-1, в основном, отсутствует, хотя имеет место тенденция повышения индекса насыщения SI к устью скважины, что связано с процессами разгазирования скважинных флюидов и снижения содержания растворенного CO_2 в попутно-добываемой воде. Для скважин,

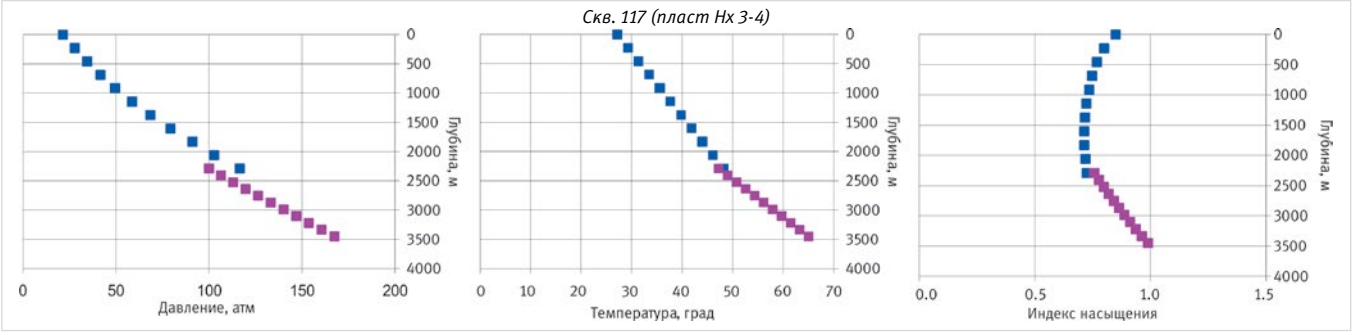


Рис. 1 — Изменение давления, температуры и индекса насыщения по стволу скважины и НКТ

добывающих продукцию пласта Нх 3-4, риск выпадения кальцита присутствует и наиболее высок в условиях забоя скважины.

Причиной выпадения кальцита является изменение термобарического равновесия в потоке скважинного флюида [2]. При поступлении скважинной продукции на забой изменяется содержание растворенного CO_2 между водной и нефтяной фазами, обедняясь CO_2, попутно-добываемая вода выделяет труднорастворимый кальцит

$$Ca(HCO_3)_2 \rightarrow CaCO_3\downarrow + H_2O + CO_2$$

В ходе исследования выявлено, что смешивание пластовых вод с закачиваемой подтоварной приводит к повышению нестабильности первых и усилению выпадения кальцита (рис. 2). Однако интенсивность выпадения кальцита различна. Для пластовой воды Як 3-7 отмечается незначительный рост количества выпадающего кальцита с увеличением доли подтоварной воды в смеси, а для пластовой воды Нх-1 усиление нестабильности происходит при28 % и выше содержании подтоварной воды в смеси с дальнейшим существенном ростом интенсивности выпадения кальцита. Наиболее значимо рост нестабильности проявляется при смешивании пластовой воды Нх 3-4 с подтоварной водой с постоянным увеличением интенсивности выпадения кальцита при повышении содержания подтоварной воды в смеси.

Данное явление объясняется различием в содержании солеобразующего катиона кальция в пластовых и подтоварной водах. Наиболее велико различие в содержаниях катиона Ca^{2+} для пластовой воды Нх 3-4 и подтоварной воды.

Смешивание артезианской воды с пластовыми водами, наоборот, повышает солевую стабильность системы и снижает риск выпадения кальцита. Это связано с низким содержанием гидрокарбонат-иона в артезианской воде в сравнении с пластовыми водами (рис. 2).

Для предупреждения риска выпадения и солеотложения кальцита в нефтепромысловой практике широко используют ингибиторы солеотложения.

Среди различных способов и технологий защиты от солеотложения для горизонтальных средне- и высокодебитных скважин пласта Нх 3-4 Ванкорского месторождения наиболее приемлемы следующие варианты [3]:

- постоянное дозирование ингибитора солеотложения на прием УЭЦН (либо под ПЭД) через капиллярную трубку;
- задавливание ингибитора солеотложения в призабойную зону пласта;
- дозирование ингибитора солеотложения в нагнетательные скважины с гидродинамической связью с солеотлагающими добывающими скважинами.

Выбор ингибиторов солеотложения для защиты скважин Ванкорского месторождения проводился методами статического и динамического тестирования.

В ходе тестирования были определены эффективные дозировки ингибирования осадкообразования $CaCO_3$ статическим методом и эффективное остаточное содержание ингибитора солеотложения в попутно-добываемой воде для предотвращения осаждения $CaCO_3$ по результатам динамического теста.

Эффективное остаточное содержание ингибитора солеотложения в попутно-добываемой воде определялось по блокированию капилляра осаждающимся $CaCO_3$ при прокачивании модели воды пласта Нх 3-4 через капилляр без ингибитора (холостой опыт) и с ингибитором в различных дозировках в течение 60–120 мин. Начало формирования отложений карбоната кальция в капилляре и, соответственно, блокирование проходного сечения определялось по относительно резкому, экспоненциальному увеличению перепада давления на капилляре (рис. 3).

Было проведено исследование эффективности 10 ингибиторов солеотложения отечественного производства. На основании проведенного тестирования было установлено, что испытанные ингибиторы солеотложения по результатам статических тестов на моделях вод пластов Як 3-7 и Нх 3-4 с эффективностью выше 90% ингибировали выпадение кальцита в дозировках 10–20 мг/л. Минимальная концентрация ингибиторов в водной среде, обеспечивающая эффективное остаточное содержание реагентов для предотвращения солеотложения, по результатам динамических тестов составила от 3 до 10 мг/л.

Так как риски солеотложения в процессе нефтедобычи из пласта Нх 3-4 возникают непосредственно при поступлении скважинного флюида на забой скважины, то применение для защиты скважин от выпадения кальцита технологии задавки ингибиторов в пласт наиболее оправдано. В этой связи были проведены фильтрационные исследования по влиянию закачки водных растворов ингибиторов солеотложения и предоторочки взаиморастворителя на продуктивность скважин данного пласта [4].

Для проведения эксперимента по оценке влияния технологических растворов на проницаемость пласта использовались взаимный растворитель (ВР на основе бутиловых эфиров этилегликоля), 10% раствор лучшего по эффективности ингибитора солеотложения (ИС на фосфонатной основе) при пластовой температуре 65°С. Изовискозная модель нефти имела вязкость 1,01 мПа·с, плотность 0,763 г/см^3.

Фильтрацию проводили на установке УИК-5(2) (Гло-Бел Нефтесервис, г. Москва), позволяющей с высокой точностью определять исследуемые фильтрационные параметры.

Технология задавки ингибитора солеотложения в пласт предполагает следующие последовательные стадии:

- закачку взаимного растворителя;
- закачку ингибитора солеотложения;
- технологический отстой, необходимый для адсорбции ингибитора;
- вывод скважины на режим добычи нефти.

В соответствии с этим, через образец керна в опыте 1, помещённого в термобарические условия пласта, последовательно фильтровали нефть, взаимный растворитель, 10% раствор ингибитора в 2% растворе хлорида калия, затем фильтрацию прекращали (моделирование технологического отстоя). После технологического отстоя вновь фильтровали взаимный растворитель и в заключении нефть.

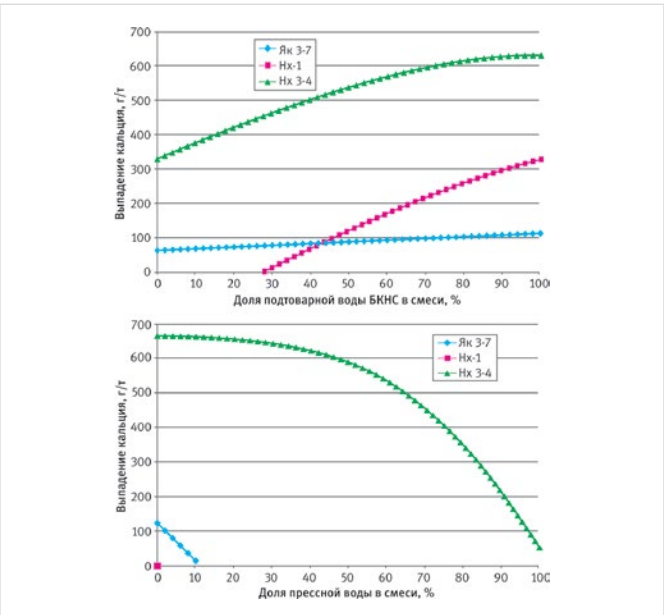


Рис. 2 — Моделирование смешивания пластовых вод с подтоварной и артезианской в пластовых условиях

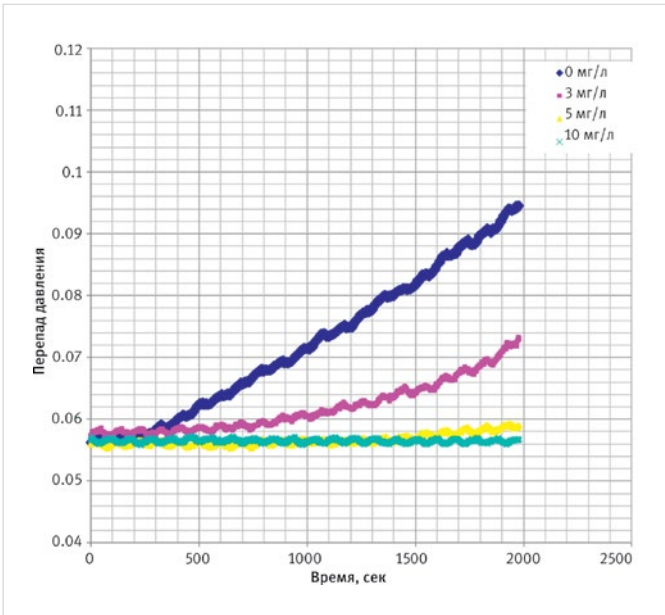


Рис. 3 — Пример результата динамического теста по определению эффективной остаточной концентрации ингибитора

В опыте 2 последовательно фильтровали нефть, 10% раствор ингибитора в 2% растворе хлорида калия и в заключение нефть.

Фильтрация раствора на каждом этапе в опыте 1 и в опыте 2 осуществлялась до стабилизации перепада давления, при этом определяли проницаемость пористой среды по раствору. Также осуществлялся контроль по объему прокачки (не более 10–12 Vпор) и времени контакта закачиваемых жидкостей с керном (не менее 3 ч для обеспечения протекания возможных процессов изменения свойств породы).

На каждом этапе фильтрации определялась проницаемость по жидкости, и рассчитывался коэффициент изменения проницаемости как отношение текущей эффективной проницаемости к базовой величине. За базовую была принята проницаемость керна по нефти.

В опыте 1 использовалась модель пористой среды с проницаемостью по газу 40,7.10^{-3} мкм^2. Проницаемость модели по нефти составила 9,68.10^{-3} мкм^2. При закачке на данном этапе наблюдалась стабильная фильтрация практически после прокачки 1 порового объема нефти без существенных изменений проницаемости в дальнейшем. На последующих этапах, при смене растворов наблюдалось снижение проницаемости. При фильтрации взаимного растворителя снижение проницаемости произошло до 5,75.10^{-3} мкм^2, коэффициент восстановления проницаемости достиг значения 0,59. Фильтрация раствора ингибитора солеотложения дополнительно снизила проницаемость до 1,75.10^{-3} мкм^2, коэффициент восстановления проницаемости — 0,18. Последующая фильтрация взаимного растворителя на последнем этапе позволила частично восстановить проницаемость, коэффициент восстановления проницаемости 0,58. При последующей фильтрации нефти, объемом примерно 1,5 Vпор проницаемость пористой среды практически полностью восстановилась, коэффициент восстановления проницаемости составил 0,928.

Основные результаты и расчетные величины, полученные в опыте 1, представлены на рис. 4.

В опыте 2 использовали ту же модель пористой среды, что и в опыте 1, с проницаемостью по газу 40,7.10^{-3} мкм^2. Проницаемость модели по нефти в опыте 2 составила 8,27.10^{-3} мкм^2. Фильтрация раствора ингибитора солеотложения снизила проницаемость до 1,19.10^{-3} мкм^2, коэффициент восстановления проницаемости — 0,144. При последующей фильтрации нефти, объемом более 5 Vпор проницаемость пористой среды частично восстановилась 6,4510^{-3} мкм^2, коэффициент восстановления проницаемости составил 0,78.

Основные результаты и расчетные величины, полученные в опыте 2, приведены на рис. 5.

Таким образом, фильтрационные опыты по физическому моделированию технологии закачки ингибитора солеотложения в пласт показали, что при использовании взаимного растворителя проницаемость пористой среды по нефти практически полностью восстанавливается, коэффициент восстановления – 0,93. Показано, что фильтрация растворов ингибитора солеотложения даже при использовании реагентов подавляющих набухаемость глин (хлорид калия) без взаимного растворителя существенно снижает проницаемость по нефти пористой среды, коэффициент восстановления проницаемости – 0,78; причем восстановление проницаемости более длительное. Восстановление проницаемости с взаимным растворителем происходит после фильтрации 1,5 Vпор, без взаимного растворителя после фильтрации 5 Vпор.

Использование взаимного растворителя в обработках скважин для предотвращения солеотложения позволяет очищать обрабатываемые поры и каналы фильтрации от пластовой воды и нефти, удалять с поверхности породы рыхлосвязанную воду и пленку нефти, увеличивая тем самым площадь поверхности, контактирующей с ингибитором солеотложения. Тем самым обеспечивается подготовка пласта для оптимальной сорбции ингибитора на породе с последующей медленной и полной десорбцией ингибитора.

Для оценки диапазона эффективного применения технологий проведено экономическое сопоставление способов защиты внутрискважинного оборудования от выпадения солей.

Как показали расчеты, технология задавливания ингибитора солеотложения в

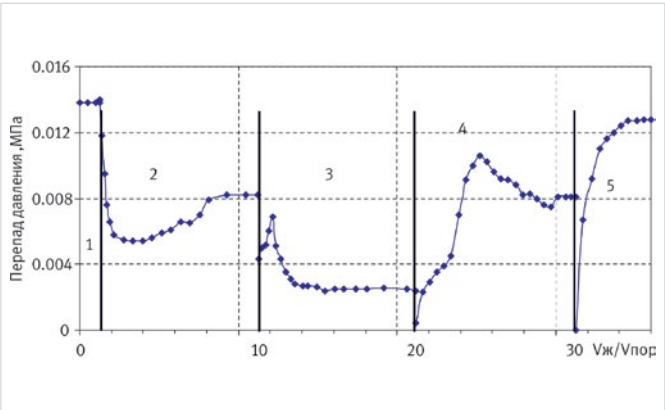


Рис. 4 — Динамика фильтрации соответственно 1 – нефти, 2 – взаимного растворителя, 3–10% раствора ИС, 4 – взаимного растворителя и 5 – нефти через керн пласта Нх3-4

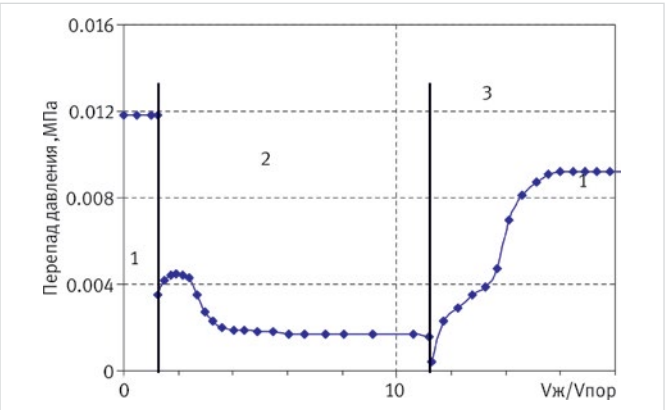


Рис. 5 — Динамика фильтрации соответственно 1 – нефти, 2–10% раствора ИС в 2% растворе KCl и 3 – нефти через керн пласта Нх3-4

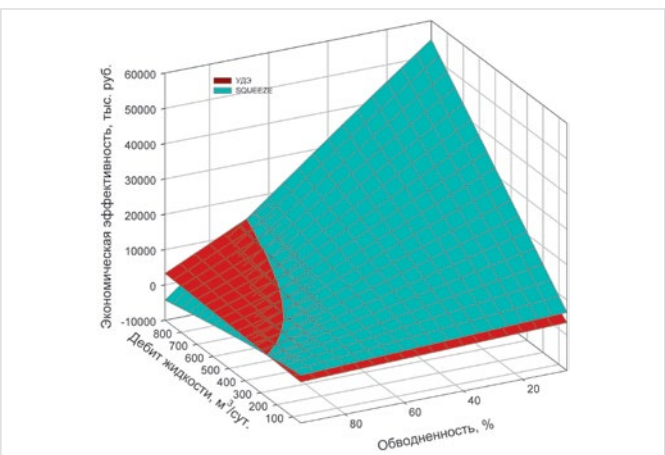


Рис. 6 — Сопоставление экономических эффективностей технологий защиты скважин от солеотложения методом постоянного ингибирования через капилляр (УДЭ) и методом задавки ингибитора в пласт

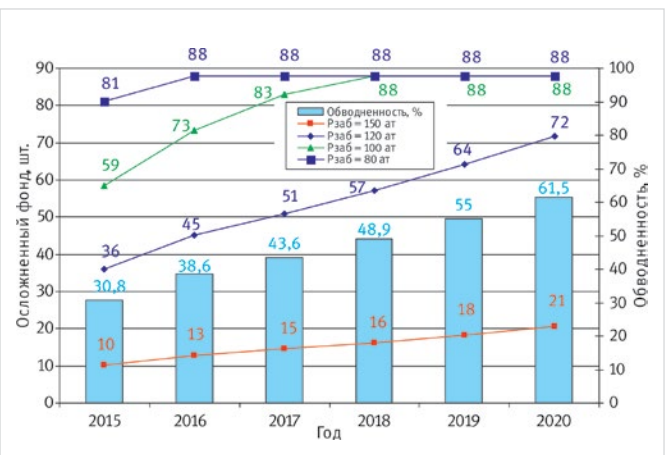


Рис. 7 — Прогноз динамики осложненного фонда скважин по пласту Нх3-4

пласт экономически целесообразна для скважин низкой и средней обводненности, относящихся к средне- и высокодебитному фонду (рис. 6). Технология предполагает высокие затраты на проведение работ по задавке ингибитора в пласт, связанные, в том числе, и с приобретением необходимого количества ингибитора. Однако производственная практика указывает и на наибольшую эффективность защиты при использовании технологии, выражающуюся в увеличении средней наработки на отказ погружного скважинного оборудования на, как правило, не менее 4 раз;

- с ростом обводненности добываемой продукции расширяется диапазон дебитов скважин, для которых более эффективна технология постоянного дозирования через капиллярную трубку. Технология постоянного ингибирования эффективнее задавки для скважин с дебитами по жидкости 300 м^3/сут при обводненности >90%, для скважин с дебитами по жидкости 400 м^3/сут при обводненности > 82%, скважин с дебитами по жидкости 500 м^3/сут при обводненности > 76% и т.д. Необходимо отметить, что затраты на приобретение реагента по данной технологии наиболее низкие из рассматриваемых методов защиты;
- положительный эффект от использования технологий постоянного ингибирования через капилляр и задавки в пласт для скважин пласта Нх3-4 проявляется при увеличении средней наработки на отказ более чем в 1,02 и 1,26 раза, соответственно. При росте СНО погружного оборудования в 1,4 и 5,2 раза, соответственно, технология эффективна для всего осложненного фонда скважин.

По своей экономической эффективности технология закачки ингибитора через систему ППД в нагнетательные скважины уступает по эффективности технологиям задавки ингибитора в пласт и постоянному дозированию. Технология закачки ингибитора в систему ППД конкурентно способна только при целенаправленной обработке скважин нагнетательного фонда для защиты гидродинамически связанных осложненных добывающих скважин. Технология также эффективна, если через КНС ингибитором приходится обрабатывать всю нагнетаемую воду, а осложненный солеотложением фонд добывающих скважин значителен.

Итоги

В ходе изучения физико-химических свойств скважинных флюидов Ванкорского месторождения и моделирования процессов выпадения труднорастворимых солей оценены риски солеотложения в процессе нефтедобычи и предложены технологии защиты погружного скважинного оборудования.

Выводы

Проведен анализ рисков отложения солей при смешивании пластовых вод с подтоварными и артезианскими. Установлено наличие риска солевыпадения при смешении вод. Проведено лабораторное тестирование ряда ингибиторов солеотложений. Смоделирована процедура задавки ингибитора в пласт. Установлено положительное влияние применения взаимного растворителя на восстановление коэффициента проницаемости после задавки ингибитора в пласт.

Список литературы

1. J.E. Oddo, M.B. Tomson. Why scale forms and how to predict it. SPE Production & Facilities 9. 1998. №1. pp. 47–54.
2. Кащавцев В.Е., Гаттенбергер Ю.П., Люшин С.Ф. Предупреждение солеотложения при добыче нефти. М.: Недра, 1985. 215 с.
3. Рагулин В.В., Михайлов А.Г., Волошин А.И., Маркелов Д.В., Матяш С.Е. Проблема солеотложения и пути ее решения на месторождениях «НК «Роснефть» // Интервал. Передовые нефтегазовые технологии. 2006. №10. С. 38–46.
4. Nail Pointon, Alan Miller, Dmitry Konyuhov, Andre Leontieff, Ilgiz Ganiev, Alexander Voloshin. Squeezing scale inhibitors to protect submersible pumps in highly fractured, calcium carbonate scaling reservoirs. SPE 115195, Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, 28-30 October 2008, Moscow, Russia.

UDC 622.276

Risk assessment of salt precipitation in Vankor field wells and selection of the optimal prevention technology

Authors:
Il'ya V. Valekzhanin — leading researcher; ValekzhaninIV@ufanipi.ru
Alexander I. Voloshin — Sc.D., an expert in production areas; VoloshinAI@ufanipi.ru
Victor.V. Ragulin — Ph.D., head of the department of struggle with complications; Victor@ufanipi.ru
Kristina K. Rezvova — junior researcher; RezvovaKK@ufanipi.ru

"RN-UfaNIPIneft" LLC, Ufa, Russian Federation

Abstract

Risks of calcite scaling in submersible equipment were estimated on the basis of studies the composition of produced water and oil production conditions. There was analyzed the need of use the mutual solvent during the inhibitor squeezing procedure into the formation. Economical reasonable protection methods against scaling are proposed.

Materials and methods

The composition of produced water was studied. Experiments on filtration the inhibitors through core samples of Vankor field were conducted at the installation for core examination. The adsorption-desorption properties of inhibitor were determined, adsorption isotherms were constructed. The influence of the mutual solvent for the restoration of the permeability coefficient was revealed.

Results

Risks of scale in the process of oil production were estimated in the course of studying the physical and chemical properties of downhole fluids of Vankor field and modeling of precipitation of sparingly soluble salts. Technologies of protection the submersible downhole equipment were offered.

Conclusions

In article was analyzed risk of salt deposition in mixing reservoir water, produced water and artesian waters. The risk of salt deposition was established. The numbers of lab tests on scale inhibitors were carried out. The procedure of squeezing inhibitor into the formation was simulated. The positive effect of the application of the mutual solvent for the restoration of the permeability coefficient after squeezing inhibitor into the formation was established.

Keywords

scaling, calcite,
squeezing into the formation,
the Vankor field

References

1. J.E. Oddo, M.B. Tomson. Why scale forms and how to predict it. SPE Production & Facilities 9, 1998, issue 1, pp. 47–54.
2. Kashchavtsev V.E., Gattenberger Yu.P., Lyushin S.F. *Preduprezhdenie soleotlozheniya pri dobyche nefti* [Prevention of scaling in oil production]. Moscow: *Nedra*, 1985, 215 p.
3. Ragulin V.V., Mikhaylov A.G., Voloshin A.I., Markelov D.V., Matyash S.E. *Problema soleotlozheniya i puti ee resheniya na mestorozhdeniyakh «NK «Rosneft'»* [The problem of scale and its solutions in the fields of "NK" Rosneft "]. *Interval. Peredovye neftegazovye tekhnologii*, 2006, issue 10, pp. 38–46.
4. Nail Pointon, Alan Miller, Dmitry Konyuhov, Andre Leontieff, Ilgiz Ganiev, Alexander Voloshin. Squeezing scale inhibitors to protect submersible pumps in highly fractured, calcium carbonate scaling reservoirs. SPE 115195, Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, 28-30 October 2008, Moscow, Russia.

Высокоточная обработка металлов

Компания «ТМС групп», располагая новейшим оснащением по комплексной обработке и сварке металла, предлагает сотрудничество по изготовлению высокоточных деталей и узлов для различных отраслей промышленности: от сельского хозяйства до авиации.

Вертикальный 5-осевой фрезерный обрабатывающий центр

Перемещения:	
Ось X, мм	5200
Ось Y, мм	3000
Ось Z, мм	700
Ось W, мм	800
Ось B, град	+/-110 (0,001)
Ось C, град	360 (0,01)
Рабочий стол:	
длина, мм	5000
ширина, мм	2000
Т-образные пазы	19 * 210
Расстояние от стола до торца шпинделя, мм	0–1650
Расстояние м/у колоннами, мм	2550
Допустимая нагрузка на стол, кг	30 000
Шпиндель (вертикальный):	
Частота вращения, об/мин	6000
Точность обработки:	
Позиционирование, мм (на всю длину)	+/- 0,005
Повторяемость, мм	+/- 0,003

Обрабатывающие фрезерные центры

Перемещение:	
Ось X, мм	2060 (3060)
Ось Y, мм	1016
Ось Z, мм	820
Рабочий стол:	
Размер стола, мм	2100 (3100)x1050
Макс.нагрузка на стол, кг (неравномерно)	3000
Расстояние от пов-ти стола для торца шпинделя, мм	105–925
Шпиндель:	
Конус шпинделя	BT 50
Частота вращения, об/мин.	4000
Точность:	
позиционирование, мм	±0,008

Обрабатывающий сверлильный центр

Длина обработки	до 12 м
Сверление отверстий диаметром	до 32 мм
Фрезерование по оси Y	до 350 мм

Токарные обрабатывающие центры

Параметр		Значение	
		QSM200L 500U	QSM200ML 1000U
Возможности	Max. диаметр обработки	∅380 мм	
	Max. длина обработки	538 мм	1052 мм
Главный шпиндель	Размер патрона	8"	
	Частота вращения шпинделя	5000 об/мин	
	Диаметр отверстия шпинделя	∅ 76 мм	
Револьверная головка	Тип револьверной головки	12-позиционная, барабанного типа	
	Количество инструментов	12	
Фрезерный шпиндель	Частота вращения	-	4500 об/мин
	Диаметр вращающегося инструмента (фреза, сверло)	-	20 мм
	метчик	-	M20x2,5
Привод	Главный шпиндель (30 мин./ пост. работа)	18,5 кВт/ 15,0 кВт	18,5 кВт/ 15,0 кВт
	Фрезерный шпиндель	-	5,5 кВт

ПРЕИМУЩЕСТВА СОТРУДНИЧЕСТВА

- Уникальная возможность обработки заготовок в вертикальном положении по пяти осям.
- Гибкая и прозрачная для Заказчика система ценообразования.
- Возможности скидок при крупносерийном производстве.
- Собственная группа профессиональных конструкторов, технологов и программистов ЧПУ.
- Лицензированное производство на изготовление и ремонт авиакомпонентов.
- Опыт исполнения сложных заказов для авиационной, нефтяной промышленности, машиностроения и сельского хозяйства.

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

УДК 622.691

Технология компрессорно-абсорбционной очистки как способ повышения эффективности использования ПНГ

А.Н. Блябляс
аспирант
sas5939@yandex.ru

М.А. Корепанов
д.т.н., доцент, в.н.с.
kma@udman.ru

Институт механики Уральского отделения РАН, Ижевск, Россия

Статья посвящена разработке и исследованию методов повышения эффективности использования забалластированного попутного нефтяного газа. Авторами предложена уникальная технология абсорбционной сепарации газа в компоновке с существующими компрессорными технологиями извлечения углеводородов из ПНГ. Подобраны оптимальные режимы работы установки разделения ПНГ на фракции, обеспечивающие максимальный выход целевых углеводородов.

Материалы и методы
Исследования проводились на базе института механики Уральского отделения РАН. В работе использованы эмпирические и теоретические методы исследования. Решение задач базируется на результатах математического моделирования средствами САПР и проведения лабораторных испытаний.

Ключевые слова
абсорбционно-компрессорный метод, разделение, ступенчатое повышение давления, сепарация газа, попутный нефтяной газ (ПНГ), абсорбент, циркуляция

Проблема рационального использования попутного нефтяного газа (ПНГ) далеко не нова, сегодня существует множество способов и технологий повышения эффективности использования ПНГ, но, несмотря на это, Россия ежегодно сжигает на факельных установках около четверти добываемых объемов попутного газа.

В нефтегазовой промышленности широкое распространение получил абсорбционный, или маслопоглотительный метод осушки попутных газов, ввиду простоты технологии и высокой эффективности сепарирования [1].

Метод основан на поглотительной способности масел выборочно растворять в себе ряд целевых углеводородов и выделять их при последующем нагреве. Тем не менее, известная технология не совершенна, поскольку предусматривает емкости с маслом, затраты энергии на постоянную циркуляцию и нагрев абсорбирующего агента, что в масштабах нефтеперерабатывающих предприятий может составлять значительные энергопотери.

Существующие отечественные и зарубежные мобильные устройства для сепарации попутного нефтяного газа в большинстве случаев основываются на одной из технологий для разделения газообразных смесей: абсорбционной, компрессорной и адсорбционной. Комбинация технологий в едином устройстве используется впервые. Подана заявка на получение патента на полезную модель [2].

Авторами предлагается модернизация существующего абсорбционного метода сепарации газа за счёт использования в качестве абсорбента некоторой части выходящих из колонны целевых тяжелых углеводородов. Пентаново-гексановая фракция в холодном виде соприкасаясь с попутным газом, на границе раздела фаз «газ – жидкость», за счёт взаимного растворения, избирательно будет абсорбировать часть углеводородов.

Сущность предлагаемого метода поясняется следующей схемой (рис.1).

Попутный газ после очистки от механических примесей и осушки от влаги по трубопроводу поступает в компрессорную установку *1*. Сжатый до 15 атм попутный газ попадает в смеситель *2*, конструкция которого обеспечивает хороший контакт газа с абсорбентом, в качестве которого выступает циркулирующий газовый конденсат. В результате взаимного перемешивания тяжелые фракции попутного газа растворяются в абсорбенте, что позволяет выделить тяжелые фракции (пентан-гексан) в первой ступени охлаждения, без существенных энергозатрат. Тяжелые углеводороды, после абсорбции и конденсации накапливаются в нижней части сепаратора *4*. Доля абсорбента (10–15%) за счет циркуляционного насоса *6* непрерывно циркулирует по трубопроводу, направляется в смеситель для абсорбирования углеводородов входящего потока ПНГ.

Не растворившиеся легкие фракции газа и инертные газы поступают в верхнюю часть сепаратора *4* и попадают в холодильную установку *7*, где за счет второй ступени охлаждения, конденсируются в сепараторе 8 более легкие фракции углеводородов, такие как пропан, бутан. Инертные газы, преимущественно азот — удаляются из системы по газовой линии через сбросный клапан на существующую факельную свечу.

Предлагаемая технологическая схема подготовки попутного нефтяного газа в условиях отсутствия развитой инфраструктуры может стать отличным решением использования ПНГ для отдаленных месторождений, так как предусматривает разделение углеводородов на 3 составляющие:

1. Целевые тяжелые углеводороды, преимущественно гексанового ряда, которые в стандартных условиях являются жидкостями, могут закачиваться в трубопровод для снижения вязкости транспортируемых углеводородов.
2. Сжиженные газы, преимущественно пропан-бутановые, которые могут быть использованы для работы газогенераторных установок, выделяя тепловую и электрическую энергию на нужды промысла.
3. Инертные газы и несконденсировавшиеся легкие углеводороды сжигаются на существующей факельной свече.

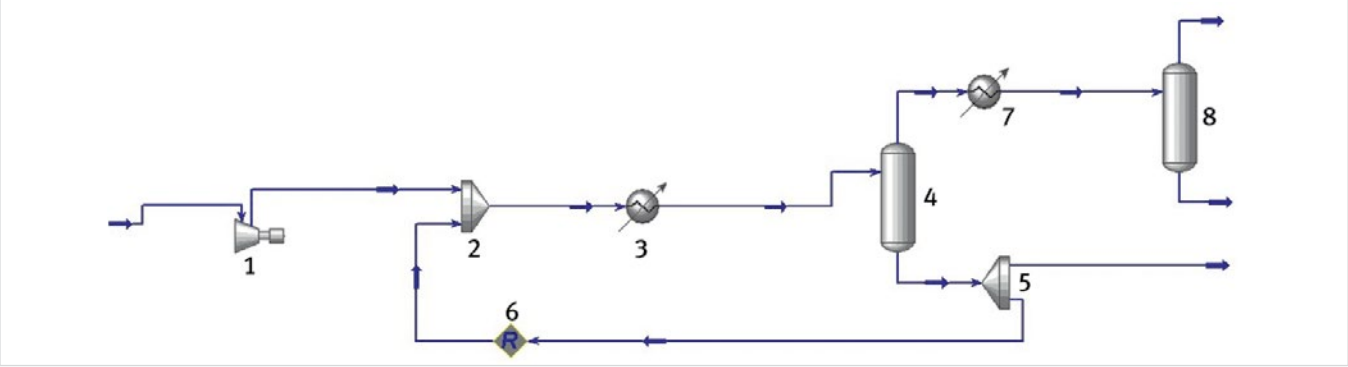


Рис. 1 – Схема устройства компрессорно-абсорбционной очистки газа
1 — компрессор, 2 — газожидкостный смеситель с регулируемым расходом компонентов, 3 — блок низкотемпературного жидкостного охлаждения, 4 — ступенчатый сепаратор, 5 — жидкостный тройник с регулируемым расходом, 6 — жидкостный циркуляционный насос, 7 — блок низкотемпературного жидкостного охлаждения, 8 — ступенчатый сепаратор

ДНС-3 Мишкинского месторождения, теплота сгорания 6178 ккал/м^3, %

O_2	CO_2	N_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	i-C_4H_{10}	n-C_4H_{10}	i-C_5H_{12}	n-C_5H_{12}	C_6H_{14}	H_2S
0,04	1,0	60,82	12,71	9,10	9,63	1,42	2,79	0,78	0,64	0,46	0,31

Таб. 1 — Компонентный состав ПНГ Мишкинского нефтегазового месторождения

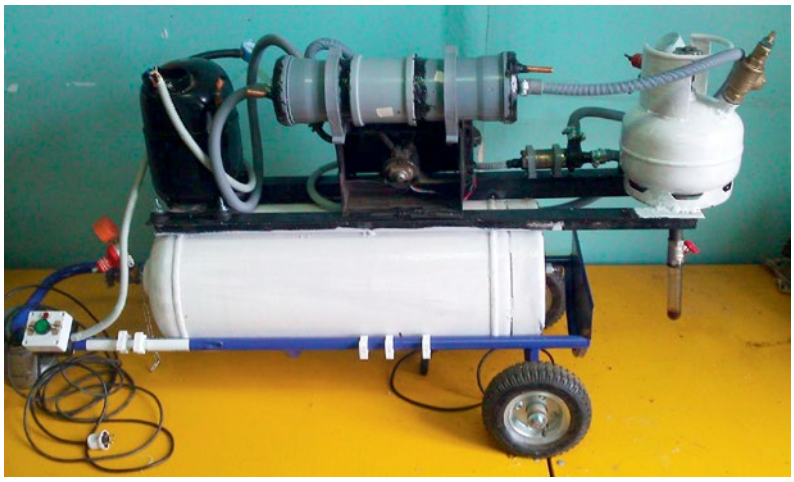


Рис. 2 — Лабораторная установка для абсорбционно-компрессорной сепарации забалластированных углеводородных газов

Объем абсорбента, кг	Выход ШФЛУ, кг/час	Дополнительный конденсат, кг/час
0	45,36	0
1	46,61	0,25
2	47,69	0,33
3	48,96	0,60
4	50,01	0,65
5	51,00	0,64
6	52,13	0,77
7	53,12	0,76
8	54,33	0,97
9	55,49	1,13
10	56,21	0,85
11	56,70	0,34
12	57,40	0,04

Таб. 2 — Анализ эффективности изменения объемов циркуляции газового конденсата в качестве абсорбента в установке конденсирования ПНГ

Элемент	C_6H_{14}	n-C_4H_{10}	i-C_4H_{10}	N_2	C_3H_8	i-C_5H_{12}	n-C_5H_{12}
Объемная доля, %	12,56	16,43	15,31	7,7	26,81	11,0	10,19

Таб. 3 — Соотношение абсорбированных долей углеводородов, %.

Рис. 3 — Анализ эффективности изменения объемов циркуляции газового конденсата в качестве абсорбента в установках конденсирования ПНГ

Возможно также некоторое упрощение предлагаемой схемы, за счет исключения второй ступени охлаждения и получения широкой фракции летучих углеводородов (ШФЛУ) сразу после первой ступени охлаждения.

Программным комплексом ASPEN HYSYS [3] была рассчитана зависимость выхода целевых компонентов газового конденсата от объемов циркулирующего абсорбента при прочих равных условиях для попутного нефтяного газа Мишкинского нефтяного месторождения Удмуртской Республики (таб. 1).

На сегодняшний день для переработки попутного нефтяного газа непосредственно на объектах добычи и первичной подготовки нефти широкое применение получили мобильные компрессорные установки разделения ПНГ, производительностью 3000–5000 Нм^3/сутки (энергопотреблением 50 кВт). Это объясняется кустовым расположением скважин, и возможностью монтажа установки разделения ПНГ непосредственно на скважинном кусту, разгрузив тем самым от вредного влияния газа последующие технологические объекты подготовки нефти: УПСВ, ДНС и УПН [4].

Для проверки работоспособности устройства абсорбционно-компрессорной сепарации забалластированных углеводородных газов, авторами была собрана лабораторная установка (рис. 2), которая подтвердила свою работоспособность в лабораторных условиях.

Основные технические характеристики: линейное давление входящего газопровода — 10 бар, температура охлаждения потока до -30°С, давление выходного потока компрессора — 15 бар, варьируемые параметры — объем циркуляции абсорбента — от 0 до 13 кг (таб. 2).

Дополнительный конденсат определяется как разница между выходом ШФЛУ, объемом циркулирующего абсорбента и выходом ШФЛУ без циркуляции абсорбента.

Качественный химический анализ показал, что дополнительный прирост конденсата достигается за счет первичной абсорбции углеводородов, приведенных, в таб. 3.

На рис. 3 приведен анализ влияния изменения объемов циркулирующего газового конденсата в качестве абсорбента на выход целевых углеводородов.

Итоги

Расчеты показали, что предлагаемая технология компрессорно-абсорбционной очистки как способ повышения эффективности использования попутного нефтяного газа — довольно эффективна, так как при циркуляции 1 кг абсорбента уже увеличивается выход целевых углеводородов. С увеличением объемов поглотителя, выход ШФЛУ набирает рост. Лишь достигнув объемов циркуляции абсорбента в 11 кг, установка «вышла из режима работы» ввиду «захлебывания» агентом. Критические и нестандартные режимы работы массообменного аппарата можно вынести в отдельную задачу.

Выводы

Используя предлагаемую технологическую схему, возможно увеличить выход целевых углеводородов на 2,1% без изменения режимов работы и дополнительных затрат.

Процент абсорбируемых углеводородов может быть увеличен путем подбора оптимальных режимов работы аппарата для каждого конкретного случая.

Список литературы
1. Скафтымов Н.А. Основы газоснабжения. Л.: Недра, 1975. 345 с.
2. Заявка на патент №2017100006 от 06.01.2017. Устройство для абсорбционно-низкотемпературной сепарации забалластированных углеводородных газов.
3. Кузнецов О.А. Основы работы в программе Aspen Hysys. М.: Директ-Медиа, 2015. 153 с.
4. Бляблях А.Н., Корепанов М.А. Моделирование и экспериментальное исследование изобарного низкотемпературного разделения низкокалорийного попутного нефтяного газа // Химическая физика и мезоскопия. 2015. Т.17 №3. С. 339–342.

Technology compressor absorption cleaning as a way of increasing the efficiency of use of associated petroleum gas

UDC 622.691

Authors:
Alexander N. Blyablyas — graduate student; sas5939@yandex.ru
Mikhail A. Korepanov — Ph. D., associate professor; kma@udman.ru

Institute of mechanics of Ural branch of RAS, Izhevsk, Russian Federation

Abstract
The article is devoted to the development and research methods to increase the efficiency of use the ballasted associated petroleum gas. The authors proposed a unique gas absorption separation technology in the layout of the existing compressor technologies for the extraction of hydrocarbons from the APG. An optimal mode of operation of the separation of APG into factions is captured, which is providing the maximum yield of the desired hydrocarbons.

Materials and methods
The study was conducted at the Institute of mechanics of Ural branch of RAS. The study used empirical and theoretical research methods. The decision task is based on the results of mathematical modeling with CAD tools and laboratory tests.

Results
The calculations showed that the proposed technology compressor absorption cleaning as a way of increase of efficiency of use of associated petroleum gas is fairly efficient, since the circulation of 1 kg of absorbent is already increasing the yield of the target hydrocarbons. With the increase of absorber outlet gas liquids grows. Only reaching amounts of circulating absorbent 11 kg, the installation is "out of work" because of "drown" agent. Critical and unconventional modes of mass transfer unit can be put in a separate task.

Conclusions
Using the proposed technological scheme can increase the yield of the target hydrocarbons 2.1% without changing operation modes and additional costs.
The percentage of absorbed hydrocarbons can be increased by selection of optimum modes of operation of the apparatus for each specific case.

Keywords
absorption-compressor technique,
step increasing pressure,
separation of gas,
associated petroleum gas (APG),
absorbent, circulation

References
1. Skaftymov N.A. *Osnovy gazosnabzheniya* [Fundamentals of gas supply]. Leningrad: *Nedra*, 1975, 345 p.
2. Application for patent №2017100006 from 06.01.2017. *Ustroistvo dlia absorbtsionno-nizkotemperaturnoi separatsii zaballastirovannykh uglevodorodnykh gazov* [Unit for low temperature absorption separation of ballast petroleum gases].
3. Kuznetsov O.A. *Osnovy raboty v programme Aspen Hysys* [Basics of Aspen Hysysp]. Moscow: *Direkt-Media*, 2015, 153 p.
4. Blyablyas A.N., Korepanov M.A. *Modelirovanie i eksperimental'noe issledovanie izobarnogo nizkotemperaturnogo razdeleniya nizkokaloriynogo poputnogo neftyanogo gaza* [Modeling and experimental research of isobaric low-temperature separation of low-calorie associated petroleum gas]. *Khimicheskaya fizika i mezoskopiya*, 2015, Vol. 17, issue 3, pp. 339–342.

N-мерное гидродинамическое моделирование и его возможности в решении проблем нефтегазодобывающей отрасли России

Г.М. Ярышев
директор

Ю.Г. Ярышев
директор департамента 09

В.В. Ямщиков
зав. лабораторией

З.А. Решетова
м.н.с.

ООО «Реагент», Тюмень, Россия

Ключевые слова
увеличение КИН, моделирование, нефть, терригенные коллекторы, гидродинамика, макро- микро- нанопоры

В работе представлен инновационный метод гидродинамического моделирования терригенных коллекторов, позволяющий достоверно отобразить информацию по разработке ТРиЗ (в отличие от существующих на данный момент гидродинамических моделей) путем вовлечения в расчеты не только макро-, но также микро- и нанопоровые каналы горной породы. Наш метод переводит проблему повышения нефтеотдачи и снижения себестоимости добычи нефти из теоретической в чисто техническую. Представлены варианты решения основных проблем нефтегазовой отрасли Западной Сибири.

Проблемы нефтегазодобывающей отрасли хорошо известны:

- запасы углеводородов в высокопродуктивных преимущественно меловых отложениях выработаны;
- коэффициенты извлечения нефти по большинству месторождений ниже проектных и утверждённых ГКЗ;
- эффект от широко используемых ГРП краткосрочен и ниже расчетных значений;
- не решается проблема разработки запасов подгазовых и водоплавающих зон, а также трудноизвлекаемых запасов низкопроницаемых залежей;
- несмотря на широкое использование самых современных, в том числе импортных методов, в среднем себестоимость добычи нефти за последние 10 лет выросла более чем в 3 раза.

Одна из причин сложившейся ситуации – невосприимчивость нефтегазодобывающих компаний к новым идеям и разработкам, выполненным вне соответствующих компаний. Нефтегазодобывающие компании отгородились не только друг от друга, но и создали мощные заслоны в лице собственных институтов, научных центров и т.п. от инноваций, рождённых в малых и микро предприятиях. Более того, в государстве ликвидирована, как класс, научная аккредитация малых предприятий. А ведь наука рождает новое только тогда, когда поиск выходит за рамки ограничений и стандартов, установленных ГОСТ, ОСТ, СТП, безусловное выполнение которых требует аккредитация испытательных и аналитических лабораторий, а без таких аккредитаций малый бизнес не допускается к «телу» нефтегазодобывающих компаний.

Коллективом ООО «Реагент» разработан, опробован и запатентован статистический подход к гидродинамическому моделированию разработки запасов углеводородов в терригенных коллекторах.

Терригенные коллекторы можно представить в виде набора поровых каналов всевозможного диаметра и протяжённости, соединяющих призабойную зону скважины с удалённой нефте-газо-водонасыщенной зоной, с неколлектором горной породы и между собой. Очевидно, что наряду с начальным напряжением сдвига флюида в поровом канале необходима компенсация потерь давления на преодоление внутреннего трения (вязкости) и на сопротивление трения флюида о поверхность пор.

При написании гидродинамического уравнения, адекватного рассматриваемому сложному объекту горной породы, была учтена независимость важнейших коллекторских характеристик: пористости $K_п$, проницаемости $K_{пр i}$ и внешнего трения (далее напряжение фильтрации F_i) поровых каналов.

В целях упрощения расчетов поровые каналы объединены в N-групп по близости

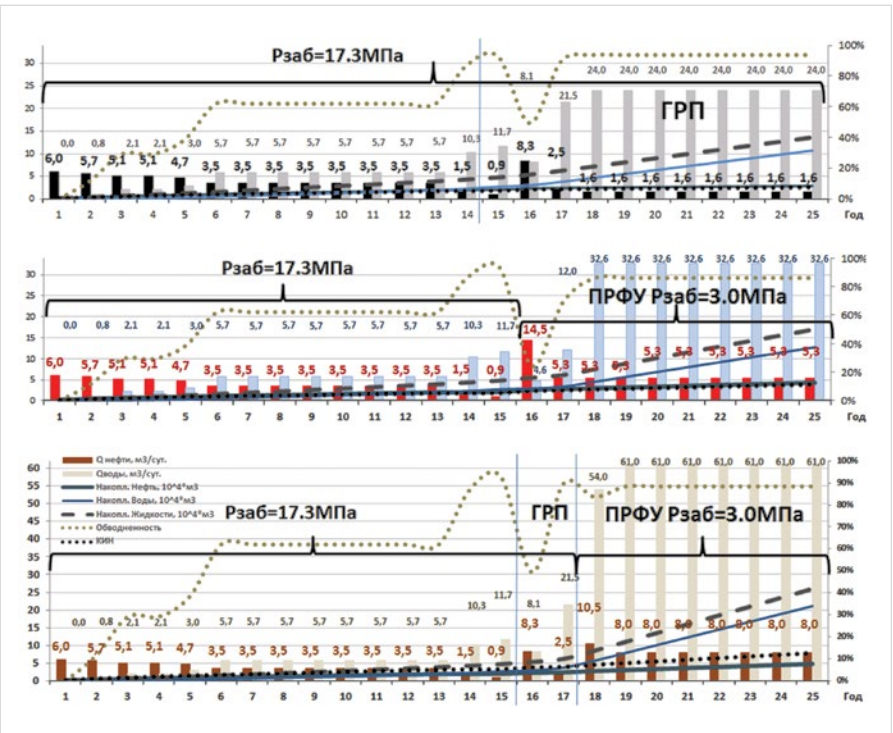


Рис. 1 — НГДМ. Оценка методов интенсификации

условного диаметра пор в Гидродинамические Единицы Потока (ГЕП), по аналогии с ГЕП, предложенными группой иностранных ученых [1]. В каждом из N независимых ГЕП фильтрация пор считается поршневой, имеющей разную скорость и водонасыщенность, с независимыми в пределах каждого ГЕП: K_{ni}, K_{npi} и F_i. Соответственно, в N-мерном гидродинамическом уравнении независимость параметров учитывается произведением вероятностей W_{npi}, W_{ni}, W_{fi}:

$$Q = \sum_{j=1}^{R} \frac{0.542 * h}{\mu * \ln(1 + \Delta R_j / R_j)} \sum_{i=1}^{n} k_{npi} \cdot$$
$$\cdot (\Delta P_j - F_{ki} \cdot \Delta R_j) \cdot W_{npi} \cdot W_{ni} \cdot W_{kij}.$$

Надежность применения N-мерного гидродинамического моделирования была доказана [2, 3] по сходимости результата расчёта с фактом, в том числе на Талинской и Кетовской залежах, где используемые отечественные и импортные гидродинамические модели завышают нефтеотдачу в 2–3 раза.

Расчет КИН на указанных залежах в режиме пенной фильтрации, т.е. при давлении на забое ниже давления насыщения при жестком условии поддержания текущего значения газового фактора продукции скважин на уровне начального газового фактора, подтвердил возможность довести его (КИН) до утвержденных ГКЗ значений.

В связи с повсеместным применением ГРП была поставлена и решена задача адаптации N-мерной гидродинамической модели к гидродинамике флюидов в условиях ГРП. На рис. 1 показан результат расчета низкодебитной скважины Юрского горизонта в фонтанном режиме, в режиме ГРП и в пенном режиме. Расчет показывает, что ГРП эффективен в первые 1,5–2 года. Пенный режим эффективнее ГРП более, чем в 2,5 раза за первые 4 года. При этом ежегодная добыча в последующие 6 лет и дебит скважины в пенном режиме превышают дебит скважины с ГРП в 3 раза.

Принципиально важно, что N-мерное нелинейное моделирование позволяет обеспечить эффективную выработку запасов нефти подгазовых и водоплавающих зон при реализации режимов, предусмотренных нашими патентами [4–8], а именно, путем обеспечения минимальных значений градиента давления по всей контактной площади фаз при совместно раздельной эксплуатации разнофазных зон одной скважиной с разными расчетными давлениями на забое скважины в указанных зонах, рис. 2.

Из рис. 2–3 видно, что оптимальным является вариант, когда забойное давление в зоне перфорации маловязкого флюида (газ, вода) при совместно раздельной эксплуатации скважины ниже забойного давления нефтенасыщенной зоны. Величина забойных давлений выбирается по результатам расчета по N-мерной гидродинамической модели.

К сожалению, в настоящее время испытание данной технологии не проведено из-за отсутствия запроса со стороны недропользователя.

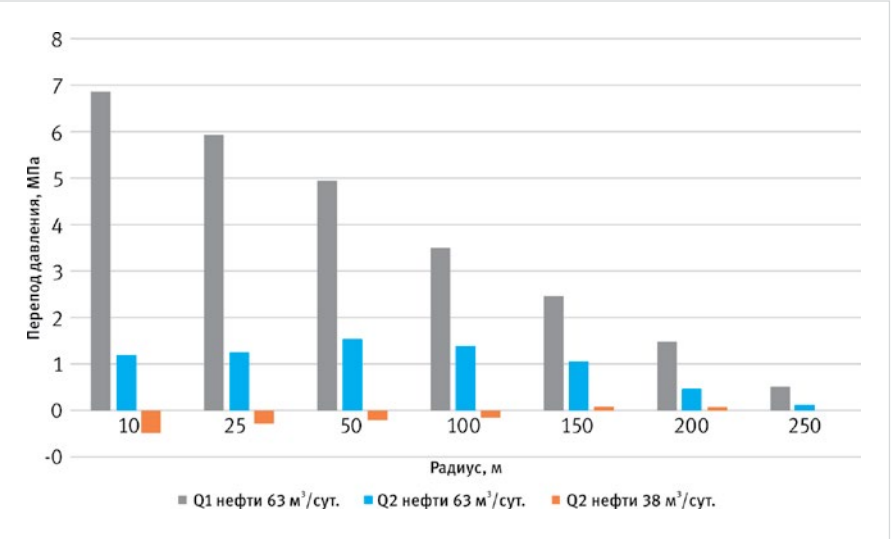


Рис. 2 — Перепад давления на контуре газ-нефть при совместно-раздельной эксплуатации

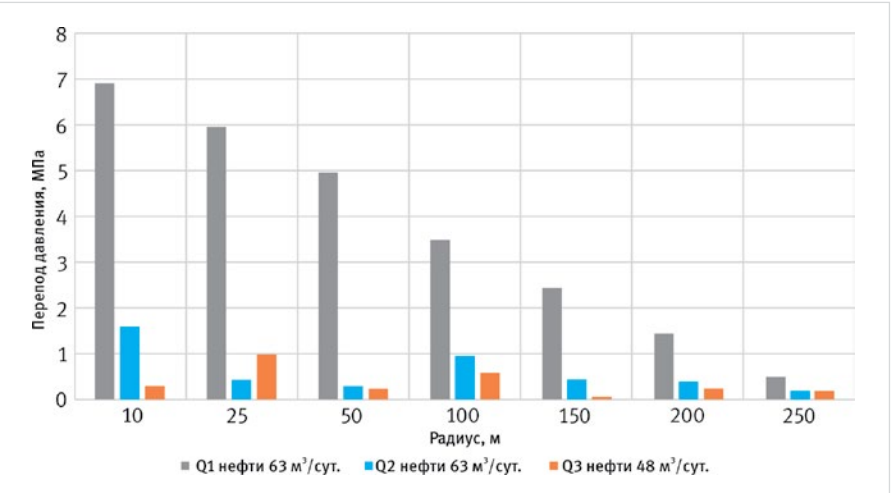


Рис. 3 — Перепад давления на контуре газ-нефть при совместно – раздельной эксплуатации

Выводы

1. Разработана и испытана N-мерная гидродинамическая модель фильтрации флюидов в горной породе.
2. Подтверждена сходимость результата N-мерного моделирования с фактом.
3. Показана возможность решения задачи повышения эффективности и глубины извлечения запасов углеводородов, в том числе в подгазовых и водоплавающих зонах.

Список литературы

1. Amaefule, J.O., Altunday, D., Tiab, D., Kersey, D.G., and Keelan, D.K.: “Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/ Wells”, SPE 26436 (1993)
2. Патент № 2162935. Способ разработки нефтяной залежи (варианты). Заявлено 11.03.1999. Опубликова 10.02.2001.
3. Ярышев Г. М. Ямщиков В. В. И др. Почему падает КИН? // Экспозиция Нефть Газ. 2010. № 4/н. С. 21–25.
4. Патент № 2151279. Способ эксплуатации многопластовых нефтяных месторождений. Завялено 03.04.1998. Опубликовано 26.06.2000.
5. Патент № 2151275. Способ эксплуатации добывающих скважин. Заявлено 03.04.1998. Опубликовано 26.06.2000.
6. Патент №2151276. Способ эксплуатации нефтяных скважин. Заявлено 03.04.1998. Опубликовано 26.06.2000.
7. Патент № 2504654. Способ определения коэффициента извлечения нефти при нелинейной фильтрации. Заявлено 27.07.2012. Опубликовано 20.01.2014.
8. Патент № 2556649. Способ определения динамики извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти. 31.03.2014.

ООО «Реагент»
625031, г. Тюмень, ул. Щербакова, 160
+7 (3452) 47-24-93
mail@reagent.su
www.reagent.su

Здравый смысл и знание физики – залог успешной работы оборудования

Сергей Юрьевич Гераськин
начальник конструкторского отдела уплотнительной техники

ООО НПЦ «АНОД», Нижний Новгород, Россия

Ключевые слова
динамическое оборудование, насосы, торцевые уплотнения, триботехнические материалы, подшипники, причины отказов, подшипниковые узлы

В надежности работы динамического оборудования наибольшую роль играют подшипниковые и уплотнительные узлы. Как показывает практика, более половины отказов при работе динамического оборудования приходится на вышеуказанные узлы. Потери, связанные с восстановлением работоспособности динамического оборудования, при этом составляют многомиллионные суммы на каждом нефтеперерабатывающем предприятии. Поэтому при выборе того или иного динамического оборудования техническим службам предприятия следует очень взвешенно и профессионально подходить к оценке предлагаемых конструкций и выбору поставщиков.

НПЦ «АНОД», проработав 25 лет на рынке насосного оборудования, выделил критерии, по которым следует выбирать поставщика и марку торцовых уплотнений для насосного и компрессорного оборудования:

- предыдущий опыт работы, положительные отзывы от потребителей, деловая репутация поставщика;
- наличие у поставщика собственной школы проектирования и производства;
- наличие собственной экспериментальной базы, способной подтвердить правильность выбранного решения;
- своевременность и точность выполняемых работ в соответствии с техническим заданием;
- применение современных материалов и технических решений на основе лучшего мирового и отечественного опыта;
- продукция только высокого качества;
- наличие эффективных собственных систем обслуживания уплотнений с широкой гаммой предлагаемых решений под различные условия работы;
- наличие сервиса и возможности оперативного вмешательства при возникновении критической ситуации;
- способность встраивания в существующее оборудование и существующую систему, принятую на предприятии, с экономически оправданными затратами;
- получение экономического эффекта от применения данного решения.

На выбор поставщика должен оказывать влияние и тот фактор, что на предприятии-потребителе не должно присутствовать большое разнообразие различных марок и конструкций уплотнений, для обслуживания которых требуется огромное количество запасных частей с большой номенклатурой. Для поддержания эффективного производства достаточно иметь оборудование 3–4 поставщиков одноименной продукции.

ООО НПЦ «АНОД» уже давно и заслуженно числится в разряде самых надежных и эффективных поставщиков торцовых уплотнений, продукция которого испытана временем и не уступает лучшим мировым образцам, а зачастую и превосходит их.

Надежность нашего оборудования состоит из пяти элементов:

1. Анализ условий и режимов работы.

Чтобы создать надежно работающее изделие, надо до мелочей представлять

Рис. 1 — Торцовые уплотнения производства НПЦ «АНОД»

условия его работы, все возможные режимы. Зачастую, Заказчики сообщают основные режимы работы, не принимая во внимание пуско-остановочные режимы, режимы промывки, пропарки и т.п. В результате на хорошо зарекомендовавших себя узлах мы получаем регулярные отказы.

Например, на насосе, перекачивающем кислоту, изнашивались пары трения из карбида кремния. Оказалось, что насосы периодически промывают раствором щелочи, в которой карбид кремния разрушается.

Поэтому огромная просьба к механикам — тщательнее заполняйте опросные листы для заказа оборудования.

2. Проверенные технические решения.

Итак, получив максимум информации и проанализировав её, приступаем к проектированию — т.е. к выбору схемы узла, системы обеспечения, материалов, методов контроля при эксплуатации.

При этом мы предлагаем оптимальную схему, обеспечивающую надежность узла. Приведу лишь несколько примеров, подтвержденных многолетней надежной эксплуатацией технических решений, предлагаемых НПЦ «АНОД»:

- Торцовые уплотнения УТТХ (тандем с холодильником) с разборным холодильником для горячих сред, T=100–400°C;
- Торцовые уплотнения УТ (одинарные) с рубашкой охлаждения для воды с T=90–140°C;
- Торцовые уплотнения УТХ (одинарные с холодильником) для воды с T=90–200°C;
- Торцовые уплотнения УТХ + план 23 для воды с T=160–250°C;
- Торцовые уплотнения УТД (двойные) (план 53) для сжиженных газов;
- Модернизация насосов при помощи блока подшипникового уплотнительного (БПУ).

3. Качество изготовления.

Для обеспечения надежности и долговечности наших уплотнений мы работаем над повышением качества выпускаемой продукции, для чего:

- изготовление уплотнений выполняем на современных обрабатывающих центрах с ЧПУ и использованием современного инструментария, обеспечивающих стабильное качество изделий;
- 100% контроль ОТК каждой изготовленной детали и подсборки;
- для оценки качества и возможной корректировки программ выполняем контрольные замеры на координатно-измерительной машине фирмы Mitutoya;
- изготавливаем изделия из различных марок сталей и сплавов, стойких в различных коррозионных средах с pH 1–14;
- применяем современные покрытия и химико-термическую обработку для придания необходимых свойств рабочим поверхностям;
- применяем лучшие образцы современных триботехнических материалов как отечественного, так и иностранного производства;
- применяем современные РТИ и прокладочные материалы;
- для проведения испытаний опытных образцов и контрольных испытаний готовой продукции функционируют 6 испытательных стендов.

Рис. 2 — Один из испытательных стендов с аппаратом воздушного охлаждения

4. Контроль состояния при эксплуатации.

Важнейшим элементом надежности при эксплуатации является контроль состояния насосного агрегата. Всем известно, что вовремя выявленная неисправность может предотвратить аварию.

Какие же параметры необходимо контролировать при работе торцового уплотнения и блока-подшипникового уплотнительного (БПУ)?

Во-первых:

- минимальный уровень затворной жидкости, ибо если нет жидкости, то это влечёт 100% выход оборудования из строя, а если вовремя не остановить, то и дорогостоящий ремонт с заменой не только ЗиПа, но металлических деталей.

Во-вторых:

- давление для двойного торцового уплотнения (УТД). Поскольку УТД применяют на тех средах, выход которых в атмосферу или попадание в полость уплотнения недопустимы. При «провале» давления продукт сначала попадает в полость уплотнения, а потом, если не принять своевременных мер, и наружу;
- температуру одинарных торцовых уплотнений с холодильником (УТХ) и одинарных торцовых уплотнений (УТ) план 23 (на воде), потому что при превышении допустимой температуры происходит вскипание жидкости в паре трения и значительный износ поверхностей;
- температуру на блоке подшипниковом уплотнительном (БПУ). Рост температуры говорит о возможном начале износа подшипниковых узлов по какой-либо причине, и скором их разрушении.

В-третьих:

- давление или повышение уровня затворной жидкости для торцового уплотнения типа тандем (УТТ). Это говорит о пропуске продукта в бачок;
- температуру охлаждающей или затворной жидкости в уплотнении УТД и УТТ. Повышение температуры затворной жидкости сигнализирует о том, что либо пара трения начала выделять больше тепла (смещение гильзы уплотнения или ротора), либо снизился расход охлаждающей жидкости. Например, засорились каналы посторонними предметами. В таком состоянии уплотнение скоро выйдет из строя. Необходимо принять меры.

5. Мероприятия по поддержанию работоспособности.

Следующей составляющей надежности оборудования является своевременное техническое обслуживание. На данный момент НПЦ «АНОД» добился в среднем (в зависимости от условий эксплуатации) 4-летней наработки уплотнений и БПУ. Имеет смысл через этот промежуток времени проводить ревизию узлов с целью обнаружения повреждений. Во время такого ТО происходит замена РТИ, притирка или замена пар трения. Проводится оценка степени износа металлических деталей и принимается решение об их доработке или замене.

И в заключении повторю, что НПЦ «АНОД» на каждом этапе жизненного цикла своих изделий уделяет огромное значение их надежности и безопасности.

АНОД®
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЦЕНТР
ANOD®

603003,Нижний Новгород
ул. Свободы, 63
+7 (831) 233-77-03, 273-01-78
info@anod.ru
www.anod.ru

УДК 628.146 + 620.194.22

Длительная прочность стали и сварных соединений трубопроводов под воздействием водорода и напряженного состояния

К.Д. Басиев
д.т.н., профессор, зав. кафедрой сопротивления материалов и строительной механики

А.Д. Алборов
к.т.н., доцент кафедры строительных конструкций
a_alborov13@mail.ru

Т.М. Дзуцев
аспирант

М.В. Етдзаев
аспирант

ФГБОУ ВО «СКГМИ (ГТУ)», Владикавказ, Россия

Большое количество нефтегазопроводов работает в сложных условиях нагружения под воздействием активных сред, вызывающих необратимые физико-химические изменения стали, вследствие протекания коррозионных процессов, которые приводят к потере прочности и разрушению конструкции. Рассматриваемые процессы являются дислокационными и связаны с повышением плотности дислокации. Процессы эти сопровождаются микропластическими деформациями (ползучестью) и релаксацией напряжений, которые, в свою очередь, сопровождаются накоплением повреждений, изменением пластичности и последующим разрушением конструкции.

Материалы и методы

Величина пластического разрыхления материальной частицы деформируемого материала оценивается остаточным относительным увеличением объема, который определяется сверткой тензора неупругой деформации ε_{ii}.

Ключевые слова

водородная хрупкость, микропластическая деформация (ползучесть), микротрещины, разрыхление металла, внутризернистый характер

Водородная хрупкость

Несмотря на значительное число публикаций, данные о влиянии водорода на трещиностойкость сталей пока весьма ограничены. К сожалению, ни одна из известных теорий не может объяснить всех наблюдаемых явлений водородной хрупкости. Причем различные подходы и концепции к построению таких теорий часто весьма противоречивы. Единой общепризнанной теории водородной хрупкости металлов и сплавов не существует. Поскольку для реализации водородной хрупкости достаточно небольших концентраций водорода, все теории этого явления базируются на представлениях о сегрегации водорода в местах потенциальных очагов разрушения.

Имеются многочисленные экспериментальные подтверждения того факта, что водород, поглощенный в достаточном количестве решеткой железа Fe, может понижать величину сил сцепления решетки. Водород представляет собой особый вид охрупчивающего растворенного элемента: в Fe при обычных температурах он обладает очень высокой подвижностью. В любом теле с неоднородным полем напряжений имеется сила, вызывающая перемещение растворенного элемента и зависящая от атомарного объема этого элемента, а также градиента гидростатической компоненты приложенного напряжения. В силу этого водород, растворенный в стали, имеет тенденцию собираться в областях с высоким гидростатическим напряжением. Из-за высокой подвижности водорода и способности понижать величину сил сцепления его влияние в легированных сталях может быть очень сильным.

Снижение прочности, вызываемое водородом, есть результат преждевременного достижения предельного состояния у конца трещины или на поверхности любых внутренних плоскостей в итоге суммирования напряжений от внешней нагрузки и от давления молекулярного водорода. Водород имеет тенденцию осаждаться в порах, и, когда его летучесть высока, внутреннее давление может быть достаточно высоким для того, чтобы вызвать рост пор и растрескивание. Количественная модель в этом случае рассмотрена в работе [1]. При большем содержании водорода предельное давление создается в процессе наводороживания до приложения нагрузки. При малом содержании водорода его локализация, необходимая для охрупчивания материала, отсутствует до приложения нагрузки и возникает в процессе деформации в результате направленного перемещения водорода к растягиваемым трещинам.

С другой стороны, с увеличением концентрации охрупчивающих примесей на границах зерен в металле уменьшается предельная величина межзеренных сил сцепления и минимальное (пороговое) значение коэффициента интенсивности напряжений, при котором еще возможно растрескивание, индуцируемое водородом. Растрескивание легированных сталей, индуцируемое водородом, как часто наблюдается, происходит по границам зерен, что свидетельствует о важности влияния сегрегирующих примесей. Следовательно, чтобы полностью понять действие водорода, нужно учитывать влияние примесей.

Газообразный водород радикально изменяет механизм распространения трещины от транскристаллитного к интеркристаллитному по границам исходного зерна аустенита. Длительность экспозиции образцов в среде водорода, а также рост его давления усиливают тенденцию к развитию сепаратных интеркристаллитных трещин в зоне предразрушений — впереди фронта магистральной трещины. Известно, что величина равновесной концентрации водорода в ненагруженной решетке может быть на несколько порядков больше на границах зерен, чем в решетке. Это означает, что индуцируемое водородом растрескивание будет межзеренным (интеркристаллитным) даже в чистой стали.

При содержании водорода 5–8 см^3 (в 100 г металла) водород прак-тически не оказывает влияние на сопротивление пластической деформации, но резко уменьшает предельную пластичность и сопротивление отрыву. Так, для образцов из стали марок 34ХМ и 34Н2М уже при содержании водорода 6 см^3 относительное поперечное сужение ψ снижается в пять раз. Это снижение пластичности происходит за счет ускорения образования трещины и уменьшения сопротивления материала ее распространению. Охрупчивающее действие водорода при содержании его (в 100 г металла) до 8–10 см^3 в большинстве случаев является обратимым процессом, т.е. после низкотемпературного отжига пластичность образцов восстанавливается вследствие десорбции водорода из металла.

Модель деформирования наводороженной стали

Явление ползучести стали при низких температурах (в частности при 20°С) изучено значительно в меньшей степени, чем при более высоких. Поэтому рассмотрим сначала возможности математического описания ползучести стали на воздухе при температуре 20°С и при постоянном растягивающем напряжении. Как видно из соответствующей кривой ползучести (рис. 1, кривая 1), скорость ползучести быстро уменьшается и достигает нуля. Эта особенность кривых

ползучести стали при низких температурах хорошо известна. Обычно этот эффект связывают с упругим или коттреловским взаимодействием между полем напряжения дислокации и полем напряжения, вызванным смещением за счет растворения атомов другого элемента в решетке. Атомы углерода и азота в твердом растворе могут образовывать атмосферы Коттрелла вокруг движущихся дислокаций. Эти атомы увлекаются дислокациями, что приводит к максимальному сопротивлению, деформированию и скорость ползучести уменьшается из-за взаимодействия дислокаций с атмосферами. При более высоких температурах уменьшается устойчивость сплавов против возврата, который приводит к перестройке дислокаций. Вследствие этого дислокации перестают сдерживаться медленно движущимися атмосферами Коттрелла.

Необходимо отметить, что данный механизм носит внутризеренный (транскристаллитный) характер. Водород из-за небольшого атомного веса мало влияет на свойства атмосфер Коттрелла и, вследствие этого, влияние водорода на ползучесть поликристаллических материалов, контролируемую данным механизмом, незначительно. Однако влияние на разрушение при ползучести может быть достаточно заметным, если разрушение происходит по границам зерен. Поэтому математическое описание ползучести стали на воздухе используется при описании ползучести в сероводородной среде.

В дальнейшем для обозначения внутризеренной деформации используется индекс «tr». Математическое описание процесса ползучести стали производится на основе обычного кинетического уравнения вида [2]

$$\xi^{tr}=f(\sigma,q_{tr}), \qquad (1)$$

где ξ^{tr} — скорость деформации, σ — растягивающее напряжение, q_{tr} — параметр упрочнения, f — некоторая функция от σ и q_{tr}. Для определения параметра q_{tr} необходимо ввести свое кинетическое уравнение. Для конкретизации функции f используем дробно-линейное соотношение

$$\xi^{tr}=A_{tr}(\sigma-\sigma_0/\sigma_t-\sigma), \qquad (2)$$

которое хорошо описывает экспериментальные данные по ползучести металлических сплавов в широком диапазоне напряжений (фактически от 0 до предела текучести σт). A_{tr} — некоторая константа материала, зависящая от температуры и химического состава. Параметр σ_0 в уравнении (2) отвечает за упрочнение при ползучести, т.е. $\xi^{tr}=\sigma^0$. Такая форма записи уравнения состояния, позволяющая отразить упрочнение материала, хорошо известна. Напряжения σ0 в литературе получили название «добавочных» или «внутренних». Выражение (3.2) может быть использовано и при расчетах для напряжений больших пределов текучести недеформированного материала σ_T. В этом случае под σ_T следует понимать «текущий» предел текучести, зависящий от неупругой деформации, а под ξ^{tr} — суммарную внутризеренную неупругую деформацию.

Для добавочного напряжения σ0 запишем следующее кинетическое уравнение

$$\partial\sigma_0/\partial t=B_{tr}(\sigma_T-\sigma)^{tr}\xi^{tr}. \qquad (3)$$

Фактически упрочнение в нашем случае является деформационным. Можно предположить, что при напряжениях, близких к пределу текучести, помимо коттрелловского механизма включаются и другие механизмы деформирования. Высокое приложенное напряжение может вырвать дислокацию из атмосферы тормозящих ее примесей, вследствие чего сопротивление деформированию может существенно ослабляться. Этим обстоятельством и вызвано включение в выражение (3) множителя $\sigma_T - \sigma$. Уравнения (2), (3) описывают процесс ползучести стали при температурах порядка 20°С. Деформацию ползучести ξ^{tr} можно легко определить проинтегрировав уравнение (2) по времени τ

$$\varepsilon^{tr}(t)=\int_0^t \xi^{tr}(\tau)\,\partial\tau, \qquad (4)$$

Необходимо только определить константы A_{tr}, B_{tr} и m.

При постоянных напряжениях σ и σ_T уравнения (2), (3) легко интегрируются. В результате можно получить кривые ползучести. Проинтегрируем сначала уравнение (3) с учетом (2), тогда для σ_0 получим (в начале деформирования при t=0 добавочное напряжение σ_0=0)

$$\sigma_0=\sigma\{1-exp[-A_{tr}B_{tr}(\sigma_T-\sigma)^{m-1}t]\}. \qquad (5)$$

Подставив полученное выражение в (2) и проинтегрировав, получим уравнение кривой ползучести при постоянном напряжении

$$\varepsilon^{tr}=\frac{\sigma}{B_{tr}(\sigma_T-\sigma)^m}\left\{1-\exp\left[-A_{tr}B_{tr}(\sigma_T-\sigma)^{m-1}t\right]\right\}, \qquad (6)$$

На рис. 1 штриховой линией (кривая 2) показана теоретическая кривая ползучести стали 20 для напряжения σ=0,9σ_T, рассчитанная по формуле (6). Параметры в формуле (6) равны: A_{tr}= 8,5·10^{-4}l/сут, B_{tr}=1320 МПа$^{1-m}$, m=1,2, σ_T =296 МПа. На рис. 3.1 данные по ползучести представлены для образца с базой l_0=40 мм, т.е. $\Delta l = \xi^{tr} l_0$.

Рассмотрим теперь влияние водорода на ползучесть стали. Как уже было отмечено выше, водород видимо мало влияет на внутризеренную деформацию из-за своего малого атомного веса. Кроме того, наибольшая концентрация водорода достигается в окрестности границ между отдельными зернами, приводя к ослаблению межзеренных связей и разрыхлению приграничных областей. Все это может привести к появлению макродеформации при воздействии водорода, в то время как сами зерна могут в среднем оставаться в недеформированном состоянии. Поэтому имеет смысл разделить информацию на внутризеренную и межзеренную (интеркристаллитную). То есть запишем:

$$\varepsilon=\varepsilon^{tr}+\varepsilon^{in}, \qquad (7)$$

Здесь и в дальнейшем для обозначения межзеренной деформации будем применять индекс «in». Для скорости межзеренной деформации ξ^{in} примем обычный степенной закон, кроме того будем считать (в первом приближении), что ξ^{in} линейно зависит от относительной концентрации водорода. Тогда имеем

$$\xi^{in}=A_{in}\sigma^n c\Phi(q_{in}), \qquad (8)$$

где A^{in}, n — константы материала, q_{in} — параметр упрочнения, Φ — некоторая функциональная зависимость. Используя теорию структурных параметров Ю.Н. Работнова, для параметра q_{in} можно предложить следующие уравнения в приращениях

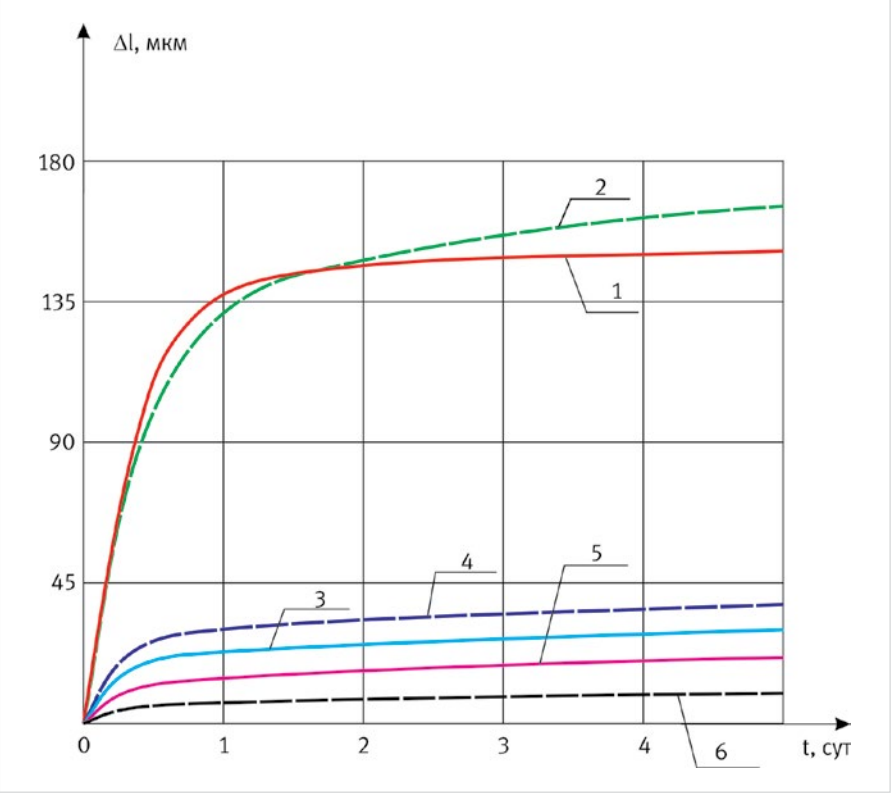


Рис. 1— Кривые ползучести стали 20 в среде H_2S
1, 3, 5 — по экспериментальным данным при напряжениях 0,9 σ0,2; 0,6 σ0,2; 0,3σ0,2;
2, 4, 6 — по расчетным данным для тех же напряжений

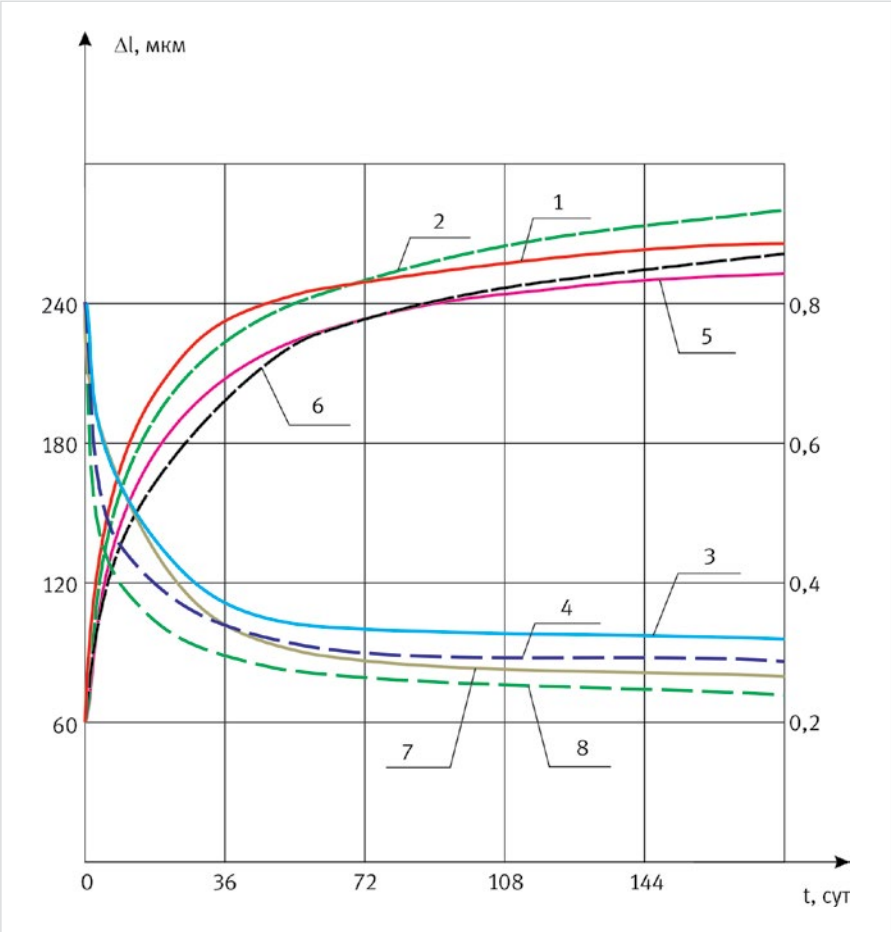


Рис. 2 — Кривые ползучести и изменения пластичности стали 20 в среде H_2S при растяжении 0,9 σ0,2
1, 2, 3, 4 — по экспериментальным и расчетным данным для основного металла
5, 6, 7, 8 — то же для сварного соединения

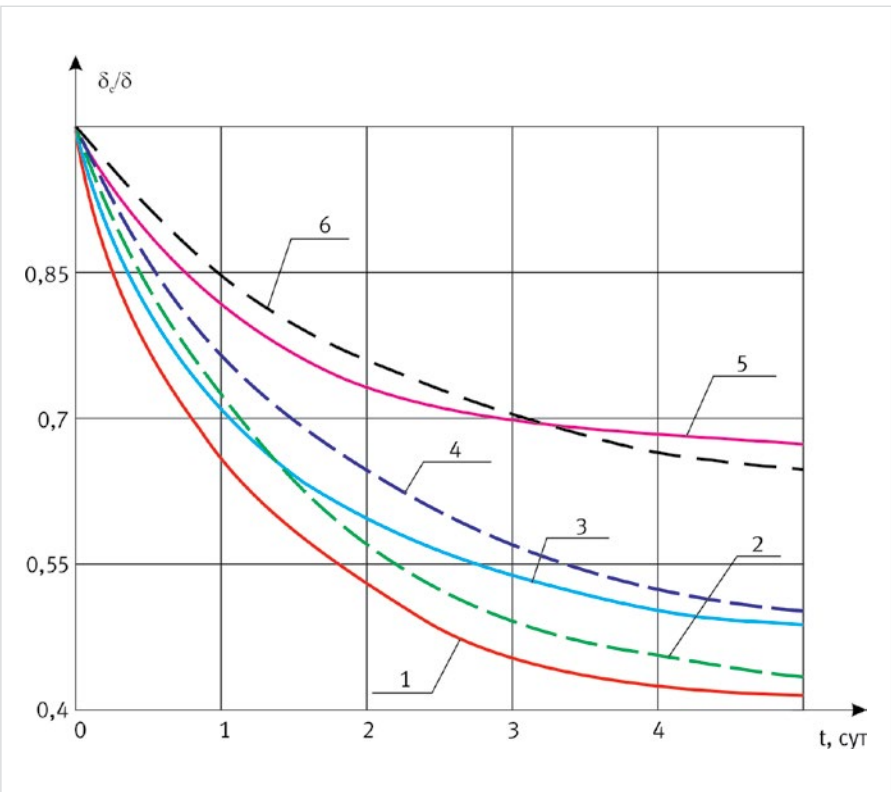


Рис. 3 — Изменение пластичности стали 20 в среде H_2S при различных уровнях нагрузки
1,3,5 — по экспериментальным данным при напряжениях 0,9 σ0,2; 0,6 σ0,2; 0,3σ0,2; 2,4,6 — по расчетным данным для тех же напряжений

$$dq_{in}=f_\varepsilon d\varepsilon^{in}+f_c dc+f_t dt, \qquad (9)$$

где f_ε — функциональная зависимость, характеризующая деформационное упрочнение; f_c и f_t — функциональные зависимости, характеризующие упрочнение, связанное с кинетическими процессами и химическими реакциями на основе водорода в окрестности межзеренных границ.

На основе обрабатываемых экспериментальных данных функции f_c и f_t довольно трудно конкретизировать. Для этого необходимы эксперименты на образцах с различным содержанием водорода и, возможно, с режимами загружения, включающими в себя участки с выдержкой различной длительности образцов без нагрузки. Поэтому процессы такого рода в данной работе учитывать не будут. Функцию будем считать константой. Тогда для параметра q_{in} получим кинетическое уравнение

$$dq_{in}/dt=B_{in}\xi^{2n}, \qquad (10)$$

где B_{in} — константа материала.

Функцию Ф в уравнении (8) конкретизируем следующим образом

$$\Phi(q_{in})=\begin{cases} q_{in}^{-k} при q_{in} \rhd 1 \\ 1 при q_{in} \le 1 \end{cases}, \qquad (11)$$

Т.е. упрочнение начинается с некоторой ненулевой накопленной деформации. В начальный момент времени $q_{in}=0$, деформирование материала идет за счет межзеренных границ и отдельные кристаллиты (зерна) непосредственно не находятся в силовом взаимодействии. По мере соприкосновения малодеформируемых кристаллитов во все возрастающей степени начинается упрочнение материала.

После обработки экспериментальных данных были получены конкретные значения констант:

$$A_{in}=2{,}16\cdot10^{-11} Мпа^{-n}/сут;$$
$$B_{in}=8000; n=3{,}2;\ K=1{,}5.$$

Для получения расчетных кривых ползучести использовался численный пошаговый явный метод Эйлера. На рис. 1 представлены кривые ползучести для образцов из стали 20 диаметром 6 мм и начальной длиной 10 = 40 мм в среде сероводорода.

Кривые 1, 3, 5 отражают экспериментальные данные при напряжениях $\sigma=0{,}9\sigma_T$, $\sigma=0{,}6\sigma_T$ и $\sigma=0{,}3\sigma_T$ соответственно. Расчетные кривые (штриховые линии) — 2, 4, 6 соответственно для тех же напряжений. Для получения расчетных кривых использовались выражения (8), (6)-(8), (9), (11). На рис. 2 показаны экспериментальная кривая 1 ползучести образца при напряжениях 0,9 σ_T в среде сероводорода и расчетная кривая 2 для более длительного промежутка времени.

Аналогично на рис. 2 построена расчетная кривая деформирова¬ния 6 для сварного соединения стали 20 и экспериментальная 5. Предел текучести сварного соединения стали 20 соответствует 307 МПа.

Феноменологическая теория разрушения базируется на сложившихся в настоящее время физических представлениях о закономерности разрушения металла при пластической деформации. Их сущность сводится к следующему. Деформация металла сопровождается его разрыхлением, представляющим собой

на первой стадии развитие дислокационной структуры, с последующим образованием отдельных зародышевых микротрещин и субмикропор. В дальнейшем наблюдается образование микропор, их рост и слияние, и наконец, образование магистральной макротрещины, означающее макроразрушение материала.

Величину пластического разрыхления материальной частицы деформируемого материала, как показал В.В. Новожилов, можно оценить остаточным относительным увеличением объема, который определяется сверткой тензора неупругой деформации ε_{ii}. Связь критерия разрушения с предельной величиной пластического разрыхления в настоящее время сомнений не вызывает и подтверждается экспериментально.

Условие течения, хотя бы весьма слабо, но зависит от среднего нормального напряжения, в результате чего пластическая деформация должна сопровождаться необратимым увеличением объема твердых тел. Поэтому описание процесса разрушения твердых тел должно естественно сводиться к совместному рассмотрению уравнений необратимого деформирования твердого тела и уравнений, описывающих его разрыхление. С моментом образования макротрещины будем связывать достижение величиной пластического разрыхления критического значения, которое в общем случае зависит от химического состава и структуры металла, а также от условий деформирования.

Такой подход к проблеме разрушения металлов и сплавов находит все большее распространение и основывается на гипотезе пластического разрыхления, что позволяет единообразно описать процесс разрушения как при мгновенных пластических деформациях, так и при деформациях ползучести.

На рис. 3 показано изменение пластичности стали 20 в сероводород содержащей среде с течением времени.

Итоги

Получены кривые ползучести при одноосном растяжении цилиндрических образцов для различной продолжительности выдержки трубки в среде сероводорода.

Выводы

На основе разработанной модели длительной прочности, учитывающей влияние водорода, получены:

- уравнение относительного остаточного удлинения для одноосного и сложного напряженного состояния стали 20 и сварного соединения с течением времени;
- модель деформирования стали 20 при одноосном и сложном напряженном состояниях.

Список литературы

1. Гольдштейн Р.В., Ентов В.М., Павловский Е.Р. Модель развития водородных трещин в металле. Доклады АН СССР. 1977. Т. 237. №4. С. 828–831.
2. Малинин Н.Н. Прикладная теория пластичности и ползучести. М.: Машиностроение. 1975. 400 с.

Long-term strength of steel and welded joints of pipelines under the influence of hydrogen and stress state

UDC 628.146 + 620.194.22

Authors:
Kazbek D. Basiev — Sc.D. professor, head of department of strength of materials and structural mechanics
Alan D. Alborov — Ph.D., associate professor at the department of building construction; a_alborov13@mail.ru
Tamerlan M. Dzutsev — postgraduate
Marat V. Etdzaev — postgraduate

NCIMM (STU), Vladikavkaz, Russia

Abstract

A big amount of oil and gas pipelines is working in complex loading conditions under the influence of active media, causing irreversible physical and chemical changes due to steel corrosion processes that lead to loss of strength and structural failure. Considered processes are dislocation and associated with an increase in the dislocation density. These processes are accompanied by microplastic deformation (creep) and stress relaxation, which are accompanied by the accumulation of damage, change in plasticity and the subsequent destruction of the structure.

Materials and methods

The amount of plastic material particles loosen deformable material is estimated relative increase in residual volume, which is determined by the convolution of the tensor inelastic deformation ε_{ii}.

Results

In article were obtained creep curves under uniaxial tension cylindrical samples for different duration of exposure tube in hydrogen sulfide environment.

Conclusions

On the basis of long-term strength of the developed model that takes into account the effect of hydrogen, were obtained next conclusions:

- The equation of relative residual elongation for a uniaxial stress state and complex 20 steel and welded joints over time;
- Deformation model 20 steel under uniaxial and complex stress states.

Keywords

hydrogen frailty,
microplastic deformation,
micro-cracks,
metal loosening,
intragranular character

References

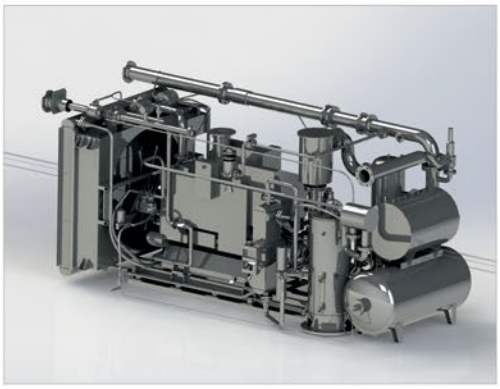
1. Gol'dshteyn R.V., Entov V.M., Pavlovskiy E.R. *Model' razvitiya vodorodnykh treshchin v metalle* [The model of metal crack evolution]. Report of Academy of Sciences USSR. 1997, Vol. 237, issue 4, pp. 828–831.
2. Malinin N.N. *Prikladnaya teoriya plastichnosti i polzuchesti* [Applicable theory of plasticity and creep]. Moscow: *Mashinostroenie*, 1975, 400 p.

НЕВЬЯНСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД

КОМПРЕССОРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

+7 (343) 310-23-32
+7 (343) 310-23-31
sales@nmz-group.ru
ak@nmz-group.ru
www.nmz-group.ru

ГАЗОВЫЕ КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ



ГАЗОВАЯ КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ НА ВИНТОВОМ КОМПРЕССОРЕ С ГАЗОПОРШНЕВЫМ ПРИВОДОМ

ГАЗОВАЯ КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ НА ПОРШНЕВОМ КОМПРЕССОРЕ С ГАЗОПОРШНЕВЫМ ПРИВОДОМ

Одним из важных и приоритетных направлений деятельности ООО «НМЗ – Компрессорное оборудование» является проектирование и производство мобильных газовых компрессорных станций с газопоршневым приводом.

Газовые компрессорные станции применяются в нефтегазодобывающей промышленности в следующих областях:
• сбор и транспортировка ПНГ для переработки в промысловых установках или на ГПЗ;
• сжатие ПНГ, подаваемого в газотурбинные агрегаты, вырабатывающие электроэнергию;
• газлифтная добыча нефти;
• закачка ПНГ в пласт для повышения нефтеотдачи или временного хранения газа.
• Типы компрессоров: винтовые и поршневые.
• Тип силового агрегата: газовые ДВС, асинхронные взрывозащищенные электродвигатели.
• Диапазон единичной мощности одного модуля: от 15 до 500 кВт.
• Минимальное давление на всасывании: 0,01 кгс/см2 (изб)
• Диапазон давления нагнетания:
- винтовой компрессор – до 24 кгс/см2 (изб)
- поршневой компрессор – до 300 кгс/см2 (изб)

Станция на базе поршневого компрессора с газопоршневым приводом МГКС (устьевой компрессор) предназначена для сбора и транспортировки газа, утилизации низконапорного факельного газа (ПНГ), а также откачки газа из товарного парка. Также МГКС может применяться на устье скважины, для снижения забойного давления и увеличения нагрузки погружного насоса. Станция работает полностью в автономном режиме, в качестве топлива используется перекачиваемый газ.

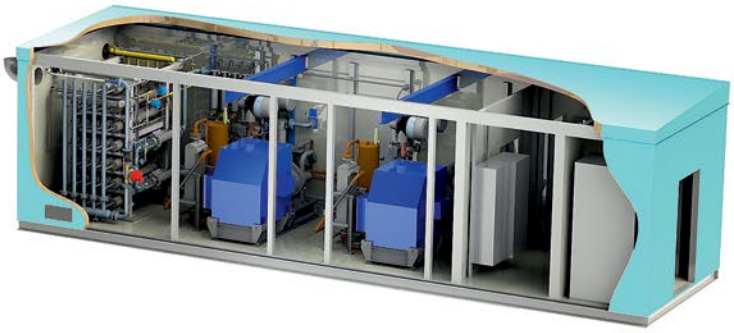
Преимущества МГКС:

- Отсутствие необходимых затратных и длительных согласовательных процедур при вводе в эксплуатацию и использовании.
- Полная автономность – в качестве привода компрессорного агрегата применяется газовый поршневой двигатель, работающий на перекачиваемом газе.
- Мобильность – малая масса станции позволяет с легкостью транспортировать станцию на другие скважины.
- Полностью автоматизированная система управления не требует постоянного присутствия персонала.
- Сравнительно невысокая стоимость, низкие эксплуатационные расходы.

АЗОТНЫЕ КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ИЗГОТОВЛЕНИЕ АЗОТНЫХ И ГАЗОВЫХ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ ПО ТРЕБОВАНИЯМ ЗАКАЗЧИКА

С 2012 года ООО «Невьянский машиностроительный завод – Компрессорное оборудование» изготовило и поставило более 50 воздушно-азотных компрессорных установок на предприятия нефтегазового комплекса. Среди Заказчиков оборудования крупнейшие нефтегазовые операторы России («Газпром», «Роснефть», «Сибур», «Новатэк») и ближнего зарубежья («Узбекнефтегаз»). В 2016 году «НМЗ-компрессорное оборудование» отгрузил еще одну мобильную азотную компрессорную станцию (МАКС) для ПАО «Газпром» на Уренгойский ЗПКТ, ООО «Газпром переработка».



МОДУЛЬНАЯ АЗОТНАЯ КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ (МАКС 10/13-99,6) ДЛЯ НУЖД ПАО «ГАЗПРОМ»

В МАКС предусмотрена система «подпора воздуха» и забор воздуха с высоты 20 метров для взрывозащиты. Станция снабжена резервом оборудования: электрического двигателя и компрессора — при совместном запуске всего технологического оборудования станция способна производить около 2100—2400 м3/час азота чистотой 96–97%. Нормальный режим работы станции (без использования резерва) — 600 м3/час чистотой 99,6% (в данный момент станция выдает 99,85% чистоты по азоту), давлением 1,3–1,6 Мпа.

Оборудование сертифицировано АО «НМЗ» и применены лучшие запатентованные решения в технологии воздухоразделения.

ПЕРЕДВИЖНАЯ АЗОТНАЯ КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ

НЕВЬЯНСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД

www.nmz-group.ru

ООО «Невьянский машиностроительный завод – Компрессорное оборудование»
Россия, 620075, г. Екатеринбург, ул. Мичурина, 99

ОАО «Бежецкий завод «АСО» Шагаем в ногу со временем

Бежецкий компрессорный завод вот уже более полувека известен своей продукцией не только российским потребителям, но и в странах СНГ. В течение нескольких десятилетий завод производит и поставляет поршневые и винтовые компрессоры, моечное оборудование и оборудование по очистке сжатого воздуха.

О качестве продукции «АСО» лучше всего говорит тот факт, что даже сейчас на предприятие нередко поступают просьбы отремонтировать оборудование, изготовленное более 25–30 лет назад.

Новинки компрессорного оборудования

Конструкторский отдел завода постоянно модернизирует выпускаемое оборудование, а также разрабатывает новые модели. Среди новинок можно выделить следующие:

Винтовые компрессорные установки с частотным преобразователем серии ВК ESQ

Винтовые компрессоры модификации ESQ представляют собой продолжение линейки стандартных винтовых компрессоров АСО-ВК. Их основным отличием является установка частотного преобразователя. Компрессор с частотным преобразователем, поддерживает постоянное рабочее давление в системе с точностью до 0,1 бар и немедленно реагирует на изменение давления в сети. А ведь каждый лишний бар давления нагнетания увеличивает электропотребление компрессора на 6–8.

Самый весомый вклад в экономию электроэнергии — точное соответствие производительности компрессора с частотным приводом реальной потребности в сжатом воздухе в данный момент времени

Модульные компрессорные станции ВМКС

ОАО «Бежецкий завод «АСО» разработал ряд эффективных решений по производству модульных компрессорных станций, которые предназначаются для снабжения качественным сжатым воздухом пневмосистем, нефтяной, газовой, машиностроительной, деревообрабатывающей, строительной, текстильной и других областях промышленности. Такие станции могут работать в условиях низких температур и, при этом, они не требуют специальных помещений. По желанию заказчика станции ВМКС могут быть укомплектованы ресиверами, системой очистки сжатого воздуха (рефрижераторными и адсорбционными осушителями, фильтрами разной степени очистки), системой автоматического пожаротушения. Блок-контейнер не требует специального фундамента, поэтому может без проблем перемещаться в любое максимально приближенное к потребителю место, тем самым снижая потери давления в трубопроводе, а значит, уменьшая затраты.

Предприятие сертифицировано по программе ISO 9001.

Широкая сеть региональных представительств успешно реализует продукцию предприятия во многих городах России, а также в Беларуси, Украине, Казахстане, Молдавии. Это дает возможность потребителям приобрести необходимую продукцию завода «АСО» в своем регионе и произвести сервисное обслуживание.

Специалисты завода всегда готовы помочь вам выбрать необходимое оборудование, решить любые технические вопросы и вопросы сервисного обслуживания, дать информацию о ближайшем к вам торговым представительстве.

Коллектив бежецкого завода гордится тем, что о его продукции смело можно сказать «Сделано в России».

171980, г. Бежецк,
ул. Краснослободская, д. 1
+7 (48231) 5-65-12, 2-01-41
sales@asobezh.ru
www.asobezh.ru

АСО-150

ВК-52

РВ 900 01

ВК-68 02

С416М1

В фокусе: отечественные технологии для нефтехимии и газопереработки

17 марта в г. Москва состоится Российский нефтегазовый Саммит «Нефтехимия и газоперарботка». Подробнее о мероприятии и тенденциях в части импортозамещения технологий и оборудования для газоперерабатывающей промышленности расскажут Антон Мицык, Управляющий компанией ЭНСО, и Анастасия Белгородская, руководитель проекта «Нефтехимия и Газопереработка»

В дискуссиях экономистов в последнее время часто звучит мнение, что нефтехимия способна стать новым локомотивом роста. Согласно данным Росстата, химическое производство по предварительным итогам 2016 года прибавило 3,5% (в то время как промышленность в целом — выросла всего на 0,8%). Какой информационный фон предшествует проведению Саммита — какие отраслевые события и проекты можно назвать знаковыми?

На наш взгляд, у нефтехимической отрасли России действительно огромный потенциал для роста. Среди ключевых отраслевых событий и проектов можно обозначить «План Развития», касающийся развития «нефтехимических кластеров» — утвержден Минпромторгом; Строительство Запсибнефтехима (Сибур), Амурского ГХК (Сибур, Газпром). Эти проекты нацелены не только на реализацию внутреннего спроса нефтегазохимической продукции, но и наращивание экспортных мощностей, в частности с ориентиром на реализацию в Азию.

Ежегодно в России и странах СНГ проходят различные мероприятия для профессионалов нефтегазового сообщества. В чем состоит уникальность участия в Саммите ?

В деловой программе Саммита сочетаются основные тренды развития отрасли по сегменту, а также происходит обмен опытом и обзор новейших технологий. На площадке Саммита проводятся дискуссии только между практиками — это как отраслевые и сервисные компании с опытом внедрения конкретных решений, так и научно-исследовательские центры, и проектные, и инжиниринговые центры. Мероприятие закрытое, круг участников ограничен, поэтому и отбор происходит очень тщательный.

Основной интерес для участия со стороны сервисных компаний — найти заказчика. И это происходит на постоянной основе. Представители отраслевых компаний зачастую приезжают не только для получения информации и обмена опытом. У большинства из них есть множество технических задач и потребностей, требующие решений. Наша площадка часто используется ключевыми игроками отрасли (представителями министерств и комиссий, депутатами государственной думы, стратегическими управленцами добывающих компаний и другими) для того, чтобы получить обратную связь по важнейшим вопросам, влияющим на развитие отрасли в целом.

Не секрет, что уровень мероприятия зависит не только от интересной повестки, но и от статуса и информированности приглашенных экспертов. Участие каких представителей официальных ведомств и компаний-отраслевых грандов планируется на Саммите в текущем году?

При формировании повестки мероприятия мы преимущественно ориентируемся на потребности отраслевых компаний. По результатам аналитики мы начинаем поиск сервисных компаний, которые бы смогли презентовать интересные решения в каждой конкретной области. Обязательным условием является наличие опыта и успешно реализованных проектов.

Что касается стратегических вопросов программной части (конгресса) — тут мы анализируем общие тренды и приглашаем спикеров, которые смогли бы дать информацию «из первых рук». Обязательным критерием для нас является новизна и уникальность контента.

На предстоящем Саммите мы ожидаем среди спикеров представителей от ключевых государственных структур, и отраслевых компаний, таких как Татнефть (ТАНЕКО), СИБУР и его дочерние структуры, ГК Титан, Башнефть, Роснефть, Газпром и др.

Расскажите, пожалуйста, подробнее о ключевых темах для обсуждения на каждой из площадок.

В этом году на конгрессе мы планируем обсудить вопросы тендеров и налогообложения, а также государственное регулирование. На технической сессии — импортозамещающие решения и технологии. На круглых столах будут рассмотрены: промышленная и экологическая безопасность на нефтехимических предприятиях, модернизация НХЗ и ГПЗ, новые решения и технологии для газохимии и газопереработки.

Начнем со стратегической отраслевой повестки дня. В начале 2017 года Минфин заговорил о необходимости проведении реформы системы налогообложения нефтегазового сектора. Также в последнее время эксперты поднимают вопрос об актуализации Плана развития газо- и нефтехимии России на период до 2030 года. Еще одним острым вопросом является проблема разработки «дорожной карты» с набором «развилок». Такой документ повысит эффективность принятия решений и станет важным ориентиром для сектора. Будут ли обсуждаться эти темы?

Это действительно очень актуальный вопрос, и он планируется к обсуждению. Здесь мы рассчитываем на информацию от одной из ведущих консалтинговых компаний. Что касается нашего взгляда на вопрос, то, безусловно, такой документ может выступить ориентиром для отраслевых компаний, при условии, что он будет подготовлен при активном участии представителей всех заинтересованных сторон.

Какие инновационные тренды окажутся в прицеле обсуждения технической сессии Саммита?

Программа технической сессии находится в процессе формирования — мы получили уже более десятка заявок на участие, однако пока программный комитет не утвердил окончательной повестки. Можем сказать лишь, что в фокусе в этом году окажутся импортозамещающие решение и технологии, как в нефтехимии, так и в газопереработке.

УДК 665.62

Соли оксазалония – перспективные модифицирующие добавки цеолитных катализаторов нефтепереработки

Е.А. Зеленская
начальник отдела[1]
Zelenskayaya.ea@injgeo.ru

Т.В. Зеленская
к.т.н., доцент[2]
veterok111555@gmail.com

[1]ЗАО «НИПИ «ИнжГео», Краснодар, Россия
[2]КубГТУ, Краснодар, Россия

Настоящее исследование посвящено использованию солей оксазолония в качестве органических модификаторов для цеолитных катализаторов вторичной переработки нефти и нефтепродуктов. В работе подробно описана методика приготовления органической соли, приведены способы нанесения модифицирующего агента на поверхность катализатора, подобраны оптимальные параметры проведения каталитического процесса, представлен подробный анализ состава катализата.

Материалы и методы
Модифицированный цеолитсодержащий катализатор, соли оксазолония. Моторный метод.

Ключевые слова
октановое число, автомобильный бензин, цеолитный катализатор, облагораживание

Получение качественного высокооктанового топлива из нефтяного сырья на сегодняшний день возможно с применением полифункциональных катализаторов, наиболее перспективными из которых являются цеолиты.

Активность цеолитов во многих реакциях на порядок превышает активность ранее известных катализаторов, при этом целый ряд превращений на цеолитах протекает с абсолютной селективностью. В основном, благодаря этим особенностям цеолитные катализаторы нашли быстрое и широкое промышленное применение, в том числе и в химической технологии переработки углеводородного сырья. Особое место среди цеолитных катализаторов занимают металлосодержащие катализаторы. За счёт использования ионообменных свойств, строго упорядоченной структуры и распределению катионов в цеолитах, удаётся получить исключительно эффективные и селективные катализаторы гидрокрекинга, гидрогенизации, изомеризации, ароматизации, алкилирования и других процессов.

Задачей настоящего исследования является подбор оптимального состава каталитической системы, обеспечивающей получение компонентов высокооктановых автомобильных бензинов с улучшенными экологическими характеристиками за счет преобладания в их составе углеводородов изомерного строения.

В работе были использованы цеолитсодержащие катализатор в Н-форме. Данные катализаторы относятся к семейству пентасилов, нашедших широкое применение в процессах облагораживания низкооктанового сырья, благодаря высокой активности и селективности по отношению к высокооктановым изомерным и ароматическим углеводородам.

Основные физико-химические характеристики применяемого катализатора представлены в таб. 1.

Катализатор испытывали в условиях процесса облагораживания при атмосферном давлении и объемной скорости подачи сырья 0,5–2 $ч^{-1}$.

Модифицирование катализатора заключается в нанесении соли металла на цеолит методом пропитки.

Цеолит помещается в 5-%-ный водный раствор соли металла. Вода удаляется при температуре 150°С при постоянном перемешивании. Полученный образец цеолита промывается дистиллированной водой до нейтральной реакции и сушится при температуре 110–150°С, после чего прокаливается в течении 30 мин в муфельной печи при температуре 550°С.

Катализатор охлаждается и хранится в эксикаторе. Количество наносимого модифицирующего элемента составило 0,2 % масс.

Облагораживание прямогонных бензиновых фракций производилось на лабораторной установке, описанной в предыдущих работах авторов [1–4].

Как известно, в чистом виде образец цеолитного катализатора проявляет каталитическую активность в процессе облагораживания низкооктановых бензиновых фракций в температурном диапазоне 350–450°С. Его модифицирование органическими соединениями, в частности, одной из солей оксазолония, приводит к снижению порога температурной активности катализатора до 100–150°С [5–7].

Данная соль представляет собой кристаллы от ярко-желтого до бирюзового цвета с температурой плавления 162°С. В чистом виде в условиях процесса соль не проявила каталитической активности. Ее нанесение на такие носители, как силикагель и низкомодульные цеолиты, не привело к положительному результату в процессе облагораживании бензиновых фракций. Однако модифицирование ею цеолита с силикатным модулем 35 позволило повысить октановую характеристику целевого продукта до 15 пунктов.

В таб. 2–4 представлены результаты эксперимента, производимые для сырьевой фракции НК-160 с октановым числом 52 пункта по моторному методу. В качестве модифицирующих добавок для цеолитного катализатора выступали соли оксазолония.

Произведенные опыты позволили осуществить подбор оптимального состава каталитической системы, обеспечивающей максимальный прирост октанового числа прямогонной бензиновой фракции при проведении реакции в мягких условиях (температура процесса не превышала 150°С).

На рис. 1 показана структура гранул цеолитсодержащего катализатора (Zn – 0,2%), модифицированного 2% соли перхлората (3-диметиламинометилен-2-оксо-3Н-фуран-5-ил) метилениммония (II) при увеличении в 5000 раз. На снимке видно, что данная структура неоднородна, так как имеется твердая кристаллическая фаза цеолита, выполняющая функцию активного компонента. Также в структуре гранулы присутствует и твердая аморфная фаза, так называемая глинистая матрица. Темные пятна на фотографии — отложения коксовых структур и органической соли, имеющей светло-зеленую окраску, в отличии от кремово-белой окраски исходного не модифицированного цеолита.

Итоги

Использование настоящей каталитической системы позволило добиться максимального прироста октанового числа (15 пунктов по моторному методу) без значительных энергетических затрат. Таким образом,

полученные результаты дают основание предположить, что использование солей оксазолония в качестве органических модификаторов для цеолитных катализаторов приведут к появлению новых энергосберегающих технологий получения высокооктановых моторных топлив.

Выводы

Уникальность работы заключается в доступности и дешевизне модифицирующих агентов при их высокой эффективности и экологичности. Значит, проведение процесса облагораживания низкооктанового сырья в предложенных условиях позволит не только снизить затраты на производство высокооктановых компонентов моторных топлив, но и позволит создать основу для нового процесса «зеленой химии».

Список литературы

1. Зеленская Е.А., Зеленская Т.В. Экспериментальное исследование органически модифицированных катализаторов в процессе облагораживания бензиновой фракции // Экспозиция Нефть Газ. №1 (33). 2014. С. 15–16.
2. Зеленская Е.А., Зеленская Т.В. Новое направление процесса облагораживания низкооктановых углеводородных фракций // Бурение и нефть. 2013. №5. С. 27–29.
3. Зеленская Е.А., Зеленская Т.В. Управление процессом каталитического облагораживания прямогонной бензиновой фракции посредствам изменения температурных параметров реакции // Бурение и нефть. 2013. №6. С. 11–12.
4. Зеленская Е.А., Зеленская Т.В. Облагораживание низкооктановой бензиновой фракции на органически модифицированных цеолитных катализаторах – шаг на пути к снижению энергозатрат в процессе вторичной переработки нефтяного сырья // Бурение и нефть. 2013. №9. С. 37–39.
5. Зеленская Е.А., Зеленская Т.В. Особенности облагораживания прямогонного бензина на органически модифицированных цеолитных катализаторах // Экспозиция Нефть. Газ. 2013. №2 (27). С. 92–94.
6. Зеленская Е.А., Зеленская Т.В. Применение органически модифицированных цеолитных катализаторов в качестве контактов процессов облагораживания низкооктанового бензина – ключ к улучшению качества моторных топлив // Бурение и нефть. 2013. №10. С. 23–24.
7. Зеленская Е.А., Зеленская Т.В. Оценка влияния цеолитсодержащих катализаторов на состав продуктов облагораживания нефтяных фракций // Экспозиция Нефть Газ.№2 (48). 2016. С. 40–42.

Наименование показателя	Значение показателя
1. Внешний вид	Черенки диаметром 2 мм
2. Силикатный модуль	54
3. Содержание Na_2O, % масс.	0,4
4. Насыпная плотность, г/см^3	0,76
5. Механическая прочность, кг/мм^2	2,5
6. Статическая емкость по парам воды, см^3/г	0,06
7. Статическая емкость по парам гептана, см^3/г	0,28
8. Соотношение цеолит: Al_2O_3	70:30
9. Рентгенофазный анализ	ЦВК (аналог ZSM-5)

Таб. 1 — Физико-химические характеристики цеолита Н-ЦВК

Октановое число сырьевой фракции	Температура проведения эксперимента, °С	Расход, ч$^{-1}$	Октановое число целевого продукта	Выход катализата, % масс.
52	80	1	65	96
52	100	1	66	93
52	125	1	67	91
52	150	1	66	90

Таб. 2 — результаты процесса облагораживания прямогонной бензиновой фракции на органически модифицированном катализаторе с содержанием металла — Zn (0,2%)

Октановое число сырьевой фракции	Температура проведения эксперимента, °С	Расход, ч$^{-1}$	Октановое число целевого продукта	Выход катализата, % масс.
52	80	1	54	93
52	100	1	55	92
52	125	1	56	90
52	150	1	55	85

Таб. 3 — результаты процесса облагораживания прямогонной бензиновой фракции на органически модифицированном катализаторе с содержанием металла - Ca (0,2%)

Октановое число сырьевой фракции	Температура проведения эксперимента, °С	Расход, ч$^{-1}$	Октановое число целевого продукта	Выход катализата, % масс.
52	80	1	56	93
52	100	1	56	92
52	125	1	59	90
52	150	1	58	85

Таб. 4 — результаты процесса облагораживания прямогонной бензиновой фракции на органически модифицированном катализаторе с содержанием металла — Be (0,2%)

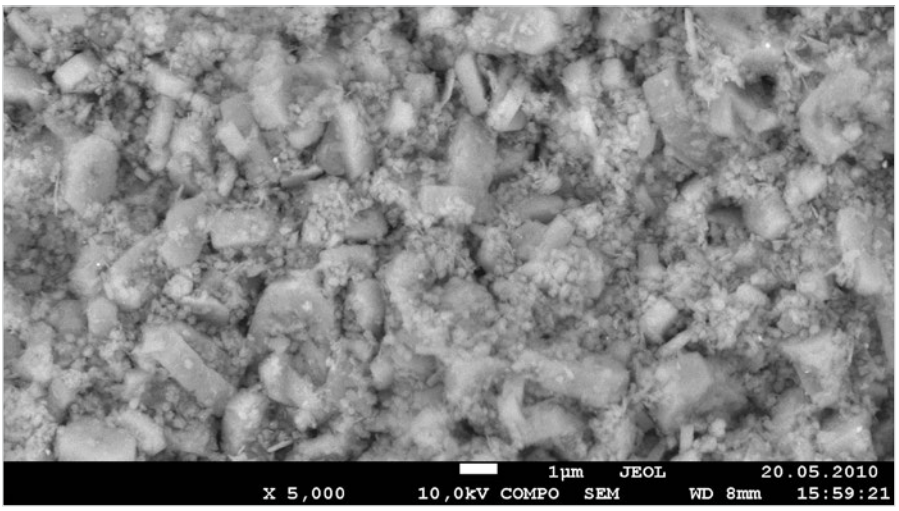
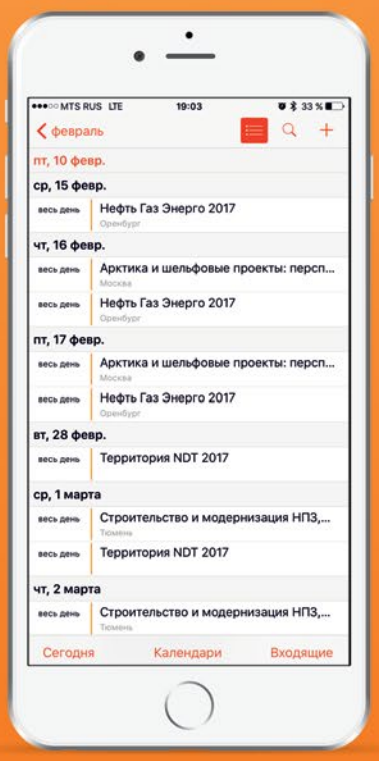


Рис. 1 — Увеличенная структура цеолитсодержащего катализатора (Zn – 0,2%) на электронном микроскопе

Февральский выпуск

Available on the App Store



The salt oxazalones as prospective additive for zeolite catalysts in oil refining

UDC 665.62

Authors:
Elena K. Zelenskayaya — head of department[1]; Zelenskayaya.ea@injgeo.ru
Tatyana V. Zelenskayaya — Ph.D., associate professor[2]; veterok111555@gmail.com

[1]CJSC "SRIDS "InjGeo", Krasnodar, Russian Federation
[2]KubGTU, Krasnodar, Russian Federation

Abstract
The presented study is focused on the use of oxazolone salts as organic modifiers for zeolite catalysts recycling of oil and petroleum products. In the paper described in details the method of preparation of organic salts, ways of application the modifying agent on the surface of the catalyst, also were selected the optimum parameters of the catalytic process and was presented detailed analysis of the composition catalyzate.

Materials and methods
Modified zeolite catalyst, salt oxazolone. Motor method.

Results
The use of particular catalytic system allowed achieving max improvement of octane number (15 points according motor method) without significant energy cost. So obtained results are ground for suggestion that salt oxazalones can be used as organic modifying factor for zeolite catalysts which will lead to new energy-saving technologies for the production of high-octane motor fuels.

Conclusions
The uniqueness of the work lies in the availability and low cost of modifying agents for their high efficiency and environmental friendliness. Thus, the conduct of refining low-octane feed process in the proposed conditions will not only reduce production costs high-octane components of motor fuels, but also creating the basis for a new process of "green chemistry".

Keywords
octane number, gasoline, zeolite catalyst, ennobling

References
1. Zelenskaya E.A., Zelenskaya T.V. *Eksperimental'noe issledovanie organicheski modifitsirovannykh katalizatorov v protsesse oblagorazhivaniya benzinovoy fraktsii* [Experimental study of organically modified catalysts in the process of refining gasoline fraction]. Exposition Oil Gas, 2014, issue 1 (33), pp. 15–16.
2. Z Zelenskaya E.A., Zelenskaya T.V. *Novoe napravlenie protsessa oblagorazhivaniya nizkooktanovykh uglevodorodnykh fraktsiy* [New direction of ennobling process of high-octane hc fractions]. *Burenie i neft'*, 2013, issue 5. pp. 27–29.
3. Zelenskaya E.A., Zelenskaya T.V. *Upravlenie protsessom kataliticheskogo oblagorazhivaniya pryamogonnoy benzinovoy fraktsii posredstvam izmeneniya temperaturnykh parametrov reaktsii* [Control over catalyst ennobling process of direct-flow benzine fraction by changing thermal parameters of reaction]. *Burenie i neft'*, 2013, issue 6, pp. 11–12.
4. Zelenskaya E.A., Zelenskaya T.V. *Oblagorazhivanie nizkooktanovoy benzinovoy fraktsii na organicheski modifitsirovannykh tseolitnykh katalizatorakh – shag na puti k snizheniyu energozatrat v protsesse vtorichnoy pererabotki neftyanogo syr'ya* [Ennobling of low-octane benzene fraction with organically modified catalysts is step to decrease energy expenses during secondary processing-refinery of raw oil]. *Burenie i neft'*, 2013, issue 9, pp. 37–39.
5. Zelenskaya E.A., Zelenskaya T.V. *Osobennosti oblagorazhivaniya pryamogonnogo benzina na organicheski modifitsirovannykh tseolitnykh katalizatorakh* [Features of on the gasoline refining organically modified zeolite catalysts]. Exposition Oil Gas, 2013, issue 2 (27), pp. 92–94.
6. Zelenskaya E.A., Zelenskaya T.V. *Primenenie organicheski modifitsirovannykh tseolitnykh katalizatorov v kachestve kontaktov protsessov oblagorazhivaniya nizkooktanovogo benzina – klyuch k uluchsheniyu kachestva motornykh topliv* [The use of organically modified zeolite catalysts as contacts refining low-octane gasoline - the key to improving the quality of motor fuels]. *Burenie i neft'*, 2013, issue 10. pp. 23–24.
7. Zelenskaya E.A., Zelenskaya T.V. *Otsenka vliyaniya tseolitsoderzhashchikh katalizatorov na sostav produktov oblagorazhivaniya neftyanykh fraktsiy* [Impact assessment of zeolite-containing catalyzers on the composition of oil fraction reforming]. Exposition Oil Gas, 2016, issue 2 (48), pp. 40–42.

УДК 620.1

Анализ причин отказов насосного оборудования по эмпирическим данным

И.Р. Байков
д.т.н., профессор[1]

Р.А. Шайбаков
к.т.н., генеральный директор[2]

М.В. Елисеев
главный инженер проектов[3]

С.В. Китаев
д.т.н., профессор[1]
svkitaev@mail.ru

М.Г. Петров
генеральный директор[4]

Н.Р. Рязапов
начальник отдела[5]

[1]ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Уфа, Россия

[2]АО «Салаватский химический завод», Уфа, Россия

[3]АНО «Центр энергосбережения РБ», Уфа, Россия

[4]Муниципальное унитарное предприятие «Уфимские инженерные сети», Уфа, Россия

[5]«Северо-Уральское управление Ростехнадзора», Ноябрьск, Россия

Насосное оборудование нефтехимических заводов работает в условиях химического воздействия и высоких температур перекачиваемых потоков. При этом актуальной является задача обеспечения надежности циркуляционных насосов.
В работе проанализирована статистическая информация по наработке на отказ и видам дефектов, приведших к выходу из строя горячего насоса нефтехимического завода.

Проблема повышения надежности работы оборудования на нефтехимических производствах всегда стояла одной из первых в ряду организации технологического процесса. Главной причиной этому является, безусловно, повышенная опасность предприятий нефтехимической отрасли с учетом масштаба возможного причинения вреда окружающей среде и среде обитания человека. В настоящее время жилая застройка стала приближаться к промышленным зонам из-за наличия развитых инженерных сетей, а также наличия значительных свободных мощностей как тепловой, так и электрической энергии в этих районах. При этом повышение надежности напрямую связано с увеличением эффективности производства, поскольку постоянный спрос на продукцию нефтехимического комплекса не позволяет простаивать оборудованию и останавливать целые технологические цепочки. Вопросы анализа надежности нефтехимического завода рассматривались ранее в работах [1, 2].

Важнейшим элементом технологической схемы любого нефтехимического производства являются циркуляционные насосы, осуществляющие перемещение технологических сред, обеспечивая непрерывность процесса. Особенностью нефтехимических процессов является необходимость поддержания высоких температур сырья и промежуточных продуктов для протекания химических реакций. Поэтому особая роль в безопасности и непрерывности процесса отводится горячим насосам, перекачивающим высокотемпературные среды.

В качестве примера была проанализирована статистическая информация АО «Салаватский химический завод» за 2006–2016 гг. по наработке на отказ и видам дефектов, приведших к выходу из строя горячего насоса. Были рассмотрены данные по насосам, работающим при температуре перекачиваемых сред свыше 115°С. Изначально было установлено, что рабочий цикл данных насосов не превышает 7640 часов, что является достаточно низким показателем, т.е. ни один из рассматриваемых насосов не проработал более 11 месяцев до отказа.

В таб. 1 приведены характеристики рассмотренных насосов. Всего за отчетный период было зарегистрировано 85 отказов у включенных в список насосов.

Проанализировав типы отказов, было установлено, что наибольшую долю занимает заклинивание ротора насоса (рис. 1), на его долю приходится до 66% всех зафиксированных отказов. Заклинивание ротора происходило вследствие, того что рассыпались кольцо, втулка, вкладыш (при различных сочетаниях), либо выходили из строя подшипники.

Для анализа параметров надежности работы насосов по имеющимся данным величины наработки агрегата перед каждым отказом были построены гистограммы функции плотности распределения отказов.

Поскольку наибольшее количество отказов произошло по причине заклинивания

Рис. 1 — Распределение типов отказов горячих насосов

№ п/п	Наименование оборудования	Марка оборудования	Год ввода	Наименование рабочего потока	Подача (Q), м³/ч	Напор (H), м	Температура среды ($T_{ср.}$), °С	Количество
1	Насос герметичный	3ЦГ-50/50К-15	1994	Сульфат натрия	50	50	117	1
2	Насос центробежный	4НГК 5х1	1965	Сульфат натрия	30	40	117	1
3	Насос герметичный	БЭН-396	2003	Сульфат натрия	50	50	117	1
4	Насос центробежный	ГХО 25/50	2010	Сульфат натрия	25	50	120	1
5	Насос центробежный	18ПРЦ-80-ВН-СД	1965	Сульфат натрия	1800	3,5	130	4
6	Насос герметичный	ГХО 50/50	2006, 2011	Щёлочь	50	50	117	4
7	Насос центробежный	ХЕ 80-50-250	1996	Щёлочь	50	80	117	2
8	Насос центробежный	АХ 50/50	2006	Щёлочь	50	50	117	2

Таб. 1 — Характеристики «горячих» насосов

Для анализа параметров надежности работы насосов по имеющимся данным величины наработки агрегата перед каждым отказом получены гистограммы функции плотности распределения отказов, определены основные направления повышения надежности насосного оборудования.

Материалы и методы

Использованы производственные экспериментальные данные для обработки и подтверждения результатов, математические методы представления иллюстративной информации и обоснования результатов работы.

Ключевые слова

нефтехимический завод, циркуляционный насос, надежность, наработка на отказ, плотность распределения, вероятность безотказной работы

ротора, то были построены два графика: для суммарного количества отказов (рис. 2) и отдельно по типу отказа «заклинивание ротора» (рис. 3). Для этого по формуле Стерджесса (1) для имеющегося массива данных были определены оптимальные временные интервалы распределения отказов:

$$n=1+3{,}322\cdot lg\ N, \qquad (1)$$

где n — оптимальное количество интервалов; N — количество всех отказов данного типа.

Предварительный анализ рис. 2 и 3 не дал однозначного ответа о законе распределения случайной величины, поскольку функция плотности распределения отказов имеет два ярко выраженных максимума.

Оценив величину средней наработки на отказ всех насосов, было установлено, что данное значение для насосов, перекачивающих сульфат натрия, находится в интервале 4200–6300 часов, а для насосов, у которых рабочей средой является щелочь, средняя наработка на отказ составила 2120–2740 часов. Как видно, значения отличаются практически в два раза, что и стало причиной возникновения двух максимумов у функции плотности распределения.

Основываясь на вышеизложенном, были построены гистограммы функции плотности распределения отказов отдельно для насосов, перекачивающих сульфат натрия и щелочь.

Результаты обработки массива данных предложенным способом представлены на рис. 4–7. Как видно из рисунков, характер распределения отказов для различных насосов имеет схожий вид с характерным максимумом, соответствующим наибольшим значениям наработки на отказ для каждого типа насосов и рассматриваемых типов отказов.

Характер функции плотности распределения отказов позволяет предположить, что функция распределения вероятности отказа подчиняется закону Вейбулла, согласно которому плотность распределения вероятности отказа описывается функцией [3]:

$$f(t)=\lambda_0\cdot\alpha\cdot t^{\alpha-1}\,exp(-\lambda_0\cdot t^{\alpha}), \qquad (2)$$

при этом вероятность безотказной работы за время t составит:

$$P(t)=exp(-\lambda_0\cdot t^{\alpha}), \qquad (3)$$

где λ_0 и α — параметры распределения.

Параметр распределения λ_0 определяет масштаб, при его изменении кривая распределения сжимается или растягивается. Параметр α может принимать значения $1\leq\alpha<1$.

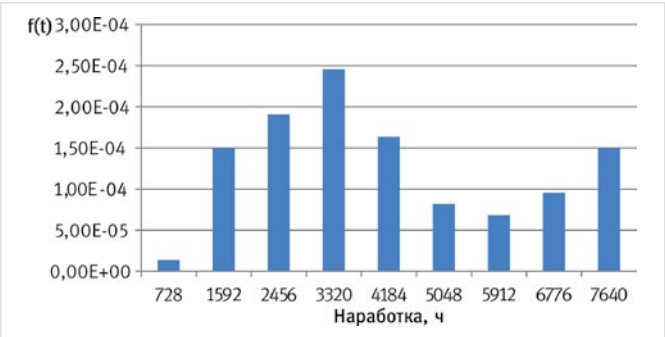


Рис. 2 — Плотность распределения всех отказов горячих насосов (N=85)

Рис. 3 — Плотность распределения отказов при «заклинивании ротора» горячих насосов (N=56)

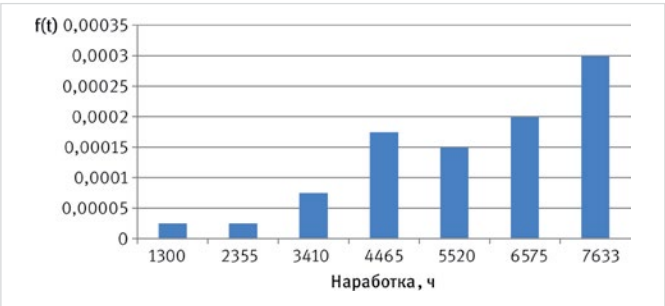


Рис. 4 — Плотность распределения всех отказов горячих насосов, перекачивающих сульфат натрия (N=38)

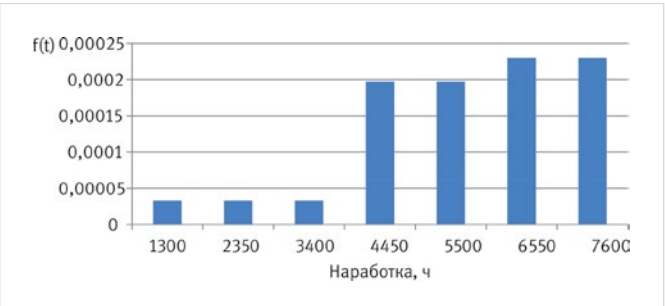


Рис. 5 — Плотность распределения всех отказов при «заклинивании ротора» горячих насосов, перекачивающих сульфат натрия (N=29)

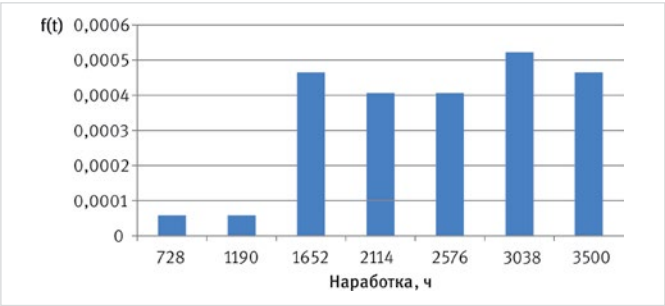


Рис. 6 — Плотность распределения всех отказов горячих насосов, перекачивающих щелочь (N=41)

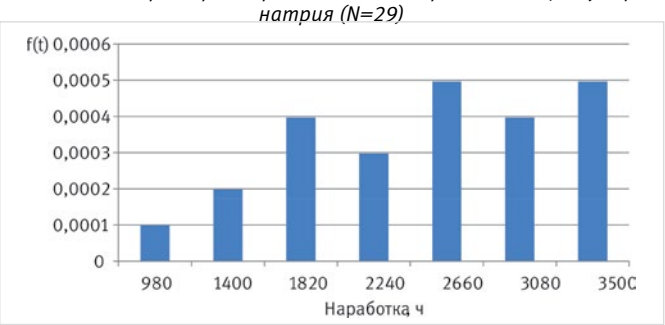


Рис. 7 — Плотность распределения всех отказов при «заклинивании ротора» горячих насосов, перекачивающих щелочь (N=24)

В рассматриваемом случае $\alpha>1$, поскольку представленная функция $f(t)$ монотонно возрастающая.

Итоги

В работе приводятся результаты анализа статистических данных по отказам циркуляционных насосов, предназначенных для перекачки горячих жидкостей (при температурах свыше 115°С) на примере химического завода. Получено, что основной причиной отказа насосов является «заклинивание ротора», доля которых составляет 66% от общего количества неисправностей. Отказы типа «заклинивание ротора» происходили из-за разрушения элементов насоса — втулок, вкладышей, колец или подшипников.

Средняя наработка на отказ насосов перекачивающих сульфат натрия составила 5498 часов, а для насосов, у которых рабочей средой является щелочь, средняя наработка на отказ значительно ниже и составила 2324 часов.

Выводы

На основе статистического анализа получено, что функция распределения вероятности безотказной работы циркуляционных насосов, подчиняется двухпараметрическому закону Вейбулла.

Циркуляционные насосы эксплуатируются в условиях химического воздействия и высоких температур перекачиваемых потоков, поэтому необходимо вести постоянный контроль вероятности безотказной работы и принимать меры по предупредительному ремонту либо поддерживать постоянный достаточный объем запасных частей в случае выхода из стоя неремонтопригодных элементов оборудования.

Список литературы

1. Байков И.Р., Китаев С.В., Файрушин Ш.З.Оценка показателей надежности насосов типа НК, НКВ и НПС // Надежность. 2016. №4. С. 11–16.
2. Файрушин Ш.З. Байков И.Р., Китаев С.В. Определение показателей надёжности поршневых компрессоров// Нефтегазовое дело. 2016. №14-2. С. 120–124.
3. Вадзинский, Р.Н. Справочник по вероятностным распределениям. СПб.: Наука, 2001. 295 с.

Analysis of the causes of failure of pumping equipment based empirical data

UDC 620.1

Authors:
Igor R. Baikov — Sc.D., professor[1]
Rustem A. Shaibakov — Ph.D., general director[2]
Maxim V. Eliseev — chief project engineer[3]
Sergey V. Kitaev — Sc.D., professor[1]; svkitaev@mail.ru
Maxim G. Petrov — general director[4]
Nail R. Ryazapov — head of the department[5]

[1]Ufa State Petroleum Technological University (USPTU), Ufa, Russian Federation
[2]JSC "Salavat chemical plant", Ufa, Russian Federation
[3]ANO "Center of energy saving RB", Ufa, Russian Federation
[4]Municipal unitary enterprise "Ufa network engineering", Ufa, Russian Federation
[5]The"North-Ural Department of Rostechnadzor", Noyabrsk, Russian Federation

Abstract

Pumping equipment of petrochemical factories works in the chemical exposure and high temperatures of the pumped flows. Thus, the actual problem is the reliability of the circulation pumps.
This paper analyzes the statistical information on mean time to failure and types of defects that lead to failure of the hot pump petrochemical plant.
According to available data of operational period of the unit before each failure were obtained histograms of density function of failure distribution for the analysis the reliability parameters of pumps operation. Also were determined main principals for increasing of reliability of pump equipment.

Materials and methods

In article were used the production experimental data for processing and confirmation of the results, mathematical methods of representations illustrative information and validation of the results.

Results

The paper presents the results of the analysis of statistical data on failures of circulation pumps designed for pumping hot liquids (with temperatures exceeding 115°C) on the example of the chemical plant. It is obtained that the main cause of pump failure is "stuck rotor", which accounts for 66% of the total number of faults. The "stuck rotor" was due to the destruction of the elements of the pump – bushings, liners, rings or bearings.
The average time to failure of the pumps for sodium sulfate environment amounted to 5498 hours, and for pumps where the working environment is alkaline, the average time to failure is much lower and amounted to 2324 hours.

Conclusions

Based on the statistical analysis of density function of failure distribution of pumps was revealed that is obeys to Weibull's two-parameter rule.
Circulation pumps are operated under conditions of chemical action and high temperatures of the pumped flow, it is therefore necessary to continuously control the probability of failure-free operation and to take measures for maintenance or to maintain a constant sufficient amount of spare parts in the case of non-repairable components.

Keywords

petrochemical plant,
circulating pump,
reliability,
failure interval,
distribution density,
the probability of failure

References

1. Baykov I.R., Kitaev S.V., Fayrushin Sh. Z. *Otsenka pokazateley nadezhnosti nasosov tipa NK, NKV i NPS* [Evaluation of dependability indicators of NK, NKV and NPS type pumps]. Dependability, 2016, issue 4, pp. 11–16.
2. Fayrushin Sh.Z. Baykov I.R., Kitaev S.V. *Opredelenie pokazateley nadezhnosti porshnevykh kompressorov* [Determining reliability indices of piston compressors]. *Neftegazovoe delo*, 2016, issue 14-2 pp. 120–124.
3. Vadzinskiy, R.N. *Spravochnik po veroyatnostnym raspredeleniyam* [The reference probability distributions]. St. Petersburg: *Nauka*, 2001, 295 p.

УДК 65.011.56

Моделирование и оптимизация разработки группы газовых месторождений

А.Н. Соломатин
к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник[1]
a.n.solomatin@bk.ru

В.Р. Хачатуров
д.ф.-м.н., профессор, зав. отделом[1] академик[2] академик[3]

А.К. Скиба
к.ф.-м.н., старший научный сотрудник[1]

[1]Федеральный исследовательский центр «Информатика и управление» РАН, Москва, Россия
[2]Российская академия космонавтики, Москва, Россия
[3]РАЕН, Москва, Россия

Необходимость освоения новых газодобывающих регионов в условиях нестабильной экономической среды обосновывает потребность анализа долгосрочных перспектив их развития. В статье рассматриваются математический аппарат и программные средства, обеспечивающие формирование стратегий разработки группы газовых месторождений на основе совместного использования имитационного моделирования, нечеткой математики, дискретной и многокритериальной оптимизации.

Материалы и методы
Имитационное моделирование, дискретная оптимизация, многокритериальная оптимизация, нечеткие множества.

Ключевые слова
группа газовых месторождений, стратегия разработки, имитационное моделирование, дискретная оптимизация, многокритериальная оптимизация, автоматизированные системы планирования

В рамках концепции регионального программирования [1] в Вычислительном центре им. А.А. Дородницына ФИЦ «Информатика и управление» РАН были разработаны модели, методы и алгоритмы, программные комплексы для решения задач перспективного планирования газо- и нефтедобывающих регионов, проектирования генеральных схем освоения нефтяных и газовых месторождений.

В частности, в 80-е гг. по заказу Мингазпрома СССР была создана Система перспективного планирования добычи газа (СПДГ) [2], которая многократно использовалась при расчетах долгосрочных планов добычи газа по различным объектам газодобычи: Северо-Тюменской газоносной провинции, группам месторождений Восточной Украины, шельфа Черного моря, Ямбургскому и Оренбургскому месторождениям и т.д. с подтвержденным экономическим эффектом в сотни миллионов рублей (в ценах до 1991 г.).

Как дальнейшее развитие системы СПДГ, разработана Система моделирования и оптимизации добычи газа (СМОД) [3], в которой добавлены возможности решения оптимизационных задач, и в дальнейшем предполагается учет неопределенности исходных данных.

Имитационная модель группы газовых месторождений

В основе работы СМОД лежит следующая модель функционирования газового месторождения в виде системы дифференциальных уравнений [2]:

$$\dot{V} = -Nq,$$
$$\dot{q} = \begin{cases} 0, & V \geq \overline{V} \\ -\dfrac{q^0}{\overline{V}} Nq, & V < \overline{V}, \end{cases}$$
$$\dot{N} = n$$

при начальных условиях

$$V^0 \geq \overline{V} > 0,\ q^0 > 0,\ N^0 \geq 0.$$

где T — длина планового периода, $t = \overline{0,T}$, V — текущие запасы газа на месторождении, N — фонд добывающих скважин, n — ввод новых скважин, q — дебит скважин, Q — объем добычи газа, $\overline{V}$ — запас газа, при котором начинается падение добычи, V^0, N^0, q^0 — соответствующие значения на начало планового периода.

На основе этой модели разработана аппроксимирующая имитационная модель группы месторождений и многошаговый алгоритм, который по минимальной входной (в частности, запасы газа, дебиты, «полки» и данные на начало планового периода по месторождениям) и управляющей информации (план добычи по группе месторождений, порядок ввода месторождений в эксплуатацию) позволяет распределить планируемую добычу газа в динамике между месторождениями (рис. 1). Алгоритм для каждого года пытается выполнить план добычи $P(t)$, «набирая» его из объемов добычи $Q_j(t)$ отдельных месторождений с номерами $j=\overline{1,m}$, вводимых в заданном порядке. При этом вид кривой добычи определяется исходя из таких параметров, как максимальный процент прироста добычи за год, процент отбора запасов, при котором начинается падение добычи, максимально допустимые уровни добычи, вид функции, определяющей закон падения дебитов и т.д. Учитывается наличие запасов различных категорий, наличие имеющихся проектов разработки, различные режимы дебитов, а также выполняется сглаживание добычи при выходе на «полку».

Алгоритм состоит из 32 этапов, объединенных в 3 части, каждая из которых выполняется для отдельного года планового периода $t \in \{0, 1, \ldots, T\}$.

Часть I. Вместо $Q_j(t)$ рассчитываются некоторые предварительные значения $y_j(t)$,

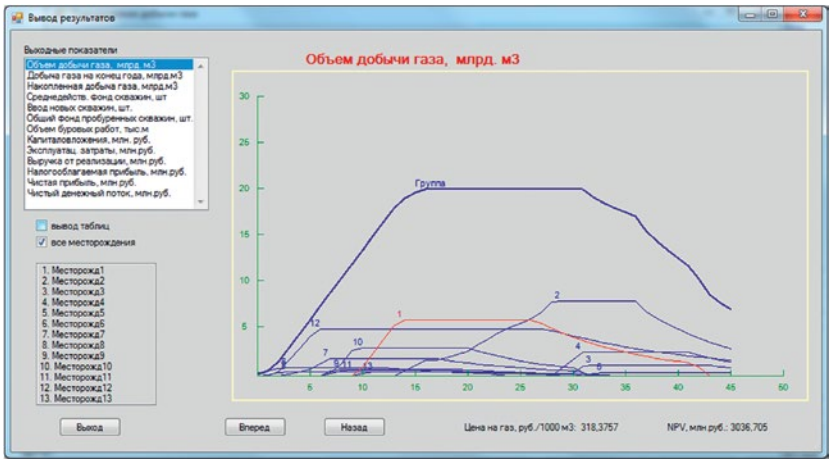


Рис. 1 — Динамика добычи газа по месторождениям группы

чтобы избежать превышения плана добычи, выполненного при помощи месторождений с номерами от 1 до j^*, в силу необходимости учета проекта разработки для какого-либо месторождения с номером $j > j^*$; $y_j(t)$ являются минимально возможными уровнями годовой добычи.

Часть II. Проверяется возможность увеличения предварительных значений объемов добычи $y_j(t)$ с целью выполнения плана добычи $P(t)$.

Часть III. Для месторождений, вышедших на «полку», можно рассчитать уровни добычи до конца планового периода и исключить эти месторождения из рассмотрения, так как эти уровни определяются только закономерностями функционирования месторождения (нахождение на «полке», а потом падение добычи по экспоненциальному закону) и не зависят от плана добычи по группе.

Для полученных объемов добычи газа в динамике по месторождениям рассчитываются различные показатели добычи:

- технологические — накопленная добыча газа, добыча на конец года, дебиты скважин, пластовые давления, общий и среднедействующий фонд скважин, ввод новых скважин, объем буровых работ и т.д.;
- экономические — капиталовложения, эксплуатационные затраты, амортизационные отчисления, различные налоговые отчисления, выручка от продажи газа, прибыль (налогооблагаемая, чистая), чистый денежный поток, а также агрегированный показатель NPV.

Цена на газ, обеспечивающая заданную внутреннюю норму доходности газодобывающего общества, находится из численного решения методом Ньютона уравнения для определения чистого дисконтированного дохода.

Оптимизация накопленной добычи газа

В отличие от условий централизованного планирования, в условиях рыночной экономики план добычи для группы месторождений нельзя считать заданным, и возникает задача оптимизации стратегий разработки группы месторождений [4].

Имитационный характер модели группы месторождений не позволяет задать целевую функцию и ограничения оптимизационной задачи аналитически. Поэтому непрерывная задача оптимизации накопленной добычи сводится к дискретной за счет введения равномерной сетки с параметрами (m, n), покрывающей область выхода траекторий плана добычи по группе на «полку», где m — количество узлов сетки по оси OX (максимальное количество лет выхода добычи на «полку»), а n — количество узлов по оси OY (количество уровней добычи). Решение задачи ищется на конечном множестве G допустимых траекторий планов добычи по группе, проходящих через узлы такой сетки. Это — целочисленные векторы планов вида $y=(y_1,y_2,...,y_m)\in G$ такие, что $y_j\in\{1, 2,...,n\}$, $j=\overline{1,m}$, и $y_j \le y_{j+1}$, $j=\overline{1,m-1}$ (в силу неубывания планов добычи до выхода на «полку»).

Необходимо найти такое решение $y^*\in G$, что

$$f(y^*) = \max_{y\in G} f(y),$$

а также множество элементов N, близких к оптимальному, такое, что

$$f(y)\ge f(y^*)-R,\ y\in N\subset G,$$

где f — функционал накопленной добычи по группе месторождений, а $R > 0$ — заданная величина.

Для данной задачи дискретной оптимизации с неполиномиальной сложностью доказываются рекуррентные формулы, позволяющие оценить мощность множества допустимых решений.

Область допустимых решений можно сузить за счет использования таких ограничений на варианты планов, как задаваемые ЛПР верхнее и нижнее ограничения на траектории планов, траектория максимально крутого выхода плана добычи по группе на «полку», сумма «полок» всех месторождений группы, накопленная добыча по группе на начало планового периода.

Для решения оптимизационной задачи используется модифицированный метод ветвей и границ [1], позволяющий находить не только оптимальное, но близкие к нему по значению функционала накопленной добычи решения из N.

При реализации метода формирование векторов планов и разбиение множества решений G на подмножества производится справа налево — от конца временного периода выхода на «полку». Тогда в каждом подмножестве разбиения $G_{j,i}$ будут находиться векторы планов, у которых правые части совпадают, а левые — не определены (различаются) вплоть до окончания процесса порождения векторов планов, т.е. для любых $y^1, y^2\in G_{j,i}$ справедливо $y^1_t=y^2_t$, $t\ge j$ и $y^1_t=y^2_t=i$.

Определяется оценочная функция добычи $Q^*_y(t)$ и оценочная функция накопленной добычи $f^*(y)$ такие, что для любого плана $y\in G$ и $t\in[0,T]$ выполняются условия $Q^*_y(t) \ge Q_y(t)$, $f^*(y) \ge f(y)$, где $Q_y(t)$ — динамика добычи газа по группе. При этом $Q^*_y(t)=Q_y(t)$ до момента начала падения добычи по группе месторождений для «полки» p и $Q^*_y(t)=p$ на этапе падающей добычи по группе.

На множестве G вводится отношение порядка (доминирования) $\le$ и доказывается, что оценочная функция $f^*(y)$ монотонна по y, т.е. из $y_1 \ge y_2$, $y_1, y_2\in G$ следует $f^*(y_1) \ge f^*(y_2)$. Тогда в качестве верхней оценки $g(G_{j,i})$ произвольного подмножества $G_{j,i}$ используется оценочная функция $f^*(y)$ для доминирующего вектора плана $\overline{y}_{j,i}\in G_{j,i}$ такого, что ему соответствует самая верхняя траектория выхода плана добычи на «полку» среди всех траекторий планов из $G_{j,i}$, то есть $g(G_{j,i})=f^*(\overline{y}_{j,i})$, где $\overline{y}_{j,i} \ge y$ для $\overline{y}_{j,i}\in G_{j,i}$ и любого $y\in G_{j,i}$.

Доказывается основное условие применимости метода ветвей и границ: показывается, что функция $g(G_{j,i})$ на самом деле является оценкой (соответствует исходному функционалу $f(y)$ и быстро рассчитывается), является верхней оценкой и не возрастает по мере разбиения G на подмножества.

Предложенный подход совмещает достоинства традиционной и многокритериальной оптимизации, нивелируя их недостатки. Так, при традиционной оптимизации не для всякой задачи можно найти оптимальное решение за приемлемое время, и не учитывается многокритериальность реальных задач. При этом нахождение точного оптимального решения по основному критерию не всегда оправдано, поскольку такое решение обычно неудовлетворительно по остальным критериям оценки решений.

Многокритериальная оптимизация

Для каждого варианта решений из множества близких работает имитационная модель группы месторождений для того, чтобы на основании выходных показателей модели рассчитать агрегированные показатели — критерии оценки данного варианта.

Средства многокритериальной оптимизации позволяют найти реальный вариант [1] стратегии разработки группы месторождений для реализации как наилучший среди близких к оптимальному по другим заданным критериям оценки (объем накопленной добычи газа, капиталовложения, чистая прибыль, цена на газ, NPV и т.д.). Анализ и выбор вариантов производится при помощи стандартных методов многокритериальной оптимизации, таких как нахождение множества Парето, линейная свертка значений критериев, лексикографическое упорядочение вариантов, поиск в окрестностях «идеальной точки» и т.д. Используется оригинальная технология поиска с возвратами на дереве подмножеств отобранных вариантов.

Окончательный вариант стратегии разработки группы месторождений выбирается экспертом по неформализованным критериям оценки на основании визуального анализа результатов многокритериальной

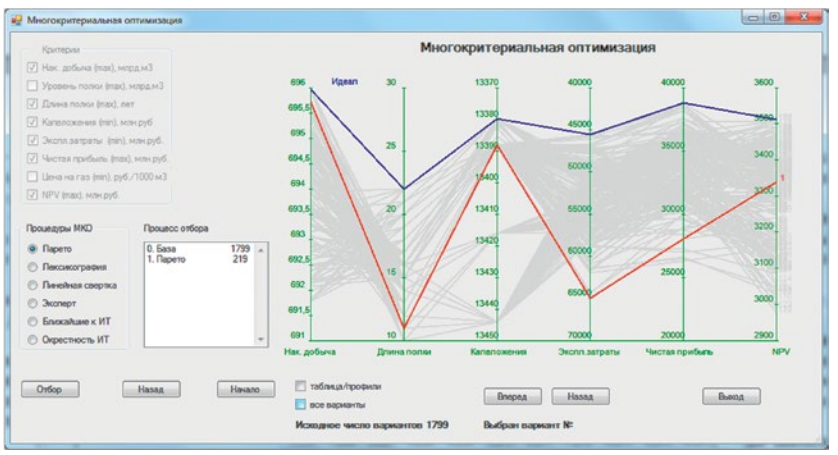


Рис. 2 — Результаты многокритериальной оптимизации в виде профилей

оптимизации в виде так называемых профилей, где каждому варианту соответствует ломаная, соединяющая значения различных критериев (рис. 2).

Учет неопределенности исходных данных

Неустранимым качеством экономической среды является неопределенность, поэтому задачи моделирования и оптимизации разработки группы газовых месторождений должны решаться с учетом неопределенности исходных данных, таких как запасы газа, дебиты скважин, цены на газ и т.д. Хотя наиболее часто для учета неопределенности, в том числе, в нефтегазовой отрасли, применяют аппарат теории вероятностей, для рассматриваемых задач более адекватным является применение аппарата нечетких множеств по следующим причинам:

- применение классических вероятностей оправдано лишь для статистически однородных случайных событий, когда можно определить случайные величины с известными законами распределения и их параметрами;
- не требуется адекватного задания вида и параметров плотностей вероятности для недетерминированных исходных данных, что не всегда возможно;
- снимается проблема учета взаимной зависимости исходных данных, которая сама по себе является нечеткой и во многом определяется предпочтениями эксперта;
- при использовании вероятностных моделей резко возрастает вычислительная сложность решаемых задач, особенно оптимизационных, из-за необходимости выполнять арифметические операции с плотностями вероятности случайных величин.

Как известно, под нечетким множеством понимается совокупность $A=\{(u, \mu_A(u))|u\in U\}$, где U — универсальное множество, а $\mu_A(u)$ — функция принадлежности, которая характеризует степень принадлежности элемента нечёткому множеству A и принимает значения в некотором линейно упорядоченном множестве M — множестве принадлежностей (обычно отрезок [0, 1]).

В приложениях широко используются нечеткие числа (обычно треугольные или трапециевидные) — нечеткие множества специального вида, имеющие функцию принадлежности в виде треугольника (трапеции), которая задается упорядоченной тройкой (четверкой) чисел, определяющих вершины этих геометрических фигур.

При этом каждой функции $\mu_A(u)$ принадлежности нечеткого множества можно сопоставить некоторое характеризующее ее детерминированное значение при помощи одного из методов дефаззификации, например, метода центра тяжести.

Неопределенность в подсчете запасов (ресурсов) газа различных категорий является наиболее значимой среди всех видов неопределенности исходных данных. Поэтому учитываются различные вопросы анализа запасов газа различных категорий на основе использования аппарата нечетких множеств: системная модель категорий запасов, оценка достоверности запасов, модель движения газа по категориям запасов, проблемы суммирования запасов газа различных категорий и т.д.

При решении оптимизационных задач при помощи методов нечеткого программирования целевая функция и ограничения должны быть заданы аналитически, что невозможно из-за имитационного характера модели группы газовых месторождений. Поэтому предлагается сохранить общую схему решения, диалоговый интерфейс и программное обеспечение, реализованные в системе СМОД для детерминированного случая [3], используя вместо детерминированных значений соответствующие нечеткие числа и заменив операции с детерминированными значениями на операции с нечеткими числами (так называемое нечеткое расширение детерминированной задачи).

Для эффективного ввода, хранения, обработки и вывода недетерминированных данных предлагаются следующие решения [5]:

- недетерминированные исходные данные задаются по выбору пользователя лишь для некоторых месторождений и лишь для некоторых показателей;
- пользователь определяет тип вводимых данных — нечеткое трапециевидное или треугольное число, интервальное число, детерминированное значение, а также параметры функции принадлежности нечеткого числа;
- все перечисленные типы данных хранятся в унифицированном формате с динамическим выбором способа их обработки;
- для сокращения времени расчетов при работе с недетерминированными данными производится модификация программного кода системы СМОД (для выделения фрагментов кода, работающих только с детерминированными величинами) и программная реализация арифметических операций над нечеткими числами на языке Ассемблера; также при решении оптимизационных задач может быть выбрано использование только детерминированных величин — результатов дефаззификации;
- выводимые на экран в виде таблиц и графиков результаты являются детерминированными результатами дефаззификации, поэтому по желанию эксперта для детального анализа могут выдаваться график и параметры функции принадлежности для каждого соответствующего нечеткого числа.

Система моделирования и оптимизации добычи газа

Система моделирования и оптимизации добычи газа [3] предназначена для формирования стратегий разработки группы газовых месторождений газодобывающего общества или региона.

Система позволяет:

- осуществлять комплексное планирование разработки группы месторождений по минимальной исходной информации, рассчитывая весь спектр технико-экономических показателей добычи;
- учитывать возможную неоднородность информации для различных месторождений группы – от проектов разработки и до оценочных данных;
- обеспечивать планирование на длительный промежуток времени за счет использования укрупненных нормативов;
- моделировать в имитационном режиме функционирование группы газовых месторождений;
- получать качественно новые плановые решения за счет учета многих факторов и параметров, проведения многокритериальной оптимизации;
- автоматизировать расчет, хранение и вывод технико-экономических показателей добычи в динамике по месторождениям.
- находить стратегию разработки группы месторождений, оптимальную по критерию максимума накопленной добычи;
- быстро рассчитывать, анализировать и сравнивать большое число различных вариантов планов, реализуя режим многовариантного планирования;
- находить вариант разработки группы месторождений, наилучший по заданным критериям оценки.

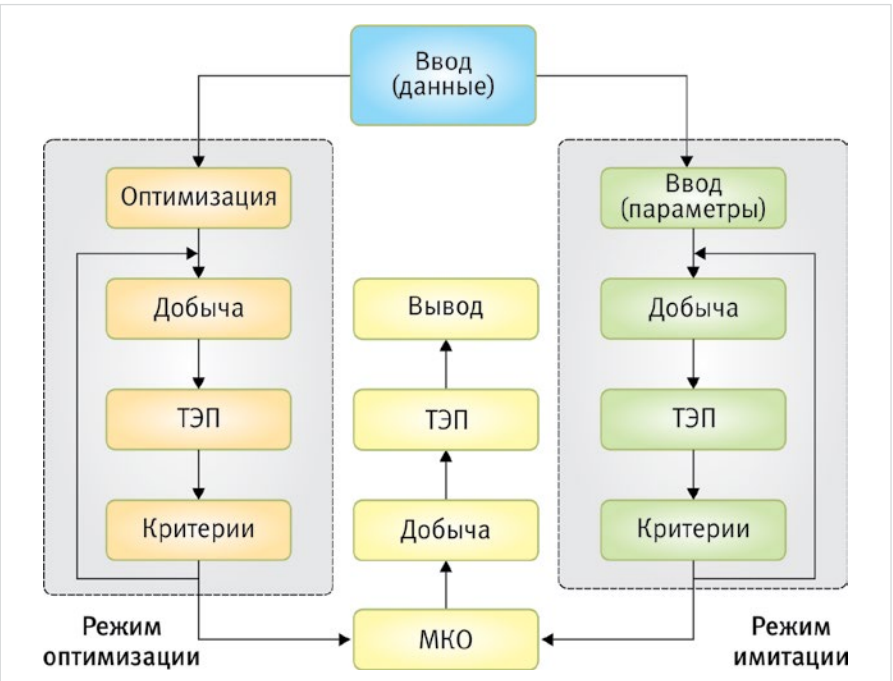


Рис. 3 — Схема работы системы СМОД

Использование системы наиболее целесообразно в следующих случаях: достаточно большое количество месторождений в группе, долгосрочный период планирования, новые, еще не разрабатываемые месторождения, минимальная и/или прогнозная информация о месторождениях, планирование по укрупненным показателям для принятия стратегических решений.

Система СМОД была реализована на языке C# в инструментальной среде Visual Studio для Windows 7. СМОД может работать в двух режимах: имитационном и оптимизационном, причем в обоих случаях формируется множество вариантов для последующей многокритериальной оптимизации. В режиме имитации варианты формируются при изменениях управляющих параметров системы, а в режиме оптимизации — в результате решения задачи максимизации накопленной добычи газа.

На схеме работы системы (рис. 3) используются следующие обозначения: *Ввод* — ввод исходной информации, *Добыча* — определение динамики добычи газа по месторождениям, *ТЭП* — расчет технико-экономических показателей добычи, *Критерии* — расчет критериев оценки вариантов, *Оптимизация* — решение задачи оптимизации накопленной добычи газа, *МКО* — многокритериальная оптимизация, *Вывод* — вывод результатов в форме таблиц и графиков.

Перспективы работ

При дальнейшем развитии системы СМОД предполагается реализовать следующие возможности. Во-первых, это программная реализация учета неопределенности исходных данных. Далее, это отражение в имитационной модели затрат на ликвидацию месторождений и определение стратегий ликвидации. Наконец, это использование результатов моделирования как количественной базы для решения задач стратегического управления газодобывающим обществом с реализацией моделей и методов стратегического управления.

Итоги

Показана необходимость и возможность использования моделирования, методов оптимизации и автоматизированных систем для формирования стратегий разработки группы газовых месторождений.

Выводы

1. Представлена имитационная модель группы газовых месторождений.
2. Поставлена и решена задача оптимизации накопленной добычи газа для группы месторождений.
3. Рассмотрено использование многокритериальной оптимизации для выбора стратегии разработки группы месторождений.
4. Приведены решения по учету неопределенности исходных данных на основе использования нечеткой математики.
5. Рассмотрены особенности Системы моделирования и оптимизации добычи газа.

Список литературы

1. Хачатуров В.Р. Математические методы регионального программирования. М.: Наука, 1989. 304 с.
2. Маргулов Р.Д., Хачатуров В.Р., Федосеев А.В. Системный анализ в перспективном планировании добычи газа. М.: Недра, 1992. 287 с.
3. Скиба А.К., Соломатин А.Н. Моделирование и оптимизация стратегий разработки группы газовых месторождений. М.: ВЦ РАН, 2012. 40 с.
4. Соломатин А.Н. Некоторые оптимизационные задачи для группы газовых месторождений. М.: ВЦ РАН, 2009. 44 с.
5. Хачатуров В.Р., Соломатин А.Н., Скиба А.К. Планирование разработки группы газовых месторождений с учетом неопределенности исходных данных // Экспозиция Нефть Газ. 2015. №2. С. 20–23.

Modeling and optimization of development of gas fields group

UDC 65.011.56

Authors:
Alexander N. Solomatin — Ph.D., leading researcher[1]; a.n.solomatin@bk.ru
Vladimir R. Khachaturov — Sc.D., professor, head of department[1], academician[2], academician[3]
Alexander K. Skiba — Ph.D., senior researcher[1]

[1]Federal Research Center «Informatics and Control» of RAS, Moscow, Russian Federation
[2]Russian academy of astronautics, Moscow, Russian Federation
[3]Russian academy of natural sciences, Moscow, Russian Federation

Abstract

The unstable economic conditions dictate the need of development of new gas production regions and the analysis of long-term prospects of their operation. The mathematical apparatus and software providing forming the strategy of development of gas fields group on the basis of joint use of simulation, fuzzy mathematics, discrete and multicriteria optimization are considered in article.

Materials and methods

Simulation, discrete optimization, multicriteria optimization, fuzzy sets.

Results

It was shown the need and possibility of use of modeling, optimization and the computer-aided systems for formation of development strategy of gas fields group.

Conclusions

1. The simulation model of gas fields group is provided.
2. In work was set and solved the problem of optimization of the cumulative gas production for fields group.
3. Use of multicriteria optimization for the choice of the development strategy for group of gas fields was considered.
4. Decisions on the accounting of uncertainty of initial data on the basis of use of fuzzy mathematics are provided.
5. The features of System of modeling and optimization of gas production are considered.

Keywords

group of gas fields, development strategy, simulation, discrete optimization, multicriteria optimization, computer-aided systems of planning

References

1. Khachaturov V.R. *Matematicheskie metody regional'nogo programmirovaniya* [Mathematical methods of regional programming]. Moscow: *Nauka*, 1989, 304 p.
2. Margulov R.D., Khachaturov V.R., Fedoseev A.V. *Sistemnyy analiz v perspektivnom planirovanii dobychi gaza* [The system analysis in advance planning of gas production]. Moscow: *Nedra*, 1992, 287 p.
3. Skiba A.K., Solomatin A.N. *Modelirovanie i optimizatsiya strategiy razrabotki gruppy gazovykh mestorozhdeniy* [Modeling and optimization of development strategy of gas fields group]. Moscow: *CC RAS*, 2012, 40 p.
4. Solomatin A.N. *Nekotorye optimizatsionnye zadachi dlya gruppy gazovykh mestorozhdeniy* [Some optimizing tasks for group of gas fields]. Moscow: *CC RAS*, 2009, 44 p.
5. Khachaturov V.R., Solomatin A.N., Skiba A.K. *Planirovanie razrabotki gruppy gazovykh mestorozhdeniy s uchetom neopredelennosti iskhodnykh dannykh* [Planning the development of gas field's group taking into account uncertainty of basic data]. Exposition Oil Gas, 2015, issue 2, pp. 20–23.

Общий обзор существующих принципов построения влагомеров

А. Сотцев
главный инженер

ООО «Квалитет», Москва, Россия

Измерение процентного содержания воды в добываемой продукции (обводненности) — процесс, имеющий большое значение в нефтедобыче. В настоящее время известно два способа определения содержания воды: непрерывное измерение доли воды в потоке продукции скважины и периодическое определение доли воды по отобранной пробе жидкости. В данной статье мы рассмотрим технологию измерения импеданса, относящейся к непрерывному способу определения доли воды в составе продукции скважины.

Технология определения влагосодержания продукции скважин по измеренному импедансу основана на измерении полного сопротивления (импеданса) электрохимической ячейки и зависимости этого сопротивления от частоты переменного тока. Чувствительный элемент включает измерительный и токовый электроды, между которыми протекает скважинный поток. Мнимая и вещественная составляющие полного сопротивления (импеданса) количественно описывают свойства компонент исследуемых эмульсий. Технология измерения импеданса имеет две разновидности: диэлькометрический и кондуктометрический методы.

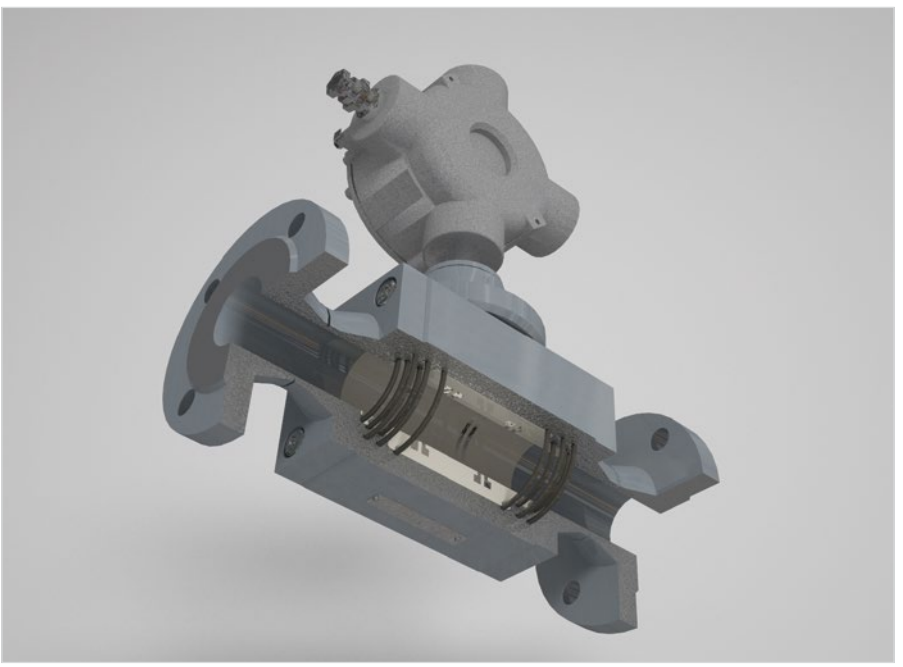
Одним из первых способов контроля обводненности, примененных в мировой практике, стал диэлькометрический метод, основанный на измерении электрических свойств водонефтяной смеси с помощью емкостного чувствительного элемента. Датчик измеряет диэлектрическую постоянную (диэлектрическую проницаемость) смеси, а затем с помощью калибровочных характеристик определяется состав смеси. Этот метод использует большую разницу в диэлектрических постоянных воды, равной 80, и углеводорода (нефти) — вещества из неполярных молекул, имеющего диэлектрическую постоянную около 2. Т.е., небольшая добавка воды существенно меняет диэлектрические свойства смеси, что и обеспечивает высокую чувствительность. Применение метода возможно только в обратной эмульсии типа «вода в нефти».

В диапазоне ниже точки инверсии нефти и воды применяют кондуктометрический метод измерения обводненности. Это метод анализа, основанный на использовании зависимости между электрической проводимостью воды, являющейся действительной составляющей импеданса, в продукции скважины и ее концентрацией в эмульсии. Кондуктометрическим методом возможно измерение обводненности только в прямых эмульсиях типа «нефть в воде».

Преимущества технологии, работа которой основана на регистрации изменений импеданса, заключается в высокой стабильности измерений, простоте конструкции, наименьшей стоимости и возможности использования в самых различных промысловых условиях.

К недостаткам измерительных устройств, основанных на измерении импеданса, можно отнести трудности определения нелинейных зависимостей мнимой и вещественной составляющих импеданса от концентраций компонентов скважинной продукции.

Влагомер многофазный поточный «Квалитет» ВМП.0702 позволяет вести непрерывный технологический контроль обводненности двухфазной (скважинный поток характеризуется двухфазным трехкомпонентным составом) скважинной продукции в целях повышения эффективности разработки нефтяных месторождений и обеспечения рентабельности эксплуатации нефтедобывающих скважин, в первую очередь,



Влагомер многофазный поточный «Квалитет» ВМП.0702

высокообводненных. Достоинством влагомера «Квалитет» ВМП.0702 является бессепарационный непрерывный контроль компонентного состава нефтегазоводной смеси в объемных долях при рабочих условиях и обводненности непосредственно в технологическом трубопроводе на участке от скважины до сепарационной установки.

Влагомер состоит из комплекса программно-технического «Квалитет» ПТК.0701 и модулей измерительных в сборе с корпусом, соединенных между собой кабелями. Количество модулей измерительных может варьироваться от 1 до 8. Конструктивно программно-технический комплекс представляет собой шкаф с электронными модулями, который крепится к несущей конструкции. Модуль измерительный МИ0702-ВНО (MI0703-VNO) включает в себя элемент чувствительный, погружаемый в измеряемую среду, и панель с платой электронного блока, размещенные в корпусе. Модуль измерительный МИ0702-ВНО (MI0703-VNO) устанавливается в технологический трубопровод, транспортирующий скважинный продукт.

Большинство поточных влагомеров используют емкостной (диэлькометрический) способ измерения влажности. Емкостной датчик таких влагомеров включает в себя внутренний электрод цилиндрической формы, выполненный из токопроводящего материала и размещенный в полости корпуса коаксиально по отношению к нему, при этом корпус выполняет функцию внешнего электрода емкостного датчика. Электроды образуют цилиндрический конденсатор, между обкладками которого протекает поток водонефтяной смеси, диэлектрическая проницаемость которой и, соответственно, мгновенная емкость такого конденсатора зависит от объемного соотношения в водонефтяной смеси воды и нефти. На все поверхности внутреннего электрода, контактирующие с водонефтяной смесью, может быть нанесено изолирующее диэлектрическое покрытие, которое предотвращает замыкание обкладок конденсатора при заполнении межэлектродного пространства пластовой водой. Общим недостатком влагомеров описанной выше конструкции является неработоспособность при определении влажности нефти с высокой обводненностью, так как в этом случае водонефтяная смесь образует так называемую прямую эмульсию или эмульсию типа «нефть в воде» («масло в воде»), где непрерывной средой является пластовая вода, хорошо проводящая электрический ток, вследствие чего зависимость диэлектрических свойств водонефтяной смеси от ее состава оказывается существенно менее строгой, чем для обратной эмульсии. В результате при протекании между электродами чувствительного элемента потока водонефтяной смеси, представляющей собой прямую эмульсию, происходит шунтирование электродов пластовой водой высокой проводимости.

Встречаются влагомеры, принцип действия которых основан на методе измерения полного комплексного сопротивления первичного преобразователя с протекающей через него водонефтяной смесью с последующим преобразованием измеренной величины в цифровой сигнал, далее — в числовое значение влагосодержания (%, об. доля). Недостатком таких влагомеров является невозможность измерения объемной доли воды в нефти, нефтепродуктах в трехкомпонентных потоках без сепарации газа.

Тип измерения	Электрофизический
Многофазный	Да
Измерения в реальном времени	Да
Удаленный доступ к данным	Да
Диапазон доли газа	0% - 90%
Диапазон обводненности	0% - 100%
Погрешность измерения обводненности (абсолютная)	
Доля газа от 0% до 20%	1%
Доля газа от 20% до 60%	2,5%
Доля газа от 60% до 90%	5%
Доля газа от 90% до 100%	нет данных
Протоколы передачи данных	Ethernet, RS485, Modbus, RTU/TCP
Диапазон температур эмульсии, °С	от +1 до +150
Максимальное рабочее давление, МПа	10
Максимальная плотность воды, кг/м3	1 300
Количество каналов измерений	от 1 до 8
Способ соединения	Фланцевый
Тип взрывозащиты	Exd
Тип потока	Ламинарный, турбулентный
Скорость потока	Не влияет на измерение
Степень защиты корпуса	IP67
Напряжение	24В постоянного тока или 220В переменного
Место установки	Горизонтальный участок, вертикальный участок
Температура окружающей среды	-50 +50
Диаметр трубопровода, мм	50 - 150

Технические характеристики влагомера «Квалитет» 8Н (ВМП.0702)

Используемые в описываемых влагомерах способы определения влагосодержания основаны на измерении полного комплексного сопротивления (импеданса) первичного преобразователя с протекающей через него водонефтяной смесью после сепарации газа. При этом диэлькометрический способ измерения влагосодержания используется при измерениях смесей «вода в нефти», когда непрерывной фазой является нефть, а кондуктометрический, когда непрерывной фазой является вода. С увеличением количества скважин, находящихся на завершающей стадии разработки, характеризующихся высокой обводненностью продукции и постоянным уменьшением добычи нефти, возрастает потребность в поскважинных, бессепарационных средствах измерения влагосодержания продукции высокообводненного фонда скважин (определение рентабельности эксплуатации нефтедобывающих скважин и др.). Способ определения проводимости эмульсии из полного комплексного сопротивления (кондуктометрический), используемый во влагомере «Квалитет» ВМП.0702, позволяет с высокой точностью определить компонентный состав двухфазной трехкомпонентной среды.

Технология определения компонентного состава, специально разработанная для влагомера «Квалитет» ВМП.0702, решает проблемы влияния нестабильности толщины двойного электрического слоя на границе металл-среда, связанные с концентрацией проводящей среды и ее температурой, на измеряемые электрофизические параметры. Также решена задача получения качественных измерений в широком диапазоне проводимостей измеряемой среды — от измерений в нефтегазоводной смеси с пластовой воде, имеющей плотность по соли до 1290 кг/м^3, и заполняющей весь объем чувствительного элемента до измерений в воде, плотность которой составляет чуть выше 1000 кг/м^3, при объемной доле воды всего 1% (данные приведены для статического состояния измеряемой среды при горизонтальном расположении чувствительного элемента). Технология позволяет по значению электропроводности и иных характеристик, присущих нефтегазоводной эмульсии, определять ее относительное газосодержание. Следует обратить внимание, что скорость потока не влияет на результаты измерения влагосодержания скважинной продукции за счет высокой скорости производимых измерений – до 20 тыс. измерений в секунду. Примененная во влагомере «Квалитет» ВМП.0702 технология дает полное представление об измеряемом потоке даже на дебитах по жидкости, превышающих 600 м^3/сут. по жидкой фазе в трубопроводе DN50.

119435, Москва,
Малая Пироговская, 13, ст. 1
+7 (495) 252-01-33
info@qualitetsystem.ru
www.qualitetsystem.ru

УДК 681.2.08

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
ведущий научный сотрудник[2]
morozov@binar.ru

[1]ООО «Галан», Саров, Россия
[2]ООО «Объединение БИНАР», Саров, Россия

В статье описывается гигрометр, созданный с применением технологии лазерной спектроскопии для измерения влажности газов в промышленных условиях. В качестве источника света использован полупроводниковый лазер, излучающий на длине волны одной из линий поглощения молекул воды. В выбранном оптическом диапазоне отсутствуют линии поглощения углеводородных газов, это обеспечило высокую селективность определения водяного пара. Оптические чувствительные элементы гигрометра вынесены из зоны с исследуемым газом, что позволило их защитить от контактов с газом и не

Одним из основных физических параметров природного газа является его влажность. Все углеводородные газы в реальных условиях содержат водяной пар. Его допустимое количество при заданных температуре и давлении газа строго регламентировано. Точное и надежное знание влажности требуется на всех этапах работы с природным газом — от скважины до газоперерабатывающего завода, и существенно влияет на экономичность и эффективность применения газа.

Для инструментального определения содержания водяных паров в газе применяются гигрометры различных конструкций и работающих на различных физико-химических принципах. Широкое применение в газовой отрасли РФ нашли гигрометры с охлаждаемым зеркалом и сорбционные гигрометры.

Большинство приборов имеют общий недостаток, связанный с необходимостью контакта с измеряемой средой. Чувствительный элемент в этих приборах вносится в газовую среду и взаимодействует с ней. Со временем этот элемент портится под воздействием среды и теряет свои свойства. Особенно остро эта проблема стоит при измерениях в грязных и агрессивных средах и при высоких температурах. Возникает необходимость регулярных поверок и замены чувствительного элемента. Вторым недостатком является низкая селективность из-за чувствительности к другим компонентам газовой среды, при этом ошибка измерений может быть существенной. Пример: измерение влажности природного газа с помощью охлаждаемого зеркала, на которое может осаждаться не только водяной пар в чистом виде, но и водные растворы примесей, а также пленки других веществ, присутствующих в газе.

Применение технологии лазерной спектроскопии позволило обойти эти проблемы и создать гигрометр, не имеющий прямого контакта чувствительных элементов с измеряемой средой и достоверно измеряющий концентрацию паров воды в газовых потоках с высокой селективностью и независимо от наличия примесей в составе газа. Суть метода, лежащего в основе лазерного гигрометра и описанного в патенте [1], состоит в следующем. Через исследуемый газовый объем пропускается оптическое излучение на определенной длине волны, которое поглощается только молекулами воды и одновременно не поглощаются другими компонентами газовой смеси. По измеренной степени поглощения вычисляется концентрация водяного пара в газе и затем рассчитывается точка росы по воде.

Принцип работы лазерного гигрометра

В качестве источника света в лазерном гигрометре используется полупроводниковый лазер, излучающий на длине волны одной из линий поглощения водяных паров. Эта линия выбрана таким образом, чтобы на нее не накладывались спектральные линии других веществ, входящих в состав исследуемого газа. Это определяет высокую селективность лазерного гигрометра — в гигрометре регистрируется поглощение света только молекулами воды, независимо от состава газа-носителя. Чем больше концентрация молекул воды — тем больше доля поглощенного света. По отношению силы света на входе и на выходе рабочего объема определяется поглощение для излучаемой длины волны света и по известной интенсивности линии поглощения вычисляется объемная концентрация молекул воды. Прибор не требует калибровок, он непосредственно измеряет концентрацию молекул воды в рабочем объеме, используя только физические константы. Сопровождающие измерения давления и температуры газа в кювете позволяют получить значения влагосодержания в единицах ppm. Прямое измерение влажности в лазерном гигрометре производится в единицах ppm, затем проводится расчет значений влажности в других единицах — г/м^3 и градусах точки росы для рабочего и контрактного давлений. Эти значения являются результатом вычислений.

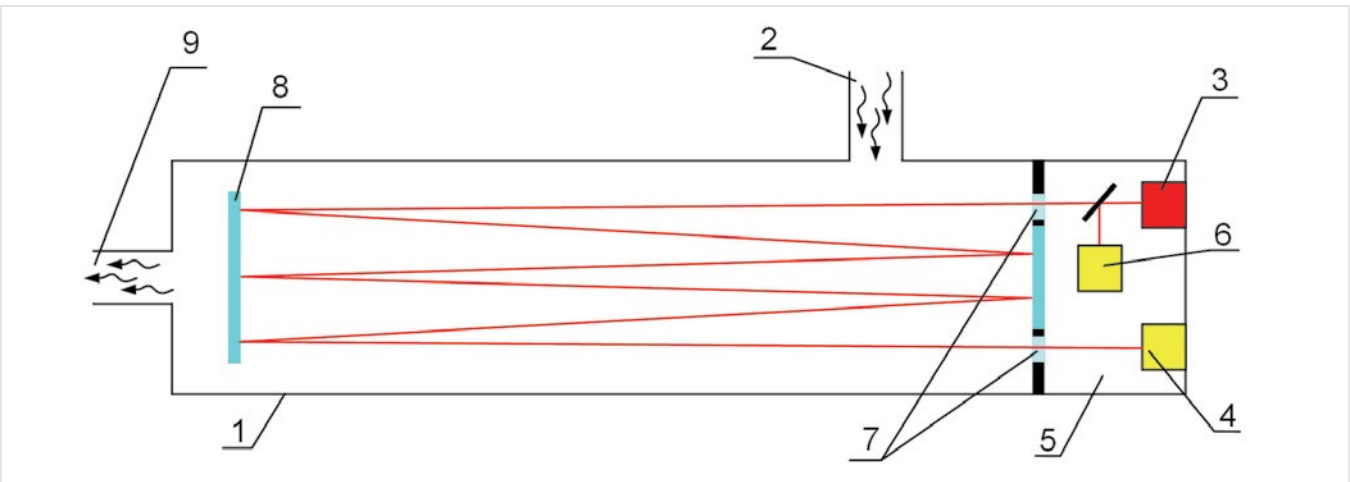


Рис. 1 — Оптическая схема измерения влажности газа
1 — герметичная кювета; 2 — газовый ввод; 3 — лазерный диод; 4 — приемный фотодиод; 5 — герметичный отсек; 6 — опорный фотодиод; 7 — кварцевые окна; 8 — зеркало; 9 — газовый вывод

допустить загрязнения излучателя и фотоприемников присутствующими в газе примесями. Приведена конструкция гигрометра, а также система отбора проб, характеристики гигрометра и результаты испытаний. Описываемый гигрометр предназначен для работы во взрывоопасных помещениях, что подтверждено сертификатом ТР ТС.

Ключевые слова
влажность, температура точки росы, природный газ, лазерная спектроскопия, измерительная система, гигрометр

В настоящее время в мире уже существуют газоанализаторы, работающие на принципе диодной лазерной спектроскопии. Появились они относительно недавно. В 2005 г. компания SpectraSensors (США) впервые опробовала лазерный анализатор влажности на газовом хранилище бассейна Виллистон (Williston Basin). В декабре 2008 г. компания GE Sensing (США) заявила о создании аналогичного прибора. Эти газоанализаторы обладают всеми преимуществами лазерной диагностики по сравнению с другими физическими принципами, но, в отличие от описываемого гигрометра ГЛ-02, требуют калибровки при различных составах исследуемого газа.

Устройство лазерного гигрометра ГЛ-02

На рис. 1 изображена оптическая схема измерения влажности газа в лазерном гигрометре. Основой конструкции гигрометра является герметичная кювета *1* которая наполняется через газовый ввод *2* исследуемым газом. Источник *3* и приемник *4* света размещены в изолированном отсеке этой кюветы *5*. Интенсивность излучения на входе в кювету измеряется опорным фотодиодом *6*. Излучение от полупроводникового лазера *3*, сканирующего линию поглощения проходит сквозь кювету с исследуемым газом *1* через кварцевые окна *7*. Сигнал с фотоприемников *4, 6* анализируется микропроцессором, который выделяет спектральную линию из шумов. Лазерный луч многократно проходит через исследуемый газ, отражаясь от зеркал *8*, и попадает на выходной приемник света *4*, с помощью которого происходит измерение выходной интенсивности света.

В процессе эксплуатации гигрометра оптические окна и зеркала могут загрязняться, что приведет к ослаблению общей интенсивности лазерного излучения. До определенного предела это не повлияет на точность измерения прибора. Лазерный луч, прошедший сквозь исследуемый газ, несет информацию о том, какая доля излучения поглотилась в спектральной линии поглощения молекулами воды, и какая поглотилась вне этой линии, т. е. загрязненной оптикой. Если при этом ослабление света на грязных оптических элементах превысит определенный уровень, начиная с которого заявленная погрешность измерений не обеспечивается, то на дисплее прибора высветится соответствующее предупреждение. При этом прибор будет продолжать измерять влажность газа, но заявленные метрологические характеристики не будут гарантированы.

В гигрометре ГЛ-02 применены специальные алгоритмы выделения спектральных линий и вычисления их параметров, позволяющие минимизировать влияние шумов, температуры и давления газа в кювете.

Электронный блок гигрометра обеспечивает управление излучающим лазерным диодом, регистрацию сигналов от опорного и выходного фотодиодов. В этом же блоке проводится расчет влажности газа в единицах ppm, и перерасчет в другие единицы влажности — г/м^3 и градусы точки росы для выбранных давлений. Дисплей электронного блока обеспечивает цифровую индикацию результатов измерений. В электронном блоке реализованы два аналоговых выхода (4–20 мА) и цифровой порт RS-485 с протоколом Modbus. Программное обеспечение предоставляет возможность удаленного чтения данных и управления настройками прибора.

Конструкция лазерного гигрометра ГЛ-02

На рис. 2 приведено фото внутреннего устройства гигрометра.

Рис. 2 — Фото внутреннего устройства гигрометра ГЛ-02

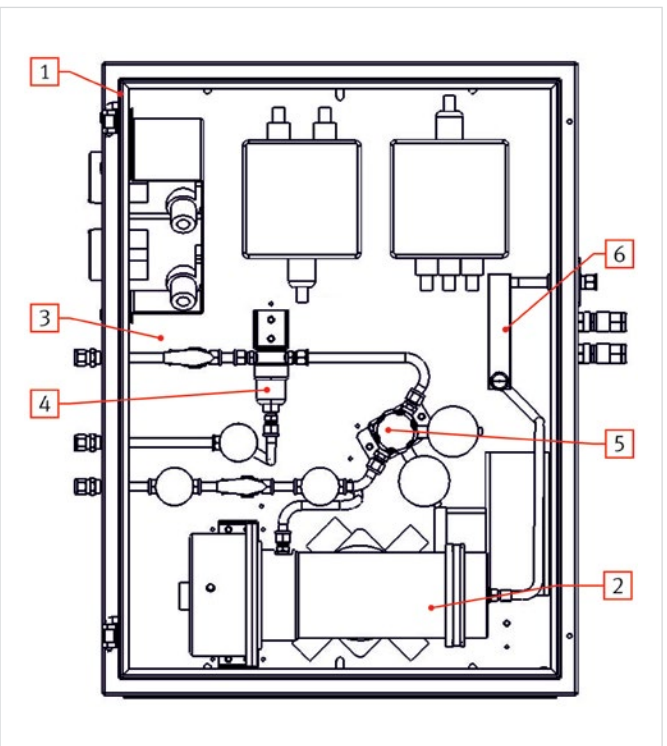


Рис. 3 — Расположение узлов и элементов гигрометра в обогреваемом шкафу
1 — шкаф обогреваемый; 2 — герметичная кювета; 3 — система отбора проб; 4 — фильтр; 5 — редуктор; 6 — расходомер

В состав гигрометра входят следующие узлы и агрегаты (рис. 3):

- шкаф обогреваемый *1*, предназначенный для размещения агрегатов гигрометра и поддержания требуемой температуры;
- герметичная кювета *2*, предназначенная для формирования рабочего объема газа, через который пропускается лазерное излучение.
- система отбора проб *3*;
- электронный блок (на рис. 3 не показан), предназначен для управления оптико-электронными устройствами и сбора с них информации, для обработки полученных данных, вычисления влажности и выдачу данных на дисплей и на внешние устройства.

Доступ к функциям гигрометра, изменение его параметров и режимов работы, а также индикация режимов работы и результатов измерений производится с помощью органов управления, расположенных на передней дверце шкафа

При включении питания гигрометра запускается процесс самодиагностики прибора, затем прибор переходит в основной режим работы — измерение и вывод результатов на индикатор. По окончанию измерения на дисплей выводится результат. Гигрометр записывает результаты измерений и другие параметры во внутренний архив.

Гигрометр поставляется с интегрированной системой отбора проб *3* (рис. 3), предназначенной для обеспечения рабочего давления в оптической кювете *2* , очистки газового потока от загрязнений и регулирования расхода газа через оптическую кювету. Система включает фильтр отделения конденсированных фракций *4*, редуктор понижающий давление до требуемых величин *5*, индикатор расхода (ротаметр) *6*, а также электрический нагреватель-термостат внутреннего объема прибора. Все детали пробоотбора изготовлены из нержавеющей стали и размещены в обогреваемом шкафу *1*.

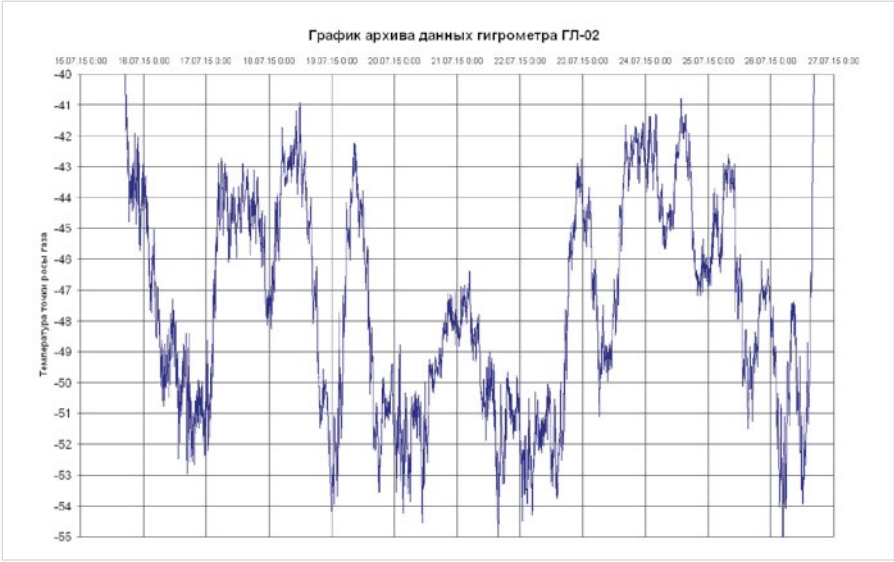


Рис. 4 — График архива данных гигрометра, записанного во время проведения опытно-промышленных испытаний

Рис. 5 — Эксплуатационные испытания лазерного гигрометра ГЛ-02

Характеристики лазерного гигрометра ГЛ-02. эксплуатационные ограничения

Лазерный гигрометр измеряет концентрацию молекул воды, находящихся только в газовой фазе. В потоке, содержащем водяной аэрозоль, концентрация молекул воды в газовой фазе максимальна и соответствует давлению насыщенных паров воды при температуре газа. Именно это значение и покажет гигрометр, хотя полное содержание влаги в потоке будет значительно больше.

Метрологические испытания

Прибор прошел испытания во ФГУП ВНИИМС и показал совпадение с эталоном точки росы первого разряда ±1С° точки росы в диапазоне от -50°С до 20°С и совпадение ±2°С точки росы в диапазоне от -50°С до -60°С

Опытно-промышленные испытания

С 15 по 27 июля 2015 г. проведены опытно-промышленные испытания гигрометра ГЛ-02 на котлоагрегате 9 в котельном цехе АО «Саровская генерирующая компания» г. Саров Нижегородской обл. График архива данных гигрометра, записанного во время проведения опытно-промышленных испытаний, приведен на рис. 4.

Полученные значения влажности газа хорошо коррелируют с данными, приведенными в паспорте на поставляемый газ. В период опытно-промышленной эксплуатации лазерный гигрометр ГЛ-02 работал стабильно, нештатных ситуаций не зафиксировано.

В 2016 г. завершены опытно-промышленные испытания гигрометра ГЛ-02 на объектах ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» (рис. 5). Испытания проводились по программе-методике испытаний, утвержденной профильным Департаментом ПАО «Газпром».

В заключение необходимо сделать следующие выводы. Разработан промышленный гигрометр для работы во взрывоопасных помещениях. Применение технологии лазерной спектроскопии в сочетании с цифровыми методами обработки сигналов позволило создать прибор с требуемой точностью измерения, обладающий высокой селективностью к парам воды. Использование прибора, работающего на принципиально ином физическом принципе совместно с приборами, традиционно применяемыми в газовой отрасли, позволит получать достоверную информацию о содержании влаги в природном газе вне зависимости от его состава.

Список литературы

1. 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

ГАЛАН

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

УДК 504.06

Пути решения экологических проблем в нефтяном комплексе

В.М. Мухин
д.т.н., профессор[1], начальник лаборатории активных углей[2]
victormukhin@yandex.ru

[1]РХТУ им. Д.И. Менделеева, Москва, Россия
[2]ОАО ЭНПО «Неорганика», Электросталь, Россия

В работе рассмотрено применение активных углей и углеадсорбционных технологий на их основе для решения проблем защиты окружающей среды при добыче, транспортировке и переработке нефти. Спрогнозированы потребности в нефтяной и нефтехимической отрасли экономики России в активных углях.

Ключевые слова
активные угли, экология, нефть и нефтепродукты, защита окружающей среды, углеадсорбционные технологии

В настоящее время применение адсорбционных технологий на основе активных углей (АУ) интенсивно развивается во всем мире, что в значительной степени обусловлено тремя обстоятельствами. Во-первых, они обеспечивают получение в целом ряде производств продукции высокой степени чистоты. Во-вторых, способствуют внедрению технологий повышенной интенсивности. В-третьих, что особенно важно, позволяют создавать новые продукты и новые сферы их применения. С помощью АУ решается широкий спектр вопросов в газодобыче и газопереработке, новой энергетике (суперконденсаторы), медицине и здравоохранении, питьевом водоснабжении и очистке сточных вод, обороне страны и освоении космоса, одним словом, во всех сферах экономики России [1].

В то же время АУ играют особую, даже определяющую роль в защите окружающей среды от вредных выбросов и решении широкого круга вопросов экологической безопасности [2].

При добыче, транспортировке и переработке нефти возможно возникновение случаев, когда жидкие или газообразные углеводороды попадают в биосферу и требуется применять меры по защите окружающей среды. Причем здесь имеют место особые трудности: жидкие углеводороды достаточно персистентны, а паро- и газообразные – чрезвычайно летучи.

В силу своих физико-химических свойств активные угли (углеродные адсорбенты) могут эффективно применяться для решения экологических проблем в данной отрасли.

Активные угли — это высокопористые твердые вещества, полученные на основе углеродосодержащего сырья, обладающие развитой внутренней поверхностью от сотен до 2500 м^2/г и имеющие высокие поглотительные характеристики по примесям, находящимся в очищаемых средах (воздухе, газах, воде, жидкостях, почве) (рис. 1, 2).

Рассмотрим основные экологические направления применения АУ в нефтяной отрасли, как уже реализованные на практике, так и имеющие хорошую перспективу для внедрения.

Рис. 1 — Внешний вид активированных углей (дробленый сорбент)

Авария на буровой, связанная с попаданием нефти на почву сельхозугодий. Механические способы ликвидации разливов позволяют снизить дозу загрязнения до 10 ПДК, но никак не больше. Достижение очистки почвы до нормы ПДК возможно при использовании активных углей.

Суть метода углесорбционной детоксикации почв состоит во внесении в почву с использованием сельскохозяйственной техники АУ в дозах 50–100 кг/га с последующей их заделкой на глубину 10–15 см. При этом находящиеся в почве токсичные углеводороды фиксируются в пористой структуре АУ, лишаются возможности миграции с почвенными растворами и поступления в корневую систему растений. Это позволяет повысить урожайность на загрязненных почвах и предотвратить накопление токсинов в продукции растениеводства. В [3] описан успешный опыт применение АУ для повышения урожайности почв, загрязненных разными типами пестицидов (хлорсульфурон, тербацил, пиклорам, симазин и др.).

Новейшим направлением является сорбционно-биологическая ремедиация почв. Это метод, основанный на использовании небольших доз адсорбента (1–5% от массы почвы), который вносят в почву совместно со специально выращенными микробными штаммами — деструкторами пестицидов.

Объем потребления АУ в этой сфере составит 100 т в год.

Авария на буровой, связанная с попаданием нефти в источники водоснабжения. В этом случае на станциях водоснабжения больших городов можно аварийно применять засыпку на песчаные фильтры гранулированного активного угля, что позволит в совокупности с увеличением дозы окислителя (хлора или озона) оперативно улучшить качество воды.

Безусловно, жители небольших поселков и сельских поселений в районе нефтедобычи должны быть обеспечены бытовыми фильтрами доочистки питьевой воды, а в случае попадания нефти в колодцы сельских жителей — полевыми фильтрами доочистки воды [4].

Для защиты гидросферы в районах нефтедобычи, близкой к крупным рекам, перспективными решениями могут стать разработка и строительство резервуаров фильтрации воды, наполненные АУ объемами, равными поверхностному стоку реки глубиной 2–5 см. После сбора нефти бонами ее остатки будут все равно находиться на поверхности воды. Так, откачка верхнего слоя воды через фильтрующие резервуары с АУ позволит минимизировать ущерб биосфере рек и озер.

Объем потребления АУ в этой сфере составит 500 т в год.

Транспортировка нефти и защита трубопроводов от поражения сорной растительностью за счет гербицидов. Известно, что одной из причин разрыва заглубленных нефтяных

трубопроводов является повреждение их корневой системой растений. Для предотвращения этого поверхность трасс нефтепроводов обрабатывают гербицидами. Однако эта технология защиты трубопроводов имеет и отрицательные последствия, обусловленные тем, что гербициды мигрируют с дождевыми и грунтовыми водами на расстояние до 200 м от трассы нефтепровода. Это приводит к поражению деревьев в лесной зоне, а в зоне сельских хозяйств к угнетению посевов. Применение АУ позволяет, с одной стороны, закрепить гербициды на трассе нефтепроводов, не допуская их попадания в сопредельные территории литосферы, а, с другой стороны, обеспечивает его пролонгированное действие в течение нескольких лет, снижая кратность обработок.

Объем потребления АУ в этой сфере составит 600 т в год.

Заливка нефти в танкеры. При заливке нефти в танкеры происходит испарение легких углеводородов типа C_3-C_5, что приводит к загрязнению атмосферы. Известны решения, когда пары углеводородов отсасываются и подаются на установку рекуперации, где они утилизируются. С другой стороны, после отработки своего ресурса активный уголь с установок рекуперации (а это около 150 т/год) вывозится на свалку и заменяется свежим, что ведет к дополнительному загрязнению литосферы. Рациональным было бы осуществлять его реактивацию и повторно использовать.

Объем потребления АУ в этой сфере составит 800 т в год.

Рекуперация паров растворителей в нефтехимических производствах. Потери и выбросы растворителей в начале 1990-х гг. оценивались в 600–800 тыс. т в год. Учитывая, что динамика развития нефтехимии в Российской Федерации не снижалась [5], то и выбросы растворителей остались на прежнем уровне. В большинстве случаев концентрация паров растворителей в отходящих газах низкая (несколько г в 1 м^3), что предопределяет в большинстве случаев исключительность выбора адсорбционного метода их рекуперации с использованием активных углей.

Объем потребления АУ в этой сфере составит 4000 т в год.

Санитарная очистка воздуха в нефтехимических производствах. Обширный круг технологий санитарной углеадсорбционной очистки включает, в частности, процессы улавливания из воздуха аммиака, хлора, сероуглерода, диоксида серы, сероводорода, ртути, углеводородов, органических и хлорорганических растворителей низкой концентрации (<1 г/м^3) и решается с помощью активных углей, катализаторов и химпоглотителей на их основе. Процессы санитарной очистки можно разделить на следующие основные направления: обессеривание газов, удаление радиоактивных газов и адсорбция вредных и дурнопахнущих веществ. Эти процессы достаточно хорошо описаны в работах [7, 8].

Объем потребления АУ в этой сфере составит 2000 т в год.

Очистка сточных вод на предприятиях по переработке нефти и нефтехимии. Сточные воды, пожалуй, наносят самый видимый ущерб окружающей среде. Полагают, что для обеспечения ПДК загрязняющих веществ в сбрасываемых сточных водах путём их разбавления необходимо около 1/3 всего мирового запаса пресной воды. Поэтому уже в начале 1980-х гг. в нашей стране стали уделять особое внимание этому аспекту защиты биосферы.

Рис. 2 — Активный сорбент, изготовлен из активированного угля

Обычно наиболее эффективна сорбционная очистка низкоконцентрированных по целевым компонентам стоков, когда требуемого качества очищаемой воды достигают применением минимального количества сорбента. В пользу экономичности сорбционной очистки стоков свидетельствуют, в частности, результаты сопоставительной оценки американскими специалистами возможности получения 500 тыс. м^3 в сутки чистой воды в районе Южной Калифорнии с использованием установки опреснения морской воды с ядерным реактором и путём глубокой сорбционной очистки имеющихся сточных вод. Оказалось, что в первом случае себестоимость воды в 1,8 раза выше, а строительные затраты в 7,5 раза больше [9].

С учётом изложенного, следует считать, что работы по созданию оборотных водных циклов и замкнутых систем водоснабжения и канализации, базирующиеся на очистке и обезвреживании сточных вод с применением сорбции, наиболее предпочтительны и перспективны для предприятий нефтепереработки и нефтехимии.

Для процессов сорбционной очистки сточных вод могут быть использованы как зерненые, так и порошковые активные угли.

Объем потребления АУ в этой сфере составит 4000 т в год.

Рафинирование жидких продуктов нефтехимии и переработки нефти. В производствах данной направленности обычно применяют порошковые активные угли с размером частиц менее 100 мкм, вводя их в технологические растворы с целью осветления последних за счёт адсорбции различных органических примесей и продуктов осмоления в порах адсорбентов [2].

Специфичным здесь является применение порошкового активного угля в производстве пластификаторов, используемых для получения синтетических материалов, в том числе материалов, обладающих сильным блеском. Некоторое количество активного угля добавляют в сырьё уже в процессе синтеза продукта, однако основное его количество идёт на осветление готового продукта. На базе таких материалов производят высококачественные игрушки, спортивную обувь и многое другое.

Объем потребления АУ в этой области составит 2000 т в год.

Применение фильтрующих противогазов и респираторов. Производство противогазов, респираторов и средств коллективной защиты людей невозможно без высококачественных активных углей и сорбционных материалов на их основе: катализаторов и химических поглотителей. Эффективное функционирование многих важных производств в России невозможно без этого аспекта углеадсорбционных технологий. Вся система защиты населения от техногенных катастроф базируется на применении индивидуальных средств защиты фильтрующего типа на основе АУ.

Объем потребления АУ в этой области составит 500 т в год.

Перспективы возрождения отечественного производства активных углей

Общий объем производства АУ в мире составляет сегодня 1 млн 250 тыс. т в год и характеризуется устойчивым ростом 5% годовых. Максимальная производительность по активным углям 4-х основных предприятий СССР достигала 40 тыс. т в год (1989 г.). В настоящее время в РФ производится только 3 тыс. т в год на единственном оставшемся заводе. Около 25–30 тыс. т в год закупается импортных АУ (США, Голландия, Франция, Китай и др.). Говоря об уровне экологии и экономики страны, следует обратить внимание на удельное производство АУ, которое в США, Японии, Западной Европе находится на

уровне 0,5 кг/чел. в год. В России в настоящее время этот показатель равен 0,02 кг/чел. в год. Т.е. наша экология, особенно питьевое водоснабжение, в 25 раз хуже мирового уровня. Исходя из вышесказанного, нашей стране нужно производить не менее 70 тыс. т активных углей в год для устойчивого развития экономики и создания высокого качества жизни населения [10].

Итоги

Исходя из вышеизложенного, нефтяной и нефтехимической отрасли России требуется около 14 500 т в год активных углей различных марок. Это очевидно составляет около 20% общей потребности нашей страны в АУ и почти 50% от доли импортируемых углеродных адсорбентов.

Выводы

Таким образом, скорейшая организация новых производств АУ в Российской Федерации на базе отечественного каменноугольного сырья (прежде всего, Кузбасса), безусловно, даст мощный толчок развитию производительных сил и обеспечению эффективной защиты окружающей среды, что в полной мере укладывается в концепцию устойчивого развития и создания высокого качества жизни людей.

Список литературы

1. Мухин В.М., Тарасов А.В., Клушин В.Н. Активные угли России. М.: Металлургия, 2000. 352 с.
2. Мухин В.М., Клушин В.Н. Производство и применение углеродных адсорбентов. М.: РХТУ им. Д.И. Менделеева, 2012. 307 с.
3. Спиридонов Ю.Я., Мухин В.М., Воропаева Н.Л., Богданович Н.И. Углеадсорбционная детоксикация почв, загрязненных остаткатками гербицидов. Материалы Международной научно-практической конференции «Современные проблемы гербологии и оздоровления почв». РАН-ФБГНУ ВНИИ фитопатологии, 2016. С. 336–341
4. Патент РФ № 2077490. Фильтры для очистки питьевой води в полевых условиях. Заявл. 29.08.1995. Опубл.20.04.1997
5. Аминев С.Х. Основные показатели работ химического комплекса России за январь–декабрь 2014 г. // Вестник химической промышленности. 2015. № 1 (82). С. 10–19.
6. Гурьянов В.В., Мухин В.М., Курилкин А.А. Разработка беззольных высокопрочных сферических углеродных носителей катализаторов // Катализ в промышленности. 2012. № 2. С. 41–48.
7. Кельцев Н.В. Основы адсорбционной техники. М.: Химия, 1976, 511 с.
8. Кинле Х., Бадер Э. Активные угли и их промышленное применение. Под редакцией Т.Г. Плаченова, С.Д. Колосенцева. Л.: Химия, 1984. 215 с.
9. Смирнов А.Д. Сорбционная очистка воды. Л.: Химия, 1982. 168 с.
10. Мухин В.М., Курилкин А.А., Лексюкова К.В. и др. Место активных углей в экологии и экономике и новые технологии их производства. Сорбционные и хроматографические процессы. 2016. Т. 16. № 3. С. 346–353

ENGLISH **ECOLOGY**

Ways of solution the environmental problems in the oil sector

UDC 504.06

Author:

Viktor M. Mukhin — Sc.D., professor[1], head of the laboratory[2]; victormukhin@yandex.ru

[1]Dmitry Mendeleev University of Chemical Technology of Russia, Moscow, Russian Federation
[2]JSC "ENPO "Neorganika", Electrostal, Russian Federation

Abstract

The paper presented application of active carbons, carbon and sorption technologies based on them to solve environmental problems in the production, transportation and processing of oil. Also were forecasted the demands in the active carbons for petroleum and petrochemical industries of the Russian economy.

Results

Based on the above, the oil and petrochemical industry in Russia requires about 14 500 tonnes a year of active coal of various grades. This obviously is about 20% of the total needs of our country in the active carbons, and almost 50% of the proportion of imported carbon adsorbents.

Conclusions

Thus, the prompt establishment of new industries activated carbons in the Russian Federation on the basis of domestic coal material (primarily the Kuzbass), definitely will give a powerful impetus to the development of the productive forces and to ensure the effective protection of the environment, which fully fits into the concept of sustainable development and the creation of high quality of life.

Keywords

activated carbons, ecology, oil and oil products, environmental protection, carbon and sorption technologies

References

1. Mukhin V.M., Tarasov A.V., Klushin V.N. *Aktivnye ugli Rossii* [Active carbons of Russia]. Moscow: *Metallurgiya*, 2000, 352 p.
2. Mukhin V.M., Klushin V.N. *Proizvodstvo i primenenie uglerodnykh adsorbentov* [Production and application of carbon sorbents]. Moscow: Dmitry Mendeleev University of Chemical Technology of Russia, 2012, 307 p.
3. Spiridonov Yu.Ya., Mukhin V.M., Voropaeva N.L., Bogdanovich N.I. *Ugleadsorbtsionnaya detoksikatsiya pochv, zagryaznennykh ostatkatkami gerbitsidov* [Carbon and sorption detoxification of soils contaminated with residues of herbicides]. Materials of International scientific-practical conference "Modern problems of herbology and soil improvement." RAN-FBGNU Institute of Phytopathology, 2016, pp. 336–34.
4. Patent RF № 2077490. *Fil'try dlya ochistki pit'evoy vodi v polevykh usloviyakh* [Filters for drinking water purification in the field conditions]. Declared 29.08.1995. Published 20.04.1997
5. Aminev S.Kh. *Osnovnye pokazateli rabot khimicheskogo kompleksa Rossii za yanvar'–dekabr' 2014 g.* [Key performance indicators of Russian chemical complex in January-December 2014]. *Vestnik khimicheskoy promyshlennosti*, 2015, issue 1 (82), pp. 10–19.
6. Gur'yanov V.V., Mukhin V.M., Kurilkin A.A. *Razrabotka bezzol'nykh vysokoprochnykh sfericheskikh uglerodnykh nositeley katalizatorov* [Developing ash-free high- strength spherical carbon catalyst supports]. Catalysis in Industry, 2013, Vol. 5, issue 2, pp. 156–163.
7. Kel'tsev N.V. *Osnovy adsorbtsionnoy tekhniki* [Fundamentals of adsorption technology]. Moscow: *Khimiya*, 1976, 511 p.
8. Kinle Kh., Bader E. *Aktivnye ugli i ikh promyshlennoe primenenie* [Active coals and their industrial application]. Ed. by T.G. Plachenova, S.D. Kolosentseva. Leningrad: *Khimiya*, 1984, 215 p.
9. Smirnov A.D. *Sorbtsionnaya ochistka vody* [Sorption water treatment]. Leningrad: *Khimiya*, 1982, 168 p.
10. Mukhin V.M., Kurilkin A.A., Leksyukova K.V. i dr. *Mesto aktivnykh ugley v ekologii i ekonomike i novye tekhnologii ikh proizvodstva* [Place of activated carbons place in the environment and the economy and new technologies for their production]. *Sorbtsionnye i Khromatograficheskie Protsessy*, 2016, Vol. 16, issue 3, pp. 346–353.

РУТЕНИЙ

в промышленной безопасности с 1994 г.

ПРИБОРЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

СИГНАЛИЗАТОР ПОГАСАНИЯ ПЛАМЕНИ СПП 1.01–04 «Фламинго»

Ex

в комплекте с датчиками ДП1.04м УФ, ДП1.04м ИК, ДП1.04м ПС (в ультрафиолетовой, инфракрасной, видимой области спектра)
Исполнение взрывозащищенное

www.rute.ru

390023 г. Рязань, пр. Яблочкова, 6
Телефон: (4912) 24-38-71;
Телефон/факс: (4912) 45-66-98
E-mail: support@rute.ru

Сигнализатор погасания пламени СПП1.01-04 «Фламинго»

ООО «Рутений» выпускает сигнализаторы погасания пламени с 1994 г. Первые наши сигнализаторы (СПП1.-001) были моноблочного (интегрированного) типа. Но с учетом замечаний и пожеланий заказчиков был сделан вывод, что такое исполнение не совсем удачно для монтажа и эксплуатации, вследствие чего было принято решение о построении сигнализатора в виде двух функциональных частей: датчика и вторичного прибора (блока сигнализации).

Двухкомпонентное исполнение

Сигнализаторы СПП1.01-04 «Фламинго» выпускаются во взрывозащищенном исполнении и конструктивно состоят из двух частей:

1. **Датчик пламени ДП1.04м** (маркировка взрывозащиты 1ExibIIBT6).

Принцип действия всех датчиков основан на приеме излучения от пламени. Используемая комплектация в датчиках позволяет использовать их без замены каких-либо элементов в течение всего срока эксплуатации.

Датчик может устанавливаться во взрывоопасных зонах.

2. **Блок сигнализации БС1.04** (маркировка взрывозащиты [Exib]IIB).

Блок сигнализации устанавливается вне взрывоопасных зон. Монтируется на унифицированной рейке NS 35/7,5 в шкафу или на щите управления в удобном для подключения к цепям сигнализации и защиты месте.

Функции

- Сигнализация погасания пламени.
- Сигнализация снижения мощности горелки (запыления защитного окна).
- Самодиагностика исправности прибора.
- Контроль температуры в датчике.
- Режим «Тест» (исправность внешних линий связи от блока сигнализации к исполнительным устройствам).
- Контроль несанкционированного отключения питания прибора.
- Токовый выход 4–20 мА.

Преимущества двухкомпонентного исполнения:

1. Отсутствие необходимости в прокладке многопроводных кабелей в операторную (8 жил и более на каждый сигнализатор). Датчик подключается к блоку сигнализации двухпроводным кабелем длиной до 500 метров.
2. Размещенные на печи устройства находятся в неблагоприятных условиях (климатический фактор, возможная нештатная работа форсунок, риск механических повреждений) и вероятность выхода их из строя значительно выше. Поэтому размещение на печи только части устройства (датчика) существенно экономит средства заказчика.
3. Монтаж блока сигнализации на щите управления дополнительно обеспечивает возможность оперативного наблюдения за индикацией сигнализатора.

К тому же, некоторым сигнализаторам, позиционируемым и предлагаемым производителями как моноблочные, все равно требуются дополнительные (вторичные) устройства (внешние искробезопасные барьеры, усилители, фильтры, генераторы импульсов и т.п.).

Сигнализаторы СПП1.01-04 «Фламинго» не требуют применения дополнительного оборудования для обеспечения основной функции.

Взрывозащищенное исполнение

Сертификат соответствия требованиям технического регламента ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах».

Пункт 7.3.47 ПУЭ (зоны в пределах до 5 метров от открытого огня не относятся к взрывоопасным) не может быть применен в момент пуска, когда горючее вещество поступает в горелку до ее розжига и открытого огня еще нет.

Взрывозащищенное оборудование в отличие от оборудования общего назначения обеспечивает взрывобезопасность установки во всех режимах, в том числе и в пусковом режиме.

Прибор, не имеющий взрывозащищенного исполнения, не обеспечивает безопасность в пусковом режиме, даже при размещении до 5 метров от горелки!

Партнеры

Наши приборы выбрали предприятия нефте- и газоперарабатывающего сектора (Роснефть, Газпром, Лукойл, Татнефть, Сургутнефтегаз, Новатэк, Русснефть и другие), производители химии и минеральных удобрений (в их числе Уралхим, Аммоний, Салаватский химический завод, Менделеевсказот), генерирующие компании и производители строительных материалов.

Датчик пламени ДП1.04м в специальном исполнении Р

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО**
Оренбург, 15–17 февраля
URALEXPO.RU

Крупное деловое мероприятие региона, площадка для обсуждения перспектив развития нефтегазовой индустрии Оренбуржья и всей России.

конференция **АРКТИКА И ШЕЛЬФОВЫЕ ПРОЕКТЫ**
Москва, 16–17 февраля
ARCTIC.S-KON.RU

Обсуждение актуальных вопросов и перспектив освоения Арктического и Континентального шельфа, роли Арктики в удовлетворении спроса на энергоресурсы.

выставка **ТЕРРИТОРИЯ NDT 2017**
Москва, 28 февраля–2 марта
EXPO.RONKTD.RU

Ежегодный форум средств и технологий неразрушающего контроля. Отраслевые круглые столы «НК в промышленности».

конференция **СТРОИТЕЛЬСТВО И МОДЕРНИЗАЦИЯ НПЗ, ГПЗ И НХП**
Тюмень, 1–3 марта
OILANDGASREFINING.RU

Дискуссии и технические визиты на на Антипинский НПЗ, СИБУР Тобольск и ЗапСибНефтехим.

выставка **ЭНЕРГЕТИКА. РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**
Казань, 14–16 марта
EXPOENERGO.RU

Гидро-, тепло-, электроэнергетика. Нетрадиционные источники энергии и малая энергетика. Ресурсосберегающие и энергоэффективные технологии и оборудование.

конгресс **СПГ КОНГРЕСС РОССИЯ 2017**
Москва, 15–17 марта
VOSTOCKCAPITAL.COM

Более 250 представителей органов власти, компаний-операторов крупно-, средне- и малотоннажных СПГ-проектов, российских и международных потребителей, поставщиков технологий и оборудования.

конференция **НЕФТЕГАЗСНАБ**
Москва, 16 марта
N-G-K.RU

Ежегодная встреча руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний со своими подрядчиками.

конференция **ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ ТЕХНИКИ И СРЕДСТВ И СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ В ПАО «ГАЗПРОМ» Москва, 16–17 марта**
AMHIM.RU

На конференции рассмотрят предложения российских и зарубежных фирм в области газоаналитических систем и комплексов экологического мониторинга окружающей среды.

саммит **НЕФТЕХИМИЯ И ГАЗОПЕРЕРАБОТКА**
Москва, 17 марта
PETROSUMMIT.ORG

Поднимаются вопросы развития новейших технологий и успешного опыта реализованных проектов в нефтехимической и газоперерабатывающей отраслях в текущей экономической ситуации.

конференция **КАЗНЕФТЕГАЗСЕРВИС**
Атырау, Казахстан, 17 марта
KAZSERVICE.KZ

Обсуждение крупнейших нефтегазовых проектов Казахстана с общим бюджетом свыше $45 млрд.

конференция **СБОР, ПОДГОТОВКА И ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ И ГАЗА**
Сочи, 20–25 марта
CREONENERGY.RU

Ежегодный отраслевой форум. Площадка для обсуждения актуальных проблем проектирования, строительства и эксплуатации объектов сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа.

конференция **ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ**
Москва, 21 марта
CREONENERGY.RU

Является частью проекта «Здравый смысл», проходит в рамках серии мероприятий экологической направленности.

конференция **МЕТОДЫ БОРЬБЫ СО СКВАЖИННЫМИ ОСЛОЖНЕНИЯМИ**
Ижевск, 21–22 марта
KONFERENC-NEFT.RU

Цель — обмен опытом, оценка эффективности внедрения существующих технологий в различных нефтегазовых компаниях России, а также обзор современных решений от предприятий-производителей технологий.

ВСЕРОССИЙСКОЕ СОВЕЩАНИЕ ПО ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЮ В ОБЛАСТИ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ И ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ПРОИЗВОДСТВ ДЛЯ ПРЕДПРИЯТИЙ ПАО «СИБУР ХОЛДИНГ»
Тюмень, 22–23 марта
AMHIM.RU

Перспективы сотрудничества с предприятиями приборостроения Российской Федерации. Технические эксперты и главные специалисты в области автоматизации по итогам совещания дадут свои рекомендации по формированию списка поставщиков холдинга.

выставка **ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ — КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ**
Новый Уренгой, 22–23 марта
SES.NET.RU

Межрегиональная выставка оборудования для нефтегазового комплекса в газовой столице России. Проводится в рамках Новоуренгойского газового форума.

конференция **ТЮМЕНЬ 2017**
Тюмень, 27–30 марта
EAGE.RU

Помимо научной программы, состоятся секция по геомеханике, круглые столы, дебаты по построению глубинных сейсмических изображений и бесплатный курс «Анализ рисков в нефтегазовых проектах».

семинар **EAGE/SPE 2017: НАУКА О СЛАНЦАХ**
Москва, 10–11 апреля
EAGE.RU

Региональная геология и бассейновое моделирование. Технологии разведки. Модель коллектора. Технологии разработки и геомеханика. Геологические модели и методы оценки запасов и ресурсов.

конференция **НЕФТЕГАЗОВЫЕ РЫНКИ ЦЕНТРАЛЬНОЙ И ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЫ**
Минск, Беларусь, 10–12 апреля
CCAPITAL.CO.UK

Задача — подробный анализ нефтегазовых рынков стран Центральной и Восточной Европы как на уровне розничного потребления, так и на уровне международных проектов.

конференция **INTRA-TECH**
Санкт-Петербург, 11–12 апреля
INTRA-TECH.RU

Традиционное место встречи профессионалов для обсуждения актуальных проблем и поиска решений в области ремонта и обслуживания инфраструктуры предприятий ТЭК.

выставка **GLOBAL OIL&GAS**
Атырау, Казахстан, 11–13 апреля
OIL-GAS.KZ

Событие стало традиционным местом встречи для специалистов нефтегазовой отрасли не только Каспийского региона и Казахстана, но и всего мирового нефтегазового сообщества в целом.

конференция **КРУГЛЫЙ СТОЛ ПО ВОПРОСАМ БУРЕНИЯ**
Москва, 13 апреля
RDCR.NET

Буровые подрядчики, представители региональных нефтегазовых компаний, а также поставщики бурового оборудования и услуг встретятся для обсуждения методов развития регионального сектора бурения.

конференция **БУРОВАЯ И ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ**
Москва, 14 апреля
CREONENERGY.RU

Темы мероприятия: качество реагентов российских компаний, перспективы развития отечественного рынка буровой и промысловой химии.

выставка **НЕФТЕГАЗ**
Москва, 17–20 апреля
NEFTEGAZ-EXPO.RU

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

СОВЕТ ГЛАВНЫХ МЕТРОЛОГОВ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ»
Москва, 17–21 апреля
AMHIM.RU

Рассматриваются вопросы метрологического обеспечения производства в организациях Группы «ЛУКОЙЛ» и перспективные новинки отечественных и зарубежных поставщиков средств автоматизации.

7 КОНФЕРЕНЦИЯ МЕТРОЛОГОВ ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»
Москва, 18–19 апреля
AMHIM.RU

Ежегодная встреча главных метрологов и технических специалистов в области автоматизации процессов добычи, хранения и переработки всех подразделений ПАО «Газпром нефть».

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ
Москва, 18–19 апреля
OILANDGASFORUM.RU

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

конференция **НЕФТЬ И ГАЗ 2017**
Москва, 18–20 апреля
NEFTEGAZ.GUBKIN.RU

Проводится с целью выявления и поддержки перспективных молодежных научно-исследовательских работ.

конференция и выставка
ИНЖЕНЕРНАЯ ГЕОФИЗИКА 2017
Кисловодск, 24–28 апреля
EAGE.RU

Ориентирована на специалистов, область интересов которых — инженерные изыскания, малоглубинная геофизика, экология, рудная геофизика, инженерная геология.

конференция **ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ 2017**
Казань, 15–19 мая
EAGE.RU

Конференция по проблемам и перспективам горизонтальных скважин совместно с семинаром «Микросейсмический мониторинг гидроразрыва пласта».

конференция **ГАЗОВЫЙ КОНДЕНСАТ**
Москва, 17 мая
CREONENERGY.RU

Ведущая российская бизнес-площадка для обсуждения проблем производителей и потребителей газового конденсата.

выставка **METROLEXPO**
Москва, 17–19 мая
METROL.EXPOPROM.RU

Форум в поддержку государственной политики в области модернизации и технологического развития экономики России.

конференция **СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ КРС И ПНП. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ**
Сочи, 22–27 мая
OILGASCONFERENCE.RU

Ежегодный международный форум. Площадка для делового общения представителей недропользователей и сервисных компаний, научных и проектных институтов, предприятий-производителей.

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.

выставка **ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ.**
Уфа, 23–26 мая
BVKEXPO.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.

Текущие и перспективные проекты Ямала и прилегающих областей

В преддверии форума «Ямал Нефтегаз 2017», который состоится 7-8 июня в Салехарде и будет посвящен роли нефтегазовой индустрии Ямала в Российском и мировом энергетическом балансе, организатор форума, компания «Восток Капитал» подготовила отчет по результатам исследования проектов Ямала и прилегающих областей.

В опросе приняли участие 156 респондентов — руководители высшего звена нефтегазодобывающих компаний в регионе, инжиниринговых компаний и проектировщиков, поставщики новейших технологий и оборудования, руководители регуляторных, государственных органов и министерств, консультанты и независимые эксперты индустрии.

Главные проекты Ямала

Максимальный интерес для участников рынка представляют СПГ-проекты и проекты по освоению Арктического шельфа.

Ямал СПГ — реализуется на полуострове Ямал за Полярным кругом на базе Южно-Тамбейского месторождения. Контрольный пакет (50,1%) принадлежит ПАО «НОВАТЭК».

Доказанные и вероятные запасы месторождения по стандартам PRMS составляют 926 млрд м3 газа. Строительство завода по сжижению природного газа осуществляется тремя очередями с запуском в 2017, 2018 и 2019 годах соответственно. Готовность первой линии проекта составляет 85%. Плановый ввод первой линии — конце 2017 года. Проект предусматривает ежегодное производство около 16,5 млн т сжиженного природного газа (СПГ) и до 1,2 млн т газового конденсата с поставкой на рынки стран Азиатско-Тихоокеанского региона и Европы.

Кольская верфь — крупный арктический проект ПАО "НОВАТЭК" в селе Белокаменка под Мурманском на западном берегу Кольского залива. Центр строительства крупнотоннажных морских сооружений "Кольская верфь" займет 150 гектаров и будет состоять из 2 самых крупных в мире сухих доков площадью более 6 футбольных полей каждый. Начало основных работ запланировано на весну-лето 2017 года. В данный момент полным ходом идут конкурсные процедуры по отбору подрядчиков на земляные и буровзрывные работы.

Согласно результатам опроса, основными **проблемами бизнеса в нефтегазовой отрасли** являются:

Технические барьеры. Наибольшая доля респондентов (31%) отметили следующие проблемы: большой износ основных фондов, технологическое обеспечение разработки арктических шельфовых проектов, низкое качество оборудования и квалификации подрядчиков, закрытый доступ к выработанным месторождениям, недостаточный уровень энергоэффективности применения современных IT-технологий и концепций, отсутствие НТД по огнезащите и пожаробезопасности.

Административные барьеры. Почти четверть респондентов (24%) указали на следующие проблемы: бюрократия и недостатки нормативно-правового регулирования отрасли, недостаточная продуманность налоговых нагрузок и акцизов, НДПИ, коррупция и сомнительность тендерных процедур, недобросовестная конкуренция, санкции, а также проблемы импортозамещения и локализации производств.

Коммерческие барьеры. Пятая часть респондентов (22%) отметили проблемы финансирования: проблемы получения кредитов, страхования, инвестирования и сокращения производственных издержек, высокие затраты на разработку месторождений тяжелой высоковязкой нефти, сокращение затрат на геолого-геофизические технологии.

Логистический барьер. Так, 15% представителей отрасли, участвующих в исследовании, указали на инфраструктурно-логистические барьеры, связанные с удаленностью объектов добычи нефти и газа от крупных центров.

Информационный барьер. 8% респондентов указали на проблемы, связанные с недостатком и недостоверностью информации на рынке: минимальная исходная информация по оборудованию; технические задания заказчиков; управление инжиниринговыми данными и информацией; достоверность подтвержденных извлекаемых запасовнефти и газа; отсутствие полной информации о реализуемых проектах.

Обсуждение выше указанных проблем и других актуальных вопросов отрасли продолжится в рамках VI форума и выставки **«Ямал Нефтегаз 2017»**. Это единственная ежегодная конференция международного уровня, проходящая в регионе при поддержке правительства ЯНАО (Ямало-Ненецкий автономный округ).

Vostock Capital является лидером в сфере консалтинга и организации международных конференций, семинаров и мастер-классов для специалистов нефтегазовой, энергетической и сельскохозяйственной отраслей из России, СНГ, Европы и Азии.

www.yamaloilandgas.com
events@vostockcapital.com
Телефон в Москве: +7 (499) 505 1 505
Телефон в Лондоне: +44 207 394 3090

В составе президиума на 5-м форуме «Ямал Нефтегаз» Дмитрий Кобылкин, Губернатор, ЯНАО, Владимир Якушев, Губернатор Тюменской области

Global Oil&Gas
Atyrau

Global Oil&Gas

16-я Северо-Каспийская Региональная выставка и конференция "Атырау Нефть и Газ"

11-13 апреля 2017

Спорткомплекс "Атырау"
Атырау, Казахстан

подробная информация:
www.oil-gas.kz

ITE
Iteca

MIOGE Moscow

ufi Approved Event

25 лет содействуем развитию нефтегазовой индустрии

14-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЬ И ГАЗ

27–30 июня 2017

МОСКВА • МВЦ "КРОКУС ЭКСПО"

НА НОВОЙ ПЛОЩАДКЕ

www.mioge.ru

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Самая масштабная в России международная выставка нефтегазового оборудования и технологий

- 652 компании - участника из 40 стран мира
- 5 национальных экспозиций: Германии, Италии, Китая, Финляндии, Чехии
- 25 424 - общее количество посещений

ufi Approved Event

Данные Свидетельства аудиторской проверки выставки MIOGE 2015

RPGC Moscow

13-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

в рамках выставки

27–29 июня 2017

МОСКВА • МВЦ "КРОКУС ЭКСПО"

www.oilgascongress.ru

Организатор
Группа компаний ITE

ITE

Российский Нефтегазохимический Форум

Газ. Нефть. Технологии

25 юбилейная международная выставка

23-26 мая, Уфа- 2017

Встретим Юбилей вместе!

ОРГАНИЗАТОРЫ

ПРАВИТЕЛЬСТВО РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ИННОВАЦИОННОЙ ПОЛИТИКИ РБ

БВК БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РФ

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

ПОДДЕРЖКА

СОЮЗ «ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННАЯ ПАЛАТА РБ»

СОДЕЙСТВИЕ

Российское Газовое Общество

БВК БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ
www.gntexpo.ru
(347) 246 41 77, 246 41 93
e-mail: gasoil@bvkexpo.ru

МЕСТО ПРОВЕДЕНИЯ: ВДНХ ЭКСПО

Russian Oil&Gas Industry Week

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

18–19 апреля 2017
Москва, ЦВК «Экспоцентр»
www.oilandgasforum.ru

17-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ–2017

17–20 апреля 2017
Москва, ЦВК «Экспоцентр»
www.neftegaz-expo.ru

12+

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

РСПП

Российское Газовое Общество

СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ

ЭКСПОЦЕНТР МОСКВА

Messe Düsseldorf

Настенные нефтегазовые карты

Ваша реклама в офисах нефтяников и газовиков

Ежегодно издаются следующие настенные карты:

- Карта «Инвестиционные проекты в нефтегазовом комплексе»
- Карта «Нефтегазовое строительство»
- Карта «Российская нефтегазопереработка»
- Карта «Российская нефтегазодобыча»
- Карта «Морские месторождения и возможности российских компаний»

Карты за пять лет издания завоевали доверие и пользуются популярностью в сырьевых компаниях. Они украшают кабинеты и переговорные комнаты руководителей предприятий нефтегазового комплекса.

Карты поступают в компании нефтегазового комплекса, нефтесервисные и нефтегазостроительные компании, участникам нефтегазовых выставок и Московских нефтегазовых конференций.

Возможно изготовление подарочных карт с рекламой одной компании

Всегда на виду у заказчиков!

Телефоны: (495) 514-44-68, 514-58-56; факс: (495) 788-72-79; info@oil-gas.ru; www.oil-gas.ru/map

RDCR

Российский Круглый Стол по Бурению

2017

5-й Российский Круглый Стол по Бурению

13 Апреля 2017

Отель Балчуг Кемпински Москва

- Ведущий российский форум для буровых профессионалов
- Свыше 250 высококвалифицированных представителей ведущих российских нефтегазовых и буровых компаний
- Презентации по технологиям бурения от российских и международных нефтегазовых операторов
- Технологически ориентированные дискуссии за круглыми столами

ЗАЯВИТЕ О СВОЕМ УЧАСТИИ УЖЕ СЕЙЧАС!

БУРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ БУДУЩЕГО ДОСТУПНЫ УЖЕ СЕГОДНЯ

Консультативный комитет 2017: ROSNEFT, LUKOIL OIL COMPANY, SALYM PETROLEUM, ГАЗПРОМ НЕФТЬ, NAFTAGAZ, NABORS, bp

Получить более подробную информацию:
doug.robson@rogtecmagazine.com +34 951 388 667 www.rdcr.net

N-G-K ru
МОСКОВСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

Встречи нефтяников и газовиков с поставщиками и подрядчиками

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental

16 марта 2017 | 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
- Презентация настенной нефтегазовой карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем поставок нефтегазового оборудования

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
- Презентация настенной нефтегазовой 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
- Презентация настенной нефтегазовой 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
- Презентация настенной нефтегазовой 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
- Презентация настенной нефтегазовой карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового шельфа

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

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

Правительство
Республики Татарстан

Администрация
Альметьевского района
и города Альметьевск

TATNEFT

АЛЬМЕТЬЕВСК

18–21 ОКТЯБРЯ 2017

16-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ
СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАКА

НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО. ХИМИЯ. ЭКОЛОГИЯ. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Выставочная Компания
«НОВОЕ ТЫСЯЧЕЛЕТИЕ»

NT-EXPO.RU