HEATP LA3

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ ВАК

№2 (41) АПРЕЛЬ 2015





ПОКРАСОЧНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Airless • 2K-установки • Насосы подачи • Экструдеры • Инжекторы • Пистолеты • Оснастка

000 «ВИВА-РУС»
198152, Санкт-Петербург, ул. Краснопутиловская, д. 69
+7 (812) 313-19-59, +7-911-972-74-81
wiwa-olimp@mail.ru
www.wiwa-spb.ru



000 «ТД «НКМЗ»

452683, Российская Федерация, Республика Башкортостан, г. Нефтекамск, ул. Магистральная, дом 19 +7 (34783) 2-02-29, 2-09-74 po@nkmz.ru www.nkmz.ru





экспозиция

ВЫПУСК: 2 (41) апрель 2015

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) 681-04-25

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

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

САЙТ: www.runeft.ru

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:

000 «Экспозиция Нефть Газ»

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:

Шарафутдинов И.Н. / ildar@expoz.ru

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:

Исаева A.A. / isaeva@runeft.ru

КОРРЕКТОР:

Гунько О.Г. / gunko@runeft.ru

дизайн и верстка:

Ганиев Э.Р. / elmar@runeft.ru Маркин Д.В. / dima@expoz.ru

РАБОТА С КЛИЕНТАМИ:

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

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:

Тауfun 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 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

ОТПЕЧАТАНО:

Типография «Логос» 420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А тел: +7 (843) 231-05-46 № заказа 04-15/03-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 13.04.2015

ТИРАЖ: 10 000 экз. **ЦЕНА:** свободная

подписной индекс: 29557

СВИДЕТЕЛЬСТВО:

Журнал зарегистрирован 12 сентября 2008 года ПИ № ФС77-33668 Федеральной службой по надзору за соблюдением законодательства в сфере массовых коммуникаций и охране культурного наследия.

РАЗВЕДКА И ПРОИЗВОДСТВО

Проектирование
С.Л. Белов. Ачимовские горизонты: четвертый участок
Геофизика
А.А. Нежданов, В.В. Огибенин, С.А. Горбунов. Методика картирования сеноманских газовых залежей на примере Крузенштернского месторождения10
Добыча
С.В. Маклаков, М.А. Моисеев Влияние сжимаемости керна на коэффициент вытеснения16
В.Р. Хачатуров, А.Н. Соломатин, А.К. Скиба. Планирование Разработки группы газовых месторождений с учетом неопределенности исходных данных
В.В. Шайдаков, А.Л. Сухоносов, А.Р. Людвиницкая, Р.Д. Джафаров. Отвод газа в компоновке «УЭНЦ с пакером»24
А.Е. Воробьев. Основные принципы эффективного применения промышленных нанотехнологий при добыче аквальных газогидратов
И.П. Новиков, А.С. Примаченко, В.М. Лапшина Опытно-промышленные работы по ликвидации заколонных перетоков полимерным составом «MPS REIS-H» на Ивинском месторождении
Насосы
ТРАНСПОРТИРОВКА
Арматура
И.Р. Чиняев, А.В. Фоминых, Е.А. Пошивалов, С.А. Сухов. Определение пропускной характеристики задвижки шиберной запорно-регулирующей
ТД Маршал. Экологический инжиниринг в отрасли арматуростроения41
Трубы
М.В. Песин, Е.Д. Мокроносов. Методология повышения качества резьбовых поверхностей деталей нефтегазового оборудования
Коррозия
А.Н. Монахов, А.К. Кузнецов, М.А. Монахова. Опыт применения датчиков коррозии в системах коррозионного мониторинга
И.В. Трусов, Р.С. Крымская, Л.П. Даниловская, Т.М. Кузинова Ингибитор коррозии для консервации внутренних поверхностей
Л.Е. Ленченкова, А.Р. Эпштейн, А.Р. Мавзютов, А.И. Ахметов Устройство электрохимической защиты погружной насосной установки от коррозии 52
КИПиА
Диагностика53
Измерительные приборы54
И.В. Азманов. ООО "СТК ГЕОСТАР" — лидер по созданию и внедрению инновационных технологий для интеллектуальных скважин
БЕЗОПАСНОСТЬ
Экология
И.Ю. Хасанов, Б.С. Жирнов, У.Р. Ильясов, В.И. Рогозин. Технология рациональной утилизации нефтяного газа концевых ступеней сепарации нефти 59
В,О. Дряхлов, И.Г. Шайхиев, И.Ш. Абдуллин, А.В. Федотова Очистка водомасляных эмульсий комбинированным методом с использованием мембранных и сорбционных технологий
Ю.И. Токарев, Р.В. Андреев, К.М. Длигач. Переработка нефтешламов
А.Ф. Кемалов, Р.А. Кемалов Комплексная технология ингибирования битумных изоляционных материалов с целью уменьшения техногенного воздействия на экологию
А.Ф. Кемалов, Р.А. Кемалов Утилизация отработанных катализаторов для уменьшения экологических рисков в производстве изоляционных материалов71
Мероприятия74

ENERPROJECT group

DHEPTA3

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

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









ОСУШКА



СЕРООЧИСТКА



КОМПРИМИРОВАНИЕ

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



ISSUE:

2 (41) april 2015

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) 681-04-25

Miami, FL, USA,

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

Hilden, Germany

+49 (1577) 958-68-49

URL:

www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:

Expozitsiya Neft' Gas, LLC

EDITOR IN CHIEF:

Ildar Sharafutdinov / ildar@expoz.ru

EDITOR:

Anastasia Isaeva / isaeva@runeft.ru

CORRECTOR:

Oksana Gunko / gunko@runeft.ru

DESIGNER:

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

MANAGERS:

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

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 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:

13.04.2015

CIRCULATION:

10 000 copies

Geophysics10
Alexey A. Nezhdanov, Valery V. Ogibenin, Sergey A. Gorbunov Method of Cenomanian gas deposits mapping on the example of Krusenstern field10
Oil production16
Sergei V. Maklakov, Mikhail A. Moiseev The impact of core compressibility on the displacement efficiency16
Vladimir R. Khachaturov, Alexander N. Solomatin, Alexander K. Skiba Planning the development of gas fields' group taking into account uncertainty of basic data20
Vladimir V.Shaydakov, Artem L. Sukhonosov, Alla R. Lyudvinitskaya, Riad D. Dzhafarov Gas withdrawal in the arrangement "ESCP with packer"24
Aleksandr E. Vorob'ev. Basic principles for effective use of industrial nanotechnology during aquatic gas hydrates production28
Igor P. Novikov, Alexander S. Primachenko, Marina V. Lapshina Experimental works by polymeric composition "MPS REIS-H" to behind casing leaks response at Ivinsky field
Valves
ll'giz R. Chinjaev, Aleksandr V. Fominykh, Egor A. Poshicalov, Stanislav A. Sukhov The throughput ability of shutoff and control valves38
Corrosion46
Anatoliy N. Monakhov, Aleksandr K. Kuznetsov, Maria A. Monakhova Experience of using corrosion sensors in corrosion monitoring systems46
Valeriy I. Trusov, Renata S. Krymskaya, Lora P. Danilovskaya, Tatiana M. Kuzinova Corrosion inhibitor for the preservation internal surfaces50
Lubov E. Lenchenkova, Arkadiy R. Epsteyn, Askar R. Mavzyutov, Artur I. Akhetov Device of electrochemical anticorrosive protection for downhole pumping unit52
Ecology
llmer Yu. Khasanov, Boris S. Zhirnov, Ural R.Ilyasov, Vladimir I.Rogozin Efficient utilization technology of petroleum gas at oil separation last stage59
Vladislav O. Dryakhlov, Ildar G. Shaikhiev, Ildar S. Abdullin, Alina V. Fedotova Water-oil emulsion treatment by combined method using membrane and sorption technologies
Yuriy I. Tokarev, Ruslan V. Andreev, Konstantin M. Dligach. Oil slime processing66
Alim F. Kemalov, Ruslan A. Kemalov Complex inhibition technology of bituminous insulating materials for the purpose of reduction of technogenic influence on ecology
Alim F. Kemalov, Ruslan A. Kemalov. Utilization of fulfilled catalysts to reduce ecological hazards during isolation materials production71
Activities74

ИШЛЕЙСКИЙ ЗАВОД ВЫСОКОВОЛ<u>ЬТНОЙ АППАРАТУРЫ</u>





КСО, КРУ 6(10) кВ до 4000 A

- комплектное распределительное устройство КМП-С до 4000 А;
- комплектное распределительное устройство NEXIMA до 2500 А;
- комплектное распределительное устройство КМ-1 до 3150 А;
- комплектное распределительное устройство КРУ 2-10 до 3150 А;
- камеры сборные одностороннего обслуживания КСО-202 (292), КСО-202У, КСО-302 до 1600 А.



КТПБ(М)-110/35/10(6) кВ КТПБ(М)-35/10(6) кВ

КОМПЛЕКТНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ БЛОЧНЫЕ

КОМПЛЕКСНЫЕ ПОСТАВКИ ОБОРУДОВАНИЯ:

- открытые распределительные устройства (ОРУ) 35 кВ, 110 кВ;
- закрытые распределительные устройства (ЗРУ БМ) 35 кВ, 6 (10) кВ;
- общеподстанционные пункты управления (ОПУ).



БМ КТП 10(6)/0,4 кВ блочно-модульные ктп РУ 10(6) кВ

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

- высокая степень заводской готовности;
- обширный диапазон климатических условий;
- широкий спектр оборудования собственных нужд;
- гибкий подход к требованиям заказчиков.



КТП 10(6)/0,4 кВ

КОМПЛЕКТНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ

- силовые трансформаторы различных производителей (сухие и масляные);
- ток сборных шин на стороне НН до 5000 А;
- автоматические выключатели по выбору Заказчика (стационарные, выдвижные, втычные);
- одностороннее и двустороннее обслуживание.



НКУ

НИЗКОВОЛЬТНЫЕ КОМПЛЕКТНЫЕ УСТРОЙСТВА

- щиты распределения э/энергии (ЩО-70, ВРУ, ШРС, ПР-11);
- щиты станций управления ЩСУ;
- шкафы НКУ индивидуального исполнения по ТЗ Заказчика;
- щиты защиты, автоматики и сигнализации.



МОДЕРНИЗАЦИЯ ПС ПУСКОНАЛАДОЧНЫЕ РАБОТЫ

- ретрофит КРУ 10 (6) кВ (замена выкатных элементов, релейных шкафов);
- проведение комплекса испытаний;
- сдача объекта эксплуатирующей организации.

Адрес: 429520, Чувашская Республика, Чебоксарский р-н, с. Ишлеи, ул. Советская, д. 53

Тел.: +7 (83540) 2-56-49, 2-56-93

Факс: +7 (83540) 2-52-81 izva@cbx.ru

ПРОЕКТИРОВАНИЕ УДК 622.276

Ачимовские горизонты: четвертый участок



В.К. Куртбидинов главный инженер проекта¹

С.Л. Белов начальник службы по связям с общественностью и СМИ¹

¹000 «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия

С разработкой ачимовских залежей связывают будущее Уренгоя. В прошлом году ТюменНИИгипрогаз совершил прорыв в этом направлении, одновременно работая над проектами обустройства второго, четвертого и пятого ачимовских участков. Сегодня мы беседуем с Валерием Куртбидиновым, руководителем проектирования обустройства четвертого ачимовского участка.

Новые задачи

Как давно проектировщики ТюменНИИгипрогаз занимаются ачимовкой?

— Проектное подразделение Общества начало работать с этими залежами в 2006 году, когда был выполнен проект обустройства первого ачимовского участка на период опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ). В прошлом году мы вели проекты обустройства второго, четвертого и пятого участков. Работы по проектированию третьего участка будут выставляться на тендер, специалисты подготовили всю необходимую документацию и надеемся на победу.

Сколько всего участков предполагается?

— Согласно Единой технологической схеме разработки ачимовских отложений Уренгойского НГКМ (ЕТСР), Газпром предполагает вести разработку пяти ачимовских участков. Помимо этого ачимовские залежи разрабатываются независимыми недропользователями на Самбургском, Восточно-Уренгойском, Новоуренгойском, Ево-Яхинском лицензионных участках (ЛУ).

В чем специфика этого объекта?

— Ачимовские залежи расположены на глубине до 4 км. Добываемый пластовый флюид этих отложений характеризуется следующими особенностями: высокие значения устьевой температуры газа, пластового и, соответственно, устьевого давлений кустов скважин, высокое потенциальное содержание газового конденсата в добываемом пластовом флюиде, высокое содержание высококипящих парафинов в газовом конденсате, что определяет его высокую температуру помутнения, равную + 18°C.

Намечается строительство установки стабилизации конденсата ачимовских залежей Надым-Пур-Тазовского региона (УСК) в районе ЦПС-2, куда будет поступать нестабильный конденсат с четвертого и пятого участков.

Участки сильно отличаются между собой?

— В основном производительностью технологических линий. Если на первом и втором участках производительность одной технологической линии принята 5 млн м³/сут, то на четвертом и пятом — по 8 млн м³/сут.

Четвертый участок выделяется на общем фоне?

— Больших отличий нет. На месторождении расположен 21 газоконденсатный куст, проектируется УКПГ, опорная база промысла, водозаборная площадка и вахтовый жилой комплекс для проживания персонала четвертого и пятого ачимовских участков.

На УКПГ, по согласованию с заказчиком, были приняты три технологических линии производительностью по 8 млн м 3 в сутки (две рабочих и одна резервная). Подготовка газа будет осуществляться по традиционной схеме — методом низкотемпературной сепарации.

Цех рассчитан на подготовку газа и конденсата, при этом подача последнего предусмотрена во внешний транспорт как нестабильный. Осушенный природный ачимовский газ, подготовленный на УКПГ в соответствии с требованиями СТО Газпром

089-2010, подается под собственным давлением по газопроводу подключения в газовый коллектор III и IV нитки Восточного коридора. По проекту с 4 квартала 2017 года нестабильный газовый конденсат, подготовленный на УКПГ до требований СТО Газпром 5.11-2008, будет подаваться по конденсатопроводу до УСК.

Опыт прежних лет помогает?

— Безусловно. Несмотря на то, что по нормам и расчетам все вроде бы запроектировано верно, возникают определенные сложности. Это обычная практика, когда эксплуатация выявляет особенности, которые невозможно предсказать заранее. К примеру, на первом участке после запуска третьего и четвертого цехов возникла проблема, связанная с неравномерным распределением сырого газа из общего коллектора по четырем цехам. Сейчас мы готовим предложение по врезке дополнительного узла на общем коллекторе с регулирующим устройством, что позволит распределять потоки более равномерно.

Другая важная проблема — парафиноотложение и образование пробок при кристаллизации парафинов, которые забивают внутреннюю поверхность трубопровода. Для предотвращения этих процессов осуществляется подача и распределение метанола на кусты газоконденсатных скважин и в технологический процесс.

Первопроходцы

Кто первым взялся за проектирование обустройства ачимовских залежей?

— Проект обустройства первого ачимовского участка, подготовленный в 2006 году под руководством нашего ГИПа Павла Крушина, был первым в России. Далее в 2007 г. под руководством ГИПа Максима Гагарина (ныне — зам. ген. директора по проектноизыскательским работам) был выполнен проект обустройства второго опытного участка ачимовских отложений.

Обустройство первого ачимовского участка началось силами ЗАО «Ачимгаз» в 2007— 2008 гг. и сегодня он на стадии завершения: четыре цеха уже работают, пятый — строится. Половина кустов уже разбурена, остальные ЗАО «Ачимгаз» планирует разбурить опережающими темпами до 2019 г.

Как удавалось решить принципиально новые технические проблемы?

— Задача была, конечно, непростая: когда что-то делаешь впервые, то учиться не у кого. Однако наши проектировщики успешно справились со всеми проблемами. Большинство задач уже решены и отработаны на опыте проектирования первого и второго ачимовских участков. Природный газ от кустов скважин, устьевое давление которого в начальный период превышает 30 МПа, снижается регуляторами до давления транспортировки газа — 14.4 МПа. Для этого в проектах применяются трубопроводы с повышенной толшиной стенки в теплоизоляции и специальная арматура. С оптимальными технологическими давлением и температурой сырой газ поставляется по системе сбора на УКПГ для последующей подготовки.



Уренгойское месторождение

В 2006 году мы были первыми, кто взялся за ачимовку. С тех пор другие институты научились работать с этими залежами?

– ЮжНИИгипрогаз работал на Самбургском ЛУ, Гипротюменнефтегаз — на Восточно-Уренгойском ЛУ. Мы в свое время выполнили проекты обустройства для ЗАО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ», а вот от подготовки рабочей документации пришлось отказаться, поскольку все силы были брошены на проектирование второго, четвертого и пятого участков ачимовских отложений. Одним словом, опыта для аналогичных месторождений v нас достаточно и, я полагаю, больше чем у других.

Этот опыт может пригодиться при разработке других месторождений?

- Я не сталкивался с разработкой ачимовских залежей за пределами Ямало-Ненецкого автономного округа. Вопрос. действительно, интересный, если будут предложения, думаю, наше Общество справится с такими проектами.

Как разработка ачимовских залежей повлияла на судьбу Большого Уренгоя?

– Это позволило значительно продлить жизнь месторождения. Ведь добыча ведется с 1978 г. Если посмотреть на карту, то видно, что вся территория уже превратилась в индустриальный ландшафт. Сеноман, валанжин, ачимовка, УКПГ стоят через 6-7 км друг от друга, повсюду тянутся дороги, шлейфы, трубопроводы. Поэтому ввод в эксплуатацию новых залежей — единственный путь для развития.

Не случайно в ООО «Газпром добыча Уренгой» создано специальное газопромысловое управление РАО (разработка ачимовских отложений), которое помимо второго будет эксплуатировать четвертый и пятый участки.

Ачимовка — это надолго И насколько хватит ачимовки?

Все оборудование спроектировано из расчета на 30-летнюю эксплуатацию. Проект разработки выполнен на период до 2069 г. Конечно, со временем давление начнет падать и уже в 2025-2028 гг. запланированы ввод ДКС.

Что еще предстоит сделать на 4-м **участке?**

 Следующим шагом должна стать подготовка рабочей документации. Предварительные расчеты стоимости уже произведены, идут согласования в ОАО «Газпром». На четвертом и пятом участках мы закладываем основное технологическое оборудование с 20% резервом по производительности. Эти участки слабо изучены из-за отсутствия периода ОПЭ, поэтому резерв необходим. Нами запроектированы технологические нитки, которые могут работать в режиме от минус 60% до плюс 20% от номинальной производительности. После того, как разбурят первые кусты, ситуация прояснится.

В любом случае, с ачимовкой мы не расстанемся еще долго. Посудите сами: в 2006 г. мы приступили к проекту обустройства первого ачимовского участка на период ОПЭ, в 2009 — началась ОПЭ, в 2014 — сдан в эксплуатацию пусковой комплекс полного развития. Окончание строительства первого участка намечено на 2019 г. Все это время мы сопровождаем строительство и ведем авторский надзор. Пуск четвертого и пятого участков намечен на четвертый квартал 2017 г., так что мы будем сопровождать эти проекты, по меньшей мере, до 2025 г.

Как проходят согласования?

Основные проблемы в этой части связаны с отсутствием единых требований нормативной базы. СНиПы отменены, вместо них выпускаются СП, которые часто содержат неконкретные и противоречивые требования. При этом требования к проектной и рабочей документации постоянно растут.

Согласования - отдельная тема. Изначально ФАУ «Главгосэкспертиза России» было создано как система «одного окна», для сокращения срока от вложения инвестиций до получения прибыли. А получилось «как всегда». Заказчику до передачи проектной документации в Главгосэкспертизу и генеральному проектировшику необходимо собрать множество согласований. Высотные объекты предварительно необходимо согласовать с Росавиацией и военным округом. Проект рекультивации — с администрацией муниципального образования. Проект санитарно-защитных зон — с Центром гигиены. Проект закачки очищенных стоков в пласт должен пройти экологическую экспертизу. На земельный участок необходимо оформить землеустроительную документацию. Рыбохозяйственный раздел согласовать в ФГБУ «Нижнеобърыбвод» и в Нижнеобском территориальном управлении Федерального агентства по рыболовству. Я уже не говорю о том, что объекты ОАО «Газпром» предварительно проходят ведомственную экспертизу и лишь потом государственную.

Но ведь главное - конечный результат, который оценивает заказчик.

- В этом отношении жаловаться не приходится. Заказчик ценит нашу работу и ответственное отношение к лелу.

Конечно, к работе проектировщиков всегда есть замечания, без этого не бывает. Однако с новыми заказами обращаются именно к нам. Не секрет, что благодаря поддержке ООО «Газпром добыча Уренгой» четвертый и пятый участки были переданы на проектирование ТюменНИИгипрогазу.

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»



ТЮМЕННИИГИПРОГАЗ

ОБШЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ 625019, РФ, г. Тюмень.

ул. Воровского, 2 Тел.: +7 (3452) 28-64-81 Факс: +7 (3452) 27-40-45 E-mail: info@tngg.ru www.tyumenniigiprogaz.gazprom.ru **10** ГЕОФИЗИКА УДК 550.3

Методика картирования сеноманских газовых залежей на примере Крузенштернского месторождения

А.А. Нежданов

доктор геолого-минералогических наук, заместитель начальника по научной работе a.nezhdanov@ggr.gazprom.ru

В.В. Огибенин

кандидат геолого-минералогических наук, начальник¹ v.ogibenin@ggr.gazprom.ru

С.А. Горбунов

заместитель начальника отдела интерпретации сейсморазведочных работ¹
S.gorbunov@ggr.gazprom.ru

¹ИТЦ ООО «Газпром геологоразведка», Тюмень. Россия

Сеноманский газоносный комплекс северных районов Западной Сибири и окружающей акватории на сегодняшний день контролирует основные запасы российского сухого газа и при этом обеспечивает максимальную рентабельность разработки. Поэтому детальное картирование сеноманских залежей в начальном состоянии и на различных стадиях эксплуатации по-прежнему является важной задачей.

Материалы и методы

В ходе подготовки материала использованы данные сейсморазведки МОГТ, 2D и 3D сейсморазведки.

Ключевые слова

сейсморазведка, МОГТ, Западно-Сибирский бассейн, сеноманский газоносный комплекс, временная толщина, газонасыщенная толщина

В основе прогноза газонасышенной толщины сеномана по материалам сейсморазведки МОГТ 3D лежит анализ временной толщины сейсмических интервалов. Для получения качественного результата необходимы данные современной сейсморазведки 3D и данные бурения, включая замеры текущего положения ГВК. Однако оценочный прогноз газонасыщенных толщин возможен и при отсутствии скважинной информации. на материалах плотной сейсморазведки 2D или 3D. Это актуально, так как возможности прироста активных запасов УВ в сеноманских отложениях не исчерпаны, но поисково-оценочное и разведочное бурение становится все более сложным и дорогим. Речь идет о залежах, сконцентрированных на труднодоступных структурах в акваториях Обской и Тазовской губ, в заливах и на шельфе Карского моря.

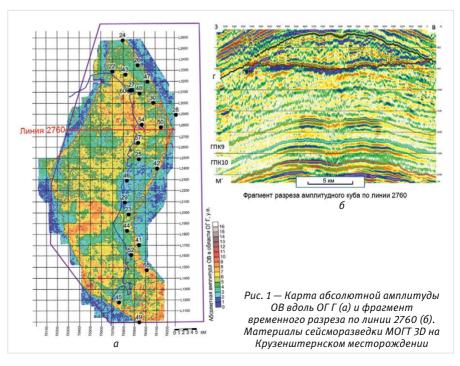
С другой стороны, многие крупные сеноманские залежи выработаны наполовину и более (Уренгойское, Ямбургское, Медвежье месторождения). Длительная эксплуатация сеноманских залежей сопровождается проблемами, среди которых неравномерный подъем ГВК. Относительно редкая эксплуатационная сеть сеноманских скважин не позволяет установить причины сложного перемещения ГВК. Материалы плотной сейсморазведки MOB OГТ 3D более информативны. Они позволяют закартировать конусы и языки обводнения, установить стабильные (в плане перемещения ГВК) блоки и связать их с выделяемыми тектоническими нарушениями, либо зонами глинизации. Результаты такого картирования могут повысить эффективность добычи газа путем

корректировки режимов разработки или изменения эксплуатационной сети.

Сеноманский комплекс Западно-Сибирского бассейна, перекрытый мощной турон-палеогеновой покрышкой, представлен неравномерным чередованием песков, песчаников, алевролитов и глин мелководно-морского, прибрежно-морского и континентального генезиса. Как правило, в разрезе преобладают крупнозернистые терригенные разности с открытой пористостью от 28 до 40%.

В разрезе сеномана отмечаются каолинизация, включения янтаря и бурых углей, присутствует углистый растительный детрит. На многих площадях обнаружен разнообразный комплекс фораминифер, а на отдельных участках найдены двустворки. Зона преимущественного развития мелководно-морских отложений сеномана находится в северо-западной части ЯНАО (в долине р. Обь, Обской губе, на части Тазовского и Ямальского полуострова). Здесь по сейсмическим данным можно наблюдать клиновидное и даже выраженное клиноформное строение сеноманских отложений. Таким образом, сеноманский комплекс характеризуется большим объемом высокопористых резервуаров, полифациальным составом пород и, нередко, существенной литологической неоднородностью. Эти особенности строения сеномана при заполнении отложений газом не могут не отразиться в сейсмической волновой картине.

На крупных и средних структурах с массивными скоплениями газа в сеномане, из-за акустической контрастности



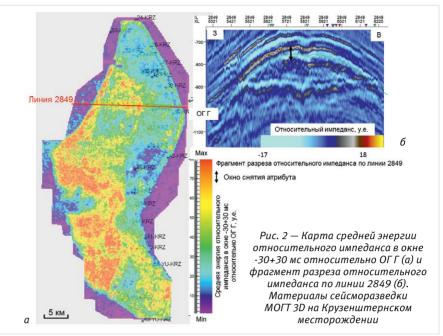
высокопористых резервуаров и вышележащих пород, а также интерференционных эффектов в области контура газоносности. залежи выделяются динамическими аномалиями и с высокой точностью картируются в плане. Все сказанное относится и к Крузенштернской площади, благодаря высокому качеству полученных в 2012 г. материалов трехмерной сейсморазведки и благоприятным сейсмогеологическим условиям в интервале сеномана и вмещающих отложений. Аномалии различных сейсмических атрибутов, ограничивающие залежь, фиксируются как в малых, так и в больших окнах анализа, а также непосредственно по горизонтам. На рис. 1а представлена карта абсолютной амплитуды вдоль отражающего горизонта (ОГ) Г, соответствующего кровле сеномана. Внутри контура газоносности отмечаются высокие и средние значения амплитуд, за пределами залежи — преимущественно поле низкой амплитуды. Сам контур газоносности выделяется практически непрерывной «ленточной» аномалией. Она формируется в результате пересечения горизонтом Г высокоамплитудной интерференционной волны в области примыкания к нему горизонта, связанного с ГВК сеноманской залежи (рис. 16).

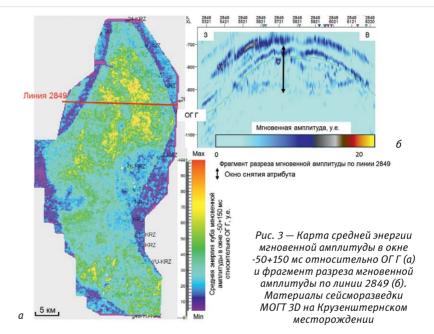
Закартированный по абсолютной амплитуде контур газоносности практически полностью совпадает с границей залежи, выделяемой по другим атрибутам. На рис. 2—4 приводятся иллюстрации наиболее информативных атрибутов, извлеченных в интервале сеномана в окнах от 60 до 200 мс, все они дают похожий результат. Выполненный атрибутный анализ позволил уточнить положение контура газоносности, а также обоснованно реконструировать структурный план кровли сеномана.

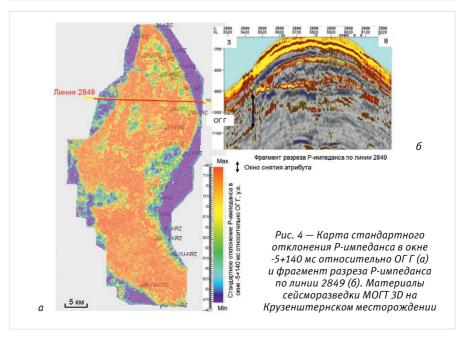
Несмотря на уверенную фиксацию газовой залежи в сеномане и на высокую точность картирования ее границ, динамический анализ, проводимый в сеноманском интервале, не дает убедительных результатов в оценке эффективной толщины резервуара. Это касается анализа всех разновидностей амплитуд (горизонтальных и оцененных в разных «окнах», абсолютных и средних) и различных атрибутов, рассчитанных на основе амплитуд отраженных волн.

Динамические атрибуты могут отражать литологические свойства в кровле резервуара, но не особенности внутреннего распределения газонасыщенных пород во всем интервале залежи. На динамических свойствах сеноманского интервала сказываются многочисленные факторы: литологические изменения, развитие плотных прослоев, тектонические нарушения и трещиноватость, неоднородности верхней части разреза и зоны многолетнемерзлых пород (ММП), потери кратности из-за пропусков пунктов возбуждения.

Информационные данные для прогноза эффективной газонасыщенной толщины сеномана заложены в кинематику сейсмических временных полей. Физически изменения толщины газонасыщенных пород сопровождаются соответствующими вариациями интервальной и средней скорости сейсмических волн. Большие газонасыщенные толщины песчаников в сейсмическом поле вызывают эффект временных задержек, обусловленный снижением скорости







волн, проходящих через высокоёмкий газовый резервуар. Эффект временных задержек может проявляться в широких интервалах. Находятся подтверждения тому, что вариации толщин газоносных пород сеномана отражаются на морфологии сейсмического отражающего горизонта Б, находящегося в среднем на 1500 мс ниже сейсмической границы сеномана (ОГ Г). Естественно, что на горизонтах, расположенных ближе к ОГ Г, временные задержки проявляются в большей степени.

Таким образом, практически по всему временному разрезу в различных интервалах, ограниченных сеноманским (или надсеноманским) горизонтом и ОГ от ГВК и ниже, под мощными газовыми залежами наблюдаются аномалии приращения времени (увеличение временной мощности). Скорость сейсмических волн в газоносных песчаниках на глубине 1000 м приблизительно на 40% ниже, чем в водоносных. Таким образом, газонасыщенные песчаники вносят значительный вклад в изменение скоростей и, соответственно, интервалов Δ Т между ОГ. Очевидно, чем больше толщина газоносных песчаников, тем больше этот вклад.

Следует отметить, что влияние газовой залежи — не единственный фактор изменения временной толщины сейсмокомплексов. Второе по значимости влияние имеет компрессионный эффект. Он выражается уменьшением средней и интервальной скорости в направлении свода структур. Рассматриваемое явление связывается с разуплотнением пород верхней части осадочного чехла в сводах структур в результате растяжения и трешиноватости, сопровождающими рост антиклиналей. Определенный вклад, особенно на контрастных высокоамплитудных структурах, в компрессионный эффект вносит гипсометрическое положение рассматриваемого интервала. Известно, что при увеличении глубин падает пористость, увеличивается плотность пород, что вызывает увеличение скорости сейсмических волн. Увеличение глубины стратиграфического интервала с 1000 до 1250 м дает прирост скорости волн приблизительно на 200 м/с. Компрессионный эффект высокоамплитудных структур на сейсмических разрезах выражается тем, что амплитуды поднятий по глубоким и приповерхностным горизонтам близки. В ряде случаев отмечается уменьшение амплитуд с ростом времени. Как правило, такое положение в сейсмических волновых полях не соответствует данным, получаемым по результатам бурения. Обычно по скважинам фиксируется увеличение амплитуды структур с глубиной. Сочетание компрессионного эффекта и влияния мощных сеноманских газовых залежей формирует сложную и прогнутую форму глубоких горизонтов, совершенно не соответствующую геологическим поверхностям.

Третий фактор, влияющий на изменение сейсмических временных интервалов между горизонтами, относится к разряду геологических (седиментационных). Он обусловлен региональными угловыми несоответствиями залегания анализируемых поверхностей. Седиментационный фактор легко исключить из приращения времен путем вычета из толшин интервала седиментационного тренда.

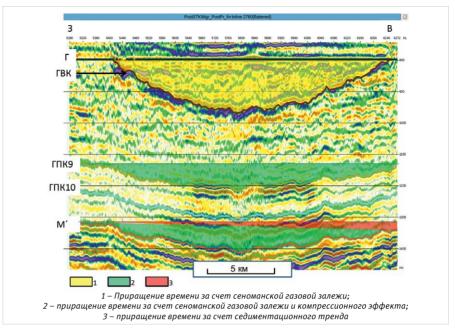


Рис. 5 — Фрагмент временного разреза, выровненного на ОГ Г. Линия 2760. Материалы сейсморазведки МОГТ 3D на Крузенштернском месторождении

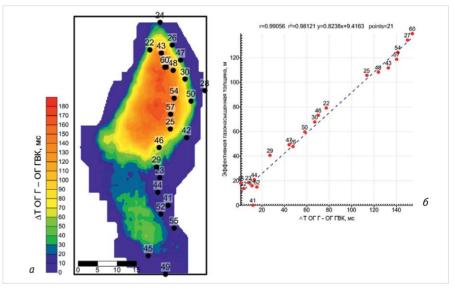


Рис. 6 — Карта ДТ между ОГ Г и ОГ ГВК (а) и связь этого параметра с эффективной газонасыщенной толщиной сеномана. (б) Материалы сейсморазведки МОГТ 3D на Крузенштернском месторождении

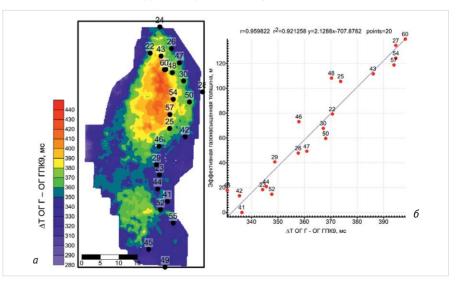


Рис. 7 — Карта ΔT между ОГ Г и ОГ ГПК $_{_{9}}$ (а) и связь этого параметра с эффективной газонасыщенной толщиной сеномана. (б) Материалы сейсморазведки МОГТ 3D на Крузенштернском месторождении

Остаток будет отражать, в основном, влияние газовой залежи и компрессионного эффекта.

Четвертый фактор изменения величины интервалов связан с неоднородностями ММП. В зонах уменьшения мощности многолетнемерзлых пород, например, в речных долинах, на сейсмических разрезах фиксируются просадки горизонтов за счет уменьшения скорости волн между поверхностью и глубокими горизонтами. Участки повышенной толщины ММП дают положительный вклад в среднюю скорость до горизонта. Под ними образуются так называемые «мерзлотные структуры».

Наблюдаемые изменения временных интервалов объясняются следующим: мерзлотные неоднородности в разной степени влияют на среднюю скорость до глубоких и неглубоких горизонтов. При этом глубокие горизонты в меньшей степени подвержены искажениям. Однако разница в амплитудах «мерзлотных структур» становится заметной только на больших временных дистанциях между горизонтами. Например, ее можно обнаружить, сравнивая ОГГи ОГБ, но в интервале ОГ СЗ и М' разницы в амплитудах, как правило, нет. Поэтому, несмотря на сильное влияние неоднородностей ММП на статику, обусловленные ими интервальные изменения слабые, часто незаметные. При анализе разумно выбранных по величине интервалов, влиянием мерзлотных неоднородностей на вариации толщины можно пренебречь.

Из четырех рассмотренных факторов, которые находят отражение во временных интервалах, неоднородности ММП рассматриваются как малозначимые, седиментационный фактор легко исключить, компрессионный эффект можно ограничить, используя для анализа относительно небольшие временные интервалы. Таким образом, вариации временной толщины сейсмокомплексов могут быть использованы для прогноза газонасыщенной толщины (Нэфг).

На этом очевидном выводе основана используемая нами методика оценки Нэфг или относительной толщины газонасыщенных коллекторов. Она строится на основе анализа карт временных интервалов (ΔT) и карт локальных составляющих временной толшины. На многих средних и крупных сеноманских залежах наблюдается прямая корреляционная связь между газонасыщенной толщиной и величиной ΔT различных интервалов. В первую очередь следует анализировать ΔT в интервале ОГГ – ОГГВК, так как между этими параметрами фиксируется наиболее тесная связь. Однако уверенное и однозначное прослеживание ОГ ГВК возможно далеко не на всех площадях сейсморазведки. В этом случае необходимо картировать время интервалов между ОГ Г (или горизонтом сенонской группы С) и уверенно трассируемыми подсеноманскими горизонтами, например, ОГ М (апт), ОГ М (кровля апта). Проиллюстрируем сказанное материалами сейсморазведки МОГТ 3D на Крузенштернском месторождении.

На рис. 5 представлен сейсмический разрез, выровненный на кровлю сеномана — ОГГ. В западной и восточной части разреза к нему приклинивается высокоамплитудное отражение, связанное с ГВК

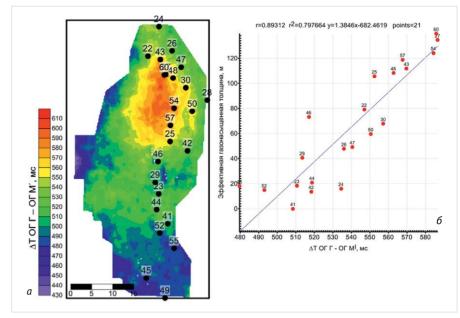


Рис. 8 — Карта ΔT между ОГ Г и ОГ М´ (а) и связь этого параметра с эффективной газонасыщенной толщиной сеномана. (б) Материалы сейсморазведки МОГТ 3D на Крузенштернском месторождении

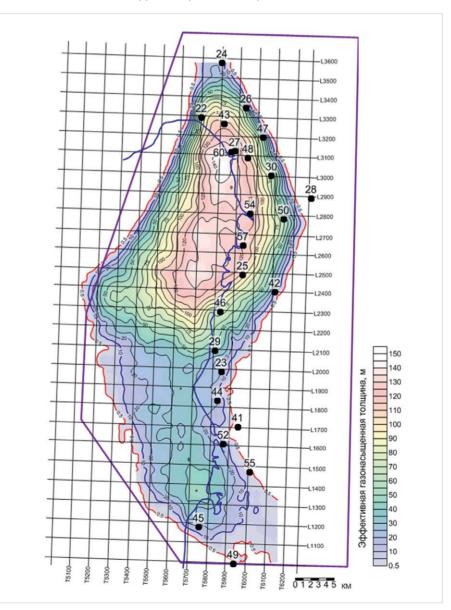


Рис. 9— Карта эффективной газонасыщенной толщины сеноманской залежи. Материалы сейсморазведки МОГТ 3D на Крузенштернском месторождении

сеноманской газовой залежи. Ниже прослежены ОГ ГПК9 и ГПК10, соответствующие кровле продуктивных пластов ПК9 и ПК10 нижнего сеномана-альба. ОГ М $^{\prime}$ приурочен к кровле аптских отложений. В отличие от обычного разреза, на выровненном разрезе видны все нюансы изменения $\Delta \Gamma$ в интервале ОГ Г – ОГ ГВК, а также приращения времен в интервалах ОГ Г – ОГ ГПК9, ОГ Г – ОГ М $^{\prime}$.

Связь эффективной газонасыщенной толшины сеномана и величины интервала ОГ Г - ОГ ГВК весьма тесная (рис. 6). Коэффициент корреляции составляет 0.99, стандартное отклонение, являющееся мерой погрешности оценки, равно 6 м. При этом горизонт ГВК прослеживается уверенно практически на всей площади сейсморазведки. Но и в теоретическом случае плохо выраженного и неявного ОГ ГВК, мы смогли бы сделать прогноз Нэфг сеноманской залежи, например, по результатам анализа временной толщины ОГ Г - ОГ ГПК9 (рис. 7) или ОГ Г - ОГ М (рис. 8). Расчетная погрешность прогноза при этом составляет 12 и 20 м. Даже в последнем случае коэффициент корреляции Нэфг- ДТ 0,89 при количестве скважин 21 отражает высокую вероятность (0.93) наличия связи [1]. Естественно, что в приконтурной части залежи и в области седловины (в центре площади) ожидаемая погрешность в 20 м не позволяют проводить прогноз. Однако более чем на половине площади залежи (северный купол) использование рассматриваемого кинематического атрибута целесообразно, исходя из районирования по уровням ошибок [1], а на 40% плошали газоносности прогноз имеет высокую и удовлетворительную надежность.

Благодаря хорошему качеству сейсмических материалов и выдержанному характеру горизонта ГВК на Крузенштернском месторождении прогноз газонасышенной толшины сеномана проведен непосредственно по временному интервалу ОГ Г - ОГ ГВК. (рис. 6). Ожидаемая ошибка ±6 м позволяет использовать атрибут практически на всей площади залежи от изопахиты 10 м и выше. Карта газонасыщенной толщины сеномана по данным сейсморазведки и бурения представлена на рис. 9. Она получена математическим пересчетом карты ΔT ОГ Г – ОГ ГВК по уравнению регрессии (рис. 6), с последующей увязкой на данные ГИС в скважинах и на ряд контрольных точек по контуру газоносности, четко фиксируемому в волновом поле В финальной карте учтены возможные искажения реальных пределов коэффициента песчанистости при пересчете в межскважинном пространстве. Они приведены в соответствие с данными бурения.

Анализ временных толщин при картировании сеноманских газовых залежей может быть расширен исследованием локальных составляющих ΔT . Таким образом можно выйти на прогноз литологических неоднородностей в залежах. На рис. 10 приведена схема, построенная на основе рассмотренного выше выровненного временного разреза. Она демонстрирует структуру временных прирашений.

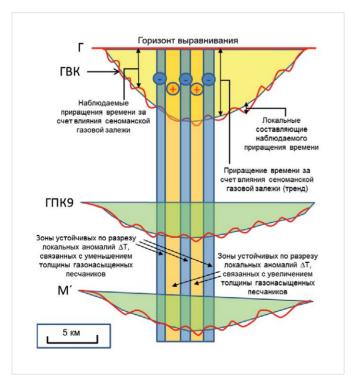
Наблюдаемое приращение времени имеет сложный характер — красная линия, ограничивающая интервал снизу, отличается волнистой формой. По отношению к ней линия (или поверхность) тренда (черного цвета) занимает среднее положение. Она отражает высоту залежи. Отклонения наблюдаемого приращения времен от линии тренда вниз (положительные локальные аномалии) связываются с зонами увеличения толщин газонасыщенных коллекторов

сеномана и (или) с участками увеличения фильтрационно-емкостных свойств резервуара. Отрицательные аномалии (отклонения наблюдаемого приращения вверх) связываются с относительным уменьшением газонасыщенной толщины залежи. Разность наблюденных величин ΔT и тренда дает карту локальных составляющих временного интервала.

Локальные составляющие представляют собой относительно слабые, высокочастотные аномалии второго порядка и, естественно, обусловлены влиянием многих факторов, не только геологических, но и технических и субъективных. Поэтому их связи с литологическими свойствами резервуара в скважинах, как правило, значительно ниже, чем связь Нэфг и интегральной величины ΔT . Для поиска количественных связей и повышения достоверности прогноза, особенно при наличии вариантов прослеживания опорных горизонтов, требуются дополнительные процедуры. Например. анализ серии карт локальных составляюших разных интервалов.

В нашем случае (рис. 10) это могут быть интервалы ОГ Г – ОГ ГВК, ОГ Г – ОГ ГПК9, ОГ Г – ОГ М'. Площадное совпадение локальных аномалий одного знака (на рис. 10 они показаны столбиками оранжевого и синего цвета) увеличивает убедительность прогноза, и наоборот, аномалии, находящиеся в противофазе, скорее всего, не связаны с литологией пород в залежи.

Для Крузенштернского месторождения площади такого рода комплексирование рассматривается как излишнее, благодаря четкому сейсмическому отражению ГВК. Тем не менее, для прогноза литологической неоднородности в залежи также требуются дополнительные процедуры. Они заключаются в подборе параметров построения



Puc. 10— Схема, иллюстрирующая способ прогноза эффективной газонасыщенной толщины и литологической неоднородности сеноманской залежи

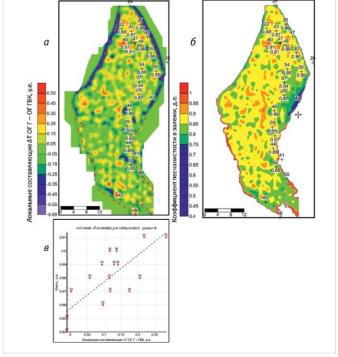


Рис. 11 — Иллюстрации к прогнозу коэффициента песчанистости в сеноманской залежи: а — карта локальных составляющих интервала ОГГ – ОГГВК; б — карта Кпесч в сеноманской залежи по данным ГИС и сейсморазведки; в — график зависимости Кпесч и локальных составляющих

карт для улучшения корреляционных связей. По анализируемому интервалу необходимо построить несколько карт локальных составляющих с различной фильтрацией (сглаживанием) тренда и наблюденного ΔT , а затем оценить их связь с литологическим параметром, например — коэффициентом песчанистости (Кпесч). При подборе параметров картопостроения, на наш взгляд, решается вопрос калибровки литологической неоднородности резервуара. Для сеноманского комплекса, с учетом его полифациального состава, степень неоднородности скорее высокая и соответствует локальным составляющим, полученным относительно умеренно сглаженного тренда.

Карта локальных составляющих интервала ОГ Г – ОГ ГВК приведена на рис. 11а. При исключении скважин из приконтурной зоны, в которой предполагаются искажения, данный параметр коррелируется с Кпесч. в сеноманской залежи (рис. 11в). По величине коэффициента корреляции и стандартного отклонения связь ближе к качественной, чем к количественной.

И на других месторождениях такой результат является типичным. Тем не менее. мы считаем необходимым проводить сейсмический прогноз литологии газоносного резервуара, так как рассматриваем его информативным и полезным для доразведки залежей и проектирования разработки. Данная карта необходима для размещения объемов последующего разведочного и эксплуатационного бурения с целью заложения скважин в зонах локального увеличения толщин резервуаров, связанных с палеоруслами, барами и лельтами. Слабые связи локальных составляющих и Кпесч. можно объяснить незначительными вариациями относительной толщины песчаных отложений, а также неоднозначной (и не точной) интерпретацией ГИС. Даже в интервалах, считающихся беспроблемными для выделения коллекторов, результаты нередко варьируют. Например, по материалам подсчета запасов сеноманской залежи Крузенштернского месторождения 1985 г. и 2013 г. расхождение значений Кпесч. достигает 30% (0,22 д.е.). Из двадцати скважин, в трех расхождение превышает 10% и еще в трех скважинах — превышает 5%. Среднее значение невязки составляет 0,05 д.е., что значительно больше среднего отклонения от линии регрессии связи Кпесч. с сейсмическим атрибутом (рис. 11в).

Таким образом, в нашем случае ожидаемая ошибка сейсмического прогноза Кпесч не больше погрешности выделения коллекторов методами ГИС. Следовательно, сейсмическую основу необходимо использовать для оценки литологической неоднородности. Карта Кпесч. (в залежи) по данным сейсморазведки и ГИС представлена на рис. 116. Она получена по уравнению регрессии с посадкой на значения в скважинах и корректировкой в области контакта. Указанная карта послужила основой для подсчета запасов газа сеноманской залежи

Методика позволяет с высокой точностью и в сжатые сроки картировать эффективные газонасыщенные толщины массивных газовых залежей апт-сеноманского комплекса без использования дорогостоящих утяжеленных способов получения, обработки и интерпретации сейсморазведочных данных МОГТ.

Методика будет использована для изучения и картирования газовых залежей сеномана в акватории Карского и Баренцева морей. Это позволит, благодаря повышению точности исследований, избежать бурения большого количества дорогостоящих

морских скважин и провести ускоренную разведку морских месторождений газового сырья, сократив тем самым сроки их ввода в разработку. Кроме того, методика позволяет достоверно картировать текущие газонасыщенные толщины разрабатываемых сеноманских залежей, что может являться основой для уточнения технологических схем разработки остаточных запасов сеноманского газа.

Итоги

Рассмотренный метод анализа вариаций временных интервалов использован для прогноза эффективной газонасыщенной толщины и распределения коэффициента песчанистости в сеноманской газовой залежи Крузенштернского месторождения.

Ожидаемая ошибка сейсмического прогноза коэффициента песчанистости не больше погрешности выделения коллекторов метолами ГИС.

Выводы

Сферой применения рассмотренного метода является геологоразведка, подсчет запасов УВ, проектирование разработки и мониторинг эксплуатации газовых залежей. Метод является решением проблемы повышения точности геолого-геофизического прогноза на основе относительно низкозатратных данных сейсморазведки в варианте стандартной обработки.

Список используемой литературы

1. Левянт. В.Б, Ампилов Ю.П. Глоговский В.М. и др. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа. М.: Центральная геофизическая экспедиция, 2006. 40 с.

ENGLISH GEOPHYSICS

Method of Cenomanian gas deposits mapping on the example of Krusenstern field

UDC 550.3

Authors:

Alexey A. Nezhdanov — doctor of geology and mineralogy, deputy director of research¹; a.nezhdanov@ggr.gazprom.ru
Valery V. Ogibenin — candidate of geology and mineralogy, director¹; v.o.gibenin@ggr.gazprom.ru
Sergey A. Gorbunov — deputy director of seismic survey interpretation department¹; s.gorbunov@ggr.gazprom.ru

 1 "Gazprom Geologorazvedka" LLC, Tyumen, Russian Federation

Abstract

Today on Cenomanian gas field of West Siberia northen regions and circumfluent water area are presented main Russian dry gas stocks and it provides commercial production. For this reason mapping Cenomanian deposits in detail as at natural state as in different production stages still is an important issue.

Materials and methods

During the work were used data of common

depth point method (CDP), 2D and 3D seismic survey.

Results

Obtained method of analysis of time slot is used to forecast of effectiveness of gas thickness and structure of net sand coefficient in Cenomanian gas deposits of Krusenstern field. Expected mistake of seismic forecast of net sand coefficient is not more than margin of error of reservoir quality discrimination by GIS system.

Conclusions

That method could be use for geological exploration, estimation of hydrocarbon reserves, design of production and gas stocks operation monitoring. It is also a solution for problem of forecast precision which based on seismic survey data in standard processing mode.

Keywords

seismic survey, CDP method, West Siberian field, Cenomanian gas field, oil and gas thickness

References

 Levyant. V.B, Ampilov Yu.P. Glogovskiy V.M. and others. Metodicheskie rekomendatsii po ispol'zovaniyu dannykh seysmorazvedki (2D, 3D) dlya podscheta zapasov nefti i gaza [Methodical recommendations to use the seismic survey data (2D, 3D) for estimation of oil and gas reserves]. Moscow: *Tsentral'naya geofizicheskaya ekspeditsiya*, 2006, 40 p.

16 ДОБЫЧА УДК 622.276

Влияние сжимаемости керна на коэффициент вытеснения

С.В. Маклаков

инженер лаборатории потокометрических исследований отдела физики пласта¹
Maklakovsv@rambler.ru

М.А. Моисеев

заведующий лабораторией потокометрических исследований отдела физики пласта¹ Moiseevma1983@mail.ru

 1 ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия

При расчете коэффициента вытеснения в качестве исходных данных используются результаты лабораторных исследований керна. Для выполнения расчета использовались петрофизические параметры, такие как остаточная водонасыщенность и объем пор.

Материалы и методы

ОСТ 39-195-86 Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях.

Ключевые слова

коэффициент вытеснения, керосин, керн, сжимаемость

В данной работе было определено: влияние сжимаемости на поровое пространство образца керна; изменение остаточной водоносыщенности и коэффициент вытеснения от уменьшения порового пространства керна [1].

Были выполнены лабораторные эксперименты по сжимаемости керна и вытеснению нефти водой. Для этого была выбрана коллекция образцов керна (проницаемость 159,57–1282,54 мД, пористость 32,7–39,3%), из которой были составлены линейные модели пласта длиной 12,24–14,73 см (таб. 1). Модели составлялись из образцов с наиболее близкими фильтрационными свойствами. Торцы образцов были плотно притерты друг к другу.

Для соответствия условий проведения опытов с пластовыми условиями эффективное давление во всех экспериментах принималось равным разнице горного и пластового давлений для каждого исследуемого пласта. Поровое давление в опытах создавалось 10 МПа. Горное давление в эксперименте получали путем сложения

эффективного и порового давлений. Температура при проведении опытов по фильтрации поддерживалась постоянной и была равна пластовой температуре исследуемого объекта. Эксперименты по определению коэффициента вытеснения проводились при данных условиях (таб. 2).

Также большое внимание при планировании опытов уделялось созданию моделей пластовых флюидов. В опытах использовались пробы воды и нефти с того же месторождения, что и керн. Вязкость воды и нефти измерялась на капиллярном вискозиметре. Плотность нефти и керосина измерялась с помощью ареометра. Остаточная водонасыщенность создавалась на установке гравиметрический каппилляриметр. Эта установка моделирует начальное вытеснение воды из осадочной породы нефтью или газом и позволяет напрямую определить зависимость водонасыщенности образцов от капиллярного давления. После создания остаточной водоносыщенности образцы керна насыщались в керосине под вакуумом до полного прекращения выхода воздуха из

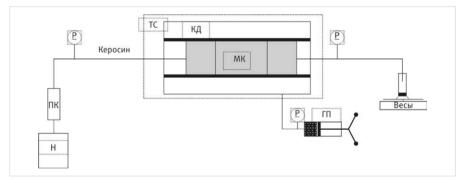


Рис. 1 — Схема установки по определению сжимаемости образцов керна

NºNº	Кпр, мД (среднее значение)	Кп, д.ед (среднее значение)	NºNº	Давления, МПа			Пластовая t, °C	Минерал. воды, г/л	Динамическая вязкость флюидов в пластовых условиях, мПа-с		
				Горн.	Пласт.	Эффект.			вода	нефть	керосин
1	244,45	0,329	1	20,4	9	11,4	20	9	1,035	144,0	1,013
2	383,26	0,359	2	20,4	9	11,4	20	9	1,035	144,0	1,013
3	517,24	0,355	3	20,4	9	11,4	20	9	1,035	144,0	1,013
4	1282,54	0,393	4	20,4	9	11,4	20	9	1,035	144,0	1,013
5	753,58	0,342	5	20,4	9	11,4	50	9	0,730	24,3	0,716
6	438,76	0,363	6	20,4	9	11,4	50	9	0,730	24,3	0,716
7	321,94	0,353	7	20,4	9	11,4	50	9	0,730	24,3	0,716
8	159,57	0,327	8	20,4	9	11,4	50	9	0,730	24,3	0,716
9	1226,11	0,364	9	20,4	9	11,4	80	12	0,530	8,14	0,562
10	560,83	0,344	10	20,4	9	11,4	80	12	0,530	8,14	0,562
11	344,48	0,348	11	20,4	9	11,4	80	12	0,530	8,14	0,562
12	201,6	0,334	12	20,4	9	11,4	80	12	0,530	8,14	0,562
13	872,92	0,356	13	20,4	9	11,4	120	12	0,308	3,76	0,431
14	667,41	0,369	14	20,4	9	11,4	120	12	0,308	3,76	0,431
15	378,26	0,373	15	20,4	9	11,4	120	12	0,308	3,76	0,431
16	338,19	0,331	16	20,4	9	11,4	120	12	0,308	3,76	0,431

Таб. 1 — Коллекция колонок для проведения экспериментов

Таб. 2 — Условия проведения лабораторных опытов

них. Опыты по сжимаемости керна выполнялись на экспериментальных установках. Принципиальная схема показана на рис. 1.

Основной составляющей экспериментальной установки является кернодержатель (КД), внутри него размещена резиновая манжета (МК), в которую заряжаются образцы керна (не менее 4-х) диаметром 3 см и общей длиной 9-15 см. Создается минимально возможный обжим керна с помощью гидравлического пресса (ГП), но не более 10 атм. При данном обжиме прокачиваются все трубки (вход, выход, ДМ) керосином из поршневого контейнера (ПК) с помощью насоса (Н) для удаления воздуха и заполнения их жидкостью. Подключаем линию подачи керосина с КД к выходной линии и направляем ее в заранее приготовленную пробирку на весах. Обнуляем показания весов. Плавно создаем давление обжима равное эффективному давлению. При этом керосин начнет выходить в пробирку. Дожидаемся стабилизации выхода керосина в пробирку, и выдерживаем не менее 4 часов.

Результаты сжимаемости образцов керна приведены в таб. 3 на рис. 2 и 3.

В результате сжимаемости образцов керна остаточная водоносыщенность увеличилась на 10,67–22,12%, а общий объем пор колонки уменьшился на 9,64–18,11%.

После проведения опытов по сжимаемости были выполнены эксперименты на этих же колонках по вытеснению нефти водой. Принципиальная схема показана на рис. 4.

Кернодержатель помещен в термостат с нагревателем (TC), где измеряется и поддерживается температура опыта. Поровое давление в модели пласта поддерживается с помощью сбросного клапана (СК). Флюиды закачиваются через поршневые контейнеры. Насосом задаются необходимые значения скорости фильтрации. При фильтрации флюидов через керн измеряются давления на входе и на выходе из керна. Также на керне по краям измеряется перепад давления

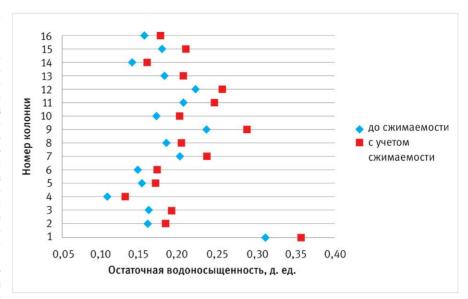


Рис. 2 — Изменение остаточной водоносыщенности

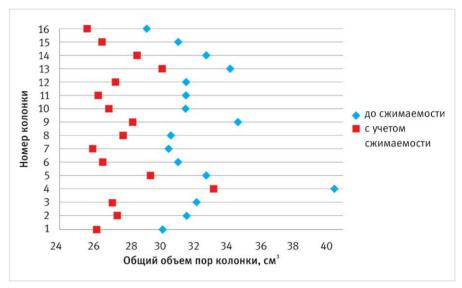


Рис. 3 — Изменение общего объема пор колонки

N∘Nº	До сжимаемости		С учетом сжимаемости		NºNº	Кпр, мД	Кп, д.ед	До	С учетом
	Кво, д.ед.	Общий объем пор колонки	Кво, д.ед.	Общий объем пор колонки		(ср. знач.)	(ср. знач.)	сжимаемости	сжимаемости Квыт, д.ед.
								Квыт, д.ед.	
l	0,31	30,181	0,36	26,247	1	244,45	0,329	0,246	0,366
2	0,16	31,651	0,18	27,461	2	383,26	0,359	0,303	0,383
3	0,16	32,174	0,19	27,167	3	517,24	0,355	0,290	0,387
4	0,11	40,476	0,13	33,247	4	1282,54	0,393	0,419	0,544
5	0,15	32,814	0,17	29,493	5	753,58	0,342	0,523	0,605
5	0,15	31,123	0,17	26,589	6	438,76	0,363	0,490	0,609
7	0,20	30,557	0,24	26,022	7	321,94	0,353	0,430	0,558
3	0,18	30,735	0,20	27,772	8	159,57	0,327	0,518	0,601
9	0,24	34,697	0,29	28,413	9	1226,11	0,364	0,348	0,514
10	0,17	31,557	0,20	26,945	10	560,83	0,344	0,546	0,683
11	0,21	31,577	0,25	26,353	11	344,48	0,348	0,509	0,674
12	0,22	31,625	0,26	27,372	12	201,6	0,334	0,536	0,672
13	0,18	34,257	0,21	30,131	13	872,92	0,356	0,472	0,572
14	0,14	32,778	0,16	28,652	14	667,41	0,369	0,477	0,573
.5	0,18	31,109	0,21	26,549	15	378,26	0,373	0,429	0,547
16	0,16	29,216	0,18	25,716	16	338,19	0,331	0,433	0,522

Таб. 3 — Результаты экспериментов по сжимаемости

Таб. 4— Результаты экспериментов по вытеснению нефти водой без учета сжимаемости и с ней

ΔР датчиком дифференциального давления (ДМ) и удельное электрическое сопротивление УЭС измерительным прибором (LCR). На выходе из керна смесь флюидов попадает в сепаратор высокого давления (СВД), где происходит отделение нефти от воды.

При проведении данных экспериментов создавались термобарические условия. Опыт по вытеснению нефти водой на начальном этапе состоял из замещения керосина нефтью, которую необходимо было прокачать в объеме не менее пяти объемов порового пространства керна. В последней части опыта проводилось вытеснение нефти водой до полного прекращения получения капель нефти в выходящей продукции [2].

При определении коэффициента вытеснения в системе нефть-вода применялся метод стационарной фильтрации с определением насыщенности методом замера электрического сопротивления по четырех электродной схеме.

Результаты экспериментов по вытеснению представлены в таб. 4 и на рис. 5.

Итоги

В данной работе был выполнен расчет коэффициента вытеснения с учетом влияния сжимаемости образцов на такие параметры как остаточная водонасыщенность и объем пор. В результате лабораторных исследований было доказано, что при сжимаемости изменяется объем пор, который занимала остаточная водонасыщенность.

Выводы

С учетом влияния сжимаемости образцов керна на коэффициент вытеснения, последний увеличивался в диапазоне 15,66%—48,64%.

Список использиуемой литературы

1. Банный В.А., Ходьков Е.Н. Влияние давления гидрообжима кернодержателя на фильтрационные

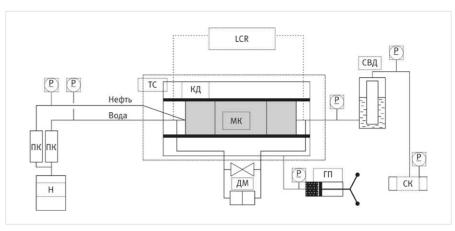


Рис. 4 — Схема установки по вытеснению нефти водой

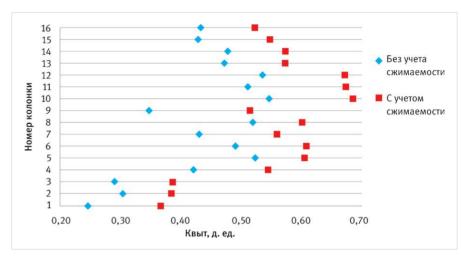


Рис. 5 — Коэффициент вытеснения нефти водой

свойства горной породы// Вестник Тамбовского университета. 2013. Т. 18, № 4–2, C. 1693–1694. 2. ОСТ 39-195-86 Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях.
М.: Миннефтепром, 1986.

ENGLISH OIL PRODUCTION

The impact of core compressibility on the displacement efficiency

UDC 622.276

Authors

Sergei V. Maklakov — engineer of the flowmetry studies laboratory of the petrophysics department¹; <u>Maklakovsv@rambler.ru</u> **Mikhail A. Moiseev** — head of the flowmetry studies laboratory of the petrophysics department¹; <u>Moiseevma1983@mail.ru</u>

¹LLC "TyumenNllgiprogas", Tyumen, Russian Federation

Abstract

For estimation of the displacement efficiency the results of the laboratory studies of core have been used as the background data. The estimation has been carried out with the use of petrophysical parameters, such as residual water saturation and the pore volume.

Materials and methods

OST 39-195-86 Oil. The method of estimating the water-oil displacement efficiency under the laboratory conditions.

Results

In this study the estimation of the displacement efficiency has been carried out with account for the impact that the core samples compressibility has on such parameters as residual water saturation and the pore volume. The laboratory studies have shown the compressibility leads to the change in pore volume previously occupied by the residual water saturation.

of the core holder on the flow properties of rock]. Tambov University Reports, 2013, Vol.18, issue 4–2, pp. 1693–1694.

2. OST 39-195-86 Oil. Metod opredeleniya koeffitsienta vytesneniya nefti vodoi v

Conclusions

With account for the impact that the coresamples compressibility has on the displacement efficiency, the latter has grown within the range of 15.66%–48.64%.

Keywords

displacement efficiency, kerosene oil, core, compressibility

References

Bannyy V.A., Khod'kov E.N. Vliyanie
 davleniya gidroobzhima kernoderzhatelya
 na fil'tratsionnye svoystva gornoy porody
 [The impact of the hydroswaging pressure

laboratornykh usloviyakh [The method of estimating the water-oil displacement efficiency under the laboratory conditions]. Moscow: Minnefteprom, 1986.

РАЗРАБОТКА, ПРОИЗВОДСТВО И ПОСТАВКА НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ИНСТРУМЕНТА ПО СИСТЕМЕ МЕНЕДЖМЕНТА КАЧЕСТВА ISO 9001-2001.





ПРЕВЕНТОРЫ

ППР2 — двойной с плоскими плашками ПМТ-2 — малогабаритный сдвоенный ПМТР — с разгруженным приводом

ПМШЗ — малогабаритный штанговый ПМК — малогабаритный комбинированный

ПП— с овальными плашками



ПЕРЕВОДНИКИ, ПАТРУБКИ

для насосно-компрессорных, бурильных и обсадных труб



ЗАПАСНЫЕ ЧАСТИ К БУРОВЫМ НАСОСАМ УНБ, НБ, НБТ, 9Т, НЦ

Поршни, Втулки, Шток поршня, Гидрокоробка



КРАНЫ

КШЦ — кран с опорными цапфами 2КМ — кран пробковый КШЗ, КШН, КШВН — краны шаровые КВД — кран высокого давления



ФРЕЗЕРЫ

фрезер пилотный ФТ — фрезер торцевой ФК, ФКи — фрезер кольцевой Ф3. Ф3и фрезер забойный ФЛМ, МФЛ — фрезер магнитный

ФКК — фрезер колонный конусный



ЭЛЕВАТОРЫ

ЭН — элеватор литой КМ — элеватор корпусной ЭТА — элеватор трубный КМК — элеватор конусный ЭХЛ — элеватор трубный ЭШН — элеватор штанговый



РОТОРЫ

Ротор буровой Р-410 Ротор буровой РУ 80х400 Ротор РУП-125х560 Ротор РМ-200



ТРУБОЛОВКИ

ТН, ТНС, ТНЗ — труболовки наружные ТВ, ТВМ — труболовки внутренние



ВЕРТЛЮГИ

ВЭ — вертлюг эксплуатационный ВБ — вертлюг буровой ВП — вертлюг промывочный



БАЛЛОНЫ ШПМ

Муфты шинно-пневматические



ГИДРОКЛЮЧИ

ГКШ-1200, ГКШ-1500, КМУ-50М, КПГР-9, КПГР-12



ДОЛОТА

для твердо-крепких, твердых и средних пород



ШТРОПА

ШЭ — штропа эксплуатационные ШБД — штропа буровые



ТРУБЫ

насосно-компрессорные, бурильные, обсадные



Международная премия «Европейский стандарт 2011»



Пучшая Компания года 2009



www.nigmash.ru

Лучшая Компания России 2010 в номинации «Оптовая торговля оборудованием»

Руководитель года 2008



452680, Российская Федерация, Республика Башкортостан, г. Нефтекамск, ул. Заводская 24, а/я 26 тел./факс: (34783) 223-61, 3-66-16, 210-65, 224-73, 212-29, 218-15, 206-58, 206-40, 207-16 E-mail: ns@nigmash.ru, sales@nigmash.ru, sbyt@nigmash.ru, market@nigmash.ru

20 ДОБЫЧА УДК 65.011.56

Планирование разработки группы газовых месторождений с учетом неопределенности исходных данных

В.Р. Хачатуров

д.ф.-м.н., профессор, зав. отделом 1 , академик 2 , академик 3

А.Н. Соломатин

к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник¹ solan116@mtu-net.ru

А.К. Скиба

к.ф.-м.н., старший научный сотрудник 1

¹Вычислительный центр им. А.А. Дородницына РАН, Москва, Россия
²Российская академия космонавтики,
Москва, Россия
³РАЕН, Москва, Россия

Обоснован выбор аппарата нечетких множеств при решении задачи формирования стратегий разработки группы газовых месторождений с учетом неопределенности исходных данных. Предложен, в соответствии с аппроксимационнокомбинаторным методом, подход к реализации нечеткого расширения детерминированных задач моделирования и оптимизации разработки группы месторождений. Рассмотрены различные задачи, возникающие при наличии неопределенностей в оценке запасов (ресурсов) газа различных категорий. Приводятся решения по эффективной реализации Системы моделирования и оптимизации добычи газа с учетом неопределенности исходных данных.

Материалы и методы

Нечеткая математика, интервальная математика, имитационные модели, методы дискретной оптимизации, автоматизированные системы планирования.

Ключевые слова

группа газовых месторождений, планирование добычи, имитация и оптимизация, неопределенность данных, нечеткие множества, категории запасов и ресурсов

Введение

В 80-90-х гг. для планирования разработки газовых месторождений Западной и Восточной Сибири широко применялась Система перспективного планирования добычи газа (СПДГ), использующая имитационную модель группы месторождений [1-3]. Дальнейшим ее развитием является Система моделирования и оптимизации добычи газа [4]. В рыночных условиях план добычи нельзя считать заданным, поэтому ищутся оптимальные планы, максимизирующие критерий накопленной добычи по группе месторождений; используется аппроксимационно-комбинаторный метод в сочетании с методом ветвей и границ [2, 5]. Помимо оптимального, ищутся близкие к нему решения, что позволяет производить многокритериальную оптимизацию по дополнительным критериям оценки.

В настоящее время ведутся работы по совершенствованию системы для учета неопределенности исходных данных на основе использования аппарата нечетких множеств [6, 7].

Обоснование применения аппарата нечетких множеств

Проблема неопределенности исходных данных. Обычно рассматриваются постановки и методы решения детерминированных задач, хотя в большинстве практических задач содержится неопределенность в том или ином виде.

При стохастической неопределенности неизвестные факторы статистически устойчивы и представляют собой случайные величины с известными законами распределения. При неопределенности нестохастического вида классическая статистическая выборка не имеет места: или нет достаточного количества наблюдений, чтобы подтвердить какой-либо закон распределения, или наблюдаемые объекты неоднородны [8].

Имитационные и оптимизационные модели системы [4] являются детерминированными, что не совсем обоснованно; так, некоторые характеристики месторождений более правильно рассматривать как недетерминированные: запасы газа различных категорий, уровень «полки», дебиты скважин, цены на газ и т. д.

Обоснование выбора аппарата нечетких множеств. Обычно для учета неопределенностей в нефтегазовой отрасли применяется аппарат теории вероятностей и стохастическое программирование [9], однако в последнее время стали появляться отдельные работы, посвященные применению нечетких множеств [10].

Аппарат нечетких множеств имеет многочисленные преимущества перед другими способами формализации неопределенностей.

Во-первых, применение классических вероятностей оправдано лишь для статистически однородных случайных событий, когда можно определить случайные величины с известными законами распределения и их параметрами [11]. Неопределеность же в экономической и хозяйственной деятельности (в том числе на промыслах) в целом не обладает статистической природой, а сами объекты газодобычи во многом уникальны.

Во-вторых, при использовании нечетких множеств снимается ряд проблем, связанных с заданием недетерминированных исходных данных:

- понятие неопределенности более эффективно и естественно выражается нечеткостью, чем случайностью;
- не требуется адекватного задания вида и параметров плотностей распределения для всех недетерминированных исходных данных, что не всегда возможно;
- эксперт имеет дело не с косвенными оценками (к которым относятся и вероятности), а с прямыми данными о разбросе значений параметров;
- величины с различным характером неопределенности (нечеткие, интервальные, на основе экспертных оценок) более адекватно описываются на едином языке теории нечетких множеств;
- появляется возможность оперировать качественными вербальными понятиями («около», «больше чем», «преимущественно» и т. д.), что ближе к человеческому мышлению и языку;
- снимается проблема учета взаимной зависимости исходных данных, которая сама по себе является нечеткой и во многом определяется предпочтениями эксперта.

Наконец, аппарат нечетких множеств с точки зрения вычислительной реализации намного проще, чем аппарат теории вероятностей, что особенно важно при решении задач оптимизации и при многовариантных расчетах.

Описание неопределенностей с использованием интервальной математики [12] и неточного программирования [13] хотя и обеспечивает более высокую скорость расчетов, но является достаточно грубым инструментом; особенно это связано со скачком от 100% к 0% вероятности при переходе через границы интервала.

Поэтому, как нам представляется, для решения задач моделирования и оптимизации разработки группы газовых месторождений с учетом неопределенности исходных данных наиболее адекватным математическим аппаратом, позволяющим формализовать эту неопределенность,

является аппарат нечетких множеств (нечетких чисел).

Нечеткое расширение задач моделирования и оптимизации

Нечеткие числа. Как известно, под нечетким множеством понимается совокупность

$$A = \{(u, \mu_{\scriptscriptstyle A}(u)) | u \in U\}$$

где U — универсальное множество, а $\mu_{\scriptscriptstyle A}(u)$ — функция принадлежности, которая характеризует степень принадлежности элемента и нечёткому множеству A и принимает значения в некотором линейно упорядоченном множестве M — множестве принадлежностей [11, 14].

При дефаззификации нечеткого множества соответствующей функции принадлежности $\mu_{\scriptscriptstyle A}(u)$ сопоставляется некоторое характеризующее ее детерминированное число.

В практике нечетких вычислений широко используются нечеткие трапециевидные (треугольные) нечеткие числа, которые имеют функцию принадлежности в виде трапеции (треугольника). Если эксперт может утверждать, что некоторое недетерминированное значение точно находится в интервале значений от a_2 до a_3 и при этом оно точно не будет меньше a_1 и больше a_2 , то такая неопределенность выражается в виде трапециевидного нечеткого числа $A = \langle a_1, a_2, a_3, a_4 \rangle$. При этом треугольное нечеткое число $A = < a_1, a_2, a_3 >$ является частным случаем трапециевидного при $a_2 = a_3$, интервальное $[a_1, a_2]$ — при $a_1 = a_2, a_3 = a_4$, а детерминированное значение - при $a_1 = a_2 = a_3 = a_4$.

Нечеткое расширение детерминированной задачи. В работах Лю [13] было предложено неопределенное программирование, объединяющее стохастическое, нечеткое и неточное программирование. Для всех видов неопределенного программирования целевая функция и ограничения задаются явно в аналитическом виде. Однако при решении задачи оптимизации накопленной добычи приходится переходить от поиска оптимального решения для непрерывного случая к поиску приближенного оптимального решения для дискретного случая с использованием сетки. Для этой задачи в силу ее сложности целевая функция и ограничения не могут быть заданы явно, что не позволяет применять методы неопределенного программирования.

Поэтому предлагается сохранить общую схему решения задачи, диалоговый интерфейс, программное и информационное обеспечение, реализованные для детерминированного случая [4], используя вместо детерминированных значений и операций с ними соответствующие нечеткие числа и нечеткую арифметику; такой подход называется нечетким расширением детерминированной задачи [13]. Кроме того, следует учитывать, что:

- не все исходные данные и не для всех месторождений группы должны рассматриваться как неопределенные (нечеткие);
- средства моделирования и оптимизации должны иметь единообразный диалоговый интерфейс, программное и информационное обеспечение

независимо от того, все или не все исходные данные являются детерминированными.

Нечеткие множества при описании категорий запасов газа

Проблема точности оценки запасов. Неопределенность в оценке запасов (ресурсов) природного газа различных категорий является наиболее значимой среди всех видов неопределенностей при решении задач моделирования и оптимизации разработки группы газовых месторождений. Ниже по тексту под «запасами» будут пониматься как собственно запасы, так и ресурсы газа.

Системная модель движения запасов по категориям. Любая категория характеризует некоторый уровень знаний о запасах газа, находящихся в недрах некоторой территории в некотором отложении. С позиций теории систем и теории информации неопределенность таких знаний адекватно характеризуется энтропией — мерой неопределенности информации и дезорганизации в системах любой природы. Очевидно, что энтропия в системе запасов и ресурсов постоянно уменьшается по мере движения от низшей категории ресурсов D2 (в соответствии с Классификацией [15]) к высшей категории запасов А.

Разобьем множество объектов газодобычи M на 9 непересекающихся подмножеств $\{K_j\},\ j=0,\ 1,\ 2,...,\ 8$. Элементами каждого подмножества являются объекты с запасами определенной категории, объем которых задается в виде нечетких множеств (нечетких чисел). Подмножеству K_1 будет соответствовать категория D2, подмножеству K_2 — D1, K_3 — C3, K_4 — C2, K_5 — C1, K_6 — B, K_7 — A. В семейство $\{K_j\}$ включим также подмножество K_0 объектов с отсутствием информации о величине запасов и подмножество K_8 объектов с полностью извлеченными запасами.

Поскольку в процессе разработки приобретаются дополнительные знания о запасах объектов, разбиение множества M постоянно изменяется. Поэтому будем рассматривать подмножества $\{K_j\}$ в различные дискретные моменты времени t как динамические подмножества $\{K_j(t)\}$, обладающие следующими свойствами:

- если объект $a \in K_j(\tau)$, где j=1, 2, ..., 8, то при любых $t > \pi$, i < j объект $a \notin K_j(t)$ (объект не может быть исключен из высшей категории и затем включен в низшую категорию);
- если объект $a \epsilon K_{j}(\tau)$, где j=1,2,...,7, то существует $t > \tau$ такое, что объект $a \epsilon K_{j+1}(t)$ (объект последовательно включается во все более высокие категории, причем по окончании разработки запасы газа будут полностью извлечены).

Следует отметить, что для оценки извлекаемых запасов газа часто используется объемный метод, причем имеется модификация метода, обеспечивающая учет неопределенности исходных данных [10] на основе использования нечетких множеств.

Оптимизационные задачи, связанные с запасами газа. Рассмотренная системная модель создает основу для постановки и решения ряда оптимизационных задач:

 максимизации — совокупных среднеожидаемых запасов газа,

- совокупных гарантированных значений запасов газа, количества объектов, запасы которых переводятся в более высокую категорию;
- минимизации: совокупных затрат, времени перевода запасов объектов в более высокую категорию;
- о выборе наиболее изученных по величине запасов объектов.

Учет запасов различных категорий. Пусть для некоторого месторождения определен объем V_1 запасов категории A+B+C1, объем V_2 запасов категории C2 и объем ресурсов V_3 категории C3. Необходимо, зная значения V_{I} , i=1,2,3, определить значение суммарных запасов газа на месторождении с учетом того, что значение V_1 является детерминированной величиной, а значения V_2 и V_3 могут быть заданы нечетким либо интервальным числом.

Возможны следующие варианты определения суммарных запасов газа.

- I. Суммарные запасы газа $V_1 + V_2 + V_3$ на месторождении определяются по правилу сложения нечетких чисел с последующей дефаззификацией полученного нечеткого числа.
- II. Объем запасов газа рассчитывается как значение среднеожидаемых прогнозируемых запасов газа соответствующей категории на данном объекте; для этого нечеткие (интервальные) числа V_2 и V_3 преобразуются в четкие путем их дефаззификации методом центра тяжести.
- III. Гарантированное значение запасов газа y для некоторого объекта j-й категории является оценкой нечетко определенных запасов газа при заданном уровне риска $k_{\mathit{A}j}$. Для произвольного трапециевидного нечеткого числа $a=<a_1,\ a_2,\ a_3,\ a_4>$ и заданного значения $y,\ a_1< y< a_4$, вероятность (степень риска) того, что реальное значение запасов газа не превысит величины $y,\$ составит

$$k_{A_{j}}(y) = (\int_{a_{1}}^{y} \mu_{A_{j}}(u) du) / (\int_{a_{1}}^{a_{4}} \mu_{A_{j}}(u) du).$$

Тогда задавая различные значения уровня риска $k_{\rm J}$, из уравнения можно однозначно определить соответствующие гарантированные значения запасов для категорий С2 и С3. Для случаев II и III полученные детерминированные значения складываются, формируя суммарный объем запасов для данного месторождения.

- IV. Запасы различных категорий некоторого месторождения рассматриваются как различные независимые месторождения, поэтому каждое месторождение с номером *i* трансформируется в три месторождения с номерами *i* (запасы категории A+B+C1), *i*+1 (категории C2) и *i*+2 (категории C3). Тогда для каждой такой тройки месторождений справедливо следующее:
- значения входных показателей имитационной модели одинаковы (различаются только запасы газа);
- месторождения вводятся в эксплуатацию друг за другом и к началу разработки должны иметь запасы категории A+B+C1;
- после расчетов производится суммирование по трем месторождениям значений всех рассчитанных показателей.

Предлагаемый подход требует существенных изменений системы, а также влечет троекратное увеличение объема используемой памяти.

Особенности реализации Системы моделирования и оптимизации добычи газа с учетом неопределенности исходных данных

Задачи адаптации системы. Важной проблемой при реализации нечеткого расширения является эффективная адаптация программного и информационного обеспечения Системы моделирования и оптимизации добычи газа [4], разработанного для детерминированных исходных данных. Необходимо обеспечить:

- удобный для пользователя ввод и вывод неопределенной информации;
- эффективные по занимаемой памяти и времени вычислений хранение и обработку неопределенной информации:
- формирование и обработку информации о запасах газа различных категорий, заданных с различной степенью неопределенности.

Диалоговый интерфейс. В диалоговый интерфейс системы добавляются диалоговые элементы, задающие дополнительные режимы работы.

- 1. Режим обработки данных в системе: а) в системе обрабатываются только детерминированные данные, b) также недетерминированные данные.
- 2. Возможность задания неопределенных данных для каждого месторождения.
- Момент дефаззификации нечетких чисел: а) после расчетов, которые производятся с нечеткими числами, b) перед расчетами для увеличения скорости вычислений.
- 4. Возможность расчета и обработки значений запасов газа различных категорий.

Неопределенные исходные данные. Хотя большинство исходных данных системы можно трактовать в той или иной мере как неопределенные, это существенно усложнит ввод данных, анализ результатов и увеличит время работы алгоритмов, в первую очередь — оптимизации накопленной добычи. При этом увеличение качества решений из-за более полного учета неопределенностей будет компенсировано уменьшением качества решений из-за необходимости применить более грубую сетку [5].

Поэтому недетерминированные исходные данные предлагается задавать:

- только для некоторых месторождений группы, например, наиболее крупных, оказывающих значительное влияние на результаты моделирования и оптимизации:
- только для некоторых показателей наиболее важных и/или имеющих наибольшую неопределенность значений, таких как объем запасов газа различных категорий, уровень постоянной добычи, начальные дебиты скважин, удельные капиталовложения в бурение и обустройство и т. д.

Ввод исходных данных. Для задания неопределенных исходных данных используются либо нечеткие числа (трапециевидные или треугольные) либо интервалы, что обеспечивает приемлемую трудоемкость вычислений.

При вводе исходных данных пользователь определяет:

- месторождения и показатели, для которых будут вводиться недетерминированные данные;
- тип вводимых данных: нечеткое трапециевидное число, нечеткое треугольное число, интервальное число, детерминированная величина;
- параметры, задающие вводимую недетерминированную величину: четыре значения для трапециевидного нечеткого числа, три для треугольного, два для интервального и одно значение для детерминированной величины.

Хранение данных. Предлагается любые данные — нечеткие трапециевидные, треугольные и интервальные числа, детерминированные величины — хранить в унифицированном формате: в виде специальных записей, содержащих следующие шесть полей:

- тип данного (один из четырех перечисленных выше), хранящегося в записи:
- значения a_1 , a_2 , a_3 , a_4 , характеризующие нечеткое число, причем некоторые значения могут быть нулевыми: a_3 для треугольного нечеткого числа, a_2 , a_3 для интервального числа и a_2 , a_3 , a_4 для детерминированной величины;
- детерминированное значение, полученное в результате дефаззификации нечеткого числа.

Сокращение времени расчетов. Сокращение времени расчетов при работе с нечеткими величинами в процессе моделирования и оптимизации является ключевой проблемой при реализации нечеткого расширения. На самом деле, операция сложения трапециевидных чисел требует выполнения четырех обычных арифметических операций, а операция умножения — восьми операций.

Для сокращения времени расчетов предлагаются, в частности, следующие решения:

- модификация программного кода системы с тем, чтобы выделить фрагменты кода, в которых будут обрабатываться только детерминированные величины;
- программная реализация арифметических операций над нечеткими (интервальными) числами и процедур дефаззификации на языке Ассемблера;
- дефаззификация нечетких величин не после нахождения оптимального и близких к нему решений, а до начала процесса оптимизации; ведь при использовании нечетких вычислений само понятие «точность решения» становится таким же нечетким;
- использование перегрузки арифметических операций, которая для объектно-ориентированных языков программирования позволяет использовать в программном коде один и тот же знак операции для различных типов обрабатываемых данных.

Вывод результатов. Выводимые на экран результаты работы системы являются, вообще говоря, детерминированными свертками — результатами дефаззификации нечетких чисел. Сюда относятся значения функционалов накопленной добычи газа, значения критериев оценки решений при многокритериальной оптимизации и табличные значения технико-экономических показателей добычи в блоке вывода результатов. Поэтому по желанию эксперта для детального анализа может быть выдана на экран функция принадлежности исходного нечеткого числа, соответствующего детерминированному значению.

Итоги

Рассмотрено использование аппарата нечетких множеств для учета неопределенности исходных данных, в частности запасов (ресурсов) газа различных категорий, при планировании разработки группы газовых месторождений.

Выводы

Аппарат нечетких множеств может быть успешно применен при формировании стратегий разработки группы газовых месторождений с учетом неопределенности исходных данных, включая запасы (ресурсы) газа различных категорий. Для этого целесообразно использовать так называемое нечеткое расширение детерминированных задач моделирования и оптимизации разработки группы месторождений в условиях, когда целевая функция и ограничения оптимизационных задач не могут быть заданы аналитически. Нечеткое расширение может быть эффективно реализовано в Системе моделирования и оптимизации добычи газа.

Список используемой литературы:

- 1. Хачатуров В.Р. Математические методы регионального программирования. М.: Наука, 1989. 304 с.
- 2. Хачатуров В.Р. Аппроксимационнокомбинаторный метод декомпозиции и композиции систем и конечные топологические пространства, решетки, оптимизация // ЖВМ и МФ, 1985. Т.25. № 12. С. 1777—1794..
- 3. Маргулов Р.Д., Хачатуров В.Р., Федосеев А.В. Системный анализ в перспективном планировании добычи газа. М.: Недра, 1992. 287 с.
- 4. Скиба А.К., Соломатин А.Н. Моделирование и оптимизация стратегий разработки группы газовых месторождений. М.: ВЦ РАН, 2012. 40 с.
- 5. Соломатин А.Н. Некоторые оптимизационные задачи для группы газовых месторождений. М.: ВЦ РАН, 2009. 44 с.
- 6. Соломатин А.Н., Скиба А.К. Моделирование и оптимизация разработки группы газовых месторождений с учетом неопределенности исходных данных // Матер. VII межд. конф. MLSD'2013. М.: ИПУ РАН, 2013. Т. 2. С. 68–71.
- 7. Скиба А.К., Соломатин А.Н., Бобылев В.Н. Нечеткие множества при описании категорий запасов газа // Матер. VII

UDC 65.011.56

- межд. конф. MLSD'2013. М.: ИПУ РАН, 2013. Т.1. С. 213-216.
- 8. Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С. Основы технологии добычи газа. М.: Недра, 2003. 880 с.
- 9. Юдин Д.Б. Математические методы управления в условиях неполной информации. Задачи и методы стохастического программирования. 3-е изд. М.: URSS, 2010. 399 с.
- 10. Алтунин А.Е., Семухин М.В. Модели и алгоритмы принятия решений в нечетких условиях. Тюмень: ТюмГУ, 2000. 352 с.
- 11. Недосекин А.О. Нечёткие множества и финансовый менеджмент. М.: Аудит и финансовый анализ, 2003. 184 с.
- 12. Жолен Л., Кифер М., Дидри О., Вальтер Э. Прикладной интервальный анализ. 2-е изд. М.: РХД, 2007. 468 с.
- 13. Лю Б. Теория и практика

- неопределенного программирования. М.: БИНОМ, 2005. 416 с.
- 14. Конышева Л.К., Назаров Д.М. Основы теории нечетких множеств. СПб.: Питер, 2011. 192 с.
- 15. Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР. М., 1983.

ENGLISH GAS PRODUCTION

Planning the development of gas fields' group taking into account uncertainty of basic data

Authors:

Vladimir R. Khachaturov — ph.d., professor, head of department¹, academician², academician³ **Alexander N. Solomatin** — ph.d., leading researcher¹; <u>solan116@mtu-net.ru</u> **Alexander K. Skiba** — ph.d., senior researcher¹

- ¹Dorodnicyn Computing Centre of RAS, Moscow, Russian Federation
- ²Russian academy of astronautics, Moscow, Russian Federation
- ³Russian academy of natural sciences, Moscow, Russian Federation

Abstract

It is proved a choice of fuzzy sets for strategy generation of development of gas fields' group taking into account uncertainty of basic data. According to approximated and combinatory method it is offered an approach to implementation the fuzzy extension of simulation and optimization determined problems to development of gas fields' group. Various tasks are considered that arise in the presence of uncertainty in an assessment of gas reserves of various categories. It were presented solutions on effective implementation of System of simulation and optimization of the gas production taking into account uncertainty of basic data.

Materials and methods

Fuzzy mathematics, interval mathematics, simulation models, methods of discrete optimization, computer-aided systems of planning.

Results

Using of fuzzy sets for the accounting of uncertainty basic data in particular gas reserves of various categories is considered during planning the gas fields' group development.

Conclusions

Fuzzy sets can be successfully applied to forming a strategy of gas fields' group

development taking into account uncertainty of basic data, including the various categories gas reserves. For this purpose it is expedient to use a fuzzy enhancing of the determined problems of simulation and optimization the development of gas fields' group in conditions when objective function and restrictions of optimizing tasks can't be defined analytically. Fuzzy extension can be effectively realized in System of simulation and optimization of the gas production.

Keywords

group of gas fields, production planning, simulation and optimization, data uncertainty, fuzzy sets, categories of gas reserves

References

- Khachaturov V.R. Matematicheskie metody regional'nogo programmirovaniya [Mathematical methods of regional programming]. Moscow: Nauka, 1989, 304 p.
- 2. Khachaturov V.R. Approksimatsionno-kombinatornyy metod dekompozitsii i kompozitsii sistem i konechnye topologicheskie prostranstva, reshetki, optimizatsiya [Approximating and combinatory method of decomposition and composition systems and finite topological spaces, lattices, optimization]. Zhurnal vychislitel'noy matematiki i matematicheskoy fiziki, 1985, Vol. 25, issue 12, pp. 1777–1794.
- 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.
- 4. Skiba A.K., Solomatin A.N. *Modelirovanie i optimizatsiya strategiy razrabotki gruppy gazovykh mestorozhdeniy* [Simulation and optimization of the gas fields' group development strategy]. Moscow: CC RAS, 2012, 40 p.
- 5. Solomatin A.N. Nekotorye optimizatsionnye zadachi dlya gruppy gazovykh

- mestorozhdeniy [Some optimization tasks for the gas fields' group]. Moscow: CC RAS, 2009, 44 p.
- Solomatin A.N., Skiba A.K. Modelirovanie
 i optimizatsiya razrabotki gruppy
 gazovykh mestorozhdeniy s uchetom
 neopredelennosti iskhodnykh dannykh
 [Modeling and optimization of development
 the gas fields' group taking into account
 uncertainty of basic data]. Proc. VII Int. Conf.
 MLSD'2013. Moscow: ICS RAS, 2013, Vol. 2,
 pp. 68–71.
- 7. Skiba A.K., Solomatin A.N., Bobylev V.N. Nechetkie mnozhestva pri opisanii kategoriy zapasov gaza [Fuzzy sets at the description of gas stocks categories]. Proc. VII Int. Conf. MLSD'2013. Moscow: ICS RAS, 2013, Vol. 1, pp. 213–216.
- 8. Mirzadzhanzade A.Kh., Kuznetsov O.L., Basniev K.S., Aliev Z.S. *Osnovy tekhnologii dobychi gaza* [Bases of gas production technology]. Moscow: *Nedra*, 2003, 880 p.
- Yudin D.B. Matematicheskie metody upravleniya v usloviyakh nepolnoy informatsii. Zadachi i metody stokhasticheskogo programmirovaniya [Mathematical methods of management in the conditions of incomplete information. Tasks and methods of stochastic programming]. 3rd ed.

- Moscow: URSS, 2010, 399 p.
- 10. Altunin A.E., Semukhin M.V. Modeli i algoritmy prinyatiya resheniy v nechetkikh usloviyakh [Models and algorithms of decision-making in fuzzy conditions]. Tyumen': TSU, 2000, 352 p.
- 11. Nedosekin A.O. Nechetkie mnozhestva i finansovyy menedzhment [Fuzzy sets and financial management]. Moscow: Audit i finansovyy analiz, 2003, 184 p.
- 12. Zholen L., Kifer M., Didri O., Val'ter E. *Prikladnoy interval'nyy analiz* [Applied interval analysis]. 2nd ed. Moscow: *RKhD*, 2007, 468 p.
- Lyu B. Teoriya i praktika neopredelennogo programmirovaniya [Theory and practice of uncertain programming]. Moscow: BINOM, 2005, 416 p.
- 14. Konysheva L.K., Nazarov D.M. *Osnovy teorii* nechetkikh mnozhestv [Bases of the theory of fuzzy sets]. Saint Petersburg: *Piter*, 2011, 192 p.
- 15. Klassifikatsiya zapasov mestorozhdeniy, perspektivnykh i prognoznykh nefti i goryuchikh gazov [Classification of fields reserves, perspective and expected resources of oil and fuel gases]. The State Commission on Mineral Reserves of the Council of Ministers of the USSR, Moscow, 1983.

24 добыча удк 622.276

Отвод газа в компоновке «УЭНЦ с пакером»

В.В. Шайдаков

доктор технических наук, профессор³ директор² v1v2sh50@yandex.ru

А.Л. Сухоносов

кандидат физико-математических наук, доцент³ suhonos@mail.ru

А.Р. Людвиницкая

кандидат технических наук, доцент¹ Ljudvinickaja@yandex.ru

Р.Д. Джафаров

генеральный директор⁴ nkmz@nkmz.ru

¹Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия ²ООО Инжиниринговая компания «Инкомпнефть», Уфа, Россия ³Уфимский государственный авиационный технический университет, Уфа, Россия ⁴Торговый дом «Нефтекамский машиностроительный завод», Нефтекамск, Россия

Негерметичность обсадной колонны приводит к резкому увеличению обводненности добываемой продукции нефтяных скважин. Рассматриваются компоновки «УЭЦН с пакером», и, в частности, с отводом газа по капиллярному трубопроводу. Представлен опыт использования компоновок, изложен подход к оценке отложнения гидратов в капиллярном трубопроводе.

Материалы и методы

Метод Рунге-Кутта. Метод численного решения стационарного уравнения теплопроводности из условий Стефана.

Ключевые слова

негерметичность обсадной колонны, пакер, отвод газа, капиллярный трубопровод, глубинный насос, образование гидратов, условие Стефана, тепловой поток

Значительное количество скважин на «старых» нефтяных месторождениях эксплуатируется с негерметичной колонной. Причинами возникновения негерметичности эксплуатационной колонны могут быть [1, 2]: длительный срок эксплуатации скважины в условиях высокой коррозионной активности добываемой продукции, разрушение колонны из-за тектонических движений земной коры, брак при выполнении тампонажных работ при бурении скважин, размыв цементного камня пластовыми водами.

Негерметичность приводит к резкому обводнению добываемой продукции. Например, по данным [3] 472 скважины выбыли в бездействующий фонд по причине обводненности добываемой продукции. Предварительные исследования этих скважин показали, что 74 из них имеют перспективы ввода в эксплуатацию в случае ликвидации последствий негерметичности эксплуатационной колонны. Проблема обычно решается либо проведением ремонтно-изоляционных работ (РИР), либо использованием пакерных компоновок. Технологии с использованием пакерных компоновок существенно дешевле РИР. Экономия в случае отказа от технологии РИР в пользу технологии ЭЦН с пакером составляет порядка 1 млн руб. на каждую операцию (индекс прибыльности -1,5, срок окупаемости — меньше года) [3]. Кроме того. проведя ремонтные работы в одном интервале, по истечении некоторого времени мы можем столкнуться с негерметичностью в другом. То есть количество проводимых РИР при их дороговизне непрерывно растет, а, значит, растут и затраты [4].

Основные производители скважинного глубинного оборудования в настоящее время предлагают пакеры с кабельным вводом различного принципа действия, которые обеспечивают их надежную работу с УЭЦН.

Проблему при использовании технологии УЭЦН с пакером создает накапливающийся под пакером газ, который приводит к срыву подачи насоса. Следует также отметить, что в пакерных компоновках установка пакера делает подвеску более жесткой, увеличивая вероятность «полета». При очередном текущем ремонте рекомендуется менять НКТ над насосным агрегатом на новые.

Применение находят одно- и двухпакерные компоновки. При эксплуатации скважин с данными компоновками нашли применение несколько технологий. В первую очередь стремятся максимально возможно увеличить глубину подвески насоса. При незначительном газовом факторе до 180 м³/м³ используются насосы с диспергатором, измельчающим газовые пузыри до получения квазигомогенной смеси. По данным производителей глубинно-насосного оборудования при содержании газа на приеме более 20-30%, целесообразно ставить диспергаторы. Однако технологические службы большинства добывающих компаний устанавливают диспергаторы, начиная уже с 10% свободного газа на приеме. Также применяют мультифазные насосы, устойчиво работающие в газонасыщенных средах.

В скважинах с большим газовым фактором необходимо отводить газ в интервал выше пакера, либо в колонну НКТ, либо до устья и далее в сборный коллектор.

Применение также находят технологии с использованием струйного насоса для отвода газа. Конструкцию струйных насосов первого поколения относят к низкоэффективным из-за габаритных ограничений и особенностей строения [5]. Данные струйные насосы при их простоте конструкции относятся к нерегулируемым аппаратам, в которых конструктивные параметры должны жестко соответствовать технологическим параметрам, изменение которых параметров резко снижает эффективность струйных насосов. Подбор конкретного насоса производится на основе геолого-технических данных планируемых к эксплуатации пластов и рабочих параметров УЭЦН [6]. Проблема не только в получении достоверной информации, но и в том, что условия работы могут меняться во времени. Для подбора насоса с конкретными параметрами нужно знать давление на входе в сопло, на выходе из диффузора, давление в камере смешения и давление в приемной камере. Для внедрения струйных технологий требуется достаточно высокая квалификация технологов, а чаще привлечение сторонних организаций. Нестабильные условия, некорректно подобранная конструкция струйного насоса приводят к тому. что в скважине вместо откачки газа струйный насос выполняет роль штуцера, расположенного выше УЭЦН.

Применение струйных насосов в нефтедобыче началось в США в 40-е гг. двадцатого столетия. В СССР первый струйный насос был применен в 1958 году на промысле Азербайджана. Но до сих пор, при всей их привлекательности, широкого внедрения в добыче нефти они не нашли, используются в основном при ремонтных работах.

Отвод газа из-под пакера с помощью клапанных устройств на практике не находит широкого применения из-за проблем с забиванием клапана механическими примесями, нефтью, отложением солей, гидратов.

Технология эксплуатации скважин с негерметичной колонной, используя УЭЦН с пакером, была впервые массово внедрена в 2010 г. По результатам эксплуатации в 2010-2012 гг. 31 скважины были сделаны следующие выводы:

- Без отвода газа компоновку УЭЦН с пакером целесообразно использовать при газовом факторе до 180 м³/м³.
- 2. Применение струйного насоса в компоновке «УЭЦН-пакер» наиболее эффективно при расположении насосного агрегата на расстоянии от пакера не менее 500 м.
- При газовом факторе 180-300 м³/м³ целесообразно использовать газоотводную трубку. Причем отвод газа проводить до устья, используя капиллярные полимерные армированные трубопроводы, как

наиболее приспособленные для данной технологии.

4. При газовом факторе более 300 м³/м³ наиболее эффективна двухпакерная компоновка

В последнее время в нефтедобыче все чаще находит применение технология отвода газа с использованием капиллярных трубопроводов. Газ отводится из-под пакера либо в НКТ выше насоса, либо до устья. [7, 8, 9].

Примеры использования газоотводной трубки

На скважине в интервале 2021–2037 м выявлена негерметичность эксплуатационной колонны. Скважина была оснащена пакером и скважинным капиллярным полимерным армированным трубопроводом СКТ-7/16 внутренним диаметром 7 мм производства инжиниринговой компании «Инкомп-нефть», который отводит газ из-под пакера на устье и далее в буферную линию. На глубине 2289 м размещён насос УЭЦН-80-2300 м. Дебит — 80 м³/сут.

На скважине в интервале 1972—2077 м выявлена негерметичность эксплуатационной колонны. Скважина была оснащена пакером с кабельным вводом гидромеханический П-ЭГМ, установленным на глубине 2263 м, искважинным капиллярным трубопроводом СКТ-7/16 внутренним диаметром 7 мм. Глубина подвески насоса УЭЦН-80-2300 составила 2484 м. Давление устьевое — 1,5 МПа. Дебит — 70 м³/сут. Обводнённость — 90%. На глубине 20 м от устья установлена вводная муфта, через которую газ из-под пакера по капиллярному трубопроводу поступает в НКТ.

В обоих случаях отвод газа из-под пакера с помощью полимерного армированного трубопровода позволил избежать срыва работы насоса.

Отвод газа может производиться по трубопроводу в НКТ и на устье. В чем преимущество отвода газа до устья? Это возможность контролировать процесс и диагностировать состояние капиллярного трубопровода. При необходимости есть возможность продуть канал азотом, закачать в интервал под пакером химические реагенты. В случае отложения гидратов промыть трубку метанолом.

Подбор оборудования производится по свойствам пластового флюида и газа, газовому фактору, параметрам насоса, термобарическим условиям. В результате



Рис. 1 — Полимерный армированный трубопровод СКТ-7/16

анализа данных определяются параметры газоотводной трубки, необходимость оснащения фильтром и условие отвода газа. Оценивается вероятность и интервал отложения гидратов. В качестве газоотводной трубки применяется капиллярный полимерный армированный трубопровод СКТ-7/16 (рис. 1). В данных системах также могут использоваться полимерные капиллярные трубопроводы, бронированные металлической лентой или металлические с проволочной бронировкой, но надежность их существенно ниже. В зарубежной практике находят применение толстостенные металлические трубопроводы с диаметром канала 6, 8, 16, 20 мм.

Полимерный армированный проволокой трубопровод состоит из внутреннего полимерного канала, армирующей оплетки и внешнего защитного слоя полимера. Наибольшее распространение получили системы с полимерными армированными трубопроводами, диаметром проходного канала 7 мм и наружным диаметром 16 мм, диаметром проволочной оплетки 0,8–1,2 мм. Трубопроводы эксплуатируются при температуре от -50 до +120°С, допустимым давлением 25 МПа.

Преимуществами применения полимерных армированных трубопроводов являются: высокая химическая стойкость и механическая прочность особенно при значительной радиальной деформации.

Инжиниринговой компанией «Инкомп Нефть» успешно оборудовано более 20 скважин системами отвода газа из-под пакерного интервала. Основываясь на опыте применения отвода газа по полимерному армированному трубопроводу в компоновке «УЭЦН с пакером», можно сделать вывод, что данная технология весьма эффективно справляется с поставленной задачей и позволяет эксплуатировать скважины, оборудованные УЭЦН с пакером, даже при высоком газовом факторе.

По трубопроводу отводится влажный газ, поэтому возникает опасность отложения гидратов, особенно в интервалах вечной мерзлоты. В области локального понижения температуры возникают условия для гидратообразования.

Нами была рассмотрена задача по определению скорости образования гидратного слоя и области возможного локального ускорения потока газа. Для получения модели принималось что газ, выделяющийся из нефти — метан. Рассматривалось одномерное движение влагонасыщенного газа в трубке внутренним радиусом \mathbf{r}_0 и внешним R. Считается, что влаги, необходимой для образования гидрата, достаточно по всей оси трубки, так что проходное сечение S и диаметр D = $2[\mathbf{r}_0 - \mathbf{\xi}(\mathbf{z}, \mathbf{t})]$ полагаются переменными относительно пространственной координаты и времени. Здесь $\mathbf{\xi}(\mathbf{z}, \mathbf{t})$ — толщина слоя гидрата в трубке.

Процесс гидратообразования идет медленно, по сравнению со скоростью установления температуры и давления газа, так что процесс можно считать квазистатическим, а давление и температура газа описываются системой уравнений:

$$\begin{bmatrix} \frac{dp}{dz} = -\rho g - \frac{\Psi \sqrt{\pi} M^2}{4S^{5/2} \rho}, \\ \frac{dT}{dz} = -\frac{g}{c_p} + \frac{\alpha_w (T_w - T)\pi D}{Mc_p} + \varepsilon \frac{dp}{dz}. \end{bmatrix}$$
(1)

Здесь координата z отсчитывается вдоль оси трубки, g — ускорение свободного падения, ρ — плотность газа, M = ρ vS — постоянный массовый расход газа (v — скорость потока), c_p — удельная теплоемкость газа при постоянном давлении, ψ — коэффициент гидравлического сопротивления, ϵ — коэффициент Джоуля-Томсона.

Для системы (1) задаются начальные условия

$$\begin{bmatrix}
p(0) = p_1, \\
T(0) = T_1.
\end{bmatrix}$$
(2)

где p_1 и T_1 — давление и температура на входе в трубопровод.

Система (1) дополняется уравнением состояния:

$$\rho = p/(Z_0 RT). \tag{3}$$

где коэффициент сверхсжимаемости газа задается уравнением Латонова-Гуревича:

$$Z_0(p,T) = \left[0.17376 \ln \left(\frac{T}{T_c} \right) + 0.73 \right]^{\frac{p}{p_c}} + 0.1 \frac{p}{p_c} .$$
 (4)

Температура стенки $T_{\rm w}$ для областей, покрытых гидратом, принимается $T_{\rm w} = T_{\rm f}$. Температура фазового перехода газ-гидрат определяется уравнением

$$T_f(p) = \beta_1 \ln(p/10^5) + \beta_2.$$
 (5)

где β_1 и β_2 — эмпирические постоянные.

Для областей, свободных от гидрата, температура стенки канала T_w определяется из решения тепловой задачи для распределения температуры $T_p = T_p \ (r,z,t)$ в толще материала трубки, т.е. $T_w = T_p \ (r_o,z,t)$, где r_o внутренний радиус трубки. Заметим, что тепломассоперенос через канал трубопровода достаточно мал по сравнению с тепломассопереносом в скважине, так что можно принять, что поток газа в трубопроводе практически не влияет на температурное поле.

На границе раздела фаз, следуя [10–12], запишем условие Стефана в виде:

$$\rho_h l_h \frac{d\xi}{dt} = -\lambda_h \frac{dT_h}{dr} \bigg|_{r=\eta_h - \xi} + \alpha_w \big[T_h (r_0 - \xi) - T \big].$$
 (6)

Здесь p_n , l_n , λ_n — плотность гидрата, удельная скрытая теплотаобразования гидрата, коэффициент теплопроводности гидрата, α_w — коэффициент теплоотдачи от газа к гидратному слою, T_n — температура гидрата, T — температура газа в канале, ξ — толщина гидратного слоя. Уравнение (1) выражает тот факт, что скорость гидратообразования определяется интенсивностью тепловых потоков к фазовому фронту, как со стороны стенки канала, так и со стороны газа. Координата r — радиус-вектор, выходящий из точки на оси канала в горизонтальном направлении.

На внешней и на внутренней стенке трубопровода, в отсутствии гидратного слоя, задаются граничные условия третьего рода:

$$\left[T_{h}(r_{0} - \xi) = T_{f}, \xi > 0 \right]$$

$$\left[\lambda_{p} \frac{dT_{p}}{dr} \right|_{r=r_{0}} = \alpha_{w} \left(T_{p} - T \right)$$

$$\left[-\lambda_{p} \frac{dT_{p}}{dr} \right|_{r=r_{0}} = \alpha_{ps} \left(T_{p} - T_{s} \right).$$
(7)

Здесь $T_{\rm p}$ — температура материала стенки трубки, $T_{\rm s}$ — температура окружающей среды затрубного пространства, распределение которой вдоль вертикальной оси считается заданным, $\alpha_{\rm ps}$ — коэффициент теплообмена стенки с окружающей средой, $\alpha_{\rm w}$

— коэффициент теплообмена стенки трубки с газом в канале, — теплопроводность полипропилена.

Учитывая анализ, проведенный в [10], примем, что движение фазового фронта происходит достаточно медленно, чтобы считать температурное поле установившимся в любой момент времени. Тогда, решая стационарное уравнение теплопроводности, для участков, не покрытых гидратом, найдем температуру внутренней стенки трубки:

$$T_{\omega} = \frac{\lambda_{p} [T_{s} - T]}{\alpha_{w} r_{0} \left[\frac{\lambda_{p}}{\alpha_{w} r_{0}} + \frac{\lambda_{p}}{\alpha_{ps} R} + \ln \frac{R}{r_{0}} \right]} + T.$$
 (8)

Для участков, покрытых гидратным слоем, из условия Стефана (6) и стационарного уравнения теплопроводности найдем уравнение движения фазового фронта:

$$\frac{d\xi}{dt} = \frac{\lambda_p (T_f - T_s)}{\rho_h l_h (r_0 - \xi) \left(\frac{\lambda_p}{R \alpha_{ps}} + \frac{\lambda_p}{\lambda_h} \ln \left(\frac{r_0}{r_0 - \xi} \right) + \ln \frac{R}{r_0} \right)} + \frac{\alpha_w}{\rho_h l_h} [T_f - T]. \tag{9}$$

Таким образом, на каждом временном слое из уравнений газовой динамики (1) находим распределение давления и температуры в потоке, и пробегая вдоль оси трубки, определяем распределение толщины гидратного слоя из уравнения (9) и температуру внутренней стенки трубки из соотношения (8).

Приведем пример численных расчетов при следующих параметрах: M=0.008 кг/с, R=8 мм, $r_0=3.5$ мм, $p_1=6$ МПа, $T_1=330$ К, $\alpha_{ps}=19$ Вт/м² · К, $p_h=800$ кг/м³, $l_h=510$ кДж/кг, $\lambda_p=2$ 28 т/м · К, $\lambda_p=0.2$ Вт/м · К, $\beta_1=10,$ $\beta_2=243.2$, состав газа — чистый метан, коэффициенты ψ и α_{ω} принимались переменными вдоль оси канала, в зависимости от давления и температуры газа в трубопроводе. Эмпирические параметры, определяющие положение кривой равновесия фаз газ-гидрат принимались $\beta_1=10,$ $\beta_2=243.2$. Реальное распределение температуры в межтрубном пространстве скважины аппроксимировалось двумя линейными

участками, самая холодная точка (274К), располагалась на глубине 300 м:

$$T_s = 274 + 0.0133(300-h), h < 300 \text{ M},$$

 $T_c = 274 + 0.0329(h-300), h \ge 300 \text{ M}.$

При таком распределении температуры межтрубного пространства скважины наблюдается ярко выраженный пик толщины гидрата в точке с самой низкой температурой. На рис. 2 приведено распределение толщины гидратного слоя по глубине трубопровода, через 2 часа после его пуска:

Показано, что с течением времени скорость гидратообразованияможет снижаться (если раньше не происходит закупорка трубопровода). Ниже приведена зависимость скорости роста пика гидратного слоя $V_{\rm h}$, от времени (рис. 3).

При более низких значениях входного давления гидрат может не откладываться на стенках трубопровода. Например, при $p_1=3$ МПа численный эксперимент показал, что слой гидрата не образуется, если остальные параметры численного эксперимента оставить прежними. Уменьшение же массовых расходов газа при неизменных входных давлениях, способствует увеличению скорости гидратообразования.

Итоги

В статье рассмотрена возможность образования гидратов в трубопроводе малого диаметра. Определена скорость роста гидратного слоя и глубина возможного образования.

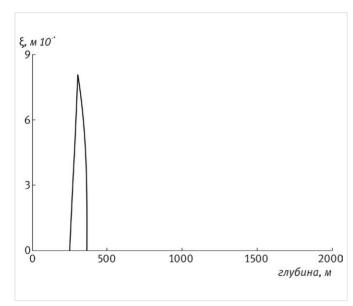
Выводы

Построена математическая модель, которая позволяет прогнозировать вероятность начала образования и скорость роста гидратного слоя в зависимости от давления в забое, градиента температуры по стволу скважины и состава газа. В свою очередь это позволит прогнозировать срок бесперебойной работы системы по отводу газа. И при необходимости устанавливать периодичность продувки полимерного армированного трубопровода для разрушения и удаления гидратного слоя с целью сохранения пропускной способности.

 $V_{h}, 10^{-2} \, \text{MKM/c}$

Список используемой литературы

- Деньгаев А.В., Дроздов А.Н., Вербицкий В.С. и др. Проблемы насосной добычи нефти из скважин с негерметичными эксплуатационными колоннами в ООО «РН-ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ»// Территория Нефтегаз. 2007. № 3. С. 54-58.
- 2. Оборудование для добычи нефти с высоким содержанием свободного газа и опыт его эксплуатации. Режим доступа: http://www.novomet.ru/science_files/512810572005.pdf
- Афанасьев А. УЭЦН с пакером: опыт ТНК-ВР // Нефтегазовая вертикаль. 2011. №11. С. 70–73.
- 4. Ягутин Р.А., Сахань А.В., Костюченко С.А. Опыт ремонтно-изоляционных работ в сложных геологических условиях ООО «РН-Пурнетегаз» // Нефть. Газ. Новации. 2012. № 12. С. 64–67.
- Спиридонов Е.К. Конструкции жидкостно-газоструйных насосов. Состояние и перспективы // Вестник ЮУрГУ. 2005. №1. С. 94–104.
- Чурсин К.В. Николаев О.С.
 Ограничение водопритока
 методом установки пакерных
 систем с кабельным вводом.
 Энергосберегающие пакерные
 технологии // Инженерная практика.
 2012. №9.
- Аминев М.Х., Шамилов Ф.Т., Шайдаков В.В., Шайдаков Е.В., Афанасьев А.В. Опытно-промышленные испытания пакерной компоновки с технологией отвода газа // Нефть. Газ. Новации. 2011. №9.
- Аминев М.Х., Шамилов Ф.Т., Шайдаков В.В., Шайдаков Е.В., Афанасьев А.В. Опытно-промышленные испытания пакерной компоновки с технологией отвода газа. // Нефть России. 2011. №9.
- Киреев А.М. Пакерно-якорное оборудование и технологии для строительства, освоения, эксплуатации и ремонта скважин // Нефть. Газ. Новации. 2012. №12. С.54–59.



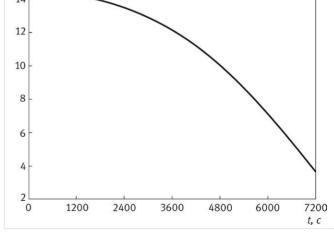


Рис. 2 — Распределение слоя гидрата вдоль оси трубопровода

Рис. 3 — Скорость гидратообразования в зависимости от времени

- 10. Бондарев Э.А., Габышева Л.Н., Каниболотский М.А. Моделирование образования гидратов при движении газа в трубах // Изв. АН СССР. Механика жидкости и газа. 1982. №5. С. 105–112.
- 11. Хайруллин М.Х., Шамсиев М.Н., Морозов П.Е., Тулупов Л.А. Моделирование гидратообразования в стволе вертикальной газовой скважины // Вычисл. Технологии. 2008. Т. 13. №5. С. 88–94.
- 12. Аргунова К.К., Бондарев Э.А., Рожин И.И. Математические модели образования гидратов в газовых скважинах // Криосфера Земли. 2011. Т. XV. №2. С. 65–69.

ENGLISH OIL PRODUCTION

Gas withdrawal in the arrangement "ESCP with packer"

UDC 622,276

Authors:

Vladimir V.Shaydakov — ph.d., professor¹, director²; v1v2sh50@yandex.ru
Artem L. Sukhonosov — ph.d., associate professor³; suhonos@mail.ru
Alla R. Lyudvinitskaya — ph.d., associate professor¹; Ljudvinickaja@yandex.ru
Riad D. Dzhafarov —general director⁴; nkmz@nkmz.ru

¹Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Russian Federation ²Engineering company "Inkomp-neft" LLC, Ufa, Russian Federation ³Ufa State Aviation Technical University, Ufa, Russian Federation ⁴Trade House Neftekamsk machine building plant, Neftekamsk, Russian Federation

Abstract

Leakage of casing column is a cause of fast water increase in products of oil-wells. The article discussed layout plan of "ESCP with packer", in particular a gas withdrawal through capillary pipeline. It is described the designs packer with Inkompneft capillary pipeline. Experience of arranges applications is given. An approach to hydrates deposition in the capillary pipeline assessment is covered.

Materials and methods

Runge-Kutta method. Method for the

numerical solution of steady-state heat equation the Stefan problem.

Results

The article considered a possibility of hydrates deposition in the small bore pipeline. Hydrates increase rate and depth of possible deposition are determined.

Conclusions

It was designed a mathematical model to forecast the possibility of commencement and rate of growth of the hydrate layer formation and depending on the bottomhole pressure, temperature gradient of bore hole and gas composition. That, in its turn, allows making a prognosis of the time of uninterrupted performance of the gas withdrawal system. In case of necessity to set the periodicity of the armored polymer pipeline purging to destruct and remove the hydrate layer to save the flow capacity.

Keywords

leakage of casing column, packer, gas withdrawal, capillary pipeline, deep-well pump, hydrates deposition, Stefan condition, heat flow rate

References

- 1. Den'gaev A.V., Drozdov A.N.,
 Verbitskiy V.S., and others.
 Problemy nasosnoy dobychi nefti
 iz skvazhin s negermetichnymi
 ekspluatatsionnymi kolonnami v OOO
 "RN-YuGANSKNEFTEGAZ" [Problems of
 pumping extraction of oil from the wells
 with the unsealed production strings in
 RN-YUGANSKNEFTEGAZ LLC]. Territoriya
 neftegaz, 2007, issue 3,
 pp. 54–58.
- 2. Oborudovanie dlya dobychi nefti s vysokim soderzhaniem svobodnogo gaza i opyt ego ekspluatatsii [Equipment for production of oil with high content of non-associated gas and experience of the equipment maintenance]. Access mode: http://www.novomet.ru/science_files/512810572005.pdf
- 3. Afanasyev. A. *UETSN's pakerom: opyt TNK-BP* [ESCP with packer: experience of TNK-BP]. *Neftegazovaja vertikal'*, 2011, issue 11, pp. 70–73.
- 4. Yagutin R.A., Sakhan' A.V., Kostyuchenko S.A. Opyt remontno-izolyatsionnykh rabot v slozhnykh geologicheskikh usloviyakh OOO "RN-Purnetegaz" [Experience of repair and insulation works in the complicated geological

- conditions RN-Purnetegaz LLC]. *Neft'*. *Gaz.Novatsii*, 2012, issue 12, pp. 64–67.
- Spiridonov E.K. Konstruktsii zhidkostnogazostruynykh nasosov. Sostoyanie i perspektivy [Gas-jet pumps design. Condition and perspectives] Vestnik YuUrGU, 2005, issue 1, pp. 94–104.
- 6. Chursin K.V., Nikolaev O.S. Ogranichenie vodopritoka metodom ustanovki pakernykh sistem s kabel'nym vvodom. Energosberegayushchie pakernye tekhnologii [Water suppression by method of packer system installation with a cable input. Energy saving technologies] Engineering practice, 2012, issue 9.
- 7. Aminev M.Kh., Shamilov F.T., Shaydakov V.V., Shaydakov E.V., Afanasyev A.V. Opytno-promyshlennye ispytaniya pakernoy komponovki s tekhnologiey otvoda gaza [Experimental industrial testing of the packer arrangement with gas withdrawal technology]. Neft'. Gaz. Novatsii, 2011, issue 9.
- 8. Aminev M.Kh., Shamilov F.T., Shaydakov V.V., Shaydakov E.V., Afanasyev A.V. Opytno-promyshlennye ispytaniya pakernoy komponovki s tekhnologiey otvoda gaza [Experimental industrial testing of the packer arrangement with

- gas withdrawal technology]. *Neft' Rossii*, 2011, issue 9.
- 9. Kireev A.M. Pakerno-yakornoe oborudovanie i tekhnologii dlya stroitel'stva, osvoeniya, ekspluatatsii i remonta skvazhin [Packer and anchor equipment and technologies for wells construction, development, maintenance and repair]. Neft'. Gaz. Novatsii, 2012, issue 12, pp. 54–59.
- 10. Bondarev E.A., Gabysheva L.N., Kanibolotsky M.A. *Modelirovanie obrazovaniya gidratov pri dvizhenii gaza v trubakh* [Hydrates development stimulation at gas flow in the pipes] *Izv. AN USSR. Mechanics of liquid and gas*, 1982, issue 5, pp. 105–112.
- 11. Khayrullin M.Kh., Shamsiev M.N.,
 Morozov P.E., Tulupov L.A. Modelirovanie
 gidratoobrazovaniya v stvole
 vertikal'noy gazovoy skvazhiny [Hydrates
 development stimulation in the gas
 vertical well]. Vychisl.tekhnologii, 2008,
 Vol. 13, issue 5, pp. 88–94.
- 12. Argunova K.K., Bondarev E.A., Rozhin I.I.

 Matematicheskie modeli obrazovaniya
 gidratov v gazovykh skvazhinakh
 [Mathematical models of hydrates
 development in the gas wells]. Kriosfera
 Zemli, 2011, Vol. XV, issue 2, pp. 65–69.

Основные принципы эффективного применения промышленных нанотехнологий при добыче аквальных газогидратов

A.E. Воробьев заведующий кафедрой¹ fogel al@mail.ru

¹кафедра Нефтепромысловой геологии, горного и нефтегазового дела РУДН, Москва, Россия

В данной статье рассмотрены различные механизмы образования газовых гидратов и соответствующие им промышленные технологии получения из них метана. Представлены разнообразные типы наночастиц, посредством которых целесообразно вести разработку газогидратных залежей.

Материалы и методы

Аналитические методы.

Ключевые слова

газогидраты, механизм образования, принципы разрушения, нанотехнологии, наночастицы

Выбор основных инвестиционных наноприоритетов в большинстве развитых странах мира обусловлен, прежде всего, получением наибольшей финансовой отдачи. В Российской Федерации одним из важных приоритетов наноиндустрии является сфера недропользования, в которой, с учетом существенного вклада в ВВП РФ, особое значение имеет нефтегазовая отрасль.

Необходимо отметить, что освоение (разработка) выявленных к настоящему времени значительных объемов природных газогидратов (прежде всего — аквальных залежей), содержащих около 15000*10¹² м³ СН₄, сдерживается их довольно не устойчивым состоянием, обуславливающим возможное быстротечное (взрывное) разрушение их массивов, что существенно осложняет и даже препятствует применению промышленных технологий их разработки [3].

При этом, традиционно эффективность возможной промышленной добычи аквальных газогидратов, как правило, определяется только давлением, температурой, солевым (ионным) составом морских (океанических) вод, параметрами придонных течений, наличием и характеристиками различных дисперсных частиц, характеристиками и свойствами включенных газов и некоторыми другими факторами обычной размерности [4].

Хотя основным структурным элементом газовых гидратов являются элементы, обладающие наноразмерностью — кристаллические ячейки, состоящие из молекул воды, внутри которых и размещены молекулы газа [5]. При этом структура гидратов подобна структуре льда, но отличается от последней тем, что молекулы газа расположены внутри кристаллических решеток (рис. 1), а не между ними.

Способностью образовывать газовые гидраты обладают все гидрофобные газы и легколетучие органические жидкости (Ar, N₂, O₂, CH₄, C₂H₄, C₂H₆, C₃H₆, C₃H₈, изо-C₄H₁₀, H₂S, Cl₂, галогенопроизводные углеводородов C₁–C₄ и т.д.), а также некоторые гидрофильные соединения (CO₂, C₃H₆O (ацетон) и SO₂) [5,9].

К настоящему времени разработаны 2 принципиально разных механизма, по своему объясняющие образование газовых гидратов [13]:

- механическое вхождение молекулы СН₄ в полость кристалла воды;
- донорно-акцепторное образование газовых гидратов.

Каждый из этих механизмов образования газогидратов предполагает принципиально разные технологии их освоения:

- механистический базирующийся на основе повышения температуры и снижения давления, а также с использованием различных ингибиторов:
- донорно-акцепторный (дипольный) соответствующие ему наноразмерные технологии.

Так, согласно механистическому подходу образования газовых гидратов к практическому использованию в настоящее время предлагается 3 основных способа добычи газа из аквальных гидратосодержащих залежей (рис. 2):

- депрессионный (предусматривающий понижение давления ниже равновесного давления);
- тепловой (обусловленный нагревом гидратов выше равновесной температуры);
- химический;
- комбинации методов.

Что касается разработки промышленных технологий освоения газогидратных залежей по донорно-акцепторному механизму, то в этом случае для разрушения газогидратной ячейки более приемлемым является использование различных наночастиц.

В частности, к настоящему времени были получены следующие новые наночастицы и наноматериалы [12]:

- неионные коллоидные растворы наночастиц металлов;
- анионоподобные высококоординационные аквахелаты нанометаллов;

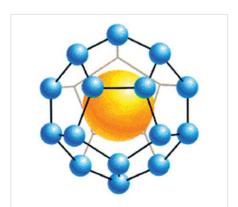


Рис. 1 — Упаковка метана в газогидратах

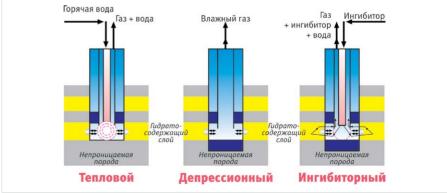


Рис. 2 — Основные известные методы добычи газа из газовых гидратов [1]

- гидратированные наночастицы биогенных металлов:
- гидратированные и карботированные наночастицы биогенных металлов;
- электрически заряженные коллоидные наночастицы металлов;
- электрически нейтральные и электрически заряженные металлические наночастицы в аморфном состоянии;
- структурированные агломераты наночастиц;
- наногальванические элементы:
- энергоаккумулирующие металлические наноматериалы.

Кроме этого, необходимо отметить, что к настоящему времени промышленным методом уже созданы мелкодисперсные водные коллоидные растворы фуллеренов C_{60} и C_{70} , содержащие частицы с размерами менее 0,22 мкм 2200 Å [15]. К тому же эти растворы довольно стабильны в течение 3-х месяцев [2].

В работе [14] показано, что коллоидные растворы фуллеренов являются типичными гидрофобными гидрозолями, в которых частицы имеют поверхностный отрицательный заряд. Сами частицы имеют, преимущественно, сферическую форму [2].

В этой же работе сообщалось, что получены коллоидные растворы с концентрацией фуллеренов C_{60} вплоть до $2*10^{-3}$ моль/дм³, которые являются стабильными в течение 12-18 месяцев. Причем эти растворы коагулируют при добавлении к ним электролитов [2].

В настоящее время синтезирован еще один водный молекулярно-коллоидный раствор (CNFWS), по меньшей мере, одного гидратированного фуллерена [17].

Минимальный размер кластерных частиц в таких растворах составляет 34 Å, а сами частицы представляют собой агрегаты, состоящие из 13 молекул фуллерена C_{60} , причем каждая из них окружена 20-24 молекулами H O [16].

В целом, фуллерены представляют собой шарообразные сетчатые полые молекулы, в которых число атомов углерода (N) может быть различным, начиная с 60 с диаметром ~10 Å). Наиболее распространенным, изученным и типичным представителем фуллеренов является C_{60} [2].

Известны молекулы фуллеренов C_N , содержащие 70, 76, 82, 84 и до 240 атомов углерода. Очевидно, что чем большее число атомов углерода содержится в молекуле фуллерена, тем больше по размеру является и сама молекула [2].

При этом с увеличением N фуллерены становятся менее доступными и более

редкими, однако основные физико-химические свойства у них достаточно близки, в результате в водных растворах они ведут себя одинаково, и закономерности формирования коллоидных растворов фуллеренов, независимо от N, также одинаковы.

Символ @ в их формуле означает, что сферическая молекула фуллерена СN окружена сферической сеткой, состоящей из адсорбированных молекул воды, связанных между собой водородными связями [2].

Необходимо также отметить, что количество молекул воды (m+n), адсорбированных на поверхности каждой молекулы фуллерена C_{60} , равно или больше 20 [16].

Нами было установлено, что для последовательного (не взрывного) промышленного разрушения клатратных соединений — газогидратов (с целью эффективного извлечения содержащегося там метана) целесообразно подавать к ним наночастицы в составе неактивных гидродинамических струй в количестве, соответствующему запланированному количеству разрушаемых ячеек (клатратов) газогидратов.

В этом случае довольно значимым аспектом является создание необходимых условий для повторного использования этих наночастиц: путем их механического сбора (всасыванием, центрифунгированием и т.п.), либо сбора на основе их магнитных свойств или вследствие наличия у них электрического заряда и т.д.

В соответствии с этой идеологией первоначально предполагалось подавать и использовать для этого наночастицы практически любой формы. Первоначально главным являлась их соразмерность с разрушаемыми ячейками клатратов — газовых гидратов.

В дальнейшем была установлена явно выраженная зависимость эффективности разрушения газогидратов от формы наночастиц: в частности, от наличия у наночастиц различных шипов (рис. 3). При перемещении сферической частицы, обладающей шипами, вдоль поверхности ячейки (клатрата) газогидратов происходит периодическое поднятие и опускание острия шипа, что приводит к разрушению кристаллической ячейки и высвобождению молекулы метана.

Для эффективного обеспечения процесса разрушения ячейки клатрата, с включенной в нее молекулой метана важным также представляются оптимальные параметры (их длина, расстояние между ними и др.) шипов (рис. 4).

Наноструктуры, которые выглядят как морские ежи (рис. 5), довольно легко формируются электрохимическим методом [6]. Основным материалом для их строительства является полистирол. Микросфера полистирола составляет основу, на которой полупроводниковый оксид цинка посредством нанопроводов образует трехмерную поверхность. В результате получаются полые, сферической формы структуры, с торчащими во все стороны шипами, которые выглядят почти так же, как морские ежи.

В ходе проведенных нами исследований было установлено несколько довольно существенных аспектов.

Во-первых, полученная в составе гидродинамической струи потенциальная энергия рабочего инструмента — наночастицы — обеспечивает перемещение по поверхности газогидратов на весьма короткое расстояние. И, следовательно, осуществляет разрушение довольно небольшого количества ячеек — клатратов.

Но для разрушения ячеек газогидратов наночастицами может быть использована не только энергия гидродинамического потока. В настоящее время существуют различные подходы к созданию самоходных микро- и наноразмерных актюаторов.

Например, в качестве наномоторов могут использоваться специально сконструированные органические молекулы, имеющие спиральную структуру [11]. В работе голландских ученых такие органические молекулы имели правовинтовую структуру.

Как и в обычных моторах, в них имеется ротор и статор, роль которых играют различные фрагменты молекул, а функцию оси вращения выполняет двойная связь С=С [11]. Эти молекулярные наномоторы и облучали ультрафиолетом (длина волны 365 нм). Под действием облучения спиральность молекулы изменялась с правосторонней на левостороннюю, и мотор приводился в действие.

А во-вторых, гидродинамический поток (в составе которого перемещается рабочий инструмент — наночастица) не обладает должной (необходимой) функцией управления.

Для повышения точности и надежности управления необходима разработка и использование других методов, основанных на более чувствительных физических явлениях.

Так, была предложена модель асинхронного электродинамического наномотора, который производит вращающий момент благодаря вращающемуся электромагнитному полю [10].

Такое взаимодействие «вращающееся поле — электрический диполь (ротор)», стабилизирует положение ротора [10].



Рис. 3 — Вариант шипа наночастицы



Рис. 4— Схема для расчета параметров шипов наноежа



Рис. 5 — Наноеж

Электрическое поле генерируется благодаря прямоугольным импульсам, посылаемым на статор, что дает возможность прямого компьютерного управления наномотором. Также возможно прецизионное управление частотой вращения ротора.

Такой мотор состоит из ротора длиной 1 мкм и диаметром 100 нм [10]. При этом подобный наномотор развивает момент усилия в 10^{-15} H/м.

Однако для последующей эффективной разработки залежей газогидратов имеет важное значение и механизм их возникновения и формирования (уже не как отдельной частицы-клатрата, а как залежи в целом).

Так, в целом механизм формирования газогидратных залежей определяется многими — зачастую стохастическими факторами [8]: интенсивностью генерации и особенностями миграции углеводородов, составом газа, степенью газонасыщенности и минерализации вод, литологической характеристикой разреза, структурой пористой среды, термодинамическим режимом разреза вмещающих пород, геотермическим градиентом в зоне гидратообразования и в подстилающих породах, фазовым состоянием гидратообразователей и др.

Знание кинетики и морфологии образования залежей газогидратов будет способствовать разработке более эффективных технологий их освоения, что обусловлено различным их строением.

Очевидно, что различные виды газогидратных залежей (порфировидные, массивные, грануловидные, жилы, прожилки и т.д.), а также их перемешивание при формировании с илом и илистыми частицами будет предопределять возможные количественные параметры и основные режимы промышленных технологий их разработки.

Итоги

Результаты выполненных экспериментов показывают, что наиболее эффективно осуществлять освоение газогидратных залежей посредством нанотехнологий.

Выводы

Различные виды газогидратных залежей (порфировидные, массивные, грануловидные, жилы, прожилки и т.д.), а также их перемешивание при формировании с илом и илистыми частицами будет предопределять возможные количественные параметры и основные режимы промышленных технологий их разработки.

Список используемой литературы:

- Басниев К.С., Кульчицкий В.В., Щебетов А.В., Нифантов А.В. Способы разработки газогидратных месторождений // Газовая промышленность. 2006. № 7.
- 2. Патент RU 2213692. Водный молекулярно-коллоидный раствор, по меньшей мере, одного гидратированного фуллерена.
- 3. Воробьев А.Е., Малюков В.П. Наноявления и нанотехнологии при разработке нефтяных и газовых месторождений. М.: РУДН, 2009. 106 с.
- 4. Воробьев А.Е., Молдабаева Г.Ж., Орынгожин Е.С., Чекушина Е.В. Аквальные залежи газогидратов: ресурсы и инновационные технологии освоения. Алматы: КазНТУ, 2013. 403 с.
- 5. Дядин Ю.А., Гущин А.Л. Газовые гидраты

- // Соросовский образовательный журнал. 1998. № 3. С. 55–64.
- Ежи и наноструктуры. Режим доступа: http://youege.com/vysokie-texnologii/ ezhi-i-nanostruktury (дата обращения 19.02.2015).
- 7. Клеркс Ж., Земская Т.И., Матвеева Т.В. и др. Гидраты метана в поверхностном слое глубоководных осадков озера Байкал. Доклад РАН, 2003. Т. 393. №6. С. 822–826.
- Макогон Ю.Ф. Природные газовые гидраты: распространение, модели формирования, ресурсы // Российский химический журнал. 2003. Т. 47. № 3. С. 70–79.
- 9. Сергеев Г.Б. Нанохимия. МГУ, 2009.
- 10. Свидиненко Ю. Систематический обзор существующих проектов наноактюаторов. Режим доступа: http://www.microbot.ru/modules/ Static_Docs/data/2_Nanotechnology/2_ Basic_Technologies/_Actuators/031202_ svidinenko_nanoactuator_rewiev/index. htm (дата обращения 19.02.2015)
- 11. Ученые продемонстрировали принцип работы молекулярных наномоторов. Режим доступа: http://persona. rin.ru/news/63902/f/uchenye-prodemonstrirovali-princip-raboty-molekuljarnyh-nanomotorov (дата обращения 19.02.2015)
- 12. Фостер Л. Нанотехнологии. Наука, инновации и возможности. УРСС, 2008.
- 13. Хавкин А.Я. Наноявления и нанотехнологии в добыче нефти и газа. Под ред. Член-корр. РАН Г.К. Сафаралиева. М.-Ижевск: ИИКИ, 2010. 692 с.

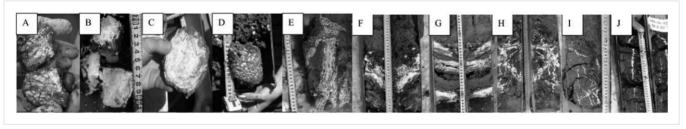


Рис. 6— Различные виды газовых гидратов (белое) озера Байкал [7]: А— порфировидные; В, С— массивные; D— скопления гранул; Е— гранулы и вертикальные слои-жилы; F— слои и гидрат в виде цемента между ними (серый осадок между белыми слоями); G— слои; Н, I, J— жилы и прожилки различного залегания

ENGLISH OIL PRODUCTION

Basic principles for effective use of industrial nanotechnology during aquatic gas hydrates production

UDC 622.276

Author

Aleksandr E. Vorob'ev — head of department¹; fogel_al@mail.ru

¹Department of petroleum geology, mining and oil and gas business of Peoples' Friendship University of Russia, Moscow, Russian Federation

Abstract

The article describes the various process of gas hydrates generation and corresponding to it industrial methane production technology of these. Presents a variety of types of nanoparticles which make effectually the development of gas hydrate deposits.

Materials and methods

Analytical methods.

Results

The results of the experiments show that the most effective implementation of the gas hydrate deposits development is nanotechnology.

Conclusions

Different types of gas hydrate deposits (porphyritic, massive, pellets, dykes, veinlets, etc.), as well as their mixing

with the formation of sludge and silt particles will determine the possible quantitative parameters and the basic modes of industrial technologies in their development.

Keywords

gas hydrates, the formation mechanism, the principles of fracture, nanotechnology, nanoparticles

References

- Basniev K.S., Kul'chitskiy V.V., Shchebetov A.V., Nifantov A.V. Sposoby razrabotki gazogidratnykh mestorozhdeniy [Ways to develop gas hydrate deposits]. Gas industry, 2006, issue 7.
- 2. Patent RU 2213692. Vodnyy
 molekulyarno-kolloidnyy rastvor,
 po men'shey mere, odnogo
 gidratirovannogo fullerene [Water
 molecular colloidal solution of at least
 one hydrated fullerene].
- 3. Vorob'ev A.E., Malyukov V.P.

 Nanoyavleniya i nanotekhnologii pri
 razrabotke neftyanykh i gazovykh
 mestorozhdeniy [Nanophenomena and
 nanotechnology in the development
 of oil and gas fields]. Moscow: PFUR,
 2009, 106 p.
- Vorob'ev A.E., Moldabaeva G.Zh., Oryngozhin E.S., Chekushina E.V. Akval'nye zalezhi gazogidratov: resursy i innovatsionnye tekhnologii osvoeniya [Aquatic deposits of gas hydrates: resources and innovative technology development]. Almaty: KazNTU, 2013, 403 p.
- 5. Dyadin Yu.A., Gushchin A.L. *Gazovye* gidraty [Gas hydrates]. Soros Educational Journal, 1998, issue 3, pp. 55-64.
- Ezhi i nanostruktury [Hedgehogs and nanostructures]. Available at: http:// youege.com/vysokie-texnologii/ezhi-inanostruktury (accessed 19 February 2015).

- 7. Klerks Zh., Zemskaya T.I., Matveeva T.V. other. Gidraty metana v poverkhnostnom sloe glubokovodnykh osadkov ozera Baykal [Methane hydrates in the surface layer of the deep-sea sediments of Lake Baikal]. Report of the Russian Academy of Sciences, 2003, vol. 393, issue 6, pp. 822–826
- 8. Makogon Yu.F. Prirodnye gazovye gidraty: rasprostranenie, modeli formirovaniya, resursy [Natural gas hydrates: distribution, pattern formation, resources]. Russian Chemical Journal, 2003, vol. 47, issue 3, pp. 70–79.
- 9. Sergeev G.B. *Nanokhimiya* [Nanochemistry]. MSU, 2009.
- 10. Svidinenko Yu. Sistematicheskiy obzor sushchestvuyushchikh proektov nanoaktyuatorov [A systematic review of existing projects of nanoactuators]. Available at: http://www.microbot.ru/modules/Static_Docs/data/2_Nanotechnology/2_Basic_Technologies/_Actuators/031202_svidinenko_nanoactuator_rewiev/index.htm (accessed 19 February 2015).
- 11. Uchenye prodemonstrirovali printsip raboty molekulyarnykh nanomotorov [Scientists have demonstrated the principle of the molecular nanomotors]. Available at: http://persona.rin.ru/news/63902/f/uchenye-prodemonstrirovali-princip-raboty-

- molekuljarnyh-nanomotorov (accessed 19 February 2015).
- 12. Foster L. Nanotekhnologii.

 Nauka, innovatsii i vozmozhnosti
 [Nanotechnology. Science, innovation and opportunity]. URSS, 2008.
- 13. Khavkin A.Ya. *Nanoyavleniya i*nanotekhnologii v dobyche nefti i gaza
 [Nanophenomena and nanotechnology
 in the production of oil and gas] ed.
 by corresponding member of RAS
 Safaralieva G.K. Moscow-Izhevsk: IIKI,
 2010, 692 p.
- 14. Andrievsky G.V. et al. Colloidal
 Dispersions of Fullerene C60 in Water:
 Some Properties and Regularities
 of Coagulation by Electrolytes, The
 Electrochem. Soc. Interface, 195-th
 Meeting. Seattle, 1999.
- 15. Andrievsky G.V. et al. On the Production of an Aqueous Colloidal Solution of Fullerenes, J. Chem. Soc., Chem. Commun., 1995, pp. 1281–1282.
- 16. Andrievsky G.V. et al. FWS Molecularcolloid systems of hydrated fullerenes and their fractal clusters in water solutions. The Electrochemical Society Interface (195-th Meeting, May 2–6, 1999, Seattle, Washington) Spring 1999, Abs# 710.
- 17. Andrievsky G.V., Klochkov V.K., Karyakina E.L., Mchedlov-Petrossyan N.O. Studies of aqueous colloidal solutions of fullerene C60 BY electron microscopy. Chem. Phys. Lett, 1999, issue 300, pp. 392–396.



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

ЗАВОД «КРАСНОЕ ЗНАМЯ»



390043, Россия, г. Рязань, пр. Шабулина, 2 а +7 (4912) 938-517. post@kz.ryazan.ru

СИГНАЛИЗАТОРЫ УРОВНЯ ЖИДКОСТИ ПОПЛАВКОВЫЕ «СУЖ-П-И»

(исполнение взрывозащищенное)

Предназначен для сигнализации одного, двух или трёх предельных уровней нефти и нефтепродуктов, а также других технических жидкостей, включая воду, в резервуарах и технологических аппаратах. Сигнализатор обеспечивает предотвращение перетока жидких продуктов, фиксацию предельных уровней, снижение ущерба от аварий и повышение безопасности. Область применения сигнализатора — нефтебазы, технологические аппараты и резервуарные парки нефтеперерабатывающих заводов и производств. Принцип действия — срабатывание контактного устройства (геркона) при достижении чувствительным элементом (поплавком) заданного (контролируемого) уровня продукта. Сигнализатор СУЖ-П-И состоит из модуля преобразователя и преобразователей первичных.

Модуль преобразователя вторичного предназначения для формирования искробезопасного напряжения и коммутации исполнительных устройств, имеет маркировку «[Exia]IIB» и устанавливается вне взрывоопасных зон помещений и наружных установок.

Преобразователи первичные предназначены для сигнализации предельных уровней нефти и нефтепродуктов, имеют два вида конструктивного исполнения: вертикальное и горизонтальное. Преобразователи первичные верти-

ное. Преобразователи первичные вертикального исполнения разделяются на разборные и не разборные, и служат для сигнализации одной, двух или трёх точек контроля. Преобразователи первичные имеют маркировку взрывозащиты «0ExialIBT5» и могут устанавливаться во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок.



32 добыча удк 622.276

Опытно-промышленные работы по ликвидации заколонных перетоков полимерным составом «MPS REIS-H» на Ивинском месторождении

И.П. Новиков

заместитель генерального директора, главный геолог¹
Novikov@tatnefteprom.ru

А.С. Примаченко

заместитель генерального директора по сервисным технологиям² bgroup8@.ru

В.М. Лапшина

ведущий специалист отдела новых технологий 2 MVL@bg-inc.ru

 1 ОАО «Татнефтепром», Альметьевск, Россия 2 ООО «Бизнес-Групп», Москва, Россия

В статье изложен анализ существующих методов и технологий ремонтноизоляционных работ и даны рекомендации по проведению опытно-промышленных работ (ОПР) по ограничению водопритока новой полимерной композицией MPS REIS-H на отложениях башкирского яруса каменноугольной системы. Подробно освещена технология проведения ОПР полимерной композицией MPS REIS-H на скважинах Ивинского месторождения.

Материалы и методы

Водный раствор полимерной композиции MPS REIS-H, ацетат хрома, геофизические исследования для определения источника поступающей в скважину воды.

Ключевые слова

карбонатные коллекторы башкирского яруса, проблемы нефтедобычи высоковязких (>200сПа) нефтей, ограничение водопритока, новая полимерная композиция MPS REIS-H

Ограничение попутно добываемой воды является одной из острых проблем нефтедобычи. Преждевременное обводнение скважин, не связанное с естественной выработкой пласта, когда темпы роста обводненности не соответствуют темпам извлечения запасов нефти, приводит к снижению рентабельности эксплуатации скважин в целом.

В ОАО «Татнефтепром» основная добыча нефти Ивинского месторождения приходится на карбонатные коллекторы башкирского яруса с высоковязкими (200 сПа) нефтями.

В связи с тем, что большое количество башкирских скважин являются «транзитными» до турнейских отложений, состояние цементного камня за эксплуатационной колонной в серпуховском ярусе часто бывает некачественным (частичное или полное отсутствие). В скважинах с плохим качеством цемента возникают заколонные перетоки, происходит преждевременное обводнение скважин.

Несмотря на разнообразие применяемых составов и технологий, успешность ремонтно-изоляционных работ остается сравнительно невысокой. Существующие методы борьбы с обводнением скважин часто оказываются малоэффективными. Кроме того, низкие приемистости и малый дебит не позволяют проводить ремонт с применением тампонажных материалов на основе портландцемента. Многообразие условий, при которых обводняются скважины, обусловливает использование различных смесей и применение гибких технологических схем проведения РИР, учитывающих конкретные геолого-технические условия скважин. Такое положение обуславливает острую необходимость постоянного поиска новых изоляционных материалов и технологий их применения [2, 3, 4].

В 2014 г. на Ивинском месторождении были проведены опытно-промышленные работы по ликвидации заколонных перетоков из нижележащих пластов полимерной композицией MPS REIS-H [1], которая выпускается по техническим условиям ООО «Бизнес-Групп», сопровождается всей необходимой разрешительной документацией и может применяться в различных технологических процессах.

ПК MPS REIS-Н представляет собой смесь синтетических полимеров и стабилизаторов

и предназначена для закачки в пласт с целью повышения эффективности водоизоляционных работ при разработке нефтяных и газовых залежей [5].

Технология реализуется путем установки в призабойной зоне пласта обводненной добывающей скважины гидроблока, объемом MPS REIS-H от 10 до $200 \, \text{m}^3$, в зависимости от толщины и проницаемости пласта, наличия открытых трещин.

Методика обработки основана на закачке в пласт маловязкой композиции с последующим образованием прочного геля (рис. 1) в результате химической реакции полимера со сшивателем в пласте. В процессе полимеризации состава создается прочный водонепроницаемый барьер, устойчивый к воздействию пластовых флюидов. Структура, полученная в результате реакции гелеобразования в пласте, обладает повышенными, по сравнению с другими полимерными гелями, механическими характеристиками и абсолютно не проницаема для воды. Отличительной особенностью нового состава от аналогов является высокая термостабильность геля во времени.

В процессе приготовления ПК MPS REIS-Н быстро растворяется в водах любой минерализации без образования так называемого «рыбьего глаза», даже при пониженных температурах. Время растворения зависит от температуры и составляет от 20 мин до 2 ч.

Водный раствор композиции MPS REIS-Н обладает высокой селективностью фильтрации в пласт. Время гелеобразования и упрочнения структуры подбирается для конкретной температуры.

ПК MPS REIS-Н обладает высокой фильтрационной способностью с образованием прочного непроницаемого гидроблока. Высокая стабильность геля во времени объясняется незначительно низким отслоением воды в процессе «старения» и его высокими адгезионными свойствами. Новая полимерная композиция легко растворима и совместима с водами разной минерализации, что обуславливает высокую технологичность.

Перед проведением ОПР на месторождении, в лабораторных условиях были подобраны концентрация и соотношение полимера и сшивателя для скважин, эксплуатирующих башкирские отложения;

NºNº KB	Тип коллектора	Н перф., м	Кп,%	Кн/н, %	К пр, 10 ⁻³ мкм ²	Пластовая температура, °С	Давление насыщения, МПа	Газовый фактор, м³/т	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с
3999	карбонатный	6	12,5	75	40	23	1,1	2,2	208,3
5030	карбонатный	3,5	11,4	75,6	41,7	24	1,4	4,9	211,1
5011	карбонатный	4	11,7	72,4	48,3	23	1,8	8,2	203,4

Таб. 1 — Коллекторские свойства пласта

основными исходными параметрами при этом были температура пласта и вязкостные свойства нефти.

Для проведения ОПР на Ивинском месторождении были рекомендованы концентрации полимера $17 \mathrm{kr/m^3}$ и 6,14 кг сшивателя, в качестве которого был рекомендован ацетат хрома.

Объем полимерной композиции подбирался индивидуально для каждой скважины, с учетом имеющейся информации по состоянию прискважинной зоны:

- герметичности цементного кольца;
- источника обводнения продукции скважины (высокопроницаемого пропластка коллектора или «чужого» пласта), его проницаемостно-емкостных характеристик проницаемости и пористости для порового коллектора, ширины раскрытия и проводимости трещин для трещиноватого и т.п.

Способ закачки (через весь интервал или через спецотверстия) выбирается в зависимости от коллекторских свойств пласта (горизонта), свойств водоносной и нефтеносной части. Однако наиболее эффективен направленный способ закачки, так как он предотвращает попадание тампонирующего состава в нефтенасыщенную зону пласта, сохраняя его первоначальные коллекторские свойства и параметры.

На Ивинском месторождении, для проведения опытно-промышленных водоизоляционных работ, были выбраны три скважины,



Puc. 1 — Полимерный гель MPS REIS-H

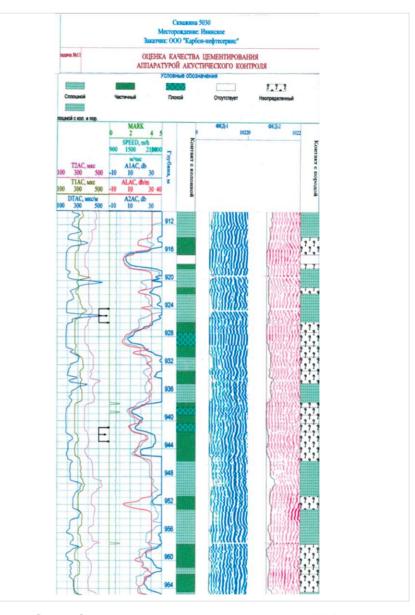


Рис. 2- Оценка качества цементирования на скважине 5030

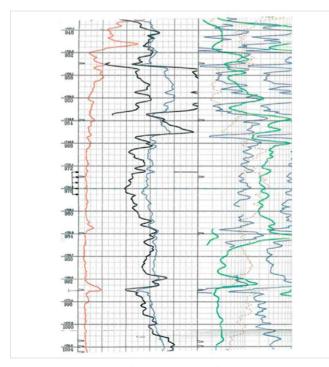


Рис. 3 — Радиоактивный, индукционный, боковой каротаж скв. №5011

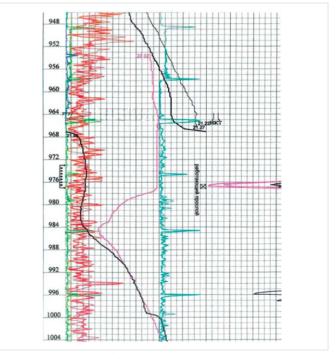


Рис. 4 — Исследование ДГД, СТД, термометрии по скв. №5011

с быстрым ростом обводненности. Изоляционные работы осуществляли по перфорационным отверстиям согласно типовой схеме, предусматривающей подготовку скважины к обработке, приготовление полимерного состава, закачку его в пласт, докрепление цементным раствором, выдержка скважины на ОЗЦ и полное гелеобразование полимера. Перед выполнением РИР проводили геофизические исследования для определения источника поступающей в скважину воды

(рис. 2, 3, 4). На основании полученных геофизических данных принимали решение об использовании той или иной технологической схемы, учитывающей особенности конкретной скважины.

Водоизоляционные работы с применением ПК MPS REIS-Н в ОАО «Татнефтепром» на Ивинском месторождении осуществляли на скважинах № 3999, 5011 и 5030 по башкирскому ярусу. Коллекторские свойства пласта отражены в таб. 1 (толщина

перфорированной части пласта — Н перф., пористость — К п, нефтенасыщенность — Кн/н, проницаемость — К пр. и др.).

Итоги

Использование ПК MPS REIS-Н позволило увеличить дебиты нефти в 8 раз и снизить обводненность на 20–28%. Экономический эффект составил 4048 тыс. руб. на одну скважину.

Выводы

Анализ проведенных работ позволяет сделать вывод о том, что технология изоляции вод с применением новой полимерной композиции MPS REIS-H обладает высоким научно-техническим уровнем из числа ранее испытанных и рекомендуемых к применению на месторождениях ОАО «Татнефтепром».

Список используемой литературы

- 1. Годовой геологический отчет ОАО «Татнефтепром». 2014. 14 с.
- 2. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы. М.: Недра, 1999. 424 с.
- 3. Булатов А. И Тампонажные материалы и технология цементирования скважин. М.: Недра, 1991. 336с.
- Маляренко А.В., Земцов Ю.В. Методы селективной изоляции водопритоков в нефтяных скважинах и перспективы их применения на месторождениях Западной Сибири // Нефтепромысловое дело. 1987. №1.
- 5. A.C. № 1102895. МКИ Е 21 В 33/138. Состав для изоляции пластовых вод в скважину.

№ п/п		1	2	3	
№№ скв.		5011	5030	3999	
Горизонт		башкирский	башкирский	башкирский	
Дата проведения	я ГТМ	15.02.2014	01.03.2014	04.06.2014	
Показатели	Q жид. м³/сут	11,2	7,3	10,0	
работы до ГТМ	Qн. т/сут	0,1	0,1	0,2	
	% обвод	99	98	98	
	Ндин	220	277	81	
Показатели	Q жид. м³/сут	7,2	6,5	6,7	
работы после ГТМ	Qн. т/сут	1,0	1,8	1,4	
TIM	% обвод	85	71	78	
	Ндин	378	700	610	
Прирост нефти,	т/сут	1,3	1,1	0,9	
Доп.добыча неф на 01.03.2015г.,		456	384	205	
Срок окупаемос	ти, мес.	5	5	7	
Индекс доходно	сти	2,11	2,07	1,80	
Освоение инвестыс.руб без НДС	• •	1637	1281	1532	

Таб. 2 — Результаты изоляционных работ

ENGLISH

OIL PRODUCTION

UDC 622.276

Experimental works by polymeric composition "MPS REIS-H" to behind casing leaks response at Ivinsky field

Authors:

Igor P. Novikov — deputy deneral director, chief geologist¹; Novikov@tatnefteprom.ru

Alexander S. Primachenko — deputy general director for technology service²; bgroup8@.ru

Marina V. Lapshina — leading specialist of new technologies²; MVL@bg-inc.ru

- ¹"Tatnefteprom" JSC, Almetyevsk, Russian Federation
- ²"Business Group" Ltd, Moscow, Russian Federation

Abstract

In article presented the analysis of the existing methods and technologies of remedial cementing and recommendations about carrying out of experimental works (EW) on water production restraining with new polymeric composition MPS REIS-H on deposits of carboniferous system Bashkir circle.

The technology of EW carrying out with MPS REIS-H on wells of the Ivinsky field is considered in detail.

References

- 1. Annual geological report of JSC "Tatnefteprom." 2014, 14 p.
- 2. Bulatov A.I., Makarenko P.P., Proselkov Yu.M. Burovye promyvochnye i tamponazhnye rastvory [Drill sludge and backfill fluids]. Moscow: Nedra, 1999, 424 p.
- 3. Bulatov A. I Tamponazhnye materialy i

Materials and methods

Water solution of polymeric composition of MPS REIS-H, chrome acetate, geophysical surveys for definition of a source of the water coming to a well.

Results

Use of the MPS REIS-H allowed to increase oil outputs by 8 times and to reduce water content by 20–28%. Economic effect made 4048 thousand rubles per well.

- tekhnologiya tsementirovaniya skvazhin [Cement materials and well cementing technology]. Moscow: Nedra, 1991, 336 p.
- 4. Malyarenko A.V., Zemtsov Yu.V. Metody selektivnoy izolyatsii vodopritokov v neftyanykh skvazhinakh i perspektivy ikh primeneniya na mestorozhdeniyakh Zapadnoy Sibiri [Selective isolation

Conclusions

Analysis of this work allows us to conclude that the insulation technology of water using the new polymeric composition MPS REIS-H has a high scientific and technical level as against the previously tested and recommended composition for use at Tatnefteprom fields.

Keywords

carbonate reservoirs Bashkir-tier, the problem of high viscosity oil production (> 200sPa), water production restraining, new polymeric composition MPS REIS-H

- methods of water influxes in oil wells and prospects of their application in the fields of Western Siberia]. *Neftepromyslovoe delo*, 1987. issue 1.
- A.S. № 1102895. 21 MKI E 33/138. Sostav dlya izolyatsii plastovykh vod v skvazhinu [Composition for the isolation of reservoir water into the well].



«НЕФТЕМАШ» -САПКОН

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

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

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

> комплектующие для нефтегазовых сепараторов и установок электрообессолевания нефти;

> > технологическое оборудование для сварочных участков и мукомольных производств;

> > > нестандартное оборудование на заказ.

Отдел испытаний и сервисного обслуживания осуществляет:

• проверка дыхательных и предохранительных клапанов резервуаров на пропускную способность, давление и вакуум срабатывания. А также их капиальный ремонт (восстановление рабочих раметров);

• проверка огнепреградителей (атмосферных и коммуникационных) на огнестойкость и пропускную способность:

• ремонт и восстановление работоспособности резервуарного оборудования.

Одна из лабораторий предприятия аттестована в системе неразрушающего контроля, выполняет услуги по неразрушающему контролю металлов и сварных соединений.

Мы владеем большим рядом разработанных нами проектов и ВЫПУСКАЕМ РЕЗЕРВУАРНОЕ, НАСОСНОЕ, СПЕЦТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, а также по вашим чертежам можем изготовить изледия.

а также по вашим чертежам можем изготовить изделия, детали, заготовки любой сложности.

АО «НЕФТЕМАШ»-САПКОН

Россия, г. Саратов, ул. Б. Казачья, 113 Тел.: +7 (8452) 26-16-59, 50-59-82 Факс: +7 (8452) 50-60-30, 524-888 E-mail: neftemash@sancon.ru











ЗАО «КАТАЙСКИЙ НАСОСНЫЙ ЗАВОД» выпускает:

- Насосы перекачивания агрессивных сред (кислот и растворов) химических технологий, нефтепродуктов и сжиженного газа в технологических процессах предприятий нефтехимической, горнодобывающей, перерабатывающей и металлургической промышленности.
- Насосы для перекачивания воды, конденсата и других жидкостей в технологии тепло- и гидроэлектростанций и атомных станций в сейсмостойком исполнении.
- ◎ Насосы для циркуляции чистой воды в системах водоснабжения.
- Насосы для дренажа канализации, откачки загрязненной воды, коммунальных и промышленных стоков, природоохранных технологий.
- ◎ Насосы для перекачивания морской воды.
- ⊚ Насосы для перекачивания пищевых продуктов.
- Насосы и самовсасывающие передвижные дизельно-насосные установки для пожаротушения, ликвидаций аварий.
- © Станции насосные для систем пожаротушения сплинкерные и насосные станции для обеспечения водоснабжением микрорайонов с жилыми домами различной этажности.

Система качества ЗАО «Катайский насосный завод» аккредитована требованием ГОСТ ISO 9001-2011

38 АРМАТУРА УДК 621.646

Определение пропускной характеристики задвижки шиберной запорно-регулирующей

И.Р. Чиняев

к.т.н., вице-президент¹ ruk mkt@mail.ru

А.В. Фоминых

д.т.н. профессор², начальник лаборатории¹ prof_fav@mail.ru

Е.А. Пошивалов

главный конструктор¹ poshivalov 79@mail.ru

С.А. Сухов

управляющий механо-сборочным производством¹ ooodok@bk.ru

¹ООО НПФ «МКТ-АСДМ», Курган, Россия ²Курганская государственная сельскохозяйственная академия им. Т.С. Мальцева, Курган, Россия

Изложены результаты расчётных и экспериментальных исследований гидравлических характеристик запорнорегулирующей задвижки. Пропускная характеристика определена по результатам замеров на БКНС-20 «С» Туймазинского ТЦППН УПСНГ ООО «Башнефть-Добыча» и в лаборатории ООО НПФ «МКТ-АСДМ».

Материалы и методы

На основе уравнения Бернулли разработана методика расчёта гидравлических характеристик задвижек шиберных запорно-регулирующих.

Ключевые слова

задвижка шиберная, расход проводимой среды, гидравлическое сопротивление, перепад давления, потери напора, ход шибера, пропускная характеристика

Вопросы исследования и установления закономерностей движения проводимой среды в шиберных задвижках и взаимодействия проводимой среды с затворным узлом с целью определения рациональных значений конструктивных параметров задвижек для повышения точности регулирования потоков проводимой среды и исключения повреждения затворного узла (шибер и два седла) во всём диапазоне хода шибера являются актуальными. Наличие гидравлических характеристик в паспорте трубопроводной арматуры повышает её конкурентную способность.

На основании анализа износа задвижек, бывших в эксплуатации, и проведённых расчётных исследований движения проводимой среды в шиберных задвижках предложена схема запорно-регулирующей задвижки, в которой пространство под шибером заполнено деталью, названной стабилизатором [1].

Определим коэффициент сопротивления задвижки [2, 3]:

$$\varsigma = (S_4/S_3)^2 \cdot \varsigma_{ex}/\epsilon^2 + (S_4/S_3)^2
\cdot (1/\epsilon - 1)^2 + (S_4/S_3 - 1)^2,$$
(1)

где $S_4 \ / \ S_3 = f(h)$, отношение площади проходного сечения задвижки к площади узкого сечения проточной части, является функцией величины подъёма шибера;

 $\zeta_{\rm ex}^{}$ — коэффициент гидравлического сопротивления входа в зазор между седлом и шибером.

Среднее значение коэффициента сжатия струи ε при несовершенном сжатии зависит от отношения площади проходного сечения задвижки к площади узкого сечения проточной части и может быть определено по формуле [4]:

$$\varepsilon = 0.57 + 0.043/(1.1 - S_3/S_1).$$
 (2)

Значения коэффициента расхода μ в зоне турбулентной автомодельности можно определить расчётным путём:

$$\mu = 1/\sqrt{1+\zeta}$$
. (3) Расход через задвижку Q , м³/с, определяется:

 $Q = \mu \cdot S_I \sqrt{2 \cdot \Delta P/\rho}$

где $\varDelta P$, Па — перепад давления на задвижке.

Пропускная характеристика задвижки Kv, м³/ч, определяется:

$$Kv = 3600 \cdot \mu \cdot S_t \sqrt{2 \cdot \Delta P/\rho}, \qquad (5)$$

где ΔP =0,1 МПа — перепад давления на задвижке; ho = 1000 кг/м³ плотность проводимой среды.

Гидравлические характеристики задвижки и как результат пропускная способность задвижки рассчитаны для 18 положений шибера. В диапазоне h от 0,10 до 0,20 с интервалом 0,01, в диапазоне h от 0,20 до 1,0 с интервалом 0,1. На рис. 1 показаны положения шибера с шестого по одиннадцатое.

Расчётные значения, по формулам 1...5, параметров задвижки запорно-регулирующей МКТR-150/16 в зависимости от хода шибера, отнесённые к скорости потока в сечении с номинальным диаметром DN = 150 мм, приведены в таб. 1.

При h=0,10 проходное сечение полностью закрыто шибером. Начало дросселирования при ходе шибера h=0,11, что составляет 16 мм от крайнего нижнего положения шибера. При ходе шибера h=0,1546, или 22,5 мм, стабилизатор полностью поднят, далее шибер перемещается без стабилизатора.

Задвижка запорно-регулирующая МКТR-150/16 установлена на БКНС-20 «С» Туймазинского ТЦППН УПСНГ «Башнефть-Добыча». Сотрудники этого предприятия предоставили схему трубопровода, в котором установлена задвижка, и результаты замеров давления и расхода воды во всём диапазоне хода шибера, зафиксированные с июля по сентябрь 2014 г. Манометры установлены за 36 м до задвижки и 5 м после задвижки. В каждом из 18 положении шибера давление и расход зафиксированы от пяти до двадцати раз. Все результаты экспериментов обработаны в соответствии с ГОСТ P 55508-2013 [5].

В диапазоне хода шибера h от 0,30 до 1,0 расход Q увеличивается с 74,5 до 80,0 м 3 /ч, на 6,9%. В диапазоне хода шибера h более 0,60 показания манометров до задвижки и после равны между собой и составляют 10,2 МПа. Поэтому пропускная характеристика действительная определена до h=0,60.

Вследствие соизмеримости величин коэффициентов сопротивления задвижки и участка трубопровода, на котором установлена задвижка, между местами отбора давления, величину коэффициента сопротивления и величину пропускной способности при полном открытии рассматриваемой задвижки следует уточнить [5]. Определить относительную шероховатость участка трубопровода и определить коэффициент сопротивления системы, включающей задвижку и участок трубопровода БКНС-20 между местами отбора

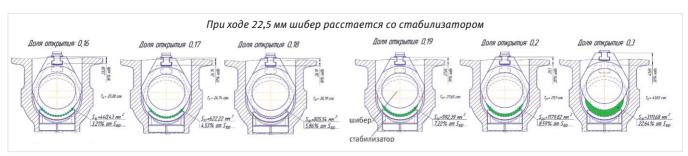


Рис. 1 — Положения шибера с шестого по одиннадцатое

давления, с точки зрения «Башнефть-Добыча», невозможно.

Число Рейнольдса определяется:

$$Re_{t} = 4 \cdot Q/(\pi \cdot v \cdot DN), \qquad (6)$$

где v — кинематическая вязкость жидкости, m^2/c ; DN — номинальный диаметр, м.

Потери давления в трубопроводе рассчитываются по формуле:

$$Pt = \lambda \cdot L \cdot \rho \cdot Q^4 / D \cdot 2 \cdot S^2, \tag{7}$$

где λ = 0,04 — коэффициент сопротивления трения; Q — экспериментальное значение расхода жидкости, \mathbf{m}^3/\mathbf{c} :

L — длина трубопровода между местами отбора давления, м;

 $D \, u \, S$ — диаметр и площадь трубы, м и м².

Пропускная характеристика рассчитывается по формуле:

$$Kv = 3.57 \cdot 10^4 \cdot Q / \sqrt{\rho / (\Delta P - Pt)}, \tag{8}$$

где $\varDelta P$ — перепад давления по показаниям манометров, Па.

В соответствии с ГОСТ Р 55508-2013 определены гидравлические характеристики задвижки запорно-регулирующей МКТR-150/16 в лаборатории ООО НПФ «МКТ-АСДМ». Оборудование лаборатории позволяет проводить исследования при давлениях до 30,0 МПа. Гидравлические характеристики задвижки определены до h=0,40.

Пропускная характеристика действительная определена по результатам замеров на БКНС-20 «С» Туймазинского ТЦППН УПСНГ ООО «Башнефть-Добыча». Результаты расчётных и экспериментальных исследований представлены на рис. 2.

При положении шибера h>0,3 результаты расчёта и экспериментов расходятся. При h=0,6 расчётное значение больше экспериментального на 32%. Это можно объяснить не достаточно точным отражением уравнениями (1)...(5) процессов в задвижке. Например, эти уравнения не учитывают изменения сечения по длине корпуса задвижки; или расчёт коэффициента сжатия струи ε по формуле (2) при несовершенном сжатии не точно отражает течение через отверстие между седлом и шибером. Использование в формуле (2) вместо значения первого слагаемого 0,57 значения 0,45:

 $\epsilon = 0.45 + 0.043/(1.1-S_3/S_1).$ (9) позволяет получить хорошую сходимость результатов расчёта с экспериментами и экстраполировать пропускную характеристику до h=1,0, рис. 3.

Положение шибера	Ход шибера h, мм	Ход относит. h/hmax	Пл. проход. сечения, 10 ⁻⁶ м ²	Коэф. сжатия струи ϵ	Коэф. сопр-я ζ	Коэф. расхода µ	Пропускная характ. rKv м³/ч
1	16,0	0,11	4,55	0,609	1.7·106	7.8·10-4	0,691
2	17,46	0,12	27,55	0.609	1.7·106	7.8.10-4	0,691
3	18,92	0,13	102,3	0.609	1.2.105	2.9·10 ⁻³	2,573
4	20,37	0,14	214,3	0.61	2.7·104	6.1.10-3	5,408
5	21,83	0,15	313,9	0.61	1.3.104	8.9.10-3	7,943
6	23,28	0,16	440,4	0.61	630	0,013	11,19
7	24,74	0,17	622,2	0.61	3100	0,018	15,89
8	26.19	0,18	805,5	0.611	3100	0,023	20,68
9	27,65	0,19	992,4	0,611	1.2.103	0,029	25,62
10	29,1	0,20	1180	0.612	845	0,034	30,63
11	43,6	0,30	3112	0.617	107	0,096	85,72
12	58,2	0,40	5047	0.623	35,5	0,166	148,2
13	72,8	0,50	6912	0.631	15,9	0,243	216,9
14	87,3	0,60	8670	0.641	8,4	0,327	291,0
15	101,9	0,70	10278	0.653	4,8	0,414	368,8
16	116.4	0,80	11691	0.668	3,0	0,502	447,1
17	130,9	0,90	12876	0,686	1,9	0,585	521,6
18	145,5	1,0	13741	0,686	1,3	0,653	582,0

Таб. 1 — Расчётные значения параметров предлагаемой задвижки

Планируется укомплектовать лабораторию ООО НПФ «МКТ-АСДМ» оснасткой и приборами, позволяющими определять гидравлические характеристики трубопроводной арматуры во всём диапазоне хода запирающего элемента.

На ООО НПФ «МКТ-АСДМ» прочностные расчёты и расчёты гидравлических характеристик трубопроводной арматуры выполняются в программном комплексе ANSYS. Пройдя отверстия между шибером и стабилизатором, струи проводимой среды движутся возленижней стенки корпуса задвижки (рис. 4а).

В районе выходного патрубка струи рассеиваются, образуя вихри. Вихри поднимаются вверх и ударяются о стенку. Часть жидкости возле верхней стенки корпуса течёт к шиберу, опускается вдоль шибера со скоростью один метр в секунду и подхватывается струями. После выходного фланца скорости по сечению потока выравниваются. На входе в зазор и на выходе из него, тёмные зоны на Рис. 46 позиции 3, зоны низкого давления, в которых возможна кавитация. Можно сделать вывод, что в этих зонах начинается процесс кавитации, но схлопывание пузырьков в серийной клиновой задвижке происходит сразу за клином, а в предлагаемой задвижке — в выходном патрубке в районе фланцев, и это особенно важно в начальной стадии открытия. В зонах кавитации скорость потока составляет 25...26 м/с.

Выполненные расчеты позволили провести следующие изменения в конструкции предлагаемой задвижки:

• отказались от замены материалов запорно-регулирующего узла, т.е. для исключения разрушений запорнорегулирующего узла планировалось использовать более прочные, более

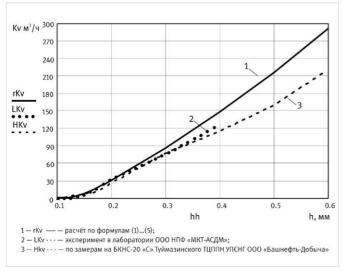


Рис. 2 — Пропускная характеристика задвижки шиберной запорно-регулирующей МКТR-150 в диапазоне до h=0,60

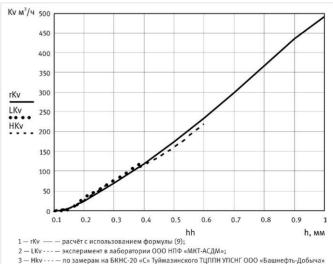
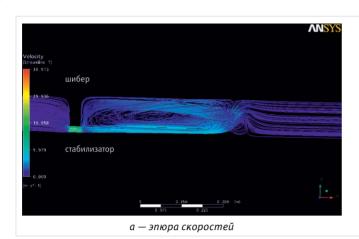


Рис. 3 — Пропускная характеристика задвижки шиберной запорно-регулирующей МКТR-150



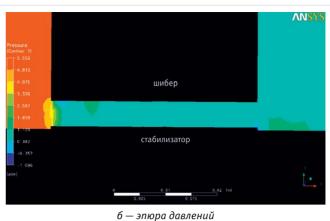


Рис. 4 — Эпюры скоростей и давлений в задвижке при ходе шибера h = 0,15

дорогие материалы и покрытия;

 увеличили толщину выходного патрубка, в месте, где происходит схлопывание пузырьков.

Итоги

Приведены методика расчёта, расчётные и экспериментальные значения гидравлических характеристик задвижки шиберной запорно-регулирующей при восемнадцати положениях шибера. Полученные характеристики задвижки могут быть включены в её паспорт.

Выводы

1. Полученные формулы могут использоваться для расчёта гидравлических характеристик задвижек шиберных запорно-регулирующих, в том числе на стадии проектирования.

- 2. Расчёты в ANSYS позволяют визуализировать движение проводимой среды в задвижке и согласуются с результатами расчётов по полученным формулам и с результатами экспериментов.
- 3. Необходимо провести дальнейшие экспериментальные исследования гидравлических и кавитационных характеристик в диапазоне до полного открытия задвижки.

Список используемой литературы

 Заславский Г.А., Рязанов В.А., Чиняев И.Р., Шанаурин А.Л. Патент на изобретение №2464470 РФ, МПК F16К 3/12 (2006/01); F16К 3/32 (2006/01). Запорнорегулирующая задвижка. Заявлено

- 29.06.2010; опубликовано 20.10.2012. Бюл.№29.
- Чиняев И.Р., Фоминых А.В., Сухов С.А. Повышение надёжности и эффективности работы шиберной запорно-регулирующей задвижки // Экспозиция Нефть Газ. 2013.
 №3. С. 80-82.
- 3. Чиняев И.Р., Фоминых А.В. Ерошкин В.С., Кавитация в шиберных задвижках // Территория нефтегаз. 2013. № 5. С. 48–49.
- 4. Башта Т.М., Руднев С.С., Некрасов Б.Б., и др. Гидравлика гидромашины и гидроприводы. М.: Машиностроение, 1982. 423 с.
- 5. ГОСТ Р 55508-2013 Арматура трубопроводная. Методика экспериментального определения гидравлических и кавитационных характеристик.

ENGLISH VALVES

The throughput ability of shutoff and control valves

UDC 621.646

Authors

Il'giz R. Chinjaev — Ph.D., vice-president¹; ruk mkt@mail.ru

 $\textbf{Aleksandr V. Fominykh} - Ph.D., professor^2, head of laboratory^1; \underline{prof_fav@mail.ru}$

Egor A. Poshicalov — chief designer1; poshivalov 79@mail.ru

Stanislav A. Sukhov — manager of mechanical assembly production¹; ooodok@bk.ru

1"MKT-ACDM" SPC, LLC, Kurgan, Russian Federation

²Kurgan Agricultural Academy of T.S. Mal'cev, Kurgan, Russian Federation

Abstract

Calculations and experimental research of hydraulic properties of shutoff and control valve are presented. The throughput ability was defined based on test value at modular cluster pump station which is facility of "Bashneft-Dobycha" and in laboratory of MKT-ACDM.

Materials and methods

Method of calculation of hydraulic properties of shutoff and control valves based on Bernoulli's equation.

Doculte

Calculation method, calculation and experimental value of hydraulic properties of shutoff and control valve on eighteen gate position are presented. Obtained properties of gate could be include in it's datasheet.

Conclusions

- Obtained formulas could be used to calculation hydraulic properties of shutoff and control valves including design stage.
- 2. Calculations in ANSYS allow to visualize

- flow motion in valve and it confirm formula's calculation results and outcome of experiment.
- It is necessary to conduct further experimental research of hydraulic and cavitation properties to full opened valve position.

Keywords

gate valve, flow resistance, differential pressure, pressure loss, a course of a gate, throughput ability

References

- 1. Zaslavskij G.A., Rjazanov V.A., Chinjaev I.R, Shanaurin A.L. Patent for invention № 2464470 of the Russian Federation, MPK F16K 3/12 (2006/01); F16K 3/32 (2006/01). Stop-control gate valve. Declared 29.06.2010, published 20.10.2012, Bul. issue 29.
- 2. Chinjaev I.R., Fominykh A.V., Sukhov S.A.

Povyshenie nadezhnosti i effektivnosti raboty shibernoy zaporno-reguliruyushchey zadvizhki [Increase of reliability and overall performance of a stop-control gate valve]. Exposition Oil Gas, 2013, issue 3, pp. 80–82.

- 3. Chinyaev I.R., Fominykh A.V. Eroshkin V.S., Kavitatsiya v shibernykh zadvizhkakh [Cavitation in gate valves]. Territoriya
- neftegaz, 2013, Issue 5, pp.48-49.
- Bashta T.M., Rudnev S.S., Nekrasov B.B., i dr. Gidravlika gidromashiny i gidroprivody [Hydraulic of hydraulic machine and hydraulic gear]. Moscow: Mashinostroenie, 1982, 423 p.
- GOST 55508-2013 Pipeline valves.
 Technique of the experimental definitions hydraulic and cavitation characteristics.

удк 621.646 **41 АРМАТУРА**

Экологический инжиниринг в отрасли арматуростроения

технический отлел 1 info@tdmarshal.ru

1000 «ТД «Маршал», Москва, Россия

В данной статье рассматриваются примеры уплотнительных материалов, не содержащих опасные соединения.

Материалы и методы

При подготовке статьи использовались требования к арматуре по ГОСТ, ТУ и зарубежным стандартам, справочники по безасбестовым уплотнительным материалам.

Ключевые слова

экологический инжиниринг, уплотнительные материалы, паронит, асбест

марка условное материала vсловный прокладки диаметр материал конструкции

Рис. 1 — Условное обозначение прокладки уплотнительной из ТРГ

Конструкция прокладки

Обозначение

Применение принципов экологического инжиниринга в качестве определяющего вектора развития российской экономики началось сравнительно недавно. Однако на фоне глобализации современного мира, интерес к этому направлению со стороны государства и производителей возрастает все больше. Развитие технологий, повышение эффективности промышленных процессов и одновременное уменьшение негативных воздействий на окружающую среду, являются ключевым задачами для компаний, стремящихся к выходу на ми-

Актуальность данного направления коснулась и производителей трубопроводной арматуры — нефтяной и газовый секторы традиционно являются определяющими для России. Компании начали уделять внимание экологичности и безопасности всех элементов арматуры, металлических частей корпуса и запорного органа, а также уплотнительных материалов. Последние применяются для герметизации фланцевых соединений арматуры и изготавливаются из паронита, фторопласта, терморасширенного графита: ПОН — паронит общего назначения, ПМБ - маслобензостойкий паронит. ПК — кислотостойкий паронит. ПА (ферронит) — паронит армированный, СНП спирально-навитые прокладки, ТРГ — прокладки из терморасширенного графита и прочее.

Примерно в 80-х годах прошлого столетия впервые в качестве уплотняющего материала был применен продукт, не содержащий опасные соединения — безасбестовый паронит. Предыдущие версии уплотнительных прокладок, как правило, всегда включали в себя асбестовые волокна, которые в настоящее время запрешены к использованию в ряде стран. Экологичные уплотнительные прокладки полностью соответствуют необходимым параметрам, изготавливаются из эластомеров и инертных наполнителей, армированные кевларовой нитью и неорганическими или минеральными волокнами. Паронитовые уплотнения обладают очевидными преимуществами: безопасны для человека и окружающей среды; снижают вероятность появления коррозии арматуры: обеспечивают необходимую герметичность в условиях широкого диапазона показателей давления, температуры и рабочих сред.

Одним из эффективных решений в арматуростроении, отвечающее принципам

ровой рынок.

изготовление уплотнительных материалов на основе терморасширенного графита. Данный вид прокладок устойчив к различным температурам, легко монтируется и обеспечивает абсолютную герметичность. Типы конструкций прокладок из термо-

экологического инжиниринга, становится

расширенного графита (ТРГ) в соответствии с РД 0154-06-2001 представлены в таб. 1.

Условное обозначение прокладки уплотнительной из ТРГ (рис. 1)содержит определенную совокупность показателей.

Следующий вид безасбестовых уплотнителей, обеспечивающий высокую герметичность и надежность, изготавливается на основе арамидных волокон, минеральных волокон и наполнителей. Они соединены вяжущим материалом на основе каучука NBR. Подобные уплотнительные материалы рассчитаны на широкий диапазон давлений и температур.

Современный арматурный рынок уже достаточно обеспечен ассортиментом экологичных прокладок, а рассмотренные уплотнения далеко не единственные из применяющихся безасбестовых материалов. Используют также фторопласт, вальцованные прокладочные материалы, композитные прокладки, стальные прокладки. В последнее время прослеживается соблюдение принципов экологического инжиниринга – расширение ассортимента с учетом сокращения негативных воздействий на окружающую среду.

Выход на мировой рынок для отечественных предприятий напрямую зависит от соблюдения местных законов, соответствий и требований. Именно поэтому становится очевидным, что применение безопасных и экологичных материалов имеет большие перспективы для развития наших промышленных и экономических рынков.

Сделаны выводы о необходимости применения принципов экологического инжиниринга в арматуростроении, рассмотрены основные безасбестовые уплотнители.

Выводы

Выход на мировой рынок для отечественных предприятий напрямую зависит от соблюдения местных законов, соответствий и требований. Именно поэтому очевидно, что применение безопасных и экологичных материалов имеет большие перспективы для развития наших промышленных и экономических рынков.

Описание типа конструкции

типа конструкции прокладки		прокладки
1	2	3
01	<u> </u>	Прокладка без защитных колец
02		Прокладка с внутренним защитным кольцом из нержавеющей стали
03		Прокладка с внутренним и внешним защитным кольцом

Примечание: Защитные кольца (обтюраторы) предназначены для предотвращения контакта материала прокладки с окислительной средой

 $\mathit{Ta6.}\ 1-\mathit{Oбозначение}\ \mathit{muna}\ \mathit{конструкции}\ \mathit{прокладки}$

Список используемой литературы

- 1. ГОСТ 9544-75 Арматура трубопроводная запорная. Нормы герметичности затворов.
- 2. Гошко А.И. Арматура трубопроводная целевого назначения. Кн. 2: Производство. Испытания. Монтаж. М.: Машиностроение, 2003.
- 3. Промышленная трубопроводная арматура. Каталог-справочник. М, 1986.
- 4. Гуревич Д. Ф. Трубопроводная арматура: справ. Пособие.

Л.: Машиностроение, 1981.

42 ТРУБЫ УДК 621.77.07

Методология повышения качества резьбовых поверхностей деталей нефтегазового оборудования

М.В. Песин

к.т.н., доцент, докторант¹ первый заместитель директора по нефтепромысловому оборудованию² m.pesin@mail.ru

Е.Д. Мокроносов

д.т.н., профессор, президент²

¹кафедра «Инновационные технологии машиностроения» ПНИПУ, Пермь, Россия ²000 «ПКНМ», Пермь, Россия

В статье представлено описание проведения стендовых испытаний на усталостную прочность.

Материалы и методы

Использованы методы математического моделирования и статистики.

Ключевые слова

резьба, деформация, обкатывание, упрочнение

При бурении скважин используют специальные трубы, соединённые в бурильную колонну. Так, например, для бурения на 3000 м требуется примерно 300 труб и, соответственно, для изготовления одной колонны труб нужно нарезать 600 резьб: наружных (ниппель) и внутренних (муфта). Традиционно для соединения изделий нефтегазового назначения используют коническую замковую резьбу по ГОСТ Р 50864-96.

В процессе эксплуатации высоконагруженного резьбового соединения бурильных труб сталкиваются со следующими трудностями:

- под действием высоких сжимающих и растягивающих напряжений, а также воздействия крутящего момента происходит разрушение профиля резьбы;
- вследствие истирания профиля резьбы происходит заклинивание соединения, что препятствует дальнейшему свинчиваниюразвинчиванию изделия;
- разрушение соединения приводит к обрыву колонны бурильных труб.

Поэтому решение задачи разработки методологии повышения качества резьбовых поверхностей деталей нефтегазового оборудования является актуальной [1].

Для бурения скважин используют следующие виды труб: бурильные трубы, утяжеленные бурильные трубы (УБТ), ведущие бурильные трубы (ВБТ), толстостенные бурильные трубы (ТБТ). Наиболее частой причиной выхода их из строя отмечается разрушение резьбового соединения «ниппель-муфта». Ликвидация же аварии требует значительных средств, поэтому проведение усталостных испытаний значительно сократит расходы на исследование существующих и внедрение новых изделий соединений [2]. В настоящее время существуют различные методы определения усталостной прочности резьбовых соединений. В данном случае рассмотрена многоцикловая усталость. При рассмотрении процесса бурения нефтегазовых скважин выявлена работа резьбового соединения в сложнонапряженном состоянии.

Для определения усталостной прочности резьбового соединения разработана методика усталостных испытаний, состоящая из поэтапных испытаний свинченного образца. Прикладывалась знакопеременная нагрузка от изгибающего момента при каждом этапе нагружения. Испытанную резьбу и её дефекты тщательно осматривали визуально, и результаты осмотра были зафиксированы с применением фотоаппарата. Результаты испытаний и визуального осмотра являются обязательными приложениями к протоколу. После проведения испытания образец снимался со стенда и резьбовое соединение развинчивалось.

Проведено исследование влияния упрочняющей обработки на усталостную прочность образцов. Так, циклическая выносливость образцов с резьбой упрочненной обкаткой роликом оказалась существенно выше циклической выносливости не упрочненных образцов и составила 3,9 раза при поэтапной схеме испытаний. Общий вид стенда показан на рис. 1.

Схема замеров циклов нагружения включала установку тензометрических датчиков в местах предполагаемых наибольших деформаций.

Таким образом, определены критерии оценки эффективности технологического процесса обработки высоконагруженных резьб бурильных труб; сделаны практические рекомендации; проведено испытание образцов на усталостную прочность.

Итоги

Проведенные стендовые испытания показали правильность ранее предложенной теории о применении обкатки для упрочнения резьбы. Так, усталостная прочность образцов упрочненных обкаткой роликом оказалась существенно выше циклической выносливости не упрочненных образцов и составила 3,9 раза при поэтапной схеме испытаний.

Выводы

Разработанная методология позволяет прогнозировать надежность высоконагруженных резьб бурильных труб.

Список используемой литературы

- Песин М.В., Мокроносов Е.Д. Повышение надежности бурильных труб на стадии проектирования путем использования математического моделирования процесса упрочнения резьбовой поверхности // Экспозиция Нефть Газ. 2013. № 2. С. 56-57.
- 2. Песин М.В. Научные основы моделирования процесса упрочнения впадины резьбы бурильных труб обкатыванием роликом // Экспозиция Нефть Газ. 2013. №5. С. 68–70.



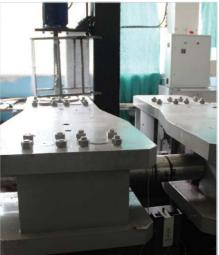


Рис. 1 — Общий вид стенда усталостных испытаний



Надёжность

Готовность к переменам



ВЫСОКОЕ КАЧЕСТВО – ГАРАНТИЯ ВАШЕГО УСПЕХА!



Прокат крупносортный

Прокат мелкосортный

Прокат толстолистовой

Балки, швеллеры

Долота шарошечные



Медный и алюминиевый прокат



OOO "MetpoMet" +7 (495) 926-52-72 info@metromet.ru | www.metromet.ru



ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЛИНИЯ ПО ДИАГНОСТИКЕ И РЕМОНТУ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ

TMC-HighTech[™]

ИДЕАЛЬНОЕ ВРЕМЯ ТАКТА

Высокая производительность линии — до 600 НКТ в сутки.

Современная автоматизированная линия диагностики и сортировки НКТ.

Быстрая переналадка при смене сортамента НКТ — не более 30 минут.

БЕЗУПРЕЧНОЕ КАЧЕСТВО РЕМОНТА

Неразрушающий контроль тела трубы с определением координат дефектов одновременной работой 16 датчиков.

Гидроиспытание в соответствии с ГОСТ 633-80 и требованиями с Заказчиком.

100% контроль прямолинейности труб высокоточными инструментами.

РАЗУМНАЯ КОМПАКТНОСТЬ

Планировочное решение, позволяющее разместить полноценное производство на небольших площадях — 18х30 м.

Организация рабочих мест, исключающая непроизводительные перемещения НКТ и ремонта персонала.

Применение широкого инструментария бережливого производства на каждом этапе технологической цепочки.

БЕРЕЖЛИВЫЙ ТЕХПРОЦЕСС

Минимизировано количество технологических отходов ремонта НКТ за счет точного определения характера и места дефекта с одновременной регулировкой длины отрезаемых участков трубы.

Оптимальное количество персонала — не более 7 человек в смену.

Закрепление навыков персонала с минимальным числом итераций (коучинг, TWI).







ВЫБЕРИ УМНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЕ УСЛУГИ ГЕНЕРАЛЬНОГО ПОДРЯДЧИКА

Шеф-монтаж оборудования:

- трубонарезных станков с числовым программным управлением;
- линии автоматизированной дефектоскопии;
- двухконтурной установки гидравлических испытаний;
- муфтодовёрточных станков;
- любого дополнительного оборудования по первому требованию Заказчика.

Возможность проектирования и монтажа линии «ПОД КЛЮЧ» в рекордно короткие сроки.

Гарантии на оборудование от производителей и дальнейшее сервисное сопровождение в течение 12 месяцев.

Ноу-хау от генерального подрядчика станут Вашими.

Индивидуальный проект под Ваши площади.

8-800-250-79-39 tmcg@tmcg.ru TMC-ΓΡУΠΠ.ΡΦ



46 КОРРОЗИЯ УДК 620.193

Опыт применения датчиков коррозии в системах коррозионного мониторинга

А.Н. Монахов

генеральный директор¹ info@korsystem.ru

А.К. Кузнецов

заместитель директора

М.А. Монахова

генеральный директор²

¹000 «Корсистем», Москва, Россия ²МИП 000 «Эко-Кемикел», Москва, Россия

В статье отражены данные по опыту эксплуатации датчиков коррозии типа ER CORROSOMETER® probes и Microcor® corrosion monitoring Probes в особо агрессивных средах. Статья предназначена для специалистов, занимающихся коррозионным мониторингом на объектах нефтедобычи и нефтепереработки.

Материалы и методы

При выполнении работ применялись стали типа 1018 ACME. Применяемые датчики коррозии относятся к датчикам, работающих на методе ER (потери металла).

Ключевые слова

коррозия, мониторинг реального времени, датчики коррозии

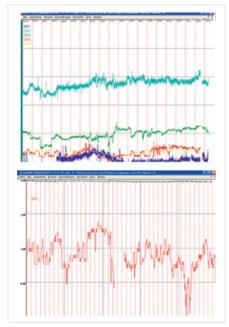


Рис. 1 — Тренды от датчиков М3500НТ по технологии Corrosometer® на ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка» в 2007 г. на установке АВТ-6

В условиях кризисных явлений, приводящих к неритмичности загрузок технологического оборудования, простоям, периодам горячей и холодной циркуляции, ремонтам, консервации оборудования на периоды простоя, создаются благоприятные условия для интенсификации коррозионных процессов на установках производств [1] предприятий нефтехимии и газопереработки. В этих условиях важное место занимают средства контроля за протеканием коррозионных процессов, проявляющихся весьма активно. В настоящее время на предприятиях РФ в основном применяют датчики коррозии типа ER и LPR. Развитие технологий контроля как в автономном режиме, так и в режиме реального времени, позволили получать данные, по которым возможна оценка коррозионного износа оборудования. В настоящей статье приводятся данные по локальному износу частей рабочих электродов, а также воздействию коррозионно-активных элементов, присутствующих в рабочих средах. При этом были взяты данные, представленные специалистами производящие вышеуказанные датчики [3], а также данные из практического опыта эксплуатации специалистов компании «Корсистем».

В то же время развитие рынка предложений по продаже средств контроля зачастую остается без технической поддержки со стороны продавцов оборудования. Как следствие, это порождает ряд вопросов о целесообразности и эффективности применения этих средств при эксплуатации на объектах нефтехимии и газопереработки.

Большой опыт применения нашими специалистами датчиков коррозии ER и ER CORROSOMETER® probes и Microcor® probes ER в особо агрессивных средах на объектах нефтепереработки и нефтедобычи позволяет сделать анализ применяемых в настоящее время средств контроля и измерения. Следует отметить, что новые технологии дают возможность вести непрерывный контроль за протеканием коррозионных процессов в режиме реального времени, что обеспечивает получение достаточно много новой информации, о которой ранее только предполагали. Полученные выводы, при этом, четко обозначили как положительные стороны, так и отрицательные.

Учитывая неоднократные обращения и просьбы к нашим специалистам по вопросам оценки снимаемых показаний с датчиков коррозии, подверженных локальным разрушениям или воздействию сероводорода, в настоящей статье приводятся данные о достоверности измерений для того, чтобы снять некоторые вопросы у специалистов, занимающихся коррозионным мониторингом

Развитие средств контроля за протеканием скорости коррозии в РФ в основном построено с учетом существующих двух основных видов коррозии — химической и электрохимической. Критерии оценки коррозионного разрушения металла по

датчикам коррозии, применяемые ныне, построены на двух процессах — потере массы на электроде датчика (метод измерения сопротивления ER) и методах измерений, основанных на анализе нелинейных искажений на границе раздела металла и среды (метод линейного сопротивления поляризации LPR).

Один из наиболее популярных методов определения скорости коррозии металлов — метод замера электрического сопротивления (ЕR) похож на гравиметрический метод. При этом измерение электрического сопротивления корродирующего образца (измерительного элемента датчика) выражается формулой:

$$R = rxL/S$$
.

где R — измеряемое электрическое сопротивление датчика ER, Ом; г — удельное сопротивление металла — постоянная величина для определенного датчика, Ом•м; L — длина измерительного элемента — постоянная величина, м; S — площадь поперечного сечения — величина, зависимая от степени коррозии, м².

В результате процесса коррозии происходит постепенное уменьшение сечения образца, а длина остается неизменной. Согласно вышеуказанной зависимости, это приводит к росту электрического сопротивления образца по мере истечения времени экспозиции. Отслеживание величины изменений электрического сопротивления во времени позволяет сделать вывод о скорости коррозии.

Метод линейного сопротивления поляризации LPR использует синусоидальную волну низкой частоты при измерении тока сопротивления коррозионного раствора, по которому возможна оценка скорости коррозии, путем гармонического анализа (явление Штерна-Гири).

По опыту применения датчиков коррозии типа ER по технологии CORRATER®, Corrosometer® и Microcor®, поставляемых в РФ, сделаны следующие выводы:

- технология CORRATER®, Corrosometer® позволяет снимать с датчиков коррозии аналоговый сигнал 4–20 мА;
- технология Microcor® цифровой сигнал.

При этом, если датчики коррозии по технологии CORRATER® и Corrosometer® применяются в РФ уже более 15 лет, то датчики по технологии Microcor®, были применены впервые специалистами нашей компании в 2007 г. при внедрении коррозионного мониторинга реального времени на НПЗ в Перми.

Согласно предоставленной информации на сайте изготовителей датчиков коррозии типа ER по технологии CORRATER®, Соггоsometer® и Microcor®, температура является одним из самых важных управляемых факторов, влияющих на скорость коррозии, особенно на нефтеперерабатывающих заводах — при химических и нефтехимических процессах. Правило гласит, что скорость коррозии при повышении температуры на 10°С увеличивается почти вдвое. Способность учитывать изменение температуры и скорость коррозии дает мощный инструмент в управлении коррозии при перегонке нефти. В то же

время существует ряд вопросов, связанных с оценкой получаемых результатов. На рис. 1 приведены тренды, полученные от датчиков М 3500 НТ по технологии Corrosometer® на ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка» в 2007 г. на установке ABT-6.

В процессе эксплуатации на электродах датчиков могут формироваться отложения, под которыми могут развиваться локальные коррозионные процессы, приводящие зачастую к завышенным данным общей скорости коррозии.

В этом случае очевидно, что снимаемые показания надо оценивать с учетом техпроцессов, которые формируют эти отложения, а также оценки химического состава рабочей среды и мониторинга данных во времени, что порой не делается.

На сайте завода-изготовителя [2] датчиков коррозии типа ER по технологии CORRATER®, Corrosometer® и Microcor® в разделе назначения датчиков коррозии этого типа отмечено, что данный тип датчиков предназначен для измерения в водных средах только общей коррозии, но при возникновении перемычки между электродами (рис. 2) показания фиксируются как максимальные и дают искажения результатов.

Аналогичная ситуация возникает при образовании сульфидной пленки, которая может привести к локальному износу электрода датчика (рис. 2), где при измерении прибором AQUAMATE получаются завышенные данные общей коррозии, а не локальной.

Специалистами по эксплуатации датчиков коррозии типа ER по технологии CORRATER®, Corrosoneter® и Microco, Inc [3] подтверждается, что проволочные и трубчатые петлевые датчики также имеют тенденцию к закорачиванию вследствие образования перемычки из сульфида железа (рис. 3), являющегося продуктом коррозии. Это явление особенно часто имеет место в потоках, протекающих с малой скоростью в течение длительного времени. Результатом образования такой перемычки является уменьшение измеряемого значения потери металла датчика и получение обманчивой величины скорости коррозии.

Как показывает практика, в наименьшей степени влиянию точечной коррозии подвержены цилиндрические датчики благодаря намного большей длине окружности измерительного элемента. Цилиндрические датчики отличаются большей сопротивляемостью к образованию перемычки из сульфида железа благодаря своей конструкции и присущему им более низкому сопротивлению на

единицу длины, что сводит эффект от перемычки к минимуму.

Большинство цилиндрических датчиков выполняется полностью сварными, чтобы избежать необходимости уплотнения металлических элементов с помощью неметаллических материалов, таких как стекло, эпоксидная смола или керамика. Датчики, рассчитанные на работу при высоких температурах, также могут быть выполнены полностью сварными. Недостатком такой конструкции является то, что элемент оказывается электрически соединенным со стенкой трубы, что, при определенных условиях, может влиять на реакцию датчика на коррозию. Кроме того, поскольку цилиндрические датчики выполнены сварными, при некоторых условиях коррозия может происходить в основном в зоне термического влияния сварного шва.

Элементы утопленных датчиков представляют собой тонкие металлические электроды, заделанные в металлический корпус датчика с помощью герметичного уплотнения из эпоксидной смолы или стекла. Таким датчикам тоже присущи некоторые характерные недостатки, среди которых наиболее важными являются недостаточное сцепление металлического элемента с эпоксидной смолой, растрескивание стеклянного уплотнения вследствие разности коэффициентов расширения и эрозия эпоксидной смолы или стекла под воздействием текущего с высокой скоростью потока, наличие в потоке абразивных материалов или и того, и другого.

Датчики коррозии ER по технологии Corrosometer® отличаются пониженной сопротивляемостью к протеканию при длительном коррозионном воздействии в рабочей среде. Через определенный установленный срок прибором СК-4 снимаются показания скорости коррозии. Оценивая достоверность показаний, было отмечено, что находясь в рабочей среде, измеряемые элементы датчика подвержены влиянию температуры и шумовым источникам, которые дают обманчивую величину скорости коррозии при изменении СК-4. Хотя в датчиках Corrosometer® предусмотрены специальные конструктивные элементы, предназначенные для уменьшения теплового сопротивления материалов, изолирующих эталонный и проверочный элементы, от воздействия технологических материалов, как видно на рис. 1. полностью не позволяют решить проблему воздействия температуры. Следует также отметить, что цилиндрические датчики, по сравнению с датчиками другого типа, отличаются лучшим реагированием на изменения температуры благодаря тому, что их эталонный и проверочный элементы расположены концентрично измерительному элементу внутри него. Стоит помнить, что скорость коррозии определяется по линейной регрессии на основе данных потери металла. При появлении так называемых шумовых сигналов (вызванных действиями температуры или еще какими-либо действиями), снимаемые показания дают обманчивые результаты в виде завышенной или заниженной скорости коррозии. Наиболее простые рекомендации в этом случае, которые дают специалисты компании-изготовителя - настройка алгоритма обработки принимаемых сигналов и обеспечение необходимой фильтрации для уменьшения шума, но не нарушающих достаточную чувствительность к проявлению коррозионной активности. Чем короче временной период, тем более точным будет расчет скорости коррозии, но, вместе с тем, больше будет и воздействие шума. Чем длиннее временной период, тем менее точным будет расчет скорости коррозии, но воздействие шума будет при этом меньше.

В некоторых случаях отсутствие понимания работы датчиков и невыполнение рекомендаций производителей продукции, могут привести к неправильной оценке скорости коррозии и получению недостоверных данных по скорости коррозии.

При введении калибровочных поправок вышеуказанные проблемы можно решить частично, ибо цикличность температур, влияние отложений и образование сульфидной пленки могут дать недостоверную информацию. В тех случаях, когда решается задача проведения мониторинга с определением только средней величины скорости коррозии за определенный период, применение датчика коррозии и образца свидетеля вполне обоснованно, так как они имеют практически одинаковую физическую сущность коррозионного износа рабочих элементов и вполне сопоставимы, но только для общей коррозии. В зонах контроля, где присутствуют КВЧ, АСПО или другие коррозионно-активные элементы, приводящие к локальному разрушению электрода датчика, применение датчиков типа ER Corrosometer® может привести к обманчивым результатам. В этом случае необходимо учитывать физико-химическую природу процесса потери металла электрода датчика и правильного толкования получаемых данных.

С момента появления датчиков коррозии ER по технологии Microcor и подобных ей, появилась возможность существенно повысить время реакции по определению динамики коррозионных процессов по сравнению с

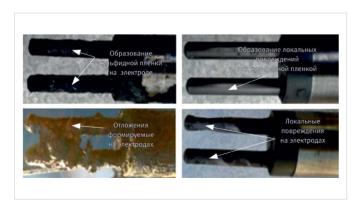


Рис. 2— Образование отложений, создающих перемычку между электродами и сульфидной пленки



Puc. 3— Закорачивание на проволочных и трубчатых петлевых датчиках вследствие образования перемычки из сульфида железа

традиционными методами электрического сопротивления (ER) и сопротивления линейной поляризации (LPR).

Технология Microcor сочетает в себе быструю реакцию LPR и универсальную применяемость ER. Новые технологии позволили резко повысить реакцию определения скорости коррозии, к примеру, технологии Microcor дали возможность определения общей скорости коррозии уже через 1 ч, а динамику можно заметить уже через 15 мин, а технологии последнего поколения CMAS с применением оборудования nanoCorr® определяют значения коррозии уже через 30 с.

Даже для зонда LPR в воде требуется 5–10 мин, чтобы продемонстрировать устойчивые показания скорости коррозии. Это значит, что новые технологии являются более чувствительными и быстрыми в реагировании, чем датчики ER, применяемые в системах CORROSOMETER или CORRATER.

В то же время опыт эксплуатации датчиков ER по технология Microcor выявляет проблемы, связанные с образованием локальных коррозионных повреждений, вызванные действиями АСПО, КВЧ или сульфидной пленки на рабочей поверхности датчика, ибо датчики по технологии Microcor предназначены только для измерения общей коррозии.

Опыт применения датчиков коррозии в углеводородных средах показал, что на рабочей части датчика могут образовываться отложения или сульфидные пленка (рис. 4) а) образование отложений под защитным кожухом; б) образование плотной сульфидной пленки образующей барьер; в) локальная потеря металла электрода датчика вызванной воздействием отложений под защитным кожухом; д) поверхность электрода после очистке «рыхлых» сульфидов.

Сульфидная пленка образуется на поверхности электрода датчика в рабочих

средах под влиянием сернистых соединений. При этом образуется сульфидная пленка на поверхности датчика, которая может создавать защитный барьер между рабочей средой и измеряемыми элементами. В некоторых случаях это подтверждается на практике. В других — изменения технологических условий могут нарушить целостность пленки, после чего частично покрытая сульфидами поверхность может стать реальной коррозионной проблемой с того момента как металлические поверхности как датчика. так и технологического оборудования, станут разрушаться под сульфидной пленкой. Таким образом, образование пленки сульфида железа может вызвать снижение в данных по потере металла до 2% жизненного срока, после ее образования. Если удалить пленку, данные по потере металла возрастут до уровня, соответствующего моменту до возникновения пленки, и затем продолжат расти при наличии коррозионных процессов [3].

Тесты, проведенные специалистами компании-изготовителя [3], демонстрируют, что на цилиндрических зондах Microcor образование защитной пленки из сульфида железа в сероводородных средах приводит в некоторых случаях к снижению скорости коррозии при образовании стабильной плёнки сульфида железа за счет занижения потери металла, или явного «прироста» в металле. В процессе достаточно быстрого образования подобной защитной пленки возможно получить «отрицательную скорость коррозии». На примере других полевых применений было установлено, что защитная пленка из сульфида железа может вызвать «прирост» в потере металла только на 2% (рис. 5).

Обычно наиболее правильно просмотреть все данные по потере металла, даже если доступен график скорости коррозии, для получения общего представления о

перспективе процесса. В качестве примера на рис. 6 представлены данные, где с учетом шума отображены как положительная, так и отрицательная динамика потери металла, что может привести к появлению всплесков в скоростях коррозии и особенно сбивающих с толка «Отрицательных Скоростей Коррозии» (рис. 6).

Выставив 12-часовую регрессию для скорости коррозии, мы видим всплески в диапазоне +/- 100 мил/год. Однако мы понимаем, что -100 мил/год, как и +100 мил/год — нереально. Как же с этим разобраться? Во-первых, ланная информация может быть неверна или искажена из-за плохого или неплотного соелинения или из-за плохого или поврежденного зонда. Поэтому необходимо проверить, типична ли подобная картина для данного участка, и, если необходимо, проверить зонд, адаптер, трансмиттер и соединения между ними. Уровни сигнала, измеряемые системой Microcor, невероятно малы, поэтому надёжность соединения является критичной. Просмотрите все данные по потере металла, соотносящиеся со сроком его жизни. Горизонтальный вид графика потери металла означает нулевую скорость коррозии.

Чем выше крутизна графика потери металла, тем выше уровень коррозионного воздействия и, следовательно, скорости коррозии. Эта величина рассчитывается статистическим методом линейной регрессии. Данный метод определяет наилучшую прямую линию через набор данных и рассчитывает угловой коэффициент данной линии. График потери металла — потеря металла с течением времени, а именно милы в день, пересчитываемые в милы в год.

Очевидно, что на графике, представленном выше, линия практически горизонтальна или равна ноль мил/год. Даже если бы потеря



Рис. 4— Примеры образования отложений и сульфидной пленки на рабочей части датчиков в углеводородных средах

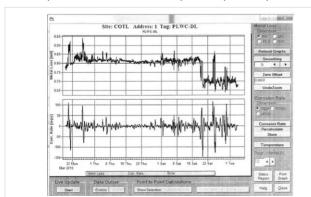


Рис. 6 — Отображение положительной и отрицательной динамики потери металла с учетом шума

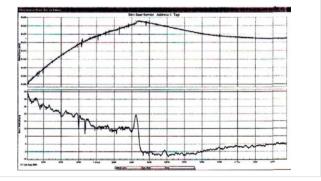


Рис. 5— «Прирост» в потере металла вследствие образования защитной пленки из сульфида железа

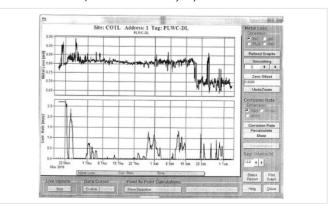


Рис. 7— График скорости коррозии в случае увеличения регрессионного периода до 144 часов

металла поднялась до значения 1 мил. то скорость коррозии составила бы около 5 мил/ год (1 мил = 0,025 мм). Из-за того, что линия относительно прямая, мы получим ничтожно малую скорость коррозии, которая фактически имеет незначительную отрицательную величину, возможно благодаря температурному шуму или образованию пленок сульфида железа. Тем не менее, в целом ясно, что тщательный анализ графика потери металла является, возможно, наиболее эффективным методом интерпретации данных. Если рассмотреть график скорости коррозии, используя 96-часовой (4 дня) регрессионный период, без игнорирования отрицательных данных и без 24-часового фильтра.

Переход в потере металла всегда будет создавать значительный кратковременный скачок при расчёте скорости коррозии. Прямоугольное представление графика в потере металла будет генерировать положительные и отрицательные пики в скорости коррозии. В случае увеличения регрессионного периода до 144 часов (6 дней) график скорости коррозии будет ещё более гладким. Это хорошо для низких скоростей коррозии, но может замедлить ответ на коррозионные сбои. Действительно, видно, что начальная скорость в несколько мил/год снижается практически до нуля (рис. 7). Также видно, что слегка положительные и отрицательные колебания при усреднении практически сводятся к нулю. Все отрицательные значения отброшены, но в целом показывает начальную скорость, за которой следуют ничтожно малые значения. Регрессионный период можно увеличивать и дальше, это приемлемо для анализа после сбора всей доступной информации по потере металла. В случае онлайн систем, регрессионный период не должен быть слишком длинным, иначе ответ на сбои будет слишком медленным. При анализе данных можно для каждого зонда задавать индивидуальные регрессионные параметры для наилучшего описания конкретной ситуации, как было описано выше.

Сопротивление измерительного элемента зонда зависит не только от площади поперечного значения, но и от его температуры. Необходимо исключить эффект воздействия температуры на сопротивление, для этого измеряется сопротивление рабочего элемента и эталонного элемента, закрытого от воздействия коррозии.

Для этой цели в алгоритме ПО обработки принимаемых сигналов вводится температурная компенсация.

В то же время, как ранее отмечалось, не стоит забывать, что датчики Cosasco Systems, Inc по технология Microcor предназначены для измерения общей коррозии и при локальной потере металла на электроде датчика, измеренные показания скорости коррозии могут быть не корректны. Это является, несомненно, большим минусом данной технологии.

Отвечая на ряд вопросов о целесообразности и эффективности применения средств контроля при эксплуатации на объектах нефтехимии и газопереработки, можно дать однозначный ответ — «можно и необходимо», так как коррозионные процессы и его динамика еще достаточно плохо изучены.

В то же время следует учитывать следующее:

- 1. Подбор средств контроля должны осуществлять специалисты, имеющие опыт по коррозионному мониторингу и эксплуатации средств контроля за коррозионным износом, а не продавцы (или дилеры), ибо задачи одних и других разные: у Заказчика контролировать коррозионную обстановку, а у Продавца продать любой ценой свою продукцию. При этом, как следствие, ряд вопросов касательно эксплуатации средств контроля и последующей интерпретации полученных результатов остаются без ответа.
- При подборе средств контроля со стороны Заказчика необходимо четко ставить конечную цель перед выбором целесообразности управлять ингибиторной защитой или контролировать коррозионный износ

- оборудования, так как при этом выбранный тип датчиков коррозии может быть неприменим для ожидаемого результата.
- 3. Следует отметить, что в мире существует ряд фирм, которые не уступают технологиям CORRATER®, Corrosometer® и Microcor®, при этом у некоторых производителей существуют довольно удачные решения по контролю общей и локальной коррозии в агрессивных средах, даже в условиях воздействия сероводорода и отложений типа АСПО и сульфидов железа.

Итоги

Статья отражает данные, полученные путем мониторинга скорости коррозии в агрессивных средах, используя датчики и зонды ER CORROSOMETER® Microcor®. Полученные данные могут дать правильное толкование результатов мониторинга скорости коррозионного мониторинга при производстве нефти и газовых месторождений.

Выводы

Статья крайне полезна для специалистов, занимающихся коррозионным мониторингом как для понимания работы датчиков коррозии типа ER CORROSOMETER® probes и Microcor® corrosion monitoring Probes в особо агрессивных средах, так и для правильного выбора средств контроля при антикоррозионных мероприятиях.

Список используемой литературы

- 1. Руководство по использованию. Передатчик и приемник CORROSOMETER® МОДЕЛИ 4020LT, 4021L и 4001L.
- 2. Rohrback Cosasco Systems, Inc. О системах компании Microcorp. Режим доступа: http://www.cosasco.com/documents/microcor_corrosion_monitoring_system_russian.pdf (Дата обращения 09.02.2015)
- 3. Mark Smith, Nick Tucker. Интерпретация Показаний Зондов Microcor® в системах коррозионного мониторинга. Доклад RCS в ТНК-ВР. Москва, 2011.

ENGLISH CORROSION

Experience of using corrosion sensors in corrosion monitoring systems

UDC 620.193

Authors:

Anatoliy N. Monakhov — general director¹; info@korsystem.ru Aleksandr K. Kuznetsov — deputy director¹; Maria A. Monakhova— general director²;

¹"Korsystem" LLC, Moscow, Russian Federation ²SIE "Eco-Chemical", Moscow, Russian Federation

Abstract

The paper presents data on operating experience corrosion sensors type ER CORROSOMETER® probes and Microcor® corrosion monitoring Probes in highly aggressive environments.

Materials and methods

In this work was applied a steel type 1018 ACME. Applied corrosion sensors are classified

as sensors working on ER method (metal loss).

Results

The article reflects the data obtained by monitoring the rate of corrosion in aggressive environments, using sensors and probes ER CORROSOMETER® Microcor®. Obtained data can give a correct interpretation of the results of monitoring the corrosion monitoring rate on oil and gas fields production.

O sistemakh kompanii Microcorp [Systems Company Microcorp]. Available at: http://www.cosasco.com/documents/microcor_corrosion_monitoring_system_russian.pdf (accessed 09.02.2015)

Conclusions

Article is extremely useful for professionals working in corrosion monitoring, for both understanding the operation of the sensors corrosion type ER CORROSOMETER® probes and Microcor® corrosion monitoring Probes in very aggressive environments, and for the correct selection of controls when performing anti-corrosion measures.

Mark Smith, Nick Tucker.
 Interpretation probe readings
 Microcor® in corrosion monitoring
 systems. RCS report in TNK-BP
 Moscow, 2011.

References

- Guidelines for the use. The transmitter and receiver CORROSOMETER® MODEL 4020LT, 4021L and 4001L.
- 2. Rohrback Cosasco Systems, Inc.

50 КОРРОЗИЯ УДК 620.193

Ингибитор коррозии для консервации внутренних поверхностей

В.И. Трусов

д.т.н., профессор, заведующий кафедрой¹ vtrui2008@mail.ru

Р.С. Крымская

к.т.н., ассистент¹ rysionok@mail.ru

Л.П. Даниловская

к.т.н., доцент¹ lorapd@mail.ru

Т.М. Кузинова

кандидат химических наук, старший научный сотрудник² <u>tat.kuzinova@yandex.ru</u>

¹Санкт-Петербургский государственный морской технический университет, Санкт-Петербург, Россия

²000 «Научно-производственное объединение «Нефтехим», Санкт-Петербург, Россия

Предложен комбинированный ингибитор коррозии Н-М-1-(ги), представляющий смесь контактной и летучей форм с общим компонентом. Материал наиболее эффективен при совмещении гидроиспытаний ёмкостного оборудования с консервацией. Он также может быть рекомендован для временной защиты внутренних поверхностей труб в заводских и полевых условиях.

Материалы и методы

Для изучения защитных возможностей ингибитора использован метод ускоренных коррозионных испытаний, имитирующий условия в герметично закрытой ёмкости.

Ключевые слова

ёмкостное оборудование, трубы, ингибитор атмосферной коррозии H-M-1(ги)

Задачи временной защиты от коррозии наиболее успешно решаются с помощью контактных и летучих ингибиторов атмосферной коррозии. Консервация на период транспортировки или хранения оборудования до введения в эксплуатацию имеет важное практическое значение, а решение задачи осложнено проведением гидроиспытаний оборудования. Коррозионная активность воды гидростенда может быть снижена добавлением в неё водорастворимых ингибиторов коррозии. Но технологию лимитирует необходимость периодического сброса токсичных отработанных технологических растворов. В ряде отраслей (теплоэнергетика, произволство полиципников) накоплен опыт применения водорастворимого ингибитора коррозии Н-М-1 контактного типа действия [1, 2]. Он представляет собой комплексную соль синтетических или натуральных органических кислот и циклического амина ЦГА. Это современный аналог известного у нас в стране ингибитора М-1, который растворим в органических растворителях и воде, то есть допускает использование разнообразных основ консервационных составов и обладает универсальным защитным действием.

Рабочая концентрация H-M-1 в воде составляет от 0,2 до 3,0% массы. Конечно, такие водные растворы ингибитора коррозии образуют на поверхности металла слишком тонкий защитный слой, иными словами, они работоспособны в сравнительно мягких условиях хранения и нуждаются в дополнительном укрытии, изолирующем экране и т.п.

Для достижения длительных сроков консервации водорастворимый контактный ингибитор атмосферной коррозии необходимо комбинировать с летучими материалами. Нами разработан новый метод совмещения гидроиспытаний емкостного оборудования с длительной консервацией ингибитором «Н-М-1(ги)». Роль летучего ингибитора в его составе выполняет исходный компонент ЦГА, имеющий высокое давление пара при стандартных условиях Р298 ≈ 1 мм рт. ст. Синтез модификации отличается только небольшим избытком ЦГА по отношению к стехиометрическому количеству.

Приводим данные сравнительных испытаний (таб. 1). Сравнивались варианты с H-M-1 и его наиболее известный зарубежный аналог:

- ЛИК-649 (компания Cortec, США). Это водорастворимая суперконцентрированная смесь контактных и летучих ингибиторов коррозии черных и цветных металлов. ЛИК- 649 предназначен для защиты от коррозии замкнутых линий нагрева, охлаждения, пожаротушения, гидравлических систем, в том числе для защиты во время и после проведения гидроиспытаний трубопроводов, трубопроводной арматуры и емкостей различного назначения. Рекомендован к применению в концентрации 0,2—1,0%;
- стандартный Н-М-1 контактного типа;
- H-M-1 в сочетании с летучим ингибитором ВНХ-Л-20:
- модификация H-M-1 для гидроиспытаний H-M-1(ги).

Метод ускоренных коррозионных испытаний имитировал влажную воздушную среду в емкостях после гидроиспытаний и слива защитного состава, но без осушки емкости и с герметизацией по ВУ ГОСТ 9.014.

Наименьшей способностью обладает контактный Н-М-1. Защитный слой воды с 1% Н-М-1 ненадежен: в результате суточных перепадов температуры конденсат смывает ингибитор, и образуются зоны ослабленной защиты. Использование летучих ингибиторов ЛИК-649 и ВНХ-Л-20 позволяет усилить

Nº	Оценка по ГОСТ 9.311 через цикл, % поражения поверхности/балл									
	Ингибитор	1	2	4	6	12	15			
	ЛИК-649 (США), 1%	0,02/9	0,03/9	0,22/8	0,25/8	0,72/7	0,82/7			
	H-M-1, 1%	0,10/9	0,49/8	Снят с исі	Снят с испытаний					
	H-M-1:ВНХ-Л-20=2:1 (суммарно 1%)	0,05/9	0,09/9	0,12/9	0,15/9	0,17/9	0,18/9			
	Н-М-1(ги) 1%	0,0/10	0,0/10	0,02/9	0,08/9	0,12/9	0,13/9			

Таб. 1 — Сравнительные испытания ингибиторов для гидроиспытаний

№ п/п	Тест-объект	Кратность разбавления	Оценка тестируемой пробы	Безвредная кратность разбавления	Усредненный индекс токсичности, %	
	Eschrichia	20	Образец токсичен			
	coli	30	Образец не токсичен		99,9±19,6	
		50	Образец не токсичен	20		
		90	Образец не токсичен	30		
		200	Образец не токсичен			
1		300	Образец не токсичен			
	Chlorella	20	Оказывает острое токсическое действие			
	vulgaris	27	Не оказывает острое токсическое действие			
b	beijer	30	Не оказывает острое токсическое действие	27	99,9±24,9	
		50	Не оказывает острое токсическое действие			
		81	Не оказывает острое токсическое действие			

Таб. 2 — Результаты биотестирования 1%-ного раствора Н-М-1(ги)

защиту. Коррозионные поражения стали Ст3, не обработанной ингибитированными растворами, по окончании испытаний при выдерживании образцов при относительной влажности 98±2% над зеркалом водно-глицеринового раствора (9:1) составили 7% (4 балла).

Адекватность одного цикла испытаний установлена по свидетелю — пленкообразующему составу НГ-222A (ВЗ-8 по ГОСТ 9.014), срок защиты которым при ВУ-0 (по ГОСТ 9.014) в условиях 7,8 ГОСТ 15150 составляет 1 год. Адекватность цикла составила ~2 мес. хранения во влажной воздушной среде (при ~ 100% влажности) при полной герметизации (ВУ-9 по ГОСТ 9.014): коррозия появилась через 5 циклов с последующим развитием.

Без проведения осушки срок защиты составляет 4–5 мес. для ЛИК-649, до 2-х лет при использовании H-M-1 в сочетании с ВНХ-Л-20 и не менее 2,5 лет для H-M-1(ги). Последний материал многократно превосходит американский аналог. Дело в том, что летучий ЦГА быстро заполняет объем емкости и обеспечивает тем самым надежную защиту, работающую предельно устойчиво в условиях комбинации с обычной контактной формой H-M-1.

По нашему мнению, основных причин резкого повышения эффективности защиты несколько:

- Речь идёт о комбинации контактной и летучей форм с общим компонентом ЦГА, а не простой смеси форм, как в случае ЛИК-649:
- Избыток ЦГА способствует подавлению гидролиза Н-М-1 по аниону в пленке влаги и стабилизации защитной концентрации ионов ОН⁻;
- 3. Имеет место эффект буферной смеси слабого основания и его соли при поддержании защитного значения рН в условиях суточных перепадов температуры и

периодической конденсации влаги;

4. ЦГА связывается углекислым газом воздуха с образованием карбоната — ещё одного летучего ингибитора (КЦА) с меньшим давлением пара, то есть с увеличением срока защитного действия.

При проведении гидроиспытаний емкость заполняют 1%-ным водным раствором H-M-1(ги), а после испытаний ингибированную воду сливают. Ингибированная вода должна содержаться в специальной резервной емкости хранения, где она периодически корректируется по содержанию «H-M-1(ги)». Полностью выработанный раствор может быть утилизирован, например, добавлением в традиционное углеводородное топливо (дизельное) до 10% и сжиганием в виде водотопливной эмульсии.

С целью определения безопасности этого раствора нами проведено биотестирование отхода — 1%-ного водного раствора H-M-1(ги). Результаты представлены в таб. 2.

Протестированные пробы H-M-1(ги) оказывают острое токсическое действие на гидробионтов в исходной концентрации 1% и при разведении водой этого раствора менее 1:27. Установлен IV класс опасности для окружающей среды. При разовом сбросе отходов H-M-1 в воду их необходимо разбавить водой в соотношении 1:30. Это вполне приемлемая степень разведения в отличие от необходимости достижения ПДК. Концентрация ингибитора в воде при такой степени разведения становится ниже порога острого токсического действия и такая вода безопасна для гидробионтов. Технология может быть реализована без введения системы локальной водоочистки.

Предложенный метод консервации может быть также успешно реализован для консервации внутренних поверхностей труб как при изготовлении в цеховых условиях, так и в сложных полевых условиях. Заполнять

раствором весь внутренний объём трубы не обязательно, достаточно нанести водный раствор ингибитора H-M-1(ги) распылением на внутренние поверхности, а затем зачехлить (заглушить) торцы трубы без дополнительного осушения. Метод прост и безопасен для персонала.

Итоги

- 1. Ингибитор коррозии H-M-1 является аналогом M-1, совместим с различными основами консервационных составов.
- Модификация Н-М-1(ги) проявляет повышенные защитные свойства в сравнении с аналогами.

Выводы

- 1. Ингибитор атмосферной коррозии H-M-1(ги) эффективно защищает сталь от электрохимической и микробиологической коррозии и может использоваться в качестве универсальной присадки ко всем типам основ консервантов.
- По результатам экспериментальных исследований Н-М-1(ги) рекомендован для решения задач консервации внутренних поверхностей оборудования и труб взамен импортного аналога ЛИК-649.

Список используемой литературы

- 1. Крымская Р.С., Трусов В.И., Алцыбеева А.И., Кузинова Т.М., Гармашова И.В., Богданова С.Е. Ингибитор коррозии Н-М-1 // Коррозия: материалы, защита. 2011. № 9. С. 32–35.
- 2. Трусов В.И., Крымская Р.С., Богданова С.Е.. Экологически и технически безопасные технологии водной консервации оборудования нефтяной отрасли // Естественные и технические науки. 2011. № 6 (56). С. 332–336.

ENGLISH CORROSION

Corrosion inhibitor for the preservation internal surfaces

UDC 620.193

Authors

Valeriy I. Trusov — ph.d., professor, head of department¹; vtrui2008@mail.ru
Renata S. Krymskaya — ph.d., assistant¹; rysionok@mail.ru
Lora P. Danilovskaya — ph.d., associate professor¹; lorapd@mail.ru
Tatiana M. Kuzinova — ph.d., senior researcher²; tat.kuzinova@yandex.ru

¹State Marine Technical University of St. Petersburg, St. Petersburg, Russian Federation ²Scientific-Production Association "Neftekhim" LLC, St. Petersburg, Russian Federation

Abstract

It was suggested a combined corrosion inhibitor N-M-1 (gi) which is a mixture of contact and volatile forms with a common component. The material is the most effective if combined with hydrotest of equipment and conservation. It may also be recommended for the temporary protection of pipe's internal surfaces in the factory and field conditions.

Materials and methods

To study the protective capability of the inhibitor was used the method of accelerated corrosion

tests simulating the conditions in a sealed container.

Results

- 1. A corrosion inhibitor N-M-1 is an analogue of M-1 and compatible with various bases conservation compositions.
- 2. Modification of the N-M-1 (gi) exhibit enhanced barrier properties in comparison with analogue.

Conclusions

1. Atmospheric corrosion inhibitor N-M-1

protection, 2011, issue 9, pp. 32–35.

2. Trusov V.I., Krymskaya R.S., Bogdanova S.E. Ekologicheski i tekhnicheski bezopasnye tekhnologii vodnoy konservatsii oborudovaniya neftyanoy

- (gi) is effective to steel protection from electrochemical and microboilogical corrosion and may be used as universal addition for all type preservatives.
- Experimental studies are shown that N-H-1(gi) is recommended for preservation of pipes and equipment internal surfaces instead of import analogue Cortec VpCI-649 BD.

Keywords

capacitive equipment, pipes, atmospheric corrosion inhibitor N-M-1 (gi)

otrasli [Environmental and technical safety technology of water conservation equipment in oil industry]. Natural and engineering sciences, 2011, issue 6 (56), pp. 332–336.

References

 Krymskaya R.S., Trusov V.I., Altsybeeva A.I., Kuzinova T.M., Garmashova I.V., Bogdanova S.E. *Ingibitor korrozii N-M-1* [Corrosion Inhibitor H-M-1]. Corrosion: materials, **52** КОРРОЗИЯ УДК 620.193

Устройство электрохимической защиты погружной насосной установки от коррозии

Л.Е. Ленченкова

д.т.н., профессор¹ Lenchenkoval@mail.ru

А.Р. Эпштейн

к.т.н., главный конструктор² arepstein@mail.ru

А.Р. Мавзютов

управляющий² 2999777@bk.ru

А.И. Ахметов

ведущий инженер по НИОКР² project-consultinggroup@bk.ru

¹Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия ²ООО проектно-консалтинговая группа «БК», Уфа, Россия

В настоящее время серьезную опасность для скважинного оборудования представляет коррозия. Традиционные технологии ингибиторной защиты скважинного оборудования, такие как закачка ингибитора через затруб или дозирование по капиллярным трубкам малоэффективны. В этой связи актуальной задачей является разработка устройств, позволяющих предотвратить процессы образования коррозии.

Материалы и методы

Решение поставленных вопросов выполнено с применением общепринятых методик промыслового анализа разработки нефтяных и газонефтяных месторождений.

Ключевые слова

скважина, коррозия, электрохимическая защита, глубинно-насосное оборудование

Современные тенденции развития нефтегазового комплекса страны характеризуются нарастающим усложнением геологических и технологических условий эксплуатации месторождений и сопутствующим повышением агрессивности добываемого продукта. Добыча данного извлекаемого флюида приводит к преждевременному выходу из строя нефтепромыслового оборудования и ремонтам скважин. Одна из основных причин выхода из строя нефтепромыслового оборудования в условиях высокой обводненности продукции — коррозия металла глубинно-насосного оборудования.

Сегодня существует много способов снижения или предотвращения коррозионной активности ГНО. Наиболее широко применяемым является химический метод защиты. Указанный метод имеет достоинства и ряд недостатков. К недостаткам относятся высокая стоимость эффективных ингибиторов, недостаточная термическая стойкость, неработоспособность при дебитах более 50 м³ в сутки, отсутствие надежных устройств, позволяющих продолжительное время вводить микродозы ингибитора в добываемую жидкость.[1]

Наиболее перспективным направлением защиты поверхности погружного скважинного оборудования от коррозии в среде пластовых флюидов являются электрохимические методы защиты, применяемые в средах, хорошо проводящих электрический ток, к ним относятся катодная и протекторная защита. В настоящее время такие методы достаточно

успешно применяются для защиты подземных и наземных трубопроводов и кабелей, шлюзовых ворот, днищ морских кораблей, водных резервуаров, буровых платформ, морских трубопроводов и оборудования химических заводов.[2]

Классический метод катодной защиты предполагает использование гальванической связи коррозирующего металла с вспомогательным анодом. Разработанный вариант протекторной зашиты для подземного оборудования скважин исключает гальваническую (металлическую) связь расходуемого электрода с защищаемым оборудованием, что позволяет оптимизировать плотность тока по более значительной площади зашишаемой поверхности и стимулировать в результате протекающих электрохимических реакций образование пассивирующих покрытий на поверхности металла НКТ в процессе самой защиты. Нейтрализатором коррозионного износа является встречный процесс — образование твердой, гладкой, пассивирующей пленки магнетита в процессе катодной (протекторной) защиты.[3,4]

Работы в этом направлении идут многие годы. Экспериментальные исследования были впервые проведены в институте «КогалымНИПИнефть», целью которых являлось установление скорости коррозии образцов НКТ в экспериментальной жидкости и ее снижение при наличии протекторной защиты. Было установлено, что метод электрохимической защиты с ионной связью снижает



Рис. 1 — Устройство защиты погружной насосной установки от коррозии (УЗПНУ)



Рис. 2— Результаты внедрения УЗПНУ в ОАО «Томскнефть»

скорость коррозии образцов стали в 1,8 раза. Установлена скорость растворения магниевого протектора и предполагаемый срок его действия.

По данным экспериментальных исследований был изготовлен опытный образец «Устройство защиты погружной насосной установки от коррозии (УЗПНУ)». Изделие представляет собой самостоятельный элемент, присоединяемый к нижней части ПЭД, основой которого служит «жертвенный» электрод из легкосплавного материала». Принцип работы заключается в расходовании электрода в потоке скважинной жидкости, формирование на поверхности ГНО монолитной защитной (блокирующей) пленки магнетита — Fe_2O_4 , тем самым защищая его от воздействия внешней агрессивной среды. Учитывая подвижный характер среды, в котором находится ГНО, происходит самовосстановление защитной пленки при ее разрушении. Наличие щеточных узлов в нижней и верхней части УЗПНУ обеспечивает стекание блуждающих токов, которые могут образовываться на броне погружного кабеля, на эксплуатационную колонну, что существенно замедляет протекание электрохимической коррозии. [5,6]

Стендовые испытания УЗПНУ были проведены в НГДУ «Альметьевнефть» в условиях имитации движения скважинного продукта. Рабочей средой для стендовых испытаний являлась подтоварная вода с водородным показателем (рН), равным 7. В качестве испытываемого образца была использована НКТ диаметром 73 мм, длиной 1,5 метра, соединённая при помощи резьбы с УЗПНУ. Через

14 суток было отмечено образование на НКТ стойкого к агрессивной среде, пассивирующего покрытия магнетита (Fe3O4).

Положительные результаты исследований позволили перейти на промысловые испытания на объектах ОАО «Удмуртнефть», ОАО «Томскнефть» ВНК, ОАО «РН-Нижневартовск».

В ОАО «Удмуртнефть» опытно-промысловые испытания проводились в 2008—2011 гг. на 10 скважинах осложненного коррозионного фонда. По результатам испытаний отмечена положительная динамика в увеличении наработки скважин при внедрении УЗПНУ — по работающим скважинам коэффициент увеличения наработки составил 1,59. Результаты ОПИ признаны удовлетворительными.

В 2011–2013 гг. проведена серия опытно-промысловых испытаний на 10 скважинах в ОАО «Томскнефть» ВНК. В результате испытаний коэффициент увеличения наработки на отказ составил 1,82. Технологические внутрискважинные обработки не проводились: УЭЦН при работе с УЗПНУ не нуждается в проведении мероприятий данного вида. Также на извлеченном глубинно-насосном оборудовании присутствовала защитная пленка магнетит, которая практически не поддавалась стиранию. Результаты ОПИ объявлены успешно завершенными.

Следующая серия ОПИ проводилась в ОАО «РН-Нижневартовск» в 2012–2013гг. По результатам испытаний коэффициент увеличения наработки на отказ составил 1,98. Результаты ОПИ признаны успешно завершенными, отмечена высокая эффективность узпну

Итоги

На основе метода электрохимической защиты разработано устройство защиты погружной насосной установки от коррозии, обеспечивающее защиту ГНО непосредственно в процессе добычи и обеспечивающее альтернативу химическим методам.

Выводы

В ходе лабораторных, стендовых и опытно-промысловых испытаний доказана эффективность устройства защиты погружной насосной установки от коррозии.

Список используемой

литературы

- 1. Валюшок А.В. О катодной защите скважинного и погружного оборудования // Территория нефтегаз. 2010. № 2. С. 30–34.
- 2. Круман Б.Б., Крупицына В.А. Коррозионно-механический износ оборудования. М.: Машиностроение, 1968. 104 с.
- 3. Улиг Г.Г., Реви Р.У. Коррозия и борьба с ней. Введение в коррозионную науку и технику: Пер. с англ. Под. ред. А.М. Сухотина. Л.: Химия, 1989. 456 с.
- 4. Даминов А.А. Коррозия подземного оборудования добывающих скважин, оборудованных УЭЦН // Территория нефтегаз. 2009. № 8. С. 32–36.
- 5. Патент на полезную модель №80190 Устройство защиты погружной насосной установки от коррозии. РФ, МПК Е 21 В 43/00.
- 6.Патент на полезную модель №119412 Устройство защиты погружной насосной установки от коррозии. РФ, МПК F 04 В 43/00.

ENGLISH CORROSION

Device of electrochemical anticorrosive protection for downhole pumping unit

UDC 620.193

Authors:

Lubov E. Lenchenkova — Ph.D., professor¹; Lenchenkoval@mail.ru Arkadiy R. Epsteyn — Ph.D, chief constructor²; arepstein@mail.ru Askar R. Mavzyutov — managing director²; 2999777@bk.ru Artur I. Akhetov — leading engineer²; project-consultinggroup@bk.ru

¹Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation ²Project-consulting group "BK" Ltd, Ufa, Russian Federation

Abstract

At present time the corrosion is a cause of serious hazard to the downhole equipment. It should be noted that the traditional protection technology of borehole equipment, such as injection of the inhibitor through annulus or dosing capillary tubes in this case ineffective.

In this regard the current task is

References

preventing corrosion.

1. Valyushok A.V. O katodnoy zashchite skvazhinnogo i pogruzhnogo oborudovaniya [About cathodic protection of the downhole and submersible equipment]. Territoriya neftegaz, 2010, issue 2, pp. 30–34.

development of devices that allow

 Kruman B.B., Krupitsyna V.A. Korrozionnomekhanicheskiy iznos oborudovaniya [Corrosive and mechanical wear of equipment]. Moscow: Mashinostroyeniye, 1968, 104 p.

Materials and methods

For solution of such problems was used a routine analysis that is common method the oil and gas fields production.

Results

Device for anticorrosive protection of downhole pumping unit was developed on base of electrochemical protection method. The device is an alternative to chemical methods and provides corrosion protection at

- 3. Ulig G.G., Revi R.U. Korroziya i bor'ba s ney. Vvedenie v korrozionnuyu nauku i tekhniku [Corrosion and Control. Introduction into corrosion science and technique]. Translated from English under A.M. Sukhotina editorship. Leningrad: Khimija, 1989, 456 p.
- Daminov A.A. Korroziya podzemnogo oborudovaniya dobyvayushchikh skvazhin, oborudovannykh UETSN [Corrosion of the underground equipment in producing wells equipped with ECPU].

the time of wells production.

Conclusions

The efficiency of the anticorrosive protection device for downhole pumping unit is proved during laboratory, bench and pilot tests.

Keywords

well, corrosion, electrochemical protection, downhole pumping unit

- *Territoriya neftegaz*, 2009, issue 8. pp. 32–36.
- Useful model patent №80190 Ustroystvo zashchity pogruzhnoy nasosnoy ustanovki ot korrozii [Device of anticorrosive protection for downhole pumping unit]. Russian Federation, MPK E 21 V 43/00.
- Useful model patent № 119412 Ustroystvo zashchity pogruzhnoy nasosnoy ustanovki ot korrozii [Device of anticorrosive protection for downhole pumping unit]. Russian Federation, MPK E 04 V 43/00.



МУЛЬТИДЕФЕКТОСКОП «ТОМОГРАФИК» УД4 - ТМ

Впервые в одном приборе:

- Ультразвуковой дефектоскоп.
- ЭМА дефектоскоп/толщиномер.
- Резонансный дефектоскоп.
- Вихретоковый дефектоскоп.
- Акустический тензометр (определение степени затяжки резьбовых деталей).
- Паспортизация ПЭП (АРД диаграммы).
- Видеоскоп.



WAMN - CO9m

УНИВЕРСАЛЬНЫЙ ДЕФЕКТОСКОП КОМПОЗИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ РЕАЛИЗУЮЩИЙ — ИМПЕДАНСНЫЕ, УДАРНЫЕ, ВИХРЕТОКОВЫЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ.



Контролируемые материалы и выявляемые дефекты :

- Сотовые и композитные структуры (расслоения, непроклеи, неоднородности и т. д.).
- Легкосплавные конструкции (все виды коррозий и расслоений).
- Электропроводные материалы (поверхностные и подповерхностные дефекты).

Для определения положения ПЭП на объекте контроля, используется координатное устройство "Слайдер М2" (сканер).

Одновременная работа с 3 разными настройками позволяет проводить параллельное тестирование до 3-х слоев исследуемого материала.



Москва, Кронштадтский б-р, д. 7а T/ф: +7(495) 225-99-60, 662-59-38

www.votum.ru

ООО «СТК ГЕОСТАР» — лидер по созданию и внедрению инновационных технологий для интеллектуальных скважин



И.В. Азманов

зам. директора по техническому развитию¹

¹000 "СТК ГЕОСТАР", Набережные Челны, Россия

OOO «СТК ГЕОСТАР» г. Набережные Челны, пр. Чулман, 37, офис 204 +7 (8552) 53-11-77, 53-11-88, 53-11-99 gstar@gstar.ru www.gstar.ru

Тема телеметрии и телемеханизации нефтегазодобывающих месторождений становится все более актуальной в последние годы. Главной целью автоматизации является повышение эффективности работы технологического оборудования скважины и обеспечение специалистов оперативной и достоверной информацией о процессе добычи.

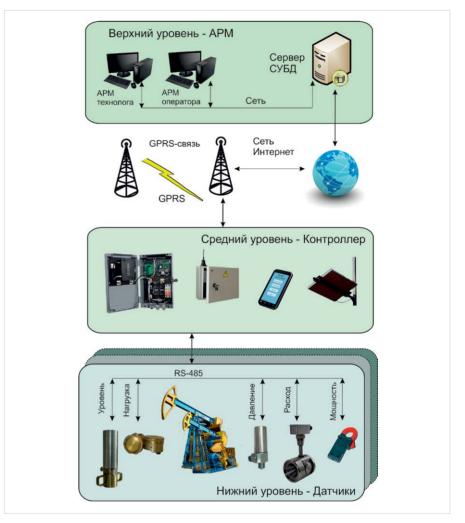
Система автоматизации ГЕОСТАР-111.ДД предназначена для удаленного мониторинга параметров скважины и скважинного оборудования на территориально распределенных объектах, оснащенных ШГН и ЭЦН. Данная система упраздняет регулярный ручной сбор замеров и позволяет обеспечить нефтегазодобывающее предприятие достоверной информацией о состоянии каждой территориально удаленной скважины. На основании мониторинга данных обеспечивается возможность автоматического управления оборудованием.

Для сбора замеров используются датчики ГЕОСТАР: уровнемер, динамограф, манометр-термометр, расходомер и датчик тока. Данные по замерам с датчиков передаются в устройство сбора (УИК) на базе контроллера, а затем отправляются на дата-сервер в сети Интернет. Из программы GEOSbor, установленной на ПК в диспетчерском центре, осуществляется доступ к замерам. Программа производит обработку данных, осуществляет визуализацию замеров и регистрируемых параметров и ведет журнал событий. Система обеспечивает оптимальный контроль за критическими значениями технологического процесса, анализ состояния насосного оборудования, расчет параметров насоса и скважины, оптимизацию добычи и работы скважины.

Задача поддержания работы насоса в оптимальном режиме обеспечивается за счет интеллектуальной технологии управления скважиной **GeoKnow**. Алгоритм обеспечивает оптимальный приток в скважину за счет управления насосом.

Также система легко интегрируется с другим решением автоматизации — системой поддержания пластового давления ГЕО-СТАР-ППД.104 (контроль параметров расхода, давления, температуры в реальном режиме времени).

Основными преимуществами системы

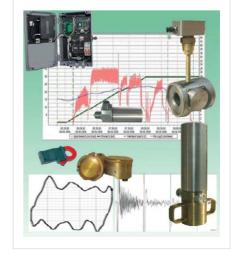


является простота в обращении, низкая стоимость, а также легкость монтирования системы и высокая скорость ввода в эксплуатацию. Данная система дает большой эффект на низко- и среднедебитных скважинах в удаленных и труднодоступных районах. Снижается время простоя скважины, увеличивается межремонтный период, уменьшаются затраты на проведение замеров операторами вручную.

Внедрение технологий интеллектуальных скважин однозначно позитивно сказывается на эффективности работы предприятия. Накопление оперативных параметров работы скважины позволяет технологам видеть полную картину работы промысла в целом, а также судить о состоянии каждой отдельной скважины. Отслеживание динамики протекающих процессов позволяет принимать оперативные решения, направленные на улучшение разработки месторождения.

Онлайн-диагностика удаленных объектов позволит персоналу упреждать нежелательные события, а не устранять их последствия. Система является уникальным недорогим решением для автоматизации малодебитных

скважин, которое также легко может быть интегрировано в SCADA систему. Данная система была внедрена на месторождениях России, Индии и Европы и полностью показала свою экономическую целесообразность и эффективность.







>achieve more

ALTOSONIC V — ультразвуковой расходомер для коммерческого учета сжиженного природного газа

В последнее время все большую популярность приобретает транспортировка сжиженного природного газа (СПГ). Долгое время для учета жидких углеводородов используются ультразвуковые расходомеры (УЗПР). За последние годы был получен огромный опыт и собрано большое количество эмпирических данных при анализе сотен применений УЗПР на коммерческих узлах учета. Подавляющее большинство применений были весьма успешны и могут быть рассмотрены как проверенная временем технология измерения.

Компания KROHNE предлагает свое решение для коммерческого учета СПГ — ультразвуковой расходомер ALTOSONIC V (СПГ).



ALTOSONIC V

Уникальная разработка для учета СПГ

Данный прибор обладает отличительными особенностями, которые выгодно выделяют его среди прочих решений. Полнопроходное сечение измерительной трубы ALTOSONIC V СПГ гарантирует отсутствие перепадов давления и колебаний расхода. В результате обеспечивается непрерывный высокоточный учёт при отсутствии риска газификации в линии.

Применение в криогенных условиях

Наравне с успешными применениями УЗПР в «нормальных» условиях эксплуатации, ультразвуковой принцип подходит для измерения расхода жидкости в криогенных условиях. В суровых условиях работы при криогенных температурах обычный ультразвуковой сенсор будет рассеивать сигнал по корпусу расходомера, так что он будет восприниматься противоположным ультразвуковым сенсором.

Результатом этого станет более высокий уровень шума и меньшая чувствительность измерений. ALTOSONIC V СПГ минует это негативное влияние благодаря уникальной экранирующей оболочке акустических каналов, позволяющей предотвратить рассеивание акустического сигнала с внешней стороны ультразвукового сенсора.

Концепция калибровки

В тесном сотрудничестве с NMi (Нидерландский Метрологический институт) была разработана специальная процедура калибровки для ультразвуковых расходомеров, применяемых в системах коммерческого учета СПГ. В основу данной процедуры были заложены калибровка УЗПР по воде при «нормальных» условиях и использование полученных данных в качестве базы для применения расходомера в криогенных условиях.

Исследования показали важность акустической связи между пьезоэлектрическим керамическим элементом и акустическим окном преобразователя.

В результате, была разработана особая конструкция, состоящая из комбинации акустической связи и надежной конструкции сенсора. Обширные испытания в изолированных, статических и динамических условиях показали, что преобразователь стабилен и генерирует воспроизводимые и точные результаты. А значит, ультразвуковой расходомер ALTOSONIC V (СПГ) производства компании KROHNE является проверенным решением в области измерений сниженного природного газа.

Типичные применения

Ультразвуковой расходомер ALTOSONIC V СПГ применим в течение всего технологического процесса переработки и транспортировки природного газа:

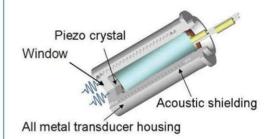
- Процесс сжижения природного газа
- Загрузка СПГ на танкеры
- Разгрузка СПГ с танкеров
- Дегазация
- Система обнаружения утечек



Уникальное строение сенсора

При использовании обычного сенсора в условиях криогенных температур контакт между СПГ и сигналом, сгенерированным пьезокристаллом, ослабнет.

Ультразвуковые сенсоры ALTOSONIC V СПГ покрыты специально разработанным пластинчатым материалом, модуль упругости и проводимость которого оптимизированы для СПГ при низких температурах. Благодаря этому, отсутствует ухудшение и выпадение сигнала.



Контактные данные в России:

Россия, Самарская обл., Волжский р-н, пос. Стромилово Тел.: +7 (846) 230-04-70

Факс: +7 (846) 230-03-13

pr@krohne.su

Контактные данные в Казахстане:

050020, Казахстан, г. Алматы, пр-т Достык, 290 а Тел.: +7 727 356 277 0, Факс: +7 727 356 277 1

almaty@krohne.su



«Pig cep

Подтвержден
1 класс
точности
измерений

Проведена калибровка на испытательном стенде «Pigsar» (г. Дорстен, Германия). Получен калибровочный сертификат, подтверждающий точность TurboFlowUFG от 0,3%.

РАСХОДОМЕР ГАЗА УЛЬТРАЗВУКОВОЙ Turbo Flow UFG

ПРЕДНАЗНАЧЕН
ДЛЯ ВЫСОКОТОЧНЫХ
ИЗМЕРЕНИЙ В СФЕРЕ
КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА
ПРИРОДНОГО
ГАЗА

Область применения:

Рекомендован

к применению

на объектах

ОАО «Газпром»

Испытания в Уральском метрологическом расходоизмерительном центре на эталонной установке УРМЦ-10000 высокого давления 5,5 – 6МПа в ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»

Системы коммерческого и технологического учета природного, нефтяного и других видов газа на промышленных объектах различных отраслей.



- высокая точность измерений от 0,3,%;
- широкий диапазон измерения (до 1:200);
- калибровка на природном газе при выпуске из производства;
- надежность ввиду отсутствия подвижных частей;
- измерение потока в обоих направлениях;
- отсутствие потерь давления;
- интеллектуальная система самодиагностики;
- установка на диаметр трубопровода 50 до 500 мм;
- материалы изготовления расходомеров стойки к агрессивному воздействию окружающей среды;
- межповерочный интервал 4 года.





ГК «Турбулентность-ДОН» — это наукоемкое производственное предприятие, специализирующееся на разработке и производстве средств коммерческого учета газа, жидкости, тепловой энергии, систем телеметрии. На предприятии трудятся более 400 высококвалифицированных специалистов в области физики, приборостроения, микроэлектроники, проектирования, строительства, экономики и множества других областей. На сегодняшний день мы являемся единственным в Российской Федерации предприятием, которое производит измерительные приборы для коммунально-бытового и промышленного учета энергоресурсов, основанные на 4 физических принципах измерения. Разработки, основанные на термоанемометрическом, ультразвуковом, струйном и электромагнитном методе, постоянно обновляются с целью соответствия требованиям современного рынка. Благодаря развитой дистрибьюторской сети, продукция компании представлена не только в регионах Российской Федерации, но и за рубежом.



ЭКОЛОГИЯ УДК 665.62 **59**

Технология рациональной утилизации нефтяного газа концевых ступеней сепарации нефти

И.Ю. Хасанов

д.т.н., профессор¹ npc-sherik@mail.ru

Б.С. Жирнов

д.т.н. зав. кафедрой ХТП, профессор² jbc2@mail.ru

У.Р. Ильясов

к.ф.-м. н., заместитель директора по учебной работе, доцент³ ilyasovu@gmail.com

В.И. Рогозин

к.т.н., доцент кафедры ХТП⁴

¹Стерлитамакский филиал (СФ) БашГУ, г. Стерлитамак. РФ

²филил ФГБОУ ВПО «УГНТУ», г. Салават, РФ

³Ишимбайский филиал (ИФ) УГАТУ,

г. Ишимбай, РФ

4филиал ГОУ ВПО «УГНТУ», г. Салават, РФ

Предложена новая технология и оборудование для утилизации газов концевых ступеней сепарации нефти с получением товарной продукции - широкой фракции легких углеводородов непосредственно на промыслах. В основе технологии лежат процессы компримирования низконапорного газа и «горячая» дегазация конденсата в разработанном авторами многофункциональном сепараторе. Метод может использоваться для утилизации «жирных» газов и в газовой отрасли в поздней стадии добычи газа на конкретных месторождениях.

Материалы и методы

Компьютерное исследование массообменных процессов контактного разгазирования и фракционирования низконапорных газов сепарации нефти в современном программно-вычислительном комплексе с учетом составов сырья, фактических загрузок и технологических параметров подготовки нефти и низконапорных газов.

Ключевые слова

низконапорный газ, сепарация, конденсация, нестабильный газовый конденсат, широкая фракция легких углеводородов

Одним из значительных резервов повышения эффективности топливно-энергетического комплекса России является рациональное использование ресурсов нефтяного газа (НГ). По типичной для России технологии выделение НГ из добываемой сырой нефти осуществляется в 3-х последующих ступенях сепарации. После подготовки газы І-й ступени соответствуют требованиям сдачи в магистральный газопровод (МГ), перекачивающий природный газ. Газы II-й и III-й ступени, так называемые низконапорные газы (ННГ). обогащённые тяжелыми углеводородами, за редким исключением, не используются, сжигаются [1-4]. Они не пригодны для подачи в МГ, т. к. в трубопроводе газ охлаждается и происходит конденсация жидких его фракций, в результате чего образуются жидкие пробки. В подавляющем большинстве случаев такие конденсаты, или компрессаты, из-за своей засоренности, обводнённости и нестабильности не имеют какого-либо применения, собираются в дренаж и оттуда также направляются на факел [2]. При этом НК, кроме загрязнения окружающей среды продуктами сгорания НГ, безвозвратно теряют ценное нефтехимическое сырье. Чистые потери бензиновых фракций нефти от сжигания ННГ к состоянию на 2010 г. составили 1.45% от добываемой нефти в России [1]. Кроме этого у НК сохраняется проблема «вписаться» в разрешенный Правительством России к сжиганию НГ 5%-ый барьер.

Причины масштабного сжигания НГ концевых ступеней сепарации нефти хорошо известны [3, 4]:

- отсутствие на многих месторождениях производственной и технологической инфраструктуры;
- удаленность потенциальных рынков от мест нефтедобычи;
- ориентация сложившихся систем сбора и утилизации НГ на централизованные схемы поставки.

Последнее делает систему неманевренной, затратной. Именно дороговизна проектов утилизации НГ до сих пор является тормозом развития отрасли. В этих условиях решение проблемы рациональной утилизации НГ нам видится в сочетании совершенствования традиционных технологий с размещением мобильных малогабаритных установок утилизации НГ прямо на месторождениях.

Продемонстрируем практическую реализуемость предложения на примере ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», которое разрабатывает более двух десятков месторождений с различными по качеству нефтями. С целью ускоренного освоения этих месторождений в свое время принята упрощенная схема подготовки продукции скважин с частичной сепарацией газов в стадии отстаивания в технологических резервуарах. Окончательная подготовка и сдача нефти

потребителям осуществляется на концевой сепарационной установке (КСУ) [5]. Смесь нефтей Вынгояхинского, Новогоднего и Вынгапуровского месторождений поступает после подогрева до 32°C на КСУ Вынгапуровского месторождения. Оттуда после «горячей» сепарации при давлении, близком к атмосферному, она автомобильным транспортом поставляются потребителю.

Газы сепарации с КСУ направляются на компрессор, где сжимаются до 5,2 бар (изб.) и охлаждаются на аппаратах воздушного охлаждения (ABO) до 14,8°C. Конденсат совместно с компрессатом (далее конденсат), откачиваются в емкости. Такой газонасыщенный конденсат обогащён легколетучими компонентами С,, С,, обладает повышенным давлением насыщенных паров. Хранение и перевозка нестабильных жидкостей автомобильным, железнодорожным и водным транспортом, как известно, сопровождаются большими потерями от испарения и возможны лишь при давлениях выше давления насыщения. Обращение с ними требует соблюдения особых требований к пожаро- и взырвобезопасности. Газы сепарации конденсата после компрессора, пройдя конденсатоотделитель и впрыск ингибитора гидратобразования, поступают на компрессорную станцию (КС) для подготовки к магистральному транспорту. В результате из ННГ КСУ сегодня получают два некондиционных продукта — «жирный» газ сепарации и нестабильный газонасышенный конденсат.

Нами предлагается новая технология и оборудование для получения из ННГ сепарации нефти на КСУ кондиционного продукта — деэтанизированного конденсата — ШФЛУ по ТУ 38.101524 марки А. Разработанные технология и оборудование легко интегрируются в технологические объекты действующей КСУ.

Для решения поставленной задачи использовали метод адаптивного моделирования в среде современного программно-вычислительного комплекса. Расчетная схема технологического процесса показана на рис. 1.

Практические данные по составу, количеству и термобарическим параметрам исходного газа КСУ приведены в таб. 1, откуда следует, что газ КСУ содержит % масс.: компоненты сухого газа — 15,31; пропан-бутановую фракцию — 73,52; бензиновую фракцию (C_5 +) — 11,17. Газоконденсатное число 239 г/м³.

Расчеты параметров газа и жидкости при парциальной конденсации исходного газа КСУ на ВГК после фазового разделителя при постоянном давлении 0,62 МПа в широком интервале температур показали, что при однократной сепарации полученных конденсатов при разных температурах их составы не соответствуют качеству ШФЛУ марки А только по содержанию легколетучих компонентов — $\Sigma(C,+C,)$ 3% масс. В частности, для

нормального режима эксплуатации состав конденсата приведен в таб. 2.

На действующей установке (базовый режим) содержание $\Sigma(C_1+C_2)$ составляет 3,5%. Выход такого конденсата, не имеющего рационального использования, составляет $3609 \, \mathrm{кг/ч}$, при этом расход газа — $4524 \, \mathrm{кг/ч}$. Он увеличивается с повышением температуры, снижая тем самым выход наиболее ценного конденсата. Заметим, что при эксплуатации КСУ на месторождении в климатических условиях ЯНАО, когда среднегодовая температура округа составляет от минус 7 до минус 10°С, наблюдается тенденция к снижению температуры смеси в фазовом разделителе и, как следствие, к увеличению содержания составляющих сухого газа в конденсате с 3,5 до 4,2%. С целью определения эффективных условий деэтанизации базового конденсата (вторая ступень) и рационального использования его жидкой части в качестве ШФЛУ (А), проводили исследование влияния температуры сепарации на содержание в ней компонентов $\Sigma(C_1+C_2)$, установили оптимальную температуру «горячей» сепарации сырого конденсата.

Для стабилизации работы наиболее чувствительной к колебаниям температуры 2-й ступени сепарации конденсата от изменения количества и состава исходного газа КСУ, воздушного охлаждения газожидкостной смеси на АВО, целесообразно использовать многофункциональный сепаратор, предложенный нами. Такой сепаратор вертикально-горизонтального типа заводского изготовления содержит несколько технологических

зон: распыления конденсата, нагрева его на специальной поверхности тепло-массообмена, релаксации — приближения системы к термодинамическому фазовому равновесию при известных термодинамических параметрах и др.

Установили, что использование разработанных нами оборудования и технологии горячей сепарации конденсата после ВГК и фазового разделителя на КСУ позволяет получить товарную ШФЛУ (А) в количестве 3496,76 кг/ч или 43% от исходного газа на КСУ. При этом расход газа сепарации равен 4634,24 кг/ч (57%). Дополнительное количество газа от 2-й ступени 112,24 кг/ч (1,04%) не сможет повлиять на существующий транспорт газа I ст. до КС. ШФЛУ же с месторождения может транспортироваться на ООО «Ноябрьский ГПК» автомобильным транспортом пропановозами, оборудованными емкостями, рассчитанными на допустимое ДНП конденсата 1.6 МПа.

Основные достоинства предлагаемых технологии и оборудования утилизации ННГ следующие.

• Полученная с использованием разработанных технологии и оборудования ШФЛУ является ценным сырьем для нефтехимических производств. Она может использоваться для производства СУГ и стабильного газового конденсата или СУГ и жирного полуфабриката, пригодного для смешения с товарной нефтью с увеличением ее бензинового потенциала, для получения авиационного топлива АСКТ. Использование ШФЛУ на объектах

- малой энергетики упрощает требования к инфраструктуре при освоении новых и удаленных месторождений снижает затраты на электроэнергию.
- Оптимизация установок промысловой подготовки НГ путем исключения из схемы традиционной ректификационной колонны-деэтанизатора создает коммерчески привлекательные разработки в этой области.
- Разработанные технология и оборудование, реализованные в данном проекте, позволяют эффективно перерабатывать любой состав и объем НГ концевых ступеней сепарации нефти и мягко, без жестких требований к процессам подготовки, вписаться в основную технологию недропользователя. С их помощью решаются важнейшие проблемы: рациональное использование ресурсов НГ и экологическая безопасность в непосредственной близости от источника.
- Дооборудование объекта подготовки нефти установкой переработки ННГ благотворно сказывается на ведении технологического процесса подготовки нефти, т.к. позволяет регулировать его и стабилизировать нефть в более широком интервале температур.
- Предложенные технология и оборудование могут быть использованы при переработке «жирных» ННГ газовой отрасли. Только в ЯНАО в категорию ННГ попадает 15–20% извлекаемых запасов природного газа. При этом в нем постоянно увеличивается доля «жирного» газа и уже к

Название	Формула	Mi	Мол. доля, уі	Масс.доля, у'і		
Азот	N_2	28	0,0002	0,0001		
Диокс.углерода	CO ₂	44	0,0022	0,0022		
Метан	CH ₄	16	0,0918	0,0332		
Этан	C2H ₆	30	0,1739	0,1177		
Пропан	C ₃ H ₈	44	0,4303	0,4272		
И-Бутан	C ₄ H ₁₀	58	0,0896	0,1173		
Н-Бутан	C ₄ H ₁₀	58	0,1457	0,1907		
И-Пентан	C ₅ H ₁₂	72	0,0281	0,0456		
Ц-Пентан	C ₅ H ₁₂	72	0,0017	0,0027		
Н-Пентан	C ₅ H ₁₂	72	0,0247	0,0401		
И-Гексан	C ₆ H ₁₄	86	0,0051	0,0099		
Ц-Гексан	C ₆ H ₁₄	86	0,0023	0,0044		
Н-Гексан	C ₆ H ₁₄	86	0,0030	0,0058		
И-Гептан	C ₇ H ₁₆	100	0,0005	0,0011		
Ц-Гептан	C ₇ H ₁₆	100	0,0006	0,0013		
Н-Гептан	C ₇ H ₁₆	100	0,0002	0,0005		
Н-Октан	C ₈ H ₁₈	114	0,0001	0,0003		
Σ			1,0000	1,0000		
My=ΣMiyi			44,42			
Расход Q, м³/ч			3800			
Расход Qm, кг/ч			8133			
Давление Р, МПа	l		0,020			
Температура Т, °	С		32	32		
Плотность, кг/м ³			2,140			

Таб. 1 — Исходный состав ННГ

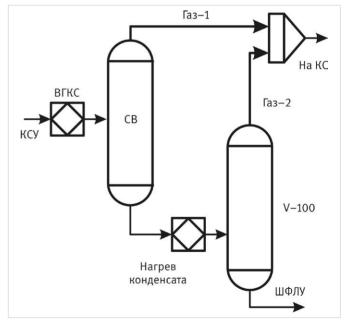


Рис. 1 — Расчетная схема технологического процесса

Компонент		Состав конденсата, % масс.			
	(A), % macc.	После ВГК, Т=14,8 (I ст) °С			
$C_1 - C_2$	3, не более	3,48			
C ₃	15, не менее	32,43			
C ₄ -C ₅	45, не менее	59,14			
C ₄ -C ₅	15, не более	4,95			

Таб. 2 — Составы ШФЛУ (A) и конденсата при нормальном режиме эксплуатации КСУ

2030 г. почти половина добываемого газа окажется «жирным» [6].

Предлагаемое направление совершенствования установок промысловой обработки низконапорного нефтяного газа перспективно, позволяет получить существенный технологический и экономический эффекты и может послужить основой для серийного производства оборудования, отвечающего специфическим условиям работы в нефтегазовых отраслях промышленности.

Итоги

Предложена новая безотходная технология и аппаратурное оформление переработки низкотемпературных газов сепарации нефти. Полученная с использованием разработанных технологии и оборудования ШФЛУ является ценным сырьем для нефтехимических производств. Она может использоваться для производства СУГ и стабильного газового конденсата или СУГ и жирного полуфабриката, пригодного для смешения с товарной

нефтью с увеличением ее бензинового потенциала, для получения авиационного топлива АСКТ.

Выводы

Разработанный способ переработки низконапорных НГ с получением товарного ШФЛУ может найти практическое применение недропользователями при реализации Газовых программ.

Список используемой литературы

- 1. Отличный обзор по объемам сжимаемого ПНГ, потерь СН₄+ШФЛУ и перспективам инвестирования в утилизацию. Режим доступа: http://energyfuture.ru/otlichnyjobzor-po-obemam-szhigaemogo-png-i-poter-ch4shflu (дата обращения: 17.02.2015)
- Очень толковый доклад по проблемам переработки ПНГ с целью извлечения СУГ. Режим доступа: http://poisk.livejournal. com/534455.html (дата обращения 17.02.2015)

- 3. Фейчин В.И., Брагинский О.Б., Заболотский С.А. и др. Исследование состояния и перспектив направлений переработки нефти и газа, нефте- и газохимии в РФ.-М.: Эконом-Информ, 2011, 792 с.
- 4. Книжников А., Пусенкова Н. Проблемы и перспективы использования нефтяного газа в России // Ежегодный обзор проблемы в рамках проекта «Экология и Энергетика. Международный контекст». М., 2009. Вып. 1. 26 с.
- Леонтьев С.А., Марченко А.Н., Фоминых О.В. Обоснование рациональных технологических параметров подготовки скважинной продукции Вышгануровского местонахождении // Нефтегазовое дело, 2013. №3.
- 6. Низконапорный газ // [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://sintheticfuel.com/nng (дата обращения 17.02.2015)

ENGLISH ECOLOGY

Efficient utilization technology of petroleum gas at oil separation last stage

UDC 665.62

Authors

Ilmer Yu. Khasanov — ph.d., professor1; npc-sherik@mail.ru

Boris S. Zhirnov — ph.d., professor, head of chemical-engineering processes department²; jbc2@mail.ru

Ural R.Ilyasov — ph.d., associate professor, vice-principal for Academic Affairs³; ilyasovu@gmail.com

Vladimir I.Rogozin — ph.d., associate professor of chemical-engineering processes department⁴; npc-sherik@mail.ru

¹Bashkir State University, Sterlitamak Branch, Sterlitamak, Russian Federation ²Ufa State Petroleum Technological University (USPTU), Salavat Branch; Salavat, Russian Federation ³USPTU, Ishimbay Branch; Ishimbay, Russian Federation ⁴USPTU, Salavat Branch, Salavat, Russian Federation

Abstract

It is proposed a new process and equipment for gas/vapor recovery at last stage of oil separation to obtain commercial product – broad fraction of light hydrocarbons (NGL) – directly at oil fields. The process is based on compression of low pressure gas and "hot" separation of condensate in a multipurpose separator developed by the authors. The method is available for recovering of combination gases and in gas industry in a late stage of gas production at specific hydrocarbon deposits.

Materials and methods

Computer-aided study of mass-exchange

processes in the course of contact degassing and fractionating of low pressure gases from oil separation at a modern computer complex taking into account feed stock composition, actual loadings and technological parameters in the course of oil and low pressure gases treatment.

Results

It is proposed a new waste-free process and equipment for processing of low-temperature gases at oil separation. NGL obtained using the developed process and equipment is valuable feed stock for petrochemicals production. It can be used for production of liquefied hydrocarbon gases (LHCG) and stable gas condensate or

LHCG and fatty semi-finished product suitable for compounding with stock-tank oil to increase its gasoline potential at producing of ASKT condensed aviation fuel.

Conclusions

The developed method of low pressure petroleum gas processing to obtain commodity NGL can find practical application by subsoil users at implementation of Gas programs.

Keywords

low pressure gas, separation, condensation, unstable gas condensate, broad fraction of light hydrocarbons (NGL)

References

- Otlichnyy obzor po ob"emam szhimaemogo PNG, poter' CH₄+ShFLU i perspektivam investirovaniya v utilizatsiyu [An excellent review of compressed APG volumes, CH₄+NGL losses and investment prospects into utilization]// [Electronic resource]. Access link: http://energyfuture.ru/ otlichnyj-obzor-po-obemam-szhigaemogopng-i-poter-ch4shflu (access date 17.02.2015)
- Very commenting report on problems pertaining to APG processing for the purpose of LHCG extraction//[Electronic resource].

- Access link: http://poisk.livejournal.com/534455.html (access date 17.02.2015)
- 3. Feychin V. I., Braginskiy O. B., Zabolotskiy S. A., etc. *Issledovanie sostoyaniya i perspektiv napravleniy pererabotki nefti i gaza, nefte- i gazokhimii v RF.* [Research of state and trend prospects in petroleum and gas processing, in oil and gas chemistry in the Russian Federation] Moscow: Econom-Inform, 2011. 792 p.
- Knizhnikov A. Pusenkova N. Problemy i perspektivy ispol'zovaniya neftyanogo gaza v Rossii [Problems and prospects of petroleum gas utilization in Russia]. Annual problem review within the project
- "Ecology and Power Engineering. The International Context" Moscow, 2009, issue 1, 26 p.
- Leont'ev S. A., Marchenko A.N., Fominykh

 V. Obosnovanie ratsional'nykh
 tekhnologicheskikh parametrov podgotovki
 skvazhinnoy produktsii Vyshganurovskogo
 mestonakhozhdenii [Substantiation of
 rational technological parameters of
 processing of flowstream production at
 Vyshganurovsky location]. Oil and Gas
 Business, 2013, issue 3.
- 6. "Low pressure gas"//[Electronic resource].
 Access link: http://sintheticfuel.com/nng
 (access date 17.02.2015)

62 ЭКОЛОГИЯ УДК 504.06

Очистка водомасляных эмульсий комбинированным методом с использованием мембранных и сорбционных технологий

В.О. Дряхлов

аспирант кафедры инженерная экология¹ vladisloved@mail.ru

И.Г. Шайхиев

д.т.н.,

заведующий кафедрой инженерная экология¹ ildars@inbox.ru

И.Ш. Абдуллин

д.т.н.,

проректор по научно-исследовательской работе abdullin_i@kstu.ru

А.В. Федотова

аспирант кафедры инженерная экология 1 felina.93@mail.ru

¹Казанский национальный исследовательский технологический университет, Казань, Россия

Целью настоящей работы является исследование очистки эмульгированных сточных вод методами ультрафильтрации с последующей адсорбцией. Представленными экспериментальными данными показана высокая эффективность исследуемого процесса, степень очистки которого составила более 99%. Кроме того, выявлено увеличение селективности разделения эмульсии полиакрилонитрильными мембранами в результате их обработки в потоке высокочастотной плазмы.

Материалы и методы

Полиакрилонитрильные мембраны, водомасляная эмульсия, ультрафильтрация, адсорбция.

Ключевые слова

эмульсия, мембраны, плазма, адсорбция

С повышением экономической эффективности промышленных предприятий, сопровождающимся ростом производственных мощностей, происходит увеличение количества антропогенных загрязняющих веществ, поступающих в окружающую среду в результате хозяйственной деятельности человека. По объектам воздействия различают загрязнение поверхностных и подземных вод, атмосферного воздуха и почв. Однако наибольшее значение для природы, а, значит, и для человека, имеет вода, являющаяся уникальным веществом, определяющим возможность существования жизни на Земле.

С увеличением качества и количества выпускаемой продукции на сегодняшний день происходит увеличение качественного и количественного состава образующихся при этом отходов, в том числе и сточных вод. Особое место в рассматриваемой проблеме занимают эмульгированные стоки, сочетающие в себе агрегативную и биологическую устойчивость, а также разнородный дисперсный и химический состав. К последним относятся отстойные воды нефтебаз, пластовые воды, сточные воды маслоэкстракционных заводов и производств глицерина, отработанные моющие растворы и смазочно-охлаждающие жидкости, стоки автозаправочных станций и постов мойки автомашин, что особенно актуально для Республики Татарстан, где широко развита нефтехимическая промышленность и автомобилестроение. Необходимо отметить, что с увеличением агрегативной устойчивости сточных вод происходит увеличение эксплуатационных затрат на их очистку, связанных с необходимостью разрушения стабильной структуры эмульсии с использованием внешних силовых полей.

Очистка эмульгированных стоков в большинстве случаев осуществляется применением нефте- и жироловушек, отстаиванием, фильтрованием, реже — биохимическими способами. Недостатками вышеназванных методов является недостаточная эффективность, а также потеря лёгких фракций нефтепродуктов при

наличии последних в составе рассматриваемых сточных жидкостей. В этой связи очевидна необходимость внедрения более современных методов водоочистки с использованием инновационных технологий. Анализ литературных источников выявил все возрастающую тенденцию применения мембранных технологий водоочистки, в том числе и для разделения водомасляных и водонефтяных эмульсий [1, 2]. Для мембранных технологий характерна энергоэффективность, меньшие количества используемых химических реагентов, а также малая площадь, занимаемая оборудованием.

Мембрана представляет собой селективно проницаемую перегородку. Под воздействием движущей силы проходящий через мембрану поток разделяется на две фазы - прошедший фильтрат, содержащий меньшие по размеру компоненты по сравнению с исходным потоком и задерживаемый на поверхности концентрат, содержащий большие по размеру компоненты. Движущей силой мембранных процессов является разность концентраций (газоразделение, жидкие мембраны), разность температур (термоосмос), разность потенциалов (электроосмос, электродиализ). Однако наибольшее применение в промышленности получили баромембранные процессы, осуществляемые под воздействием разности давлений до и после перегородки — микрофильтрация, ультрафильтрация, нанофильтрация и обратный осмос, различающиеся по размеру пор и, соответственно, по степени очистки.

В зависимости от материала, из которого выполнены мембраны, последние делятся на органические и неорганические (стекло, металл, керамика). Органические мембраны изготавливаются из различных высокомолекулярных соединений. Выбор последних основан на таких свойствах, как адгезия, в частности, смачиваемость поверхности, температура стеклования и степень кристалличности, взаимодействие между отдельными макромолекулами, структура, конфигурация и строение полимерной цепи.

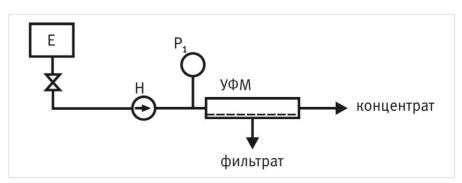


Рис. 1 — Схема лабораторной установки ультрафильтрационного разделения

Для очистки эмульгированных стоков рекомендуется применение мембран, выполненных из гидрофильных материалов, таких как ацетат целлюлозы, полисульфон или акрилонитрил, с целью увеличения селективности относительно водной фазы и отталкивания углеводородной фазы в процессе мембранного разделения. Однако, в процессе эксплуатации происходит накопление дисперсной фазы на поверхности мембраны — явление концентрационной поляризации, в результате чего происходит закупорка пор и, как следствие, снижение производительности процесса. На основании вышеизложенного, необходимым является изыскание методов интенсификации мембранного разделения эмульсий.

Ранее проведенными исследованиями показано, что одним из способов увеличения производительности и селективности разделения эмульсий типа «масло в воде» является плазменная обработка мембран [3, 4].

Плазма представляет собой частично или полностью ионизированный газ. образованный из нейтральных атомов, молекул и заряженных частиц. Основным воздействием плазмы на поверхность полимера является изменение контактных свойств. Активными элементами в процессе плазмохимической модификации являются электроны, ионы, возбужденные атомы и молекулы, а также ультрафиолетовое излучение. Под воздействием такого количества активных частиц на поверхности полимеров наблюдается целый ряд процессов: травление, окисление, сшивание и разрыв связей. Если в качестве плазмообразующего газа применяется кислород или воздух, то на поверхности материала формируются кислородсодержащие полярные функциональные группы: карбонильные, спиртовые, перекисные, простые и сложные эфирные, лактонные и т.п.

С целью подтверждения теоретических данных, исследования очистки эмульгированных СВ мембранами, а также изыскания возможности интенсификации исследуемого процесса с применением плазмы, проведена серия экспериментальных работ по разделению водомасляной эмульсии исходными и плазмообработанными мембранами.

Используемая в качестве разделяемой среды, эмульсия приготовлена на основе индустриального масла марки «И20-А», стабилизирована ПАВ марки «Косинтанол-242». Применяемые мембраны с размером пор на основе массы пропускаемых частиц 25 кДа выполнены из полиакрилонитрила (ПАН). Эксперименты проведены на лабораторной установке, схема которой представлена на рис. 1.

Исходная эмульсия подавалась на ультрафильтрационный модуль (УФМ). Под действием давления, генерируемого компрессором (Н) и регистрируемого манометром (Р1), разделялась на концентрат и фильтрат. Последний собирался в приемную емкость, концентрат по мере разделения накапливался на УФМ.

В качестве основных показателей мембранного разделения эмульсии рассматривались производительность и эффективность. Первый показатель является

мембрану потока разделяемой среды к про- дования разделения измеряемого автоматическим титратором 70:30, соответственно. марки «Т70» фирмы «Mettler Toledo».

отношением количества прошедшего через вод, следующим этапом проведены исслеизведению времени процесса и площади сред ПАН мембранами, обработанными в фильтрующего элемента, которая в данном потоке высокочастотной емкостной (ВЧЕ) случае составляет 1,73•10⁻³ м². Эффектив- плазмы при значении напряжении на аноде ность определена по изменению значений плазматрона Ua = 1,5; 3,5; 5,5 и 7,5 кВ и врехимического потребления кислорода (ХПК) мени обработки $\tau = 1,5, 4$ и 7 кВ в газовой эмульсии до и после процесса разделения, среде аргона и воздуха в соотношении

В результате анализа кривых, пред-С целью интенсификации процесса уль- ставленных на рис. 2, выявлено, что плазтрафильтрации эмульгированных сточных мообработка в среде аргона и воздуха ПАН

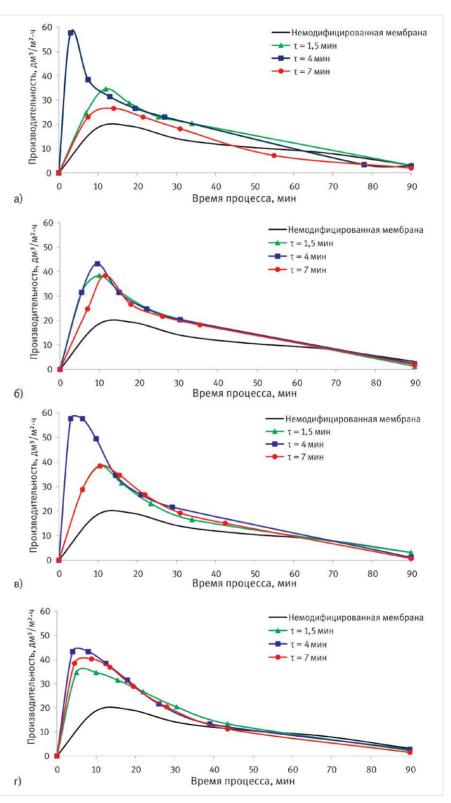


Рис. 2 — Поизводительность разделения эмульсии ПАН мембранами с массой пропускаемых частиц 25 кДа, обработанных в потоке плазмы в газовойсреде аргона и воздуха при значении анодного напряжении: a) $U_a = 1,5$ кB; б) $U_a = 3,5$ кB; в) $U_a = 5,5$ кB; г) $U_a = 7,5$ кВ

мембран способствует увеличению производительности по сравнению с исходной мембраной до 3 раз. При этом во всех случаях Ua наибольшие значения рассматриваемого параметра наблюдаются при времени обработки $\tau=4$ мин, а максимальное отмечено при Ua = 5,5 кВ.

Как показано данными таб. 1, плазмообработка в среде аргона и воздуха рассматриваемых мембран способствует снижению значений ХПК фильтратов модифицированных фильтрэлементов в 7 случаях из 12, при этом снижение рассматриваемого параметра происходит с увеличением Ua и τ . Наименьшее значение ХПК = 4610 мг O_2/Λ фильтрата достигнуто при использовании мембраны, обработанной при Ua = 7,5 кB, τ = 7 мин, ХПК фильтрата при использовании исходной мембраны — 7050 мг O_2/Λ , соответственно, эффективность составила 97,2 и 95,7%.

С целью дальнейшей очистки водомасляной эмульсии от дисперсной фазы масла, следующим этапом исследования проведена адсорбция рассматриваемой среды. В качестве адсорбентов применялись клиноптилолит, диатомит и активированный уголь. Экспериментальные работы проводились в динамических условиях: через слой сорбента объемом 0.5 дм³ пропускалась модельная сточная жидкость, а также в статических условиях: смесь эмульсии с сорбентом в соотношении 5:1 перемешивалась в течение 6 часов с помощью механической мешалки. Результаты представлены на рис. 3. Анализ графиков адсорбции в динамических условиях, представленных на рис. За, показывает, что лучшей сорбционной способностью относительно эмульсии обладает активированный уголь, худшей — клиноптилолит, что подтверждается более высокими значениями ХПК очищенной эмульсии. При этом резкое увеличение рассматриваемого параметра для всех сорбентов наблюдается при значении объема очищенной модельной СВ 2500 мл, что соответствует соотношению сорбента к эмульсии как 1:5. Таким образом, данное соотношение выбрано базовым для исследования процесса адсорбции в статических условиях (рис. 36).

В результате анализа данных, представленных на рис. 36, найдена ранее выявленная зависимость: эффективность адсорбции увеличивается в ряду клиноптилолит, диатомит, активированный уголь. Наиболее резкое уменьшение значений ХПК для всех сорбентов наблюдается в течение первых 30 мин. процесса. Конечные значения рассматриваемого параметра после 6 часов адсорбции для клиноптилолита, диатомита и активированного угля составили 500, 155 и 39 мгО $_{3}$ /л, соответственно.

Итоги

Проведены исследования разделения водомасляной эмульсии на основе масла марки «И20-А» методом ультрафильтрации полиакрилонитрильными мембранами с последующей адсорбции.

Выводы

В результате проведенных экспериментальных работ выявлены основные закономерности разделения водомасляной эмульсии на основе масла марки «И-20А»

исходными и плазменно-модифицированными мембранами, исследована адсорбционная доочистка эмульгированных сред различными сорбентами, подтверждено теоретическое обоснование целесообразности плазмохимической модификации полимерных мембран, в частности выполненных из ПАН, с целью очистки эмульгированных СВ.

Список используемой литературы

- Guolin J., Xiaoyu W., Chunjie H. The effect of oilfield polymer-flooding wastewater on anion-exchange membrane performance. Desalination, 2008, issue 1–2, pp. 386–393.
- Lanknecht P., Lopes D., Mendes M. Removal of industrial cutting oil from oil emulsions by polymeric ultra- and

- microfiltration membranes. Environ. Sci. and Technol., 2004, issue 18, np. 4878-4883.
- 3. Дряхлов В.О., Шайхиев И.Г., Абдуллин И.Ш., Ибрагимов Р.Г., Батыршин Р.Т. Исследование разделения водомасляных эмульсий с помощью плазменно-модифицированных мембран // Вестник Казанского технологического университета. 2010. № 11. С. 43–48.
- 4. Дряхлов В.О., Капралова Н.Н., Шайхиев И.Г., Абдуллин И.Ш., Ибрагимов Р.Г. Батыршин Р.Т. Исследование разделения водомасляных эмульсий, стабилизированных ПАВ марки «Неонол», с помощью плазменно-модифицированных мембран // Вестник Казанского технологического университета. 2011. № 6. С. 31–35.

Газовая среда	Ua, кВ	ХПК, мг $O_2/л$					
		Время плазмообработки, мин					
		1.5	4	7			
Аргон воздух	1,5	7340	6500	5730			
	3,5	8430	7710	7540			
	5,5	8290	6250	5740			
		5820	5130	4610			
Исходная мембрана		7050					
Эмульсия		166500					

Таб. 1 — ХПК фильтратов, полученных при разделении эмульсии плазмообработанными ПАН мембранами с массой пропускаемых частиц 25 кДа

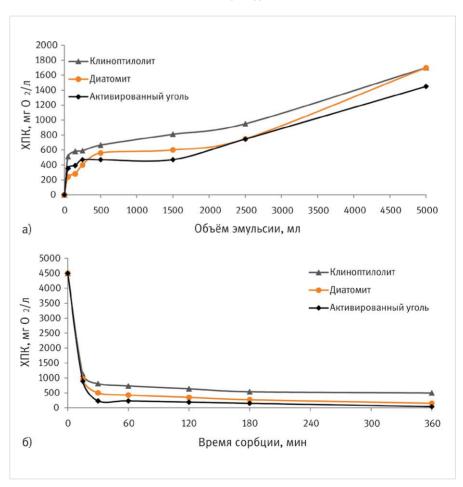


Рис. 3— Адсорбция эмульсии: а) в динамических условиях; б) в статических условиях

ENGLISH ECOLOGY

Water-oil emulsion treatment by combined method using membrane and sorption technologies

UDC 504.06

Authors

Vladislav O. Dryakhlov - postgraduate student of engineering ecology department1; vladisloved@mail.ru

Ildar G. Shaikhiev — ph.d, head of department of environmental engineering1; ildars@inbox.ru

Ildar S. Abdullin — ph.d., vice-rector for research work¹; <u>abdullin_i@kstu.ru</u>

Alina V. Fedotova — graduate student of environmental engineering¹; felina.93@mail.ru

¹Kazan National Research Technological University, Kazan, Russian Federation

Abstract

The aim of this work is to study treatment of emulsified wastewater by ultrafiltration followed by adsorption. The experimental data demonstrated the high efficiency of the process, the degree of purification is more than 99%. It was revealed an increase in the selectivity of emulsion separation by polyacrylonitrile membranes modified plasma.

Materials and methods

Polyacrylonitrile membranes, water-oil

References

- 1. Guolin J., Xiaoyu W., Chunjie H. The effect of oilfield polymer-flooding wastewater on anion-exchange membrane performance.

 Desalination, 2008, issue 1–2, pp. 386–393.
- Lanknecht P., Lopes D., Mendes M. Removal of industrial cutting oil from oil emulsions by polymeric ultra- and microfiltration membranes. Environ. Sci. and Technol., 2004, issue 18,

emulsion, ultrafiltration, adsorption.

Results

The research of dividing of oil-water emulsion oil-based brand "I20-A" using ultrafiltration polyacrylonitrile membranes with subsequent adsorption was done.

Conclusions

As a result of experimental studies revealed the basic laws of separation of oil-water emulsion oil-based brand "I-20A" by initial

pp. 4878-4883.

- 3. Dryakhlov V.O., Shaihiev I.G., Abdullin I.Sh., Ibragimov R.G., Batirshin R.T. Issledovanie razdelenia vodomaslianih emulsii s pomoshiy plazmennomodificirovannix membran [Study of separating water emulsion using the modified plasma membranes]. Vestnik of KNRTU, 2010, issue 11, pp. 43–48.
- 4. Dryakhlov V.O., Kapralova N.N., Shaihiev

and plasma-modified membranes, the posttreatment by adsorption of emulsion by various sorbents was researched, the theoretical rationale for plasma modification of polyacrylonitrile membranes for treatment of emulsified wastewaters are confirmed.

Keywords

emulsion, membranes, plasma, adsorption

I.G., Abdullin I.Sh., Ibragimov R.G., Batirshin R.T. Issledovanie razdelenia vodomaslianih emulsii, stabilisirovannix PAV marki "Neonol", s pomoshiy plazmenno-modificirovannix membran [Research of the separation of oil water emulsions stabilized with surfactants brand "Neonol", using plasma-modified membranes]. Vestnik of KNRTU, 2011, issue 6, pp. 31–35.



ПРОИЗВОДИТЕЛЬ НЕТКАНЫХ МАТЕРИАЛОВ В РОССИИ

Геотекстильные полотна «Геоком» для:

- строительства и ремонта автомобильных и железных дорог
- обустройства нефтяных, газовых и других месторождений и пр.
- нетканые полотна для строительства (обмотки трубопроводов; строительства бассейнов; при укладке тротуарной плитки; в инверсионной кровле и др.)

ОАО «Комитекс»

167981, г. Сыктывкар, ул. 2-я Промышленная, 10 тел. (8212) 286-513, 286-547, 286-575; факс 286-560 market@komitex.ru



Переработка нефтешламов

Ю.И. Токарев

к.т.н., генеральный директор¹ rusnh@mail.ru

Р.В. Андреев

инженер, директор по маркетингу¹ andruslan@mail.ru

К.М. Длигач

технический директор¹ hometek@bk.ru

1000 «Русские нефтехимические технологии» (Руснефтехим), Москва, Россия

В работе рассматриваются технологические аспекты переработки и утилизация нефтешламов.

Материалы и методы

Технологические исследования, проектно-конструкторские разработки.

Ключевые слова

малотоннажное производство, экология, нефтешламы, амбарные эмульсии, переработка нефтешламов На сегодняшний день основной экологической проблемой в нефтяной отрасли (имеется в виду вся отрасль, включая перерабатывающую) является накопление нефтяных шламов и замазученных грунтов, которые накапливаются в течение десятков лет, создавая тем самым, «мёртвые» земли.

Добыча, транспортировка и хранение нефти, а также производство из нее нефтепродуктов связано с накоплением нефтешламов в специальных отстойных прудах. Подобные шламы включают прямые и обратные водонефтяные эмульсии и твердые частицы (песка, катализаторов и т.п.), которые зачастую являются высокоабразивными суспензиями.

Объём накопленных нефтешламов составляет значительное количество.

Особенностью амбарных эмульсий в нефтедобывающей промышленности является большое содержание мехпримесей — до 10–13% масс., повышенная вязкость дисперсионной среды до 400–800 мм²/с, высокая агрегативная устойчивость до 90–100 %.

Содержание в заводском нефтешламе продуктов составляет:

- нефтепродукты 25-30 % масс.;
- вода 60-70 % масс.;
- мехпримеси 8-12 % масс.

Большинство проектов по утилизации подобных шламов не дают должного эффекта из-за неправильно подобранного оборудования, химических реагентов или незнания природы самих шламов.

Предлагаемый подход является экологически более правильным, несмотря на то, что он более сложный и дорогостоящий, поскольку требует применения более совершенных технологий и процессного оборудования. Такой подход позволяет осуществить на предприятии безотходное производство, то есть в результате производственной деятельности не возникают отходы, требующие складирования или вывоза для специального захолонения.

Ранее, одним из авторов, предложены и внедрены в эксплуатацию технологические установки по переработке и утилизации накопившегося и вновь образующегося нефтешлама в шламонакопителях очистных сооружений Павлодарского (Казахстан) и

Саратовского нефтеперерабатывающих заводов (1). В принцип работы установки по переработке и утилизации нефтешлама заложен метод ударной обработки в дезинтеграторе нефтешлама с целью образования стабильной эмульсии, которая вовлекается в поток котельного топлива завода и служит компонентом товарного мазута, либо используется как самостоятельное топливо. За время работы установки на Павлодарском НПЗ полностью очищены шламоотстойники (70 000 м³). Существенный вклад в ликвидацию нефтешламов внесла аналогичная установка, эксплуатирующаяся с 1998 г. на Саратовском НПЗ.

На ряде НПЗ (Рязанский, Н-Куйбышевский, Пермский и др.) работают установки по ликвидации нефтешламов, основным оборудованием которых является трехфазная центрифуга позволяющая уменьшить количество твердого остатка. Однако, получаемые твердые остатки сбрасываются в пруды-накопители. Таким образом, вопрос полной ликвидации нефтешламов остается открытым.

Для полной ликвидации нефтешламов и последующей рекультивации замазученных грунтов предлагается технологическая установка (рис. 1) мощностью 50 тыс. тонн/год (2), которая может быть как в стационарном, так и в мобильном исполнении. Установка запатентована согласно законодательству РФ.

В установку заложено типовое и нестандартное оборудование российского производства. Метод производства — непрерывный. В установке используется три типа нагрева — огневой, рекуперативный и паровой с максимальной температурой до 450°С.

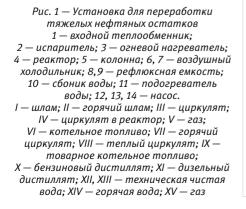
Аналогов предлагаемой установки по переработке амбарных нефтей нет. В случае необходимости данная установка может заменить такие установки как атмосферная трубчатка (АТ) и висбрекинг.

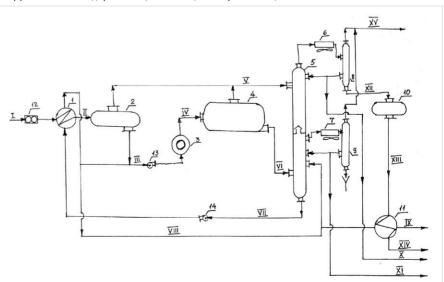
Время изготовления оборудования установки 10–12 месяцев с момента заключения договора.

По экспертной оценке стоимость установки 90–100 млн. рублей (в границах установки) без учета расходов на транспортировку.

Занимаемая площадь: 20 х 40 метров.

Вес комплекта оборудования (в границах установки) — 120 тонн.





Общая установленная мощность электродвигателей — 750 кВт.

Срок окупаемости в пределах полутора

Стоимость проектных работ (без общезаводского хозяйства) — 9 млн. рублей. Срок проектирования 8-10 месяцев.

Принцип работы установки — деструкция исходного сырья с необходимой глубиной разложения. Установка позволяет наиболее полно переработать исходное сырьё и, соответственно, улучшить экономические показатели производства в целом.

Продуктами установки (производства) являются: углеводородные газы, включая непредельные; бензиновая фракция содержащая непредельные и ароматические углеводороды; дизельная фракция; маловязкое котельное топливо, а также кокс с высоким содержанием золы, в которой концентрируется экономически значимое количество таких металлов как вольфрам и ванадий; очищенная вода; тепловая энергия, которая может быть преобразована в электрическую.

Описанная установка позволяет перерабатывать не только нефтяные шламы, но и любое углеводородное сырьё.

Итоги

Использование предлагаемой технологии переработки нефтешламов целесообразно с точки зрения улучшения экологии окружающей среды и экономически оправдано за счет получения дополнительных количеств нефтепродуктов.

Выводы

Данное предложение по переработке нефтешламов позволяет применить эффективные технологии и решать экологические проблемы на современном уровне.

Список используемой литературы

- 1. Свидетельство РФ на полезную модель № 6195 ot 10.04.1997.
- 2. Патент РФ на полезную модель № 76339 от 28.04.2008.

ENGLISH ECOLOGY

Oil slime processing

UDC 665.62

Yuriy I. Tokarev — Ph.D, general director¹; rusnh@mail.ru Ruslan V. Andreev — engineer, marketing director¹; andruslan@mail.ru Konstantin M. Dligach — technical director¹; hometek@bk.ru

¹"Rusneftechim" LLC, Moscow, Russian Federation

Article has information about oil slime processing.

Materials and methods

Technical research, design and engineering development.

References

Septe

Using of giving technology for oil slime processing is reasonable for improving environmental conditions, and profitable due to additional amounts of petroleum products.

1. Useful model patent of Russia Nº 6195, 10.04.1997.

Conclusions

The giving data, let improve environmental conditions using effective technology

Kevwords

small-tonnage oil refinery, environmental, oil slime processing

2. Useful model patent of Russia № 76339, 28.04.2008

Общество с ограниченной ответственностью Завод "Калининградгазавтоматика"

Разработка, производство и внедрение на объекты газовой, нефтяной и других отраслей промышленности распределительного и взрывозащищенного электрооборудования, систем автоматики и прочих приборов.

Основным видом деятельности завода является производство:

- Ячеек КРУ класса напряжения 6-10 кВ серии MCset и Nexima с элегазовыми и вакуумными выключателями;
- Шкафов НКУ до 1000 В серии ОККЕN и Prisma Plus;
- Комплектных трансформаторных подстанций внутренней установки (цеховые);
- Систем гарантированного бесперебойного питания;
- Шкафов управления двигателями АВО газа;
- Узлов управления кранами (ЭПУУ);
- Взрывозащищенных оболочек (коробок);
- Щитов и пультов автоматизации производственных процессов;
- Шкафной продукции;

Web.: www.invest-gaz.ru

Прочих приборов и средств автоматизации.

Благодаря высокому качеству и надежности выпускаемого оборудования, а также безупречной работе на протяжении многих лет, завод завоевал себе репутацию надежного поставщика энергетического оборудования на российском рынке. Среди предприятий использующих наше оборудование можно выделить следующие: ОАО "Газпром", ОАО "Роснефть", НК "ЛУКОЙЛ", ФСК ЕЭС, холдинг МРСК, ОАО "ГМК Норникель", ООО УК "Металлоинвест" и ряд других.

ООО Завод «Калининградгазавтоматика» 236022, РФ, г. Калининград, Гвардейский пр., д. 15 Тел: (4012) 576-032, факс: 576-024

Отдел продаж: 576-033, 576-028, 576-125 e-mail: zavod@kga.ru; Web.: www.kga.ru

Уполномоченный представитель по реализации продукции ООО «Инвестгазавтоматика» 119435, г. Москва, Саввинская наб., 25 Тел.: (495)933-62-30, факс:933-62-32 e-mail: info@invest-gaz.ru



68 ЭКОЛОГИЯ УДК 504.06

Комплексная технология ингибирования битумных изоляционных материалов с целью уменьшения техногенного воздействия на экологию

А.Ф. Кемалов

д.т.н., ведущий научный сотрудник, профессор, заведующий кафедрой kemalov@mail.ru

Р.А. Кемалов

к.т.н., старший научный сотрудник, доцент¹ kemalov.ruslan@gmail.com

¹Кафедра высоковязких нефтей и природных битумов, Казанский (Приволжский) Федеральный Университет, Казань, Россия

Изучено влияние элементной серы как пластификатора на процессе ингибирования битум-полимерного пленкообразователя.

Материалы и методы

Физико-механические свойства битумных изоляционных материалов, катализ, экологический мониторинг, изоляционные материалы, ингибирование.

Ключевые слова

нефтяные дисперсные системы, пленкообразующие вещества, нефтехимия, термопластичные смолы, сера, пигменты, физико-механические и изолирующие характеристики покрытий Согласно современным представлениям, полимер-битумная композиция (ПБК) — дисперсия полимеров с битумом. Получение пленкообразователей [1, 2, 3], т. е. совмещение битума с компонентами, проводилось двумя этапами: а) приготовление полимерного раствора, состоящего из образца термополимерной смолы (ТПС), полимерного пластификатора и ароматического растворителя (о-ксилола); б) совмещение полимерного раствора с образцом битума.

Для оценки защитных свойств полимеров: дивинил-стирольного термоэластопласта (ДСТ), низкомолекулярного СЭВа (НМС), полициклопентадиена (ПЦПД), атактического полипропилена (АПП), были приготовлены образцы битумных изоляционных материалов (БИМ) [4].

Данные таб. 1 свидетельствуют о том, что наиболее эффективными ингибирующими характеристиками обладают полимеры НМС и ДСТ с критической концентрацией структурообразования (ККС) 2 и 2-2,5% мас. соответственно, а также следует особо обратить внимание на защитный барьер, возникаюший при введении 8% мас. ТПС при 5 и 7 час. воздействия в растворе электролита, когда протекает пассивация поверхности подложки, изолированной БИМ. Вместе с этим необходимо проведение пластификации БИМ и исключения, таким образом, окислительной деструкции. Вводимые пластификаторы в состав БИМ ослабляют энергии межмолекулярных взаимодействий в макроассоциатах битума, значительная часть которых разрушается и включается по принципу внутримицеллярной или надмицеллярной солюбилизации в мицелярную структуру ингибитора. Механизм действия пластификаторов заключается в повышении подвижности отдельных молекул или сегментов макромолекул полимеров, находящихся в устойчивом статическом состоянии, за счет ослабления их молекулярных взаимодействий, либо в повышении подвижности ассоциатов (пачек) макромолекул за счет ослабления межфазовых взаимодействий или понижения степени кристалличности.

Вышеперечисленными свойствами и предъявляемым требованиям обладает элементная сера, которая при определенном ее содержании может образовывать за счет формирования сложных структурных единиц (ССЕ) сопряженные с имеющимися частицами дисперсной фазы пространственные структуры [5]. При этом свойства БИМ будут определяться этой новой пространственной сопряженной структурой. Уже при малых концентрациях эта добавка может оказывать структурирующий эффект, а при больших — пластифицирующий и наоборот. В первом случае, очевидно, это должно быть

связано с тем, что ингибитор не сможет распределиться в дисперсионной среде БИМ, и будет играть роль «шарниров при сдвиге». Согласно исследованиям [4], показано, что для исключения окислительной деструкции ПБК вводятся серосодержащие соединения, способные разлагать гидроперекиси, что приводит в дальнейшем к пластификации ПБК. Методом рентгеноструктурного анализа обнаружено увеличение межплоскостного расстояния в асфальтосмолистых веществах, которое фундаментально характеризует понятие «плотность упаковки конденсированных ароматических структур», таким образом, применение элементной серы как пластифицирующего агента БИМ существенно расширяет возможности их использования в различных условиях. Склонность битумных материалов к химическим превращениям зависит от их состава и, прежде всего, от наличия легкоокисляющихся групп и связей в молекулах. Хорошо известно, что в смесях ароматических и парафино-нафтеновых УВ гораздо быстрее окисляются ароматические компоненты. Термоокислительные превращения остатков сернистых нефтей идут в режиме ингибированного окисления. Роль ингибитора окисления ароматических УВ выполняют сернистые соединения сульфидного типа, которые разрушают промежуточные продукты окисления — гидропероксиды, и процесс окисления идет по «вырожденно разветвленному механизму». Подтверждением ингибирующего действия элементной серы является исследование полученных значений йодных чисел, которые свидетельствуют о характерном влиянии элементной серы в растворах полимеров. Установлено, что элементная сера взаимодействует с двойными связями полимеров, а также со свободными связями и радикалами, содержащихся в битуме. Для оценки защитных свойств, которые придает элементная сера при ее совмещении с БИМ, были приготовлены покрытия. Следует отметить, что сера вводилась в количестве до 3% мас. После распределения ее в полимерном растворе наносили на подложки, после чего на 5 сутки проводили электрохимические исследования, результаты которых приведены в таб. 2.

Руководствуясь проведенными комплексными исследованиями, наиболее оптимальная концентрация элементной серы в составе пленкообразователей — 2,5% мас. Известно, что введение пигментов и наполнителей в органических Пк вызывает значительное изменение деформационно-прочностных свойств. Так, пигментирование БИМ, наряду с повышением оптических свойств Пк, приводит к увеличению изолирующей способности покрытий, уменьшению внутренних

напряжений, увеличению модуля упругости, а также усилению адгезионно-прочностных свойств БИМ. Эффективным наполнителем, обладающим противокоррозионными характеристиками, может служить отработанный хром-алюминиевый катализатор ИМ-2201, выпускаемый по ТУ 38.103544-89. Количество пигмента и пленкообразователя рассчитывалось по методике [6].

Присутствие пигментов и наполнителей в органических покрытиях вызывает значительное изменение всех деформационно-прочностных свойств. Как правило, при введении пигментов увеличиваются внутренние напряжения, модуль упругости, прочность при растяжении, изгибе, ударе, истирании, твердость Пк. Это обусловлено возрастанием жесткости и ориентацией молекул пленкообразователя вблизи поверхности пигментных частиц при физико-химическом или химическом взаимодействии пигмента с пленкообразователем, а также эффектом армирования относительно мягких пленкообразователей более твердыми и жесткими частицами неорганических пигментов, образующих в Пк армирующую сетку. В большинстве случаев введение пигментов в пленкообразователи приводит к повышению изолирующей способности БИМ. Это обусловлено следующими причинами: 1. Увеличивается длина пути диффундирующих через Пк молекул агрессивных газов и жидкостей. 2. Происходит связывание коррозионно-активных газов (H2S, SO2, SO3, С12) и жидкостей за счет физико-химического или химического взаимодействия с пигментами. 3. Замедляется диффузия коррозионно-активных агентов вследствие уплотнения и ориентации пленкообразователя вблизи поверхности пигментных частиц при их взаимодействии с пленкообразователем.

В большинстве случаев взаимодействие пигментных частиц с молекулами пленкообразователя изменяет химические процессы, что приводит к ограничению подвижности молекул пленкообразователя вблизи поверхности пигментных частиц, уменьшению сегментарной подвижности макромолекул. увеличению их жесткости и повышению температуры стеклования пленкообразователя в этой области. Считается, что пигмент оказывает катализирующее влияние на пространственное превращение пленкообразователей. Такие эффекты имеют место в пленкообразователях при их наполнении оксидами металлов переменной валентности. В отдельных случаях взаимодействие между пигментом и пленкообразователем носит химический характер. Это имеет место при сочетании пигментов основного характера с пленкообразователями, содержащими карбоксильные группы, пигментов, генерирующих в Пк окисляющие или комплексообразующие ионы. Учитывая все перечисленные физико-химические факторы, оказывающие влияние на армирование органодисперсной структуры БИМ, в качестве пленкообразующей основы выбраны битумы, модифицированные с помощью ДСТ и НМС. Вместе с этим в процессе проведения исследований было обнаружено, что растворители ароматического основания для БИМ, выкипающие при температурах 150-160°С, влияют на адсорбцию, блокируя активные центры. Так ароматические УВ, кетоны, простые и сложные эфиры, имеющие основной характер, адсорбируются

	вание полимеров/ рация, % мас.	0 точка	1 час	3 час	5 час	7 час
ДСТ	2	-325	-252	-178	-273	-169
	4	-178	-153	-50	-148	-150
НМС	2	-358	-283	-78	-103	-68
	4	-313	-188	-62	-88	-158
пцпд	2	-130	-138	-53	-118	-91
	4	-178	-205	-120	-161	-148
АПП	2	-220	-194	-155	-168	-161
	4	-228	-228	-168	-253	-252
ТПС	2	-214	-188	-133	-146	-129
ТПС	4	-225	-158	-160	-178	-158
	6	-338	-183	-146	-123	-119
	8	-333	-173	-131	-124	-124
	10	-268	-178	-139	-213	-198

Таб. 1 — Изменение потенциала металла по отношению к стандартному водородному электроду от времени

Наимено	вание	0 точка	1 час	3 час	5 час	7 час
ДСТ	S-0,5%	-208	-167	-43	-18	-58
	S-1%	-124	-265	-103	-58	-25
	S-1,5%	-213	-103	-93	-10	-71
	S-2%	-288	-128	-83	-18	-48
	S-2,5%	-204	-175	-88	-78	-95
	S-3%	-148	-98	-98	-53	-93
АПП	S-0,5%	-155	-68	-158	-115	-126
	S-1%	-138	-53	-63	-118	-162
	S-1,5%	-171	-143	-88	-158	-165
	S-2%	-198	-148	-188	-195	-176
	S-2,5%	-224	-118	-118	-142	-133
	S-3%	-170	-185	-148	-110	-105
НМС	S-0,5%	-313	-178	-53	-87	-88
	S-1%	-223	-158	-163	-153	-150
	S-1,5%	-108	-228	-203	-193	-191
	S-2%	-268	-157	-101	-163	-146
	S-2,5%	-228	-68	-138	-128	-133
	S-3%	-123	-63	-168	-168	-167
пцпд	S-0,5%	-338	-168	-158	-147	-131
	S-1%	-243	-128	-168	-158	-143
	S-1,5%	-308	-163	-158	-126	-145
	S-2%	-288	-152	-126	-126	-188
	S-2,5%	-218	-133	-108	-156	-103
	S-3%	-215	-151	-198	-174	-160

Таб. 2 — Изменение потенциала металла по отношению к стандартному водородному электроду от времени

ОСП/ Выдержка, сутки	Твердость ГОСТ 5233-89 (ISO 1522- 73), усл. ед.		Изгиб ГОСТ Р 50500-93, баллы		Твердость ISO 15184, баллы		Адгезия ГОСТ 31149- 2014, баллы		Адгезия ISO 4624, кгс/см²	
	3	7	3	7	3	7	3	7	3	7
Пигментиро	ванные Б	ИМ, модифиц	цирован	ные ДС	Τ					
0,69	0,2626	0,3050	1	2	0	0	1	1	1	2
0,56	0,2953	0,3125	1	1	1	1	1	1	2	3
0,4	0,3209	0,3546	1	1	2	2	1	1	3	5
0,24	0,3256	0,3121	1	1	2	2	1	1	5	7
0,12	0,3674	0,3807	1	1	2,5	2,5	1	1	7	9
Пигментиро	ванные Б	ИМ, модифиц	цирован	ные НМ	C					
0,69	0,3659	0,3533	3	2	0	0	1	1	1	2
0,59	0,5193	0,5176	2	1	1	1	1	1	2	4
0,46	0,5080	0,4588	1	1	2	2,5	1	1	3	7
0,31	0,4625	0,3529	1	1	2	2,5	1	1	5	8
0,2	0,2920	0,2945	1	1	2,5	3	1	1	7	10

Таб. 3 — Анализ физико-механических свойств БИМ

на кислотных центрах. В качестве пигментов наполнителя исследовался порошок отработанного катализатора ИМ-2201, обладающий сферической структурой зерна. Выбор данного пигмента — наполнителя, обуславливается рядом причин:

- 1. наличие металлов переменной валентности, выполняющих роль активаторов процесса отверждения;
- 2. агрегативная устойчивость частиц, способствующая высокой механической прочности Пк;
- 3. придание БИМ декоративных свойств. Анализ физико-механических свойств пигментированных БИМ представлен в таб. 3.

Итоги

По проведенным физико-механическим и электрохимическим исследованиям пигментированных БИМ модифицированных полимерами и ингибированных элементной серой установлено, что полимеры являются важной составляющей битумного пленкообразователя, т.к. значительно повышаются

твердость и адгезия покрытий.

Выволы

В данной работе установлены закономерности изменения физико-механических и изоляционных свойств БИМ при совмещении с пигментами и наполнителями. Проведены расширенные лабораторные испытания по оценке качественных характеристик, наполненных БИМ с положительными результатами. Проведенными исследованиями осуществлена оценка ингибирующей способности элементной серы в роли наполнителя полимерных материалов с целью уменьшения техногенного влияния на экологию.

Список используемой литературы

Кемалов, Р.А. Кемалов А.Ф.
Пигментированные битумные
изоляционные лакокрасочные
материалы: состав, свойства, применение
// Экспозиция Нефть Газ. 2009. №1.
С. 14–16.

- 2. Кемалов А. Ф., Кемалов Р. А. Исследование дисперсного состояния полимерных систем с целью получения высококачественных битум-полимерных материалов // Химия технология топлив и масел. 2012. №5. С. 3–7.
- 3. A.F. Kemalov, R.A. Kemalov Relationship Between the Structural-Group Composition and Physicochemical Properties of Insulating Primers for the Protection of Oil and Gas Equipment. World Applied Sciences Journal, 2013, issue 23 (7), pp. 892–897.
- 4. Кемалов Р.А. Модифицированные специальные битумы и лакокрасочные материалы на их основе. Казань. 2003. 20 с.
- 5. Кемалов, А.Ф. Кемалов А.Ф. Научнопрактические основы физико-химической механики и статистического анализа дисперсных систем. Казань: КГТУ. 2008.
- 6. Кемалов Р.А. Кемалов А.Ф. Защитные лакокрасочные покрытия на основе продуктов нефтехимического сырья. Казань: КГТУ. 2008. 178 с.

ENGLISH ECOLOGY

Complex inhibition technology of bituminous insulating materials for the purpose of reduction of technogenic influence on ecology

UDC 504.06

Authors:

Ruslan A. Kemalov — candidate of technical sciences, senior research associate, associate professor¹; kemalov.ruslan@gmail.com Alim **F. Kemalov** — doctor of engineering, leading researcher, professor, head of the department¹; kemalov@mail.ru

¹Department of high-viscosity oil and the natural bitumens, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

Abstract

Influence of element sulfur as softener on process of inhibition bitumen polymeric filming agent is studied.

Materials and methods

Physic mechanical properties of bituminous insulating materials, catalysis, ecological monitoring, insulating materials, inhibition.

Results

On carried out physic mechanical and electrochemical researches of the

pigmented BIM modified by polymers and inhibited element sulfur it was established that polymers are an important component of bituminous filming agent since the hardness and adhesion of coverings considerably increasing.

Conclusions

In this work consistent patterns of change physicomechanical and the BIM insulating properties are determined at combination with pigments and fillers. Expanded laboratory researches according to the

qualitative characteristics filled with BIM with positive results are carried out. The assessment of the inhibiting ability of element sulfur as a filler of polymeric materials for the purpose of reduction of technogenic influence on ecology is carried out by the conducted researches

Keywords

oil dispersion systems, film-forming substances, petrochemistry, thermoplastic pitches, sulfur, pigments, physic mechanical and isolating characteristics of coverings

References

- 1. Kemalov, R.A. Kemalov A.F.

 Pigmentirovannye bitumnye
 izolyatsionnye lakokrasochnye
 materialy: sostav, svoystva, primenenie
 [Pigmented bituminous insulating
 paints and varnishes: structure,
 properties, application]. Exposition Oil
 Gas, 2009, issue 1, pp. 14–16.
- Kemalov A. F., Kemalov R. A.
 Issledovanie dispersnogo sostoyaniya
 polimernykh sistem s tsel'yu
 polucheniya vysokokachestvennykh
 bitum-polimernykh materialov
 [Research of a disperse condition of
 polymeric systems for the purpose
 of receiving high-quality bitumen
- polymeric materials]. Chemistry technology of fuels and oils, 2012, issue 5, pp. 3–7.
- 3. A.F. Kemalov, R.A. Kemalov
 Relationship Between the
 Structural-Group Composition and
 Physicochemical Properties of
 Insulating Primers for the Protection of
 Oil and Gas Equipment. World Applied
 Sciences Journal, 2013, issue 23 (7),
 pp. 892–897.
- Kemalov R.A. Modifitsirovannye spetsial'nye bitumy i lakokrasochnye materialy na ikh osnove [The modified special bitumens and paints and varnishes on their basis].
 Kazan, 2003, 20 p.
- 5. Kemalov, A.F. Kemalov A.F.
 Nauchno-prakticheskie osnovy
 fiziko-khimicheskoy mekhaniki i
 statisticheskogo analiza dispersnykh
 sistem [Scientific and practical bases
 of physical and chemical mechanics
 and statistical analysis of disperse
 systems]. Kazan: Kazan State
 Technology University, 2008, 472 p.
- Kemalov R.A. Kemalov A.F. Zashchitnye lakokrasochnye pokrytiya na osnove produktov neftekhimicheskogo syr'ya [Protective paint and varnish coverings on the basis of products of petrochemical raw materials]. Kazan: Kazan State Technology University, 2008, 178 p.

Утилизация отработанных катализаторов для уменьшения экологических рисков в производстве изоляционных материалов

А.Ф. Кемалов

д.т.н, ведущий научный сотрудник, профессор, заведующий кафедрой 1 <u>kemalov@mail.ru</u>

Р.А. Кемалов

к.т.н., старший научный сотрудник, доцент¹ kemalov.ruslan@gmail.com

¹Кафедра высоковязких нефтей и природных битумов, Казанский (Приволжский) Федеральный Университет, Казань, Россия

Приведены результаты исследований по пассивации ИМ-2201 и использованию в дальнейшем в составе изоляционных материалов.

Материалы и методы

Физико-механические свойства битумных изоляционных материалов, катализ, экологический мониторинг, утилизация, изоляционные материалы, трубопроводы.

Ключевые слова

пленкообразующие вещества, нефтехимия, отработанные катализаторы, термопластичные смолы, пигменты, физико-механические свойства покрытий

Известно, что одним из общепринятых способов улучшения физико-механических свойств тугоплавких битумов является их пигментирование, то есть введение в состав битумного изоляционного материала (БИМ) металлических включений переменной валентности с целью интенсификации процесса их отверждения [1, 2, 3, 4].

Пигменты наполняют органические покрытия (Пк) и придают им цвет, непрозрачность - «укрывистость», увеличивают твердость, атмосферостойкость, улучшают защитные, декоративные и другие свойства. Таким образом, в зависимости от назначения Пк, условий его эксплуатации, планируемого срока службы, методов нанесения и отверждения производится выбор пигментов, наполнителей или красителей, в соответствии с физико-химическими свойствами пленкообразующей композиции: химическая совместимость; адсорбционное COOTRET ствие; термическая стойкость и стойкость к излучению; цвет пигментов; экономические соображения; количественное соотношение.

Объектом исследования с точки зрения возможности использования в качестве наполнителя-наполнителя служит отработанный хром-алюминиевый катализатор ИМ-2201, выпускаемый по требованиям ТУ 38.103544-89. Предпосылкой для этого явилось наличие в его составе некоторого количества

соединений Сг⁴⁶, являющегося, как известно, действующим началом хроматных противокоррозионных пигментов. Химический состав ИМ-2201, % мас.: $Al_2O_3 - 73$,6; $Cr_2O_3 - 17$,8; $SiO_2 - 4$,6; $CrO_3 - 1$,0; $K_2O - 0$,7; $Fe_2O_3 - 0$,3; $H_3O - 2$,0.

Установлено [3, 4], что с увеличением температуры размягчения (Траз) битума свыше 100—110°С нарушается плотность упаковки наполнителя в объеме Пк. Это происходит за счет взаимного перекрывания частиц наполнителя с асфальтенами, что вызывает интенсивную коррозию металла во времени. Таким образом, в Пк необходимо создавать оптимальное объемное наполнение и использовать наполнители с дисперсностью порядка 20—30 мкм, при которых достигаются высокие деформационно-прочностные свойства с низкими внутренними напряжениями, не вызывающих разрушения Пк.

Для создания БИМ необходимо проведение расчета объемного содержания наполнителя (ОСП) с учетом плотности наполнителя и пленкообразователя. Плотность пленкообразователя равна 1, а плотность наполнителя находим по методике [5]. Плотность наполнителя равна:

$$ho = 0.8810(49,6055-18,3396) / [(61,8700-18,3396)-(84,8359-49,6055)];
ho = 3.3 \Gamma/cm$$

Большое значение при достижении оптимальных физико-механических характеристик Пк имеет содержание в них наполнителя. Обычно при разработке изоляционных композиций оперируют значениями ОСП. Основой разработки БИМ является критическое объёмное содержание наполнителя (КОСП) в изоляционной пленке, при котором пространство между максимально плотно упакованными частицами заполнено плёнкообразователем. Определение этой величины является основой расчёта рецептур наполненных БИМ. Для оценки КОСП применяют методы, основанные на исследовании зависимостей эксплуатационных характеристик Пк от степени наполнения. Как правило, превышение величины КОСП приводит к возникновению в объеме изоляционной пленки дефектов в виде полостей, заполненных воздухом и следствием этого ухудшение физико-механических характеристик Пк. Следует отметить, что причиной образования дефектов пленок служат как упаковка частиц наполнителей в объеме пленкообразующего, так и их полидисперсность, влияющая на основные эксплуатационные характеристики БИМ. В частности, полидисперсность влияет на чистоту цвета наполнителя, агрегативную устойчивость суспензий, упаковку частиц наполнителя в составе БИМ. Таким образом, в Пк необходимо создавать оптимальное объемное наполнение и использовать наполнители с оптимальной дисперсностью, при которых достигаются высокие деформационно-прочностные

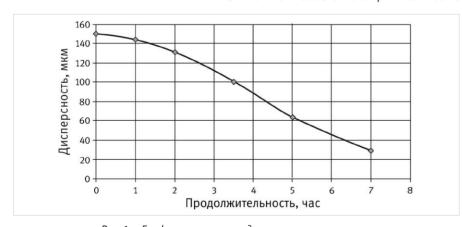


Рис. 1- График зависимости дисперсности от времени

ОСП/ выдержка, сутки	Твердость ГОСТ 5233-89 (ISO 1522-73), усл. ед.		Изгиб ГОСТ Р 50500-93, баллы		Адгезия ISO 4626, кгс/см²		Твердость ISO 15184, баллы		Адгезия ГОСТ 31149-2014, баллы	
ОСП/ Выдер сутки	3	7	3	7	3	7	3	7	3	7
0,69	0,3779	0,4488	3	7	4	0	0	0	1	1
0,52	0,4128	0,4345	2	5	6	2	0	0	1	1
0,34	0,4535	0,4431	1	1	7	4	2	2	1	1
0,2	0,2384	0,3369	1	1	9	5	5	5	1	1
0,1	0,1047	0,1786	1	1	12	7	5	5	1	1

Таб. 1 — Деформационно-прочностные свойства наполненных БИМ

свойства при сравнительно низких внутренних напряжениях.

Основываясь научно-прикладными аспектами [6] создания наполненных защитных дисперсных материалов, процесс диспергирования частиц наполнителя ИМ-2201 (рис.1) характеризуется значительной продолжительностью в отличие от известных противокоррозионных пигментов (диоксид титана, алюминиевая пудра и т. д.), в виду сложного многокомпонентного химического состава наполнителя.

Испытания деформационно-прочностных свойств БИМ проводились на 3 и 7 сутки со дня нанесения, полученные результаты приведены в таб. 1.

Анализ деформационно-прочностных свойств свидетельствует, что повышаются адгезия и твердость (до ОСП 0,34 ед).

Для оценки электрохимических характеристик полученных БИМ проведены измерения электродных потенциалов металлических подложек, на которые были нанесены образцы БИМ. Результаты ускоренных испытаний наполненных БИМ (таб.2) по оценке интенсивности электрохимической коррозии свилетельствуют о том, что превадирует католная реакция ионизации металла над анодной реакцией. Это подтверждается тем, что значения плотности тока находятся в положительной области, что приведет к увеличению скорости коррозии. Объяснением полученных результатов исследований может послужить тот факт, что пленкообразующая система наполненного БИМ является сильным окислителем вследствие высокого содержания порошка ИМ-2201. Таким образом, необходимо заключить о необходимости дополнительной модификации пленкообразующего материала ингибиторами антиокислительного характера, применение которых позволит избежать в дальнейшем окислительной активности. В роли таких могут выступать различные классы пленкообразующих систем термоэластопластов (ТЭП). В этой связи разнообразие применяемых наполнителей [6, 7] в составе БИМ обусловлено решением двух основных задач: 1) возможности использования наполненных БИМ в различных климатических условиях и механических нагрузках; 2) необходимостью декоративного оформления окрашиваемых поверхностей.

Вместе с этим композиционные БИМ. модифицированные ингибированными ТЭП, наряду с повышением оптических свойств обеспечивают увеличение изолирующей способности, уменьшение внутренних напряжений модуля упругости в Пк, а также увеличение адгезионно-прочностных свойств на металлических и железобетонных поверхностях. Одним из путей усиления межфазной адгезии в наполненных Пк является модифицирование поверхности дисперсной фазы. При выборе модификатора следует исходить из того, что он должен обладать высокими показателями физико-химического сродства как к поверхности дисперсной фазы, так и к пленкообразующему материалу [8]. Вместе с тем важно учитывать необходимость термодинамической совместимости, то есть близости параметров растворимости компонентов битума (14,3-29,3 $(MДж/м^{-3})^{0,5}$). Анализ результатов проводимых исследовательских работ, позволили выбрать ТЭП для БИМ с параметром растворимости, равным 18 ((МДж/м $^{-3}$) 0,5), Пк на основе

0,1

которого отличаются высокой твердостью и прочностью. Сопоставление параметров растворимости позволяет прогнозировать хорошую совместимость ТЭП с ароматическими мальтенами.

Твердость полученных Пк составляет 0,12 усл. ед., адгезия и прочность Пк при изгибе сохраняются на высоком уровне и характеризуются 1 балл и 1 мм соответственно. При создании современных БИМ ставится задача модификации битумов ТЭП-полимерами с целью получения композиционного материала с преобладающими свойствами полимера. Как правило, это хорошая прочность, широкий интервал рабочих температур, высокая химическая стойкость, низкая электропроводность, хорошие гидроизоляционные свойства, стойкость к действию климатических факторов. Кроме этих свойств эластомеры придают композициям способность к большим эластическим деформациям. Наиболее широко распространенными материалов являются эластомеры — атактический полипропилен (АПП), дивинил стирольный термоэластопласт (ДСТ). Исходя из этого, при физико-химической модификации битумных Пк были использованы АПП, ДСТ, а также побочные продукты нефтехимии — полициклопентадиен (ПЦПД) и низкомолекулярный СЭВа (НМС). По физико-химическим характеристикам АПП относится к термопластам, материалы с высокой теплостойкостью от -15 до +130°C и повышенной солнечной радиацией. ПЦПД являются побочным продуктом производства изопрена, который содержит двойные связи и выступает в реакции диенового синтеза, а полученные БИМ способны к отверждению по реакции окислительной полимеризации. Отхолы СЭВа образуются при его получении и композиций на его основе могут быть использованы для изготовления различных изделий технического назначения, а также клеевых композиций. Технология совмещения битума с полимерами зависит не только от вида и группы полимера, но также от состояния битума (расплав, эмульсия, раствор) и его вязкости. От выбора способа зависят технологические режимы получения композиций. Вид полимера и битума определяет их структуру в процессе совмещения, степень дисперсности, а, следовательно, структуру получения композиции, ее однородность и время, необходимое для получения однородной композиции при данных условиях совмещения (температура и направление сдвига). С этой целью были определены температуры, при которых происходит полное растворение всех вводимых компонентов в ксилоле.

Исходя из результатов раннее проведенных исследований, направленных на изучение совмещения битума и эффективных полимерных пластификаторов ДСТ и НМС, определены условия введения и температуры полного растворения полимеров в ксилоле. Исходя из этого приготовлены растворы, состоящие из ТЭП и ароматических растворителей, в которые дозировались полимеры НМС и ЛСТ

Совмещение битума с полученными растворами при участии ДСТ показало следующее: при 2-4% мас. полимера в растворителе с участием 8% мас. ТЭП полимерный раствор обладает хорошей совместимостью с битумом. Визуальная оценка приготовленных образцов БИМ свидетельствует о том, что при введении низкомолекулярных ТЭП более 6% мас, происходит обеднение пленкообразователя наполненного БИМ. Известно, что лля прилания молифицированному битуму свойств полимерного материала, необходимо образование в БИМ пространственной каркасной сетки полимера, что возможно при критической концентрации структурообразования (ККС). Модификацию битума полимерами можно охарактеризовать двумя критическими концентрациями структурообразования полимера в битуме - нижней и верхней. При малых концентрациях полимерного модификатора в битуме превалируют силы отталкивания. По лостижении нижней критической концентрации структурообразования наблюдается равенство сил отталкивания и притяжения. Дальнейшее увеличение концентрации полимера в системе (в нашем случае более 2%) приводит к сближению частиц дисперсной фазы вследствие преобладания сил притяжения. Используя результаты проведенных исследований физического модифицирования БИМ вышеуказанными ТЭП, определена ККС, то есть при введении до 2% полимера в состав тугоплавкого битума происходит усиление основных физико-механических свойств — твердости и

	продолжительность диспертирования, мин										
ОСП / Выдержка, сутки	0	60	90	120	150	180	210	240			
	3/7	3/7	3/7	3 / 7	3/7	3 / 7	3/7	3/7			
00 Bbi	Плотность тока, мВ										
0,69	197/132	196/106	192/103	192/88	199/82	188/75	184/69	169/58			
0,52	103/113	92/106	92/104	76/96	77/94	69/94	66/94	54/92			
0,34	116/133	191/92	110/86	104/73	103/67	96/66	89/64	82/64			
0,2	69/98	106/133	106/132	100/118	98/117	93/114	91/108	88/106			

Прополучительность писперсирования мин

Таб. 2 — Электрохимические исследования наполненных БИМ

119/116 | 133/118 | 133/119 | 128/108 | 129/106 | 128/104 | 126/102 | 126/101

Наименование полимера	Содержание в полимерном растворе, %мас.	Температура полного растворения полимера, °C
ДСТ	2/4/6	41,5 / 44 / 46,2
АПП	2/5/6	33 / 36,2 / 36,2
HMC	2/4/6	45,7 / 49 / 55,5
пцпд	2/4/6	85

Таб. 3 — Влияние температуры полного растворения на содержание полимера

адгезионно-прочностных свойств, не изменяя гидрофобность материала.

Итоги

Полученные данные свидетельствуют о том, что проведенные ускоренные испытания электрохимического процесса у пигментированных БИМ превалирует катодная реакция ионизации металла над анодной. Это подтверждается тем, что значения плотности тока находятся в положительной области, что приведет к увеличению скорости коррозии. Объяснением полученных результатов исследований может послужить тот факт, что пленкообразующая система пигментированного БИМ является сильным окислителем вследствие высокого содержания порошка ИМ-2201. Таким образом, необходимо заключить о дополнительной модификации пленкообразующего материала ингибиторами антиокислительного характера, применение которых позволит избежать в дальнейшем окислительной активности

Выводы

В данной работе разнообразие применяемых

наполнителей в составе БИМ обусловлено решением двух основных задач:

- возможности использования наполненных БИМ в различных климатических условиях и механических нагрузках;
- необходимостью декоративного оформления окрашиваемых поверхностей. Так, модифицирование БИМ наряду с повышением оптических свойств покрытий приводит к увеличению изолирующей способности, внутренних напряжений, модуля упругости, а также адгезионно-прочностных свойств.

Список используемой литературы

- Кемалов Р.А. Микронизация каталитических систем при получении битумных изоляционных материалов для защиты магистральных трубопроводов // Нефтяное хозяйство. 2014. №4. С. 100–104.
- 2. Кемалов Р.А., Кемалов А.Ф., Степин С.Н., Дияров И.Н. Пигментирование битумполимерного лакокрасочного материала порошком окатышей // Наука и технология углеводородов. 2003. №2. С.65–67.
- 3. Кемалов Р.А., Кемалов А.Ф., Ганиева

- Т.Ф., Фахрутдинов Р.З. Улучшение свойств лакового специального битума на стадии его получения // Химия технологии топлив и масел. 2003. №5. С.15–17.
- 4. Кемалов, Р.А. Кемалов А.Ф. Пигментированные битумные изоляционные лакокрасочные материалы: состав, свойства, применение // Экспозиция Нефть Газ. 2009. №1. С. 14–16.
- 5. Кемалов, Р.А. Кемалов А.Ф. Пигментированные битумные изоляционные материалы на основе природных битумов // Экспозиция Нефть Газ. 2012. №5. С. 95–99.
- 6. Кемалов Р.А. Кемалов А.Ф. Научнопрактические аспекты процессов коррозии и способов защиты. Казань: КГТУ. 2008. 280 с.
- 7. Кемалов Р.А. Кемалов А.Ф. Защитные лакокрасочные покрытия на основе продуктов нефтехимического сырья. Казань: КГТУ. 2008. 178 с.
- 8. Кемалов, А.Ф. Кемалов А.Ф. Научнопрактические основы физико-химической механики и статистического анализа дисперсных систем. Казань: КГТУ. 2008. 472 с.

ENGLISH ECOLOGY

Utilization of fulfilled catalysts to reduce ecological hazards during isolation materials production

UDC 504.06

Authors:

Ruslan A. Kemalov — candidate of Technical Sciences, senior research associate, associate professor¹; kemalov.ruslan@gmail.com Alim **F. Kemalov** — doctor of Engineering, leading researcher, professor, head of the department¹; kemalov@mail.ru

¹Department of high-viscosity oil and the natural bitumens, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

Abstract

Results of researches on passivation by IM-2201 and to use as a part of insulating materials are given further.

Materials and methods

Physic mechanical properties of bituminous insulating materials, catalysis, ecological monitoring, utulization, insulating materials, pipe-line.

Results

The obtained data testify that the carried-out accelerated tests of electrochemical process at pigmented BIM cathodic reaction of ionization of metal over the anode prevails. It is confirmed

by that values of density of current are in positive area that will lead to increase in speed of corrosion. As an explanation of the received results of researches can serve that fact that the film-forming system of pigmented BIM is a strong oxidizer owing to the high content of powder IM 2201. Thus, it is necessary to conclude about additional modification of film-forming material inhibitors of anti-oxidizing character which application will allow to avoid further oxidizing activity.

Conclusions

In this work a variety of the applied fillers as a part of BIM is caused by the solution of two main objectives:

- possibilities of use of the filled BIM in various climatic conditions and mechanical loadings;
 peed of decorative registration of the
- 2) need of decorative registration of the painted surfaces. So modifying of BIM along with increase of optical properties of coverings leads to increase in the isolating ability, the internal tension, the elasticity module, and also adhesive and strength properties.

Keywords

film-forming substances, petrochemistry, fulfilled catalysts, thermoplastic pitches, pigments, physic mechanical properties of coverings

References

- 1. Kemalov R.A. Mikronizatsiya kataliticheskikh sistem pri poluchenii bitumnykh izolyatsionnykh materialov dlya zashchity magistral'nykh truboprovodov [Micronization of catalytic systems when receiving bituminous insulating materials for protection of the main pipelines]. Oil industry, 2014, issue 4, pp. 100–104.
- Kemalov R.A., Kemalov A.F., Stepin S.N., Diyarov I.N. Pigmentirovanie bitumpolimernogo lakokrasochnogo materiala poroshkom okatyshey [Pigmentation bitumen polymeric paintwork material powder of pellets]. Nauka i tekhnologiya uglevodorodov, 2003. Issue 2, pp. 65–67.
- 3. Kemalov R.A., Kemalov A.F., Ganieva T.F., Fakhrutdinov R.Z. *Uluchshenie svoystv lakovogo spetsial'nogo bituma na stadii*

- ego polucheniya [Improvement the varnish special bitumen properties at a stage of its receiving]. *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, 2003, issue 5, pp. 15–17.
- 4. Kemalov, R.A. Kemalov A.F.

 Pigmentirovannye bitumnye izolyatsionnye
 lakokrasochnye materialy: sostav, svoystva,
 primenenie [Pigmented bituminous
 insulating paints and varnishes: structure,
 properties, application]. Exposition Oil Gas,
 2009, issue 1, pp. 14–16.
- 5. Kemalov, R.A. Kemalov A.F.

 Pigmentirovannye bitumnye izolyatsionnye
 materialy na osnove prirodnykh bitumov
 [Pigmented bituminous insulating materials
 on the basis of natural bitumens]. Exposition
 Oil Gas, 2012, issue 5, pp. 95–99.
- 6. Kemalov R.A. Kemalov A.F. Nauchnoprakticheskie aspekty protsessov korrozii

- i sposobov zashchity [Scientific practical aspects of corrosion processes and ways of protection]. Kazan: Kazan State Technology University, 2008, 280 p.
- 7. Kemalov R.A. Kemalov A.F. Zashchitnye lakokrasochnye pokrytiya na osnove produktov neftekhimicheskogo syr'ya [Protective paint and varnish coverings on the basis of products of petrochemical raw materials]. Kazan: Kazan State Technology University, 2008, 178 p.
- 8. Kemalov, A.F. Kemalov A.F. Nauchnoprakticheskie osnovy fiziko-khimicheskoy mekhaniki i statisticheskogo analiza dispersnykh sistem [Scientific and practical bases of physical and chemical mechanics and statistical analysis of disperse systems]. Kazan: Kazan State Technology University, 2008, 472 p.

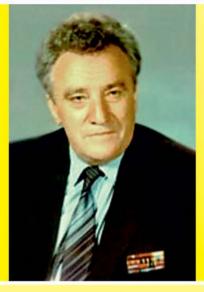












ХУ юбилейная ежегодная международная научно-практическая конференция

ГАЛЬПЕРИНСКИЕ ЧТЕНИЯ – 2015

Инновационные технологии и теоретико- экспериментальные исследования в интегрированной наземно-скважинной сейсморазведке и микросейсмике

27-31 октября 2015 г.

Москва, ул. Народного Ополчения, 38 корп. 3

Институт физики земли им. О.Ю. Шмидта РАН (ИФЗ РАН), ООО «Геоверс»

Организаторы:

ОАО «Центральная Геофизическая Экспедиция» (ЦГЭ),

Информационная поддержка:

ЕАГО, EAGE и журналов ГЕОФИЗИКА и Геофизический вестник ЕАГО, Технологии сейсморазведки, Экспозиция Нефть Газ, First Break, НефтеСервис, Нефть Газ Новации, Приборы и системы разведочной

геофизики, ROGTEC и др.

Участники:

Мы приглашаем геофизиков и геологов нефтегазодобывающих и разведочных компаний, ученых и специалистов НИИ, ВУЗов и НТЦ России, стран СНГ и Европы принять активное участие в работе конференции.

В рамках конференции планируются следующие мероприятия:

- научно-практическая конференция (устные и стендовые доклады);
- коммерческие и некоммерческие презентации компанийучастников: инновационные технологии сбора сейсмической информации, согласование мероприятий по импортозамещению отечественным программным обеспечением для обработки и

Темы устных и стендовых докладов:

- Наземно-скважинная сейсморазведка 2D и 3D, интегрированная с разными модификациями ВСП. Технологические возможности и ограничения НВСП – непродольных модификаций ВСП при изучении около скважинного пространства, на всех этапах ГРР.
 Эффективность применения ВСП в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.
- Изучение трещиноватости коллекторов сейсмическими технологиями наблюдений и интерпретации данных. Оценка трещинной пористости карбонатного массива по данным азимутального НВСП, локализация зон трещиноватости по данным многоволнового акустического каротажа, использования рассеянных обменных волн для выделения пластовых зон трещноватости.
- Микросейсмические методы изучения недр Земли. Геологические результаты 3D- сейсморазведки шумящих сред и дифракционная томография с управляемым облучением. Низкочастотное

интегрированной интерпретации геолого-геофизических, промысловых и других данных. для построения геологических и гидродинамических моделей месторождений с подсчётом запасов УВ, мониторинга разработки и ГРП при эксплуатации месторождений низкопроницаемых коллекторов и решения других задач.

сейсмическое зондирование для разведки малоразмерных и сложно построенных залежей УВ. Микросейсмический мониторинг для контроля качества выполнения операций ГРП. Использование рассеянных обменных поперечных и других типов волн для прогноза и изучения зон трещиноватости коллекторов.

- Повышение нефтеотдачи пластов и оптимизации обводнённости разрабатываемых коллекторов УВ с учётом влияния приливных движений Земли на расширение и сжатие горных пород.
 Мониторинг много-стадийного ГРП с дневной поверхности и другие инновационные методы увеличения нефтеотдачи.
- Программные, теоретико-экспериментальные и технологические разработки. Прогнозирование ФЕС и подсчёт запасов залежей УВ по сейсмическим и скважинным данным с использованием программных комплексов DV-Discovery, DV-SeisGeo и DV-Geo. О новом методе воздушной и морской сейсморазведки с блуждающей фокусировкой и других новациях.

Как видите, «Гальперинские чтения» — не только про ВСП.

Подробная информация об условиях участия, сроков представления докладов, регистрации и оформления финансовых документов: на сайтах www.geovers.com и www.cge.ru

E-mail: vspfin@geovers.ru, и по телефонам: 7 (499)192-81-35, Наталья Александровна. Для представления тезисов докладов — по телфону 7 (499)192-65-39 и e-mail: vsmanukov@cge.ru Председатель Программного комитета конференции Мануков Виктор Сергеевич.

Журнал Экспозиция Нефть Газ является постоянным информационным партнером «Гальперинских чтений». Многие темы докладов, которые озвучиваются в рамках данной конференции, активно анонсируются и обсуждаются на страницах нашего журнала.

Шестой номер издания, который выйдет в первых числах октября, будет посвящен геологии и геофизике. Специалистами компаний-партнеров нашего журнала готовятся к публикации научно-технические материалы, посвященные инновационным технологиям и

исследованиям в наземно-скважинной сейсморазведке и микросейсмике.

Приглашаем и Вашу компанию, и Ваших специалистов принять участие в формировании шестого номера журнала. Помимо платного рекламного модуля у Вас есть возможность разместить на бесплатной основе актуальные научно-технические статьи (НТС) о новейших разработках в области геофизики и рассказать о деятельности вашей компании.

По вопросам публикации обращаться в редакцию журнала Экспозиция Нефть Газ

+7 499 681-04-25, +7 8552 38-51-26



13-я МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЬ И ГАЗ



ПАРТНЕРЫ





23-26
июня 2015
москва
экспоцентр





12-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

23-25
июня 2015
москва
экспоцентр

ГЛАВНОЕ СОБЫТИЕ ДЛЯ ГЛАВНОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ



www.mioge.ru www.mioge.com



ITE MOCKBA +7 (495) 935 7350 oil-gas@ite-expo.ru

ITE GROUP PLC +44 (0) 207 596 5000 og@ite-events.com



КАЛЕНДАРЬ МЕРОПРИЯТИЙ АПРЕЛЬ-АВГУСТ 2015



выставка OIL & GAS Атырау, Казахстан, 14 апреля - 16 апреля OII -GAS K7

Событие стало традиционным местом встречи для специалистов нефтегазовой отрасли не только Каспийского региона и Казахстана, но и всего мирового нефтегазового сообщества в целом.



выставка **КОНТИНЕНТАЛЬНЫЙ И АРКТИЧЕСКИЙ ШЕЛЬФ Дубай, ОАЭ, 15 апреля - 17 апреля** OFFSHORESUMMIT.ORG

Одно из самых значимых мировых событий, посвященных проблемам и технологиям разведки и добычи шельфовых месторождений, включая вопросы Арктического шельфа.



выставка **НЕФТЬ ГАЗ ХИМИЯ** Красноярск, 15 апреля - 17 апреля KRASFAIR.RU

Площадка для демонстрации последних разработок, технологий, новейшего оборудования. В регионе реализуются одни из самых масштабных инвестиционных проектов России.



выставка: **ОСВОЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ Калгари, Канада, 19 апреля - 25 апреля WWW.CAPITALBE.CO.UK**

Обзор и опыт работы по проектированию, строительству и эксплуатации морских нефтегазовых сооружений. Системы управления шельфовым проектом. Геологическая разведка морского дна.



конференция **ИНЖЕНЕРНАЯ ГЕОФИЗИКА** Геленджик, 20 апреля - 24 апреля EAGE.RU

Инженерные изыскания, малоглубинная геофизика, экология, рудная геофизика, изучение почв.



конференция **НЕФТЬ И ГАЗ РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ Москва, 21 апреля - 23 апреля**WWW.ARCTIC-OIL-GAS.COM

Вопросы государственной политики и методов стимулирования нефтегазодобычи оффшорных проектов. Развитие проектов. Технологические инновации и международное сотрудничество.



конференция **PIPELINE-TECH Атырау, Казахстан, 22 апреля - 23 апреля PIPELINE-TECH.RU**

Современные инжиниринговые решения для строительства, ремонта, обслуживания трубопроводов и технологического оборудования. Инфраструктурные решения.



конференция **ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ Москва, 24 апреля - 24 апреля**RPI-CONFERENCES.COM

Обеспечение эффективной, надежной и безопасной работы систем трубопроводного транспорта. Инновационные материалы и технологии для трубопроводных систем.



выставка: ЭКОЛОГИЯ И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ В ТЭК 2015 Атырау, Казахстан, 27 апреля - 28 апреля ССАРІТАL.CO.UK

Услуги и решения по предупреждению, предотвращению и ликвидации разливов нефти. Эффективные технологии и проблемы утилизации ПНГ. Утилизация нефтяных отходов и рекультивация загрязненных земель.



выставка ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ Санкт Петербург, 19 мая – 22 мая CORROSION.EXPOFORUM.RU

Современные методы и средства защиты от коррозий зданий, сооружений, промышленного оборудования, объектов добычи и трубопроводного транспорта в различных отраслях промышленности.



конференция **ГАЗОВЫЙ КОНДЕНСАТ Москва, 19 мая - 20 мая**WWW.CREONENERGY.RU

Ведущая российская бизнес-площадка для встречи и обсуждений насущных проблем производителей, потребителей газового конденсата, инжиниринговых компаний и представителей государственных органов.



конференция XXXVIII КОНФЕРЕНЦИЯ АССОЦИАЦИИ БУРОВЫХ ПОДРЯДЧИКОВ Москва, 19 мая – 22 мая ADCR.RU

Инновационные технологии и оборудование для шельфовых нефтегазовых проектов. Современные подходы в создании и модернизации бурового оборудования.



конференция **НЕФТЕБАЗЫ И НЕФТЯНЫЕ ТЕРМИНАЛЫ Астана, Казахстан, 20 мая - 21 мая** VOSTOCKCAPITAL.COM

Обсуждение техническими специалистами и руководителями перспективы развития современного проектирования и эффективной эксплуатации нефтебаз и нефтяных терминалов.



конференция **ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ Салехард, 20 мая - 22 мая YAMALOILANDGAS.COM**

Запуск новых СПГ проектов в ЯНАО, развитие существующих проектов по добыче в условиях санкций и импортозамещения, реализация проекта Ямал СПГ, новые проекты в шельфовой и пришельфовой зоне.



выставка **ГАЗ. НЕФТЬ.ТЕХНОЛОГИИ Уфа, 20 мая - 23 мая** GNTEXPO.RU

Один из основных нефтедобывающих регионов страны, лидер в нефтепереработке, центр химической промышленности и машиностроения, обладающий высоким инвестиционным рейтингом.



конференция ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЙ ХИМИИ Уфа, 20 мая - 21 мая WWW.ANRB.RU

Автоматизация процессов в нефтяной и газовой промышленности. Автоматизация управления и обеспечения безопасности процессов на предприятиях ТЭК.



ВЫСТАВКА **UOR** — **HETPAДИЦИОННАЯ НЕФТЬ B POCCИИ Mockba, 21 мая**UNCONVENTIONALOILRUSSIA.COM

Ведущий российский форум по адаптации и внедрению технологий разработки месторождений нетрадиционной, трудноизвлекаемой и сланцевой нефти.



выставка **SIGOLD Южно-Сахалинск, 21 мая - 22 мая SIGOLDFORUM.RU**

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



TABLE OF EVENTS APRIL -AUGUST 2015



конференция БУРОВАЯ И ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ Москва, 22 мая WWW.CREONENERGY.RU

Перспективы развития отечественного рынка буровой и промысловой химии в современных условиях, смогут ли производители найти баланс между ценой и качеством



конференция ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА РОССИИ И СНГ Москва, 22 мая - 22 мая RUS.RPI-CONFERENCES.COM

Разведка и дальнейшая эксплуатация выявленных нефтяных и газовых месторождений: программы работ ведущих компаний. Шельфовые проекты Южных, Арктических и Дальневосточных морей.



конференция ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ КРС, ПНП, ГНКТ Ялта, Крым, 25 мая - 29 мая TOGC.INFO

Ловильные работы в ГС, РГС, ЗБС. Телеметрия при КРС, СПО, ОПЗ, РИР, глушении, ловильных работах. Физико-химические обработки ГС. Освоение ГС. Геологические исследования ГС.



конференция АКТУАЛЬНЫЕ ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАЗРАБОТКИ В ОБЛАСТИ ПОДГОТОВКИ, ТРАНСПОРТА ГАЗА И УТИЛИЗАЦИИ ПНГ Анапа, 25 мая - 29 мая NPO-VERTEX.RU

Новые виды мобильной сепарационной техники для исследования и мониторинга дебита скважин. Новые технологии и системы по утилизации ПНГ.



конференция КОНФЕРЕНЦИЯ ГЛАВНЫХ МЕТРОЛОГОВ Воскресенск, 25 мая - 29 мая AMHIM.RU

Всероссийская конференция главных метрологов предприятий химического и нефтехимического комплекса.



конференция СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ крс и пнп

Геленджик, 25 мая - 30 мая CONF1.0ILGASCONFERENCE.RU

Ремонтно-изоляционные работы в нефтяных и газовых скважинах. Повышение нефтеотдачи пластов. Интенсификация добычи нефти и газа. Глушение скважин, временная блокировка продуктивных пластов.



конференция ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ И НЕТРАДИЦИОННЫЕ ЗАПАСЫ Москва, 27 мая WWW.TRIZSUMMIT.RU

Трудноизвлекаемые запасы России. Опыт разработки ТРИЗ. Инновационное оборудование для добычи нетрадиционных и трудноизвлекаемых запасов.



конференция НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Москва, 26 мая N-G-K.RU

Снабжения нефтегазовых компаний, нефтяного сервиса, реализации нефтегазовых проектов на шельфе, подбора кадров для нефтяных



конференция ОПТИМИЗАЦИЯ ЗАТРАТ конференция оттими НЕФТЬ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ Пермь, 28 мая KONFERENC-NEFT.RU

Совершенствование и оптимизация эксплуатации УШГН, УШВН, УЭДН и УЭЦН малой производительности. Энергоэффективные технологии для скважин, оборудованных УЭЦН и ШГН.



выставка НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА И НЕФТЕХИМИЯ: МОДЕРНИЗАЦИЯ ИННОВАЦИИ Москва, 28 мая DOWNSTREAMSUMMIT.RU

Организация и управление сбытом продукции и переработкой нефтеотходов. Новые подходы в системе управления нефтеперерабатывающими и нефтехимическими предприятиями.



выставка CASPIAN OIL & GAS Баку, Азербайджан, 2 июня - 5 июня WWW.MIOGF.RU

Повышение энергетической безопасности в Евразии: важность Каспийского региона как центра добычи энергоресурсов. Сроки реализации проекта Шахдениз-2 и развитие инфраструктуры.



выставка НЕФТЬ. ГАЗ. ГЕОЛОГИЯ. Томск, 3 июня - 5 июня WWW.T-PARK.RU

16-ая специализированная выставка-конгресс с международным участием, проводимая в рамках 11-го Сибирского Форума недропользователей и предприятий ТЭК.



конференция САММИТ ПО РАЗВИТИЮ МЕСТНОГО СОДЕРЖАНИЯ КАЗАХСТАНА

Астана, Казахстан, 15 июня - 16 июня WWW.KAZAKHSTAN-LOCAL-CONTENT.COM

Получение прямого доступа к Национальному агентству по развитию местного содержания (NADLoC). Построение взаимоотношений с международными инвесторами и местными компаниями.



выставка MIOGE Москва, 23 июня - 26 июня WWW.MIOGE.RU

ГЛАВНАЯ ВЫСТАВКА ГОДА ДЛЯ ГЛАВНОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ. Место встречи крупнейших нефтегазодобывающих компаний, поставщиков оборудования и услуг для нефтегазовой отрасли.



выставка НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ Саратов, 25 августа - 27 августа EXPO.SOFIT.RU

Один из старейших нефтегазодобывающих регионов России, где в настоящее время насчитывается более 500 действующих скважин, функционирует крупный нефтеперерабатывающий завод.



выставка SOUTH OF RUSSIA Краснодар, 2 сентября - 4 сентября WWW.MIOGE.RU

Ведущая в регионе площадка для нефтегазового и энергетического сектора, предназначенная для делового общения, заключения контрактов, продвижения продукции, изучения рынка.



выставка НЕФТЬ. ГАЗ. НЕФТЕХИМИЯ **НЕФТЬ,ГАЗ** Казань, 2 сентября - 4 сентября OILEXPO.RU

Международная специализированная выставка ПФО, предоставляющая возможность продвижения технологий и оборудования на нефтедобывающие и нефтеперерабатывающие предприятия РТ.



конференция ГЕОМОДЕЛЬ Геленджик, 7 сентября -10 сентября EAGE.RU

Широко обсуждаются вопросы, связанные с поиском новых месторождений, разведкой и добычей выявленных и подготовленных участков, с целью оптимизации методов и методик.



ВЫСТАВКА ПРОВОДИТСЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ

Президента Республики Татарстан, Правительства Республики Татарстан, Министерства Промышленности и Торговли РТ, Министерства экологии и природных ресурсов РТ, ТПП РФ, ТПП РТ, Академии Наук Республики Татарстан, Администрации Альметьевского района и города Альметьевск

20-22 ОКТЯБРЯ 2015

XIV МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО. ХИМИЯ. ЭКОЛОГИЯ. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.

АЛЬМЕТЬЕВСК



ОРГАНИЗАТОР ВЫСТАВКИ



WWW.NT-EXPO.RU

423811, г. Набережные Челны, пр. Мира, 58. +7 (8552) 38-17-25, 38-51-26, 38-49-47, +7 (499) 681-04-25. new-m@mail.ru



открытое акционерное общество «КРОПОТКИНСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД»

оборудование для строительства и ремонта газонефтепроводов

















Трубогибочные станки и дорны для холодной гибки всех видов труб. Лебедки тяговые и скреперные, полиспасты и оголовки для **Лебедки скреперные шахтные (подземные).** Комплекс машин для строительства и строительства подводных переходов. Центраторы внутренние и наружные, станки подготовки кромок (фасок) труб, трубосварочные переизоляции трубопроводов. 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



Дожимные компрессоры



Винтовые

- © 20-60 000 м³/час
- ⊚ до 60 бар

Поршневые

⊚ до 600 бар

Рабочая среда

- Углеводородсодержащие, горючие и агрессивные газы с содержанием сероводорода до 7% по объему
- Подготовка топливного газа
- Сбор и компримирование газа для транспортировки
- Закачка попутного нефтяного газа в пласт

БПЦ Инжиниринг

Тел.: +7 (495) 780-31-65 Факс: +7 (495) 780-31-67 energy@bpc.ru www.bpcenergy.ru

