№7 (53) НОЯБРЬ 2016

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

ISSN 2076-6785

ЛУКОЙЛ — 25 лет

Месторождение им. В. Филановского: особенности добычи на шельфе

Ватьеганское месторождение: перспективы низкоомных коллекторов

Факторы, влияющие на работу скважин

ГАЗПРОМ

Учет газа при малых расходах на ГРС

Дегазация НЖУ

Морские трубопроводы в условиях ММП

НОВАТЭК

Промысловая подготовка природного газа: осушка и ректификация

РОСНЕФТЬ

Ингибитор коррозии в средах с Fe_xS_y

ТАТНЕФТЬ

Подготовка СВН

Оптимизация при эксплуатации наземного оборудования

Available on the App Store

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

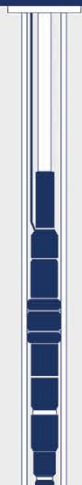
Подписывайтесь на нас в социальных сетях: facebook.com/runeft instagram.com/runeft

НКМЗ ГРУПП

452683, РФ, Республика Башкортостан,
г. Нефтекамск, ул. Магистральная, 19

+7 (34783) 2-02-29, 2-09-74
po@nkmz.ru
www.nkmz-po.ru

комплексы для эффективной эксплуатации нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин



MONOTECH

Пакерно-якорное оборудование, клапаны и скважинная оснастка

MULTITECH

Многопакерные компоновки для нефтяных скважин

С днем рождения,

Лукойл!

FRACTECH

Оборудование и компоновки
для проведения гидроразрыва пласта

GAZTECH

Оборудование для газовых
и газоконденсатных
скважин

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 7 (53) Ноябрь 2016

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

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

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

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

САЙТ: www.runeft.ru

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Экспозиция Нефть Газ»

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

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

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

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

ПОДПИСКА:
Новикова Ю.А. / office@runeft.ru

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

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А
тел: +7 (843) 231-05-46
№ заказа 11-16/11-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 28.11.2016
ТИРАЖ: 10 000 экз.
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557

СВИДЕТЕЛЬСТВО:
ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Месторождение им. В. Филановского — флагман ЛУКОЙЛа на Каспии 9

Геология 12

Л.А. Абукова, В.Л. Шустер. Перспективы развития нефтегазового комплекса России 12

Геофизика 17

А.Н. Комова, Т.Ф. Дьяконова, Т. Г. Исакова, Л.К. Бата, А.А. Калугин, В.Ю. Терентьев
Особенности строения и оценки нефтенасыщенности верхнеюрских низкоомных коллекторов на примере Ватьеганского месторождения Западной Сибири 17

Бурение 22

О.А. Нечаева, В.В. Живаева
Новые подходы по борьбе с поглощениями бурового раствора 22

А.В. Епихин, К.М. Минаев, А.В. Ковалев, В.В. Урниш. Исследование влияния ингибиторов глин на резину эластомера винтового забойного двигателя 24

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Добыча 27

Р.С. Гарифуллин, Л.М. Ахметзянов, И.Н. Гарипов
Оптимизация затрат при эксплуатации наземного оборудования 28

Е.В. Соболева, Т.И. Соболева. Влияние геологических параметров пластов и технологических характеристик оборудования на эксплуатацию скважин 32

И.И. Уразов, Ф.Р. Губайдулин, С.Н. Судыкин, Р.Р. Мухаметгалеев. Разработка и внедрение интенсифицирующих устройств для подготовки высоковязкой нефти в ПАО «Татнефть» 36

Г.С. Мозговой, В.В. Живаева. Практика глушения скважин 39

В.П. Тюрин, Д.Г. Фатеев, А.А. Ефимов, Н.А. Завьялов. Особенности эксплуатации газоконденсатных скважин с пологим окончанием в условиях АВПД и низких ФЕС (на примере ачимовских отложений Уренгойского НГКМ) 40

Газовая промышленность 46

С.Н. Шевкунов. Адсорбционная осушка и низкотемпературная ректификация в процессах промысловой подготовки природного газа 46

Я.Э. Юрил, С.А. Леонтьев, М.С. Рогалев. Дегазация нестабильных жидких углеводородов 50

А.Р. Гадельшина, А.Р. Галикеев, С.В. Китаев. Решение проблемы сокращения неучитываемого объема газа при малых расходах на ГРС 54

Г.А. Кочергин, М.А. Куприянов, Ю.М. Полищук. Оценка суммарного объёма факельного сжигания попутного газа на нефтедобывающей территории по снимкам Landsat 8 57

ТРАНСПОРТИРОВКА

Коррозия 61

Н.С. Булдакова, О.А. Овечкина, Ю.В. Береснева, В.К. Миллер, Н.В. Новикова
Исследование защитных свойств ингибитора коррозии Напор-1012 в условиях повышенного содержания сульфида железа в нефтепромысловых средах 61

Компрессоры 65

А.К. Акулов. Производство азота методом короткоцикловой безнагревной адсорбции 65

А.Р. Мустафин. GEA: инженерные решения для компримирования мирового класса 68

Хранение 70

И.А. Завырылин. Производственная независимость 70

Трубопровод 72

Т.И. Лаптева. Силовое взаимодействие морских трубопроводов с промерзающими многолетнемерзлыми породами в прибрежной зоне шельфа 72

Т.И. Лаптева. Прочность и устойчивость морских трубопроводов при наличии многолетнемерзлых пород на участках берегового примыкания 76

ПЕРЕРАБОТКА И РЕАЛИЗАЦИЯ

Переработка 80

К.И. Гасанзаде. Графо-аналитический метод определения взаимосвязи характеристик и фракционных соотношений сырьевой нефти 80

К.И. Гасанзаде, Р.Н. Абдулов. Оптимизация определения степени агрегирования асфальтена в сырьевой нефти 82

А.В. Лекомцев, П.Ю. Илюшин, Д.А. Шишкин. Технология кустовой подготовки и закачки подтоварной воды в пласт с использованием трубного делителя фаз 85

КИПиА

Измерительные приборы 89

Диагностика 92

Н.Б. Козырев. Преимущества выделения профилеметрии внутрипромысловых нефтепроводов в отдельный бизнес-процесс 92

Мероприятия 94

ENERPROJECT group

ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

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

СЕПАРАЦИЯ

ОСУШКА

СЕРООЧИСТКА

КОМПРИМИРОВАНИЕ

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

info@energas.ru www.energas.ru

OIL&GAS EXPOSITION

ISSUE:
7 (53) november 2016

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

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

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

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

URL:
www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:
Expozitsiya Neft' Gas, LLC

DIRECTOR:
Ildar Sharafutdinov / ildar@expoz.ru

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

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

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

SUBSCRIPTION:
Julia Novikova / office@runeft.ru

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

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

ISSUE DATE:
28.11.2016

CIRCULATION:
10 000 copies

EXPLORATION AND DEVELOPMENT

Geology **12**

Leyla A. Abukova, Vladimir L.
Tshuster Strategic directions of development oil and gas complex in Russia 12

Geophysics **17**

Anna D. Komova, Tat'jana F. Dyakonova, Tat'jana G. Isakova, Leila K. Bata,
Alexander A. Kalugin, Vladimir Y. Terentyev Features of the structure and evaluation of oil
saturation factor of low-resistivity upper Jurassic reservoirs on example
of the Vat'egan field of Western Siberia 17

Drilling **22**

Anton V. Epikhin, Konstantin M. Minaev, Artem V. Kovalev, Viktor V. Urnish Research
of the influence of clays inhibitors on the rubber elastomer screw downhole motor 24

PRODUCTION

Oil production **27**

Ruslan S. Garifullin, Lenar M. Akhmetzyanov, Ilnar N. Garipov
An optimization the oilfield equipment operation's costs 28

Yelizaveta V. Soboleva, Tatyana I. Soboleva Influence of geological reservoir
characteristics and technical performance of the equipment on wells 32

Il'as I. Urazov, Faat R. Gubaidulin, Sergey N. Sudykin, Radik R. Mukhametgaleev
Development and implementation of technology to enhance the performance
of high-viscosity oil treatment in PJSC Tatneft 36

Victor P. Tyurin, Dmitry G. Fateev, Alexander A. Efimov, Nikolay A. Zavyalov
Operational peculiarities of gas-condensate wells with flat ending in overpressure
conditions and low reservoir properties (by the example of the Achimov deposits
of the Urengoy oil and gas condensate field 40

Gas industry **46**

Stanislav N. Shevkunov. Adsorption dehydration and low-temperature rectification
in the processes of commercial preparation of natural gas 46

Yan E.Yuril, Sergey A. Leontiev, Maxim S. Rogalev. Degassing of volatile liquid hydrocarbons.... 50

Agatha R. Gadelshina, Arthur R. Galikeev, Sergey V. Kitaev. The solution to the problem
of noise reduction of the volume of gas at low flow rates at GDS 54

Gleb A. Kochergin, Matvey A. Kupriyanov, Jury M. Polishchuk. Estimation of the total volume
of gas flaring in the oil-producing area using Landsat 8 imagery 57

TRANSPORT

Corrosion **61**

Nadezhda S. Buldakova, Olga A. Ovechkina, Julia V. Beresneva, Veronika K. Miller,
Nadezhda V. Novikova. The study of protective properties of corrosion inhibitor Napor-1012
head in a high content of iron sulfide in oilfield environments 61

Pipeline **72**

Tatiana I. Lapteva. Force interaction of offshore pipelines with frozen permafrost
in the coastal zone of shelf 70

Tatiana I. Lapteva. The strength and stability of offshore pipelines in the presence
of subaqueous permfrost on land landfall 76

REFINING AND DELIVERY

Oil refining **80**

Kanan I. Hasanzade. Graph-analytic method for determination of interrelation
of characteristics and fractional relations of crude oil 80

Kanan I. Hasanzadeh, Rauf N. Abdulov. Optimization of determination of level of aggrigating of
asphalten in crude oil 82

Alexander V. Lekomtsev, Pavel Yu. Ilyushin, David A. Shishkin
Cluster technology of preparation and injection of produced water into the reservoir
using a pipe phase divider 85

Activity **94**

PetroLine'A
ООО НПП «ПЕТРОЛАЙН-А»

Разработка и производство контрольно-измерительных приборов

КОМПЛЕКС ДЭЛ-150

СИСТЕМА ВИДЕОРЕГИСТРАЦИИ ДЭЛ-150(В)

Система видеорегистрации позволяет непрерывно вести видеоархив данных с камер наблюдения.

- ✓ запись данных во внутренний модуль памяти;
- ✓ запись данных на съемный носитель;
- ✓ удаленный доступ к текущим видеоданным;
- ✓ синхронизация видеоархива с телеметрией комплекса ДЭЛ-150;
- ✓ единое программное обеспечение системы видеорегистрации и системы контроля бурения и ремонта скважин;
- ✓ использование взрывозащищенного корпуса для видеокамер.

СТАНЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ УШГН ДЭЛ-150(М)

Система предназначена для интеллектуального автономного управления и контроля работы УШГН

- ✓ интеллектуальное автономное управление и контроль работы УШГН;
- ✓ повышение добычи за счет оптимизации работы скважины;
- ✓ оперативная диагностика и защита скважинного оборудования от аварий;
- ✓ снижение затрат на обслуживание и ремонт оборудования;
- ✓ удаленный мониторинг и управление работой УШГН;
- ✓ увеличение межремонтного интервала;
- ✓ экономия электроэнергии.

ООО НПП «Петролайн-А»
Адрес: 423801, РФ, Республика Татарстан, г. Набережные Челны, Элеваторная гора, улица Лермонтова, 53А
Почтовый адрес: 423819, РФ, Республика Татарстан, г. Набережные Челны, а/я 90
Тел./Факс: +7 (8552) 535-535, 71-74-61
e-mail: main@pla.ru
www.pla.ru

Уважаемый Вагит Юсуфович!

От лица «Восточной Арматурной Компании» и от себя лично поздравляю ПАО «ЛУКОЙЛ» с 25-летним юбилеем.

Четверть века — серьезная дата. За это время компания «ЛУКОЙЛ» прошла большой путь и сегодня является одним из лидеров добычи и переработки нефти и газа. Такой успех компании — показатель огромных усилий и труда, как самих сотрудников компании, так и их руководства. Вы постоянно повышаете свой научно-производственный потенциал, много внимания уделяете инновационному развитию, и на сегодняшний день деятельность компании отвечает передовым мировым стандартам.

Уверен, что существующее плодотворное и взаимовыгодное сотрудничество, тесные партнерские связи наших компаний будут и далее успешно укрепляться.

Искренне и от всей души желаю Вам успехов в работе, интересных проектов, реализации всех начинаний, крепкого здоровья, счастья, благополучия Вам и Вашим родным и близким.

С наилучшими пожеланиями,
Генеральный директор
Алик Кувандыкович Абдуллин

варк

Месторождение им. В. Филановского — флагман ЛУКОЙЛа на Каспии

ЛУКОЙЛ
НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

25 ЛЕТ

Разработка на российском шельфе Каспийского моря

2016
месторождение им. В. Филановского введено в промышленную эксплуатацию

2010
начата добыча на месторождении им. Ю. Корчагина

2008
открыты месторождения Западно-Ракушечное и Центральное

2005
открыто месторождение им. В. Филановского

2002
открыто месторождение им. Ю.С. Кувыкина

2000
открыто месторождение им. Ю. Корчагина

1995
начало работ на российском шельфе Каспия

1991
создание нефтяного концерна «ЛангепасУрайКогалымнефть»

В конце октября 2016 г. в присутствии Президента РФ Владимира Путина был дан старт промышленной эксплуатации месторождения им. В. Филановского на шельфе Каспийского моря — крупнейшего месторождения из открытых в России за последние 25 лет.

Перспективная провинция

На фоне естественного падения производства нефти в традиционных регионах, прежде всего в Западной Сибири, новая нефтяная провинция на Северном Каспии стала одной из стратегических территорий для роста добычи нефти и газа в России в среднесрочной перспективе.

В этом смысле месторождение им. В. Филановского является своего рода ключом к освоению ресурсной базы Каспийского моря. Его инфраструктура обеспечивает значительные синергии как для уже разрабатываемых, так и для перспективных месторождений.

«Сейчас на Каспии формируется не просто проект, а целая провинция, которая будет развиваться не годы, а десятилетия», — неоднократно подчеркивал в интервью СМИ Президент ПАО «ЛУКОЙЛ» Вагит Алекперов.

Геологоразведка

Компания «ЛУКОЙЛ» первой среди российских компаний приняла стратегическое решение о начале работы на шельфе. В ноябре 1995 г. в рамках государственной программы по изучению каспийского шельфа ЛУКОЙЛ начал геолого-геофизические работы. В 1999 г. ЛУКОЙЛ начал разведочное бурение с помощью самоподъемной плавучей буровой установки (СПБУ) «Астра». В ходе работ пробурено 27 поисковых и разведочных скважин, успешность поисково-разведочного бурения составила 93%. В результате изысканий открыто 9 месторождений с извлекаемыми запасами по категориям С1+С2 — 1,16 млрд т условного топлива.

Каспий

27 поисковых и разведочных скважин

9 месторождений

1,16 млрд т извлекаемых запасов категории С1+С2

Многопластовое нефтегазоконденсатное месторождение на лицензионном участке Северный в Каспийском море было открыто в 2005 г. и названо впоследствии в честь известного советского нефтяника, бывшего первого заместителя министра нефтяной промышленности СССР Владимира Юрьевича Филановского. Первая скважина дала фонтанный приток легкой безводной малосернистой нефти дебитом более 800 т в сутки.

В 2009–2010 гг. было завершено обустройство и введено в эксплуатацию месторождение им. Юрия Корчагина: в декабре 2009 г. здесь было начато эксплуатационное бурение, а в апреле 2010 г. запущена промышленная добыча нефти.

Бурение

В октябре 2012 г. ЛУКОЙЛ впервые в России провел тестовую операцию гидроразрыва пласта в море на одной из поисково-разведочных скважин месторождения им. В. Филановского. До проведения работ максимальный приток нефти при испытании продуктивных пластов в данной скважине составлял всего 3,7 т в сутки. После применения ГРП дебит вырос в 20 раз.

В настоящий момент на месторождении пробурены три добывающие скважины, глубиной более 3 тыс. м.

Как и на месторождении им. Ю. Корчагина, бурение велось наклонно направленным способом. Скважины с горизонтальным окончанием, несмотря на технологические и инженерные сложности при строительстве, имеют целый ряд преимуществ. Максимальное увеличение площади контакта с продуктивным пластом позволяет при минимальных затратах в более короткие сроки значительно повысить коэффициент извлечения нефти.

Применение наклонно направленного бурения также уменьшает количество скважин, необходимых для освоения месторождения, что заметно снижает промышленную нагрузку на экосистему.

Бурение осуществлялось в закрытом режиме — внутри водоотделяющей колонны. 13 колонн забиты в морское дно на глубину 120 м для укрепления устьев скважин, создания циркуляции.

Обеспечены усиленные меры по безопасности бурения. Заколонный пакер и внутрискважинный клапан-отсекатель установлены под водой, что обеспечивает закрытие скважины в любой аварийной ситуации. На платформе также расположено противовыбросовое оборудование на устье скважины.

В июне 2016 г. началось бурение первой эксплуатационной скважины. 4 августа 2016 г. получена первая нефть. А в конце сентября 2016 г. компания запустила вторую скважину.

При тестировании скважины показали рекордно высокие для России дебиты – 3 тыс. т (23 тыс. барр.) нефти в сутки на каждую скважину.

В настоящий момент завершено строительство третьей скважины. Благодаря накопленному опыту текущая скорость бурения на месторождении в 2 раза превышает начальную скорость на соседнем месторождении им. Ю. Корчагина.

Инфраструктура и технологическое оборудование

Реализация проекта потребовала сооружения шести морских объектов, транспортной и резервуарной инфраструктуры. Все сооружения построены на судостроительных верфях Астраханской области.

В рамках первой очереди обустройства месторождения были построены четыре платформы, жёстко прикреплённые к морскому дну и соединённые между собой тремя переходными мостами:

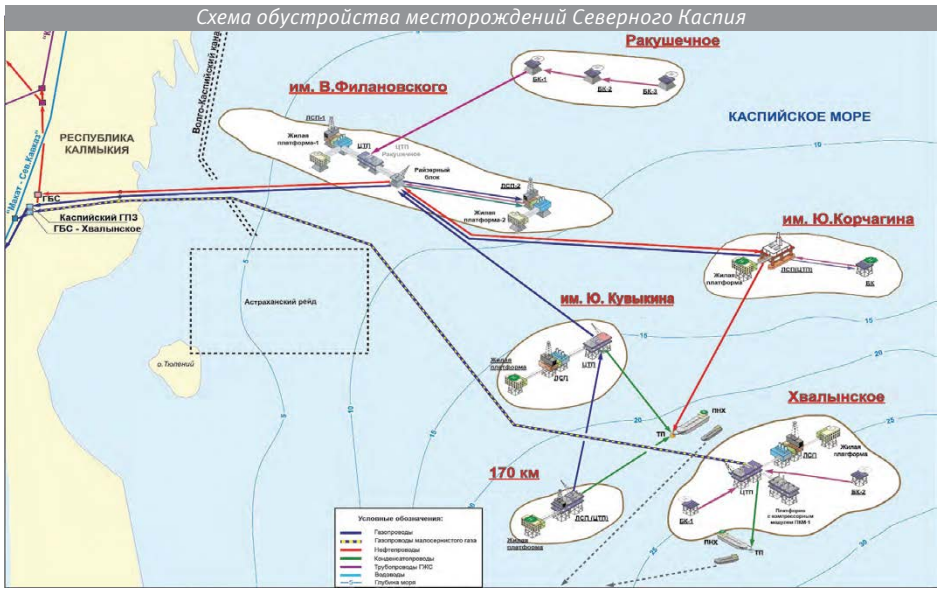
1. стационарная ледостойкая платформа №1 с расположенным на ней буровым, энергетическим и эксплуатационным комплексами (ЛСП-1);
2. центральная технологическая платформа для подготовки товарной нефти и природного газа (ЦТП);
3. райзерный блок для подключения трубопроводов, кабельных линий и размещения факельной установки;
4. платформа жилого модуля (ПЖМ-1).

Каждая из платформ представляет собой сложное техническое сооружение, насыщенное разнообразными технологическими установками и системами.

Так, ЛСП-1 предназначена для буровых работ и эксплуатации углеводородных скважин. В ее состав входят буровой комплекс для бурения 11 скважин, эксплуатационный комплекс для сбора продукции, ее замера и подачи на центральную технологическую платформу, а также энергетический комплекс. Платформа соединяется с помощью переходных мостов с платформой жилого модуля и с центральной технологической платформой.

Построена локальная автономная энергетическая система суммарной электрической мощностью 50 МВт. Она включает в себя как объекты генерации энергии (электрической и тепловой), так и

Схема обустройства месторождений Северного Каспия



системы трансформации и коммутации энергетических потоков. На каждой платформе установлены аварийные дизель-генераторы и источники бесперебойного питания, которые автоматически запускаются при исчезновении напряжения в системе электроснабжения.

Автоматическое управление всеми технологическими процессами, контроль параметров работы энергетического комплекса и сигнализация об отклонениях или аварийных отключениях обеспечиваются современной интеллектуальной АСУ ТП, все основные показатели которой выведены на мнемосхемах на главном и центральных постах управления, расположенных, соответственно, на ПЖМ-1 и ЛСП-1.

Центральная технологическая платформа предназначена для подготовки попутного газа и нефти и транспортировки их на берег. На ней размещены установка подготовки нефти (УПН), компрессорная станция (КС) и установка подготовки и закачки пластовой воды (УППВ). Подготовка нефти будет осуществляться на двух технологических линиях. После очистки пластовая вода будет закачиваться обратно в пласт.

Технологические линии УПН состоят из двух- и трехфазных сепараторов трех ступеней сепарации, электродегидраторов и обессоливателей для удаления воды и хлористых солей, пластинчатых теплообменников для нагрева нефти, насосов (бустерных и для внешнего транспорта нефти).

В состав компрессорной станции для компримирования попутного газа входят многоступенчатые газотурбинные компрессоры, скрубберы, теплообменники.

УППВ состоит из блоков гидроциклонов, дегазаторов пластовой воды, фильтров тонкой очистки, центробежных насосов для закачки воды в пласт.

До конца 2017 г. ЛУКОЙЛ планирует завершить строительство объектов второй очереди.

Логистика нефти и газа

Для транспортировки углеводородов на берег построена система подводных и сухопутных нефте- и газопроводов.

Нефть поступает по подводному трубопроводу в резервуарный парк головных береговых сооружений, а затем сдается в систему Каспийского Трубопроводного Консорциума (КТК) для дальнейшей реализации на экспорт.

Трубопроводы от месторождения им. В. Филановского свяжут сразу четыре региона Юга России, вовлекая в процесс производства до десятка отраслей промышленности.

Нефть месторождения относится к категории легкой малосернистой. Высокое качество нефти и наличие банка качества в КТК при реализации обеспечивает ценовую премию к сорту Urals.

Попутный газ подается по трубопроводу на газоперерабатывающую установку нефтегазохимического завода ЛУКОЙЛа «Ставролен» в г. Буденовск Ставропольского края.

Экологические принципы

ПАО «ЛУКОЙЛ» поддерживает высокий уровень в области промышленной, экологической безопасности и охраны труда, получены сертификаты по международным стандартам ISO и OHSAS.

Как и на всех других морских проектах ЛУКОЙЛа, на месторождении им. В. Филановского внедрен принцип «нулевого сброса», исключающий попадание в море каких-либо отходов с буровых платформ — они в полном объеме вывозятся на берег для обезвреживания и утилизации.

Утилизация попутного нефтяного газа на проекте обеспечивается на уровне 98% благодаря его переработке на заводе «Ставролен».

Платформы по всему периметру оборудованы системой датчиков обнаружения пожара и газа. При срабатывании одного из них активируется автоматическая система аварийных отключений.

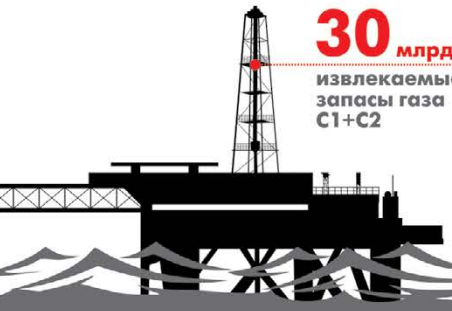
Безопасность добычи в районе объектов месторождения круглосуточно обеспечивают аварийно-спасательные суда с оборудованием по ликвидации аварийных разливов нефти на борту. Также осуществляется постоянная защита прибрежной и береговой зон на мелководных участках с использованием специализированных судов и оборудования для ликвидации последствий в случае разливов нефти.

Ежегодно проводятся региональные и международные учения по отработке совместных действий, сил и средств при ликвидации последствий морских аварий.

В рамках корпоративной программы экологического мониторинга Северного Каспия ведется постоянный спутниковый мониторинг участков акватории моря в районе производственных объектов.

Компания также реализует программу минимизации возможного негативного воздействия своей деятельности на экосистему Каспийского моря, участвуя в региональных программах по воспроизводству осетровых видов рыб.

Кроме того, ПАО «ЛУКОЙЛ» внедряет новые методологические подходы в оценке фактического воздействия нефтегазодобывающей деятельности на окружающую среду и фауну. Для этой цели создана система стационарных донных станций производственного экологического мониторинга, которые располагаются в непосредственной близости от стационарных морских добывающих платформ.



30 млрд м³ извлекаемые запасы газа C1+C2

250 млрд руб общие инвестиции по месторождению

100 подрядных организаций задействовано при реализации проекта обустройства месторождения

УДК 551

Перспективы развития нефтегазового комплекса России

Л.А. Абукова
д. г.-и.н., профессор, директор
abukova@ipng.ru

В.Л. Шустер
д. г.-и.н., профессор, главный научный сотрудник
tshuster@mail.ru

Институт проблем нефти и газа РАН,
Москва, Россия

В статье приведены результаты геолого-экономической, экологической, технологической и социальной оценки новых перспективных направлений ГРР, с целью прироста ресурсов углеводородов в России. Рассмотрены перспективы прироста ресурсов глубокозалегающих отложений, низкопроницаемых пород-коллекторов.

Ключевые слова
нефть, газ, сланцы, бажениты, фундамент, формации, перспективы нефтегазоносности, ресурсы

На современном этапе важное место в решении проблем нефтегазового комплекса занимает задача восполнения минерально-сырьевой базы (МСБ) УВ, обеспечение уровня добычи нефти и газа путем восполнения ресурсов и запасов углеводородов. Решение этой задачи возможно путем продолжения работ в традиционных регионах России (Западная и Восточная Сибирь, ТПП, Волго-Урал, Предкавказье и др.) как в детально изученных отложениях («традиционная» нефть), так и на новых нетрадиционных объектах.

Среди таких новых перспективных направлений поиска и освоения нефтегазовых ресурсов, где возможен существенный прирост ресурсов и запасов нефти и газа, наиболее актуальными в ближайшие годы и на перспективу представляются следующие:

- глубокозалегающие горизонты;
- низкопроницаемые низкопоровые породы (бажениты, доманикиты, хадумиты, сланцы и др.);
- освоение месторождений, содержащих тяжелые высоковязкие нефти;
- реанимация «старых» простаивающих скважин;
- повышение коэффициента извлечения нефти (КИН) и газа (КИГ).

Условия восполнения ресурсов в глубокозалегающих горизонтах

В основном нефтедобывающем регионе России – Западной Сибири (до 70% общей годовой добычи нефти) запасы нефти в юрско-меловом комплексе сосредоточены в интервале глубин 2–4, реже 5 км. Вектор этих запасов направлен в сторону исчерпания, остается в резерве нефть баженовской свиты. Существует ещё слабо исследованный доюрский комплекс, в котором на границе осадочных пород и фундамента открыто порядка 50, как правило, мелких по запасам, нефтяных месторождений, хотя есть среди них и средние по запасам. Нам представляется, что в этом комплексе пород могут быть открыты крупные, высокодебитные залежи нефти, в том числе, в образованиях фундамента. Работами последних лет установлена резкая фильтрационно-емкостная неоднородность пород фундамента как по площади, так и по разрезу гранитоидных массивов. Так, на нефтяном месторождении Белый Тигр (Вьетнам) в гранитоидах фундамента интервалы высокоёмких коллекторов и соответственно максимального нефтенасыщения и основного притока в скважинах приурочены к 20–40 метровым участкам разреза в многосотметровой опробованной толще (рис. 1, 2). Причем, наилучшие по ФЕС породы-коллекторы не всегда залегают от поверхности фундамента, а зачастую на 300–500 м ниже поверхности (на Северном своде месторождения Белый Тигр, а также на месторождениях Кыулонг, Дайхунг) [3].

За последние 10–15 лет в отечественных геофизических коллективах разработаны новые сейсморазведочные технологии выделения слабых рассеянных волн на фоне отражений от протяженных горизонтов. Результирующим параметром в этой методике является энергия рассеянных волн – эквивалентная по смыслу интенсивности трещиноватости. Как видно на рис. 3, на Северо-Даниловском месторождении высокоемкие породы-коллекторы залегают от поверхности фундамента на всей площади, а на Усть-Балыкском месторождении от поверхности только в восточной части площади. Без спецобработки сейсмических материалов выбрать местоположение проектной скважины затруднительно.

Оценивая условия проведения ГРР в глубокозалегающих горизонтах Западной Сибири (глубины от 4 до 6–7 км), по аналогии с Вьетнамом, можно положительно охарактеризовать геолого-экономические условия. Для проведения ГРР имеются апробированные технологии и технические средства прогноза зон коллекторов и освоения залежей нефти в массивных породах. При этом, ожидаются минимальные экологические последствия, а также отсутствие проблем с трудовыми ресурсами, инфраструктурой и логистикой.

Перспективные глубокозалегающие горизонты имеются также в Восточной Сибири, в Республике Коми, в Волго-Уральском бассейне, в Предкавказье.

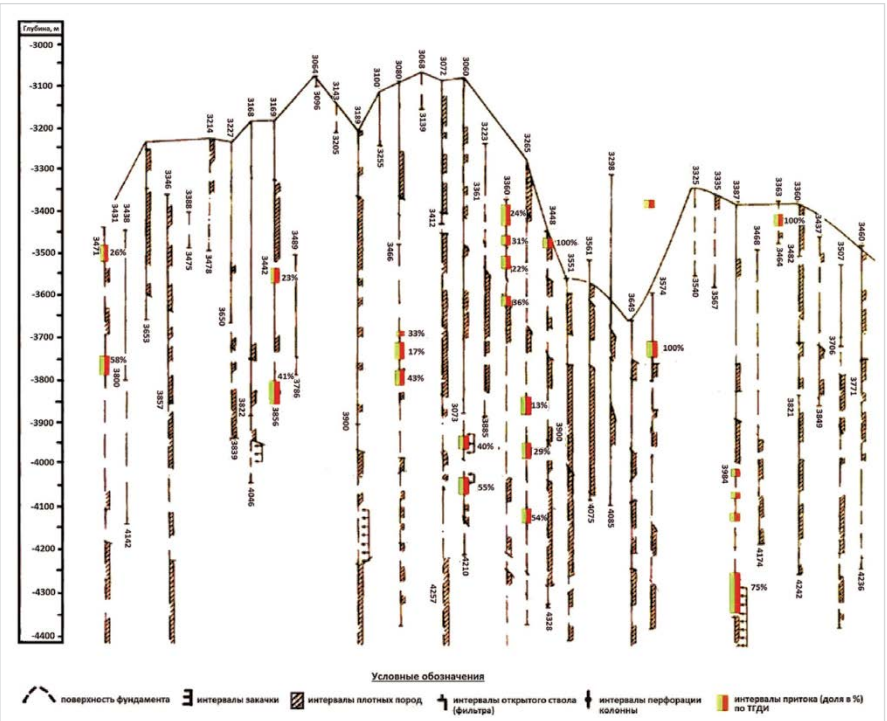


Рис. 1 — Микронеоднородность трещиноватого резервуара месторождения Белый Тигр, Вьетнам (данные сейсморазведки 3D, промыслово-геологических и термогидродинамических исследований). (Из работы В.Л. Шустера [3])

Нефть и газ в низкопроницаемых породах

К низкопроницаемым породам относятся сланцы, бажениты, доманикиты, хадумиты.

В России нефтегазоносность в низкопроницаемых породах- коллекторах установлена в Западной и Восточной Сибири, Тимано-Печорской и Волго-Уральской провинциях, в Предкавказье.

Для оценки возможности и целесообразности восполнения ресурсов нефти и газа в

низкопроницаемых породах России использованы материалы опубликованных работ (и открытые интернет ресурсы) [1–9].

Условия восполнения ресурсов нефти и газа в сланцевых породах-коллекторах

В низкопроницаемых низкопоровых сланцевых породах открыт целый ряд значительных по запасам месторождений нефти и газа. В США в последние годы из сланцевых пород осуществляется значительная по объему добыча нефти и газа. «Сланцы» — это породы смешанного литологического состава, состоящие из алевритовой и пелитовой фракций, обладающие сланцеватостью, а также высоким содержанием органического вещества.

Проницаемость сланцев ниже 1 мД (минимально 0,01–0,001 мД).

При добыче используется технология мультистадийного гидроразрыва пласта (ГРП) в наклонно-горизонтальных скважинах, со значительными затратами воды (химически обработанных растворов) и песка.

При поисках, разведке и освоении месторождений нефти и газа в сланцевых формациях США были выявлены значительные геолого-геофизические, экономические, экологические и социальные сложности и осложнения (использованы материалы Н.Н. Богданович, 2013 г.):

- отсутствие четкого представления о модели продуктивного пласта, типе коллектора, характере газонефтенасыщенности;
- разнообразный литологический состав сланцев и резкоизменчивая характеристика ФЕС пород;
- приуроченность нефтегазовых скоплений к ловушкам различного типа, часто неструктурного;
- возможные пропуски продуктивных интервалов без продолжительных испытаний;
- нефтепроявления в процессе бурения незначительны;
- отмечаются низкий КИН и низкие дебиты скважин.

Основываясь на изучении мирового опыта и выявленных геолого-геохимических особенностях формирования скоплений нефти и газа в сланцевых породах, рядом исследователей предпринята попытка наметить перспективные бассейны и сланцевые формации на территории России [5, 8, 9].

При оценке перспектив нефтегазоносности и ресурсов УВ в сланцевых толщах предлагается учитывать следующие основные факторы:

- характер среды осадконакопления (морская, континентальная, др.);
- площадь распространения сланцевой толщи;
- строение (модель);
- мощность сланцевой толщи и отдельно толщина обогащенных органикой интервалов;
- глубина (кровля, подошва) толщи;
- среднее содержание органического углерода – $C_{орг}$;
- катагенетическая зрелость (%R_o);
- оценка ФЕС пород.

Подсчет технически извлекаемых ресурсов в нефтяном эквиваленте сланцевых толщ произведен по методу Фишера (условное содержание нефти в 1 м^3 породы, при поверхностной дистилляции из сланцев).

Исходя из имеющихся ограниченных геологических материалов [5, 9], выделен ряд перспективных сланцевых бассейнов на территории России:

- Колымо-Омолонский, площадью 800 тыс. км^2, при средней толщине обогащенных ОВ сланцев 20 м; при условном содержании нефти 1 кг/м^3 породы объем технически извлекаемых ресурсов составил нефти — 8 млрд т, газа — 8 трлн м^3.
- Тунгусский, технически извлекаемые ресурсы нефти — 8 млрд т, газа — 8 трлн м^3.
- Нелькано-Сетт-Дабанский — 2,0–4,0 млрд т нефти;
- Енисей-Хатангский — 1,5–2,5 млрд т нефти.

Следует отметить, что коммерческая часть технически извлекаемых ресурсов ничтожна мала. Кроме того, учитывая низкие цены на нефть, добыча УВ будет заведомо нерентабельной. Не говоря ещё и об отсутствии необходимой инфраструктуры, технологий и удаленность потенциальных месторождений от центральных районов и нефте-газопроводов. Поэтому осуществление одного из «сланцевых» проектов (например, Колымо-Омолонского) в перспективе возможно обсуждать, исходя из необходимости развития технологий и технических средств освоения сланцевых нефти и газа в России и как будущий резерв для надежного обеспечения нефте-газопроводов Восточная Сибирь – Тихий океан.

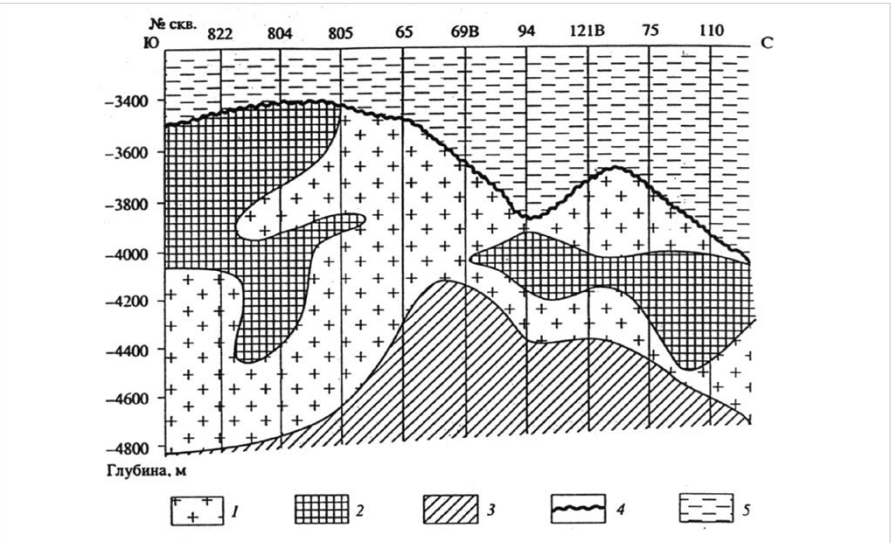


Рис. 2 — Схема распределения плотных (1), разуплотненных (с редкими притоками нефти, 2) и преобразованных с промышленными притоками нефти (3) пород фундамента месторождения Белый Тигр. 4 — поверхность фундамента, 5 — осадочные породы (Из работы А.Н. Дмитриевского [3])

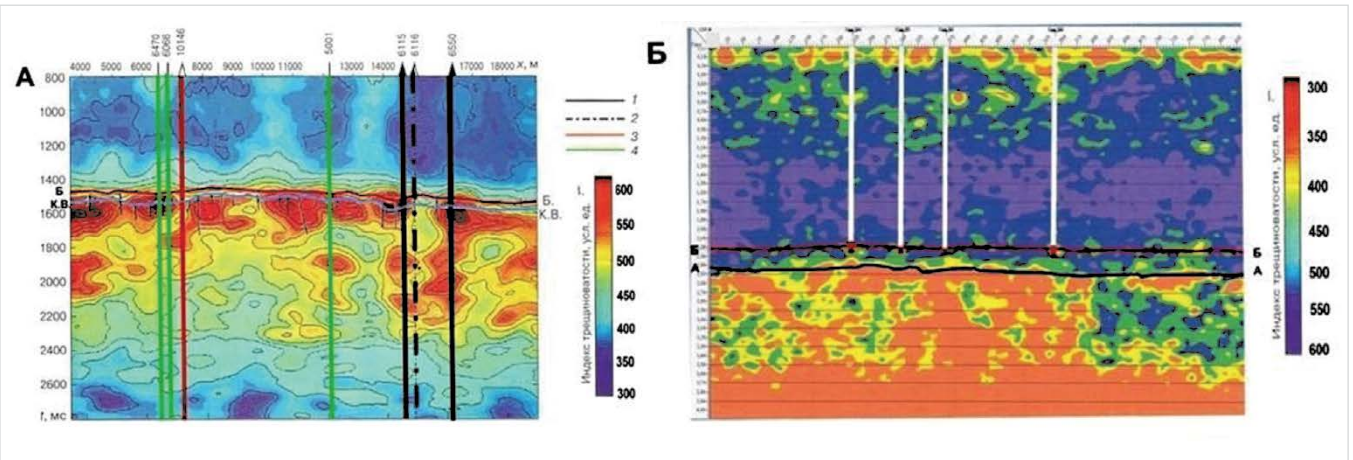


Рис. 3 — Картирование неоднородности фундамента (технология рассеянных волн сейсморазведки) на Северо-Даниловском (А) и Усть-Балыкском (Б) месторождениях
А – вертикальный разрез поля трещиноватости вдоль профиля с вынесенными скважинными результатами испытаний коры выветривания: 1 – приток нефти; 2 – пленка нефти; 3 – сухо; 4 – испытания не проводились (Ю.Л. Курьянов и др., 2008 г.)
Б – разрез энергии рассеянных волн, полученный методом волнового ОГТ (В.Н. Кремлев и др., 2008 г.)

Условия восполнения ресурсов нефти и газа в низкопроницаемых породах-коллекторах баженовской свиты

Уже 50 лет как открыта баженовская нефть (1967 г.) и 40 лет как начата разработка Верхне-Салымского месторождения (1974 г.). Однако по разным причинам освоение баженовской нефти начато только в последние годы.

По вероятностной количественной оценке А.Э. Конторовича [6] в районе распространения баженовской свиты в Западной Сибири (площадь более 1 млн км^2) сосредоточено 150–500 млрд т геологических ресурсов нефти, в том числе в «высокоёмких» коллекторах 120–400 млрд т. При условно принимаемом для бажена коэффициенте извлечения нефти 0,15 извлекаемые ресурсы составляют 18–60 млрд т.

Одна из ключевых первоочередных задач проблемы освоения ресурсов нефти бажена это разработка методики выявления и картирования нефтесодержащего объекта в баженовской свите, т.е. создание модели строения залежи.

В работах [4, 6, 7] и др. предпринята попытка создать качественные геологические модели баженовской свиты и выработать подходы к оценке ресурсов УВ в низкопроницаемых породах. По комплексу данных ГИС, керна, сейсморазведки и геохимических исследований предложена модель строения толщи, проведено выделение коллекторов с определением ФЕС пород, выявлены особенности строения пустотного пространства, установлена изменчивость разреза свиты по площади и разрезу, в том числе, за счет вторичных процессов (рис. 4). Предпринята попытка прогноза нефтеперспективной зоны по данным сейсморазведки и бурения.

По ресурсному потенциалу УВ, по имеющимся инфраструктуре и трудовым ресурсам региона, по наилучшей экономической эффективности среди новых направлений ГРР, по экологической составляющей, наличию вблизи месторождений нефте- и газопроводов отложения баженовской свиты в Западной Сибири являются, безусловно, приоритетным объектом прироста ресурсов нефти (газа), где в ближайшей и среднесрочной перспективе необходимо сосредоточить основные объемы ГРР.

Условия восполнения ресурсов нефти и газа в низкопроницаемых породах доманикового комплекса

Перспективные на нефть и газ доманиковые отложения позднего девона распространены на территории Европейской части России (в Тимано-Печорской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинциях на Северном Кавказе). По результатам исследований в Тимано-Печорской НГП О.М. Прищепой [8] выделено два основных типа разреза, в которых отложения нефтеносны:

- карбонатный (склоновый) с битуминозными известняками и мергелями;
- глинисто-кремнисто-карбонатный, характеризующийся высокой битуминозностью.

Это породы с низкой проницаемостью (1,5–2 мД), они занимают обширные территории, при этом глубины их залегания изменяются от первых метров в Ухтинском районе до 4500 м в Предуральском прогибе.

В работе [5] приведены прогнозные оценки [US EIA (2013)] ресурсов в млрд т в нефтяном эквиваленте для бассейнов России с низкопроницаемыми породами-коллекторами:

- доманиковая свита — ТПП и Волго-Уральская провинция — 3,0–5,0 (нефть — 2,0–4,0 млрд т, газ — 1 трлн м^3);
- куанамский комплекс (восточная окраина Сибирской платформы) — 5,0–6,0 (нефть — 4,0–5,0 млрд т, газ —1,0 трлн м^3);
- кумская свита среднего эоцена (Северный Кавказ) — 1,0–2,0 (нефть — 0,5–1,0 млрд т, газ — 0,5–1,0 трлн м^3.

Освоение ресурсов нефти и газа вышеперечисленных низкопроницаемых формаций, расположенных в разных регионах России, характеризуется отсутствием разработанных надежных технологий прогноза, поисков, разведки и добычи углеводородов и низкой экономической эффективностью. Это направление ГРР, по нашему мнению, следует отнести ко второй очереди по приоритетности, после баженовской свиты и глубокозалегающих горизонтов.

Итоги

Ориентируясь на цифры, опубликованные центром добычи углеводородов Сколтеха, средний мировой КИН —30–35%, в России —20%, у Норвегии на шельфе — 50%. Необходимо не только ликвидировать отставание в технологиях, но и ужесточить государственный контроль над строгим выполнением лицензионных соглашений, рабочих технологических документов и рекомендаций ГКЗ Роснедр.

Аналогичные меры необходимо осуществить и в направлении добычи тяжелой, высоковязкой нефти и в направлении «реанимации» ранее пробуренных простаивающих скважин. Это направление среднесрочной перспективы, для его осуществления потребуется переход на новые технологии и технические средства, и, соответственно, необходимость значительных финансовых вложений.

Выводы

1. Стратегической задачей развития нефтегазового комплекса страны является создание новых и усовершенствование «старых» технологий прогноза, поиска, разведки и освоения месторождений нефти, газа и отечественных технических средств для работы со сложными (низкопроницаемыми, низкопоровыми) породами-коллекторами (баженитами, доманикитами, сланцами и др.), а также для повышения КИН и КИГ, для освоения месторождений тяжелой высоковязкой нефти.
2. Приоритетным направлением прироста ресурсов и запасов нефти и газа в ближайшей и среднесрочной перспективе является проведение ГРР в отложениях баженовской свиты Западной Сибири. Примыкает к этому направлению прирост ресурсов и запасов нефти в глубоких горизонтах: в доюрских отложениях, включая фундамент Западной Сибири и Восточной Сибири.
3. Необходимо продолжить ГРР в сложных низкопроницаемых породах-коллекторах как с целью прироста ресурсов и запасов нефти (газа), так и с задачей создания и совершенствования технических средств и технологий.

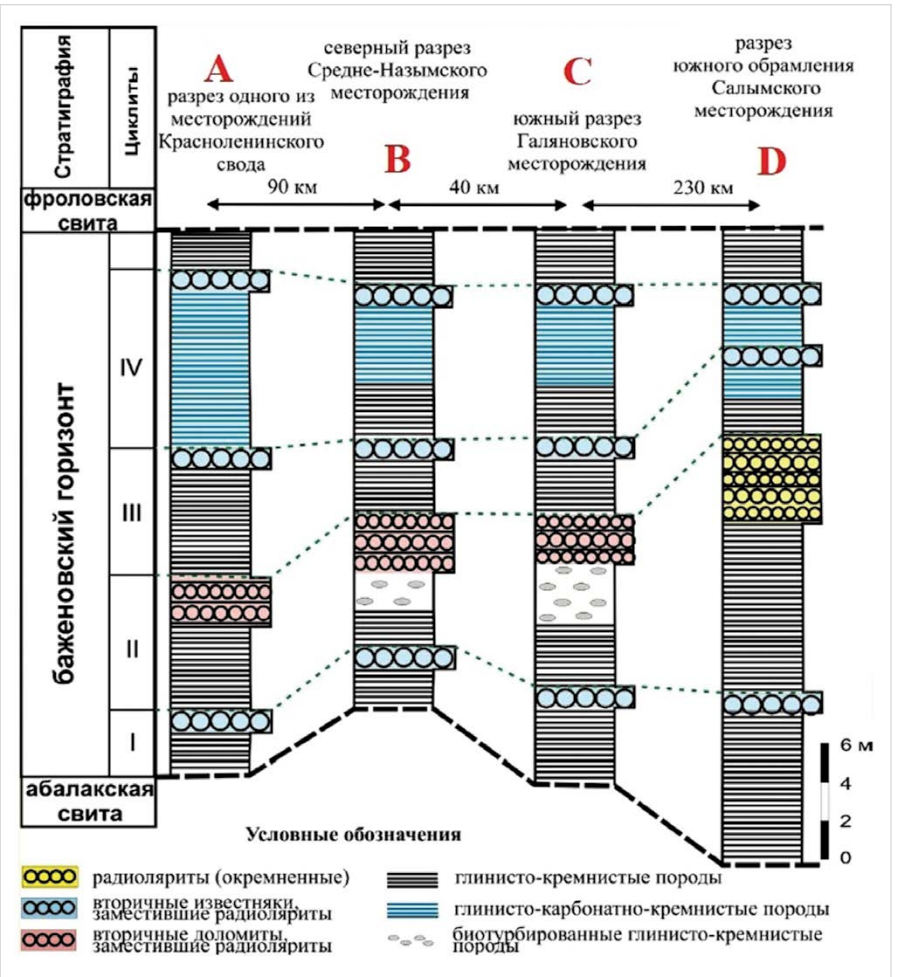


Рис. 4 — Изменчивость разреза баженовской свиты на площади (из работы В.Д. Немовой [7])

Список литературы
1. Белонин М.Д., Подольский Ю.В. Нефтегазовый потенциал России и возможности его реализации (оценки и прогнозы на основе имитационных технологий. СПб.: Недра, 2006. 374 с.
2. Варламов А.И. Перспективы наращивания минерально-сырьевой базы традиционных и трудноизвлекаемых углеводородов в России // Бурение и нефть. 2014. № 1. С. 18–22.
3. Дмитриевский А.Н., Шустер В.Л., Пунанова С.А. Доюрский комплекс Западной Сибири — новый этаж нефтегазоносности. Проблемы поисков, разведки и освоения месторождений углеводородов. LAP Lambert Academic Publishing, 2012, 135 с.
4. Дахнова М.В., Можегова С.В. Назарова Е.С., Пайзанская П.Л. Оценка запасов «сланцевой нефти» с использованием геохимических параметров // Геология нефти и газа. 2015. №4. С. 55–61.
5. Киселева Н.Л., Цветков Л.Д., Цветков Д.Л. Нефтегазоматеринские сланцевые толщи мира. Ярославль: Аверс Плюс, 2015. 492 с.
6. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Гордеева А.О. и др. Баженовская свита - главный источник ресурсов нетрадиционной нефти России // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2014. № 2 (10).
7. Немова Д.В., Атяшева Е.П., Панченко И.В., Бедретдинова Р.Ю. Эффективные подходы к изучению и прогнозу нефтегазоносности отложений баженовской свиты // Геология нефти и газа. 2014. №6. С. 36–47.
8. Прищепа О.М., Суханов А.А., Макарова И.Р. Подходы к оценке доманиковых отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции как нетрадиционных источников углеводородов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2014. Т.9. №4.
9. Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю., Ильинский А.А., Мориириу Д. Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ — резерв сырьевой базы угводородов России. СПб.: ВНИГРИ, 2014. 323 с.

ENGLISH **GEOLOGY**

Strategic directions of development oil and gas complex in Russia

UDC 551

Authors:
Leyla A. Abukova — Sc.D., professor, director; abukova@ipng.ru
Vladimir L. Shuster — Sc.D., professor, chief research worker; tshuster@mail.ru

Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

Abstract
The article presents the results of geological, economic, environmental, technological and social evaluation of new promising directions of exploration to increase hydrocarbon resources in Russia. The prospects of growth of the resources of deep-seated deposits, low-permeability reservoir rocks, offshore Northern seas.

Results
Focusing on the figures published by the hydrocarbon production center Skoltex, global average the oil recovery factor is 30–35%. 20% in Russia, Norwegian shelf — 50%, it is necessary not only to eliminate the technological lag behind, but also to increase state control over strict compliance with license agreements , working process documents and following recommendations by GKZ Rosnedr. Similar measures must be carried out in the direction of heavy drilling/extraction, high-viscosity oil as well as in direction of "intensive care" previously drilled wells idle. Current strategy of medium-term perspective requires transition and implementation of new technologies and technical means and accordingly; the significant financial investments.

Conclusions
1. The strategic goal of the of oil and gas national complex development is the creation of new and improvement of the "old" prediction technologies, exploration and development of oil, gas and domestic hardware to work with complex (low-permeability and porosity) reservoir rocks (bagenite, domanikite, shale, etc. .), as well as to increase the oil recovery factor and the gas recovery factor, with the major goal of deposit development of heavy high-viscosity oil.
2. The priority growth of resources and reserves of oil and gas in the short/medium terms is to conduct exploration in the sediments of the bagenite Formation in Western Siberia. Contiguous to current area resources; increases oil reserves in deep horizons: in the pre-Jurassic deposits, including the basement of Western Siberia and Eastern Siberia.
3. It is required to continue geological exploration in complex low-permeability reservoir rocks for both major reasons; to growth the resources and reserves of oil and gas and to accomplishing the mission of creating and improving technologies and technical means.

Keywords
oil, gas, shale, bagenite, basement, formation, prospects of oil and gas, resources

References
1. Belonin M.D., Podol'skiy Yu.V. *Neftegazovyy potentsial Rossii i vozmozhnosti ego realizatsii (otsenki i prognozy na osnove imitatsionnykh tekhnologiy* [Russian Oil and Gas potential and its realization opportunities (analysis and forecasting basing on imitation technologies)]. St. Petersburg: *Nedra*, 2006, 374 p.
2. Varlamov A.I. *Perspektivy narashchivaniya mineral'no-syr'evoy bazy traditsionnykh i trudnoizvlekaemykh uglevodorodov v Rossii* [Perspectives of build-up of raw material-mineral base of traditional and hardly extractable hydrocarbons in Russia]. *Burenie i neft'*, 2014, issue 1, pp. 18–22.
3. Dmitrievskiy A.N., Shuster V.L., Punanova S.A. *Doyurskiy kompleks Zapadnoy Sibiri — novyy etazh neftegazonosnosti. Problemy poiskov, razvedki i osvoeniya mestorozhdeniy uglevodorodov* [Pre-Jurasic West Syberian complex — new stage of oil and gas flow. Search, exploration and development issues of hydrocarbon fields]. Lap Lambert Academic Publishing, 2012, 135 p.
4. Dakhnova M.V., Mozhegova S.V., Nazarova E.S., Payzanskaya P.L. *Otsenka zapasov «slantsevoy nefti» s ispol'zovaniem geokhimicheskikh parametrov* [Evaluation of reserves of shale oil using geochemical parameters]. Oil and Gas geology, 2015, issue 4, pp. 55–61.
5. Kiseleva N.L., Tsvetkov L.D., Tsvetkov D.L. *Neftegazomaterinskie slantsevye tolshchi mira* [Shale oil and gas mainland stratum of the world]. Yaroslavl: *Avers Plus*, 2015, 492 p.
6. Kontorovich A.E., Burshteyn L.M., Gordeeva A.O. and oth. *Bazhenovskaya svita - glavnyy istochnik resursov netraditsionnoy nefti Rossii* [The Bazhenov suite is the main reserve of unconventional oil in Russia]. *Georesursy*, 2014, Vol. 2(10).
7. Nemova D.V., Atyasheva E.P., Panchenko I.V., Bedretdinova R.Yu. *Effektivnye podkhody k izucheniyu i prognozu neftegazonosnosti otlozheniy bazhenovskoy svity* [Efficient approaches to investigation and prediction of petroleum potential of the bazhenov suite deposits]. Oil and gas geology, 2014, issue 6, pp. 36–47.
8. Prishchepa O.M., Sukhanov A.A., Makarova I.R. *Podkhody k otsenke domanikovykh otlozheniy Timano-Pechorskoy neftegazonosnoy provintsii kak netraditsionnykh istochnikov uglevodorodov* [Approaches to evaluation of Domanik sequences of Timan-Pechora province as unconventional hydrocarbon source]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2014, Vol. 9, issue 4.
9. Prishchepa O.M., Aver'yanova O.Yu., Il'inskiy A.A., Moririu D. *Neft' i gaz nizkopronitsaemykh slantsevykh tolshch — rezerv syr'evoy bazy ugvodorodov* [Oil and gas is low-permeability shale strata - a reserve hydrocarbons resource base of Russia]. St. Petersburg: *VNIGRI*, 2014, 323 p.

Общий центр обслуживания ТМС-БизнесСервис

ТМС ГРУПП

ПЕРСОНАЛЬНОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ БИЗНЕСА

- Работа с персоналом/Кадровое делопроизводство;
- Бухгалтерский учет и отчетность;
- Call-центр;
- Оказание услуг по расчету выполненных работ в системе 1С (ЕРЦ);
- Разработка и внедрение IT-решений;
- Сопровождение на тендерах и конкурсных площадках;
- Охрана труда и промышленная безопасность;
- Управление проектами;
- Нормирование труда и заработной платы.

Найми профессионалов

8-800-250-7-116
oco@mechservice.ru

г. Альметьевск,
ул. Мира, д. 6

УДК 550.3

Особенности строения и оценки нефтенасыщенности верхнеюрских низкоомных коллекторов

на примере Ватьеганского месторождения Западной Сибири

А.Д. Комова
начальник отдела петрофизики[1]
adkomova@cge.ru

Т.Ф. Дьяконова
д.т.н., профессор, начальник отделения геоинформационных технологий[1]
tfdyakonova@cge.ru

Т.Г. Исакова
главный специалист по петрофизике и подсчету запасов[1]
tgisakova@cge.ru

Л.К. Бата
геофизик[1]
lkbata@cge.ru

А.А. Калугин
начальник отдела запасов углеводородов[2]
alexandr.kalugin@lukoil.com

В.Ю. Терентьев
главный специалист отдела геологического моделирования месторождений углеводородов[2]
vladimir.terentev@lukoil.com

[1]АО «ЦГЭ», Москва, Россия
[2]ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия

В статье рассматриваются особенности низкоомных коллекторов васюганской свиты Ватьеганского месторождения Западной Сибири и проблема оценки их коэффициента нефтенасыщенности. Обсуждены факторы, влияющие на снижение сопротивления пород и сделан вывод, что на снижение сопротивления пород пласта ЮВ$_1$ Ватьеганского месторождения основное влияние оказывает фракционный состав отложений. Предложен алгоритм разделения пласта ЮВ$_1$ на литотипы по данным ГИС, соответствующие традиционной и низкоомной частям разреза.

Материалы и методы
Методика разделения отложений васюганской свиты на литотипы по данным ГИС.

Ключевые слова
низкоомные коллекторы, гранулометрия, коэффициент нефтенасыщенности

Низкоомные коллекторы — это продуктивные нетрещиноватые коллекторы, характеризующиеся низкими сопротивлениями и, соответственно, заниженными значениями $К_н$, полученными с использованием удельных сопротивлений и традиционных петрофизических связей $Р_п$-$К_п$ и $Р_н$-$К_в$ [1].

Были рассмотрены пласты ЮВ$_1^1$ и ЮВ$_1^2$ васюганской свиты Ватьеганского нефтяного месторождения Западной Сибири. Изучаемый разрез представлен песчано-алевритовыми породами с прослоями аргиллитов. Установлено, что отложения ЮВ$_1^1$-ЮВ$_1^2$ характеризуются регрессивным типом осадконакопления, о чем свидетельствует нарастающее снизу вверх опесчанивание разреза.

Особенностью рассматриваемых отложений является получение притоков нефти по всему интервалу пластов ЮВ$_1$ и фактическое отсутствие ВНК по результатам испытаний разведочных скважин. Верхняя часть разреза — пласт ЮВ$_1^1$ — характеризуется высокими ФЕС, высокими значениями удельного сопротивления. Для нижней части разреза — пласт ЮВ$_1^2$ — характерно снижение УЭС, что обычно интерпретируется по ГИС как водоносный коллектор. По этой причине расчет коэффициента нефтенасыщенности по стандартной методике в нижней части разреза приводит к получению заниженных значений ($< К_{но}$), что противоречит данным испытаний и добычи. Таким образом, задачей настоящей работы было не только объяснение природы низкоомных коллекторов, но и решение практической задачи по оценке коэффициента нефтенасыщенности.

В традиционном терригенном разрезе снижение УЭС при неизменной пористости коллектора свидетельствует о смене характера насыщенности пласта с нефти на воду [2, 3, 4]. Пример геолого-геофизического планшета с выделением нефти и воды по ГИС, а также с результатами испытаний, подтверждающих установленное по ГИС насыщение, представлен на рис. 1. На рис. 2 приведен геолого-геофизический планшет с низкоомными пластами с вынесенными данными по перфорации и ПГИ, из которых следует, что приток нефти получен из интервала, проинтерпретированного как водонасыщенный по ГИС, так как он характеризуется снижением удельного электрического сопротивления.

Одной из возможных причин появления низкоомных прослоев в продуктивном разрезе является влияние разработки месторождения более 10 лет на снижение величин УЭС и $К_н$. Анализ величин $УЭС_п$ по индукционному каротажу в зависимости от года бурения скважины показал, что не наблюдается снижения сопротивления в скважинах, пробуренных позднее начала эксплуатации месторождения.

В нефтегазовой отрасли проблема низкоомных коллекторов изучается на протяжении 50 лет. В настоящий момент в литературе упоминаются следующие основные причины, влияющие на снижение величины сопротивления пород:

- Микрослоистая последовательность песчаников и глин (анизотропия пород). Микрослои глин оказывают шунтирующее влияние на сопротивление пласта.

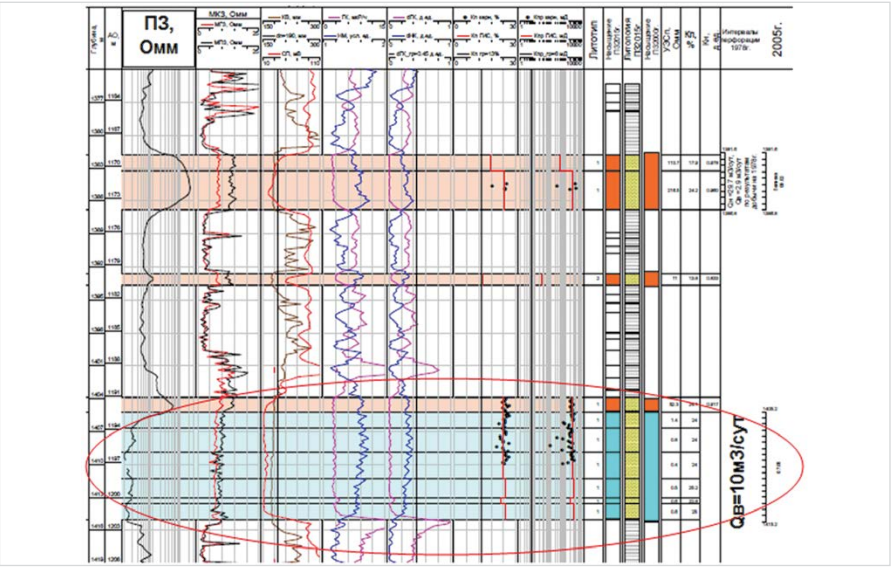


Рис. 1 — Геолого-геофизическая характеристика скважины с получением притоков нефти и воды

- Локальное присутствие низко минерализованной пластовой воды и связанная с этим поверхностная проводимость.
- Электронная проводимость внутри матрицы породы. Акцессорные минералы (например, пирит) выступают в качестве дополнительного проводника.
- Высокие значения связанной воды — повышенная глинистость коллекторов, тонкозернистость песчаников, внутренняя микропористость скелетной фракции.

Ниже рассмотрены факторы, исходно влияющие на снижение УЭС по сравнению с традиционными коллекторами.

1) *Микрослоистость (анизотропия).* На фотографии керна, отобранного по пласту $ЮВ_1$ Ватьеганского месторождения (рис. 3), видно монолитное строение коллектора. Для сравнения приведена фотография керна викуловской свиты Каменной площади, представленного микрослоистым переслаиванием песчаников и аргиллитов — типичный анизотропный разрез пласта ВК1 (рис. 4). В изучаемых отложениях $ЮВ_1$ аномальная микрослоистая последовательность песчаников и глин отсутствует.
2) *Аномально низкая минерализация пластовых вод.* Пласты $ЮВ_1^1$ и $ЮВ_1^2$ являются единой гидродинамической системой. Минерализация пластовых вод васюганских отложений является типичной для верхнеюрских отложений. При единой минерализации пластовой воды пласт $ЮВ_1^1$ интерпретируется как традиционный коллектор, а пласт $ЮВ_1^2$ является низкоомным.
3) *Присутствие минералов с электронной проводимостью.* Основным минералом подобного типа в осадочных горных породах является пирит. Согласно описанию шлифов и данным рентгено-структурного анализа, содержание пирита в пластах $ЮВ_1^1$ и $ЮВ_1^2$ встречается повсеместно и равномерно и колеблется в пределах от 1 до 3%, составляя в среднем 1%, не образуя проводящих цепей, из-за которых происходит снижение УЭС. При этом пласт $ЮВ_1^1$ обладает более высоким сопротивлением и безошибочно интерпретируется по ГИС как нефтенасыщенный, а пласт $ЮВ_1^2$ имеет низкое сопротивление и интерпретируется водоносным. Из литературных источников известно, что влияние пирита на величину сопротивления отмечается при его содержании в породе более 7% [5, 6].
4) *Высокое содержание связанной воды.* На величину коэффициента остаточной водонасыщенности могут оказывать влияние: внутренняя микропористость скелетной части породы, вещественный состав глинистой компоненты, гранулометрический состав отложений.

Внутренняя микропористость — пористость внутри матрицы породы за счет вторичных изменений в зернах скелета. На рис. 5 приведен снимок отложений чаркабожской свиты Песчаноозерского месторождения, полученный растровым электронным сканирующим микроскопом и демонстрирующий, что в результате гидрохимической коррозии появляется дополнительная внутренняя емкость в зернах матрицы. На РЭМ-снимке васюганских отложений Ватьеганского месторождения (рис. 6) вторичных изменений в зернах пород не наблюдается.

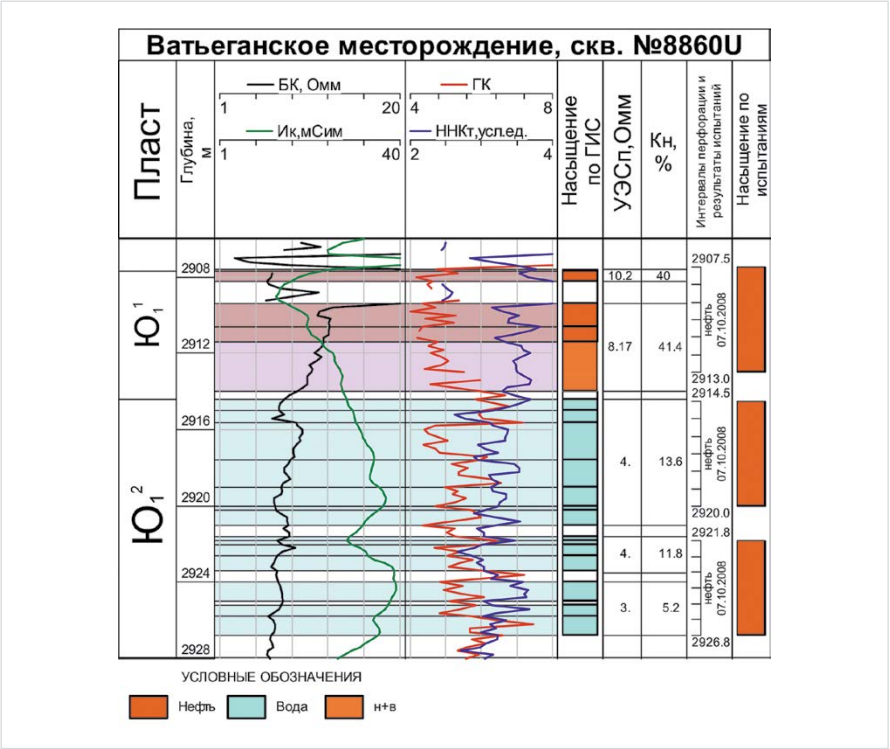


Рис. 2 — Геолого-геофизическая характеристика пласта $ЮВ_1$ Ватьеганского месторождения

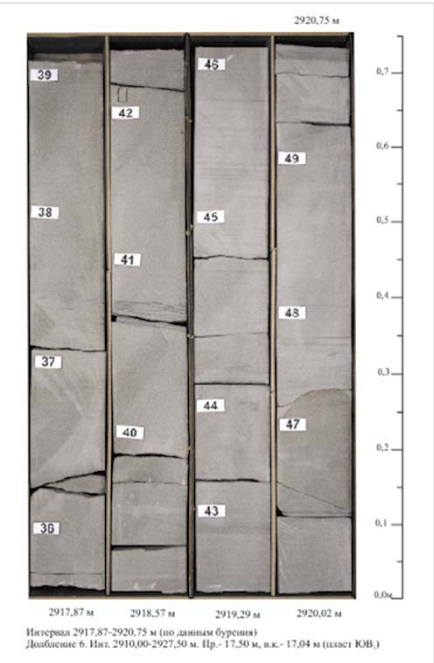


Рис. 3 — Фотография керна пласта $ЮВ_1$ из скважины Ватьеганского месторождения

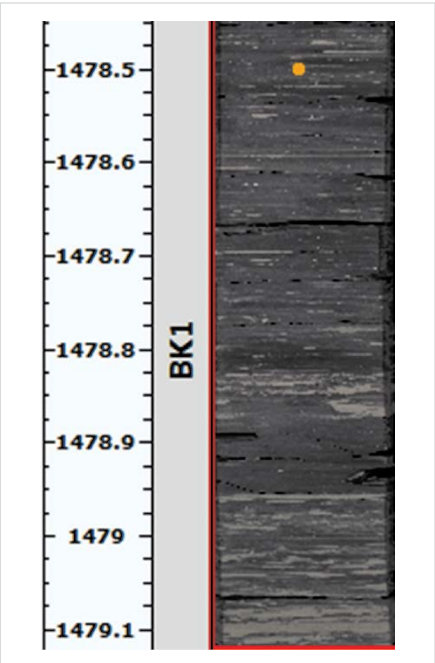


Рис. 4 — Фотография керна пласта ВК1 викуловской свиты Каменной площади

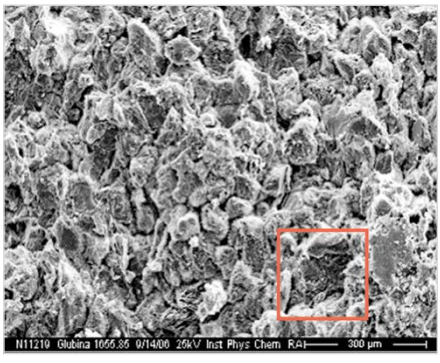


Рис. 5 — РЭМ-снимок образца Песчаноозерского месторождения

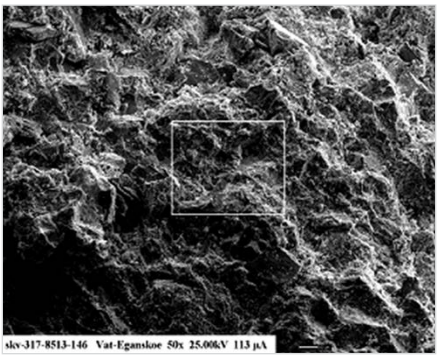


Рис. 6 — РЭМ-снимок образца Ватьеганского месторождения

Согласно данным рентгено-структурного анализа, вещественный состав глинистой компоненты изучаемых пластов $ЮВ_1^1$ и $ЮВ_1^2$ практически идентичен (каолинит — 70–71%, гидрослюда — 11–12%, хлорит — 10–11%, ССО — 6–7%), в то время как пласт $ЮВ_1^2$ является низкоомным. Кроме того, распределения содержания глинистой фракции по керну для пластов $ЮВ_1$ показывают равное содержание глинистой компоненты в традиционном пласте $ЮВ_1^1$ и низкоомном пласте $ЮВ_1^2$, которое составляет 2–15%.

Для изучения влияния фракционного состава отложений на ФЕС были изучены данные гранулометрии. Первоначальный анализ гранулометрии по трем основным фракциям (песчаной, алевритовой и глинистой) показал, что содержание фракций практически неизменно по разрезу пластов $ЮВ_1^1$–$ЮВ_1^2$: $С_{песч}$ (50–90%), $С_{алевр}$ (20–45%), $С_{гл}$ (2–15%). Затем были построены сопоставления содержания каждой из фракций и $К_{вс}$ по пластам $ЮВ_1^1$-$ЮВ_1^2$. Как следует из рис. 7–9, повышение содержания песчаной компоненты приводит к снижению объема связанной воды. При увеличении содержания алевритовой компоненты увеличивается связанная вода. Отмечается ухудшение ФЕС пород. Изучение глинистой компоненты показало, что глинистая фракция не оказывает влияния на ФЕС пород. Построенные сопоставления гранулометрических фракций и ФЕС пород для обоих пластов — $ЮВ_1^1$ с традиционным коллектором и низкоомного $ЮВ_1^2$ —образуют единые зависимости.

Таким образом, анализ трех основных «укрупненных» фракций (песчаной, алевритовой и глинистой) дало основание для рассмотрения алевритовой компоненты как основного фактора, влияющего на ухудшение ФЕС отложений, но не позволило выявить особенности низкоомного пласта $ЮВ_1^2$ и отделить его от традиционного коллектора $ЮВ_1^1$ на данных сопоставлениях. Более детальное рассмотрение данных гранулометрии с разбиением частиц по размерам внутри каждой фракции показало, что частицы самого мелкого размера песчаной фракции влияют на ФЕС пород аналогично частицам алевритовой фракции (рис. 10). Таким образом, было пересмотрено разделение частиц по фракциям и самые мелкие частицы песчаной фракции были отнесены к алевритовой фракции. Стандартное разделение размеров частиц по фракциям представлено в таб.1, принятое в данной работе — в таб. 2. Все последующие построения выполнены с использованием принятого разделения.

Для изучения изменения содержания фракций по разрезу данные гранулометрии с новым разделением на фракции были представлены на геолого-геофизических планшетах в зависимости от глубины отбора образцов (рис. 11): содержание алевритовой фракции возрастает с глубиной, что приводит к ухудшению ФЕС пород по керну — проницаемость снижается, остаточная водонасыщенность увеличивается, а пористость остается практически неизменной. Был сделан вывод, что именно структурные характеристики оказывают влияние на сопротивление пород.

Фракции	Размер		Размер, мм
Песчаная фракция	Крупная		1.0-0.5
	Средняя		0.5-0.25
	Мелкая	1	0.25-0.16
		2	0.16-0.125
		3	0.125-0.1
Алевритовая фракция	Крупная		0.1-0.05
	Мелкая		0.05-0.01
Глинистая фракция	Крупная		0.01-0.001
	Мелкая		<0.001

Таб. 1 — Стандартное разделение размеров частиц по фракциям

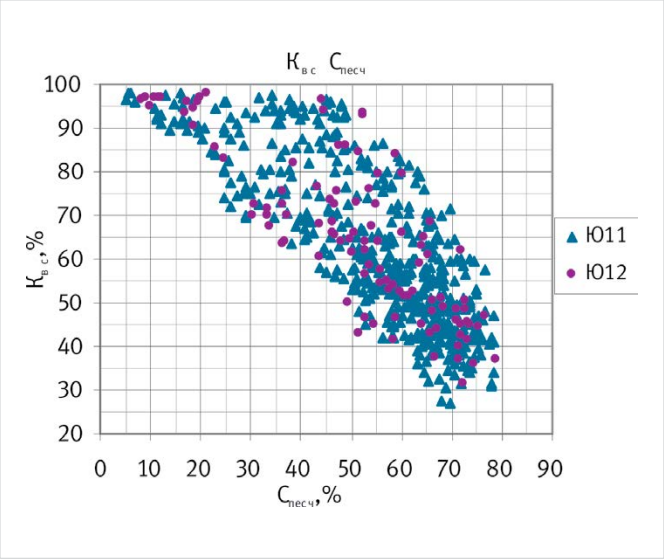


Рис. 7 — Сопоставление $К_{вс}$ и содержания песчаной фракции

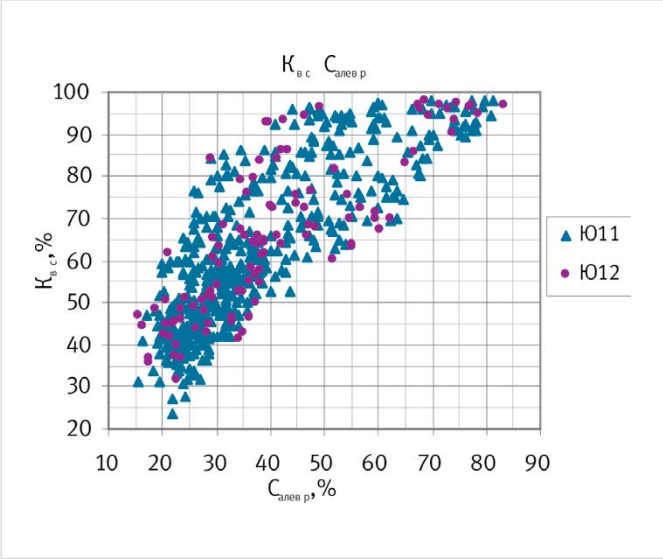


Рис. 8 — Сопоставление $К_{вс}$ и содержания алевритовой фракции

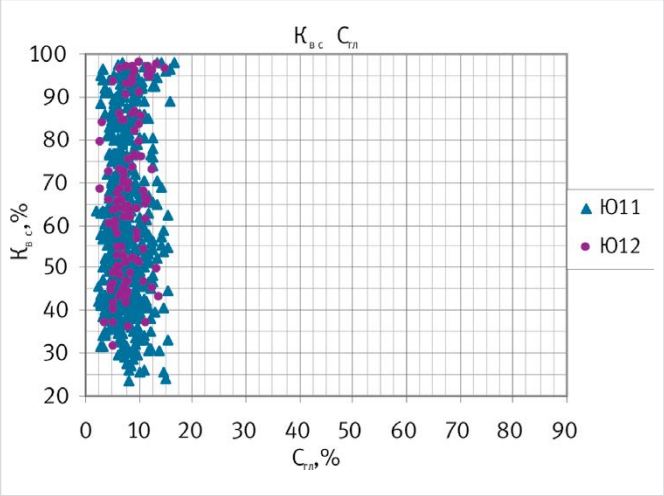


Рис. 9 — Сопоставление $К_{вс}$ и содержания глинистой фракции

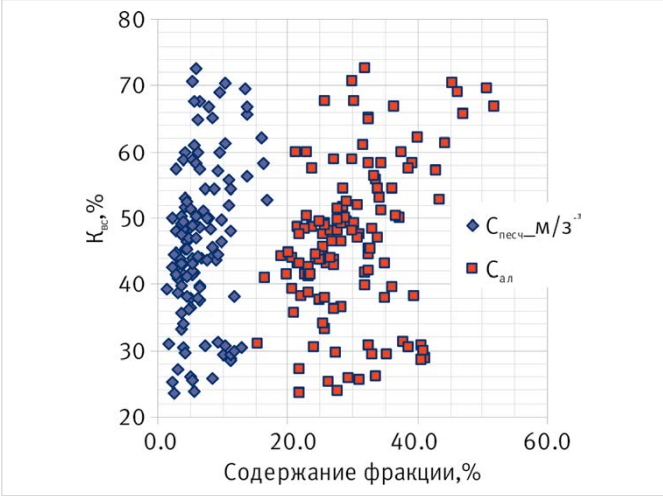


Рис. 10 — Сопоставление $К_{вс}$ и содержания новой алевритовой фракции

На диаграммах четко выделяется переход от преобладающей песчаной фракции к преобладающей алевритовой — на определенных глубинах содержание алевритовой фракции начинает превышать 50%. На этом основании в разрезе было выделено 2 литотипа без привязки к пластам $ЮВ_1^1$–$ЮВ_1^2$. Значение ($С_{ал,гр}$=50%) было принято как граничное для разделения двух литотипов. Первый литотип сложен крупными фракциями и характеризуется более высокими сопротивлениями. Второй литотип сложен, в основном, алевритовой и мелкозернистой песчаной фракциями, характеризуется низкими сопротивлениями и по ГИС зачастую интерпретируется как водонасыщенный (изучаемые низкоомные породы).

Анализ геолого-геофизических характеристик совместно с данными гранулометрии и керна (рис. 11) показал одновременное увеличение доли тонкозернистой (алевритовой) фракции с повышением показаний метода ГК и снижением сопротивления в нижней зоне разреза. Использование метода ГК в данном случае обоснованно, так как исследования показывают, что удельная γ-активность алевритовых фракций достаточно высока и в ряде случаев соизмерима с γ-активностью глинистой компоненты. Это дает основание для выделения двух литотипов по данным ГИС. Использование других методов ГИС не показало такой же эффективности, так как такие методы как НК, ГГКП, АК являются методами пористости, которая в рассматриваемом разрезе практически неизменна в обоих литотипах. По выборке скважин с представительным керном при сопоставлении геофизических параметров с содержанием алевритовой фракции были установлены следующие граничные значения для принятого ранее $С_{ал,гр}$ = 50%: $dГК_{,гр}$ = 0.23, $УЭСп\ ИК_{,гр}$ = 4.5 Ом·м.

Большой проблемой в низкоомных коллекторах является методика определения коэффициента нефтенасыщенности. На основании выделения в разрезе двух литотипов были критически проанализированы зависимости $Р_п$-$К_п$ и $Р_н$-$К_в$ (рис. 12–13). Получилось, что зависимость $Р_п$-$К_п$ для обоих литотипов является единой, так как пористость остается практически неизменной по разрезу обоих пластов $ЮВ_1^1$и $ЮВ_1^2$. Зависимость $Р_н$-$К_в$ четко разбивается на две: для традиционного литотипа 1 с относительно высоким показателем степени n и для низкоомных пород, относящихся к литотипу 2 с более низким показателем n. Использование новых зависимостей $Р_н$-$К_в$ позволило получить коэффициенты нефтенасыщенности, согласующихся с данными по керну. Значения коэффициентов нефтенасыщенности по низкоомному пласту изменяются в пределах от 28 до 50%, составляя в среднем 40%. Без дифференциации связи на литотипы величины $К_н$ были равны 13–32%, в среднем 21%, что характерно для водоносного коллектора.

Фракции	Размер	Размер, мм
Песчаная фракция	Крупная+ Средняя+мелкая(1,2)	1-0.125
Алевритовая фракция	$С_{песч}$(3)+$С_{ал}$	0.125-0.01
Глинистая фракция	Крупная+мелкая	0.01-0.001, ‹0.001

Таб. 2 — Принятое разделение частиц по фракциям

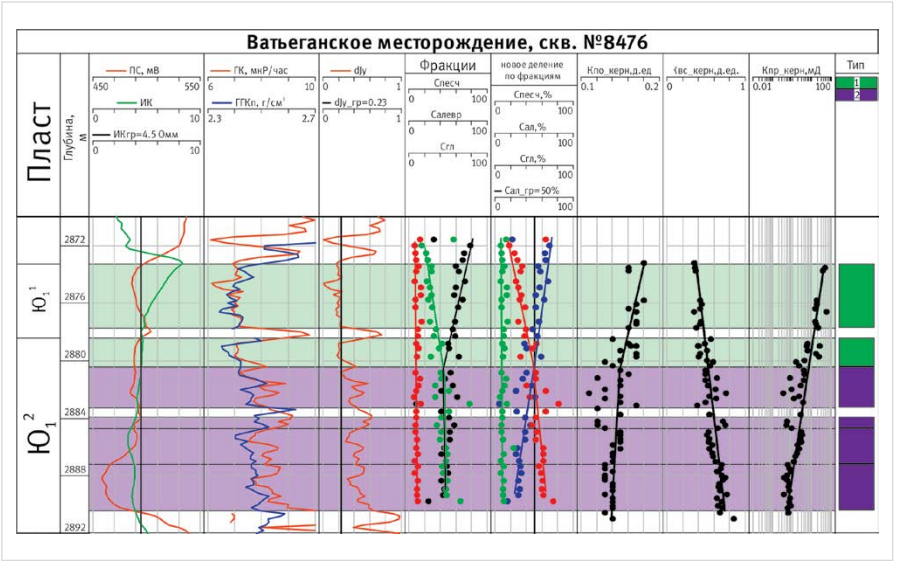


Рис. 11 — Диаграмма изменения свойств пород по керну и гранулометрии в зависимости от глубины

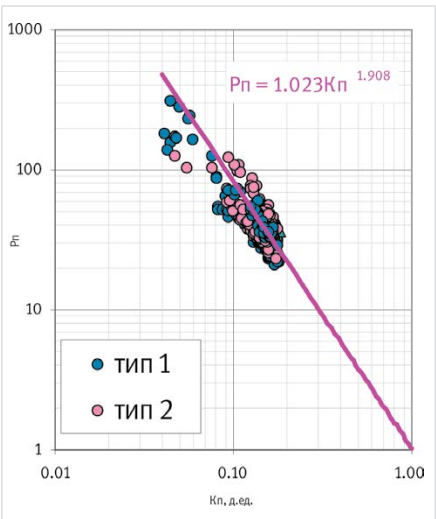


Рис. 12 — Зависимость $Р_п$-$К_п$ для разных литотипов

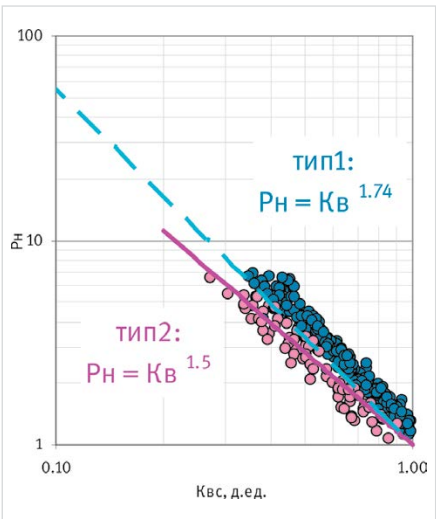


Рис. 13 — Зависимость $Р_н$-$К_в$ для разных литотипов

Итоги

Показана методика разделения отложений васюганской свиты на литотипы на примере Ватьеганского месторождения. Представлена методика оценки коэффициента нефтенасыщенности, дифференцированная по литотипам.

Выводы

1. В васюганской свите ряда нефтяных месторождений Нижневартовского свода, наряду с традиционными терригенными коллекторами в одном разрезе пласта $ЮВ_1$, встречаются так называемые низкоомные коллекторы.
2. Особенность низкоомных коллекторов заключается в снижении удельных сопротивлений коллекторов к подошве пласта на фоне высоких сопротивлений кровельной части, что интерпретируется по ГИС как водоносный коллектор. При испытании прогнозного водонасыщенного коллектора получают безводные притоки нефти.
3. В настоящий момент единственным критерием обнаружения низкоомных коллекторов на каждом новом месторождении являются качественные испытания подошвенной части пласта $ЮВ_1$.
4. На Ватьеганском месторождении рассмотрение возможных природных причин появления низкоомных коллекторов позволило выявить литолого-фациальную причину снижения УЭС в подошвенной части пласта $ЮВ_1$ и установить критерии по керну и ГИС перехода от литотипа 1 традиционного коллектора в кровельной части к литотипу 2 низкоомного коллектора в подошвенной части пласта $ЮВ_1$.

Список литературы

1. Дорогиницкая Л.М., Еникеев Б.Н., Ефимов В.А. и др. Актуальные вопросы петрофизики сложнопостроенных коллекторов. Краснодар: Просвещение-Юг, 2010. 306 с.
2. Вендельштейн Б.Ю., Золоева Г.М., Царева Н.В. и др. Геофизические

методы изучения подсчетных параметров при определении запасов нефти и газа. М.: Недра, 1985. 248 с.
3. Дорогиницкая Л.М., Дергачева Т.Н., Анашкин А.Р. и др. Количественная оценка добывных характеристик коллекторов нефти и газа по петрофизическим данным и материалам ГИС. Томск: STT, 2007. 278 с.
4. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под ред. Петерсилье В.И., Пороскуна В.И, Яценко Г.Г. Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.
5. Ежова А.В. Методика оценки нефтенасыщенности низкоомных коллекторов в юрских отложениях Юго-Востока Западно-Сибирской плиты // Известия ТПУ. 2006. Том 309. №6. С. 23–26.
6. Ежова А.В. Определение характера насыщения низкоомных коллекторов на примере нефтяных месторождений Томской области // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2007. №12. С. 11–14.
7. Зарипов О.Г., Сонич В.П. Влияние литологии пород-коллекторов на удельное электрическое сопротивление пластов // Геология и геологоразведочные работы. 2001. №9. С. 18–21.

ENGLISH **GEOPHYSICS**

Features of the structure and evaluation of oil saturation factor of low-resistivity upper Jurassic reservoirs on example of the Vat'egan field of Western Siberia

UDC 550.3

Authors:
Anna D. Komova — head of petrophysics section[1]; adkomova@cge.ru
Tat'jana F. Dyakonova — Sc. D., professor, head of geoinformation technologies department[1]; tfdyakonova@cge.ru
Tat'jana G. Isakova — chief specialist in petrophysics and the estimation of reserves[1]; tgisakova@cge.ru
Leila K. Bata — geophysicist[1]; lkbata@cge.ru
Alexander A. Kalugin — head of hydrocarbon reserves department[2]; alexandr.kalugin@lukoil.com
Vladimir Y. Terentyev — head specialist of geological modeling of hydrocarbon deposits department[2]; vladimir.terentev@lukoil.com

1"CGE" JSC, Moscow, Russian Federation
2"LUKOIL -Engineering" LLC, Moscow, Russian Federation

Abstract
The article discusses the features of low-resistivity reservoirs of Vasyugan suite of the Vat'egan field of Western Siberia and the problem of estimating of their oil saturation factor. Low-resistivity reservoir is a productive reservoir, according to the perforation and production data, which has low resistivity, and thus underestimated values of oil saturation factors obtained using this resistivity and traditional petrophysical relations. The factors affecting the decrease in the resistance of rocks are discussed. It is concluded that the fractional composition has a major impact on the reduction of the resistivity in the Vasyugan sediments of the Vat'egan field. An algorithm for the separation of UV_1 layer into lithotypes according to the logging data, corresponding to traditional and low-resistivity parts of the section is shown.

Materials and methods
Methods of separation of sediments of the Vasyugan suite into lithotypes according to the logging data

Results
The method of separation of the deposits of the Vasyugan suite on the example of the Vat'egan field is shown. The technique of estimation of oil saturation factor, differentiated by litotypes is given.

Conclusions
1. In a number of Nizhnevartovsk arch oilfields in Vasyugan suite there are low-resistivity productive reservoirs along with traditional sandstone reservoirs in the same section of UV_1 layer.
2. The main feature of low-resistivity reservoirs is in reservoir bottom resistivity reduction due to high resistance on the formation top, which is interpretated in GIS as water-bearing reservoir. During the test on forecasted water-saturated reservoir, waterless oil flow is gained.
3. At the moment, the only criteria for low-resistivity reservoirs detection on new oilfields is high quality test of the UV_1 bottom layer.
4. Examination of possible natural reasons for low-resistivity reservoir appearance on Vatiegansk oilfield allowed to reveal lithofacies reason for specific electric reduction in the bottom of the UV_1 layer and to establish criteria for core samples and GIS transition from lithotype 1 of traditional reservoir at the top to lithotype 2 of low resistivity reservoir at the bottom of the UV_1 layer.

Keywords
low-resistivity reservoir,
granulometry,
oil saturation factor

References
1. Doroginitskaya L.M., Enikeev B.N., Efimov V.A. and oth. *Aktual'nye voprosy petrofiziki slozhnopostroennykh kollektorov* [Actual issues of petrophysics the complex reservoirs]. Krasnodar: *Prosveshchenie-Yug*, 2010, 306 p.
2. B. Vendel'shteyn B.Yu., Zoloeva G.M., Tsareva N.V. i dr. *Geofizicheskie metody izucheniya podschetnykh parametrov pri opredelenii zapasov nefti i gaza* [Geophysical methods of studying the calculation parameters in the determination of oil and gas reserves]. Moscow: *Nedra*, 1985, 248 p.
3. Doroginitskaya L.M., Dergacheva T.N., Anashkin A.R. i dr. *Kolichestvennaya otsenka dobyvnykh kharakteristik kollektorov nefti i gaza po petrofizicheskim dannym i materialam GIS* [Quantative estimate of production characteristics of reservoirs according petrophysical data and GIS materials].Tomsk: STT, 2007, 278 p.
4. *Metodicheskie rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefti i gaza ob"emnym metodom* [Guidelines for the calculation the geological reserves of oil and gas on volumetric method]. Ed. by Petersil'e V.I., Poroskuna V.I., Jacenko G.G. Moscow-Tver: *PVNIGNI, NPTs "Tver'geofizika"*, 2003.
5. Ezhova A.V. *Metodika otsenki neftenasyshchennosti nizkoomnykh kollektorov v yurskikh otlozheniyakh Yugo-Vostoka Zapadno-Sibirskoy plity* [Methods of estimation of oil saturation of low-ohm collectors in Jurassic depositions of South-East of Western Siberian platform]. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, 2006, Vol. 309, issue 6, pp. 23–26.
6. Ezhova A.V. *Opredelenie kharaktera nasyshcheniya nizkoomnykh kollektorov na primere neftyanykh mestorozhdeniy Tomskoy oblasti* [Defining the nature of saturation of low resistivity reservoir on an example of oil fields in Tomsk region]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2007, issue 12, pp. 11–14.
7. Zaripov O.G., Sonich V.P. *Vliyanie litologii porod-kollektorov na udel'noe elektricheskoe soprotivlenie plastov* [Influence of reservoir rock's lithology the on the electrical resistivity of formations]. *Geologija i geologorazvedochnye raboty*, 2001, issue 9, pp. 18–21.

УДК 622.24

Новые подходы по борьбе с поглощениями бурового раствора

В.В. Живаева
к.т.н., доцент, зав. кафедры

О.А. Нечаева
к.т.н., доцент
Nechaevaoa@gmail.com

Самарский государственный технический университет, Самара, Россия

Несмотря на современные технологии строительства скважин, вопросы, связанные с риском и последствиями возможных осложнений при бурении, остаются нерешенными и приводят к колоссальным материальным и временным затратам. Как показывает практика, одним из наиболее часто встречающихся осложнений в процессе проводки скважины является поглощение бурового раствора. В настоящее время на нефтегазовом рынке представлен огромный спектр технико-технологических мероприятий по борьбе с поглощениями бурового раствора, но до сих пор не существует методики, решающей данную проблему со 100%-ным успехом.

Материалы и методы
Лабораторные испытания.

Ключевые слова
поглощение бурового раствора, кольматация, изолирующий материал, гель

В связи с этим перед нами была поставлена задача, заключающаяся в разработке оптимальной рецептуры изолирующего состава для ликвидации поглощений промывочной жидкости. Для её решения требовалось:

- подобрать рецептуру состава, основой которого является гель;
- экспериментально определить содержание всех компонентов, входящих в состав геля, обосновать их выбор и взаимодействие друг с другом;
- провести исследования структурных параметров изолирующего материала, оценить его кольматирующую способность.

При проведении исследований изначально использовали в качестве основы изолирующего вещества гель-раствор, разработанный ранее на кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» [1]. Для первых полученных образцов были исследованы их структурные параметры на ротационном вискозиметре OFITE 800, где при различных скоростях прибора, были замерены углы закручивания барабана вискозиметра в разные моменты времени. Как показал эксперимент, первоначально полученные составы не отвечали поставленным требованиям, с течением времени не происходило дальнейшего гелеобразования и, следовательно, полученные растворы нуждались в существенной доработке. Поэтому было решено рассмотреть различные композиции с другими солями, которые были подобраны для последующих исследований исходя из анализа литературного материала. Как оказалось, не все соли, задействованные в эксперименте, оказали значимый эффект в соединениях с силикатом натрия. При этом наибольшие значения динамического напряжения сдвига характерны для композиций с молибденовокислым аммонием, сульфатом алюминия и нитратом кальция.

Для определения наиболее оптимального содержания в изолирующем материале крахмального реагента, был проведен эксперимент, отражающий динамику структурообразования образцов с различными добавками крахмала.

Завершающим шагом в определении компонентного состава изолирующего вещества был подбор необходимой концентрации гидрофобизирующей добавки. Для определения эффективности добавления гидрофобизирующей добавки был измерен первоначальный вес каждого из образцов до этапа их погружения в ёмкости с пластовой жидкостью, затем определяли изменения их массы с течением времени.

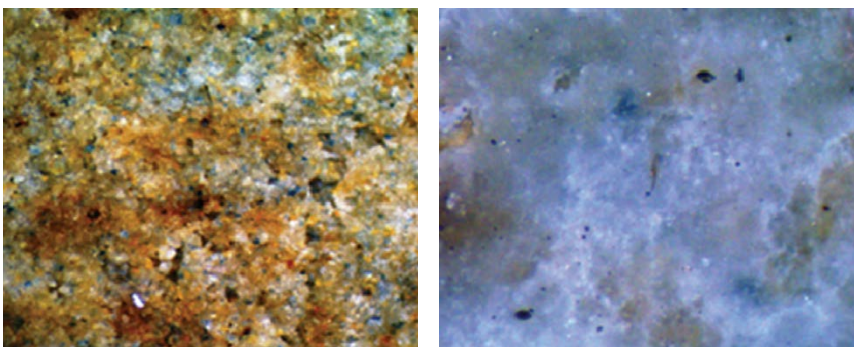
В дальнейшем, на приборе PPA были проведены исследования по оценке кольматирующей способности разработанной композиции (рис.1). Поверхность керамического диска оказалась практически полностью насыщенной изолирующим материалом, таким образом, поровое пространство успешно закольматировано.

Итоги

На основании проведенных исследований считаем, что разработанный изолирующий материал (рис. 2) можно рекомендовать для ликвидации поглощений бурового раствора интенсивностью от 10 до 20 м^3/час.

Список литературы

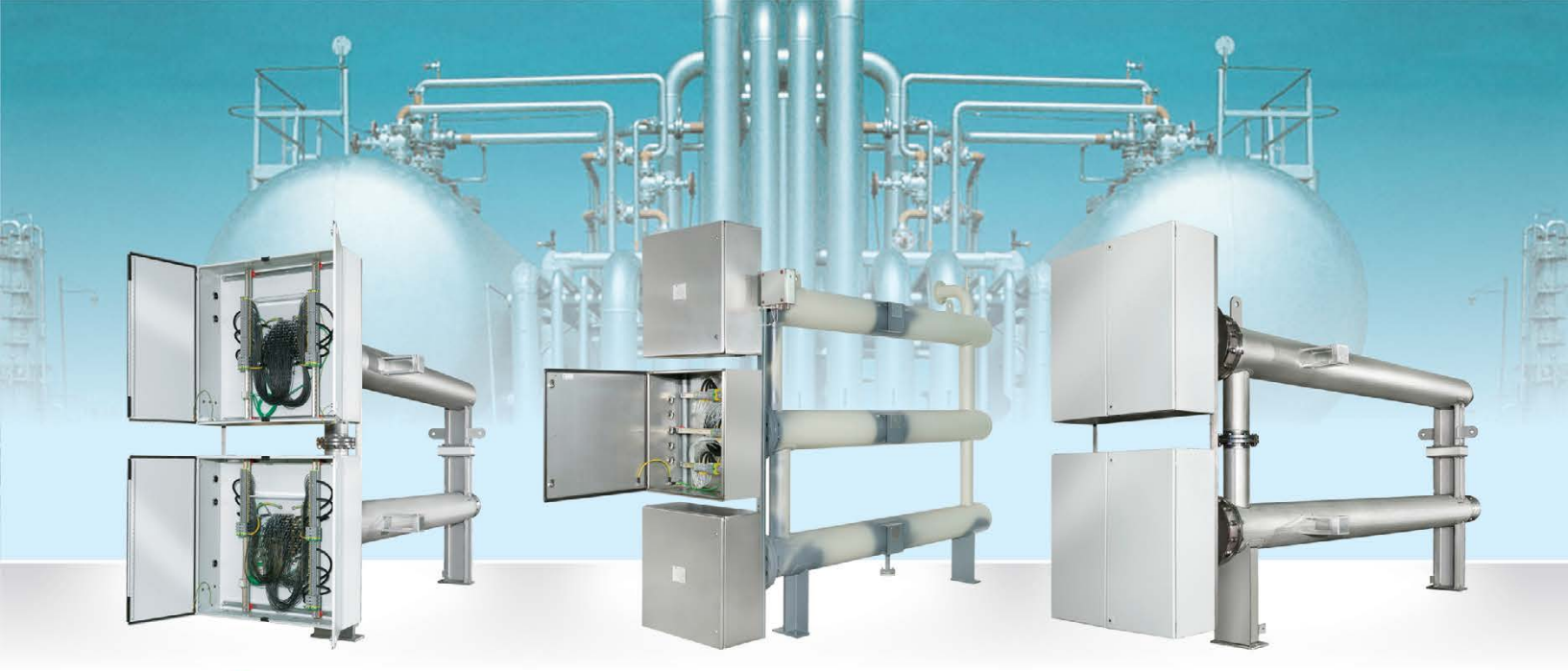
1. Нечаева О.А., Живаева В.В. Изучение параметров гель-раствора для бурения солесодержащих и неустойчивых горных пород // Бурение и нефть. 2009. №10.



а) *б)*

Рис. 1 — Изображения поверхности керамического диска под микроскопом до (А) и после (Б) проведения эксперимента на приборе PPA

Рис. 2 — Технология приготовления изолирующего материала



elwatec
wärmetechnik

Одна из ведущих мировых фирм по разработке и производству электрических нагревателей для всех отраслей промышленности.

Принимает участие в работе исследовательской корпорации по теплопередаче в процессах нефтепереработки, нефтехимии и энергетики Heat Transfer Research, Inc. (HTRI) и использует для инженерных расчетов программные продукты корпорации.

Оборудование может применяться для температур до 1100 °C и давления до 350 бар. Общая потребляемая мощность нагревателей по верхнему пределу не ограничена. Компания многократно производила оборудование в диапазоне 1-8000 кВт. При проектировании нагревателей ориентир — исключительно на потребности заказчика.

Компания сертифицирована в соответствии с ISO 9001:2008, DGRL (PED) 97/23/EC до модуля H1, имеет свидетельство об испытании образца по требованиям ATEX и допуск на изготовление продукции в соответствии с требованиями ATEX по модулю E. Высокие стандарты качества постоянно проверяются и подтверждают путем внешнего аудита.

Продукция компании обладает сертификатами в соответствии с требованиями Директивы 97/23/EC по оборудованию, работающему под давлением (DGR), Модуль D, D1, H и H1 и взрывозащищенному оборудованию по стандарту Ex.

- **elwatec Wärmetechnik GmbH**
  Weiherdamm 17a, 57250 Netphen, Germany
  Tel.: +49 231 950 98 708, Mob.: +49 173 270 47 53
  noga@elwatec.com
  www.elwatec.com/ru
- **Кирилл Нога — Торговый представитель в странах Восточной Европы, СНГ и Средней Азии**

УДК 622.24

Исследование влияния ингибиторов глин на резину эластомера винтового забойного двигателя

А.В. Епихин
старший преподаватель
epikhinav@mail.ru

К.М. Минаев
к.х.н., доцент

А.В. Ковалев
к.т.н., старший преподаватель

В.В. Урниш
аспирант

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Научная работа посвящена исследованию влияния ингибиторов глин на геометрические параметры образцов резины ИРП-1226, которая является одним из основных материалов для изготовления эластомеров винтовых забойных двигателей. Рассматриваются результаты влияния четырех наименований ингибиторов, применяемых в качестве химических реагентов буровых растворов для повышения устойчивости глинистых пород, на параметры образцов резины ИРП-1226. Доказано влияние ингибиторов глин и их концентрации на состояние эластомера винтового забойного двигателя. Дано описание процессов, происходящих в эластомере в присутствии различных химических реагентов. Охарактеризовано возможное влияние этих процессов на технические характеристики двигателя. Применение полученных результатов позволит разработать методику по повышению ресурса эластомеров винтовых забойных двигателей.

Материалы и методы
Исследовались образцы резины ИРП-1226 путем полного погружения в растворы ингибиторов глин (концентрации – 10, 50 и 100%). Длительность эксперимента составляла 480 ч. Температура эксперимента – 25°С.

Ключевые слова
бурение, винтовой забойный двигатель, буровой раствор, эластомер, ингибитор глин

В общих указаниях к эксплуатации винтовых забойных двигателей сказано, что буровой раствор может стать причиной набухания или усадки резиновой обкладки (эластомера) статора и преждевременному выходу из строя двигателя [1]. Буровой раствор является комплексной системой, состоящей из ряда химических реагентов, которые могут оказывать неодинаковое воздействие на эластомер. В ранних исследованиях было обосновано влияние дисперсионной среды бурового раствора на техническое состояние эластомера винтового забойного двигателя [2–3]. Был сделан вывод о возможном дополнительном негативном влиянии на эластомер со стороны химических реагентов, используемых для контроля свойств бурового раствора.

По назначению реагенты для буровых растворов классифицируются на следующие категории: понизители фильтрации; понизители вязкости (разжижители); структурообразователи; регуляторы щелочности (pH); ингибиторы глинистых пород; регуляторы термостойкости; пенообразователи; пеногасители; эмульгаторы; смазочные добавки; понизители твердости горных пород [4]. По предварительной оценке наиболее опасными для резины эластомеров названы бактерициды, эмульгаторы, регуляторы щелочности и ингибиторы глин.

Предметом настоящего исследования является рабочая пара ВЗД: ротор – статор, а именно резиновая обкладка статора (эластомер) [5–6]. Было оценено влияние концентрации различных ингибиторов на изменение геометрических параметров образцов, изготовленных из резины ИРП-1226.

Образцы изготавливались в форме цилиндров диаметром до 43 мм и толщиной до 11,5 мм и выдерживались в пластиковых контейнерах с полным погружением в растворы ингибиторов при атмосферном давлении. В ранее проведенных работах наиболее часто упоминают неустойчивость эластомеров по отношению к агрессивным средам в виде набухания или усадки [6–8]. Поэтому оценка результатов эксперимента проводилась по изменению геометрических размеров резинового образца.

Была определена выборка ингибиторов бурового раствора и оценено их влияние на изменение геометрических размеров эластомера, изготовленного из резины ИРП-1226: метасиликат натрия — ингибитор глин, рекомендуемая концентрация в буровом растворе: 2–5% [9]; СНПХ-ПКД 515 — ингибитор глин, рекомендуемая концентрация в буровом растворе: 1–2% [10]; Стабилайт II — ингибитор глин и глинистых сланцев, рекомендуемая концентрация в буровом растворе: 2–3% [11]; сульфированный асфальт — ингибитор глин и глинистых сланцев, рекомендуемая концентрация в буровом растворе: 0,3–1,5% [12].

Исследования проводились с различными концентрациями реагентов в растворе: 10, 50 и 100%. Такие значения использовались с целью определения наиболее агрессивных реагентов для образцов. Несмотря на то, что рекомендуемые концентрации ингибиторов в буровом растворе колеблются от 1 до 5%, не исключается их синергетический негативный эффект на эластомер с другими химическими реагентами и компонентами раствора. Длительность эксперимента составила 480 ч, что обусловлено нормативным значением времени работы ВЗД по паспортным данным (стандартно от 200 до 600 ч). Измерения диаметра образцов проводились ежесуточно с применением электронного штангенциркуля.

Результаты исследований представлены на рис. 1–4.

Анализ воздействия метасиликата натрия и СНПХ-ПКД на резину ИРП-1226 показал, что концентрация ингибитора в растворе существенно не влияет на результат эксперимента. При этом в каждом из случаев наблюдается явное воздействие на образцы.

Для метасиликата характерно интенсивное набухание образца в начале эксперимента (первые 200 ч), которое в дальнейшем сменяется незначительной усадкой. Максимальные значения набухания составляют до 1,4% от исходного размера образца, последующая усадка составляет до 0,5%. Следовательно, вне зависимости от длительности воздействия, геометрические размеры эластомера увеличиваются, что приведет к уменьшению зазора между статором и ротором ВЗД. Как следствие, будет наблюдаться изменение энергетической характеристики двигателя и повышение интенсивности износа обкладки статора.

Для СНПХ-ПКД (рис. 2) до 250 ч эксперимента наблюдается равномерное набухание образца (величина набухания до 3% от исходного размера образца), которое затем сменяется резкой усадкой образцов, достигающей в конце эксперимента 10% от исходного размера образца. В таком случае, на первом этапе работы двигателя в присутствии подобной жидкости будет происходить набухание эластомера и его интенсивный износ, которое затем сменится усадкой материала эластомера, увеличением зазора между ротором и статором и, как следствие, падение энергетической характеристики двигателя. Если рассматривать работу двигателя на подобном растворе, то к моменту начала усадки эластомер будет настолько изношен ротором, что возможна полная остановка двигателя.

Другие зависимости размера наблюдались для реагентов Стабилайт II и Сульфинированный асфальт (рис. 3–4). Для реагента Стабилайт II наблюдается неравномерный характер поведения образца. В растворе для концентраций 100 и 10% наблюдается набухание образцов, причем объем образца существенно не изменяется в ходе эксперимента. Отклонение от исходного размера составляет от 0,7% (для концентрации 10%) до 1,7% (для концентрации 100%). Для концентрации реагента в 50% наблюдается нетипичное

поведение образца, выраженное в незначительном набухании, чередующемся с усадкой. Учитывая, что рекомендуемая концентрация данного реагента в буровом растворе составляет менее 5%, то нет возможности утверждать, что он окажет существенное влияние на состояние эластомера двигателя. Поэтому для итоговых выводов необходимо провести дополнительную серию экспериментов с малыми концентрациями данного реагента.

В экспериментах с сульфинированным асфальтом получено, что для всех концентраций наблюдается набухание образца, причем наибольшее его значение, достигающее 1,3%, получено при минимальной концентрации (10%) реагента в водном растворе. Характер набухания неравномерный — периоды набухания сменяются периодами незначительной усадки образцов. На заключительной стадии эксперимента зафиксирована интенсивная усадка образцов, но она не превышает суммарного набухания в ходе эксперимента. Следовательно, под воздействием данного реагента будет наблюдаться интенсивный износ эластомера винтом забойного двигателя из-за уменьшения зазора в рабочей паре. Учитывая, что наибольшие значения набухания получены для минимальной концентрации реагента в растворе, имеет смысл провести дополнительные серии экспериментов для малых концентраций 0,5–3% сульфинированного асфальта, которые рекомендуются для использования при приготовлении буровых растворов

Итоги

Результаты исследований показали, что для реагентов метасиликат натрия и СНПХ-ПКД не наблюдается существенной зависимости изменения размеров образцов эластомера от концентрации реагента, в то время как для сульфинированного асфальта и Стабилайт II эта зависимость прослеживается. Негативное влияние ингибиторов на эластомер обусловлено тем, что после длительного нахождения в растворе образцы не только изменяют свои размеры, но сильно размягчаются и начинают расслаиваться. Кроме того, малые концентрации ингибиторов могут оказывать синергетический негативный эффект с другими компонентами бурового раствора на эластомер. Интенсивность и характер процесса взаимодействия химических реагентов и образцов эластомера может быть обусловлена водородным показателем среды, возникающим при приготовлении раствора ингибиторов.

Выводы

Для оценки комплексного влияния ингибиторов бурового раствора на эластомеры винтовых забойных двигателей предложены дальнейшие направления исследований:

- исследование влияния малых концентраций ингибиторов (1, 2, 3%);
- оценка синергетического негативного эффекта на эластомеры со стороны ингибированных буровых растворов;
- оценка влияния температуры на процессы, происходящие с эластомером винтового забойного двигателя в присутствии ингибиторов или ингибированных буровых растворов;
- оценка изменения скорости износа эластомера после нахождения в растворе ингибиторов глин или ингибированных буровых растворов.

Работа выполнена при поддержке Фонда РФФИ (проект №16-38-00701 мол_а).

Список литературы

1. Устройство и работа винтовых забойных двигателей. Режим доступа: http://www.gazpb.ru/ekspluatatsiya-turbinnoj-tekhniki/105-ustrojstvo-i-rabota-vintovyx-zabojnyx-dvigatelej.html
2. Епихин А.В., Минаев К.М., Бер А.А., Мельников В.В. Исследование влияния дизельного топлива на резину эластомера винтового забойного двигателя в температурном интервале 25–90°С // Экспозиция Нефть и Газ. 2016. №6. С. 68–70.
3. Epikhin A. V., Melnikov V.V., Nechaeva L.N. and Ulyanova O.S. Impact of hydrocarbon drilling mud on mud motor elastomers at different temperatures// IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 43 (2016) 012070.
4. Чубик П.С. Квалиметрия буровых промывочных жидкостей. Томск: НТЛ, 1999. 300 с.
5. Бродский Ю.А, Файнштейн И.З., Заворотный В. Буровые растворы на углеводородной основе. Режим доступа: http://www.consit.ru/stati/st-organobentonit/burovye-rastvory-na-uglevodorodnoj-osnove
6. Балденко Д.Ф., Коротаев Ю.А. Современное состояние и перспективы развития отечественных винтовых забойных двигателей // Бурение и нефть. Режим доступа: http://burneft.ru/archive/issues/2012-03/1
7. Коротаев Ю.А. Исследование и

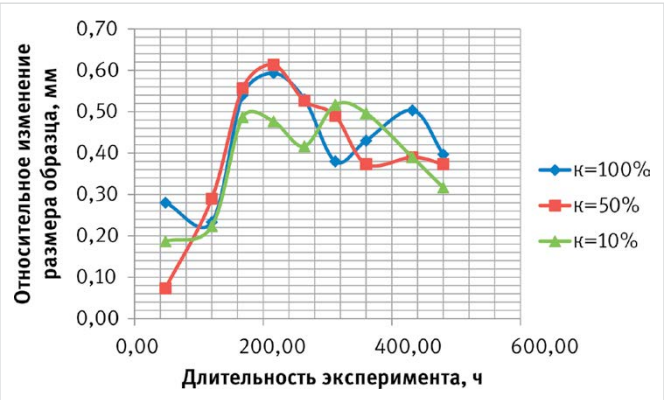


Рис. 1 — Зависимость относительного изменения образца эластомера от концентрации в растворе метасиликата натрия

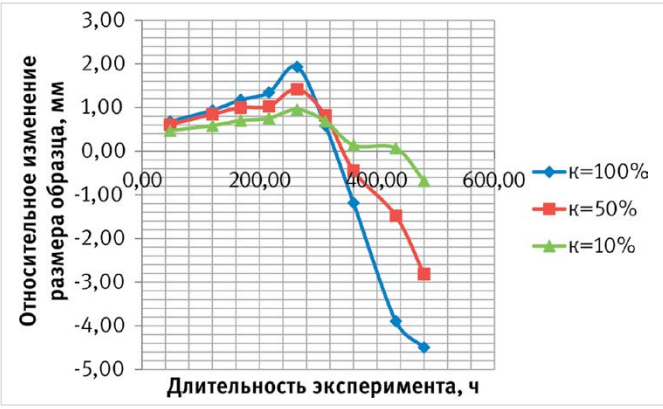


Рис. 2 — Зависимость относительного изменения образца эластомера от концентрации в растворе СНПХ-ПКД

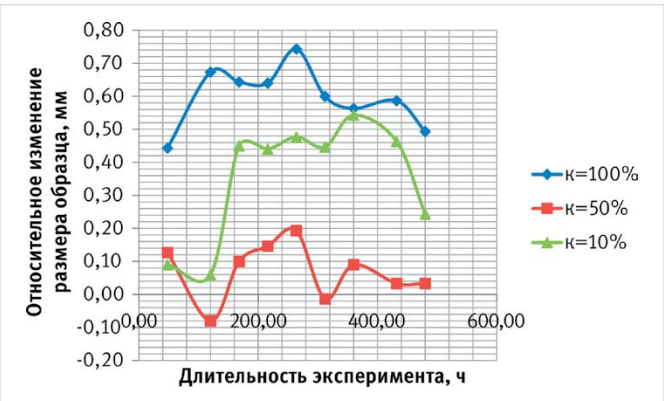


Рис. 3 — Зависимость относительного изменения образца эластомера от концентрации в растворе Стабилайт II

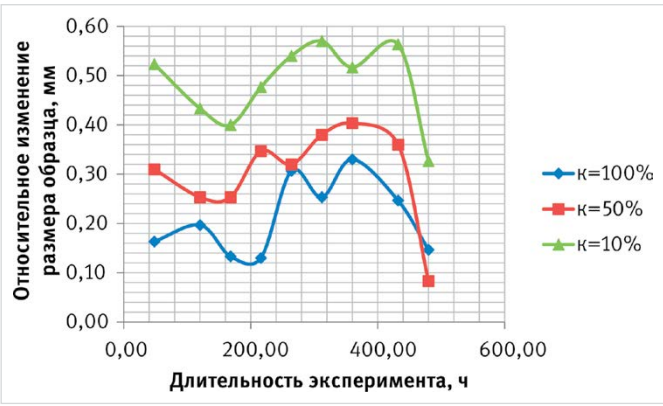


Рис. 4 — Зависимость относительного изменения образца эластомера от концентрации в растворе сульфинированного асфальта

разработка технологии изготовления многозаходных винтовых героторных механизмов гидравлических забойных двигателей: диссертация. ... доктора технических наук : 05.02.08. Пермь, 2003. 386 с.
8. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.Н. Винтовые гидравлические машины. Том 2. Винтовые забойные двигатели. М.: ИРЦ Газпром, 2007. 470 с.
9. Ингибиторы гидратации и набухания глин. Силикат натрия или калия (жидкое стекло). Режим доступа: http://lkmtara.ru/materialy-i-reagenty/ingibitory_gidratacii_i_nabuhaniya_glin_silikat_natriya_ili_kaliya_zhidkoe_steklo.html
10. Петров Н. А., Давыдова И. Н., Акодис М. М. Исследование комплексных реагентов СНПХ-ПКД 515 и СНПХ ПКД 515Н в качестве модифицирующих добавок в технологические жидкости нефтяной промышленности// Башкирский химический журнал. 2006. Том 13. №2. С. 34–42.
11. Стабилайт II. Режим доступа: http://www.cloto.ru/production/stabilayt_2/
12. Сульфированный асфальт. Режим доступа: http://gazinvestproject.com/ru/asphalt.html

ENGLISH **DRILLING**

Research of the influence of clays inhibitors on the rubber elastomer screw downhole motor

UDC 622.24

Authors:
Anton V. Epikhin — senior lecturer; epikhinav@mail.ru
Konstantin M. Minaev — Ph.D., assistant professor
Artem V. Kovalev — Ph.D., senior lecturer
Viktor V. Urnish — postgraduate

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

Abstract
The scientific work is devoted to the influence of clay inhibitors on the geometric parameters of the rubber samples IRP-1226, which is one of the basic materials for the production of elastomers the screw downhole motors. The results of the effect of the four types of inhibitors used as a reagent for drilling fluids to increase the stability of clay rocks to the parameters of the rubber samples IRP-1226. It proved the effect of clay inhibitors and their concentration on the elastomer of screw downhole motors. A description of the processes occurring in the elastomer in the presence of various chemicals. Characterized by the possible impact of these processes on the technical characteristics of the engine. Application of the results will allow to develop a technique to improve the resource elastomers screw downhole motors.

Materials and methods
The samples of rubber IRP-1226 were research through total immersion in solutions of clay inhibitors (concentration 10, 50 and 100%). Experiment duration was 480 hours. Experimental temperature - 25°C.

Results
The results showed that the reagent sodium metasilicate and SNPCH-PKD is no significant change according to the size of the elastomer samples from the reagent concentration, while for the sulphonated asphalt and Stabilayt II, this dependence can be traced. The negative effect on elastomer inhibitors is because after a long stay in the sample solution not only change their dimensions, but greatly soften and begin to delaminate. In addition, small concentrations of the inhibitors may have an adverse synergistic effect with other components of mud to PDM elastomer. The intensity and nature of the interaction of chemicals and samples of the elastomer may be due to pH value of the medium arising in the preparation of inhibitors of the solution.

Conclusions
To assess the combined effect of inhibitors mud to elastomers of screw downhole motors proposed future directions of research:
- research of the effect of small concentrations of inhibitors (1, 2, 3%);
- evaluation of the synergistic negative effect on elastomers from inhibited drilling fluids;
- assessment of the effect of temperature on the processes occurring with the elastomer screw downhole motor in the presence of inhibitors or inhibited drilling fluids;
- evaluation of wear rate of change of the elastomer after being in solution inhibitors or inhibited clay muds.

Keywords
drilling, a screw downhole motor, drilling fluid, elastomer, clay inhibitor, PDM

References
1. *Ustroystvo i rabota vintovykh zaboynykh dvigateley* [Design and operation of downhole drilling motors]. Available at: http://www.gazpb.ru/ekspluatatsiya-turbinnoj-tekhniki/105-ustrojstvo-i-rabota-vintovyx-zabojnyx-dvigatelej.html
2. Epikhin A.V., Minaev K.M., Ber A.A., Mel'nikov V.V. *Issledovanie vliyaniya dizel'nogo topliva na rezinu elastomera vintovogo zaboynogo dvigatelya v temperaturnom intervale 25–90°S* [Research of diesel influence on the rubber elastomer screw downhole motor within the temperature range 25-90°C]. Exposition Oil Gas, 2016, issue 6, pp. 68–70.
3. Epikhin A. V., Melnikov V.V., Nechaeva L.N. and Ulyanova O.S. Impact of hydrocarbon drilling mud on mud motor elastomers at different temperatures. IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 43 (2016) 012070.
4. Chubik P.S. *Kvalimetriya burovykh promyvochnykh zhidkostey* [Qualimetry of drilling fluids].Tomsk: NTL, 1999, 300 p.
5. Brodskiy Yu.A, Faynshteyn I.Z., Zavorotnyy V. *Burovye rastvory na uglevodorodnoy osnove* [Oil-based drilling fluids]. Available at: http://www.consit.ru/stati/st-organobentonit/burovye-rastvory-na-uglevodorodnoj-osnove
6. Baldenko D.F., Korotaev Yu.A. *Sovremennoe sostoyanie i perspektivy razvitiya otechestvennykh vintovykh zaboynykh dvigateley* [Current state and prospects of development of domestic screw downhole motors]. Burenie i neft'. Available at: http://burneft.ru/archive/issues/2012-03/1
7. Korotaev Yu.A. *Issledovanie i razrabotka tekhnologii izgotovleniya mnogozakhodnykh vintovykh gerotornykh mekhanizmov gidravlicheskikh zaboynykh dvigateley* [Research and development of technology production of multiple-screw hydraulic downhole motors gerotor mechanisms]. Dissertation... Doctor of Technical Sciences: 05.02.08. Perm, 2003, 386 p.
8. Baldenko D.F., Baldenko F.D., Gnoevykh A.N. *Vintovye gidravlicheskie mashiny* [Screw hydraulic machines. Volume 2. Screw downhole motors]. Moscow: *Gazprom RPI*, 2007, 470 p.
9. *Ingibitory gidratatsii i nabukhaniya glin. Silikat natriya ili kaliya* (zhidkoe steklo) [Inhibitors of hydration and swelling clays. sodium or potassium silicate (water glass)]. Available at: http://lkmtara.ru/materialy-i-reagenty/ingibitory_gidratacii_i_nabuhaniya_glin_silikat_natriya_ili_kaliya_zhidkoe_steklo.html
10. Petrov N. A., Davydova I. N., Akodis M. M. *Issledovanie kompleksnykh reagentov SNPKh-PKD 515 i SNPKh PKD 515N v kachestve modifitsiruyushchikh dobavok v tekhnologicheskie zhidkosti neftyanoy promyshlennosti* [The study of complex reagents SNPCH VRM 515 and VRM SNPCH 515N as modifying additives in the process liquid petroleum industry]. Bashkir chemical journal. 2006, Vol. 13, issue 2, pp. 34–42.
11. *Stabilayt II* [Stabilayt II].Available at: http://www.cloto.ru/production/stabilayt_2/
12. *Sul'firovannyy asfal't* [The sulfonated asphalt]. Available at: http://gazinvestproject.com/ru/asphalt.html

СИСТЕМЫ

ПРОМЫШЛЕННЫЙ ХОЛДИНГ

Оборудование, позволяющее экономить

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

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

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

По отзывам нефтедобывающих компаний, которые успешно испытали данное оборудование, таких как ООО «Башнефть-Добыча», ОАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Татнефть» и др. экономия средств на ремонте и обслуживании одной замерной установки составляет в среднем 300 000 рублей в год, а экономия средств на ремонте и обслуживании одной скважины составляет в среднем 1 500 000 рублей в год.

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

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

УДК 622.276

Оптимизация затрат при эксплуатации наземного оборудования

Р.С. Гарифуллин
главный механик
garifullinrs@tatneft.ru

Л.М. Ахметзянов
ведущий инженер ОГМ
ahmetzyanovlm@tatneft.ru

И.Н. Гарипов
ведущий инженер ОГМ
an_ogm@tatneft.ru

НГДУ «Альметьевнефть» ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

В связи с ухудшением финансово-экономического положения, связанного с падением цен на экспорт нефти, компанией «Татнефть» поставлена задача по оптимизации производственных затрат и сокращению собственных издержек. Одним из направлений по снижению затрат является эксплуатация наземного нефтепромыслового оборудования.

Ветрозащитное устройство

В НГДУ «Альметьевнефть» эксплуатируются 244 цепных привода ШГН типа ПЦ-80-6-1/4, предназначенные для приведения в действие скважинного штангового насоса и обеспечения при этом благоприятного режима движения штанг (с равномерной скоростью на большей части хода) [1].

Передача возвратно-поступательных движений на цепных приводах от противовеса к колонне насосных штанг осуществляется посредством гибкого звена — грузовой ленты (рис. 1).

Один конец ленты *3* соединен с подвеской устьевого штока, второй закреплен на уравновешивающем грузе *2*. При этом лента огибает барабан *1*.

Порядка 45 цепных приводов в «Альметьевнефть» работают в условиях большой парусности при порывистых ветрах, что создает определенные проблемы. Под воздействием ветра лента раскачивается, смещается, и в результате этого происходит её истирание с последующим обрывом и, следовательно, деформации полированного штока. Это чревато остановкой оборудования, дополнительными временными и материальными затратами на ремонт оборудования, что влечет за собой недоборы нефти.

Для решения данной проблемы разработано ветрозащитное устройство цепного привода (рис. 2), включающее в себя переднюю стенку *1* экрана и две боковины *2*. Экран выполнен на основе каркасной конструкции, к которой присоединена ветрозащитная оболочка *4*. Каркасная конструкция, в дальнейшем каркас, содержит продольные *3* и поперечные *5* элементы каркаса. Оболочка *4* выполнена из листовой стали. А каркас — из профилированной стали. Оболочка и каркас соединены друг с другом с помощью сварки.

К поперечным элементам *5* каркаса боковин *2* экрана жестко присоединены быстрозажимные струбцины *6* в количестве *8* штук с помощью сварки. Струбцины крепятся одной из боковых частей своей рамы к поперечинам *5* каркаса боковин, в месте, наиболее удаленном от передней стенки *1*.

Используемые струбцины представляют собой фиксирующий инструмент, имеющий С-образную раму и винт, несущим одну прижимную губку, а рама — вторую, которая является неподвижной, при этом винт выполнен с возможностью прижатия своей губки к неподвижной губке на раме.

Экран, в свою очередь, крепится к корпусу цепного привода, а именно, к поперечинам, упрочняющим конструкцию корпуса цепного привода посредством струбцин, которые зажимают поперечину между своими губками.

Внедрение ветрозащитных экранов на цепных приводах позволило решить проблему эксплуатации оборудования при порывистых ветрах, и исключить при этом вероятность колебания ленты. Данная разработка проста в изготовлении и монтаже (без вмешательств в заводскую конструкцию цепного привода), не требует обслуживания в процессе работы.

Устройство для выправки полированного штока

Эксплуатация скважин с АСПО и ВНЭ сопровождается подклиниванием и зависанием колонны насосных штанг по причине заедания плунжера в цилиндре насоса, что зачастую приводит к деформации устьевого полированного штока [1, 2].

Последствия деформированного полированного штока:

- невозможность эксплуатации скважины;
- некорректная информация нагрузок на головку балансира НП ШГН;
- транспортные и материальные затраты на замену полированного штока;
- длительный простой скважины, потери нефти.

Для решения данных проблем разработано устройство для выправки полированного штока (рис. 3).

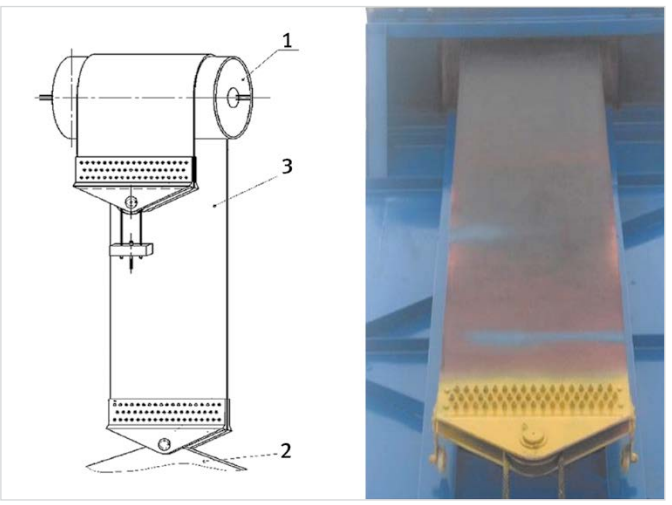


Рис. 1 — Грузовая лента

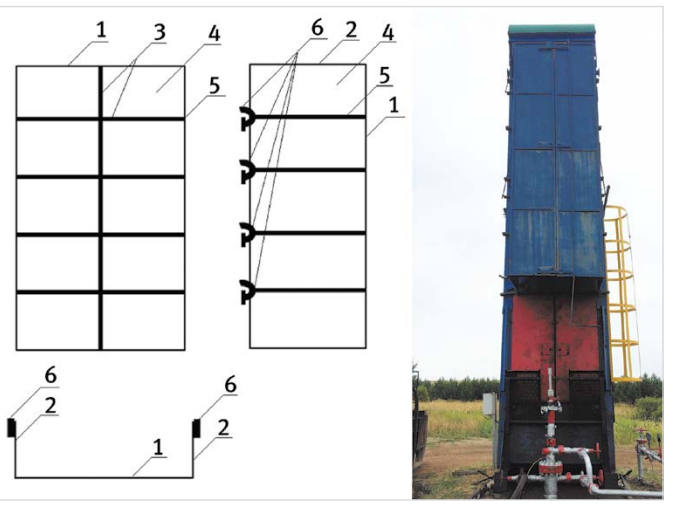


Рис. 2 — Ветрозащиное устройство

В частности, решение следующих проблем:

1) **частые отказы цепных приводов штанговых скважинных насосных установок (ШСНУ) по причине парусности грузовой ленты;**
2) **деформация полированных штоков;**
3) **подклинивание колонны штанг по причине образования парафина и добычи густой эмульсии;**
4) **интенсивный износ сальниковых уплотнений по причине нарушения центровки наземного привода.**

Ключевые слова
привод цепной, ветрозащитное устройство, привод ШГН, устьевой шток, сальник СУСГ, заливка реагента

Конструкция устройства содержит корпус *1* и установленные на ней подвижный *4* и неподвижные *5* упоры для полированного штока, силовой механизм *3*, связанный с подвижным упором *4*. Силовой механизм *3* выполнен в виде пары винт–гайка *2*, корпус *1* выполнен в виде усиленной ребрами жесткости трапецеидальной рамы с гайкой силового механизма *3*. Подвижный упор *4* соединен с возможностью вращения с торцом винта *4*, который выполнен с возможностью продольного перемещения с вращением в гайке перпендикулярно противоположного основания рамы. Корпус *1* соединен с неподвижными упорами *5* и гайкой *3* жестко сваркой. Для удобства переноса устройства имеется специальная ручка *6*.

Внедрение устройства для выправки полированного штока позволило сократить затраты на замену полированного штока, транспортных, трудовых затрат, снизить уровень недоборов нефти, а также исключить потери времени персонала.

Устройство для заливки реагента

Подклинивание колонны насосных штанг по причине образования АСПО и добычи густой эмульсии напрямую влияет на исправную работу наземного привода штангового глубинного насоса. На фонде скважин с осложненной добычей нефти, где такая проблема возникает периодически, устанавливается насосно-дозаторная установка с емкостью необходимого объема для подачи реагента [1].

Но есть периодический фонд скважин, где такая проблема возникает редко и проблемы, связанные с эксплуатацией глубинного оборудования, решаются после разовой заливки реагента в необходимом объеме. Монтаж насосно-дозаторной установки в данном случае не целесообразен. На сегодняшний день существует два способа заливки реагента в затрубное пространство оператором добычи нефти и газа:

Способ I — ручной.

1. Остановка привода ШГН.
2. Стравливание газа с затрубного пространства в линию.
3. Заливка реагента через затрубный вентиль.
4. Пуск привода ШГН в работу.

Данный способ заливки имеет следующие недостатки:

- необходимость остановки привода ШГН;
- необходимость стравливание газа с затрубного пространства;
- нарушение требований промышленной безопасности и охраны труда.

Способ II. При помощи насоса гидравлического с ручным приводом, для которого так же, как и при способе I, необходимо проделать те же операции. Этот способ заливки имеет все те же недостатки, а также данный насос заводом-изготовителем предназначен для прокачки масла.

Для решения вышеперечисленных проблем разработано устройство для заливки реагента (рис. 4).

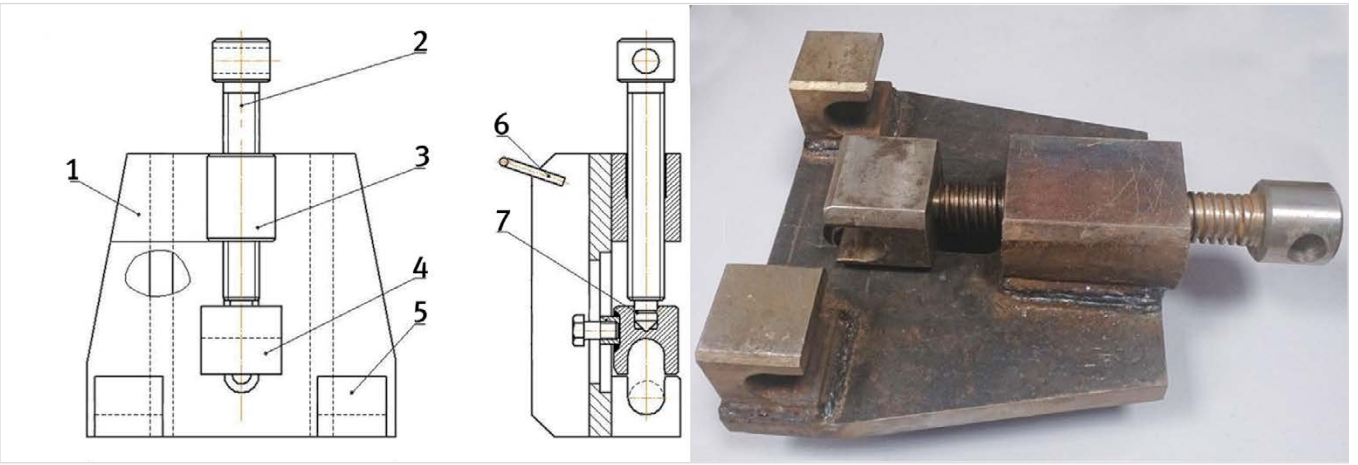


Рис. 3 — Устройство для выправки полированного штока

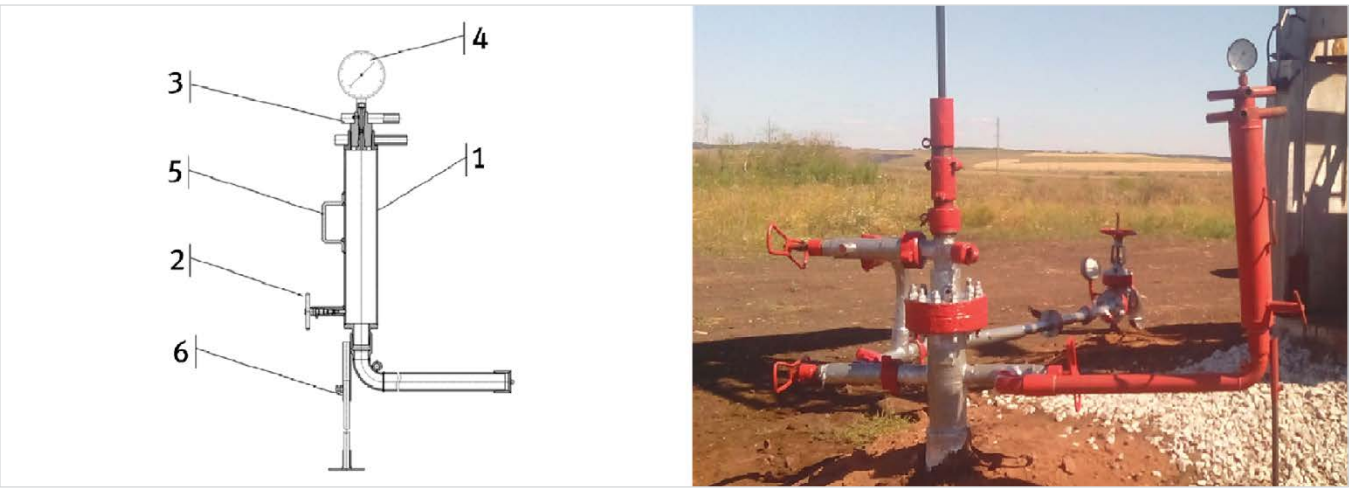


Рис. 4 — Устройство для заливки реагента

Емкость *1* с ручкой *5* устанавливают на опоре *6* и соединяют с устьевой арматурой посредством переходника.

Реагент заливают в емкость *1* через верхнее наливное отверстие при закрытом вентиле затрубного пространства устьевой арматуры. После наполнения емкости *1* закрывают крышку, открывают вентиль затрубного пространства и реагент самотеком заливается в затрубное пространство через сливное отверстие. После заливки вентиль затрубного пространства переводится в положение «закрыто», далее открывается вентиль *2* для стравливания остаточного давления после заливки и стравливается остаточное давление с емкости *1*. В итоге достигается разовая заливка реагента.

Реагент заливают дозировано по *5* л за *1* цикл.

Давление в емкости контролируют при помощи манометра *4*, установленного на крышке устройства, с помощью вентиля *3*, для удобства оперативного контроля давления в емкости *1*.

Рис. 5 — Динамика недоборов нефти по причине замены сальников в период с 2010 по 2015 гг.

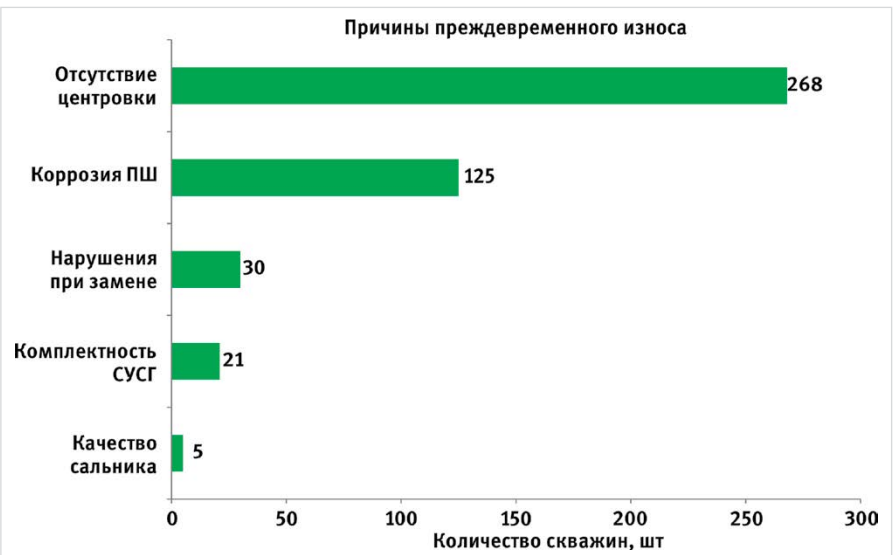


Рис. 6 — Причины преждевременного износа сальниковых уплотнений

Заявляемое устройство также обеспечивает повышение безопасности, надежности и эффективности заливки реагента в затрубное пространство скважины.

Внедрение устройства для заливки реагента позволило сократить эксплуатационные затраты, снизить вероятности подклинивания и зависания колонны насосных штанг, и обеспечить соответствие требованиям промышленной безопасности и охраны труда.

Усовершенствованная конструкция сальника устьевого

В НГДУ «Альметьевнефть» эксплуатируются 1976 добывающих скважин штангового глубинного насоса (ШГН). Все скважины оснащены устьевыми сальниками СУС-2А-73-31, которые предназначены для установки на арматуру ШГН для уплотнения и герметизации полированного штока с целью предотвращения утечек нефти и газа в окружающую среду при возвратно-поступательном движении полированного штока, а также для проведения опрессовки НКТ и прямых промывок без разбора манифольда [3, 4].

Одной из причин внутрисуточного простоя скважин является замена сальников СУСГ. Пропуски сальникового устройства ведут к существенным потерям нефти, которые из года в год растут (рис. 5).

Для определения причин частых замен сальниковых манжет проведены камеральные и полевые исследования (рис. 6).

Были отобраны 268 наиболее проблемные скважины. Проведенные исследования показали, что основную долю частого износа сальников СУСГ составляют отсутствие центровки между полированным штоком и СУСГ (268 скважин, 60%) и неудовлетворительное состояние полированного штока (125 скважин, 27,8%).

Отсутствие центровки способствует неравномерному износу сальниковой набивки, что значительно сокращает срок службы сальников. Кроме этого, замена сальниковой набивки превращается в трудоемкую операцию. Иногда требуется участие двух операторов по добыче нефти. Помимо инструментальной проверки наличия центровки, показательным является осмотр износа сальников. Наличие овального износа свидетельствует об отсутствии центровки. Полированного штока в неудовлетворительном состоянии совместно с отсутствием соосности ПШ и СУСГ приводит к быстрому износу сальников СУСГ [4].

№ п/п	Наименование разработки	Результаты применения	Экономический эффект в год, тыс.р.
1	Ветрозащитный экран	Сокращения затрат на ремонт цепного привода, замену полированного штока. Снижение уровня недоборов нефти	993
2	Устройство для выправки полированного штока	Сокращения транспортных затрат Снижение трудозатрат Снижение уровня недоборов нефти	804
3	Устройство для заливки реагента	Сокращения эксплуатационных затрат Снижение вероятности подклинивания и зависания колонны насосных штанг Соответствие требованиям промышленной безопасности и охраны труда	1378
4	Усовершенствованная конструкция СУСГ	Снижение отказов сальниковых уплотнений; Снижение уровня недоборов нефти; Снижение транспортных затрат; Снижение затрат на обслуживание оператором по добыче нефти	1000

Таб. 1 — Результаты применения технических разработок

Необходимо отметить, что на существующих устьевых сальниках с помощью самоустанавливающейся головки находится соосность между полированным штоком и СУСГ. Однако, как показали полевые исследования, не на всех скважинах проводятся центровки соосности полированного штока с СУСГ. Необходимо отметить, что самоустанавливающаяся головка не на всех скважинах позволит отцентровать ПШ с СУСГ.

Преждевременный износ сальниковых уплотнений приводит к:

- росту уровня недоборов нефти;
- увеличению затрат на обслуживание оператором по добыче нефти;
- транспортным затратам;
- затратам на приобретение сальниковых манжет;
- затратам на устранение последствий выхода из строя сальниковых уплотнений.

Для решения данных проблем разработана усовершенствованная конструкция устьевого сальника СУСГ. Суть модернизации заключается в растачивании узла тройника (рис. 7), благодаря чему увеличивается угол наклона (смещения) СУСГ, что в свою очередь компенсирует нарушение центровки привода ШГН.

Внедрение усовершенствованной конструкции СУСГ позволило сократить количество отказов оборудования, уровень недоборов нефти, эксплуатационные затраты.

Результаты применения данных усовершенствований представлены в таб. 1.

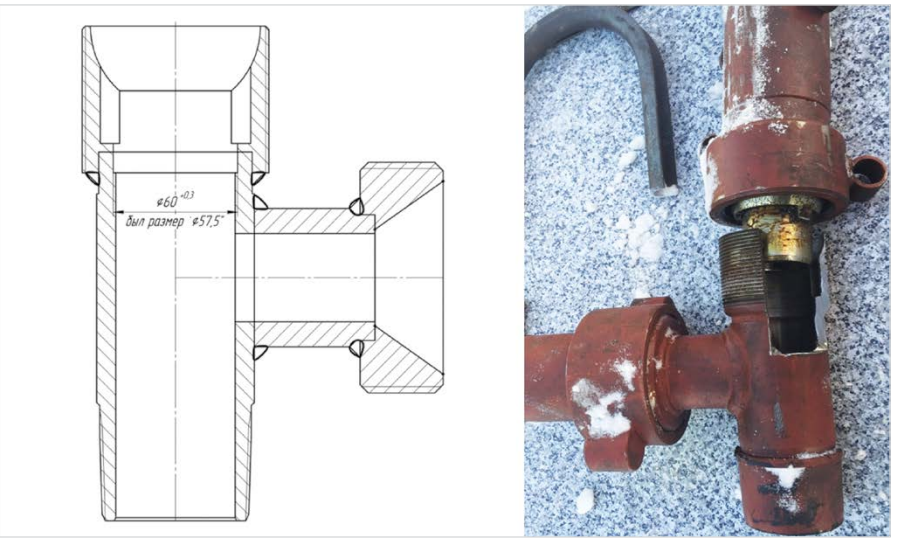


Рис. 7 — Модернизированный узел тройника

Итоги

Достигнута оптимизация затрат при эксплуатации наземного нефтепромыслового оборудования.

Выводы

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

Список литературы

1. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Каштанов В.С. и др. Оборудование для добычи нефти и газа. Ч.2. М.: ГУП «Нефть и газ», 2003. 792 с.
2. Молчанов А.Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа. 2-е изд., испр. и доп. М.: Альянс, 2010. 588 с.
3. Борисов Ю.С. Организация ремонта и технического обслуживания оборудования. М.: РГУ, 2004.
4. Быков И.Ю., Ивановский В.Н., Цхадая Н.Д. и др. Эксплуатация и ремонт машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов. М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2012. 371 с.

An optimization the oilfield equipment operation's costs

UDC 622.276

Authors:
Ruslan S. Garifullin — chief mechanic; garifullinrs@tatneft.ru
Lenar M. Akhmetzyanov — lead engineer chief mechanic department; ahmetzyanovlm@tatneft.ru
Ilnar N. Garipov — lead engineer chief mechanic department; an_ogm@tatneft.ru

Oil and gas production department "Almetyevneft" PJSC "Tatneft", Almetyevsk, Russian Federation

Abstract

Due to the deteriorating economic and financial situation associated with "Tatneft" fall in oil export prices now tasked to optimize production costs and reduce their costs. One of the ways to reduce costs is the exploitation of land oil field equipment Especially problems classified as:

1) frequent failures chain drive of downhole sucker rod pumping units (SHSNU) due to sail cargo tape;
2) deformation of polished rods;
3) shimming rod string due to the formation and production dense wax emulsion;
4) packing intensive wear due to the violation ground centering drive.

Results

Reached cost optimization in the operation of ground-based oilfield equipment.

Conclusions

Implementation of a complex of measures for implementation of the proposed technical solutions provides the overall efficiency of production processes in the operation of the mining wells, creating favorable and safe working conditions for maintenance personnel, reducing enterprise costs by preventing failure of oilfield equipment.

Keywords

the drive chain, windshield device,
the drive SRP, piston rod,
oil seal wellhead,
chemical reagent downloading

References

1. Ivanovskiy V.N., Darishchev V.I., Kashtanov V.S. and oth. *Oborudovanie dlya dobychi nefti i gaza* [The equipment for oil and gas production]. Part 2, Moscow: *GUP "Neft' i gaz"*, 2003, 792 p.
2. Molchanov A.G. *Mashiny i oborudovanie dlya dobychi nefti i gaza* [Machines and equipment for oil and gas production]. 2nd ed. and ext. Moscow: Alliance, 2010, 588 p.
3. Borisov Yu.S. *Organizatsiya remonta i tekhnicheskogo obsluzhivaniya oborudovaniya* [Organization of repair and maintenance of equipment] Moscow: *RGU*, 2004.
4. Bykov I.Yu., Ivanovskiy V.N., Tskhadaya N.D. and oth. *Ekspluatatsiya i remont mashin i oborudovaniya neftyanykh i gazovykh promyslov* [Maintenance and repair of machinery and equipment of oil and gas fields]. Moscow: *TsentrLitNefteGaz*, 2012, 371 p.

УДК 622.276.72

Влияние геологических параметров пластов и технологических характеристик оборудования на эксплуатацию скважин

Е.В. Соболева
аспирант, инженер-технолог[1]
Elizaveta.Soboleva@lp.lukoil.com

Т.И. Соболева
к.т.н., с.н.с.[2]
Tatjana.Soboleva@pnn.lukoil.com

[1]ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», Пермь, Россия
[2]ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», Пермь, Россия

В работе рассмотрены геологические и технологические факторы, от которых в значительной степени зависит работа эксплуатационных скважин. Изучено влияние забойного давления на эффективность работы добывающих скважин. Установлена взаимосвязь величины удельного электрического сопротивления нефтяного пласта со значением смачиваемости терригенных коллекторов. Кроме того, для терригенных объектов, рассматриваемых в статье месторождений, выявлена взаимосвязь между повышенными значениями удельного электрического сопротивления и ухудшением принимающей способности нагнетательных скважин.

На основании обширного практического опыта и фундаментальных теоретических исследований можно выделить факторы, оказывающие негативное влияние на работу эксплуатационных (добывающих и нагнетательных) скважин.

К геологическим факторам, от которых зависит работа эксплуатационных скважин, относятся:

- коллекторские свойства пласта;
- тип коллектора;
- неоднородность продуктивного пласта по коллекторским свойствам и литологии;
- смачиваемость пород-коллекторов;
- наличие глинистых компонентов в пластах-коллекторах.

К технологическим факторам относятся [1]:

- некачественное первичное и вторичное вскрытие продуктивных пластов;
- образование стойких эмульсий (иногда так называемых «бронированных») в призабойной зоне;
- набухание глинистых компонентов продуктивных коллекторов в призабойной зоне пласта (ПЗП) при первичном и вторичном вскрытии пласта, освоении или капитальном ремонте скважин.

Далее следует рассмотреть факторы, которые оказывают негативное влияние на дебиты добывающих скважин.

Так, на дебит добывающих скважин большинства месторождений Пермского Прикамья существенное воздействие оказывает обводненность добываемой продукции. При высокой обводненности скважин снижается фазовая проницаемость по нефти и зачастую происходит прорыв закачиваемой воды, используемой для поддержания пластового давления, а нефть оттесняется, и на границе нефть–вода образуется эмульсия, которая затрудняет продвижение нефти к скважине.

В соответствии с уравнением Дюпюи, дебит скважины увеличивается при снижении забойного давления, на практике достаточно часто его снижают до давления ниже давления насыщения, забывая о том, что при этом изменяются не только свойства добываемой продукции, но и фильтрационные характеристики, особенно в призабойной зоне скважин, что приводит к отрицательному конечному результату.

Таким образом, забойное давление в добывающих скважинах является принципиальным регулятором эффективности их работы и одним из главных параметров разработки всего месторождения. Бесконечное снижение забойного давления в добывающих скважинах по значению существенно ниже давления насыщения может привести к необратимым последствиям, происходящим в пласте.

Во-первых, за счет опережающего прорыва газа, происходит снижение дебита нефти.

Во-вторых, наличие остаточного газа снижает фазовую проницаемость по нефти, что так же отрицательно сказывается на дебите скважины.

В-третьих, при дегазации нефти увеличивается ее вязкость, и, соответственно, ухудшается соотношение подвижностей нефть–вода, следствием чего является опережающее обводнение скважин.

В-четвертых, на дебит скважины влияют процессы, сопровождающие дегазацию, такие как эффект Жамена и образование асфальтено-парафиновых отложений (АСПО) в зоне разгазирования.

На процесс образования АСПО в основном влияют: снижение давления в призабойной зоне и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкосной системы, уменьшение температуры в пласте и стволе скважины, изменение скорости движения газожидкосной смеси и отдельных ее компонентов, состава углеводородов в каждой фазе смеси и соотношение объемов их фаз [2].

Определение рационального забойного давления $P_{заб.рац.}$ является сложной технико-экономической задачей, которая должна решаться для конкретного месторождения в процессе гидродинамических исследований скважин.

В условиях упруго-водонапорного режима дренирования девонских нефтяных месторождений Урало-Поволжья, как это следует из работ В.Ф. Усенко, допускается снижение забойного давления в добывающих скважинах в сравнении с давлением насыщения до величины $P_{заб.кр.}=0{,}75 \cdot P_{нас}$ [3].

На снижение приемистости нагнетательных скважин оказывает влияние загрязнение призабойной зоны пласта (ПЗП) следующими компонентами:

- механическими примесями, содержащимися в закачиваемой воде;
- остаточными нефтепродуктами, находящимися в воде после очистки на установке предварительного сброса воды (УПСВ) в случае использования подтоварной воды в системе поддержания пластового давления (ППД);
- продуктами коррозии водоводов (оксиды и гидроксиды, сульфатные соединения железа) и сульфатвосстанавливающими бактериями, образующимися в ПЗП.

Кроме того, на приемистость нагнетательных скважин в терригенных коллекторах существенное влияние оказывают геолого-геофизические характеристики продуктивных пластов. Выявление данной зависимости позволит оптимизировать технологическое проектирование разработки как разрабатываемых, так и новых перспективных залежей.

В результате анализа научной литературы, посвященной данному вопросу, а также

Показано, что правильно подобранное эксплуатационное оборудование на добывающих скважинах позволяет получать оптимальные дебиты. Предложено своевременно, до принятия ответственных проектных решений, при разработке месторождений использовать информацию о величинах удельного электрического сопротивления для определения зон развития преимущественно гидрофобных коллекторов.

Материалы и методы

Выполнен сбор и обработка данных бокового каротажа (БК) по 634 скважинам четырех месторождений Верхнего Прикамья, которые выгружались из информационной системы «BaseGis» с формированием определенных форматов, пригодных для загрузки в программный комплекс IRAP RMS компании ROXAR, который использовался для построения трехмерного массива распределения УЭС.

Ключевые слова

продуктивный пласт, призабойная зона пласта, добывающая и нагнетательная скважина, забойное давление, смачиваемость породы, гидрофобный коллектор, удельное электрическое сопротивление, керн, приемистость скважины

лабораторных исследований керна из скважин месторождений Верхнего Прикамья, установлена взаимосвязь величины удельного электрического сопротивления (УЭС) нефтяного пласта со значением смачиваемости терригенных коллекторов [4]. Обнаружено, что гидрофильные коллекторы соответствуют сопротивлениям не более 110 Ом·м, коллекторы с промежуточными характеристиками смачиваемости преобладают в интервале значений 120-200 Ом·м. При УЭС более 200 Ом·м преобладают преимущественно гидрофобные коллекторы (смачиваемость менее 10%). Таким образом, для территории исследования терригенные коллекторы можно рассматривать как гидрофобные при значениях УЭС более 200 Ом·м. В работе [5] также отмечены повышенные показания битуминозности кернового материала в интервалах высоких показаний УЭС.

Согласно данным лабораторных исследований керна среднезернистых песчаников месторождений Соликамской депрессии, наличие в породе битуминозного цемента (вместо глинистого) приводит к гидрофобизации поверхности коллектора и увеличению толщины не участвующего в фильтрации слоя связанной нефти в 3–5 раз [6]. Аналогичные примеры влияния характеристик смачиваемости на степень вытеснения нефти закачиваемой водой, когда смачиваемость породы нефтяного коллектора может быть не оптимальной при применении заводнения рассмотрены в работе [7].

Анализ влияния УЭС на приемистость нагнетательных скважин визейских пластов проведен для двух активно разрабатываемых месторождений Соликамской депрессии. Согласно рекомендациям по эффективной разработке залежи, оптимальная компенсация отборов жидкости закачкой (К) должна составлять порядка 100–120%. Между тем анализ разработки терригенного пласта одного из поднятий месторождения показывает, что за историю разработки не удалось достигнуть указанной величины.

Аналогичный анализ проведен для скважин терригенного пласта второго месторождения. Для западного борта данного месторождения реализована приконтурная система заводнения, путем закачки воды из законтурной области, характеризующейся хорошей принимающей способностью. Однако с 2009 г. для юго-западной части залежи, где нет законтурных скважин, отмечено резкое снижение $P_{пл}$. Причем наиболее низкие пластовые давления 9,9–14,4 МПа зарегистрированы в скважинах, расположенных в юго-западной части залежи, где как раз установлена зона аномально высоких значений УЭС. При закачке жидкости в центральной гидрофобной части залежи, где отмечены повышенные значения УЭС, также выявлены серьезные проблемы (рис. 1 и таб. 1).

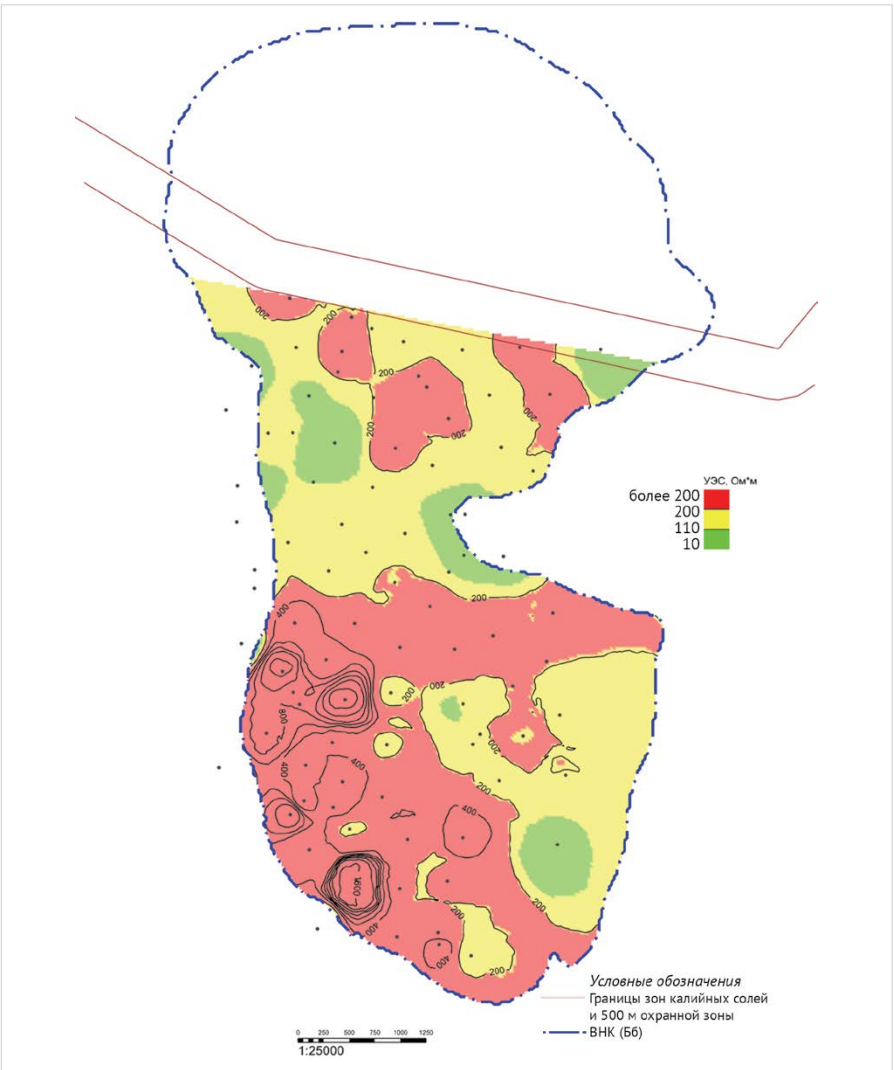


Рис. 1 — Карта распределения УЭС для терригенного объекта одного из месторождений Соликамской депрессии

Общество с ограниченной ответственностью
Завод "Калининградгазавтоматика"
Основано в 1960 г. Дочернее общество ПАО «Газпром автоматизация»

АВТОНОМНАЯ МОБИЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ УСТАНОВКА ЯВЛЯЕТСЯ КОМПЛЕКСНЫМ, НАДЕЖНЫМ, ГИБРИДНЫМ ГЕНЕРАТОРОМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

- Электричество вырабатывается за счет энергии солнца, ветра, дизель-генератора
- Модельный ряд от 3 кВт до 30 кВт.

Мобильное исполнение

Стационарное исполнение

Установки применяются:
- В качестве источников бесперебойного питания на отраслевых объектах;
- В чрезвычайный ситуациях природного, техногенного и др. характера;
- В дорожно-строительном секторе;
- В сельскохозяйственном секторе;
- В туристическом и др. секторах промышленности.

ООО Завод «Калининградгазавтоматика»
236000, РФ, г. Калининград, Гвардейский пр., д. 15
Тел: (4012) 576-032. Факс: 576-024
Отдел продаж: 576-033, 576-028, 576-125
zavod@kga.ru
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
info@invest-gaz.ru
www.invest-gaz.ru

ПАО «Газпром автоматизация»
119435, г. Москва, Саввинская наб., 25
www.gazprom-auto.ru

№ скв.	Приемистость после ГТМ (начальная), м³/сут	Текущая приемистость, м³/сут	Снижение приемистости, м³/сут за первый месяц после ГТМ	УЭС, Ом·м
528	360	158	160	10
332	нет ГТМ	95	-	687
301	нет ГТМ	30	-	110
320	150	115	0	910
310	120	60	60	1500
581	нет ГТМ	90	-	550
362	300	70	30	30
574	нет ГТМ	65	-	20
364	130	70	50	10

Таб. 1 — Данные по приемистости нагнетательных скважин для терригенного объекта месторождения Соликамской депрессии

Таким образом, для терригенных объектов данных месторождений установлена взаимосвязь между повышенными значениями УЭС и ухудшением принимающей способности нагнетательных скважин. В целом для зон с преимущественно гидрофобным типом коллектора отмечены сложности в реализации проектных решений по обеспечению компенсации отборов жидкости стандартными методами.

На основе анализа установленных проблем в обеспечении приемлемой производительности нагнетательных скважин необходимо пояснить следующее. При проведении ГТМ в зонах с гидрофобным типом коллектора, как правило, отмечается кратковременный эффект увеличения приемистости. По мнению авторов, более перспективным для таких зон может являться использование методов, направленных на изменение смачиваемости породы, используя технологии по закачке специальных химических составов.

При этом для территории месторождений Верхнего Прикамья целесообразно своевременно до принятия ответственных проектных решений использовать информацию о величинах УЭС для определения зон развития преимущественно гидрофобных коллекторов.

Следует отметить, что кроме естественных (природных) геологических характеристик пластов, на эксплуатацию добывающих и нагнетательных скважин существенное влияние оказывает подбор эксплуатационного оборудования. Данные вопросы касательно нагнетательных скважин подробно освещены в работе автора [8], где показано, что модернизация системы ППД требует существенных материальных затрат, но конечная цель — это повышение коэффициента нефтеизвлечения.

Итоги

Авторами изучено и практически доказано определяющее влияние геологических параметров пластов и технологических характеристик оборудования, на эксплуатацию добывающих и нагнетательных скважин. Расчеты, проведенные на гидродинамической модели, показали прирост добычи нефти за счет проведения запланированных мероприятий на нагнетательном фонде скважин и 100 %-ной компенсации отборов жидкости закачкой.

Выводы

Полученные результаты позволяют во многом оптимизировать технологическое проектирование разработки как разрабатываемых, так и новых перспективных залежей. Полученные от проведенных исследований выводы о взаимосвязи различных характеристик рекомендуются к использованию при разработке месторождений не только Верхнего Прикамья, но и других месторождений Пермского Прикамья.

Список литературы

1. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Методы повышения производительности скважин. Самара: Кн. издательство, 1996. 414 с.
2. Соболева Е.В. Анализ условий образования и методы борьбы с АСПО в скважинах при добыче нефти на месторождениях Верхнего Прикамья. Пермь, 2012. 205 с.
3. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. М: Нефть и газ РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. 816 с.
4. Соболева Е.В. Ефимов А.А., Галкин С.В. Анализ геолого-геофизических характеристик терригенных коллекторов при прогнозе приемистости нагнетательных скважин месторождений Соликамской депрессии // Нефтяное хозяйство. 2014. № 6. С. 20–22.
5. Некрасов А.С., Галкин С.В. Методика определения нефтенасыщенности пластов с аномально высоким удельным сопротивлением в отложениях яснополянского надгоризонта Сибирского месторождения. Материалы региональной науч. конф. «Геология Западного Урала на пороге XXI века». Пермь, 1999. С. 233–235.
6. Эбзоева О.Р., Злобин А.А. Анализ свойств граничных слоев нефти после заводнения пластов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2012. № 2. С. 87–94.
7. Аустад Т. Интеллектуальное заводнение в карбонатных и терригенных коллекторах, потенциал повышения нефтеотдачи с точки зрения новых химических технологий. Материалы лекции. Норвегия, 2013.
8. Соболева Е.В. Анализ технологических возможностей системы поддержания пластового давления и предложения по ее модернизации. Тезисы доклада НТК ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Пермь, 2015. С. 15–17.

Influence of geological reservoir characteristics and technical performance of the equipment on wells

UDC 622.276.72

Authors:
Yelizaveta V. Soboleva — graduate, process engineer[1]; Elizaveta.Soboleva@lp.lukoil.com
Tatyana I. Soboleva — Ph.D., senior researcher[2]; Tatjana.Soboleva@pnn.lukoil.com

[1]LLC "LUKOIL-PERM", Perm, Russian Federation
[2]"PermNIPIneft" LLC "LUKOIL-Engineering", Perm, Russian Federation

Abstract
In this work considered geological and technological factors that substantially affect on the operational wells work.
So, the bottomhole pressure influence on operating efficiency of production wells was studied.
The correlation between electric resistances of oil layer and value of wettability of terrigenous collectors was established. In addition, for terrigenous objects, for the fields considered in article, the interrelation between the increased values of electric resistance and deterioration in the accepting ability of delivery wells is revealed.
The study shown that correctly picked up operational equipment on production wells allows to receive optimum outputs.
In article offered use the information about electric resistance value for determination of hydrophobic collectors' development zones before making decision of development of fields.

Materials and methods
For study was executed gathering and data processing of the lateral logging on 634 wells of Upper Prikamye fields, were unloaded from the information system "BaseGis" with formation of appointed formats, suitable for loading to program complex IRAP RMS of ROXAR company, which was used for creation of the three-dimensional array of electric resistance distribution.

Results
Authors have studied and proved in practice the defining influence of geological parameters of the layers and technical characteristics on the equipment, on operation of producing oil wells and injection wells.
Calculations performed on the simulation model, showed increase in oil production due to planned activities on the discharge well stock and 100% liquid injection compensation selections.

Conclusions
The received results allow to optimize technological design of new perspective deposits and developed pool.
Obtained conclusions about the correlation of various characteristics are recommended for use in production not only the Upper Kama region, but also in other fields of the Perm Prikamye.

Keywords
reservoir,
critical area of formation,
producing oil well and injection well,
bottomhole pressure,
rock wettability,
water-repellent reservoir,
resistivity, core,
intake capacity of well

References
1. Kudinov V.I., Suchkov B.M. *Metody povysheniya proizvoditel'nosti skvazhin* [Increase productivity methods of wells]. Samara: *Kn. izdatel'stvo*, 1996, 414 p.
2. Soboleva E.V. *Analiz usloviy obrazovaniya i metody bor'by s ASPO v skvazhinakh pri dobyche nefti na mestorozhdeniyakh Verkhnego Prikam'ya* [The analysis of conditions and methods of fight against asphaltene deposits in wells at oil production on fields of Upper Prikamye]. Perm, 2012, 205 p.
3. Mishchenko I.T. *Skvazhinnaya dobycha nefti: Uchebnoe posobie dlya vuzov* [Borehole oil extraction: The education guidance for higher education institutions]. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2003, 816 p.
4. Soboleva E.V. Efimov A.A., Galkin S.V. *Analiz geologo-geofizicheskikh kharakteristik terrigennykh kollektorov pri prognoze priemistosti nagnetatel'nykh skvazhin mestorozhdeniy Solikamskoy depressii* [The analysis of geological and geophysical characteristics of terrigenous reservoirs at the forecast injectability of wells of Solikamskaya depression]. Oil industry, 2014, issue 6, pp. 20–22.
5. Nekrasov A.S., Galkin S.V. *Metodika opredeleniya neftenasyshchennosti plastov s anomal'no vysokim udel'nym soprotivleniem v otlozheniyakh yasnopolyanskogo nadgorizonta Sibirskogo mestorozhdeniya* [Determination technique of oil saturation of layers with abnormally high specific resistance in yasnopolyanskiy subhorizon deposits of Sibirskoye field]. Materials of regional scientific conference "Geology of the Western Urals threshold the 21st century", Perm, 1999, pp. 233–235.
6. Ebzoeva O.R., Zlobin A.A. *Analiz svoystv granichnykh sloev nefti posle zavodneniya plastov* [The analysis of properties of oil boundary layers after flooding]. Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining, 2012, issue 2, pp. 87–94.
7. Austad T. *Intellektual'noe zavodnenie v karbonatnykh i terrigennykh kollektorakh, potentsial povysheniya nefteotdachi s tochki zreniya novykh khimicheskikh tekhnologiy* [Intellectual flooding in carbonate and terrigenous reservoirs, the growth potential in oil recovery in terms of new chemical technologies]. Materials of the lecture, Norway, 2013.
8. Soboleva E.V. *Analiz tekhnologicheskikh vozmozhnostey sistemy podderzhaniya plastovogo davleniya i predlozheniya po ee modernizatsii* [Analysis of technological capabilities of reservoir pressure maintenance system and modernization offers]. Thesis of the report of NTK LLC LUKOIL-PERM, Perm, 2015, pp. 15–17.

УДК 622.276

Разработка и внедрение интенсифицирующих устройств для подготовки высоковязкой нефти в ПАО «Татнефть»

И.И. Уразов
инженер отдела ИППНГВ[1]
urazov@tatnipi.ru

Ф.Р. Губайдулин
к.т.н., нач. отдела ИППНГВ[1]
gfr@tatnipi.ru

С.Н. Судыкин
к.т.н., зав. лабораторией ТПН отдела ИППНГВ[1]
sudykinsn@tatnipi.ru

Р.Р. Мухаметгалеев
нач. службы ПСН[2]
muhametgaleev@tatneft.ru

[1]«ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Бугульма, Россия
[2]ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Альметьевск, Россия

Эмульсия высоковязкой нефти, добываемой в ПАО «Татнефть», характеризуется высокой устойчивостью к разрушению. Причиной этому является высокая вязкость нефти, малая разность плотностей нефти и попутно добываемой воды, повышенное содержанием смол и асфальтенов, а для СВН наличие большого количества мелкодисперсных капель воды. Подготовка такой эмульсии с использованием традиционных технологий и стандартного оборудования не позволяет получить нефть товарной кондиции.

Добываемая в ПАО «Татнефть» тяжелая карбоновая и сверхвязкая нефть (СВН) характеризуется высокой вязкостью (карбон — до 300 мПа·с, СВН — до 9000 мПа·с при 20°С) и плотностью (карбон — до 930 кг/м^3, СВН — до 970 кг/м^3), повышенным содержанием смол (карбон — до 25%, СВН — до 35%) и асфальтенов (до 6%). Попутно добываемая вода месторождений СВН является слабоминерализованной, а водонефтяная эмульсия характеризуются высокой степенью дисперсности капель воды, что обусловлено применением паротепловых методов добычи. Высокая вязкость нефти препятствует эффективной коалесценции капель дисперсной фазы, малая разность плотностей нефти и попутно добываемой воды затрудняет их разделение за счет гравитационных сил, повышенное содержание смол и асфальтенов (природных стабилизаторов) приводит к образованию прочных бронирующих оболочек на глобулах воды, что существенно затрудняет процессы их укрупнения и осаждения. Мелкодисперсные капли воды, содержащиеся в эмульсии, без предварительного укрупнения практически не участвуют в процессе осаждения. Все это приводит к тому, что использование традиционных технологий и стандартного оборудования не позволяет подготавливать тяжелую нефть до товарной кондиции. Поэтому исследование процесса обезвоживания тяжелой нефти, разработка технических средств для интенсификации процесса разделения эмульсий являются актуальными задачами.

Для интенсификации процесса разрушения водонефтяных эмульсий необходимо ускорить процесс осаждения капель воды. Скорость седиментации (осаждения) капель воды в эмульсиях, принимая во внимание допущение о подобии капель дисперсной фазы твердым сферическим частицам, рассчитывается по формуле Стокса (1) [1]:

$$v = (d^2 \times \Delta\rho \times g) / 18\mu, \qquad (1)$$

где: v — скорость седиментации капель воды, м/с; d — диаметр капель воды, м; $\Delta\rho$ — разность плотностей между водой и нефтью, кг/м^3; g — ускорение свободного падения, м/с^2; μ — динамическая вязкость нефти, Па·с.

Как следует из формулы Стокса, для ускорения осаждения капель воды необходимо увеличить их диаметр, разность плотностей между водой и нефтью, а также снизить вязкость нефти, причем определяющим параметром будет являться диаметр капель дисперсной фазы, потому как скорость осаждения зависит от этого параметра во второй степени.

Добыча СВН способом паротеплового воздействия на пласт характеризуется образованием мелкодисперсной эмульсии, в которой основная часть капель воды имеет диаметр от 6 до 36 мкм [2]. Коалесценцию капель воды в эмульсии можно описать с помощью механизма турбулентной диффузии, аналогично теории Смолуховского о коагуляции дисперсных систем. Однако данная теория справедлива лишь для капель воды, размеры которых превышают микромасштаб турбулентности (размер самых малых вихрей) [3]. Исследования, выполненные в работе [2], показывают о существенном превышении значения микромасштаба турбулентности Колмогорова над размерами основного количества капель воды в эмульсии СВН. Такие мелкие капли воды не подвергаются воздействию турбулентных пульсаций скорости, а перемещаются вместе с ними, что не приводит к их столкновению и укрупнению и не позволяет описать процесс коалесценции капель воды в эмульсии СВН механизмами турбулентной диффузии. Однако в силу неоднородности турбулентного поля скоростей имеет место относительное перемещение капель воды под воздействием градиента пульсационных скоростей аналогично градиентному механизму коагуляции, что может приводить к их столкновению и укрупнению. В работе [2] представлена математическая модель процесса укрупнения капель воды в мелкодисперсной эмульсии.

Общеизвестно, что процессы коалесценции капель воды эффективнее протекают на поверхности контактного устройства, чем в объеме эмульсии. На основании этого институтом «ТатНИПИнефть» были разработаны, испытаны и внедрены коалесцирующие устройства с внутренней развитой поверхностью (рис. 1).

Коалесцирующие устройства представляют собой трубные элементы расчетного диаметра. При прохождении водонефтяной эмульсии через коалесцентор, наполненный интенсифицирующими элементами, за счет гидродинамического воздействия происходит

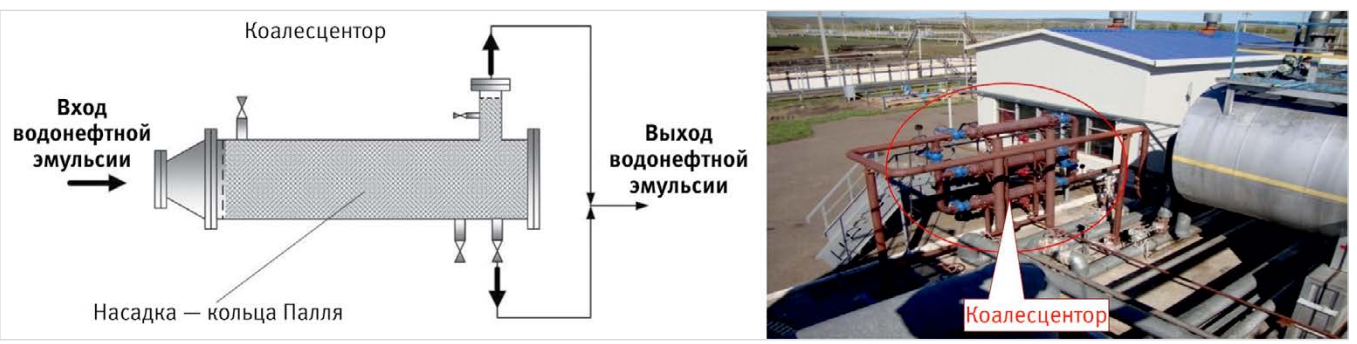


Рис. 1 — Коалесцентор

Применение знаний о возможности изменения дисперсности эмульсии за счет гидродинамического воздействия турбулентного потока и об эффективности данных процессов на поверхности контактных элементов позволили разработать технологию интенсификации процессов разделения эмульсии на нефть и воду.

Материалы и методы
Исследован процесс обезвоживания нефти и разработано техническое средство для интенсификации процесса разделения эмульсии высоковязкой нефти. Пилотные испытания.

Ключевые слова
высоковязкая нефть, обезвоживание и обессоливание нефти, коалесценция, средства интенсификации

столкновение и укрупнение капель воды на поверхности элементов внутренней насадки и в объеме эмульсии. Тем самым коалесцентор позволяет значительно увеличить вероятность столкновений капель воды друг с другом, ускоряет процесс их коалесценции (слияния) и последующее отделение воды в отстойном оборудовании. Это позволяет снизить время отстаивания в аппаратах и увеличить глубину обезвоживания нефти.

По результатам опытно-промысловых испытаний оптимальная скорость прохождения водонефтяной эмульсии через коалесцентор составляет 5 см/с, при этом применение данных устройств позволяет в 2 раза сократить время отстаивания эмульсии СВН. На сегодняшний день данные устройства внедрены на установках подготовки сверхвязкой нефти (УПСВН) «Ашальчи» и «Каменка» компании «Татнефть», также планируется внедрение на строящейся УПСВН «Кармалка» (рис. 2) [4, 5].

Продукция скважин СВН, обработанная деэмульгатором в системе нефтесбора, поступает в трехфазный сепаратор, где осуществляется отделение попутного газа и предварительное обезвоживание нефти. Далее нефть насосом откачивается в печи, где при необходимости нагревается до температуры 80–90°С. После этого предварительно обезвоженная СВН проходит через коалесцентор, где происходит укрупнение капель воды и далее поступает в электродегидратор, в котором осуществляется глубокое обезвоживание нефти. На выходе электродегидратора подготовленная СВН соответствует 1-ой группе качества.

В зависимости от скорости движения потока жидкости интенсифицирующее устройство может выполнять функции как коалесцентора, так и смесителя для смешения пресной промывочной воды с водонефтяной эмульсией на ступени обессоливания. При этом основным отличием смесителя над коалесцентором является преобладание процесса дробления капель воды.

Так, для интенсификации массообменных процессов и повышения качества обезвоживания и обессоливания нефти, институтом «ТатНИПИнефть» разработан блок интенсифицирующих устройств, состоящий из последовательно смонтированных смесителя и коалесцентора (рис. 3).

Смеситель устанавливается на нефтепроводе после подачи пресной промывочной воды. При прохождении нефти и пресной воды через смеситель, заполненный интенсифицирующими элементами, создаётся интенсивное гидродинамическое воздействие и происходит эффективное смешение пресной воды с нефтью. По результатам испытаний скорость прохождения эмульсии через смеситель должна составлять не менее 50 см/с. После смесителя водонефтяная эмульсия направляется в коалесцентор, где происходит укрупнение капель воды для последующего отделения в отстойном оборудовании.

Разработанные интенсифицирующие устройства испытаны и эксплуатируются на УПВСН-1 «Андреевка» НГДУ «Нурлатнефть», УПН НГДУ «Бавлынефть», Кама-Исмагиловской НГДУ «Лениногорскнефть» и Кичуйской УПВСН НГДУ «Елховнефть». Также запланировано внедрение на Кичуйской ТХУ и Акташской УПВСН НГДУ «Елховнефть» ПАО «Татнефть» (рис. 4).

Внедрение смесителей и коалесценторов на установках подготовки высокосернистой нефти ПАО «Татнефть» позволило на 20% снизить концентрацию хлористых солей в товарной нефти, на 30% уменьшить расход

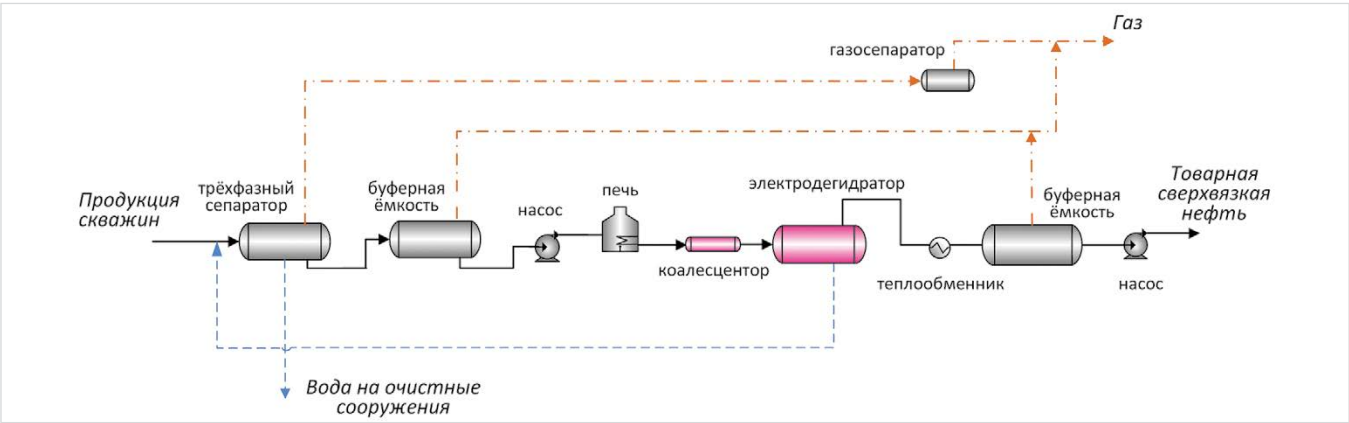


Рис. 2 — Схема установки подготовки сверхвязкой нефти

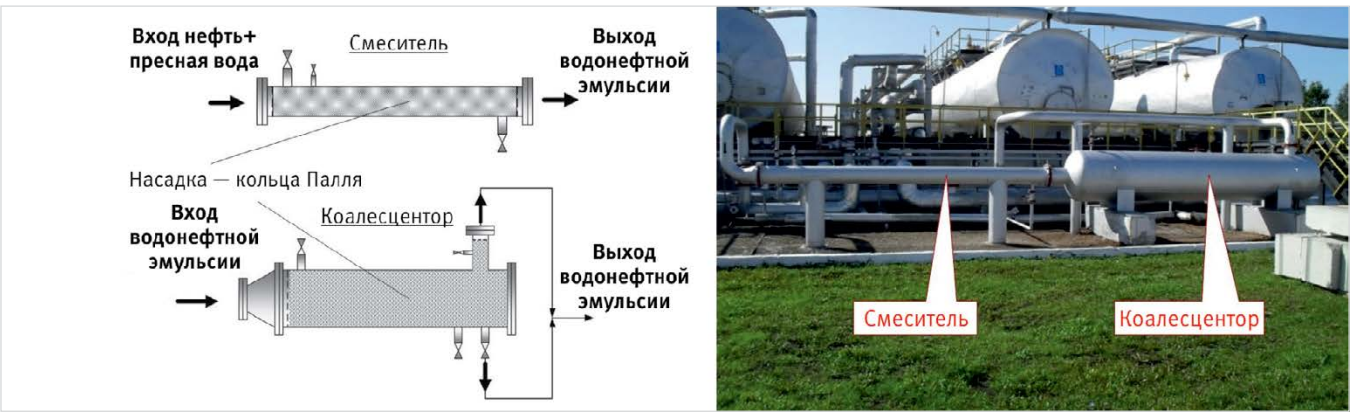


Рис. 3 — Интенсифицирующие устройства на установке подготовки высокосернистой нефти

пресной промывочной воды и на 10% сократить объем повторно подготавливаемой нефти [6].

Итоги

С целью улучшения процессов обезвоживания и обессоливания высоковязкой эмульсии институтом «ТатНИПИнефть» разработаны, испытаны и внедрены интенсифицирующие устройства.

Выводы

Разработанные и внедрённые средства интенсификации процессов обезвоживания СВН на УПСВН и обессоливания карбоновой нефти на УПВСН ПАО «Татнефть» позволили снизить капитальные и эксплуатационные затраты на подготовку нефти, повысить стабильность работы установок и гарантированно получать товарную нефть, соответствующую 1 группе качества.

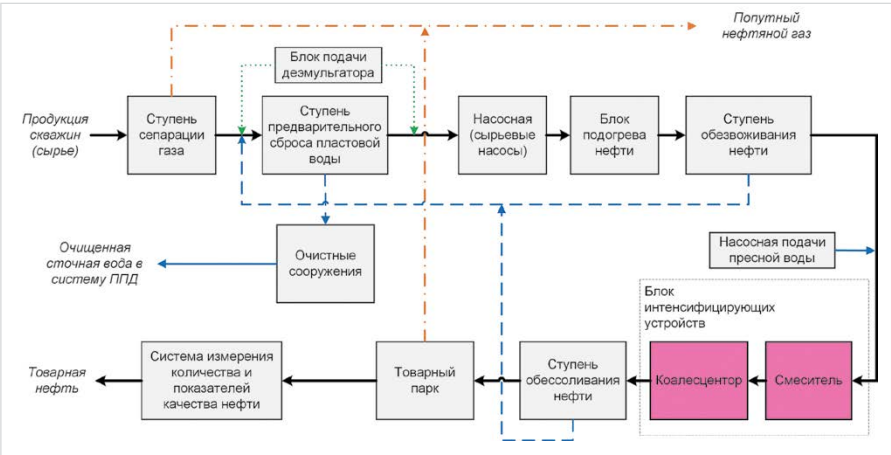


Рис. 4 — Схема установки подготовки нефти с применением интенсифицирующих устройств

Список литературы

1. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. М.: Недра, 1979. 204 с.
2. Судыкин С.Н. Совершенствование технологий обезвоживания тяжёлых нефтей пермской системы Республики Татарстан. дис. ... канд. тех. наук. Бугульма, 2011. 183 с.
3. Пергушев Л.П. Влияние неоднородности дисперсной фазы по размерам на свойства обратных нефтяных эмульсий, процессы сбора и подготовки нефти: дис. ... канд. тех. наук. Бугульма, 1999. 244 с.
4. Патент №2471853. Установка подготовки тяжёлых нефтей. Заявл. 23.11.11. Опубл. 10.01.13. Бюл. № 1.
5. Губайдулин Ф.Р., Сахабутдинов Р.З., Космачёва Т.Ф., Судыкин С.Н., Судыкин А.Н. Технологии подготовки сверхвязкой нефти Татарстана. Казань: Центр инновационных технологий, 2015. 280 с.
6. Губайдулин Ф.Р., Судыкин С.Н., Гумовский О.А., Багаманшин Р.Т. Результаты внедрения коалесцирующих устройств на установках подготовки нефти ОАО «Татнефть». Сб. науч. тр. ТатНИПИнефть. Выпуск № LXXXI. Казань: Центр инновационных технологий. 2013. С. 412–420.

ENGLISH **OIL PRODUCTION**

UDC 622.276

Development and implementation of technology to enhance the performance of high-viscosity oil treatment in PJSC Tatneft

Authors:
Il'as I. Urazov — engineer[1]; urazov@tatnipi.ru
Faat R. Gubaidulin — Ph.D., head of department[1]; gfr@tatnipi.ru
Sergey N. Sudykin — Ph.D., head of laboratory[1]; sudykinsn@tatnipi.ru
Radik R. Mukhametgaleev — head of oil treatment and custody transfer service[2]; muhametgaleev@tatneft.ru

[1]"TatNIPIneft" , PJSC "Tatneft", Bugulma, Russian Federation
[2]PJSC "Tatneft " Almetyevsk, Russian Federation

Abstract

Emulsions of highly viscous oil produced in Tatneft Company exhibit high resistant to breakdown. This is attributable to high oil viscosity, insignificant density differences between oil and produced water, and substantial content of resins and asphaltenes. For extra-viscous oil this is associated with the presence of multiple finely-dispersed water droplets.

Conventional technologies and standard equipment fail to process such emulsions to oil commercial standards.

Knowledge of how hydrodynamic effects of turbulent flow can alter emulsion dispersion characteristics and understanding of the efficiency of such processes at the surface of contact elements enabled development of the technology to enhance oil-water separation performance.

Materials and methods

Studies of oil dehydration process resulted in the development of the device to enhance separation performance for high-viscosity oil emulsions. Pilot testing.

Results

To improve the efficiency of dehydration and desalting of high-viscosity emulsions TatNIPIneft Institute has developed, tested and implemented oil treatment enhancing devices.

Conclusions

Technologies designed for enhancement of extra-viscous oil dehydration and carboniferous oil desalting enabled reduction of oil treatment CAPEX and OPEX, improved reliability of operations and ensured recovery of marketable oil corresponding to the 1st Group of Quality.

Keywords

high-viscosity oil, oil dehydration and desalting, coalescence, oil treatment enhancing devices

References

1. Lutoshkin G.S. *Sbor i podgotovka nefti, gaza i vody* [Gathering and treatment of oil, gas and water]. Moscow: *Nedra*, 1979, 204 p.
2. Sudykin S.N. *Sovershenstvovanie tekhnologiy obezvozhivaniya tyazhelykh neftey permskoy sistemy Respubliki Tatarstan* [Advancements in dehydration technology for heavy oil of the Permian system in the Republic of Tatarstan]. PhD thesis. Bugulma, 2011, 183 p.
3. Pergushev L.P. *Vliyanie neodnorodnosti dispersnoy fazy po razmeram na svoystva obratnykh neftyanykh emul'siy, protsessy sbora i podgotovki nefti* [Influence of dispersed phase size heterogeneity on properties of inverse emulsions, oil gathering and treatment processes]. PhD thesis, Bugulma, 1999, 244 p.
4. Patent №2471853. *Ustanovka podgotovki tyazhelykh neftey* [Heavy oil treatment plant].Declared 23.11.11. Published 10.01.2013. Bulletin №1.
5. Gubaydulin F.R., Sakhabutdinov R.Z., Kosmacheva T.F., Sudykin S.N., Sudykin A.N. *Tekhnologii podgotovki sverkhvyazkoy nefti Tatarstana* [Technologies for treatment of Tatarstan extra-viscous oil]. Kazan: *Tsentr innovatsionnykh tekhnologiy*, 2015, 280 p.
6. Gubaydulin F.R., Sudykin S.N., Gumovskiy O.A., Bagamanshin R.T. *Rezul'taty vnedreniya koalestsiruyushchikh ustroystv na ustanovkakh podgotovki nefti OAO «Tatneft'»* [Results of implementation of coalescing devices at Tatneft's oil treatment facilities]. Collection of TatNIPIneft research papers, Volume LXXXI. Kazan: *Tsentr innovatsionnykh tekhnologiy*, 2013, pp. 412–420.

УДК 622.276

Практика глушения скважин

В.В. Живаева
к.т.н., доцент, зав. кафедры
bngssamgtu@mail.ru

Г.С. Мозговой
ст. преподаватель
gsmozgovoi@mail.ru

Самарский государственный технический университет, Самара, Россия

Материалы и методы
Результаты промысловых испытаний.

Ключевые слова
глушение скважин, коллектор, проницаемость, фильтрационные свойства, гидрофобизатор

При проведении ремонтных и профилактических работ на нефтяных скважинах во избежание поступления флюида в ствол скважины они останавливаются – глушатся, создается противодавление на пласт. На сегодняшний день для глушения скважин широко применяются простые солевые растворы, которые снижают проницаемость коллектора больше чем на 50% из-за чего требуются огромные временные и финансовые затраты для вывода скважины на режим.

Для решения выше упомянутой проблемы, связанной с ухудшением фильтрационных свойств призабойной зоны пласта, на кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» был разработан комплексный реагент «Unitech». Это высокоэффективное поверхностно-активное вещество с высокой смачивающей способностью и капиллярной активностью, которое представляет собой водный раствор натриевых солей моно- и дикарбоновых кислот и спиртовой фракции продуктов окисления циклогексана (рис. 1).

Реагент «Unitech», сочетается с технологическими жидкостями и пластовыми флюидами, подходит для применения в различных геологических условиях, а также позволяет максимально сохранить фильтрационно-емкостные свойства пласта (рис. 2).

Возможность регулирования плотности жидкости глушения «Unitech» (от 700 до 1500 кг/м^3) для конкретных геолого-физических условий обеспечивает безопасность внутрискважинных работ как на поглощающих так и на скважинах с аномально высоким пластовым давлением.

В марте 2016 года компанией ООО «Эксперт Технолоджи» для определения технологической эффективности данного состава были проведены опытно-промышленные испытания состава щадящего глушения «Unitech» на объекте ТПП «РИТЭКБелоярскнефть» АО «РИТЭК». В ходе испытаний составы щадящего глушения на основе комплексного реагента «Unitech» доказали свою высокую эффективность (таб. 1).

Итоги

Результаты данных испытаний показали, что разработанные на кафедре составы позволяют проводить остановку скважин без потерь времени при последующем выводе на режим, более того отмечается снижение обводненности продукции за счет гидрофобизирующих свойств реагента.

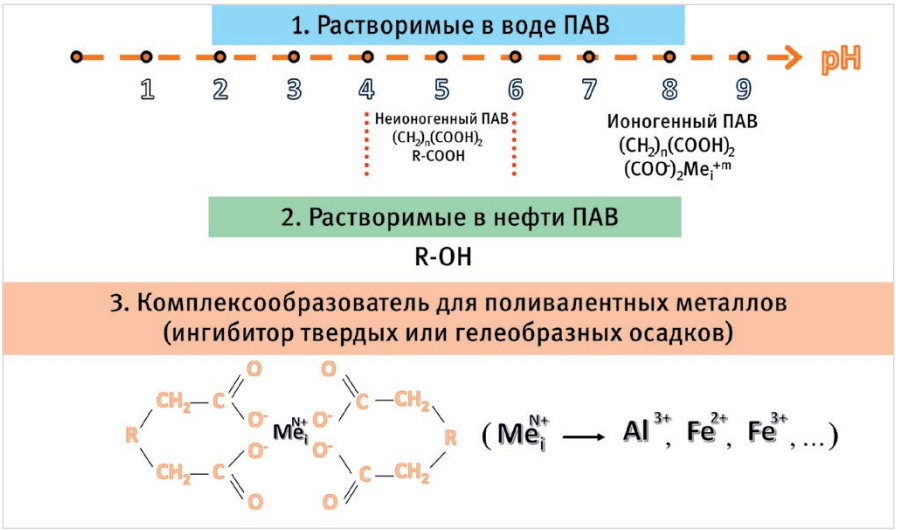


Рис. 1 — Комплексный реагент «Unitech»

Показатель	В период с 24.02.16 г. по 04.03.16 г. (10 дней до проведения глушения)	В период работы с 07.03.16 г. по 16.03.16 г. (в течение 10 дней после проведения глушения)
Средний дебит по жидкости $Q_ж$, м^3/сут	15,3	16,04
Средний дебит нефти $Q_н$, т/сут	1,0	1,9
Средняя обводненность, %	92	85,06
Среднее время вывода на режим при предыдущих ремонтах	3 сут. (ТКРС в мае 2014 г.)	1 сутки

Таб. 1 — Контрольные показатели проведения глушения скважины на объекте ТПП «РИТЭКБелоярскнефть» АО «РИТЭК»

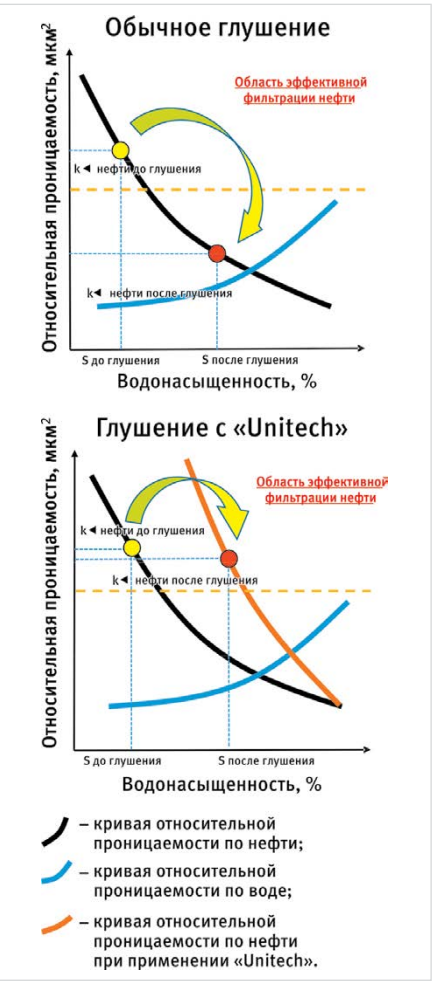


Рис. 2 — Сравнительная эффективность глушения

УДК 622.276

Особенности эксплуатации газоконденсатных скважин с пологим окончанием в условиях АВПД и низких ФЕС

(на примере ачимовских отложений Уренгойского НГКМ)

В.П. Тюрин
заведующий отделом разработки ачимовских залежей[1]
tyurinvp@tngg.ru

Д.Г. Фатеев
заведующий лабораторией[1]
fateev@tngg.ru

А.А. Ефимов
младший научный сотрудник[1]
efimovaa@tngg.ru

Н.А. Завьялов
заместитель генерального директора-главный геолог[2]
n.zavyalov@achimgaz.ru

[1]ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия
[2]АО «Ачимгаз», Новый Уренгой, Россия

Ачимовские отложения Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) в настоящее время — наиболее сложный осваиваемый объект севера Западной Сибири. Ввиду дефицита фактической информации в первых проектных документах, проведено значительное количество расчетов, как с использованием аналитического моделирования, так и с применением гидродинамической модели для обоснования способа вскрытия продуктивных горизонтов. Рекомендации по опытно-промышленным работам включали испытание технологии бурения и эксплуатации скважин с субгоризонтальным

Как известно, реализация обоснованной стратегии освоения ачимовских отложений Уренгойского региона позволит ежегодно добывать из этого месторождения более 10% всей российской добычи газа и стать ключевым объектом социально-экономического развития ЯНАО [1]. Однако сложные геологические условия требуют применения нестандартных решений для создания и регулирования эффективных систем разработки газоконденсатных залежей ачимовских отложений [2, 3].

В пределах эксплуатационного участка 1А лицензионного участка Уренгойского НГКМ оператором по разработке ачимовских отложений является АО «Ачимгаз», которое осуществляет добычу газа и конденсата согласно решениям ЕТСР [4] и дополнениям к единой технологической схеме (ДЕТСР) [5], подготовленным ООО «ТюменНИИгипрогаз». На сегодняшний день по двум скважинам с субгоризонтальным окончанием ствола (открытый фильтр) 1А031 и 1А181, работающим с 2008–2009 гг., накоплена достаточная информация, которая позволяет сделать определенные выводы об особенностях их эксплуатации.

В таб. 1 коротко представлены основные результаты бурения и эксплуатации скважин 1А031 и 1А181 в разрезе пластов $Ач_{3-4}$ и $Ач_5$.

Далее детально рассмотрим результаты длительной эксплуатации каждой скважины с выявлением характерных особенностей фильтрации в ачимовских отложениях с учетом результатов гидродинамических и газоконденсатных исследований.

Скважина 1А031 субгоризонтально (максимальный зенитный угол составляет 72°)

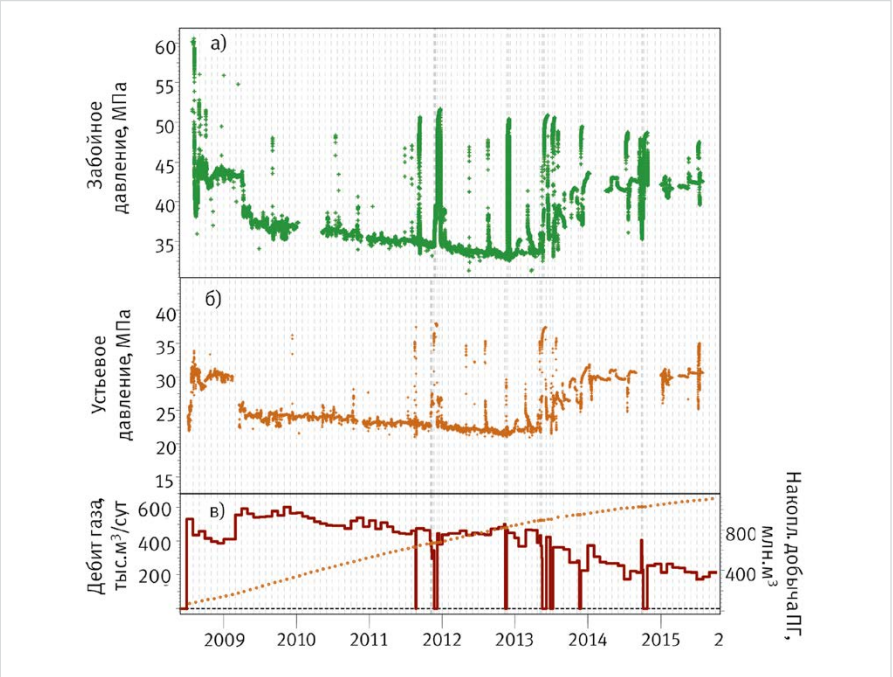


Рис. 1 — График истории работы скважины 1А031 по годам: а) запись забойного давления; б) запись устьевого давления; в) дебит пластового газа (сплошные линии) и накопленная добыча пластового газа (точки)

Номер скважины	Пласт	Нэфф, м	Интервал вторичного вскрытия			Диаметр хвостовика	Среднее соотношение работы Ач3-4/Ач5, %	Дата запуска	Накопленная добыча газа сепарации (ГС), млрд м³	Накопленная добыча нестабильного конденсата (НК), млн т.
			верх, м	низ, м	длина, м	мм				
1А031	$Ач_{3-4}$	66	4043	4235	192	178	90/10	05.07.2008	0.987	0.435
	$Ач_5$	26	4259	4319	60					
1А181	$Ач_{3-4}$	35	3991	4112	122	114	92/8	10.07.2008	1.226	0.514
	$Ач_5$	47	4159	4330	171					

Таб. 1 — Краткая характеристика скважин 1А031 и 1А181 на середину 2015 г.

окончанием без гидроразрыва пласта (ГРП). В настоящей работе представлены результаты оценки технологической эффективности выработки запасов на основе анализа технологических показателей эксплуатации за продолжительный период и результатах систематических геолого-промысловых исследований для скважин данного типа заканчивания.

Материалы и методы

Исследования настоящей работы основаны на геолого-промысловых данных о разработке ачимовских газоконденсатных залежей Уренгойского месторождения. На основе результатов гидродинамических и газоконденсатных исследований разработаны аналитические модели фильтрации газоконденсатной смеси к забоям субгоризонтальных скважин. В результате выполнения вычислительных экспериментов на аналитических моделях притока к скважинам различных конструкций в ПО Kappa Sapfir, были определены области выпадения конденсата, определяющие продуктивные характеристики.

Ключевые слова

ачимовские залежи, аналитическое моделирование, гидродинамические исследования, горизонтальные скважины, субгоризонтальные скважины, кривая восстановления давления, газоконденсатные исследования, интерпретация результатов исследований

вскрывает пласты $Ач_{3-4}$ и $Ач_5$, работающая длина ствола согласно геофизических исследований скважин (ГИС) составляет 179,2 м. Необходимо отметить, что доля вклада каждого пласта определена регулярно выполняемыми на скважинах участка 1А исследованиями по определению профиля притока (ГИС-контроль), и существенных изменений профиля притока газа в скважине с течением времени не наблюдается [6]. Вклад пласта $Ач_5$ сохраняется на уровне 10% от суммарного дебита газоконденсатной смеси. По результатам выполненного комплекса ГИС межпластовых перетоков на скважине не отмечается.

Скважина 1А031, как и все скважины АО «Ачимгаз», оснащена забойными и устьевыми датчиками давления и температуры, запущена в эксплуатацию в июле 2008 г. На рис. 1 представлен график истории работы скважины с момента запуска по 01.07.2015. За период эксплуатации выполнены первичные и восемь текущих газоконденсатных исследований, в шести случаях после которых выполнена регистрация длительных КВД (более 350 ч).

По результатам эксплуатации субгоризонтальной скважины 1А031 можно сделать следующие основные выводы:

- скважина вскрыла начальные пластовые условия при давлении на уровне 60,1 МПа;
- средний дебит пластового газа составил около 440 тыс. м³/сут;
- эксплуатация осуществлялась при депрессии на пласт в диапазоне значений 19–23 МПа, или 35–40% от величины пластового давления;
- величина конденсатогазового фактора (КГФ) (отношение добычи нестабильного конденсата (НК) к добыче газа сепарации (ГС) в режиме истощения пластовой энергии снизилась с 510 г/м³ до значения порядка 450 г/м³, что отразилось на потерях давления по стволу скважины, величина которых на момент запуска скважины составляла 13,2 МПа, а к середине 2013 г. — 11,6 МПа;
- продуктивность скважины, определяемая отношением дебита газоконденсатной смеси к разнице квадратов пластового и забойного давления на режиме фильтрации, колеблется в диапазоне значений 0,28–0,35 (тыс. м³/сут)/МПа².

К вопросу о продуктивности ачимовских скважин необходимо отметить, что в условиях низких фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и аномально-высоких пластовых давлений (АВПД) процесс стабилизации забойного давления достаточно длительный, и в ряде скважин остановка на КВД длительностью до 600 ч не обеспечивает стабилизации забойного давления с выходом режима течения газа на радиальный приток, поскольку изменение забойного давления во времени не приобретает постоянный характер. В результате чего оперировать классическими терминами, такими как коэффициенты фильтрационных сопротивлений А и В, абсолютно свободный дебит не представляется возможным.

Накопленные материалы за шесть лет работы скважины 1А031 позволяют проследить динамику изменения фильтрационных параметров призабойной зоны пласта (ПЗП) с использованием средств аналитического моделирования [7]. Условно эксплуатацию скважины можно разделить на два больших периода: до и после середины 2013 г. Первый период работы скважины (до середины 2013 г.) характеризуется периодом постоянной добычи и планомерным снижением устьевого и забойного давлений. Второй период характеризуется снижением отборов и работой с более высокими устьевыми и забойными давлениями.

Поочередно рассмотрим оба периода эксплуатации скважины. Временной период 1 (с момента запуска скважины до середины 2013 г.):

На рис. 2 представлено сопоставление диагностических графиков производной Бурде, полученных по данным регистрации КВД перед запуском скважины в эксплуатацию и спустя 3 года стабильной её работы в систему сбора.

По характеру изменения производных на представленных графиках (в каждом случае это нижние зеленые, коричневые и фиолетовые точки) можно отметить два характерных участка:

- участок 1: описывает зону пласта непосредственно вблизи скважины. С течением времени, а именно на графике КВД от 2011 и 2013 гг., диагностируется так называемый «горб» на графике производной, который характеризует увеличение фильтрационных сопротивлений в ПЗП. Данное изменение увязывается с отмеченным ранее «облегчением» столба жидкости в скважине и снижением величины КГФ, поскольку разработка залежей ведется на истощение пластовой энергии и выпавший конденсат непосредственно осаждается в ПЗП и, таким образом, снижает продуктивность скважины. Оцениваемая на данный момент величина радиуса распространения от скважины, так называемого «конденсатного вала» [8], составляет порядка 60–70 м;

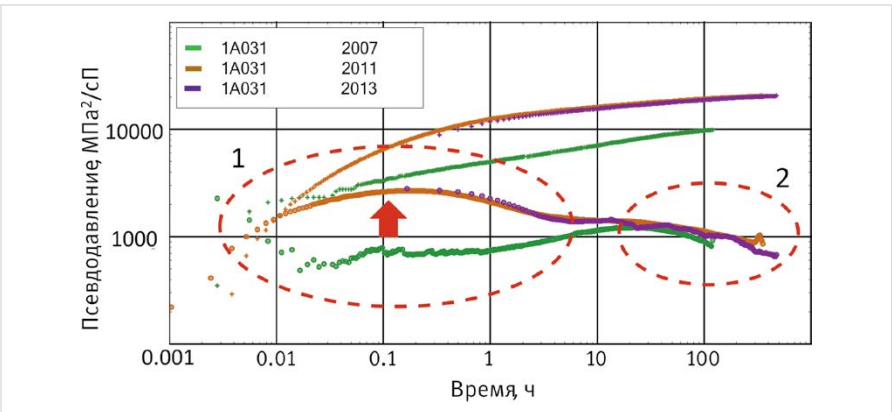


Рис. 2 — Диагностические графики, скважина 1А031, КВД от 2007, 2011 и 2013 гг.

Скважина 1А031	Период исследований				
Результаты интерпретации КВД	**04.10. 2007**	**17.12. 2011**	**20.05. 2013**	**14.10. 2014**	**03.11. 2015**
Проводимость kh, 10^{-3} мкм²•м	108	108	108	108	108
Эф. проницаемость k, 10^{-3} мкм²	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19
Работающая длина ствола, м	179,2	179,2	179,2	179,2	179,2
Скин-фактор	**5,05**	**7,57**	**7,41**	**6,19**	**5,98**
Давление на конец КВД, МПа	59,6	51,7	50,9	48,71	47,85
Текущее пластовое давление, МПа	60,1	55,3	54,7	50,01	48,65
Продуктивность, (тыс. м³/сут)/МПа²	0,354	0,214	0,205	0,264	0,273

Таб. 2 — Динамика изменения фильтрационных параметров скважины 1А031

- участок 2: описывает удаленную зону пласта. И как видно по записи забойного давления, проницаемость удаленной зоны пласта на расстоянии более 70 м от скважины изменений не претерпевает, поскольку динамика изменения давления по времени сохраняется от исследования 2008 г. до исследований 2011 и 2013 гг.

Переходя непосредственно к результатам интерпретации (таб. 2), отмечается, что при изменении величины скин-фактора чуть более чем в 1,5 раза, величина продуктивности скважины снизилась на 40%.

Что касается другого временного периода (после середины 2013 г.) прослеживается обратная картина. Снижение отборов пластового газа с 500–600 тыс. м³/сут до 250–300 тыс. м³/сут привело к снижению депрессии на пласт с 19 до 8,0 МПа (или с 36 до 16 % от текущего пластового давления). На данном режиме эксплуатации скважина работала до конца 2015 г. и за данный период выполнено два исследования по определению газоконденсатной характеристики и регистрация двух продолжительных КВД в октябре 2014 и в ноябре 2015 гг.

На первоначальном этапе выполнено сопоставление диагностических графиков производной Бурде, полученных по данным регистрации КВД в 2012, 2014 и в 2015 гг. (рис. 3).

Аналогично предыдущему анализу КВД за период 2007–2013 гг., по характеру изменения производных на представленных графиках диагностируется уменьшение «горба», что свидетельствует об улучшении фильтрационных характеристик ПЗП. При этом, как и прежде, удаленная часть пласта остается без существенных изменений, а величина радиуса распространения от скважины, так называемого «конденсатного вала» [8], сократилась с 60–70 до 40–50 м, что, безусловно, отразилось на характере изменения содержания конденсата в продукции скважины, подробнее об этом будет рассмотрено ниже.

Как видно из результатов интерпретации (таб. 2), относительно 2013 г. величина скин-фактора снизилась на 16% (2014 г.) и 19% (2015 г.), при этом продуктивность скважины увеличилась на 29 и 33%, соответственно.

В подтверждение выводов об увязке изменения скин-фактора и продуктивности скважины выполнен анализ результатов газоконденсатных исследований скважин за рассмотренный период.

На рис. 4 приведено изменение величины содержания конденсата (КГФ) в добываемом газе, определенной в ходе ГКИ на эксплуатационном режиме работы скважины 1А031. Стоит отметить, что величина конденсатосодержания представлена в виде конденсатогазового фактора, как отношение массы стабильного конденсата к объему газа сепарации. Как видно из рисунка, в изменении КГФ можно выделить аналогичные периоды 1 и 2. Первый из которых характеризуется более интенсивным снижением содержания конденсата в добываемом газе по причине значительного увеличения депрессии на пласт (до 40% от текущего пластового давления). Отметим, что экспериментально на PVT-установке было выявлено, что давление начала конденсации для пробы пластового газа, отобранной на скважине 1А031, ниже 53 МПа. Поэтому, характер изменения и снижение КГФ в первый период времени работы скважины до пластового давления 55 МПа (рис. 4) однозначно указывает на то, что происходят дополнительные потери конденсата и интенсивное его выпадение в ПЗП.

В период работы скважины с мая 2013 г. (период 2) отмечается более «щадящий» режим: депрессия на пласт снижается до значения в 15% от текущего пластового давления, при этом темп снижения КГФ во втором периоде ниже, чем в первом, и отмечается скачкообразный рост КГФ при переходе между отмеченными промежутками, который может свидетельствовать о выносе ранее выпавшего конденсата на поверхность.

Другой пример аналогичной динамики изменения фильтрационных характеристик ПЗП в субгоризонтальной скважине без ГРП – история эксплуатации скважины 1А181.

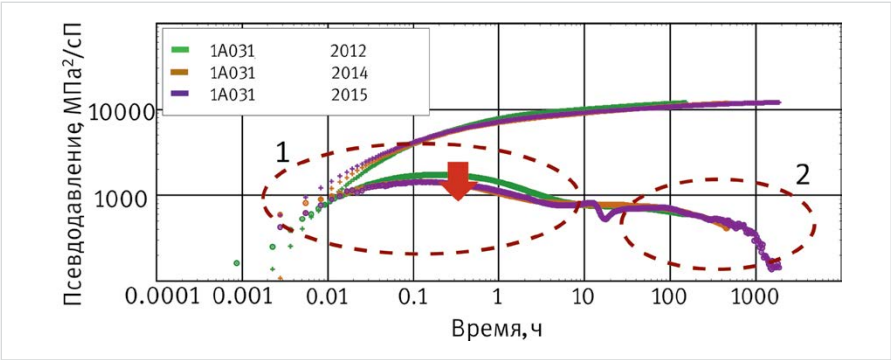


Рис. 3 — Диагностические графики, скважина 1А031, КВД от 2012, 2014 и 2015 гг.

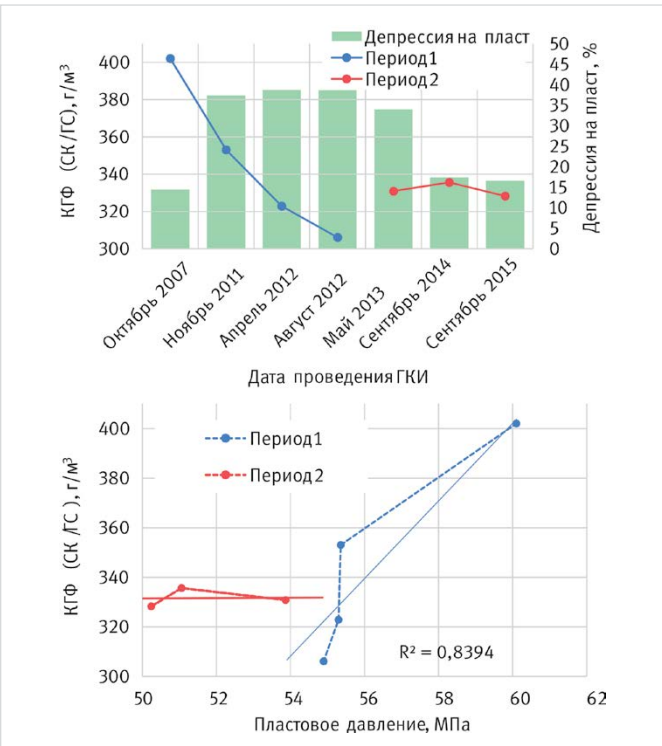


Рис. 4 — Изменение содержания конденсата в добываемом газе по результатам ГКИ скважины 1А031

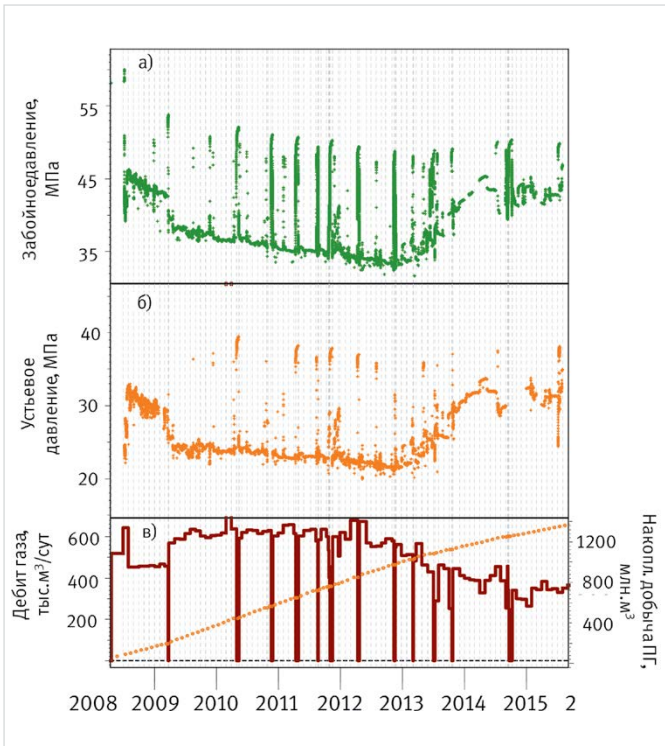


Рис. 5 — График истории работы скважины 1А181 по гг.: а) запись забойного давления; б) запись устьевого давления; в) дебит пластового газа (сплошные линии) и накопленная добыча пластового газа (точки)

Субгоризонтальная скважина 1А181 (максимальный зенитный угол составляет 73°) запущена в эксплуатацию в апреле 2008 г. На рис. 5 представлен график истории работы скважины. В течение эксплуатации скважины выполнено 8 газоконденсатных исследований и проведена регистрация 10 длительных КВД (более 350 ч).

По результатам эксплуатации скважины 1А181 можно сделать следующие основные выводы:

- скважина вскрыла начальные пластовые условия, при давлении на уровне 58,6 МПа;
- дебит пластового газа изменялся в диапазоне от 670 до 250 тыс. м³/сут;
- эксплуатация осуществлялась при депрессии на пласт в среднем в диапазоне значений 15,7–18,1 МПа, или 26–35% от величины пластового давления;
- величина КГФ за период эксплуатации снизилась с 450 г/м³ до значения порядка 410 г/м³, что отразилось на потерях давления по стволу скважины, величина которых на момент запуска скважины составляла 13,8 МПа, а к середине 2013 г. — 11,8 МПа;
- продуктивность скважины изменялась в диапазоне значений 0,33-0,54 (тыс.м³/сут)/МПа².

На скважине 1А181 неоднократно проводился комплекс ГИС по определению профиля притока газа, по которым отмечается, что работающая длина ствола составляет 243 м (101 м в пласте $Ач_{3-4}$, 142 м в пласте $Ач_5$), а доля вклада пласта $Ач_5$ в суммарный дебит скважины по газу на уровне 8–10%.

Как и в скважине 1А031, выделяется два характерных временных периода эксплуатации скважины 1А181: первый период работы скважины (до середины 2013 г.) характеризуется постоянной добычей и планомерным снижением устьевого и забойного давлений. Второй период характеризуется снижением отборов и работой скважины с более высокими устьевыми и забойными давлениями.

На рис. 6 представлены диагностические графики производной Бурде, полученные на основе регистрированных КВД первого временного периода. С момента запуска скважины 1А181 в эксплуатацию при постоянстве фильтрационных параметров удаленной зоны пласта (фрагмент 2 на рис. 6) наблюдается планомерное снижение и ухудшение параметров ПЗП (фрагмент 1 на рис. 6). Радиус «конденсатного вала» [8] по КВД от 2008 г. в сравнении с КВД от 2012 г. оценивается величиной порядка 110 м, что увязывается с динамикой роста скин-фактора по скважине (таб. 3).

Что касается второго временного периода (после середины 2013 г.), как и в скважине 1А031, прослеживается обратная картина. Снижение отборов пластового газа с 500–600 тыс. м³/сут до 250–300 тыс. м³/сут привело к снижению депрессии на пласт с 18,2 до 7,2 МПа (или с 35 до 14% от текущего пластового давления). На данном режиме эксплуатации скважина работала до конца 2015 г., и за данный период выполнено два исследования по определению газоконденсатной характеристики и регистрация двух продолжительных КВД в сентябре 2014 и в октябре 2015 гг.

Результаты анализа КВД за период 2013–2015 гг. полностью повторяют картину, что описана выше по скважине 1А031. На диагностических графиках производной Бурде (рис. 7) прослеживается снижение фильтрационных сопротивлений ПЗП (участок 2 на рис. 7). При этом величина радиуса распространения от скважины, так называемого «конденсатного вала» [8] при этом, сократилась с 110 до 30 м, что увязывается с изменением динамики потенциального содержания C_{5+} по результатам ГКИ скважины, о чем отражено далее.

Результаты интерпретации данных КВД, представленные в таб. 3, также свидетельствуют о постоянстве фильтрационных сопротивлений удаленной зоны пласта (участок 2 на рис. 6) и их снижении в ПЗП, поскольку диагностируется снижение скин-фактора на 89%, при этом продуктивность повысилась на 41%.

С точки зрения оценки изменения величины конденсатосодержания за выделенные

Скважина 1А181	**Период исследований**				
Параметры	**04.04. 2008**	**05.11. 2011**	**14.11. 2012**	**10.09. 2014**	**05.10. 2015**
Проводимость kh, 10^{-3} мкм²•м	120	120	120	120	120
Эфф. проницаемость k, 10^{-3} мкм²	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46
Работающая длина ствола, м	243	243	243	243	243
Скин-фактор	0,02	4,08	5,71	2,47	0,63
Давление на конец КВД, МПа	58,06	50,21	48,67	50,29	50,8
Продуктивность, (тыс.м³/сут)/МПа²	0,560	0,395	0,262	0,290	0,446
Текущее пластовое давление, МПа	58,57	53,26	52,99	52,75	51,11

Таб. 3 — Динамика изменения фильтрационных параметров скважины 1А181

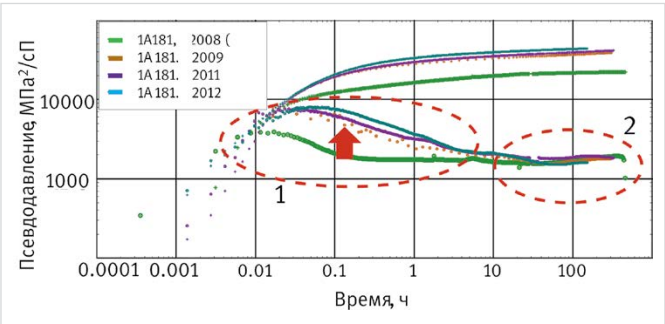


Рис. 6 — Диагностические графики, скважина 1А181, КВД от 2008, 2009, 2011 и 2012 гг.

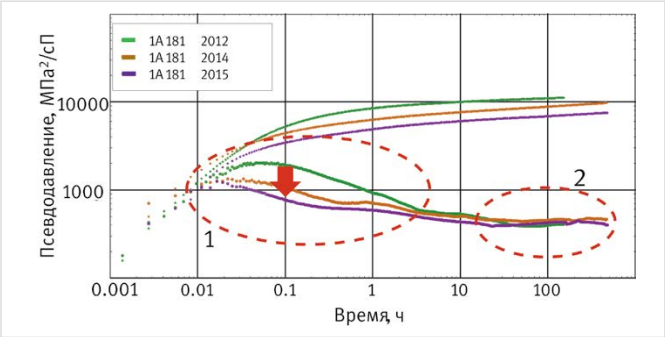


Рис. 7 — Диагностические графики, скважина 1А181, КВД от 2012, 2014 и 2015 гг.

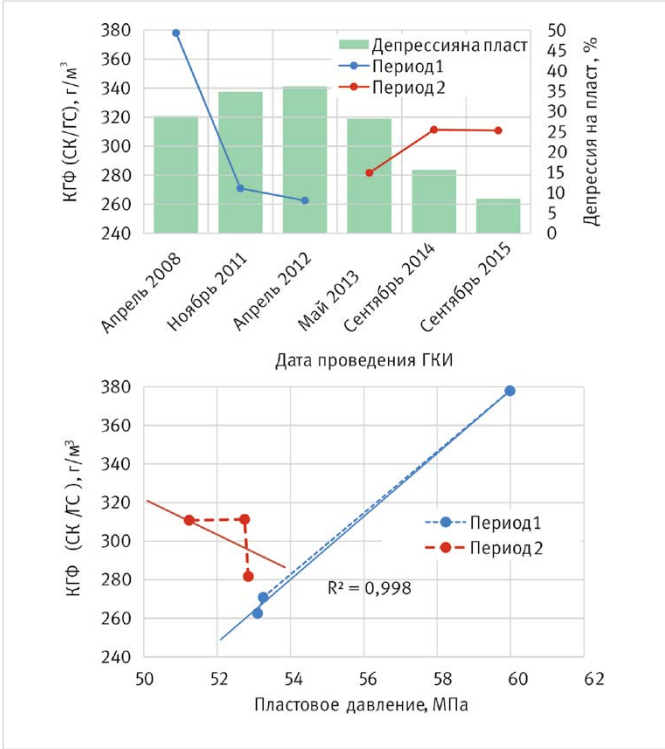


Рис. 8 — Изменение содержания конденсата в добываемом газе по результатам ГКИ скважины 1А181

временные промежутки работы скважины 1А181, то тут следует отметить, что наблюдается аналогичная ситуация, как было описано выше для скважины 1А031. На рис. 8 представлены результаты газоконденсатных исследований скважины 1А181, выполненных за период ее эксплуатации. В целом, как и на скважине 1А031, при работе скважины 1А181 с момента ее запуска в эксплуатацию до мая 2013 г. (период 1) наблюдается интенсивное снижение содержания конденсата в добываемом газе (рис. 8), которое, вероятней всего, свидетельствует о выпадении и потерях конденсата в ПЗП. В период эксплуатации, начиная с мая 2013 г. по настоящее время, содержание конденсата, как видно из рис. 8, увеличилось относительно периода 1.

Таким образом, снижение продуктивности рассмотренных скважин, вскрывающих ачимовские отложения Уренгойского НГКМ без ГРП, с течением эксплуатации на режиме постоянных отборов с депрессией на пласт в данном случае более 20% от пластового давления увязывается с ростом скин-фактора, который в свою очередь: обусловлен именно формированием «конденсатного вала» в ПЗП. В то время как изменение режима эксплуатации с понижением депрессии на пласт на уровень 15% от пластового давления уже за год эксплуатации позволило обеспечить снижение фильтрационных сопротивлений в ПЗП путем обратного растворения выпавшего конденсата и выноса его на забой скважины и далее на поверхность.

Вместе с тем на сегодняшний день при строительстве скважин на ачимовские отложения Уренгойского НГКМ широко применяется технология ГРП. По накопленной статистике на сегодняшний день в среднем в пласт закачивается порядка 250 т проппанта, что позволяет формировать в пласте трещину со средней полудлиной около 150 м и проводимостью на уровне 2000 мД*м [5].

На основе имеющихся фактических материалов, по результатам интерпретации КВД по скважинам участка 1А [5] в одинаковых геологических условиях (kh=91 мД*м, k=1,3 мД, Рпл=58 МПа) выполнено моделирование одного года эксплуатации трех «средних» скважин с вертикальным вскрытием без ГРП, вертикальным вскрытием с ГРП и субгоризонтальным окончанием ствола (300 м) без ГРП на режиме депрессии постоянной депрессии на пласт, равной менее 15% от пластового давления (рис. 9). По результатам прогнозного расчета за один календарный год эксплуатации добыча пластового газа вертикальной скважиной без ГРП составила 71 млн м^3, субгоризонтальной скважиной без ГРП – 139 млн м^3 (плюс 68 млн м^3), а вертикальной скважиной с ГРП – 213 млн м^3 (плюс 142 млн м^3).

Итоги

Преимущество скважины с вертикальным вскрытием с применением ГРП над субгоризонтальным вскрытием без ГРП обусловлено созданием на достаточно большом удалении от забоя скважины высоко проводящего канала связи с пластом, что, безусловно, увеличивает площадь дренирования и позволяет преодолевать зону снижения фильтрационных сопротивлений, диагностируемую по скважинам с субгоризонтальным вскрытием, а высокая проницаемость самой трещины, которая кратно превышает проницаемость пласта, позволяет выносить газоконденсатную смесь даже при небольшом перепаде давления между забоем и крыльями трещины.

В результате диагностируемая величина скин-фактора по скважинам с ГРП варьируется в диапазоне отрицательных значений и сохраняется на протяжении как минимум восьми лет эксплуатации, что в сравнении с субгоризонтальным вскрытием выглядит предпочтительнее, т.к. уже по итогам первого года эксплуатации наблюдается рост фильтрационных сопротивлений в ПЗП и скин-фактора до положительного значения.

Выводы

По результатам опытно-промышленной эксплуатации ачимовских отложений Уренгойского НГКМ с применением субгоризонтального вскрытия без ГРП можно констатировать его слабую эффективность в сравнении с вертикальным вскрытием и применением технологии ГРП.

При этом на сегодняшний день результаты анализа технологических показателей эксплуатации и интерпретации геолого-промысловых исследований свидетельствуют о наибольшей технологической эффективности разработки ачимовских отложений Уренгойского НГКМ при использовании именно комбинации двух способов вскрытия – субгоризонтальное вскрытие с применением многостадийного ГРП, что позволяет при помощи одного проводящего канала (скважины) соединить вместе несколько трещин ГРП.

Список литературы

1. Маркелов В.А. Черепанов В.В., Филиппов А.Г., Ахмедсафин А.Г. и др. Обоснование стратегии освоения ачимовских отложений Уренгойского месторождения // Газовая промышленность. 2016. №1. С. 40–45.
2. Тюрин В.П. , Скворцов С.В., Самойлов А.С., Нестеренко А.Н. Исследование методов моделирования работы газоконденсатной скважины с МГРП в условиях ачимовских залежей // Экспозиция Нефть Газ. 2015. №5(44). С. 49–52.
3. Тюрин В.П., Нестеренко А.Н., Жариков М.Г., Завьялов Н.А. Оптимизация методики газодинамических исследований скважин в условиях низкопроницаемых коллекторов и АВПД без потери информативности результатов // Экспозиция Нефть Газ. 2015. №4(43). С. 50–55.
4. Единая технологическая схема разработки залежей углеводородного сырья ачимовских отложений Уренгойского месторождения: отчет о НИР. Под рук. Нестеренко А.Н. Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 2011.
5. Дополнение к Единой технологической схеме разработки залежей углеводородного сырья ачимовских отложений Уренгойского месторождения (по лицензионному участку ООО «Газпром добыча Уренгой»): Отчет о НИР. Под рук. Нестеренко А.Н. Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 2015.
6. Авторский надзор за промышленной эксплуатацией, уточнение геолого-гидродинамической модели и проектных решений по разработке первого участка Ачимовских отложений Уренгойского месторождения в 2014 году: Отчет об оказании услуг. Под рук. Нестеренко А.Н. Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 2015.
7. Houze O., Viturat D., Fjaere O. S. Dynamic data analysis «The theory and practice of Pressure Transient, Production analysis, Well Performance Analysis, Production Logging and the use of Permanent Downhole Gauge data». Sophia Antipolis, France: KAPPA, 2011. 414 p.
8. Whitson C.H. Modeling gas condensate well deliverability. Ø. Fevang, SPE, November 1996.

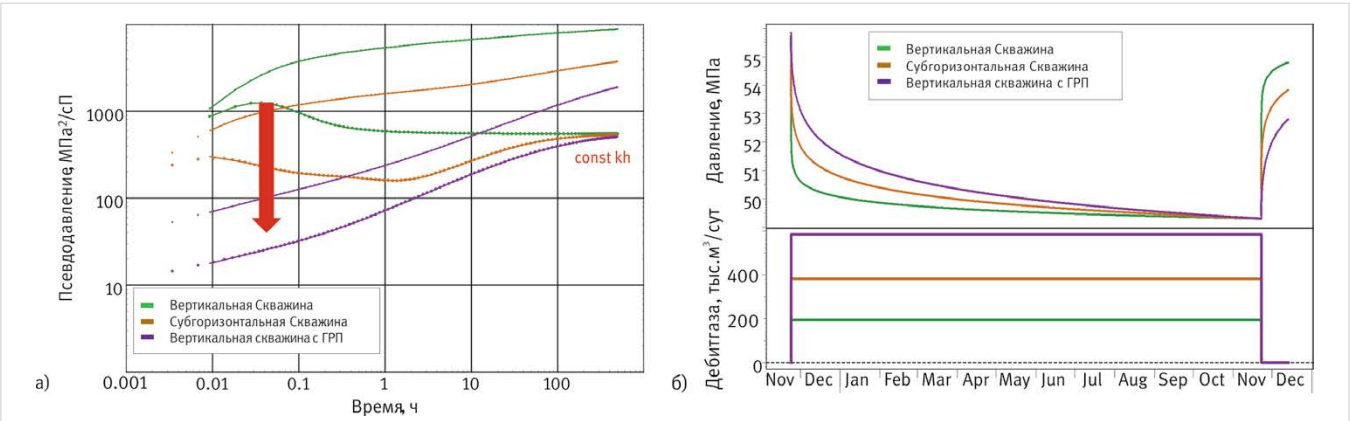


Рис. 9 — Моделирование продуктивности скважин с субгоризонтальным и вертикальным вскрытием с ГРП и без: а) диагностические графики; б) график истории работы

Operational peculiarities of gas-condensate wells with flat ending in overpressure conditions and low reservoir properties (by the example of the Achimov deposits of the Urengoy oil and gas condensate field)

UDC 622.276

Authors:
Victor P. Tyurin — chief of Department Development of the Achimov deposits[1]; tyurinvp@tngg.ru
Dmitry G. Fateev — head of laboratory[1]; fateev@tngg.ru
Alexander A. Efimov — research engineer[1], efimovaa@tngg.ru
Nikolay A. Zavyalov — deputy general director-chief geologist[2]; n.zavyalov@achimgaz.ru

[1]TyumenNIIgiprogaz LLC, Tyumen, Russian Federation
[2]AO Achimgaz, Noviy Urengoi, Russian Federation

Abstract
Today Achimov deposits of the Urengoy oil and gas-condensate field are the most complicated reservoirs for development in the north of West Siberia. Due the deficit of the actual data in the first engineering documents there were made a lot of calculations both with use of the analytical modeling and with use of the reservoir simulation modeling for justifying a way of pay zones penetration. The recommendations on pilot operations included, but not limited to testing of drilling technology and operation of a well with sub-horizontal ending without fracturing. The results of assessment of the process efficiency of reserves recovery on the basis of the analysis of the process operational indicators over the long-term period and the results of systematic geological and field surveys for wells of this type of completion are presented in the paper.

Materials and methods
The surveys in the paper are based on the geological and field data on the development of the Achimov gas-condensate deposits of the Urengoy field. Based on the results of hydro-dynamic and gas-condensate surveys there are developed the analytical models of gas-condensate mixture filtration to the bottomholes of sub-horizontal wells. As a result of simulation experiments with the analytical models of wells inflow of various constructs in Software Kappa Sapfir there were defined the areas of condensate dropout defining the productive characteristics.

Results
The advantage of a well with vertical penetration with fracturing versus a sub-horizontal penetration without fracturing is caused by creation at a relatively large distance from the well bottomhole a high conductivity channel with formation, which is definitely increases the drainage area and helps move across the zone of filtration resistances, detected in the wells with subhorizontal penetration and high permeability of a fracture itself which is many folds more than the formation permeability, helps carrying over gas-condensate mixture even at a low differential pressure between bottomhole and fracture wings. So the detected skin-factor in wells with fracture is between -5.5 to -6.8 and remains the same eight years as a minimum, it is more preferable compared to sub-horizontal penetration as by the end of the first year of operation there observed an increase of filtration resistances in BHZ and skin-factor to the positive value.

Conclusions
Thus as a result of the pilot operation of the Achimov deposits of the Urengoy oil and gas-condensate field with use of sub-horizontal penetration without fracturing it is obvious that it has a weak efficiency compared to vertical penetration and use of fracturing. Today the results of the analysis of the process indicators of operation and interpretation of geological and field surveys give evidence of the best process efficiency of the Achimov deposits of the Urengoy oil and gas-condensate field development in case of the use of a combination of two penetration ways – subhorizontal penetration with multi-stage fracturing which allow connecting several fractures together with one conductivity channel (well).

Keywords
Achimov deposits, analytical modeling, hydrodynamic surveys, horizontal wells, sub-horizontal wells, pressure build-up curve, gas-condensate surveys, survey results interpretation

References
1. Markelov V.A. Cherepanov V.V., Filippov A.G., Akhmedsafin A.G. and oth. *Obosnovanie strategii osvoeniya achimovskikh otlozheniy Urengoyskogo mestorozhdeniya* [Justification of strategy of development of Achimov deposits of the Urengoy field]. GAS Industry of Russia, 2016, issue 1, pp. 40–45.
2. Tyurin V.P. , Skvortsov S.V., Samoylov A.S., Nesterenko A.N. *Issledovanie metodov modelirovaniya raboty gazokondensatnoy skvazhiny s MGRP v usloviyakh achimovskikh zalezhey* [Survey of the simulation methods of the gas-condensate wells with multi-stage fracturing to the Achimov deposits]. Exposition Oil Gas, 2015, issue 5(44), pp. 49–52.
3. Tyurin V.P., Nesterenko A.N., Zharikov M.G., Zav'yalov N.A. *Optimizatsiya metodiki gazodinamicheskikh issledovaniy skvazhin v usloviyakh nizkopronitsaemykh kollektorov i AVPD bez poteri informativnosti rezul'tatov* [Optimization of the gas-dynamic well tests for the low-permeable and over-pressured reservoirs without loss of the informative value]. Exposition Oil Gas, 2015, issue 4(43), pp. 50–55.
4. *Edinaya tekhnologicheskaya skhema razrabotki zalezhey uglevodorodnogo syr'ya achimovskikh otlozheniy Urengoyskogo mestorozhdeniya: otchet o NIR* [Unified technological plan for development Achimov deposits of Urengoy field: Report of research work]. Under supervision of Nesterenko A.N., Tyumen: TyumenNIIgiprogaz, 2011.
5. *Dopolnenie k Edinoy tekhnologicheskoy skheme razrabotki zalezhey uglevodorodnogo syr'ya achimovskikh otlozheniy Urengoyskogo mestorozhdeniya (po litsenzionnomu uchastku OOO «Gazprom dobycha Urengoy»): Otchet o NIR* [Addition to Unified technological plan for development Achimov deposits of Urengoy field: Report of research work]. Under supervision of Nesterenko A.N., Tyumen: TyumenNIIgiprogaz, 2015.
6. *Avtorskiy nadzor za promyshlennoy ekspluatatsiey, utochnenie geologo-gidrodinamicheskoy modeli i proektnykh resheniy po razrabotke pervogo uchastka achimovskikh otlozheniy Urengoyskogo mestorozhdeniya v 2014 godu: Otchet ob okazanii uslug* [Supervision of industrial exploitation, refinement of geological and hydrodynamic models and design solutions for the development of the first section of the Urengoy field Achimov deposits in 2014: the Service Report]. Under supervision of Nesterenko A.N., Tyumen: TyumenNIIgiprogaz, 2015.
7. Houze O., Viturat D., Fjaere O.S. Dynamic data analysis «The theory and practice of Pressure Transient, Production analysis, Well Performance Analysis, Production Logging and the use of Permanent Downhole Gauge data». Sophia Antipolis, France: KAPPA, 2011. – 414 p.
8. Whitson C.H. Modeling gas condensate well deliverability. Ø. Fevang, SPE, November 1996.

УДК 533.2

Адсорбционная осушка и низкотемпературная ректификация в процессах промысловой подготовки природного газа

С.Н. Шевкунов
к.т.н., начальник Управления по переработке газового конденсата и газохимии
Shevkunov@novatek.ru

ПАО «НОВАТЭК», Москва, Россия

В работе рассмотрены особенности использования процессов адсорбционной осушки и низкотемпературной ректификации применительно к промысловой подготовке газа валанжинских залежей. Достоинством предлагаемых технических решений является исключение применения ингибиторов гидратообразования и глубокое извлечение углеводородов C_{3+} из товарного осушенного газа. В результате достигается снижение себестоимости промысловой продукции и увеличивается выход такого дорогостоящего товарного продукта как широкая фракция легких углеводородов.

Материалы и методы
В качестве основы были приняты технические наработки газоперерабатывающих заводов. С привлечением проектных институтов были разработаны основные технические решения, произведены необходимые технологические расчеты на основании которых была принята концепция создания усовершенствованной установки. Реальные технические и экономические параметры установки были получены в результате опытно-промышленной эксплуатации.

Ключевые слова
газовый промысел, адсорбция, низкотемпературная ректификация

Пластовой газ газоконденсатных месторождений в своем составе содержит пары воды и углеводородный конденсат. В присутствии воды, при определенных условиях (понижение температуры, рост давления), возможно образование газовых гидратов, которые способны забивать трубопроводы, теплообменники, запорно-регулирующую арматуру и другое оборудование, что приводит к внештатным ситуациям.

Традиционные схемы извлечения воды и газового конденсата, включающие использование установок низкотемпературной сепарации, позволяют решить поставленные задачи. Однако экономические показатели таких установок далеки от идеала.

Во-первых, значительные расходы, связанные с доставкой реагентов. В этом случае речь идет об обеспечении промысловых объектов ингибитором гидратообразования (метанолом), доставка которого в связи с ограниченной транспортной доступностью промысловых объектов, является не только дорогостоящим, но и затруднительным мероприятием. Имеется целый ряд готовых технологических наработок, в частности, предполагающих сооружение малотоннажных метанольных производств непосредственно на промысловых объектах. Но и такое решение не является универсальным, так как установки производства метанола должны иметь обоснованную единичную производительность, чтобы обеспечивать положительные экономические параметры. Как показывает опыт эксплуатации, минимальная экономически обоснованная производительность малотоннажных установок составляет не менее 12 тыс. т метанола в год. В случае меньшего потребления метанола, объекты промысловой подготовки газа нуждаются в более простых и дешевых решениях.

Во-вторых, на установках низкотемпературной сепарации неэффективно используются имеющиеся ресурсы. Проблема заключается в отсутствии возможности глубокого извлечения пропана из товарного природного газа. При этом значительное количество пропана реализуется как компонент природного газа, хотя могло бы реализовываться в качестве компонента более ценного товарного продукта — широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ). Извлечение пропана обычным охлаждением и сепарацией даже с использованием турбодетандерных технологий, в принципе не обеспечивает желаемого результата, в силу физического уноса с потоком газа.

Сооружение и запуск в эксплуатацию установки подготовки природного газа, позволяющей расходовать метанол только в период пусковых операций и при этом осуществлять глубокое извлечение пропана, недавно завершилось на Термокарстовом газоконденсатном месторождении [1].

Технологическая схема установки

Подробная схема приведена на рис. 1. Пластовая газожидкостная смесь поступает в блоки пробкоуловителей *1*, где происходит разделение газожидкостной смеси на газ углеводородный и конденсат.

От блоков пробкоуловителя *1* газ направляется через аппарат воздушного охлаждения *3* на установку адсорбционной осушки, в состав которой входят фильтры-сепараторы *7* и группа адсорберов *8*. По мере заполнения адсорбционного слоя влагой, каждый из адсорберов выводится в режим «регенерации» горячим газом, после чего охлаждается и включается в режим «осушки».

Осушенный газ от установки адсорбционной осушки двумя параллельными потоками подается в блоки теплообменников.

Первый поток: блок теплообменников *9*, где охлаждается до температуры минус 5–15°С газом из низкотемпературного сепаратора *13*.

Второй поток: блок теплообменников *10*, где охлаждается до температуры минус 25–35°С газовым конденсатом из низкотемпературного сепаратора *13* .

Смешанный газ от теплообменников *9*, *10* с температурой минус 20–30°С подается в промежуточные сепараторы *11*, а затем на турбодетандерного агрегата *12*, где температура газа понижается до минус 50–60°С. Охлажденный двухфазный поток отводится в низкотемпературные сепараторы *13*, откуда газ подается в дефлегматор колонны низкотемпературной ректификации *15*, затем — в рекуперативный теплообменник *9*, компримируется в компрессоре турбодетандерного агрегата *12* и направляется на прием компрессоров внешнего транспорта товарного газа *17*.

Конденсат из блоков пробкоуловителей *1* отводится в разделитель *2*, где происходит отделение конденсата от пластовой воды и разгазирование при давлении 2,5–3,5 МПа. Газ выветривания подается на газоперекачивающие агрегаты *6*, а затем смешивается с основным потоком газа, направляемого в блок адсорбционной осушки.

Газовый конденсат из разделителя *2* подается в колонну горячей деэтанизации *4*. Конденсат подается в колонну двумя потоками: первый — в верхнюю часть колонны, второй — в среднюю часть колонны, предварительно подогреваясь в рекуперативном теплообменнике *5*.

Параметры работы колонны горячей деэтанизации *4*: температура верха колонны равна 10–35°С, температура низа — 140–200°С. Подвод тепла осуществляется за

счет циркуляции кубового продукта через подогреватели, в качестве которых могут выступать как огневые подогреватели, так и теплообменники с циркулирующим промежуточным теплоносителем. Газ деэтанизации колонны *4* смешивается с газом выветривания, поступающим на компрессоры *6*.

Деэтанизированный газовый конденсат с куба колонны *4* подается в рекуперативный теплообменник *5*, а затем в блок насосный внешнего транспорта.

Нестабильный конденсат из низкотемпературных сепараторов *13*, смешивается с конденсатом из промежуточных сепараторов *11* и с температурой минус 40–60°С, подогревается в рекуперативных теплообменниках *10* и подается в колонну низкотемпературной ректификации *15*.

Параметры работы колонны низкотемпературной ректификации: давление 2–3 МПа, температура верха — минус 20–30°С, температура низа колонны — 80–120°С. Подвод тепла осуществляется за счет циркуляции кубового продукта через подогреватели.

Дистиллят колонны *15* поступает в дефлегматор *14*, где охлаждается газом из низкотемпературного сепаратора *13* до температуры минус 40–50°С, при этом выделившийся из газа конденсат (преимущественно пропан и бутан) отбивается на насадках дефлегматора и возвращается на верхнюю тарелку колонны в качестве орошения. Затем осушенный газ охлаждает пропан-бутановую фракцию в рекуперативных теплообменниках *16*, компримируется в агрегатах *16* и смешивается с товарным осушенным газом, который соответствует СТО 089-2010.

Пропан-бутановая фракция с куба колонны *15* подается в рекуперативный теплообменник *16*, а затем направляется в блок насосный внешнего транспорта.

Основные отличительные особенности этой установки заключаются в использовании технических решений, которые до сих пор, в основном, применялись на газоперерабатывающих заводах, в частности:

- предотвращение процессов гидратообразования осуществляется путем осушки сырого газа в блоке адсорберов;
- глубокое извлечение пропана осуществляется с применением колонны низкотемпературной сепарации.

Особенности осушки газа

Применение несвойственных для объектов промысловой подготовки газа технических решений имеет ряд ограничений, требующих подробного рассмотрения.

Сущность адсорбционной осушки состоит в избирательном поглощении поверхностью пор твердого адсорбента молекул воды с последующим извлечением их из пор внешними воздействиями (повышением температуры адсорбента или снижением давления среды) [2].

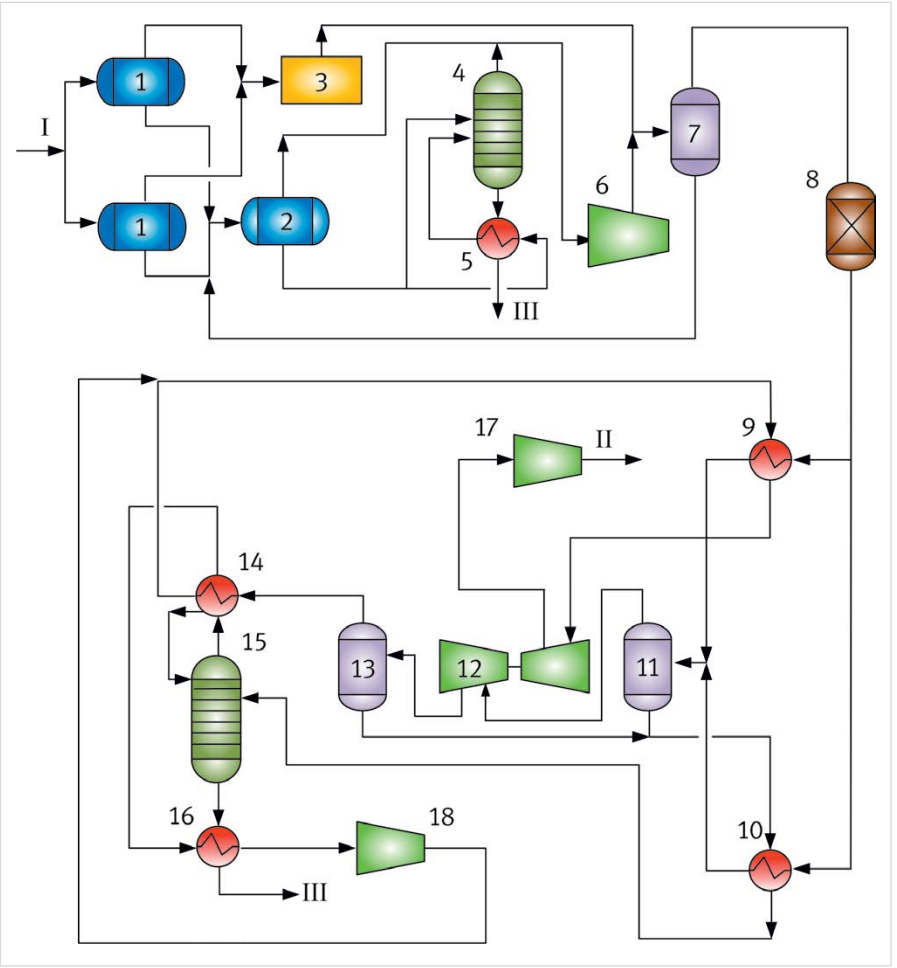


Рис. 1 — Технологическая схема установки комплексной подготовки природного газа с глубоким извлечением углеводородов C_{3+}
I – нестабильный газовый конденсат; II – товарный осушенный газ;
III – деэтанизированный газовый конденсат в блок насосной внешнего транспорта

Адсорбционная осушка позволяет достичь депрессию точки росы до 100°С (точка росы до минус 90°С), поэтому этот метод оптимально эффективен, когда требуется глубокая осушка газа.

При адсорбционной осушке наличие в газе углеводородов от бутанов и выше осложняет процесс, потому что эти углеводороды способны поглощаться поверхностью адсорбента на его выходной части и при десорбции воды при высокой температуре склонны к образованию углеродистых коксовых отложений в порах адсорбента. Постепенное закоксовывание адсорбента ведет к снижению его адсорбционной емкости, вследствие чего возникает необходимость периодически регенерировать адсорбент, т.е. выжигать с его поверхности кокс. Чтобы избежать этого, необходимо перед блоком адсорберов, обеспечить условия процесса предварительной сепарации, исключающие проскок бутана.

При осушке газа, наиболее надежными в работе считаются цеолиты — химические соединения, которые представляют собой алюмосиликаты ионов щелочных и щёлочно-земельных металлов. Химическая формула натриевого цеолита записывается так:

$$Na_2O \cdot Al_2O_3 \cdot nSiO_2 \cdot mH_2O.$$

При осушке природного газа используется цеолит типа *X*, имеющий жесткую упорядоченную трехмерную решетку. Структурообразующим элементом решетки являются кубооктаэдры, в вершинах которых расположены кремний или алюминий. Составленная из кубооктаэдров решетка цеолита ажурна. Полости, расположенные внутри решетки, в отработанном цеолите заполнены водой. После регенерации (нагрева) цеолита и удаления воды полости освобождаются и становятся пригодными для адсорбции (рис. 2).

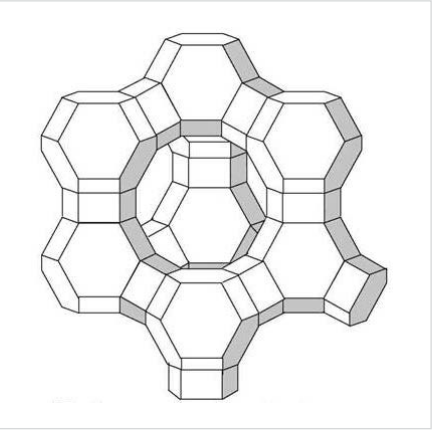


Рис. 2 — Модель структуры цеолита типа X

Диаметры полостей цеолитов и проходов имеют размеры, характерные для каждого типа цеолита. В цеолите типа X полости и проходы имеют диаметр соответственно 1,1 и 0,9 нм. По сути кристаллы цеолитов — это типичные молекулярные сита. Адсорбционными центрами цеолитов являются положительно заряженные ионы натрия.

Во время сброса давления в адсорберах в период их опорожнения перед регенерацией происходит износ цеолитов по причине нарушения структуры их макропор. При

этом происходит резкое расширение газов, которое и приводит к нарушениям целостности пор.

Кроме того, в ходе эксплуатации гранулы адсорбентов трутся друг о друга, разрушаются и пылят. Пыль уносится с рабочей средой, а количество адсорбента при этом снижается. Поэтому в адсорберы с некоторой периодичностью, определенной на основании практических данных, добавляют свежий адсорбент. Годовая норма добавки для цеолита составляет примерно 5%.

Срок службы цеолита в установках с запасом составляет до 5 лет. Длительность стадии десорбции равна 8–12 ч, и как показывает практика, вряд ли она может быть существенно уменьшена.

Остаточное содержание воды в осушенном газе — самый важный показатель процесса осушки.

Расчетным путем можно с достаточно высокой степенью вероятности определить момент появления за слоем адсорбента концентрации воды, при появлении которой стадия адсорбции должна быть прекращена. Однако в процессе эксплуатации выявлено, что задолго до наступления проскока (практически сразу после начала стадии адсорбции), за слоем адсорбента возникает некоторая фоновая концентрация воды в газе, которая не поддается управлению, а является характеристикой для данной установки.

Главной причиной наличия фоновой концентрации является то, что процесс адсорбции всегда сопровождается выделением тепла, а, следовательно, процессом частичной десорбции. В случае установки промысловой подготовки газа, наличие фоновой концентрации значительно в связи низкой теплоемкостью природного газа.

Помимо прочего, к негативному влиянию на остаточное содержание воды можно отнести гидродинамические факторы. Поток углеводородных газов в адсорбере никогда не распределен равномерно по сечению адсорбера. Известны существенные факторы, влияющие на качество распределения, — это отношения D/d и L/D (D, d, L — соответственно, диаметр аппарата, диаметр зерен адсорбента и высота слоя адсорбента в адсорбере). С увеличением этих отношений распределение потока по сечению становится более равномерным, что положительным образом сказывается на процессе осушки сжиженных углеводородных газов.

Значительно хуже изучено влияние конструктивных особенностей аппарата. К ним относятся особенности вводных и выводных устройств углеводородных газов, отношение диаметра входного (выходного) патрубка к диаметру аппарата, наличие или отсутствие в аппарате распределительных решеток, их конструкция и расположение.

Между тем неудачные конструктивные решения способны оказать очень большое влияние на качество осушенного газа и могут обесценить достоинства самой хорошей технологии осушки и самого совершенного адсорбента.

Извлечение ШФЛУ

Процесс низкотемпературной ректификации в рамках рассматриваемой технологической схемы, функционально является деметанизацией ШФЛУ [3, 4].

В ходе этого процесса происходит увеличение выхода газового конденсата за счет увеличения выхода ШФЛУ и осуществляется глубокая осушка природного газа при обязательном условии соответствия получаемой товарной продукции техническим условиям.

Низкотемпературная ректификация отличается от процесса низкотемпературной сепарации тем, что процесс ректификации происходит при низкой температуре на массообменных тарелках. При этом разделение углеводородных смесей происходит с получением более чистых индивидуальных углеводородов или узких фракций.

В целях снижения капитальных затрат во время проектирования установки было принято решение о совмещении колонны и дефлегматора в одном аппарате. Дефлегматор смонтирован на верхнем штуцере колонны и, по сути, является ее укрепляющей частью. При этом не требуется сооружение отдельного блока холодильного оборудования, буферной — флегмовой емкости, насосов подачи орошения в колонну. Поток орошения самостоятельно формируется в дефлегматоре и под действием силы тяжести стекает в колонну.

Однако, у этого решения имеется и целый ряд недостатков.

Во-первых, отсутствует возможность регулирования расхода орошения и, следовательно, тонкой регулировки температуры верха колонны. Флегмы в колонну поступает ровно столько, сколько углеводородов сконденсировалось в дефлегматоре.

Во-вторых, при изменении состава исходной смеси, поступающей в колонну, меняется величина газового потока, проходящего через верхний штуцер колонны в дефлегматор. При достижении определенной критической величины на штуцере образуется перепад давления, который по сути является перепадом давления между колонной и дефлегматором. Таким образом, давление в колонне становится больше чем в дефлегматоре, вследствие чего поток орошения из дефлегматора в колонну запирается.

Важнейшей особенностью проведения процессов ректификации является их высокая энергоемкость. При осуществлении процесса разделения сырья на компоненты в ректификационной колонне затрачивается значительное количество энергии.

Поэтому одной из важных задач разработки технических решений являлось исследование термодинамических параметров процесса ректификации с целью определения оптимальных значений давления и температуры для достижения минимальных удельных затрат энергии при проектной производительности установки и соответствующих качественных параметрах конечных продуктов.

Для этого были проведены термодинамические расчеты с целью выяснения термобарических параметров при получении глубоко осушенного метана методом низкотемпературной ректификации ШФЛУ Термокарстового месторождения.

Производительность колонны по сырью (ШФЛУ) — 30 т/ч. К получаемому дистилляту (осушенному газу) предъявлялись требования по содержанию метана не менее 98,5% об.

Для определения давления в колонне, при котором возможно проведение процесса при минимуме затрат энергии, была проведена серия расчетов при заданной постоянной температуре сырья.

В результате были получены значения энергетических затрат в дефлегматоре и испарителе, необходимых для поддержания работы колонны с получением метана заданного качества.

На основе полученных данных для последующих исследований было выбрано оптимальное давление, которое составило 2,8–2,9 МПа.

Для поддержания минимума затрат энергии в процессе проведения низкотемпературной ректификации газов, кроме известного давления, необходимо определить оптимальную температуру в дефлегматоре колонны. С этой целью были произведены термодинамические расчеты ректификационной колонны при постоянном давлении. Результаты расчета и полученные расходные энергетические характеристики колонны показали, что минимальные энергетические затраты при осуществлении процесса ректификации ШФЛУ могут быть достигнуты при температуре в дефлегматоре колонны минус 50°С.

Итоги

В работе доказана эффективность использования процессов адсорбционной осушки и низкотемпературной ректификации при промысловой подготовке природного газа. Предлагаемые технические решения позволяют отказаться от использования ингибиторов гидратообразования (за исключением пусковых операций) и увеличить выход жидких углеводородов на 11% по сравнению с технологией низкотемпературной сепарации. Установка с использованием предлагаемой технологии успешно эксплуатируется на Термокарстовом газоконденсатном месторождении.

Выводы

Опыт промышленной эксплуатации показал высокую эффективность установки, использующей предлагаемые технические решения. С уверенностью можно утверждать о целесообразности использования процессов адсорбционной осушки и низкотемпературной ректификации для промысловой подготовки природного газа.

Список литературы

1. Шевкунов С.Н., Шилкин А.А., Способ комплексной подготовки продукции газовых и газоконденсатных залежей с глубоким извлечением углеводородов C_{3+} и установка для его осуществления // Заявка на патент № 2015138573 Россия.
2. Шумяцкий Ю.И., Промышленные адсорбционные процессы. М.: КолосС, 2009. 74 с.
3. Николаев В.В., Бусыгина Н.В., Основные процессы физической и физико-химической переработки газа. М.: Недра, 1998. 184 с.
4. Мурин В.И., Кисленко Н.Н., Сурков Ю.В. и др. Технология переработки природного газа и конденсата: Справочник: в 2 ч. М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. ч.1. 517 с.

UDC 533.2

Adsorption dehydration and low-temperature rectification in the processes of commercial preparation of natural gas

Author:
Stanislav N. Shevkunov — Ph.D., The head of Department on processing of gas condensate and gas chemistry; Shevkunov@novatek.ru

OJSC "NOVATEK", Moscow, Russian Federation

Abstract
The paper discusses the features of the processes of adsorption drying and low temperature rectification in relation to the commercial preparation of gas Valanginian deposits. The advantage of the proposed technical solution is to exclude the application of inhibitors of hydrate formation and deep extraction of hydrocarbons C_{3+} from marketable dry gas. The result is a decrease in the cost of commercial products and increases the yield of such an expensive commercial product as wide fraction of light hydrocarbons.

Materials and methods
As the basis were adopted by the technical developments of gas processing plants. With the involvement of the design institutes have developed the basic technical solutions, produced the necessary technological calculations on the basis of which was adopted the concept of creating an advanced installation. Real technical and economical parameters of the installation were obtained in the experimental-industrial operation.

Results
The work proved the efficiency of the processes of adsorption drying and low temperature rectification in commercial preparation of natural gas. Proposed technical solutions allow to abandon the use of inhibitors of hydrate formation (with the exception of the start-up of operations) and to increase the yield of liquid hydrocarbons on 11% in comparison with the technology of low temperature separation. Installing using the proposed technology is successfully operated at the Termokarstovoye gas condensate field.

Conclusions
Commercial operation experience showed high efficiency of the plant using the proposed technical solutions. We can confidently assert the feasibility of using adsorption processes of dehydration and low temperature rectification for field treatment of natural gas.

Keywords
gas field, adsorption,
low temperature distillation

References
1. Shevkunov S.N., Shilkin A.A., *Sposob kompleksnoj podgotovki produkcii gazovyh i gazokondensatnyh zalezhej s glubokim izvlecheniem uglevodorodov S_{3+} i ustanovka dlja ego osushhestvlenija* [Comprehensive training method of production of gas and gas condensate deposits with deep extraction of hydrocarbons and C_{3+} installation for its implementation]. Patent application number 2015138573 Russia.
2. Shumjackij Ju.I., *Promyshlennye adsorbcionnye process* [Industrial adsorption processes]. Moscow: *KolosS*, 2009, 74p.
3. Nikolaev V.V., Busygina N.V., *Osnovnye processy fizicheskoj i fiziko-himicheskoj pererabotki gaza* [Main processes of physical and physical-chemical processing of gas]. Moscow: *Nedra*, 1998, 184p.
4. Murin V.I., Kislenko N.N., Surkov Ju.V. i dr. *Tehnologija pererabotki prirodnogo gaza i kondensata* [Technology processing of natural gas and condensate]. Manual in 2 parts. Part 1. Moscow: *Nedra-Biznescentr*, 2002, 517 p.

Автомобиль комплексного бригадного обслуживания и ремонта (АКБОР) на шасси КАМАЗ-43502 с КМУ предназначен для выполнения погрузочно-разгрузочных работ, монтажа различного рода оборудования, грузов, а также транспортировки грузов и рабочую бригаду, за счет установленной сдвоенной кабины.

Автомобиль хорошо зарекомендовал себя в эксплуатации — в условиях бездорожья. На бортовой автомобиль КАМАЗ-43502 может быть установлено КМУ производства **Palfinger, Fassi, HIAB, Unic, Донг Янг, Канглим и др.**

Кран-манипулятор (гидроманипулятор) предназначен для выполнения погрузочно-разгрузочных работ, монтажных и демонтажных работ на различных объектах народного хозяйства.

Данный автомобиль, КАМАЗ-43502, изготавливается по заказу для дорожно-строительных организаций, установлена сдвоенная кабина с дополнительными местами и спальным местом. Установлено КМУ ИМ-55 и бортовая платформа со светящимися светодиодными дорожными знаками и проблесковыми маячками.

Модификации автомобилей АКБОР возможны на следующих шасси КАМАЗ: 4308, 43502, 43253, 43118, 5350, 65111, 65115 и других моделей.

423800, г. Набережные Челны, Индустриальный проезд, д. 29
+7 (8552) 53-74-54, 53-74-72
damin16@mail.ru
www.damin16.ru

УДК 622.691

Дегазация нестабильных жидких углеводородов

Я.Э. Юрил
ведущий инженер[1]
yurilye@tngg.ru

С.А. Леонтьев
д.т.н., проректор по научной работе и инновационной деятельности[2]
sleontev@ugtu.net

М.С. Рогалев
к.т.н., заместитель директора центра (ТНИЦ)[1]
rogalevms@tngg.ru

[1]ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия
[2]Ухтинский Государственный Технический Университет, Ухта, Россия

В статье проанализированы существующие методики по дегазации НЖУ для определения компонентно-фракционного состава. Целью выполненной работы является определение достоинств и недостатков существующих методик и возможности их практического использования. Также предлагается новая схема проведения дегазации НЖУ. Приведены сравнительные результаты по дегазации НЖУ по новой схеме и по стандартной. Отражены вопросы выбора рабочей и поддавочной жидкости и подбора метода дегазации под флюид.

Материалы и методы
По методикам описанных в СТО ТюменНИИгипрогаз 02-04-2009 и Р Газпром 086-2010 проведена дегазация НЖУ, и произведено сравнение полученных результатов ГФ и компонентно-фракционного состава.

Ключевые слова
нестабильные жидкие углеводороды, дегазация, конденсатоприемник, компонентно-фракционный состав, дегазированный конденсат, газ дегазации

Дегазация нестабильных жидких углеводородов (НЖУ) – процесс приведения НЖУ из термобарических условий отбора пробы, при которых она является однофазной жидкой к стандартным условиям с разделением на газовую и жидкую фазы с целью определения компонентно-фракционного состава пробы.

Состав нужен для контроля качества поступающего сырья, продуктов технологических потоков и продуктов переработки. Наряду с газообразными и жидкими углеводородами, которые составляют основу НЖУ, они могут содержать значительные количества высококипящих углеводородов, неорганические газы, метанол и другие химические соединения. Исходя из особенностей состава и свойств НЖУ, производится выбор способов его анализа. Для проведения лабораторных исследований возможно два способа анализа НЖУ:

1. Метод анализа НЖУ с предварительной дегазацией.
2. Метод прямого ввода проб НЖУ под давлением с использованием хроматографической системы.

Первый метод наиболее часто используется в лабораторной практике. В процессе дегазации измеряются объемно-массовые соотношения потоков, отбираются пробы газа дегазации и дегазированного конденсата для хроматографических исследований. На основе полученных данных рассчитывается состав исходной пробы.

Второй метод заключается в непосредственном введении в хроматограф пробы НЖУ и определении ее состава в рамках одного анализа, без предварительного разделения на газ дегазации и дегазированный конденсат. Следует отметить, что метод прямого ввода проб под давлением подходит для анализа проб НЖУ, основная масса в которых приходится на фракцию C_3–C_4, с содержанием тяжелых фракций в количестве не более 6–8% массовых. В данном случае отмечается удовлетворительное совпадение данных метода прямого ввода под давлением и метода с предварительной дегазацией. Такому составу соответствуют пробы широкой фракции легких углеводородов.

По причине несовершенства метода прямого ввода используется метод с предварительной дегазацией, который имеет два способа исполнения:

- Методика дегазации при переменных давлении и температуре.
- Методика дегазации при постоянных давлении и температуре.

Сущность методики дегазации НЖУ при переменных давлении и температуре заключается в снижении давления до атмосферного, при этом в процессе дегазации в контейнере поддерживается постоянная температура, равная 20°С, с последующим повышением температуры пробы до 38°С. На протяжении всего процесса дегазации изменяется компонентно-фракционный состав газовой и жидкой фаз. Для этого проводится дегазации всей пробы и исследование компонентно-фракционного состава, выделявшихся в процессе ГД (газа дегазации) и ДК (дегазированного конденсата) [1].

Со временем методика дегазации НЖУ при переменных давлении и температуре модифицировалась заменой замерной емкости газа на современные расходомеры-газометры. Для использования данной схемы расходомер должен иметь характеристики минимального расхода от 0,1 см^3/мин для корректного замера объема газа.

Основным недостатком данной методики является сдвиг термодинамического равновесия, который происходит при изменяющихся давлении и температуре и, как следствие, изменение составов газа дегазации и дегазированного конденсата во время процесса дегазации. Также полная стабилизация дегазированного конденсата при 20°С, а затем и при 38°С занимает длительное время — 2–4 ч.

Основа методики дегазации при постоянных давлении и температуре заключается в дросселировании через регулировочный вентиль жидкости из контейнера, в котором посредством пресса поддерживается постоянное давление выше давления в точке отбора. В процессе дегазации условия и составы равновесных фаз остаются постоянными на протяжении всего эксперимента. Данная методика имеет два варианта исполнения:

- Дегазация при постоянных давлении и температуре с отбором дегазированного конденсата в емкость переменного объема.
- Дегазация при постоянных давлении и температуре с отбором дегазированного конденсата в емкость постоянного объема.

Подробно две эти методики описаны в [2]. В зависимости от свойств НЖУ температура конденсатоприемника поддерживается от -50 до +20°С, скорость при выпуске подбирается на основании величины линейной скорости газожидкостного потока, при которой унос жидкой фазы минимален, и составляет 30–1000 см^3/мин, также учитывается необходимость установки фильтра для улавливания жидкости, уносимой с газом дегазации.

На данный момент в основном используется метод дегазации с емкостью постоянного объема (рис. 1 и 2). Перед дегазацией замеряется плотность НЖУ и в зависимости от результатов подбирается метод дегазации и температура.

Перед дегазацией пробы НЖУ проводят оценку ее представительности. Проверка осуществляется путем замера давления в контейнере с отобранной пробой и контроля наличия или отсутствия в контейнере газовой фазы. Разница в проведении дегазации по этим схемам указана в таб. 1.

Технически отличие лишь в характеристиках расходомера и насоса высокого давления. При проведении дегазации по схеме 2 используется автоматический насос с максимальным расходом 16,5 см^3/мин, работающий через буферную емкость из-за невозможности работы с агрессивной средой. При проведении дегазации по схеме 1 используется ручной насос без буферной емкости.

Недостатками методики при использовании 1 схемы являются низкая автоматизация процесса. Подобное техническое оснащение методики не позволяет сотруднику, занятому дегазацией проб, параллельно выполнять другие работы. Также расходуется большой объем пробы от 100 см³ в зависимости от газового фактора.

Основным достоинством данного метода является высокая точность измерений и низкое время проведения дегазации со скоростью до 1000 см³/мин.

Недостатками методики при использовании схемы 2 являются длительность процесса, примерно 2–3 часа на пробу, и дорогостоящее оборудование. Кроме того ограниченный объем автоматического газометра замедляет процесс дегазации НЖУ с высокими газовыми факторами.

Исключение основного фильтра из схемы повышает риск попадания тяжелых компонентов НЖУ в газометр и искажения состава газа проб при следующей дегазации. Даже подогрев газометра не дает гарантии того, что компоненты не осядут на стенках. Фильтр, установленный внутри конденсатоприемника, эффективно работает только при малом количестве дегазированного конденсата, и изначально предназначался для стандартной сепарации пластовых газов с низким КГФ (конденсатогазовым фактором), где невозможно накопить жидкость для ввода в хроматограф.

Основными достоинствами метода дегазации по схеме 2 является высокая точность измерений за счет использования высокоточного оборудования и достижение термодинамического равновесия фаз в процессе дегазации. Также наилучшее разделение на газ, и жидкость достигается путем использования низких температур и поддержания низкой скорости процесса дегазации.

Были проанализированы методы дегазации по схемам 1 и 2, описанные в [2], и предлагаемое на рынке оборудование для дегазации, для модернизации метода дегазации по схеме 1, так как большее количество отбираемых НЖУ имеют $\rho \geq 600–800$ кг/м³.

В результате анализа используемых схем дегазации и применяемого оборудования было спроектировано и изготовлено новое оборудование и разработана методика его использования. Модернизация была направлена на снижение количества операций, которые необходимо выполнить для анализа и повышения автоматизации процесса.

Для создания и поддержания давления, был выбран жидкостной насос с пневмоприводом работающий на автоматическом возвратно-поступательном движении дифференциального принципа площадей, который использует большую площадь привода поршня, чтобы преобразовать энергию сжатого воздуха в гидравлические мощности. В качестве поддавочной жидкости насоса была выбрана дистиллированная вода, а в качестве рабочей жидкости — насыщенный раствор NaCl.

Для подбора рабочей жидкости был проведен эксперимент по растворимости газа сепарации в жидкостях. При проведенном эксперименте лучшие результаты были получены с использованием $C_3H_8O_3$, но по причине высокой вязкости и визуальном поглощении газа стабилизированным глицерином была выбрана смесь воды и NaCl. Результаты эксперимента представлены в таб. 2.

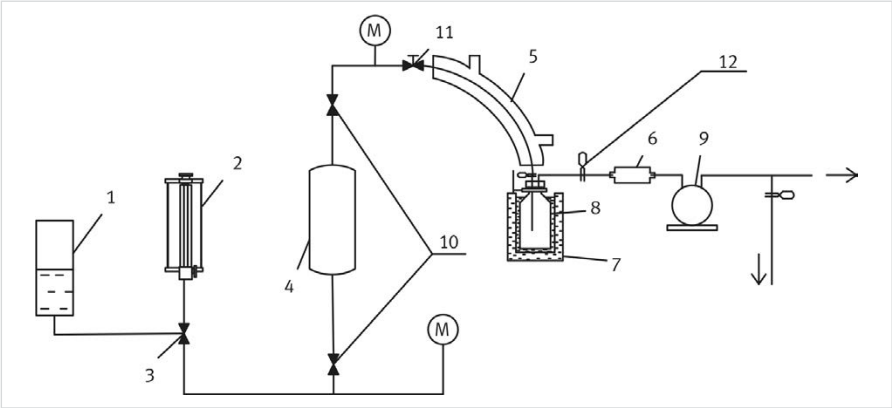


Рис. 1 — Схема установки для дегазации НЖУ при постоянных давлении и температуре при ρ≥600-800 кг/м³: 1 – емкость для заполнения насоса; 2 – ручной насос; 3 – трехходовой вентиль; 4 – контейнер с пробой НЖУ; 5 – теплообменник; 6 – фильтр; 7 – захолаживатель; 8 – конденсатоприемник; 9 – счетчик газа; 10 – вентиля контейнера; 11 – вентиль тонкой регулировки; 12 – зажим

Метод	Скорость, см³/мин	Температура, °С	Среднее время провидения, мин.	Необходимый объем пробы, см³
$\rho \geq$ 600-800 (рис. 1)	1000	+20	30	100-200
$\rho \leq$ 600 и от $\rho \geq$ 800 (рис. 2)	30	от -50 до +20	120	20-30

Таб. 1 — Условия проведения дегазации НЖУ

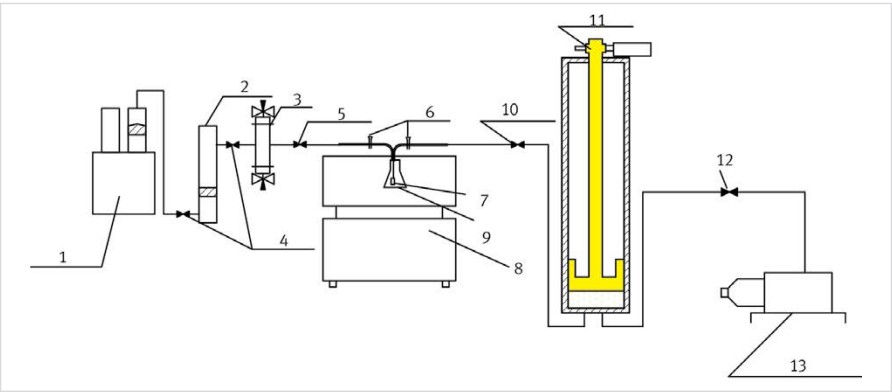


Рис. 2 — Схема установки для дегазации НЖУ при постоянных давлении и температуре при ρ≤600 и от ρ≥800 кг/м³: 1 – автоматический насос; 2 – буфер; 3 – контейнер с пробой НЖУ; 4 – вентиля контейнера; 5 – вентиль тонкой регулировки; 6 – зажимы; 7 – фильтр; 8 – термостат; 9 – конденсатоприемник; 10 – входной кран газометра; 11 – газометр; 12 – выходной кран газометра; 13 – вакуумный насос

	$NaCl+H_2O$+Газ сепарации	$C_3H_8O_3$+Газ сепарации	$C_3H_8O_3$(50%)+H_2O(50%)+ Газ сепарации	H_2O
Газовый фактор, м³/т	2	0,5	1,2	14,2

Таб. 2 — Растворимость газа сепарации в жидкостях

Для разделения поддавочной жидкости от рабочей, используется поршневой контейнер объемом 1000 см³ (основной буфер). Для ускорения процесса заполнения основного буфера был изготовлен проточный контейнер объемом 1100 см³ (вспомогательный буфер). Заполнение основного буфера производится подачей воздуха в проточный контейнер, заполненный рабочей жидкостью.

Конденсатоприемник изготовлен таким образом, что после накопления начального слоя жидкости, поступающий газ барботирует через жидкость, при этом происходит ее перемешивание пузырьками газа, что обеспечивает более эффективное разделение фаз. Выбранная высота и объем конденсатоприемника дают возможность проводить дегазацию со скоростью до 2349 см³/мин.

Конденсатоприемник оснащен самозапирающимися быстроразъёмными соединениями, что исключает потерю легкой части системы после дегазации. Из конденсатоприемника пробу дегазированного конденсата переводится в заполненную рассолом бутылку, не допуская контакта пробы с воздухом. Это предотвратит потерю пропана — пентанов.

Масса дегазированного конденсата вычисляется как разность массы конденсатоприёмника до и после дегазации. Объём газа дегазации определяется по показаниям газового счетчика с точностью до 0,01 см³.

Объём газа дегазации $V_{гд}$, м³, измеренный газовым счетчиком, приводят к стандартным условиям ($t^{ст}$ = 20°С и $P^{ст}$ = 101,325 кПа) по формуле:

$$V_{гд}^{ст} = \frac{V_{гд}\,(273{,}15 + t^{ст})}{273{,}15 + t},$$

где $V_{гд}^{ст}$ — объем газа, приведенного к стандартным условиям, м³; 273,15 — коэффициент перевода температуры из шкалы Цельсия в шкалу Кельвина; t — температура газа в газометре, °С.

Газовый фактор ГФ, м³/т, рассчитывается по формуле:

$$ГФ = \frac{V_{гд}^{ст}}{m_к},$$

где $m_к$ — масса конденсата, выпавшего в конденсатоприёмнике.

Приемник для сбора газа дегазации наполняют гелием в пропорции 1/3 от объема. Пробу газа дегазации разбавляется гелием в соотношении 1:1 для снижения парциального давления с целью предотвращения конденсации углеводородов $C_{5+высшие}$ на стенках приемника для газа дегазации [3].

Отбор газа дегазации производится между фильтром и счетчиком, путем переключения вентиля на отбор, после выделения газа дегазации в объеме в 5 раза превышающем объем рабочих магистралей.

Новая схема оборудована узлом для отбора газа дегазации, который снижает контакт оператора с агрессивной средой и исключает попадания воздуха в пробу газа дегазации.

Для продувки системы и отбора гелия спроектирована линия, не требующая подключения сторонних источников газа для продувки. Контроль над показателями давления осуществляется в 3 точках: на насосе, на буфере и на контейнере. Термопара прикреплена непосредственно в захолаживателе для контроля температуры сепарации.

№ пробы	ГФ схема №1	ГФ схема № 2	ГФ схема №3
1.	194,8	190,1	193,6
2.	198,68	196,5	194,1
3.	183,5	180,7	179,1
4.	152,2	154,2	155,4
5.	77,03	78	76,22
6.	152,2	154,5	155,4
7.	273,9	267,3	270,5
8.	100,5	99,7	102

Таб. 3 — Сравнение ГФ

Все это дает возможность автоматизации процесса и позволяет сотруднику, занятому дегазацией проб, параллельно выполнять другие работы, и выполнить большее количество проб за более короткое время. Схема дегазации по новой схеме представлена на рис. 3.

Результаты сравнительных экспериментов по дегазации НЖУ с Уренгойского, Ново-Уренгойского, Самбургского, Юрхаровского, Южно-Тамбейского месторождений представлены в таб. 3. Расхождение по полученному экспериментально газовому фактору между методами составляет не более 2,5 %.

Имеются некритичные расхождения составов (рис. 4), связанные с погрешностью эксперимента. Проведенные эксперименты показали высокое качество получаемых результатов по используемым методам.

Итоги

Представленные результаты свидетельствуют о незначительных расхождениях по разным методикам, что некритично для контроля качества поступающего сырья и продуктов переработки. Анализ представленных методов дегазации НЖУ дает возможность оценить достоинства и недостатки каждой из методик и выбрать наиболее подходящую для целей исследования.

Выводы

Предложенные новая схема и методика в первую очередь позволяют автоматизировать процесс и снизить количество операций для дегазации НЖУ, тем самым без потери качества увеличить количество проводимых дегазаций, без больших трудозатрат. Основа нового метода —использование более современных средств измерения, их универсальность и доступность.

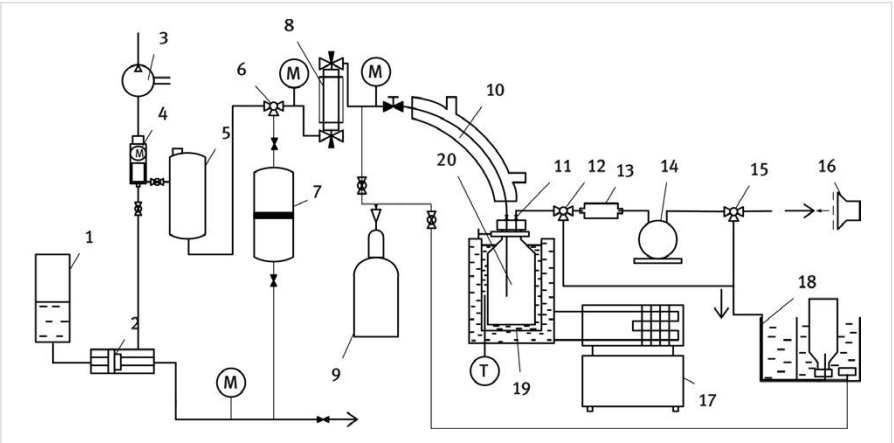


Рис. 3 — Схема установки для дегазации НЖУ при постоянных давлении и температуре по новой схеме при ρ≥600-800 кг/м³: 1 – мерная ёмкость; 2 – пневмонасос; 3 – компрессор; 4 – редуктор; 5 – вспомогательный буфер; 6 – трехходовой вентиль; 7 – основной буфер; 8 – контейнер с пробой НЖУ; 9 – баллон с гелием; 10 – теплообменник; 11 – обратный клапан; 12 – трехходовой вентиль; 13 – фильтр; 14 – счетчик газа; 15 – трехходовой вентиль; 16 – вытяжка; 17 – термостат; 18 – емкость для отбора газа; 19 – термостат; 20 – конденсатоприемник

Список литературы

1. Худякова О.Ф., Юшкина В.В., Саввина Я.Д. Инструкция по исследованию газоконденсатных месторождений на газоконденсатность. М.: Недра, 1975. 72 с.
2. СТО ТюменНИИгипрогаз 02-04-2009. Нестабильные жидкие углеводороды. Методы определения компонентно-фракционного состава. Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 2014. 114 с.
3. Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. М.: Газпром экспо, 2011. 319 с.

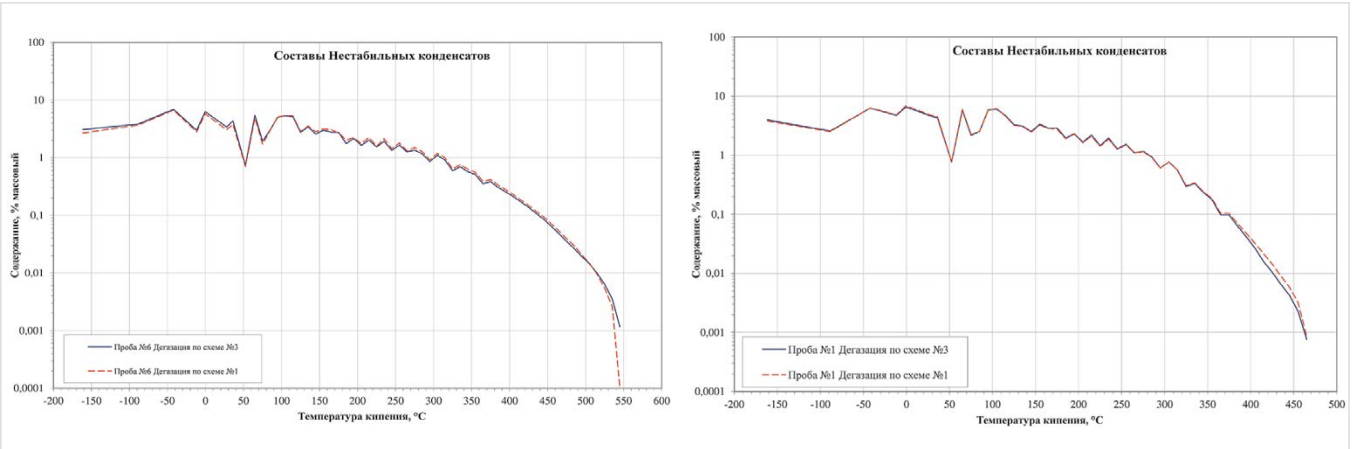


Рис. 4 — Сравнение составов по методу дегазации по схемам №1 и №3

Degassing of unstable liquid hydrocarbons

UDC 622.691

Authors:
Yan E.Yuril — lead engineer[1]; yurilye@tngg.ru
Sergey A. Leontiev — Sc.D., vice rector for researh and Innovation[2]; sleontev@ugtu.net
Maxim S. Rogalev — Ph.D., deputy director of the center (TSRC)[1]; rogalevms@tngg.ru

[1]LLC TyumenNIIgiprogaz, Tyumen, Russian Federation
[2]Ukhta State Technical University, Ukhta, Russian Federation

Abstract
In this paper we analyzed existing techniques for degassing volatile liquid hydrocarbons to determine the component-fractional composition. The aim of the study is to determine advantages and disadvantages of the existing methods and possibilities of their practical use. A new scheme of degassing of unstable liquid hydrocarbons (ULH). The comparative results for the degassing of ULH under the new scheme and according to the standard. Reflect the issues of choice and add the working fluid and the selection of the method of degassing under fluid.

Materials and methods
According to the techniques described in STO Tumenniigiprogaz 02-04-2009 and R Gazprom 086-2010 carried out degassing ULH, and the comparison of the obtained results GF and component-fraction composition.

Results
The results show minor differences by different techniques, which is not critical for quality control of incoming raw materials and by-products. The analysis of the presented methods of degassing ULH gives you the opportunity to evaluate the advantages and disadvantages of each method and choose the most appropriate for the purposes of the study.

Conclusions
Proposed new scheme and the method primarily allows you to automate the process and reduce the number of operations for degassing volatile liquid hydrocarbons, thus without any loss of quality to increase the number of ongoing degassing without much effort. The basis of the new method is the use of more modern means of measurement, their universality and accessibility.

Keywords
volatile liquid hydrocarbons, degassing, kondensatoren, component-fractional composition, degassed condensate, gas degassing

References
1. Khudyakova O.F., Yushkina V.V., Savvina Ya.D. *Instruktsiya po issledovaniyu gazokondensatnykh mestorozhdeniy na gazokondensatnost'* [Manual for the study of gas condensate fields]. Moscow: *Nedra*, 1975, 72 p.
2. STO TyumenNIIgiprogaz 02-04-2009. *Nestabil'nye zhidkie uglevodorody. Metody opredeleniya komponentno-fraktsionnogo sostava* [Volatile liquid hydrocarbons. Methods for determining the component-fractional composition.] Tyumen: TyumenNIIgiprogaz, 2014, 114 p.
3. R Gazprom 086-2010. *Instruktsiya po kompleksnym issledovaniyam gazovykh i gazokondensatnykh skvazhin* [Instructions for the comprehensive studies of gas and gas condensate wells] Moscow: Gazprom expo, 2011, 319 p.

УДК 622.691

Решение проблемы сокращения неучитываемого объема газа при малых расходах на ГРС

А.Р. Гадельшина
аспирант[1]

А.Р. Галикеев
к.т.н., начальник[2]

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

[1]ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Уфа, Россия
[2]Башкирское управление ООО «Газпром газнадзор», Уфа, Россия

В различные периоды работы газораспределительных станций имеют место значительные сезонные колебания потребления природного газа. Узлы учета газораспределительных станций при малых расходах природного газа в летний период не могут обеспечить требуемую точность измерений вплоть до прекращения ведения корректного учета и образования дисбаланса из-за неучитываемого объема газа. Для решения этой проблемы в статье предложено и обосновано применение импульсного метода регулирования режима выходного давления на газораспределительной станции с использованием двухпозиционных электромагнитных клапанов высокого давления с нормированным проходным сечением, обеспечивающим гармонизированную работу газорегулирующего и расходомерного оборудования.

При реализации Федерального законодательства в области энергосбережения [1], эксплуатации объектов магистрального транспорта природного газа сопутствует исполнение важнейших ресурсосберегающих мероприятий.

В работах [2-4] приведены примеры технических решений на газораспределительных станциях (ГРС), иллюстрирующие возможные варианты сокращения нерациональных потерь природного газа.

Газораспределительные станции, являясь сложными инженерными сооружениями, предназначены для обеспечения бесперебойной поставки природного газа через распределительные сети потребителю [5]. При этом необходимо обеспечить достоверность учета расхода газа в условиях нестационарного режима расхода газа.

Спроектированное штатное оборудование узлов учета ГРС адекватно для применения в условиях осенне-зимне-весенней эксплуатации, когда расход газа через ГРС максимален и находится выше допустимой погрешности измерения современных газовых счетчиков (±2%).

Малый расход газа в летний, а также поздний весенний и ранний осенний периоды эксплуатации приводит к нештатной работе регуляторов давления и частым отклонениям значения выходного давления ГРС от контрактного, что влияет на обеспечение надежности всего технологического оборудования ГРС и сетей газоснабжения низкого и среднего давления.

Основным недостатком современных регуляторов давления является низкая точность регулирования при малом до 50 м^3/ч расходе газа, что связано с конструктивными особенностями современного газорегулирующего оборудования. Узлы учета ГРС при таком низком расходе газа не могут обеспечить требуемую точность измерений вплоть до прекращения ведения корректного учета и образования дисбаланса из-за неучитываемого объема газа.

Принимая во внимание наличие в газотранспортных предприятиях значительного количества ГРС с низкой производительностью, имеются определенные риски в обеспечении сбалансированного учета поставок газа потребителю и контроле эффективного использования газа.

Общими недостатками применяемых в настоящее время регуляторов давления при малых расходах газа являются:

- неустойчивая работа узла редуцирования;
- повышенный износ седел, мембраны и уплотнений из-за работы с почти закрытым затвором;
- периодическое срабатывание сигнализации САУ ГРС из-за достижения предельно низких значений выходного давления и, как следствие, переход ГРС на работу по байпасной линии и открытие сбросного предохранительного клапана и стравливание части газа из газового контура ГРС.

Решить проблему сокращения неучитываемого объема газа при малых расходах удалось путем использования импульсного режима регулирования выходного давления ГРС (рис. 1). При этом гармонизированную работу газорегулирующего и расходомерного оборудования обеспечивали с помощью двухпозиционных электромагнитных клапанов высокого давления с нормированным проходным сечением.

При снижении выходного давления электромагнитный клапан, установленный параллельно узлу редуцирования, по команде системы автоматизированного управления (САУ) ГРС открывается и производит заполнение газопровода до верхнего предельного значения уставки выходного давления. В последующий период потребление газа происходит из газопровода при закрытом электромагнитном клапане.

В штатном режиме до использования электромагнитного клапана газ редуцировался линейными регуляторами давления постоянно и в малых объемах, а при импульсном заполнении — объема газа, поступившего единовременно в газопровод от ГРС до потребителя, уже достаточно для чувствительности газового счетчика. При этом отпадает необходимость в узле учета малых расходов газа в летний период и монтаже дополнительного газопровода к нему.

В качестве исполнительного механизма применен электропневматический узел управления ЭПУУ-4, который уже несколько десятилетий широко и успешно используется в составе систем управления пневмогидроприводами трубопроводной арматуры, используемой на объектах магистрального транспорта газа (рис. 2).

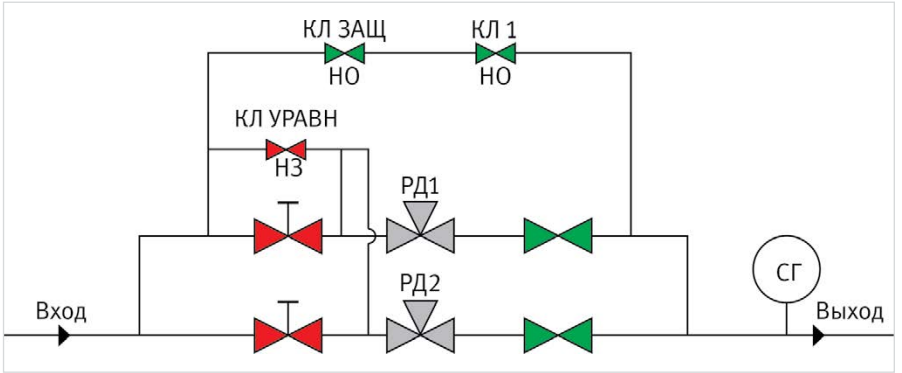


Рис. 1 — Принципиальная схема импульсного режима регулирования выходного давления

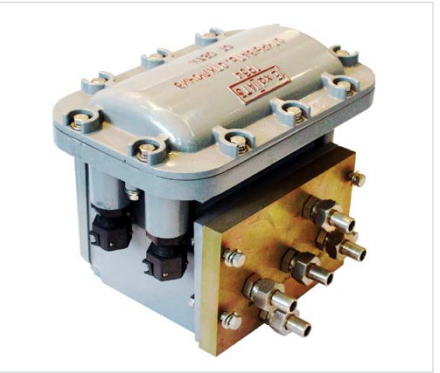


Рис. 2 — Внешний вид ЭПУУ-4

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

Ключевые слова
газораспределительная станция, расход газа, точность учета, импульсный режим регулирования

На рис. 3 представлена мнемосхема ГРС, система регулирования импульсным режимом которой состоит из двух клапанов. Следует отметить, что при увеличении количества клапанов в схеме уменьшается перегрев соленоидов и обмерзание проточной части регуляторов давления, а также снижается общее время эксплуатации каждого клапана, что приводит к повышению ресурса работоспособности и надежности оборудования.

При переходе на импульсный режим работы контроль выходного давления и управление клапанами осуществляет система телемеханики. При возможном отказе системы телемеханики управление регулирующим клапаном осуществляется через реле давления. На рис. 4 представлена электрическая схема управления клапанами в импульсном режиме.

На рис. 5 представлены алгоритмы работы импульсного регулирования, реализованные в системе программного обеспечения «Зонд» системы телемеханики «Магистраль – 2».

Переход на импульсный режим регулирования осуществляют по команде оператора или диспетчера путем нажатия кнопки включения на панели. При этом происходит закрытие кранов на штатных нитках редуцирования и работу по регулированию выходного давления производят путем открытия и закрытия электромагнитного клапана, управление которым осуществляют при помощи САУ ГРС.

На рис. 6 и 7 представлены временные графики основных параметров работы ГРС при линейном и импульсном регулировании.

Как видно из графиков зависимости выходного давления и мгновенного расхода ГРС от времени, качество импульсного регулирования по сравнению с линейным существенно выше и стабильнее, как по точности регулирования, так и по времени переходного процесса (рис. 6, 7).

При линейном регулировании большую часть времени значение расхода меньше 50 м³/ч (рис. 7), при этом штатные счетчики газа не обеспечивают паспортной точности из-за погрешности измерения. При импульсном режиме регулирования за счет кратковременного высокого расхода газа выше 300 м³/ч обеспечивается точность измерения, необходимая и достаточная для устойчивой работы устройств коммерческого учета газа.

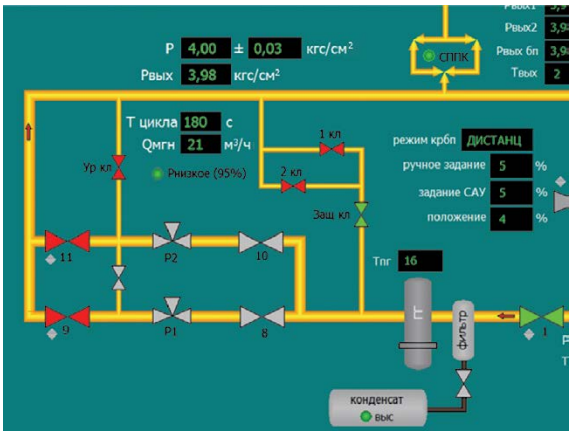


Рис. 3 — Мнемосхема ГРС с системой регулирования импульсным режимом

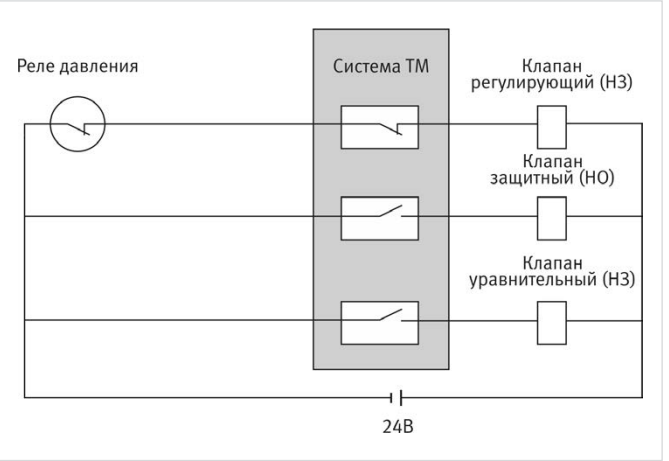


Рис. 4 — Электрическая схема управления клапанами в импульсном режиме

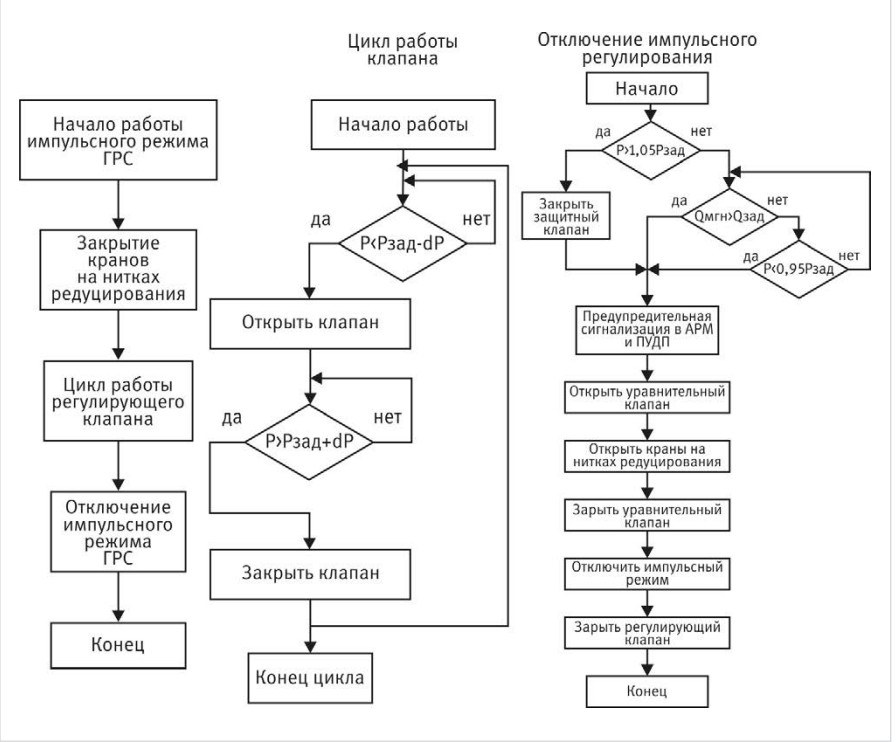


Рис. 5 — Алгоритм работы импульсного регулирования

Итоги
Внедрение импульсного режима позволило:
1) обеспечить надежное и качественное регулирование выходного давления на ГРС;
2) увеличить межремонтный пробег газорегулирующего оборудования;
3) оптимизировать режим работы узлов учета газа;
4) повысить надежность работы узла редуцирования;
5) привести в соответствие требованиям локальных нормативных актов и руководящих документов учет газа при малых расходах на ГРС.

Выводы
Предложенный и практически обоснованный в статье импульсный метод регулирования режима выходного давления позволяет рекомендовать использование двухпозиционных электромагнитных клапанов высокого давления с нормированным проходным сечением к внедрению на газораспределительных станциях для повышения эффективности работы расходомерного узла в периоды малых расходов природного газа.

Список литературы

1. Федеральный закон от 23 ноября 2009 года №261. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации.
2. Галикеев А.Р., Китаев С.В., Гадельшина А.Р. Повышение роли газораспределительных станций при реализации ресурсосберегающих технологий в магистральном транспорте газа // Территория нефтегаз. 2015. №9. С. 16–30.
3. Галикеев А.Р., Гадельшина А.Р., Китаев С.В. Применение инновационных энергосберегающих технических средств и технологий на газораспределительных станциях. Материалы XI Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт-2016». Уфа: УГНТУ. 2016. С. 40–42.
4. Иванов Э.С., Китаев С.В. Ресурсосберегающая технология отключения участка магистрального газопровода в ремонт с выработкой газа компрессорной станцией на ГПА и потребителя через газораспределительную станцию // Территория нефтегаз. 2015. №6. С. 32–37.
5. Посягин Б.С., Герке В.Г. Справочное пособие для работников диспетчерских служб газотранспортных систем. М.: Газпром экспо, 2015. 796 с.

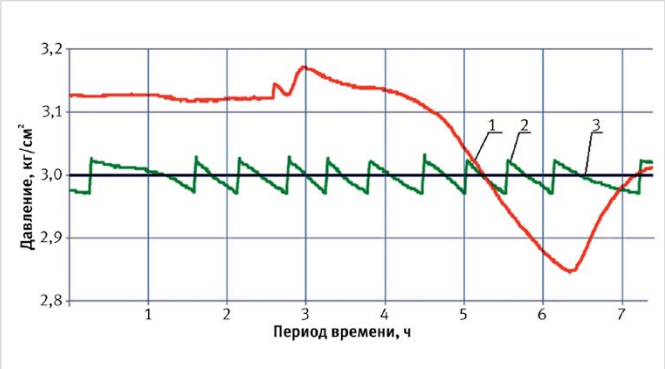


Рис. 6 — График зависимости выходного давления ГРС от времени при: 1 – линейном регулировании; 2 – импульсном регулировании; 3 – заданном давлении

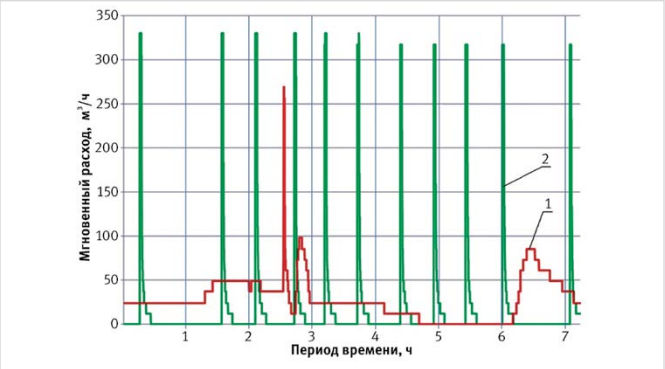


Рис. 7 — График зависимости мгновенного расхода ГРС от времени при: 1 – линейном регулировании; 2 – импульсном регулировании

ENGLISH **GAS INDUSTRY**

The solution to the problem of noise reduction of the volume of gas at low flow rates at GDS

UDC 622.691

Authors:
Agatha R. Gadelshina — postgraduate student[1]
Arthur R. Galikeev — chief[2]
Sergey V. Kitaev — Sc.D., professor[1]; svkitaev@mail.ru

[1]Ufa State Petroleum Technological University (USPTU), Ufa, Russian Federation
[2]Bashkir management of LLC "Gazprom Gaznadzor", Ufa, Russian Federation

Abstract

The gas-distributing stations have a significant seasonal fluctuations in natural gas consumption in different periods of work.

Metering gas distribution stations cannot provide the required measurement accuracy at a low cost natural gas in the summer.

To solve this problem, the paper proposed the use of a pulsed control method mode output pressure at gas distribution stations using on-off solenoid valve high pressure normalized with the orifice, ensuring a harmonized work of regulating and flow metering equipment.

Materials and methods

For this article were used experimental process data, confirmation of the results, mathematical methods, illustrative information and validation of the results.

Results

The application of impulse mode is enabled:

1) to provide reliable and quality public regulation of outlet pressure at GDS;
2) to increase runtime period of equipment;
3) to optimize the mode of operation of a gas metering station;
4) to increase the reliability of the reduction unit;
5) to harmonize the requirements of local normative acts and guidance documents the gas metering at low flow rates at GDS.

Conclusions

Proposed impulse control method is practically grounded. That allows to recommend the use of a two-position solenoid valve high pressure with normalized orifice for implementation it on gas distributed stations to improve efficiency of work flow on site during periods of low flow natural gas.

Keywords

gas distribution station,
gas flow rate,
metering precision pulse control mode

References

1. Federal law from 23.11.2009 №261 *Ob energosberezhenii i o povyshenii energeticheskoy effektivnosti i o vnesenii izmeneniy v otdel'nye zakonodatel'nye akty Rossiyskoy Federatsii* [On energy saving and energy efficiency improvements and on Amendments to Certain Legislative Acts of the Russian Federation].
2. Galikeev A.R., Kitaev S.V., Gadel'shina A.R. *Povyshenie roli gazoraspredelitel'nykh stantsiy pri realizatsii resursosberegayushchikh tekhnologiy v magistral'nom transporte gaza* [Resource-saving technology off the main gas pipeline section to be repaired with the development of gas compressor station at GCU and the user through gazoras-tribution camption]. *Territoriya neftegaz*, 2015, issue 6, pp. 32-37.
3. Galikeev A.R., Gadel'shina A.R., Kitaev S.V. *Primenenie innovatsionnykh energosberegayushchikh tekhnicheskikh sredstv i tekhnologiy na gazoraspredelitel'nykh stantsiyakh* [The use of innovative energy-saving technical equipment and technology at gas distribution stations]. XI International educational and scientific practical conference "Pipeline Transport 2016". Ufa: *UGNTU*, 2016, pp. 40–42.
4. Ivanov E.S., Kitaev S.V. *Resursosberegayushchaya tekhnologiya otklyucheniya uchastka magistral'nogo gazoprovoda v remont s vyrabotkoy gaza kompressornoy stantsiey na GPA i potrebitelya cherez gazoraspredelitel'nuyu stantsiyu* [Enhancing the role of gas distribution stations in the implementation of resource-saving technologies in the main gas transport]. *Territoriya neftegaz*, 2015, issue 6, pp. 32–37.
5. Posyagin B.S., Gerke V.G. *Spravochnoe posobie dlya rabotnikov dispetcherskikh sluzhb gazotransportnykh sistem* [Handbook for employees dispatchers gas transmission systems]. Moscow: *Gazprom ekspo*, 2015, 796 p.

УДК 622.691

Оценка суммарного объёма факельного сжигания попутного газа на нефтедобывающей территории по снимкам Landsat 8

Г.А. Кочергин
к.т.н, зав. лабораторией информационно-космических технологий[1]
kocherginga@uriit.ru

М.А. Куприянов
магистр, главный специалист лаборатории информационно-космических технологий[1]
kupriuanovma@uriit.ru

Ю.М. Полищук
д.ф.-м.н., главный научный сотрудник центра дистанционного зондирования Земли[1,2]
yupolishchuk@gmail.com

[1]АУ «Югорский НИИ информационных технологий», Ханты-Мансийск, Россия
[2]Институт химии нефти СО РАН, Томск, Россия

Рассмотрены методические вопросы оценки суммарных объёмов факельного сжигания попутного газа на территории нефтедобывающих регионов с использованием данных о количестве действующих на территории факельных установок, определяемого на основе космических снимков. На основе регрессионного анализа определена взаимосвязь между объемом сжигаемого газа на всей территории нефтедобычи в Ханты-Мансийском автономном округе (ХМАО) и количеством действующих на территории факельных установок, определенным на основе космических снимков среднего разрешения Landsat 8 за период 2013–2015 гг. С использованием полученного регрессионного уравнения определены величины объема сжигаемого газа на территории ХМАО за период первого полугодия 2016 г., которые согласуются с официальными данным.

Материалы и методы
Для выполнения исследования были использованы методы дистанционного зондирования Земли из космоса и регрессионного анализа статистических данных.

Ключевые слова
попутный нефтяной газ, факельные установки, космические снимки, нефтедобывающие регионы

Введение

Одной из важных экологических проблем нефтедобывающих регионов стало сжигание попутного нефтяного газа (ПНГ) на нефтяных месторождениях, в результате которого в атмосферу выбрасываются значительные объёмы экологически опасных продуктов сжигания. Например, оксиды азота и сажа, оказывающие вредное воздействие на лесорастительный покров нефтедобывающих территорий [1]. В результате сжигания попутного газа в атмосферу выбрасываются и большие объёмы углекислого газа, что вносит значительный вклад в парниковый эффект как один из факторов глобального потепления. В связи с этим представляет интерес оценка территориальных объёмов ПНГ, сжигаемого в факельных установках на месторождениях за определенный интервал времени (месяц, квартал, год). Особенно острой стала эта проблема для Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО), где добывается в настоящее время половина объёма российской нефти. Перспективным для решения этой проблемы рассматривается применение данных дистанционного зондирования (ДДЗ), получаемых с космических аппаратов в оптическом и инфракрасном диапазонах длин волн.

В [2–4] рассматриваются вопросы оценки объёма сжигаемого газа на отдельных факельных установках (ФУ) с использованием информации о яркости ФУ, полученной по космическим снимкам. Однако методы, изложенные в цитированных работах [2–4], ориентированы на использование снимков низкого пространственного разрешения, не позволяющих дешифрировать отдельные ФУ на нефтедобывающих территориях. Более приемлемым, по нашему мнению, является подход к оценке территориального объёма сжигаемого газа, основанный на использовании информации о количестве работающих ФУ, которые могут обнаруживаться по космическим снимкам среднего разрешения. Однако методические вопросы такого подхода в настоящее время не разработаны. В связи с этим целью данной работы является разработка методики оценки суммарных объёмов сжигания ПНГ на основе информации о количестве действующих на территории ФУ и определение объёмов сжигаемого газа на территории ХМАО с использованием космических снимков среднего разрешения Landsat 8.

Данные и методы

В качестве данных о фактических объёмах сжигаемого ПНГ была использована информация, заимствованная из отчётов Департамента по недропользованию Ханты-Мансийского автономного округа, размещаемых на официальном сайте [5]. Эти данные, приведенные в таб. 1, представляют собой ежеквартальную статистику о суммарных объёмах сжигаемого ПНГ на всей территории автономного округа.

В качестве исходных ДДЗ, использованных для определения числа ФУ на территории ХМАО, применены космические снимки среднего пространственного разрешения со спутника Landsat 8. Данный спутник, введенный в эксплуатацию в 2013 г., оснащён двумя сенсорами, которые производят съемку в девяти и двух спектральных каналах соответственно, в видимом и в ближнем, среднем и дальнем инфракрасном диапазонах. Ширина полосы захвата сенсоров составляет 185 км, периодичность съёмки – 16 суток, однако за счёт перекрытия соседних витков между собой можно получить данные с меньшей периодичностью. Совокупность технических характеристик спутника и получаемых им снимков обеспечивает ежегодное многократное покрытие территории ХМАО и даёт возможность автоматизировать процесс дешифрирования местоположения ФУ, различать отдельные факельные установки, находящиеся на удалении 200 м друг от друга.

Для определения числа ФУ на нефтеперерабатывающих территориях по космическим снимкам Landsat 8 была разработана процедура дешифрирования ФУ, которая использует сигналы 4 спектрального канала (с длиной волны 636–673 мкм), 5 спектрального канала (851–879 мкм), 7 спектрального канала (2107–2294 мкм) и 11 спектрального канала (11500–12510 мкм). Указанная процедура была реализована в составе программного комплекса «Автоматизированная система выделения термических точек на основе космических снимков Landsat 8», зарегистрированного в Роспатенте [7].

Анализ взаимосвязи между количеством факельных установок и объёмом сжигания попутного газа на нефтедобывающей территории

Для иллюстрации взаимосвязи между объёмами сжигаемого ПНГ и количеством ФУ, на рис. 1 приведены графики временных ходов объёма сожженного ПНГ (по данным таб. 1) и количества ФУ, определённого по космическим снимкам на территории ХМАО за период с 2013 по 2015 гг. На рис. 1 сплошная линия показывает количество факельных установок, полученное по результатам обработки космических снимков в период со II квартала 2013 г. по IV квартал 2015 г, а пунктирная линия — суммарные (за квартал) объёмы сжигаемого ПНГ. Как видно из рисунка, динамика объёмов сожжённого ПНГ проявляет согласованную сезонную периодичность с изменением количества выявленных ФУ.

Исследование взаимосвязи между объёмом сжигаемого газа и количеством действующих факельных установок проведено

методом линейного регрессионного анализа. На рис. 2 представлен график зависимости объёмов сожжённого ПНГ от количества действующих ФУ. С использованием средств MS Excel определено с высоким уровнем коэффициента детерминации (R^2 = 0,66) уравнение линейной регрессии в виде:

$$y = 2{,}26x+89{,}60, \quad (1)$$

где y и x обозначают объёмы сожжённого ПНГ и количество действующих ФУ соответственно.

Полученное линейное уравнение регрессии может использоваться для оценки объёмов сжигаемого ПНГ на территории нефтедобычи на основе данных о количестве действующих ФУ.

Проверка адекватности регрессионной модели

Для проверки адекватности разработанной регрессионной модели оценки объёмов сожжённого ПНГ по данным о количестве обнаруженных ФУ были использованы результаты расчёта объёма сжигаемого газа по формуле (1) и данные официальной квартальной статистики сжигания газа [5] на территории ХМАО за первые два квартала 2016 г. В таб. 2 приведены данные об объёмах фактически сожжённого ПНГ на указанной территории и результаты расчёта объёмов сжигания газа с использованием регрессионной модели, а также приведены данные о ширине доверительного интервала, рассчитанного для вероятности 99%. Как видно из таб. 2, расчётные значения находятся в пределах границ доверительных интервалов. Это позволяет считать, что оценка объёмов сжигаемого на территории газа на основе разработанной регрессионной модели может производиться с приемлемой для практических задач достоверностью.

Итоги

Определена взаимосвязь между величиной объемов сжигаемого за квартал газа на всей территории нефтедобычи в Ханты-Мансийском автономном округе и количеством действующих на территории факельных установок, определенным на основе космических снимков среднего разрешения Landsat 8.

Выводы

В статье предложен новый подход к оценке объёмов сжигаемого попутного нефтяного газа на нефтедобывающей территории с использованием данных о количестве факельных установок, определяемых по космическим снимкам.

Год	2013			2014				2015			
Квартал	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV
Объём сжигания ПНГ, млн. м³	921	823	566	520	620	710	440	487	575	596	371

Таб. 1 — Поквартальная динамика объёмов сжигаемого ПНГ, обнаруженных по космическим снимкам на территории ХМАО.

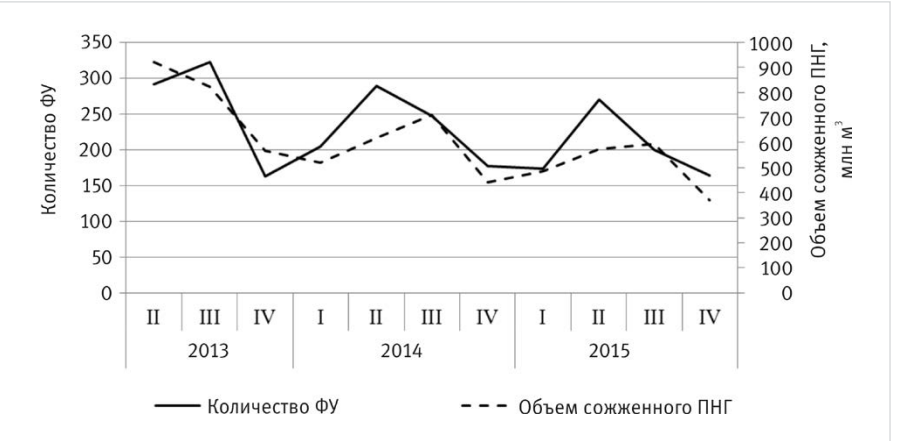


Рис. 1 — Временные ходы объёмов сжигаемого ПНГ и количества действующих ФУ на территории ХМАО

Временной интервал	Объёмы сжигания попутного газа, млн. м³		
	Фактические	Рассчитанные	Доверительный интервал
I квартал 2016 г.	360	509	314 – 703
II квартал 2016 г.	479	685	478 – 892

Таб. 2 — Сравнение расчётных и фактических данных по объёму сжигаемого ПНГ на территории ХМАО

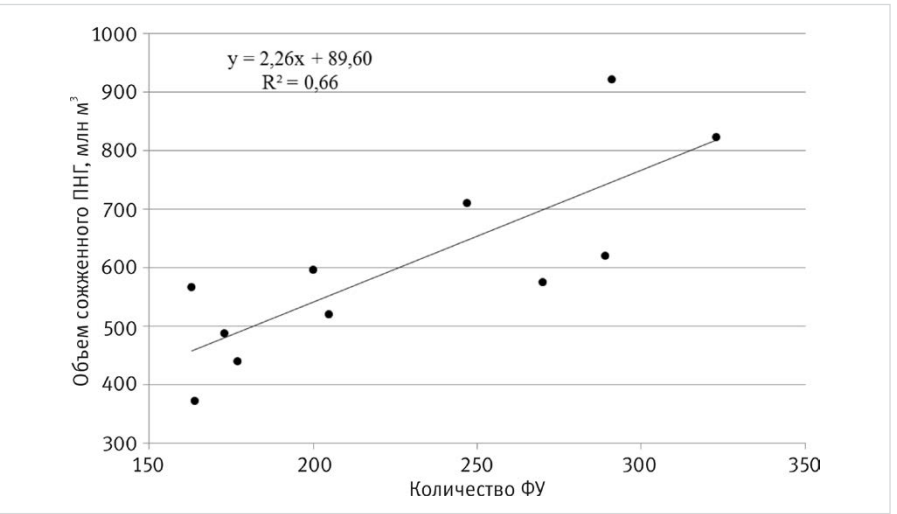


Рис. 2 — Взаимосвязь между объёмом сожжённого ПНГ и количеством действующих ФУ, обнаруженных по космическим снимкам

Список литературы

1. Полищук Ю.М., Токарева О.С. Использование космических снимков для экологической оценки воздействия факельного сжигания попутного газа на нефтяных месторождениях Сибири // Оптика атмосферы и океана. 2014. Том 27. № 7. С. 647–651
2. Elvidge C.D., Zhizhin M., Baugh K., Hsu F.C., Ghosh T. Methods for Global Survey of Natural Gas Flaring from Visible Infrared Imaging Radiometer Suite Data. // Energies. 2016. Vol. 9, 14. doi:10.3390/en9010014
3. Алсынбаев К.С., Брыксин В.М., Евтюшкин А.В., Ерохин Г.Н., Козлов А.В. Оценка мощности факельных установок по сжиганию попутного нефтяного Газа на основе обработки космоснимков MODIS // Вестник БФУ им. И. Канта. Серия: Физико-математические и технические науки. 2013. №10. С. 131–137.
4. Грибанов К.Г., Захаров В.И., Алсынбаев К.С., Суляев Я.С. Метод определения расхода попутного газа на факелах по данным спутникового зондирования сенсорами типа MODIS в ИК-каналах // Оптика атмосферы и океана. 2007. Т. 20. № 01. С. 68–72.
5. Ежеквартальные отчёты Департамента по недропользованию Ханты-Мансийского автономного округа – Югры (Депнедра Югры) // Режим доступа: http://www.depnedra.admhmao.ru/deyatelnost/itogi-deyatelnosti-otrasli/ (дата обращения: 26.09.2016).
6. López García M.J., Caselles V. Mapping burns and natural reforestation using thematic Mapper data. // Geocarto International. 1991. Vol. 6, 1. pp. 31–37. doi:10.1080/10106049109354290
7. Свидетельство 2015612965 Российская Федерация. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ. Автоматизированная система выделения термических точек на основе космических снимков Landsat 8. Заявл. 30.12.2014. Зарег. 27.02.2015.

Estimation of the total volume of gas flaring in the oil-producing area using Landsat 8 imagery

UDC 622.691

Authors:
Gleb A. Kochergin — Ph.D., head of laboratory of space-information technologies[1]; kocherginga@uriit.ru
Matvey A. Kupriyanov —master, principal specialist of laboratory of space-information technologies[1]; kupriuanovma@uriit.ru
Jury M. Polishchuk —Sc. D., principal researcher of Center of remote sensing of Earth[1,2]; yupolishchuk@gmail.com

[1]URIIT, Khanty-Mansiysk, Russian Federation
[2]Institute of Petroleum Chemistry, SB RAS, Tomsk, Russian Federation

Abstract
Methodical questions of an estimation of the total volume of gas flaring in the territory of the oil-producing regions, using data on the number of operating in the territory of flares, determined on the basis of satellite images. Based on regression analysis determined the relationship between the volumes of burning gas throughout the oil production areas in the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug (KMAO) and the number of operating flares in the territory, which is defined on the basis of satellite images of medium resolution Landsat 8 for the period 2013–2015. Using the obtained regression equation determined value of the volume of flaring gas in the territory of the KMAO during the first half of 2016 are in according with the official data.

Materials and methods
The study was performed using methods of remote sensing of the Earth from space, and regression analysis of statistical data.

Results
The interrelation between the volume of flared gas per quarter throughout the territory of oil production in the KMAO and the amount of acting flares on the territory, defined on the basis of satellite images Landsat 8.

Conclusions
This paper proposes a new approach to the assessment of the volume of flared gas in the oil-producing area. The approach is based on the number of flares derived from satellite imagery.

Keywords
associated gas, flares,
space images,
the oil-producing regions

References
1. Polishchuk Yu.M., Tokareva O.S. *Ispol'zovanie kosmicheskikh snimkov dlya ekologicheskoy otsenki vozdeystviya fakel'nogo szhiganiya poputnogo gaza na neftyanykh mestorozhdeniyakh Sibiri* [The use of satellite images for ecological estimate of flare firing of gas at oil fidds of Siberia]. Atmospheric and Oceanic Optics, 2014, Vol. 27, issue 7, pp. 647–651.
2. Elvidge C.D., Zhizhin M., Baugh K., Hsu F.C., Ghosh T. Methods for Global Survey of Natural Gas Flaring from Visible Infrared Imaging Radiometer Suite Data. Energies. 2016. Vol. 9, 14. doi:10.3390/en9010014
3. Alsynbaev K.S., Bryksin V.M., Evtyushkin A.V., Erokhin G.N., Kozlov A.V. *Otsenka moshchnosti fakel'nykh ustanovok po szhiganiyu poputnogo neftyanogo Gaza na osnove obrabotki kosmosnimkov MODIS* [Power rating of flares power burning associated gas by processing satellite images MODIS]. *Vestnik BFU im. I. Kanta. Seriya: Fiziko-matematicheskie i tekhnicheskie nauki*, 2013, issue 10, pp. 131–137.
4. Gribanov K.G., Zakharov V.I., Alsynbaev K.S., Sulyaev Ya.S. *Metod opredeleniya raskhoda poputnogo gaza na fakelakh po dannym sputnikovogo zondirovaniya sensorami tipa MODIS v IK-kanalakh* [Method of determination of oil-gas consumption in flares using satellite sounding in IR channels by sensors of MODIS type]. Atmospheric and Oceanic Optics, 2007, Vol. 20, issue 1, pp. 68–72.
5. *Ezhekvartal'nye otchety Departamenta po nedropol'zovaniyu Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga – Yugry (Depnedra Yugry)* [Quarterly reports of the Department of Subsoil Use of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug - Ugra (Ugra Depnedra)]. [Electronic resource]. Access: http://www.depnedra.admhmao.ru/deyatelnost/itogi-deyatelnosti-otrasli/ (access date: 26.09.2016).
6. López García M.J., Caselles V. Mapping burns and natural reforestation using thematic Mapper data. // Geocarto International, 1991, Vol. 6, 1. pp. 31–37. doi:10.1080/10106049109354290
7. Certificate of the Russian Federation № 2015612965. Certificate of official registration of the computer program. Avtomatizirovannaya sistema vydeleniya termicheskikh tochek na osnove kosmicheskikh snimkov Landsat 8 [Automated system of allocation of points based on thermal satellite images Landsat 8]. Statement date 30.12.2014; registration date 02.27.2015.

ЛИЗИНГ СПЕЦТЕХНИКИ И НЕФТЯНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

НАКОПЛЕННЫЙ ОПЫТ ПОЗВОЛЯЕТ НАМ ЧЕТКО ПОНИМАТЬ ПОТРЕБНОСТИ ВСЕХ УЧАСТНИКОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Мы разработали специальные финансовые продукты,
способные удовлетворить множество специфических задач:

- При выполнении работ по строительству нефтегазовых объектов
- При выполнении работ по бурению и исследованию скважин
- При выполнении работ по подъему жидкости из скважины
- При текущем и капитальном ремонте скважин

ФАКТОРИНГ ДЛЯ ПОДРЯДЧИКОВ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА

ПРОБЛЕМА

Российские строительные и сервисные компании часто сталкиваются с ситуацией, когда, выиграв тендер у крупной нефтегазовой компании на подрядные работы, по условиям тендера они получают оплату со значительной отсрочкой. Несмотря на это тендером предусмотрен жесткий график выполнения работ, для которых необходима специализированная техника.

РЕШЕНИЕ ОТ ООО «СИБИРСКАЯ ЛИЗИНГОВАЯ КОМПАНИЯ»

ООО «СЛК» предлагает строительным и сервисным компаниям нефтегазового сектора финансовый продукт, благодаря которому Вы сможете приобрести необходимую Вам технику, не отвлекая собственные средства.

При этом, под гарантию подрядного договора, мы готовы финансировать с авансом, равным 0%.

СИБИРСКАЯ ЛИЗИНГОВАЯ КОМПАНИЯ

18 лет на рынке!

Для получения подробной консультации по финансовым услугам обращайтесь в наш Единый информационный центр:

+7 499 576 57 78 • 8 800 100 32 44

www.oooslk.ru

УДК 620.193

Исследование защитных свойств ингибитора коррозии Напор-1012 в условиях повышенного содержания сульфида железа в нефтепромысловых средах

Н.С. Булдакова
к.х.н., ведущий инженер ОМТП
NSBuldakova@udmurtneft.ru

О.А. Овечкина
заместитель директора по ИД
OAOvechkina@udmurtneft.ru

Ю.В. Береснева
инженер 1 кат. КЛ
YVBeresneva@udmurtneft.ru

В.К. Миллер
к.х.н., инженер 1 кат. ОМТП
VKMiller@udmurtneft.ru

Н.В. Новикова
инженер 2 кат. ОМТП
NVNovikova@udmurtneft.ru

ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр», Ижевск, Россия

В условиях коррозионной агрессивности добываемой жидкости на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» отмечается повышенное количество отказов скважинного оборудования на защищаемом фонде. Одной из причин снижения эффективности ингибиторов коррозии является наличие в попутно-добываемой воде сульфида железа. В статье рассматривается возможное влияние присутствия Fe_xS_y на степень защиты водорастворимого ингибитора марки Напор-1012. Установлено, что вне зависимости от модели пластовой воды появление в системе сульфида железа сопровождается значительным ростом скорости коррозии металла, что объясняется

В настоящее время на большинстве месторождений Удмуртии вместе с нефтью добывается более 80% минерализованной воды, которая вызывает сильное коррозионное разрушение нефтепромыслового оборудования (НПО). Основным решением по борьбе с коррозией является применение ингибиторов (ИК). При этом на защищаемом фонде скважин отмечается значительное количество отказов НПО по причине коррозии, что обусловлено перечнем факторов, способствующих снижению эффективности ингибиторной защиты на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» [1]. На фоне интенсивной сероводородной коррозии наблюдается увеличение в добываемой жидкости взвешенных частиц, преимущественно представленных сульфидом железа [2].

Присутствие Fe_xS_y оказывает влияние на антикоррозионную защиту. С одной стороны, отложения сульфида железа на стенках НПО образуют с металлической поверхностью гальваническую пару, тем самым в значительной степени усиливают коррозионное разрушение металла. С другой стороны, образуемые сульфидом отложения препятствуют проникновению ингибитора коррозии к поверхности оборудования, что делает невозможным образование равномерной защитной пленки реагента. Также взвешенные в добываемой жидкости частицы сульфида могут адсорбировать ингибитор коррозии, препятствуя его оседанию на поверхности НПО и способствуя выносу ингибитора потоком нефтепромысловых сред. [3]. Учитывая перечисленные факторы, необходимо при подборе дозировки ингибитора коррозии, обеспечивающей степень защиты не менее 90%, проводить лабораторное тестирование реагента на моделях пластовых вод, содержащих сульфид железа в количестве, соответствующем реальным условиям. Данный подход позволит более корректно подойди к вопросу подбора оптимальной дозировки, обеспечивающей требуемый уровень ингибиторной защиты, что в свою очередь повысит эффективность антикоррозионной защиты и сократит отказы НПО на осложненном фонде скважин.

С целью установления эффективных дозировок ингибитора коррозии применительно к условиям месторождений ОАО

Показатель	Единица измерения	Результат испытаний	Норматив по ТУ [4]
Внешний вид	-	соответствует	однородная жидкость бесцветная или от светло-желтого до коричневого цвета
Плотность при 20°С	г/см^3	0,822	не нормируется
Аминное число	мг$HClO_4$/г	48,25	не менее 45
Массовая доля фосфора	%	1,48	не менее 1,2
Массовая доля активного вещества	%	19,2	не менее 18
Температура застывания	°С	при минус 50 не застыл	не выше минус 50
Кинематическая вязкость при 20°С	мм^2/с	1,309	не нормируется
Кинематическая вязкость при минус 40°С (значение получено расчетным способом)	мм^2/с	4,624	не нормируется

Таб. 1 — Физико-химические свойства ингибитора коррозии-бактерицида Напор-1012

Месторождение	Физико-химические свойства и растворимые компоненты модельной среды										Fe_xS_y, мг/дм^3
	Минерализация, г/дм^3	Плотность, г/см^3	pH	HCO_3^-, мг/дм^3	Ca^{2+}, мг/дм^3	Mg^{2+}, мг/дм^3	$Na^+ + K^+$, мг/дм^3	SO_4^{2-}, мг/дм^3	Cl^-, мг/дм^3	H_2S, мг/дм^3	
Мишкинское	70	1,045	7,2	427	6745	2479	8444	1989	49634	70	50
Лиственское	212	1,141	6,8	209	13747	4108	62149	550	131619	80	10
Киенгопское	147	1,095	7,2	162	9063	2686	41769	1199	87303	45	10
Чутырское	123	1,080	7,1	267	8291	1975	36085	1653	74699	90	10

Таб. 2 — Состав модельных сред месторождений ОАО «Удмуртнефть»

не только образованием гальванических пар между осадком и металлической поверхностью оборудования, но и частичной адсорбцией реагента на поверхности дисперсных частиц сульфида. Определены удельные дозировки ингибитора коррозии для модельных вод четырех месторождений с различным содержанием сульфида железа.

Материалы и методы
Гравиметрический метод определения защитного действия ингибиторов коррозии.

Ключевые слова
осложнения при добыче нефти, коррозия, ингибитор коррозии, сульфид железа, адсорбция

«Удмуртнефть» с высоким содержанием сульфида железа в промысловых средах был выбран водорастворимый ИК марки Напор-1012 (ТУ 2458-025-12966038-2010). Реагент представляет собой смесь четвертичной пиридиниевой соли, неионогенного ПАВ и катионоактивного фосфорсодержащего ПАВ в смеси органических растворителей [4]. Основные физико-химические свойства данного ингибитора представлены в таб. 1.

При установлении эффективности ИК в сероводородсодержащих средах пользовались гравиметрическим методом, заключающимся в определении в одних и тех же условиях потери массы металлических образцов за время их пребывания в ингибированной и неингибированной средах с последующей оценкой защитного действия ИК [5]. В лабораторных условиях установление эффективности действия ингибиторов проводили на моделях пластовых вод четырех нефтяных месторождений ОАО «Удмуртнефть», отличающихся компонентным составом, содержанием сероводорода и сульфида железа (таб. 2). В качестве образцов свидетелей использовали плоские пластины в соответствии с требованиями ГОСТ Р 9.905-2007 [6]. Среднюю скорость коррозии рассчитывали по потере массы образцов после 6 часов испытаний в динамическом режиме. Определение эффективной дозировки ингибиторов проводили согласно методическим указаниям ПАО «НК «Роснефть» [7].

Непосредственно перед испытанием к модели пластовой воды, содержащей сульфид железа, в двугорлый сосуд через нижний отвод вводили шприцем концентрированный раствор соли железа в объеме, обеспечивающем необходимое содержание ионов железа в растворе с целью последующего образования Fe_xS_y в требуемой концентрации. Затем аналогично дозировали насыщенный раствор сероводорода в объеме, обеспечивающем необходимую для создания условий испытания концентрацию коррозионно-агрессивного компонента, учитывая расход H_2S на образование сульфида железа.

Критерием оценки являлось определение скорости коррозии и расчет эффективности ингибитора. Скорость коррозии ($V_{кор}$) в мм/год вычисляли по формуле:

$$V_{кор} = \frac{m_1 - m_2}{S \cdot \tau} \cdot 1{,}12 ,$$

где m_1 — масса образца до испытания, г; m_2 — масса образца после испытания, г; S — площадь поверхности образца, м²; τ — время испытания, ч.

Эффективность (Z) в процентах рассчитывали по формуле:

$$Z = \frac{m_1 - m_2}{m_3} \cdot 100,$$

где m_1 — потеря массы образца после испытания в неингибированной среде, г; m_2 — потеря массы образца после испытания в ингибированной среде, г; m_3 — потеря массы образца после травления и обработки, г.

В отсутствии сульфида железа в модельной сероводородсодержащей среде скорость коррозии стальных образцов в зависимости от химического состава вод исследуемых месторождений варьируется в диапазоне от 0,120 до 0,181 мм/год. Моделирование формирования осадка сульфида железа в средах нефтяных месторождений приводит к росту скоростей коррозии стальных образцов. В случае модельной среды Мишкинского месторождения, где содержание Fe_xS_y значительно и достигает 50 мг/дм³, скорость коррозии возрастает в 2,1 раза. Полученные результаты скоростей коррозии образцов на средах других месторождений, содержащих Fe_xS_y, представлены в таб. 3.

Рост значения скорости коррозии в присутствии сульфида железа влияет на изменение степени защиты реагента.

В модельной пластовой воде, не содержащей Fe_xS_y, дозировка рассматриваемого реагента, обеспечивающая эффективность защитного действия ингибитора 90%, составляет 20–30 мг/дм³ в зависимости от химического состава сред месторождений. Установлено, что введение в исследуемые системы сульфида железа не позволяет достичь требуемой степени защиты для указанных дозировок реагента Напор-1012. При этом, чем больше содержание взвешенных частиц, тем ниже эффективность реагента и, следовательно, требуется значительное повышение дозировки ИК. Для рассматриваемых моделей пластовых вод Киенгопского, Лиственского и Чутырского месторождений, содержащих по 10 мг/дм³ Fe_xS_y, достижение необходимого уровня защиты обеспечивается дозировками реагента 250 мг/дм³, 300 мг/дм³ и 450 мг/дм³ соответственно (рис. 1). Полученные значения превышают первоначальные дозировки ингибитора минимум в 10 раз. Для условий Мишкинского месторождения, с наибольшим содержанием сульфида железа (50 мг/дм³) эффективная ингибиторная защита достигается лишь при концентрации 500 мг/дм³. Полученные значения степени защиты ИК еще раз подтверждают существенное влияние присутствия сульфида железа в пластовой жидкости.

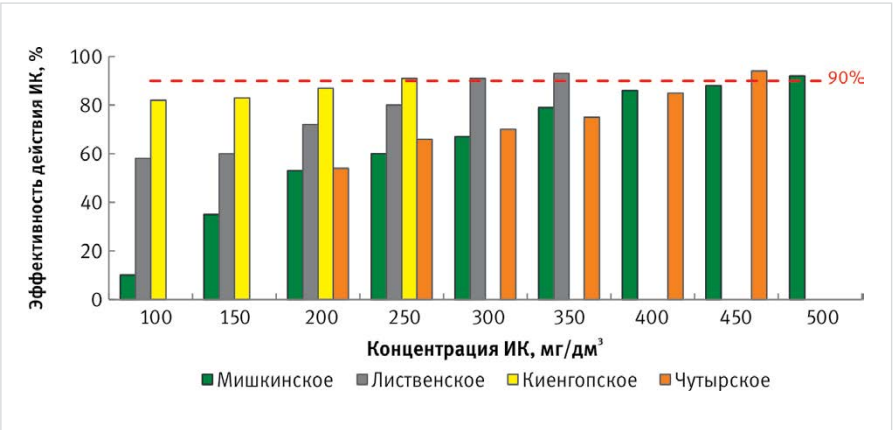


Рис. 1 — Эффективность действия Напор-1012 в модельных средах нефтяных месторождений ОАО «Удмуртнефть», содержащих сульфид железа

Месторождение	Концентрация Fe_xS_y, мг/дм³	Скорость коррозии в отсутствии Fe_xS_y, мм/год	Скорость коррозии в присутствии Fe_xS_y, мм/год
Мишкинское	50	0,181	0,384
Лиственское	10	0,120	0,150
Киенгопское	10	0,134	0,176
Чутырское	10	0,126	0,151

Таб. 3 — Скорость коррозии стальных образцов в модельных средах, содержащих сульфид железа

Для оценки возможной степени адсорбции ингибитора на Fe_xS_y проведены лабораторные испытания. Определение количества адсорбированного реагента на поверхности сульфида железа рассчитывали по разности его концентраций в объеме модельной воды в отсутствии взвешенных частиц и при введении сульфида железа после интенсивного перемешивания в течение определенного времени. Остаточное содержание реагента определялось согласно методике, представленной в ТУ на реагент [4], после интенсивного перемешивания растворов при частоте вращения магнитной мешалки 500 мин$^{-1}$ без доступа кислорода в течение 5 часов и статического отстоя — 16 часов. Во избежание попадания в анализируемый раствор частиц с адсорбированным на них ингибитором пробу предварительно фильтровали через проницаемый для ингибитора фильтр.

Содержание ингибитора коррозии Напор-1012 определяли фотометрическим методом, основанным на окислении фосфорорганических соединений до ортофосфатов и последующем их взаимодействии с молибдатом аммония в кислой среде в присутствии восстановителя с образованием молибденового комплекса, окрашенного в синий цвет [4].

Результаты экспериментов по установлению адсорбционного эффекта ИК на поверхности сульфида железа представлены на рис. 2.

При любой исследуемой дозировке ингибитора коррозии отмечается прямая зависимость между уменьшением содержания ингибитора коррозии в отфильтрованных от сульфида пробах и ростом количества сульфида железа в них. В условиях содержания сульфида 10 мг/дм^3, что в среднем характерно для Лиственского, Киенгопского и Чутырского месторождений, и при базовой дозировке реагента 20 мг/дм^3, установленной в отсутствии Fe_xS_y, адсорбированная часть ингибитора составляет 38,5%. Для модельной воды Мишкинского месторождения (50 мг/дм^3 Fe_xS_y) данный показатель равен 61,0%. Для ингибитора коррозии Напор-1012 с эффективной дозировкой 500 мг/дм^3, установленной для защиты оборудования на Мишкинском месторождении, отмечаются схожие зависимости.

Необходимо отметить, что в присутствии сульфида железа в пластовой жидкости эффективную дозировку ингибитора коррозии Напор-1012 нельзя рассчитать простым повышением базовой дозировки реагента, установленной без учета содержания Fe_xS_y в минерализованной среде, на величину адсорбированной части реагента поверхностью частиц осадка. Результаты проведенных исследований позволяют сделать заключение о том, что влияние сульфида железа на антикоррозионную защиту, в первую очередь, связано не с адсорбцией реагента, а с образованием гальванических пар между осадком и металлической поверхностью оборудования.

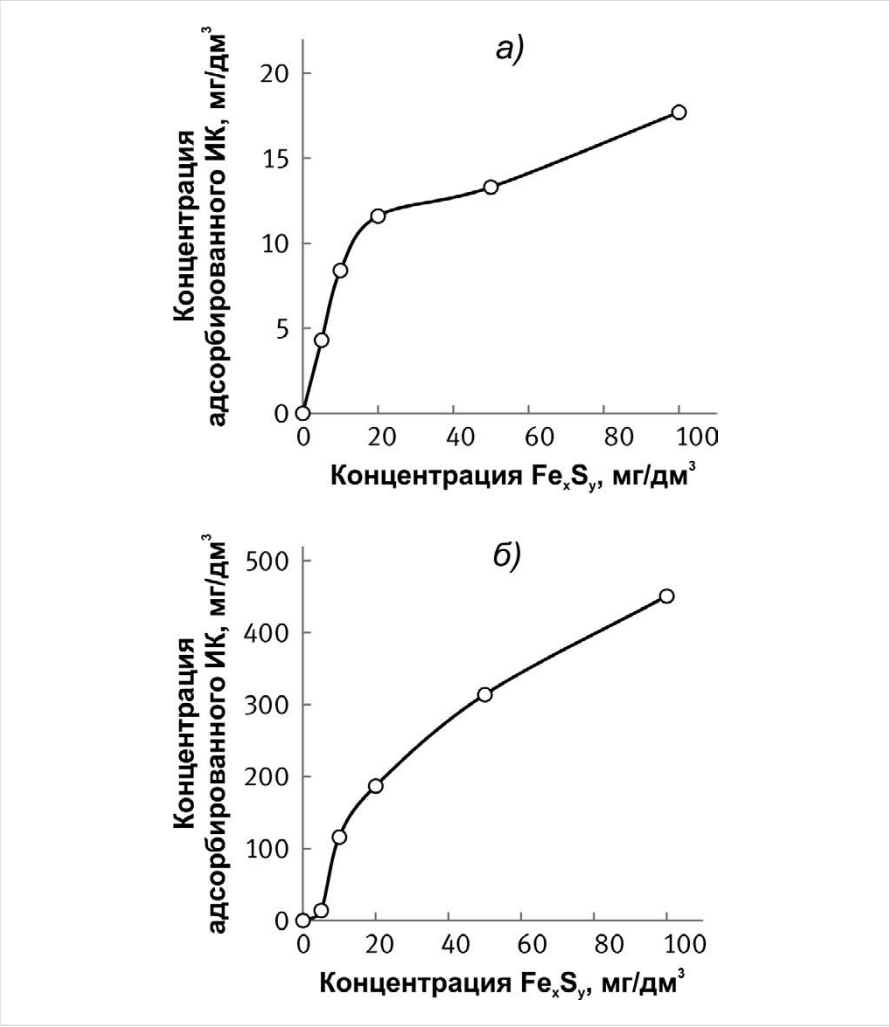
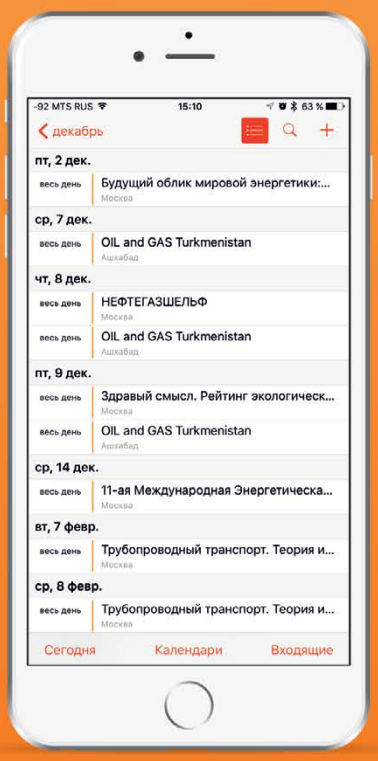


Рис. 2 — Адсорбция ингибитора Напор-1012 на поверхности сульфида железа в зависимости от дозировки реагента: 20 мг/дм^3 (а) и 500 мг/дм^3 (б)

Ноябрьский выпуск

Available on the App Store



Итоги

Проведено исследование по определению защитных свойств ингибитора коррозии Напор-1012 в нефтепромысловых средах, содержащих сульфид железа, а также по установлению адсорбционного эффекта данного реагента на поверхности дисперсных частиц сульфида.

Выводы

1. Коррозионная агрессивность пластовой жидкости зависит не только от ионного состава минерализованной воды, количества растворенных корозионно-агрессивных газов, биозараженности сред сульфатвосстанавливающими бактериями, но и от содержания сульфида железа.
2. Наличие сульфида железа в добываемой жидкости усугубляет коррозионные процессы, это следует учитывать при подборе ингибиторов коррозии, предназначенных для защиты внутрискважинного оборудования и трубопроводов.
3. Ингибитор коррозии Напор-1012 адсорбируется на поверхности сульфида железа, что приводит к увеличению дозировок реагента, необходимых для эффективной защиты нефтепромыслового оборудования.

Список литературы

1. Тощевиков Л.Г., Миллер В.К., Садиоков Э.Е., Назаров Д.А. Решение проблемы коррозии гно малодебитного фонда скважин // Экспозиция Нефть Газ. 2015. №5. С. 39–42.
2. Миллер В.К., Булдакова Н.С., Овечкина О.А., Коробейникова Е.Ю. Предотвращение образования сложных железосодержащих осадков в процессе добычи обводненной нефти // Экспозиция Нефть Газ, 2016. № 4. С. 32–35.
3. Фаритов А.Т. Худякова Л.П., Рождественский Ю.Г., Шестаков А.А. и др. Влияние осадков механических примесей и отложений продуктов коррозии на защитную способность ингибиторов // Нефтяное хозяйство. 2014. №6. С. 116–121.
4. ТУ 2458-025-12966038-2010. Ингибитор коррозии-бактерицид Напор-1012.
5. ФР.1.31.2005.01710. МВИ Ингибиторы коррозии. Определение защитного действия гравиметрическим методом. Казань: Напор, 2005. 13 с.
6. ГОСТ Р 9.905-2007. Единая система защиты от коррозии и старения. Методы коррозионных испытаний. Общие требования.
7. МУК. Единые технические требования по основным классам химических реагентов. Москва: НК «Роснефть», 2016. 183 с.

ENGLISH **CORROSION**

The study of protective properties of corrosion inhibitor Napor-1012 head in a high content of iron sulfide in oilfield environments

UDC 620.193

Authors:
Nadezhda S. Buldakova — lead engineer; NSBuldakova @udmurtneft.ru
Olga A. Ovechkina — deputy director for production engineering; OAOvechkina@udmurtneft.ru
Julia V. Beresneva — 1st category engineer; YVBeresneva@udmurtneft.ru
Veronika K. Miller —Ph.D., 1st category engineer; VKMiller@udmurtneft.ru
Nadezhda V. Novikova — 2nd category engineer; NVNovikova@udmurtneft.ru

JSC “Izhevsk Oil Research Center”, Izhevsk, Russian Federation

Abstract

In the context of the corrosiveness of the fluid produced in the oil fields of "Udmurtneft" noted an increased number of failures downhole equipment on the productive fund. One of reason for reducing the effectiveness of corrosion inhibitors is the presence of iron sulfide in produced water. The article discusses the possible impact of the presence of Fe_xS_y on protection of water-soluble inhibitor of the brand Napor-1012. It is found that regardless of the type of formation water the of appearance the iron sulfide in system is accompanied by a significant increase of the corrosion rate of the metal, which is explained not only by the formation of galvanic couples between the precipitate and the metal surface of the equipment, but also the partial adsorption of reagent on surface of dispersed sulfide particle. In this work was determined the specific dosage of corrosion inhibitor for the treatment model four fields with different content of iron sulfide.

Materials and methods

Gravimetric method for determining the protective action of corrosion inhibitors.

Results

The study to determine the protective properties of the corrosion inhibitor Napor-1012 pressure in oilfield environments containing iron sulphide was conducted. Also the aim of that study was established the effect of adsorption on the surface of the dispersed reagent sulfide particles.

Conclusions

1. Corrosion activity of reservoir fluid is dependent not only on the ionic composition of the briny water, the amount of dissolved corrosion activity gases, environments bio-contamination by sulfate reducing bacteria, but also on the content of iron sulfide.
2. The presence of iron sulfide in the produced fluid exacerbates corrosion processes. It's should be taken into account in the selection of corrosion inhibitors designed to protect downhole equipment and pipelines.
3. Corrosion inhibitor Napor-1012 is adsorbed on the surface of the iron sulphide, which leads an increase in the reagent dosages required for effective protection of oil field equipment.

Keywords

complications for oil, corrosion, corrosion inhibitor, iron sulfide, adsorption

References

1. Toshchevikov L.G., Miller V.K., Sadiokov E.E., Nazarov D.A. *Reshenie problemy korrozii gno malodebitnogo fonda skvazhin* [The solution on corrosion problem of downhole pumping equipment marginal wells]. Exposition Oil Gas, 2015, issue 5, pp. 39–42.
2. Miller V.K., Buldakova N.S., Ovechkina O.A., Korobeynikova E.Yu. *Predotvrashchenie obrazovaniya slozhnykh zhelezosoderzhashchikh osadkov v protsesse dobychi obvodnennoy nefti* [Preventing the formation of complex iron-containing sediments in the water-cut oil production]. Exposition Oil Gas, 2016, issue 4, pp. 32–35.
3. Faritov A.T. Khudyakova L.P., Rozhdestvenskiy Yu.G., Shestakov A.A. and oth. *Vliyanie osadkov mekhanicheskikh primesey i otlozheniy produktov korrozii na zashchitnuyu sposobnost' ingibitorov* [Effect of solids precipitation and deposition of corrosion products on the protective ability of inhibitors]. Oil industry, 2014, issue 4, pp. 116–121.
4. Technical specification 2458-025-12966038-2010. *Ingibitor korrozii-bakteritsid Napor-1012* [Inhibitor of corrosion biocide Napor-1012].
5. FR.1.31.2005.01710. *MVI Ingibitory korrozii. Opredelenie zashchitnogo deystviya gravimetricheskim metodom* [Inhibitor of corrosion. Gravimetric method for determining the protective action]. Kazan: *Napor*, 2005, 13 p.
6. GOST R 9.905-2007. Unified system of corrosion and ageing protection. Corrosion test methods. General requirements
7. MUK. *Edinye tekhnicheskie trebovaniya po osnovnym klassam khimicheskikh reagentov* [Unified technical specifications for basic classes of chemicals]. Moscow: *NK “Rosneft'”*, 2016, 183 p.

проВИТА

Operor pro vita
Работаем для жизни

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ
КОМПАНИЯ «ПРОВИТА»

ведущий отечественный разработчик и производитель оборудования для адсорбционного разделения воздуха

СОВРЕМЕННЫЕ АЗОТНЫЕ И КИСЛОРОДНЫЕ УСТАНОВКИ

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

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

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

МЫ ИЗГОТАВЛИВАЕМ ОБОРУДОВАНИЕ
для Лукойла, Газпрома, Башнефти, Татнефти, МунайГаза и других отечественных и зарубежных компаний

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

www.provita.ru

Производство азота методом короткоцикловой безнагревной адсорбции

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

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

Основным источником азота является атмосферный воздух, содержащий около 78% N_2. Для промышленного производства азота используют три основных метода: криогенную ректификацию, мембранную технологию и метод короткоцикловой безнагревной адсорбции. Криогенные установки позволяют осуществлять комплексное разделение воздуха с извлечением всех его компонентов при относительно небольших удельных затратах энергии.

Метод криогенной ректификации, протекающий при температуре около -200°С, целесообразно использовать при разделении не менее 1000 м³/час воздуха т.е при получении достаточно больших количеств азота, кислорода, аргона. Кроме того, только на крупных криогенных установка можно получать неоно-гелиевую смесь и криптоно-ксеноновый концентрат.

При этом продукты разделения воздуха можно получать как в газообразном, так и в жидком виде. Получаемый кислород имеет концентрацию не менее 99,2%, а азот от 98 до 99,9995%. Основными недостатками этих установок является невозможность остановки оборудования при прекращении потребления получаемых продуктов и необходимость периодической остановки оборудования для его отогрева, ремонта и профилактики. Кроме того установки требуют квалифицированного круглосуточного обслуживания. Рабочий цикл криогенных установок составляет от нескольких месяцев до года. Продолжительность регламентных работ может составлять несколько недель.

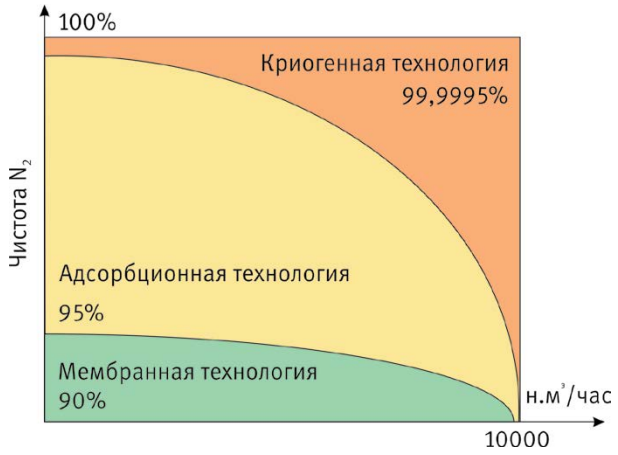
Мембранные технологии, появившиеся сравнительно недавно, используются для получения азота чистотой 95–99,9%. В основе мембранных систем лежит разница в скорости проникновения компонентов газовой смеси через мембраны. Существенным недостатком мембранных установок является процесс деградации мембран, т.е. снижение производительности мембранного картриджа. В первый год эксплуатации снижение составляет до 10%, далее скорость деградации незначительно уменьшается. Для компенсации неизбежного процесса деградации мембран производители часто «переразмеривают» установку, делая ее с запасом, что также приводит к увеличению расхода сжатого воздуха.

К дополнительным недостаткам мембранной технологии можно отнести следующее:

- более низкая энергоэффективность в сравнении с адсорбционной технологией;
- процесс разделения воздуха идет при более высоком давлении, чем в адсорбционных установках, следовательно, на сжатие воздуха тратится больше электроэнергии;
- для нормальной работы мембранного модуля воздух на него должен подаваться подогретым до температуры +40..+55°С, что так же влечет дополнительный расход электроэнергии; относительно низкая чистота получаемого азота. Энергозартаты на получение азота чистотой 99,5% в этих установках в среднем составляют 1,0 кВт-ч/м³.

Адсорбционная технология разделения воздуха активно используется для получения чистого азота с конца прошлого столетия. Это связано с появлением на рынке высокоэффективных углеродных молекулярных сит с развитой специфической микропористой структурой. Принцип работы адсорбционных установок основан на поглощении компонентов газовой смеси поверхностью твердого тела (адсорбента) за счет сил межмолекулярного взаимодействия. При этом скорость поглощения азота в десятки раз ниже скорости поглощения кислорода.

Современные углеродные молекулярные сита позволяют получать азот чистотой до 99,9999%. При этом удельные энергозатраты на производство азота чистотой 99,99% в среднем составляют 0,75 кВт-ч/м³. Стандартно давление получаемого азота 7–12 бар, но с помощью бустера его можно повысить до 320 бар и выше. Адсорбционные установки работают полностью в автономном режиме. В случае прекращения потребления азота они переходят в режим ожидания без потерь качества получаемого азота.



Целесообразность использования различных технологий разделения воздуха

Система управления типа PCS-6

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

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

В пищевой промышленности азот зарегистрирован в качестве пищевой добавки E941, как газовая среда для упаковки и хранения продуктов, кроме того азот применяется при разливе масел и негазированных напитков для создания избыточного давления и инертной среды в мягкой таре.

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

Производительность азотных адсорбционных установок варьируется от нескольких литров до сотен кубических метров в час. Срок эксплуатации установок без замены адсорбента составляет не менее 10–15 лет.

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

Стандартная комплектация адсорбционной установки включает:

- винтовой компрессор для сжатия атмосферного воздуха,
- рефрижераторный или адсорбционный осушитель,
- блок фильтров для очистки воздуха от паров масла,
- воздушный ресивер,
- адсорбционный генератор для разделения воздуха
- продукционный ресивер.

В качестве дополнительных опций используются бустеры для повышения давления продукционного газа, в том числе, для закачки газа в баллоны. Все оборудование может быть смонтировано в специальном контейнерном модуле, оснащенном системами освещения, отопления, вентиляции, пожарной и охранной сигнализацией, системой пожаротушения. Контейнер рассчитан для эксплуатации в диапазоне температур от -50 до+45°С.

Блок газоразделения снабжен системой управления типа PCS-6, которая обеспечивает:

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

Система управления PCS-6 обеспечивает контроль основных параметров процесса, имеет счетчик времени работы, таймер наработки и другие функции.

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

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

При производстве азотных установок компания «Провита» использует высококачественные комплектующие и современные материалы от ведущих мировых производителей, все оборудование проходит многоступенчатый контроль качества. Отлаженный производственный процесс и многолетний опыт работы позволяют выпускать высоконадежное оборудование, способное бесперебойно производить азот 24 часа в сутки, 365 дней в году.

Адсорбционные установки работают полностью в автоматическом режиме и не требуют постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Компания «Провита» предлагает широкую линейку азотных установок производительностью от 50 до 5000 л/мин и более.

В крупных азотных установках используются многоадсорберные генераторы с общей системой управления. Генераторы азота серии «мультицикл» обеспечивают равномерное потребление воздуха и стабильное производство продукционного газа. При этом не требуются воздушные и азотные ресиверы больших объемов.

Компания «Провита» постоянно работает над совершенствованием адсорбционной технологии получения чистого азота, повышая надежность оборудования и уменьшая удельные энергозатраты на его получение.

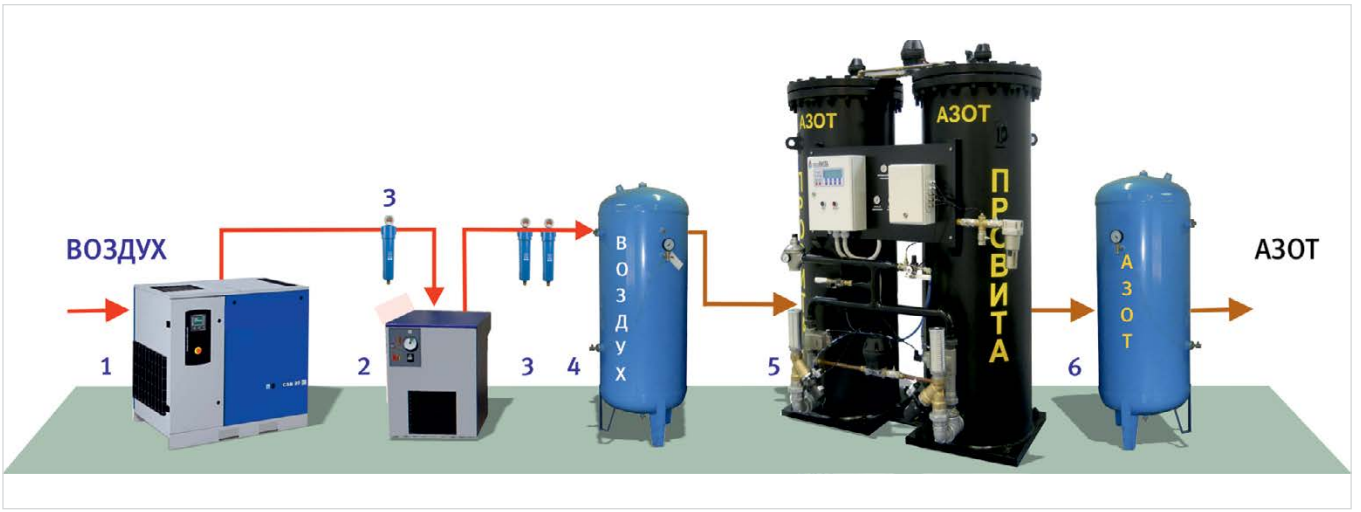
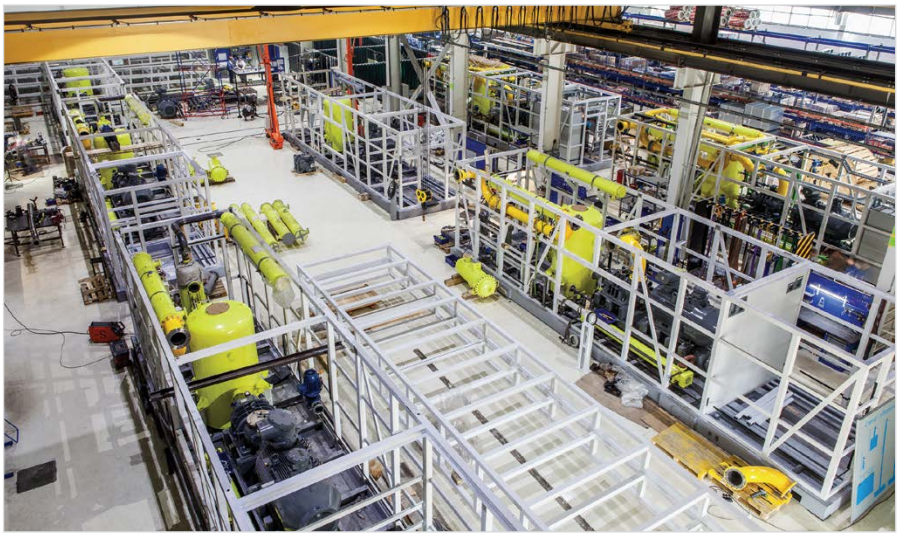


Схема адсорбционной установки

GEA: инженерные решения для компримирования мирового класса

А.Р. Мустафин
менеджер по развитию нефтегазового бизнеса

Международный машиностроительный концерн GEA основан в 1881 году, и сегодня он объединяет более 250 инжиниринговых компаний и заводов, которые производят оборудование для нефтегазовой, нефтехимической, обрабатывающей и других отраслей промышленности.



Концерн разрабатывает и выпускает технологические компоненты и оборудование для различных отраслей. К примеру, винтовые компрессоры используются как для сжатия различных газов, так и для компримирования хладагентов в промышленных холодильных установках, с помощью которых охлаждают различные среды в разных отраслях — от нефтегазовой до пищевой. Широкое применение находят и поршневые компрессоры, и центробежная разделительная техника, вакуумсоздающие системы (эжекторы), и другое оборудование, выпускаемое концерном GEA.

На базе основных компонентов осуществляется проектирование и инжиниринг технологических установок и решений, их комплексная автоматизация и т.д. Методы и подходы к автоматизации и проектированию соотносятся с высокими стандартами GEA, а также соблюдаются требования и стандарты для конкретной промышленности и страны. Преимущество международной команды GEA состоит в том, что подразделения во всем мире свободно обмениваются информацией по инновациям, технологиям и лучшим практикам. Зачастую наиболее эффективные решения могут заимствоваться из абсолютно разных отраслей.

Среди проектов компании установки и заводы «под ключ», как на береговых объектах, так и на морских сооружениях. Заказчиками решений и оборудования GEA являются крупнейшие энергетические и добывающие компании, EPC-контракторы.

Эффективное компримирование

Традиционная специализация GEA — производство винтовых компрессоров. Например, линейка GEA Grasso хорошо известна во всем мире и применяется в промышленных холодильных установках и дожимных компрессорных станциях (ДКС). Компрессоры отличаются современной конструкцией, запатентованным профилем винтовой пары и рядом других особенностей, обеспечивающих их эффективность. Концерн вкладывает колоссальные средства, чтобы постоянно совершенствовать оборудование и технологию производства.

В России компрессоры GEA Grasso известны с 1970-х годов. Они наиболее распространены в парке оборудования нефтегазовых компаний. Сегодня на нефтегазовых месторождениях в установках различного назначения работает более 10 000 компрессоров GEA.

Их ключевое преимущество — запатентованный профиль 5/6 винтовой пары. Суть ноу-хау — оптимальное соотношение длины ротора к его диаметру, благодаря чему ротор получает больше прочности и жесткости, исключаются изгибы ротора (эффекта «банана») и недопустимые напряжения. При этом увеличивается число полостей сжатия (одновременно с уменьшением объема каждой полости). За счет этого уменьшается разница давлений между соседними полостями, появление пульсирующей подачи становится невозможной. А короткая линия зацепления между ведущим и ведомым ротором обеспечивает лучшую герметичность полостей сжатия, позволяя избежать перетечек и повысить энергоэффективность компримирования.

К другим важным достоинствам компрессоров GEA относится простота конструкции и сервисного обслуживания. Так, в качестве радиальных подшипников ротора для компрессоров серии Large используются баббитовые подшипники скольжения (работают в масляной пленке). У них практически неограниченный срок службы; они устойчивы к мелким загрязняющим частицам и к ударам во время эксплуатации, а также снижают шум и вибрацию.

Основные осевые нагрузки принимают на себя упорные шарикоподшипники. При необходимости легко проверить их работоспособность и заменить неисправные на новые. Чтобы заменить шарикоподшипники, достаточно открыть небольшие торцевые (подшипниковые) крышки на корпусе компрессора. Это займет не более часа.

Курс на локализацию

Согласно своей производственной стратегии, GEA стремится локализовать инжиниринг и производство технологических установок на рынках, которые демонстрируют высокий спрос на продукцию концерна.

Помимо компрессоров, для холодильных и газовых установок требуются еще тысячи деталей и компонентов. Поэтому концерн делает ставку на развитие долгосрочных отношений с российскими производителями комплектующих и оборудования.

Сегодня доля российских комплектующих и материалов в производимых установках составляет более 75%. Главный импортируемый компонент — винтовой компрессор.

За четверть века работы в России концерн реализовал более тысячи проектов в различных отраслях промышленности, в том числе более 350 — в области промышленного холода и компримирования газов.

В 2015 году в г. Климовск (Московская область) российское подразделение GEA запустило в эксплуатацию новый завод по выпуску компрессорных агрегатов, холодильных машин, а также блочно-модульных решений (компрессорных станций, установок подготовки газа, установок получения СПГ). Производство организовано в соответствии с международными стандартами GEA и оснащено самым современным оборудованием.

Все работы выполняются в соответствии со схемами технологического процесса и схемами работ на участках, разрабатываются операционные карты, на производстве действует система входного контроля, зона карантина и складирования деталей и оборудования, ярлыки соответствия и несоответствия, система рекламаций, система пооперационного контроля, маршрутные карты, сварочные журналы, система учета замечаний, ресурсное планирование выполнения работ в зоне производства,

составляются графики и диаграммы Ганта, персонал проходит обучение бережливому производству, и внедряются LEAN-проекты, получен сертификат «Желтый пояс. Концепция ГЕА 6 Сигм», каждый участок оснащен стендом для чертежей, стеллажом и верстаком, введена система контроля доступа и т.д.

За последние два года специалисты ГЕА в России разработали и произвели 7 компрессорных станций для добычи низконапорного газа, 2 ДКС для подачи топливного газа на ГТЭС, несколько холодильных машин (чиллеров), блок испарения CO_2, установку подготовки ПНГ, компрессорный гелиевый агрегат, блочный пункт подготовки газа, 2 блока отсекающей арматуры. Также модернизирована мобильная установка для подготовки нефти на базе саморазгружающегося сепаратора.

Компания гарантирует заказчикам качественный сервис на всех объектах, реализованных с ее участием. Также GEA располагает в РФ складами запасных частей, поэтому может оперативно осуществлять их доставку.

Системы для добычи нефти и газа

Разделительная техника, которую концерн GEA выпускает на базе центробежных сепараторов и декантеров, применяется на добывающих платформах и морских сооружениях. С ее помощью очищаются сбросные воды, реагенты, подготавливаются углеводороды, масла и топливо. В условиях ограниченного пространства морского сооружения эти установки особо ценятся за компактность.

Также GEA, как крупнейший производитель вакуумсоздающих систем и струйных насосов для НПЗ развивает инженерные решения на базе эжекторной техники для добывающей отрасли. Например, газоструйная компрессорная установка, которую разработал концерн, успешно эксплуатируется на добывающей платформе на газовом месторождении в Северном море. Установка позволяет продлить срок эксплуатации скважин с низким устьевым давлением за счет механического компрессора и эжектора.

Модульные решения для подготовки газа

Кроме эффективных установок, задействованных в технологических процессах добычи нефти и газа, GEA имеет в своем арсенале широкую линейку инжиниринговых решений и оборудования для подготовки углеводородов к транспортировке.

Например, в процессах компримирования газов на газовых месторождениях хорошо зарекомендовала себя серийная компрессорная установка КУ ГЕА Сириус. В зависимости от применяемых компрессоров, ее производительность составляет до 32000 нм^3/ч. Установка создает конечное давление 5,2 МПа при давлении всасывания до 1,8 МПа. Недавно оборудование прошло сертификацию на соответствие стандартам Таможенного союза.

Также для российского рынка GEA производит установки подготовки попутного нефтяного газа (ПНГ) перед компримированием в блочно-модульном исполнении. В них осуществляется низкотемпературная сепарация тяжелых углеводородов в ПНГ.

В 2016 году заключен договор на поставку модульной холодильной установки для подготовки ПНГ для Восточно-Перевального месторождения НК «Лукойл» и в настоящее время она изготавливается на заводе ГЕА в Климовске.

По-настоящему уникальным и знаковым проектом GEA в России стала разработка модульной компрессорной установки (МКУ) для Вынгапуровского газового промысла. В 2015 году компания «ГЕА Рефрижерейшн РУС» поставила 7 установок в ООО «Газпром добыча Ноябрьск». Заложенные в МКУ технические решения не имеют аналогов в мире.

Отметим основные конструктивные преимущества установки:

1. Установка компактна, легко вписывается в ограниченное пространство контейнера.
2. МКУ обладает высокой эксплуатационной надежностью, которая обеспечивается беспрецедентной стабильностью винтового компрессора и резервированием некоторых видов оборудования, поэтому межсервисный интервал МКУ достигает 8 000 часов.
3. МКУ адаптирована для экстремальных климатических условий Крайнего Севера. Она способна функционировать автономно, не требует постоянного присутствия обслуживающего персонала. Управлять ею можно удаленно с пульта оператора.
4. Еще одно существенное достоинство — легкость обслуживания в полевых условиях (внутри контейнера). Модульная конструкция позволяет заменить осевые подшипники непосредственно на узле, без демонтажа компрессора. Благодаря этой особенности можно оперативно проверять техническое состояние подшипников и винтовой пары.

МКУ состоит из двух модулей: компрессорного и сепарационного, плюс аппарат воздушного охлаждения (АВО).

Компрессорный модуль включает:

- винтовой компрессор с электродвигателем,
- систему смазки и охлаждения,
- систему тонкой очистки газа,
- отсек управления,
- вспомогательные системы.

Сепарационный модуль МКУ включает:

- входной сепаратор-пробкоуловитель,
- сепаратор тонкой очистки газа,
- систему откачки пластовой воды,
- дизельный генератор с топливным баком,
- ЧРП для главного двигателя компрессора.

Дополнительно модуль комплектуется преобразователем частоты, с которым компрессор может работать с частотой 3 600 об/мин, обеспечивая еще большую производительность.

Комфортное и экономное владение

При работе с заказчиками GEA гарантирует не только передовые технологические и инженерные решения, но и низкую стоимость жизненного цикла оборудования, а также ответственный сервис. При подготовке предложений и разработке технических решений специалисты компании производят необходимые расчеты, учитывающие капитальные и эксплуатационные затраты за расчетный период работы установки, и подбирают оптимальные решения с учетом пожеланий клиента.

Специалисты ГЕА имеют большой опыт по доработке и обслуживанию технологических установок сторонних производителей, как отечественных, так и зарубежных.

Инспекционные осмотры, техническое обслуживание объектов, а также поставка запасных частей к действующему оборудованию, текущий и капитальный ремонты, инструментальный энергоаудит и модернизация установок — полный комплекс сервисных услуг доступен для российских заказчиков.

GEA engineering for a better world

ГЕА в России
105094, Москва, ул.Семёновский вал, 6А
Тел.: +7(495) 787-20-20
Факс: +7(495) 787-20-12
sales.russia@gea.com
www.geaenergy.ru

Производственная независимость

И.А. Завырылин
технический директор

ООО НПФ «Политехника», Москва, Россия

Несмотря на большой шум, поднятый отдельными представителями СМИ и поддержанный некоторыми чиновниками и политиками, похвастаться успехами в импортозамещении может не каждое российское предприятие. Заявить же о постоянном ежегодном росте объемов выпускаемой продукции из отечественных комплектующих — явление из области фантастики.

ПСГ-5000, месторождение Купол, АО «ЧГГК»

Но такие предприятия есть, и среди них ООО НПФ «Политехника». Его специализацией является производство импортозамещающих изделий на основе полиуретана. Если говорить об объемах, в 1-м полугодии текущего года было изготовлено 51,5 тыс. м^3 эластичных резервуаров, а планируемый выпуск за 2-е полугодие 2016 года предполагает расчетные объемы в 55 тыс. м^3. В целом с 2014 года было произведено по программе импортозамещения эластичных резервуаров более чем 280 000 м^3. Выпускаемая «Политехникой» продукция широко применяется в разных сферах промышленности: горнодобывающей, автомобильной, нефтегазодобывающей, строительной отраслях, а также в подразделениях Министерства обороны, структурах МЧС.

В 2010 году ООО НПФ «Политехника» приступила к серийному выпуску отечественных полевых складов горючего (ПСГ) полной комплектации и различных объемов на базе эластичных резервуаров. Здесь надо отдать должное руководству предприятия: оно в приказном порядке запретило покупать иностранное оборудование для изготовления и комплектации собственных изделий. Кроме того, компания создала реестр применяемого в производстве отечественного оборудования. Тестовые образцы испытывали «вживую», и, в случае успешного результата, сразу же размещали заказы на поставки среди прошедших проверку производителей. Мощную поддержку оказала научно-техническая «база», с которой совместно работают специалисты компании. Например, ПСГ и эластичные резервуары из полиуретана различного назначения разрабатывались в тесном сотрудничестве с Управлением (ракетного топлива и горючего) Штаба материально-технического обеспечения ВС Российской Федерации, ФАУ «25-ый ГосНИИ Химмотологии Министерства обороны РФ».

На сегодняшний день компания располагает собственной производственно-технической базой, расположенной в пгт. Редкино Тверской области, в 110 км к северу от Москвы, который имеет удобные подъезды для проезда крупногабаритного транспорта. Ее цеха оснащены необходимыми грузоподъемными механизмами и инновационным оборудованием, где осуществляется полный цикл работ по изготовлению эластичных резервуаров и других изделий, отвечающих самым строгим требованиям, из высококачественного сырья. Проявляется забота о здоровье тружеников предприятия: в компании разработан комплекс норм и правил для соблюдения техники безопасности при производственных работах.

Высокая квалификация инженерно-технических кадров и рабочих уже позволила предприятию победить в тендерах и участвовать в больших проектах ПАО «Газпром нефть», ОАО «НК «Роснефть», Министерства обороны РФ, МЧС, других учреждений и ведомств, а также в программах зарубежных компаний Вьетнама, Венесуэлы, Казахстана, Таджикистана, Узбекистана, Чили и других.

Например, специалисты компании проводят сложные сварочные операции, необходимые при изготовлении металлических изделий из нержавеющей стали (системы складского трубопровода, коллекторных колец, трубопроводной арматуры НРМ, УМВГ) так, что они не уступают по качеству импортным изделиям. Применяемые ими современные технологии ТВЧ (токи высокой частоты) позволяют производить высококачественные эластичные резервуары из полиуретана, существенно удешевляют стоимость готовой продукции, что, в свою очередь, повышает конкурентоспособность изделий.

Учитывая большую долю импорта в отдельных отраслях отечественной промышленности, например, в нефтегазовом секторе, где он достигает 70%, ООО НПФ «Политехника» активно работает над расширением перечня производимой им продукции. Уже сегодня по программе импортозамещения компания выпускает широкий ассортимент изделий:

- ПГС различной вместимости, насосно-раздаточные модули (НРМ);
- эластичные резервуары для ГСМ, газгольдеры для ШФЛУ, мягкие эластичные резервуары со сменным вкладышем для временного хранения нефти и нефтепродуктов, транспортные эластичные резервуары, гибридные резервуары для нефти, нефтепродуктов и других технических жидкостей, противофильтрационные полога, резервуары для трансформаторного масла, рукавные трубопроводы, резервуары ЛАРН, емкости для воды, противопожарные мобильные комплексы;
- наливные дамбы, судоподъемные понтоны, емкости для тестирования грузоподъемной техники, ранцевые канистры и мягкие топливные баки.

Вся продукция соответствует принятым стандартам и разрешена к применению Федеральной службой по технологическому, экологическому и атомному надзору. По желанию заказчика изделия могут быть

ПСГ-2500,Тагульское месторождение, Ванкорнефть

изготовлены как по типовым проектам, так и по индивидуальным программам.

ООО НПФ «Политехника» совместно с Управлением ракетного топлива и горючего Департамента ресурсного обеспечения МТО ВС РФ, «25-ым ГОСНИИ Химмотологии МО РФ» ведет разработки новейших образцов полевых складов горючего. В рамках исследований и дальнейшего анализа отслеживаются работоспособность ПСГ и их комплектующих, идет оптимизация оборудования, определяются перспективные направления развития и их финансирование. Также производится отбор новых поставщиков и подготавливается база контрагентов, прогнозируется спрос, выявляются перспективные ниши и так далее. Кроме того, большое внимание уделяется и уже «работающим» образцам. А именно: ПГС, размещенный в 2012 году на полигоне «Прудбой», ПСГ общей вместимостью 600 м^3 в Калининградской обл. (2013 г.), ПСГ-600 в Оренбургской обл. (2015), ПСГ- 600 в Вольском военном институте (2016 г.), ПСГ-600, развернутый на полигоне республики Крым в августе 2016 года.

Особенностями этого типа ПСГ являются:

- экологическая безопасность (защитный поддон — противофильтрационный полог), хранение нефтепродуктов без потери качества, снижение в 4,5–5 раз естественной убыли нефтепродуктов в весенне-летний период эксплуатации, снижение массы (материалоемкости) резервуаров;
- изготовление полимерных эластичных (мягких) резервуаров производится на промышленных станках ТВЧ;
- снижение трудозатрат на развертывание склада в 3–3,5 раза;
- система активной молниезащиты ФОРЭНД, (радиус действия 100 м);
- система наружного освещения склада, в том числе маскировочное;
- автоматизированное рабочее место для обслуживающего персонала, оборудование для экспресс-анализа топлива.

Единственный путь достижения результатов в импортозамещении — целенаправленная работа наших производителей по освоению нового оборудования. К сожалению, несмотря на ценовое преимущество, отечественные устройства уступают по качеству производимой на нем продукции, поэтому приходится жестко контролировать материалы, процесс обработки, соблюдение сроков проведения испытаний и т.д. Однако опыт доказывает, что российские производители могут достигать конкурентного уровня в сравнении с традиционными импортными аналогами, а порой даже превышать его. Не это ли путь к импортозамещению? Уже сегодня имеется серьезный задел, позволяющий строить позитивные прогнозы развития отечественного производства.

ПОЛИТЕХНИКА
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА
25 лет

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

Гибридный резервуар

Производственный цех НПФ «Политехника», пгт. Редкино

Преимущества работы с компанией ООО НПФ «Политехника».

1. **Высокопрофессиональный, качественный сервис позволяет «Политехнике» занимать авторитетную позицию на отечественном рынке.**
2. **Ведущее российское предприятие, специализирующееся на разработке и серийном производстве эластичных резервуаров и мягких оболочек.**
3. **Выпуск продукции производится на новейшем автоматизированном оборудовании ТВЧ, обеспечивающем разработку конструктивных решений и изготовление на его основе или по ТЗ заказчика эластичных резервуаров различных форм и вместимости.**
4. **Стабильность – надёжность компании и эффективность за последние 10 лет, обеспечение безопасности предприятия при организации производства.**
5. **Динамичное развитие — ежегодный рост производства и производительности по выпускаемой продукции.**
6. **Высокое качество продукции, соответствующее мировым стандартам систем менеджмента качества.**

ПСГ-600, Тоцкий полигон, Минобороны РФ

УДК 628.146

Силовое взаимодействие морских трубопроводов с промерзающими многолетнемерзлыми породами в прибрежной зоне шельфа

Т.И. Лаптева
к.т.н., зам. начальника лаборатории
T_Lapteva@vniigaz.gazprom.ru

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва, Россия

В прибрежной зоне арктического шельфа вблизи берегов возможно развитие донных субаквальных многолетнемерзлых пород (СММП). На подобных участках может происходить промерзание донных пород вокруг морского трубопровода, транспортирующего продукт даже при слабоотрицательных температурах. При промерзании грунта происходит его криогенное (морозное) пучение, что может привести к изменению планово-высотного положения морского трубопровода с появлением дополнительных продольных (осевых) напряжений, влияющих на эксплуатационную надежность трубопровода.

Освоение нефтегазовых месторождений Арктического шельфа тесно связано со строительством трубопроводов, обеспечивающих транспорт углеводородов с шельфа на сушу [2]. Возможным препятствием для осуществления подобных проектов является развитие вблизи берегов донных СММП, что усложняет выбор зон берегового примыкания морских трубопроводов. Большое значение для обеспечения эксплуатационной надежности морских трубопроводов имеет анализ их поведения в районах берегового примыкания в условиях наличия СММП. Действующие нормативные документы, как российские, так и международные [3–6], не содержат конкретных рекомендаций по анализу термодинамического состояния грунта в таких условиях, поэтому в каждом отдельном случае необходимо выполнение специализированных расчетов.

Морской трубопровод в зоне действия морозных сил пучения моделируется как упругоискривленный участок (рис. 1), рассматриваемый как тонкостенная оболочка при определении кольцевых напряжений и как балка малой кривизны при определении продольных напряжений.

На трубопровод действует следующая система нагрузок: 1) гравитационные силы; 2) внутреннее давление в трубе; 3) тепловое расширение; 4) нагрузки, возникающие при морозном пучении грунта. Гравитационная нагрузка учитывается путем задания ускорения силы тяжести и соответствующей массовой плотности материала трубы. Кроме того, должны быть учтены вес перекачиваемого продукта и изоляции, если таковая имеется. Основными для данной трубопроводной системы являются нагрузки, обусловленные пучением грунта. В настоящее время оценка непосредственно сил морозного пучения затруднительна, поэтому здесь предпочтительно задавать невозмущенный профиль пучения в виде функции вертикального перемещения грунта при свободном пучении от продольной координаты. Пусть на рассматриваемом участке трубопровода морозное пучение грунта происходит в виде образования системы одиночных бугров пучения, удаленных друг от друга настолько, что их совместным влиянием на изгиб трубопровода можно пренебречь. Тогда решение поставленной задачи сводится к решению серии задач о взаимодействии трубопровода с единичным бугром пучения.

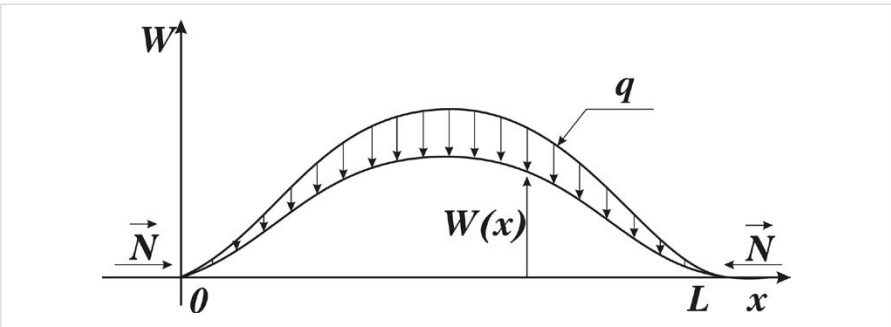


Рис. 1 — Расчетная схема для оценки напряженно-деформированного состояния трубопровода в зоне пучения грунта

Дополнительные продольные напряжения [7] в стенке трубопровода зависят от множества факторов:

- температура перекачиваемого продукта;
- расход, температура, теплопроводность, вязкость перекачиваемого продукта;
- глубина заложения трубопровода;
- теплопроводность и теплоемкость талых и мерзлых грунтов;
- влажность грунтов и теплота фазового перехода;
- относительное пучение грунтов и максимальное значение нормальных сил морозного пучения;
- механические характеристики грунтов в талом и мерзлом состоянии.

Оценка напряженно-деформированного состояния трубопровода опирается на критерии прочности и пластичности. В качестве критерия пластичности выбран критерий удельной потенциальной энергии изменения формы, в основе которого лежит сравнение эквивалентного напряжения $\sigma_{экв}$ с пределом текучести σ_T материала согласно критерию:

$$\sigma_{экв} \leq 0{,}9 \cdot \sigma_m. \quad (1)$$

В случае плоско напряженного состояния эквивалентное напряжение вычисляется согласно:

$$\sigma_{экв} = \sqrt{(\sigma_{кц}^2 + \sigma_{пр}^2 - \sigma_{кц} \cdot \sigma_{пр})}, \quad (2)$$

где $\sigma_{кц}$ — кольцевые напряжения; $\sigma_{пр}$ — продольные напряжения.

Изменение высотного положения трубопровода (изгиб) приводит к появлению дополнительных продольных напряжений $\Delta\sigma_{пр}$ при неизменных кольцевых напряжениях $\sigma_{кц}$. Согласно [8], дополнительное продольное напряжение $\Delta\sigma_{пр}$ с учетом того, что изгиб трубопровода может быть описан синусоидой с одной полуволной:

$$W(x) = h_f \cdot \sin(\pi x/L), \quad (3)$$

определяется как:

$$\Delta\sigma_{пр} = (E \cdot D)/2 \cdot (d^2W)/(dx^2) = -h_f(\pi/L)^2 \, E \cdot r \cdot \sin(\pi x/L), \quad (4)$$

где h_f — высота бугра пучения; $r = D/2$ — наружный радиус сечения трубы; E — модуль упругости металла трубы.

Дифференциальное уравнение изогнутой оси трубопровода на таком участке описывается зависимостью [9]:

$$EI\,(d^4W)/(dx^4) - N(d^2W)/(dx^2) = q, \quad (5)$$

где N — продольное сжимающее усилие; q — равномерно распределенная нагрузка, действующая на трубопровод сверху; I — осевой момент инерции сечения трубы.

Преобразуем уравнение (5) с учетом выражений (6):

$$\left.\begin{aligned} \frac{d^2W}{dx^2} &= -h_f \left(\frac{\pi}{L}\right)^2 \cdot \sin\left(\frac{\pi x}{L}\right) \\ \frac{d^4W}{dx^4} &= \left(\frac{\pi}{L}\right)^4 \cdot h_f \cdot \sin\left(\frac{\pi x}{L}\right) \end{aligned}\right\}. \quad (6)$$

Предложенные аналитические выражения для определения напряжений в стенке морского трубопровода позволяют с достаточной для инженерных расчетов точностью и с минимальными временными затратами оценить напряженно-деформированное состояние морских трубопроводов на стадии предпроектных разработок при промерзании СММП в прибрежной зоне арктического шельфа [1].

Материалы и методы
На основе решения дифференциального уравнения изогнутой оси трубопровода с помощью методов компьютерной алгебры с привлечением стандартных операторов и пакетов среды Mathematica 5.2 были получены аналитические выражения для определения напряжений в стенке морского трубопровода.
Для оценки точности проведенных инженерных расчетов было проведено математическое моделирование поведения системы трубопровод – грунт с использованием метода конечных элементов, реализованное в стандартной программе Ansys Mechanical 14.0.

Ключевые слова
субаквальные многолетнемерзлые породы, морозное пучение грунта, напряженно-деформированное состояние трубопровода, эквивалентные напряжения, методы компьютерной алгебры, перекрывающий слой грунта

$$N\, h_f\, (\pi/L)^2 \cdot \sin(\pi x/L) = q. \qquad (7)$$

Откуда продольное сжимающее усилие N определяется как:

$$N = \frac{q}{h_f \cdot \sin\left(\frac{\pi x}{L_0}\right)} \left(\frac{L}{\pi}\right)^2 - EI\left(\frac{\pi}{L}\right)^2. \qquad (8)$$

Учитывая (4), преобразуем уравнение (5):

$$EI\,(d^2\,\Delta\sigma_{пр})/(dx^2) - N \cdot \Delta\sigma_{пр} = q \cdot E \cdot r. \qquad (9)$$

Для решения дифференциального уравнения (9) должны быть заданы граничные условия, которые могут быть определены условиями нулевых дополнительное продольное напряжение $\Delta\sigma_{пр}$ на границах изгиба:

$$\Delta\sigma_{пр}\,(0) = \Delta\sigma_{пр}\,(L) = 0. \qquad (10)$$

Для решения дифференциального уравнения (9) с учетом граничных условий (10) будем использовать методы компьютерной алгебры с привлечением стандартных операторов и пакетов среды Mathematica 5.2, где в силу особенностей применения операторов введены новые обозначения: $E1$ соответствует модулю упругости металла трубы E, $I1$ — осевому моменту инерции сечения трубы I.

Символьное решение для определения дополнительного продольного напряжения $\Delta\sigma_{пр}$ в произвольном сечении x трубы в компьютерных кодах представлено ниже

$$\left\{\left\{\Delta\sigma[x] \to \frac{e^{-\frac{x\sqrt{N}}{\sqrt{E1}\sqrt{I1}}}\left(e^{\frac{x\sqrt{N}}{\sqrt{E1}\sqrt{I1}}} - 1\right)}{\left(1 + e^{\frac{L\sqrt{N}}{\sqrt{E1}\sqrt{I1}}}\right)N} \frac{\left(e^{\frac{x\sqrt{N}}{\sqrt{E1}\sqrt{I1}}} - e^{\frac{L\sqrt{N}}{\sqrt{E1}\sqrt{I1}}}\right)E1 \cdot q \cdot r}{}\right\}\right\} \qquad (11)$$

Длина изгиба L может быть определена, исходя из изгибной жесткости и веса трубопровода при укладке согласно [10], по формуле

$$L = \sqrt[4]{\frac{72 \cdot E \cdot I \cdot h_f}{q}}. \qquad (12)$$

Учитывая, что рассматривается упругая стадия работы металла (E = 2,1·10^{11} Па, ν = 0,3, α=1,2·10^{-4} °C^{-1}) и что Δt равен 35°C, находим составляющую продольного напряжения, независящую от изменения высотного положения трубопровода:

$$\sigma'_{пр} = \nu\sigma_{кц} - \alpha E \Delta t = -11{,}828 \text{ МПа},$$

где ν — коэффициент поперечной деформации в упругой области; α — коэффициент линейного расширения; Δt — перепад температуры, равный разности температуры транспортируемого газа и температуры замыкания при строительстве трубопровода. Знак «–» при $\sigma'_{пр}$ показывает, что до начала процесса морозного пучения морской трубопровод был сжат.

С учетом знака деформаций полные продольные напряжения для трубопровода вычисляются как:

$$\sigma_{пр} = \sigma'_{пр} \pm \Delta\sigma_{пр} = \nu \cdot \sigma_{кц} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{e^{-\sqrt{\frac{N}{E \cdot I}} \cdot x} \cdot \left(e^{\sqrt{\frac{N}{E \cdot I}} \cdot x} - 1\right) \cdot \left(e^{\sqrt{\frac{N}{E \cdot I}} \cdot x} - e^{\sqrt{\frac{N}{E \cdot I}} \cdot L}\right) \cdot E \cdot q \cdot r}{N \cdot \left(1 + e^{\sqrt{\frac{N}{E \cdot I}} \cdot L}\right)} \qquad (13)$$

Далее были проведены расчеты для следующих значений: диаметр трубопровода – 1219 мм, толщина стенки — 27 мм, внутреннее давление в трубопроводе — 11,8 МПа. Расчет производился для значений высоты бугра пучения h_f и соответствующей этому длине изгиба L, определенной по (12). Равномерно распределенная нагрузка q, действующая на трубопровод, составила для газопровода 58825 Н/м, а для нефтепровода — 66888 Н/м, что соответствует перекрывающему слою грунта над трубопроводом, равному 2,25 м; для 3 м: газопровод — q =76104 Н/м, нефтепровод — q =84167 Н/м.

В таб. 1 приведены данные по расчету максимальных продольных, эквивалентных напряжений в стенке трубопровода, что соответствует сечению $x=L/2$, в зависимости от высоты бугра пучения. Положительные значения расчетных величин означают для напряжений от продольных усилий — растяжение, а отрицательные — сжатие.

При отсутствии морозного пучения $\sigma_{кц}$ = 254,574 МПа и $\sigma_{пр}$ = $\sigma'_{пр}$=–11,828 МПа, что дает следующее значение эквивалентного напряжения: $\sigma_{экв}$ =259,519 МПа.

Учитывая, что предел текучести стали, из которой изготовлены трубы, равен 485 МПа, соответствующий стали по API X70, можно сделать вывод о том, что поскольку увеличение эквивалентного напряжения по верхней образующей газопровода с 259,519 МПа до 395,814 МПа для перекрывающего слоя грунта 2,25 м является значимым, то влияние морозного пучения при указанных условиях является заметным, что может в конечном итоге сказаться на эксплуатационной надежности трубопровода. Полные продольные напряжения, возникающие в газопроводе и нефтепроводе, по верхней и нижней образующим отличаются на 1%.

Оценка точности инженерных методов выполняется с помощью относительной погрешности:

$$\Delta = |(\sigma_{экв}^{ан} - \sigma_{экв}^{чис})/(\sigma_{экв}^{ан})|, \qquad (13)$$

где $\sigma_{экв}^{ан}$ — эквивалентные напряжения согласно (11, 12), $\sigma_{экв}^{чис}$ — эквивалентные напряжения, полученные с использованием метода конечных элементов, реализованного в стандартной программе ANSYS.

В таб. 2 приведены результаты расчетов эквивалентных напряжений для газопровода с перекрывающим слоем грунта — 2,25 м, полученные с использованием формул (13) и применением программы Ansys Mechanical 14.0.

Анализ результатов расчета эквивалентных напряжений с помощью выражений (13) (таб. 2) показал, что относительная погрешность вычислений не превышает 10%, что является приемлемым значением для инженерных расчетов [11].

Итоги
Приведены расчетные значения для определения изменения полных продольных и эквивалентных напряжений в стенке морского трубопровода в зависимости от вида перекачиваемого продукта, перекрывающего слоя грунта и высоты выпора грунта при морозном пучении СММП в прибрежной зоне арктического шельфа.

Перекрывающий слой грунта, м	Высота бугра пучения h_f, м	Перекачиваемый продукт	Кольцевое напряжение $\sigma_{кц}$, МПа	Продольное напряжение по нижней образующей $\sigma_{пр}$, МПа	Эквивалентное напряжение по нижней образующей $\sigma_{экв}$, МПа	Продольное напряжение по верхней образующей $\sigma_{пр}$, МПа	Эквивалентное напряжение по верхней образующей $\sigma_{экв}$, МПа
2,25	0,1	газ	254,57	-70.2888	233.279	51.0432	296.044
	0,2			-95.3768	226.325	76.1313	313.345
	0,3			-114.664	222.759	95.4188	327.332
	0,4			-130.954	221.017	111.708	339.55
	0,5			-145.252	220.471	126.027	350.563
	0,6			-158.183	220.775	138.938	360.693
	0,7			-170.131	221.727	150.885	370.221
	0,8			-181.198	223.176	161.952	379.169
	0,9			-191.581	225.023	172.336	387.663
	1			-201.442	227.2030	182.196	395.814
2,25	0,1	нефть	254,57	-69.6376	233.444	50.3921	295.709
	0,2			-94.6673	226.486	75.4218	312.841
	0,3			-113.795	222.885	94.5494	326.69
	0,4			-129.948	221.091	110.703	338.786
	0,5			-144.1480	220.481	124.9030	349.69
	0,6			-156.953	220.714	137.708	359.72
	0,7			-168.801	221.589	149.555	369.153
	0,8			-179.776	222.96	160.531	378.013
	0,9			-190.074	224.726	170.829	386.425
	1			-199.853	226.824	180.6070	394.495
3	0,1	газ	254,57	-69.3005	233.604	50.0549	295.386
	0,2			-93.9821	226.644	74.7365	312.356
	0,3			-112.955	223.01	93.7096	326.071
	0,4			-128.977	221.165	109.732	338.049
	0,5			-143.063	220.495	123.817	348.848
	0,6			-155.765	220.661	136.52	358.782
	0,7			-167.516	221.464	148.27	368.123
	0,8			-178.403	222.759	159.158	376.899
	0,9			-188.619	224.449	169.373	385.231
	1			-198.318	226.468	179.073	393.223
3	0,1	нефть	254,57	-68.9381	233.724	49.6925	295.144
	0,2			-93.4705	226.763	74.225	311.993
	0,3			-112.328	223.105	93.0827	325.609
	0,4			-125.728	221.447	106.483	337.593
	0,5			-142.252	220.509	123.007	348.22
	0,6			-154.879	220.626	135.633	358.083
	0,7			-166.557	221.375	147.311	367.356
	0,8			-177.379	222.615	158.133	376.068
	0,9			-187.33	224.248	168.287	384.34
	1			-197.173	226.209	177.927	392.275

Таб. 1 — Максимальные механические напряжения в стенке трубопровода

Высота бугра пучения hf, м	Значения эквивалентных напряжений, МПа		Относительная погрешность D
	с использованием формул (13)	с применением программы Ansys Mechanical	
0,3	327.332	294.85	0.099
0,4	339.55	318.84	0.061
0,5	350.563	320.44	0.086
0,6	360.693	361.21	0.001
0,7	370.221	379.79	0.026
0,8	379.169	406.61	0.042
0,9	387.663	414.31	0.069
1	395.814	430.79	0.101

Таб. 2 — Сравнение решений по разным программам

Выводы

1. На основе полученных аналитических выражений для морских трубопроводов проведено исследование напряженно-деформированного состояния морского трубопровода при морозном пучении СММП в прибрежной зоне арктического шельфа.
2. Полученные аналитические выражения с достаточной для инженерных расчетов точностью и с минимальными временными затратами могут быть рекомендованы для определения напряжений в стенке морского трубопровода на стадии предпроектных разработок.

Список литературы
1. Кудрявцев С.А., Тюрин. И.М. Теория и практика проектирования фундаментов зданий и сооружений в пучиноопасных грунтах Дальнего Востока. Хабаровск: ДВГУПС, 1999. 83 с.
2. Марченко А.В. Инстанес А., Финсет Ю., Онищенко Д.А. Мониторинг термодинамического состояния грунта вблизи берегового примыкания арктического трубопровода // Вести газовой науки. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. № 3. С. 202–211.
3. СП 108-34-97. Сооружение подводных переходов. М.: Газпром, 1998.
4. ВСН 010-88. Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы. М.: Миннефтегазстрой, 1998.
5. ГОСТ Р 54382-2011. Нефтяная и газовая промышленность. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования..
6. DNV OS-F101. Submarine Pipelines Systems. Høvik : Det Norske Veritas, January 2000.
7. Иванов И.А. Эксплуатационная надежность магистральных трубопроводов в районах глубокого сезонного промерзания пучинистых грунтов : автореферат дис.... доктора технических наук: 25.00.19. Тюмень, 2002. 48 с.
8. Бородавкин П.П., Таран В.Д. Трубопроводы в сложных условиях. М.: Недра, 1968. 304 с.
9. Беляев Н.М. Сопротивление материалов. М.: Наука, 1976. 608 с.
10. Лаптева Т.И. Мансуров М.Н. Сравнительный анализ методов оценки устойчивости морских и сухопутных трубопроводов. Тезисы докладов II Международной научно-технической конференции 17-18 сентября 2008 г. М.: ВНИИГАЗ, 2008. С. 110.
11. Крохин С.Н. Литневский Л.А., Минабудинова С.А. Измерения и расчет погрешностей в лабораторном практикуме по физике: Методические указания к выполнению лабораторных работ. Омск: Омский государственный университет путей сообщения, 2011. 32 с.

ENGLISH **PIPELINE**

Force interaction of offshore pipelines with frozen permafrost in the coastal zone of shelf

UDC 628.146

Author:
Tatiana I. Lapteva — Ph.D., deputy head of laboratory; T_Lapteva@vniigaz.gazprom.ru

”Gazprom VNIIGAZ” LLC, Moscow, Russian Federation

Abstract
In the coastal zone of the Arctic shelf near the coast may development sediment subaqueous permfrost surrounding. Such areas can occur freezing of sediment surrounding around offshore pipeline to transport the pumped product, even if not more negative temperatures. When freezing of the soil is cryogenic (frosty) swelling, which may lead to a change in horizontal and vertical position of the offshore pipeline with the appearance of additional longitudinal (axial) stress, affecting operational reliability of the pipeline. The proposed analytical expressions to determine the stresses in the wall of the offshore pipeline allow with sufficient for engineering calculations accuracy and with minimum time spent to evaluate the stress-strain state of the offshore pipelines at the stage of pre-project developments in freezing of subaqueous permfrost surrounding in the coastal zone of the Arctic shelf.

Materials and methods
Based on the solution of a differential equation of the bent axis of the pipeline using the methods of computer algebra using standard operators and packages environment Mathematica 5.2 was derived analytical expressions for determining the stresses in the wall of the offshore pipeline.
To assess the accuracy of engineering calculations was the mathematical modeling of the system behavior of the pipeline-soil using the finite element method, as implemented in standard program Ansys Mechanical 14.0.

Results
The calculated values for determining the change of the full longitudinal and equivalent stresses in the wall of offshore pipeline depending on type of pumped-over product, the overlying soil layer and the height of the heaving soil in the frosty heaving of subaqueous permfrost in the coastal zone of the Arctic shelf are given.

Conclusions
1. On the basis of the received analytical expressions for offshore pipelines it is carried out research stress-strain state of the offshore pipeline in the frosty heaving of subaqueous permfrost in the coastal zone of the Arctic shelf.
2. Analytic expressions are obtained with sufficient for engineering calculations accuracy and with minimum time spent can be recommended to determine the stresses in the wall of an offshore pipeline at a stage of predesign research.

Keywords
subaqueous permfrost, frost heave of the soil, stress-strain state of the pipeline, equivalent stress, methods of computer algebra, covering the layer of soil

References
1. Kudryavtsev S.A., Tyurin. I.M. *Teoriya i praktika proektirovaniya fundamentov zdaniy i sooruzheniy v puchinoopasnykh gruntakh Dal'nego Vostoka* [The theory and practice of designing the foundations of buildings and structures in the depths of the dangerous ground of the Far East]. Khabarovsk: *DVGUPS*, 1999, 83 p.
2. Marchenko A.V. Instanes A., Finset Yu., Onishchenko D.A. *Monitoring termodinamicheskogo sostoyaniya grunta vblizi beregovogo primykaniya arkticheskogo truboprovoda* [Monitoring of the thermodynamic state of the soil near the coast where Arctic pipeline]. News of science of gas. Moscow: *Gazprom VNIIGAZ*, 2013, issue 3, pp. 202–211.
3. Set of rules 108-34-97 *Sooruzhenie podvodnykh perekhodov* [The construction of the underwater crossings]. Moscow: Gazprom, 1998.
4. Construction norms 010-88. *Stroitel'stvo magistral'nykh truboprovodov. Podvodnye perekhody* [The construction of pipelines. Underwater passages]. Moscow: *Minneftegazstroy*, 1998.
5. GOST R 54382-2011. Oil and gas industry. Submarine pipeline systems. General technical requirements.
6. DNV OS-F101. Submarine Pipelines Systems. – Høvik : Det Norske Veritas, January 2000.
7. Ivanov I. A. *Ekspluatatsionnaya nadezhnost' magistral'nykh truboprovodov v rayonakh glubokogo sezonnogo promerzaniya puchinistykh gruntov* [Operational reliability of pipelines in areas of deep seasonal freezing heaving soil]. Abstract of thesis.... doctor of technical Sciences : 25.00.19, Tyumen, 2002, 48 p.
8. Borodavkin P.P., Taran V.D. *Truboprovody v slozhnykh usloviyakh* [Pipelines in difficult conditions]. Moscow: *Nedra*, 1968, 304 p.
9. Belyaev N.M. *Soprotivlenie materialov* [Mechanics of materials]. Moscow: *Nauka*, 1976, 608 p.
10. Lapteva T.I. Mansurov M.N. *Sravnitel'nyy analiz metodov otsenki ustoychivosti morskikh i sukhoputnykh truboprovodov* [Comparative analysis of methods for sustainability assessment of offshore and onshore pipelines]. Abstracts of the II International scientific and technical conference September 17-18. Moscow: *VNIIGAZ*, 2008, p. 110.
11. Krokhin S.N. Litnevskiy L.A., Minabudinova S.A. I*zmereniya i raschet pogreshnostey v laboratornom praktikume po fizike: Metodicheskie ukazaniya k vypolneniyu laboratornykh rabot* [Measurement and calculation of errors in laboratory workshop on physics: Methodological instructions for fulfillment of laboratory works]. Omsk: Omsk state University of Railways, 2011, 32 p.

УДК 628.146

Прочность и устойчивость морских трубопроводов при наличии многолетнемерзлых пород на участках берегового примыкания

Т.И. Лаптева
к.т.н., зам. начальника лаборатории
T_Lapteva@vniigaz.gazprom.ru

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва, Россия

Оценка устойчивости морских трубопроводов на участках берегового примыкания мелководной зоны арктического шельфа, особенно при сложении их субаквальными многолетнемерзлыми породами (СММП), необходима для определения недопустимых напряжений трубопроводов. Полученные аналитические выражения для определения напряжений в стенке морского трубопровода на стадии предпроектных разработок позволяют оценить запасы его прочности при оттаивании СММП в зоне берегового примыкания с минимальными временными затратами, поскольку численное моделирование контактного взаимодействия труба – грунт в программном комплексе, например, ANSYS, сопряжено с некоторыми трудностями по определению и заданию входных параметров, уточнению начальных условий, выбору подходящей модели грунта, достоверно описывающей поведение материала при нагружении и непосредственному моделированию контактной задачи.

Материалы и методы
На основе численного решения дифференциального уравнения локального изгиба стенки трубы, содержащего геометрические характеристики труб, механические свойства их металла и значение давления в трубопроводе, были получены аналитические выражения для определения напряжений в стенке морского трубопровода.

Ключевые слова
субаквальные многолетнемерзлые породы, участок берегового примыкания, геолого-литологическое строение грунта, ореол оттаивания грунта, напряженно-деформированное состояние трубопровода, дополнительные продольные напряжения

Морские трубопроводы после ввода в эксплуатацию оказывают заметное тепловое воздействие на окружающие их грунты, меняя характер протекания процессов их промерзания — оттаивания. Такое тепловое воздействие может изменить пространственное положение трубопровода вследствие возникновения его продольных и поперечных перемещений. Дополнительным фактором, влияющим на динамику этих перемещений, является давление продукта, вносящее существенный вклад в создание продольной схемы в стенке трубопровода. Отличие положения трубопровода от проектного приводит к изменению его напряженно-деформированного состояния (НДС) его стенки. В отдельных случаях это может привести (на некоторых участках) к исчерпанию несущей способности трубопровода и в конечном итоге, к его отказу.

Поскольку возможность выбора грунтовых условий при строительстве трубопроводов практически полностью исключена, очень важно иметь как можно больше информации о донных грунтах вдоль их трассы, так как давление грунта на трубопровод используется для расчета прочности и деформаций трубопроводов, а также для расчета их устойчивости и продольных перемещений при изменении продольных сил в стенках труб. Так как свойства грунтов меняются по длине трубопровода, это затрудняет решение задачи определения его НДС. Особенно сложное взаимодействие морских трубопроводов с геологической средой наблюдается в зонах береговых примыканий [1], наименьшая устойчивость которых наблюдается при сложении их рыхлыми СММП. Авторами [2] на основе проведенных исследований был сделан вывод о том, что недостаточная изоляция морского трубопровода может привести к таянию СММП около трубопровода в зоне берегового примыкания, если поток холода из окружающих мерзлых пород будет недостаточен для компенсации потоков тепла от трубопровода. Знание физико-механического свойств поверхностных слоев донных грунтов в районах берегового примыкания, определяемое совместным влиянием тепловых потоков океана и нижележащих слоев СММП, является важной составляющей для проведения анализа НДС морских трубопроводов для обеспечения их эксплуатационной надежности.

При оценке напряженного состояния действующих трубопроводов необходимо учитывать все нагрузки и воздействия, вызывающие изменения напряженного состояния металла труб. Одним из критериев оценки НДС стенки трубопровода являются эквивалентные напряжения $\sigma_{экв}$, именно они позволяют оценить степень влияния грунтового фактора на устойчивость трубопровода, так как обязательно учитывают характер взаимодействия (т.е. силовое взаимодействие) трубопроводов с грунтом, т.е. все дополнительные нагрузки на трубопровод:

$$\sigma_{экв} = \sqrt{(\sigma_{кц}^2 + \sigma_{пр}^2 - \sigma_{кц} \cdot \sigma_{пр})}, \quad (1)$$

где $\sigma_{кц}$ — кольцевые напряжения; $\sigma_{пр}$ — продольные напряжения.

При изменении высотного положения трубопровода (рис. 1) к основным продольным напряжениям с учетом возможных термонапряжений в стенке трубы

$$\sigma_{пр} = \nu \cdot \sigma_{кц} - E \cdot \alpha \cdot \Delta t, \quad (2)$$

добавляются дополнительные продольные напряжения $\Delta\sigma_{пр}$:

$$\Delta\sigma_{пр} = \pm (E \cdot D)/2\rho = \pm (E \cdot D)/2 \cdot (\partial^2 W(x;\tau))/(\partial x^2), \quad (3)$$

где D — наружный диаметр трубы; ν — коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона); E — модуль упругости металла трубы; α — коэффициент температурного расширения металла; Δt — расчетный температурный перепад;

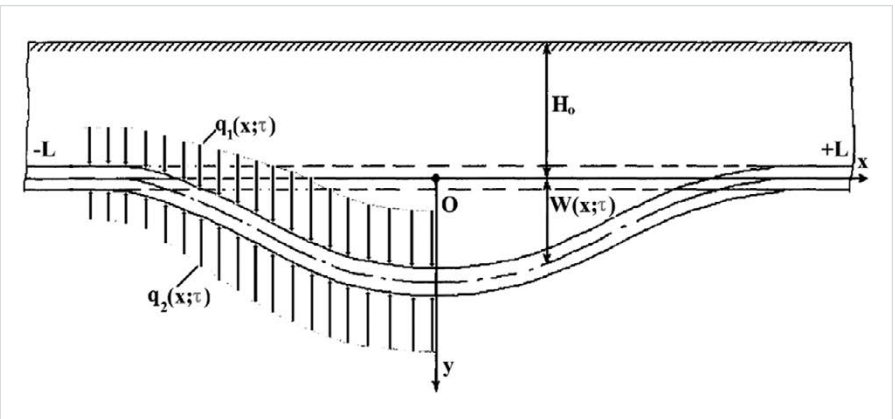


Рис. 1 — Схема силового взаимодействия трубопровода с грунтом
$q_1(x;\tau)$ – усредненная распределенная нагрузка, действующая на трубопровод вниз;
$q_2(x;\tau)$ — усредненная распределенная нагрузка, действующая на трубопровод вверх (учетом симметрии нагрузки $q_1(x;\tau)$ и $q_2(x;\tau)$ показаны в левой части рисунка);
H_o — начальное расстояние от оси трубопровода до поверхности земли;
2L — длина рассматриваемой области залегания грунта

ρ — радиус упругого изгиба участка трубопровода; $W(x;\tau)$ — прогиб трубопровода в сечении x в момент времени τ.

Расчетные схемы трубопровода могут быть классифицированы следующим образом: осесимметричная нагруженная тонкостенная оболочка, неосесимметрично нагруженная оболочка в упругой среде, стержень в упругой среде, балка, балка на упругом основании, балка в жесткопластической среде, брус малой кривизны, брус малой кривизны в упругой среде, цилиндрическая оболочка с криволинейной осью, жесткая нить, жесткая нить в упругой среде, сопряженные цилиндрические оболочки [3]. При рассмотрении силового взаимодействия грунта с трубопроводом последний может быть представлен упруго-искривленным участком, при этом при определении кольцевых напряжений $\sigma_{кц}$ участок считается прямолинейной тонкостенной оболочкой, а при нахождении дополнительных продольных напряжений $\Delta\sigma_{пр}$ — брусом малой кривизны. В оболочке, которая может быть представлена тонкостенным кольцом, действует только растягивающая сила, вызывающая напряжение $\sigma_{кц}$, (изгибающий момент и поперечная сила равны нулю), брус или стержень малой кривизны считается нагруженным продольной силой и внешней нагрузкой с погонной силой $\{q_1(x;\tau) - q_2(x;\tau)\}$.

Согласно [3], дифференциальное уравнение изогнутой оси трубопровода в нестационарном случае имеет следующий вид:

$$EI(\partial^4 W)/(\partial x^4)+m(\partial^2 W)/(\partial x^2)= q_1(x;\tau)-q_2(x;\tau), \quad (4)$$

где EI — изгибная жесткость трубопровода; m — погонная масса трубопровода с учетом транспортируемого продукта; I — момент инерции поперечного сечения трубы.

Распределенная погонная нагрузка $q_1(x;\tau)$ с учетом того, что высота грунта над трубопроводом одинакова в любом сечении x, что, очевидно, справедливо для трубопроводов малого диаметра и корректируется для трубопроводов большого диаметра поправкой $D/(2H_0)$. Тогда $q_1(x;\tau)$ состоит из двух составляющих: нагрузки от действия грунта $q_{1гр}(x;\tau)$ и нагрузки от действия самого трубопровода $q_{1тр}(x;\tau)$. Нагрузка от действия грунта определяется как:

$$q_{1гр}(x;\tau)=\gamma_{гр}\cdot H(x;\tau)\cdot D=\gamma_{гр}\cdot[H_0+W(x;\tau)]\cdot D, \quad (5)$$

где $\gamma_{гр}$ — удельный вес грунта.

С учетом [4] для слабонесущих глинистых грунтов, распространение которых наиболее характерно для бассейна Карского моря, $q_2(x;\tau)$ может быть представлена следующим выражением:

$$q_2(x;\tau)=R(T)\cdot D+10.53\eta(T)\cdot\partial W(x;\tau)/\partial\tau, \quad (6)$$

где $R(T)$ — несущая способность грунта; $\eta(T)$ — динамический коэффициент вязкости грунта.

Учитывая выражения (5, 6) и пренебрегая силами инерции, уравнение (4) после преобразований представим в следующем виде:

$$(\partial^4 W)/(\partial x^4)+(10.53\eta/EI)\cdot(\partial W/\partial\tau)-(\gamma_{гр}D/EI\cdot W)= (D(\gamma_{гр}H_0-R)+q_{тр})/EI. \quad (7)$$

Для решения уравнения в частных производных должны быть заданы граничные условия, которые могут быть определены условиями нулевых перемещений и нулевого изгибающего момента на границах области просадки, а начальное условие определяется из представления о том, что при $\tau=0$ перемещений не происходит.

Решение уравнения (7) с учетом граничных и начального условий находим разделением переменных в виде ряда Фурье. После соответствующих преобразований прогиб трубопровода в сечении x в момент времени τ определяется как:

$$W(x;\tau) = \sum_{n=0}^{\infty}(-1)^n \cdot \frac{4D(\gamma_{гр}H_0-R)+q_{тр}}{\pi(2n+1)\cdot EI}\cdot\frac{EI}{EI\cdot k_n^4-\gamma_{гр}D}\cdot \left\{1-e^{\left[-\frac{EI\cdot k_n^4-\gamma_{гр}D}{10.53\eta}\cdot\tau\right]}\right\}\cdot\cos(k_n\cdot x), \quad (8)$$

где значение k_n определяется как:

$$k_n=\pi/2L(2n+1) \quad (9)$$

Выражение (8) для функции прогиба трубопровода (как в общем — нестационарном случае, так и для предельного его положения) позволяют дать прогноз изменения высотного положения трубопровода, оценить дополнительные продольные напряжения в его стенке, вызванные изменением его положения в пространстве, рассчитать эквивалентные напряжения по верхней и нижней образующей и оценить влияние температурного фактора на эксплуатационную надежность трубопровода. При исследовании сходимости решения (8) было найдено, что с достаточной (для инженерных расчетов) точностью можно ограничиться первым слагаемым ряда и получить приближенное решение в виде:

$$W(x;\tau) \approx \frac{4D(\gamma_{гр}H_0-R)+q_{тр}}{\pi(EI\cdot k_0^4-\gamma_{гр}D)}\cdot \left\{1-e^{\left[-\frac{EI\cdot k_0^4-\gamma_{гр}D}{10.53\eta}\cdot\tau\right]}\right\}\cdot\cos(k_0\cdot x). \quad (10)$$

Дополнительные продольные напряжения в стенке трубопровода находятся согласно (3). С учетом знака напряжений, получаем следующие выражения для полных продольных напряжений в стенке трубопровода:

$$\sigma_{пр}^{н}=\sigma_{пр}\pm\Delta\sigma_{пр}= \nu\cdot\sigma_{кц}-\alpha\cdot E\cdot\Delta t\pm(E\cdot D)/2\cdot(\partial^2 W(x;\tau))/(\partial x^2). \quad (11)$$

Для практических расчетов необходимо оценить такую характеристику как глубина ореола оттаивания грунта под трубой hп, который проводился для следующих значений (таб. 1): диаметр трубопровода — 1219 мм, толщина стенки — 27 мм, внутреннее давление – 11,8 МПа, температура перекачиваемого продукта — 20°С. В расчетах принимались два значения высоты перекрывающего слоя грунта: 2,25 и 3 м.

Далее приведем результаты расчетов для конкретного трубопровода. Глубина укладки трубопровода по верхней образующей составляет 2,25 и 3 м. Для расчетов была принята наибольшая глубина ореола оттаивания для грунта с низкой несущей способностью: текучепластичные суглинки (удельный вес — 1,89 кН/м³). Были произведены расчеты при прочих равных условиях для двух перекачиваемых сред: нефти и газа для различных значений температуры на их поверхности и соответствующих им значений ореола оттаивания грунта под трубопроводами и различных значениях перекрывающего слоя грунта (расчет проводился для времени, максимально соответствующему реальному времени осадки). В таб. 2 приведены данные по расчету максимальных напряжений в стенке трубопровода.

Согласно таб. 2, эквивалентное напряжение по нижней образующей $\sigma_{пр}^{н}$ для всех рассматриваемых трубопроводов меняется незначительно (в пределах от 220 до 231 МПа). В то время как то же напряжение для верхней образующей $\sigma_{пр}^{в}$ трубопроводов достигают уже более высоких значений (примерно 360 МПа). Состояние, как для газопровода, так и нефтепровода при заданных температурах в их стенках не достигло критического уровня (90% предела текучести $\sigma_т$, который при расчете был принят равным 485 МПа, что соответствует стали по API X 70), равного 436,5 МПа. Но при увеличении температуры в стенках трубопроводов максимальное эквивалентное напряжение может значительно увеличиться и может быть достигнут его опасный уровень.

Грунт	Температура мерзлого грунта, °С	Предельная величина ореола оттаивания грунта под трубопроводом, м	
		перекрывающий слой грунта 2,25 м	перекрывающий слой грунта 3 м
Пески мелкие и пылеватые	-2,0	14,18	14,85
	-10,0	4,18	4,4
Суглинок	-2,0	13,73	14,16
	-10,0	4,09	4,27
Глина	-2,0	11,02	14,42
	-10,0	3,58	4,31

Таб. 1 — Величина ореола оттаивания грунта под трубопроводом

Итоги

Приведены расчетные значения для определения изменения высотного положения трубопровода, полных продольных и эквивалентных напряжений в стенке трубопровода при оттаивании СММП на участках берегового примыкания мелководной зоны арктического шельфа.

Выводы

1. На основе полученных аналитических выражений для морских трубопроводов проведено исследование напряженно-деформированного состояния морского трубопровода.
2. Полученные аналитические выражения могут быть рекомендованы для определения напряжений в стенке морского трубопровода на стадии предпроектных разработок.

Список литературы

1. Козлов С.А. Опасные для нефтегазопромысловых сооружений

геологические и природно-техногенные процессы на Западно-Арктическом шельфе России. Режим доступа: http://www.ogbus.ru/2005_1.shtml. – 10.02.05.
2. Марченко А.В. Инстанес А., Финсет Ю., Онищенко Д.А. Мониторинг термодинамического состояния грунта вблизи берегового примыкания арктического трубопровода // Вести газовой науки. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. № 3. С. 202–211.
3. Бородавкин П.П., Синюков А.М. Прочность магистральных трубопроводов. М.: Недра, 1984. 254 с.
4. Хабибуллин Ф. Х. Влияние температурного фактора на эксплуатационную надежность трубопроводов в условиях слабонесущих грунтов: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19. Тюмень, 2001. 23 с.

Температура T, °C / K	Кольцевое напряжение $\sigma_{кц}$, МПа	Перекачиваемый продукт/ перекрывающий слой грунта, м	Продольное напряжение по верхней образующей $\sigma_{пр}$, МПа	Эквивалентное напряжение по верхней образующей $\sigma_{экв}$, МПа	Продольное напряжение по нижней образующей $\sigma_{пр}$, МПа	Эквивалентное напряжение по нижней образующей $\sigma_{экв}$, МПа
10 / 283	254,57	газ / 2,25	66,51	275,17	-37,366	228,69
		нефть / 2,25	100,00	296,42	-70,86	222,15
		газ / 3	138,28	323,27	-109,14	220,74
		нефть / 3	171,77	339,03	-130,27	224,91
11 / 284	254,57	газ / 2,25	68,94	276,63	-39,80	228,06
		нефть / 2,25	102,43	298,05	-73,29	221,86
		газ / 3	140,71	325,05	-111,57	220,88
		нефть / 3	174,20	340,88	-132,70	225,40
12 / 285	254,57	газ / 2,25	71,37	278,10	-42,23	227,45
		нефть / 2,25	104,86	299,69	-75,72	221,61
		газ / 3	143,14	326,84	-114,00	221,04
		нефть / 3	176,63	342,74	-135,13	225,92
13 / 286	254,57	газ / 2,25	73,80	279,59	-44,66	226,86
		нефть / 2,25	107,29	301,35	-78,15	221,37
		газ / 3	145,57	328,64	-116,43	221,22
		нефть / 3	179,06	344,60	-137,56	226,47
14 / 287	254,57	газ / 2,25	76,23	281,09	-47,09	226,31
		нефть / 2,25	109,72	303,01	-80,58	221,17
		газ / 3	148,00	330,44	-118,86	221,44
		нефть / 3	181,49	346,47	-139,99	227,03
15 / 288	254,57	газ / 2,25	78,66	282,61	-49,52	225,77
		нефть / 2,25	112,15	304,68	-83,01	220,99
		газ / 3	150,43	332,26	-121,29	221,68
		нефть / 3	183,92	348,35	-142,42	227,63
16 / 289	254,57	газ / 2,25	81,09	284,13	-51,95	225,26
		нефть / 2,25	114,58	306,36	-85,44	220,83
		газ / 3	152,86	334,08	-123,72	221,95
		нефть / 3	186,35	350,23	-144,85	228,24
17 / 290	254,57	газ / 2,25	83,52	285,67	-54,38	224,77
		нефть / 2,25	117,01	308,06	-87,87	220,71
		газ / 3	155,29	335,91	-126,15	222,24
		нефть / 3	188,78	352,13	-147,28	228,88
18 / 291	254,57	газ / 2,25	85,95	287,22	-56,81	224,31
		нефть / 2,25	119,44	309,76	-90,30	220,61
		газ / 3	157,72	337,75	-128,58	222,56
		нефть / 3	191,21	354,02	-149,71	229,55
19 / 292	254,57	газ / 2,25	88,38	288,79	-59,24	223,87
		нефть / 2,25	121,87	311,47	-92,73	220,53
		газ / 3	160,15	339,59	-131,01	222,91
		нефть / 3	193,64	355,93	-152,14	230,24
20 / 293	254,57	газ / 2,25	90,81	290,36	-61,67	223,46
		нефть / 2,25	124,30	313,19	-95,16	220,49
		газ / 3	162,58	341,44	-133,44	223,26
		нефть / 3	196,074	357,84	-154,60	230,95

Таб. 2 — Максимальные механические напряжения в стенке трубопровода в наиболее опасном сечении с координатой $x = 0$

The strength and stability of offshore pipelines in the presence of subaqueous permfrost on land landfall

UDC 628.146

Author:
Tatiana I. Lapteva — Ph.D., deputy head of laboratory; T_Lapteva@vniigaz.gazprom.ru

"Gazprom VNIIGAZ" LLC, Moscow, Russian Federation

Abstract
Estimation of resistance of offshore pipelines on land landfall of shallow-water zone of the Arctic shelf, especially when their add subaqueous permfrost surrounding require to detect invalid pipe stress. Analytic expressions are obtained for determining the stresses in the wall of the offshore pipeline at the stage of pre-project development allow us to estimate the reserves of his strength during subaqueous permfrost surrounding defrosting in the area of landfall with minimal time cost, since the numerical simulation of contact interaction between the pipe – the soil in the software package, for example, ANSYS is associated with certain difficulties for defining and setting input parameters, the determination of the initial conditions, the choice of an appropriate model of the soil, reliably describing the behavior of material under loading and the direct simulation of the Hertzian problem.

Materials and methods
On the basis of the numerical solution of differential equation of local bend of pipe wall containing geometrical characteristics of pipes, mechanical properties of their metal and value of pipeline pressure, have been received analytical expressions for determination of tension in wall of the offshore pipeline.

Results
Calculated values for definition of change of high-rise position of the pipeline, full longitudinal and equivalent stresses in pipeline wall are given when subaqueous permfrost defrosting on land landfall of shallow-water zone of the Arctic shelf.

Conclusions
1. On the basis of the received analytical expressions for offshore pipelines it is carried out research intense the deformed condition of the offshore pipeline.
2. The received analytical expressions can be recommended for determination of stresses in wall of the offshore pipeline for stages of preproject development.

Keywords
Subaqueous permfrost,
land landfall,
geological-lithological structure of the soil,
the defrosting of soil halo,
stress-strain state of the pipeline,
additional longitudinal stresses

References
1. Kozlov S.A. *Opasnye dlya neftegazopromyslovykh sooruzheniy geologicheskie i prirodno-tekhnogennye protsessy na Zapadno-Arkticheskom shel'fe Rossii* [Threat to oil and gas production facilities geological and natural-technogenic processes on the West-Arctic shelf of Russia]. Available at: http://www.ogbus.ru/2005_1.shtml. – 10.02.05.
2. Marchenko A.V. Instanes A., Finset Yu., Onishchenko D.A. *Monitoring termodinamicheskogo sostoyaniya grunta vblizi beregovogo primykaniya arkticheskogo truboprovoda* [Monitoring of the thermodynamic state of the soil near the coast where Arctic pipeline]. News of science of gas. Moscow: *Gazprom VNIIGAZ*, 2013, issue 3, pp. 202–211
3. Borodavkin P.P., Sinyukov A.M. *Prochnost' magistral'nykh truboprovodov* [Strength of pipelines]. Moscow: *Nedra*, 1984. 254 p.
4. Khabibullin F. Kh. *Vliyanie temperaturnogo faktora na ekspluatatsionnuyu nadezhnost' truboprovodov v usloviyakh slabonesushchikh gruntov* [The Influence of temperature factor on the operational reliability of pipelines in conditions of non-cohesive soils]. Abstract. dis. kand. tech. Sciences 25.00.19. Tyumen, 2001, 23 p.

УДК 665.62

Графо-аналитический метод определения взаимосвязи характеристик и фракционных соотношений сырьевой нефти

К.И. Гасанзаде
аспирант
hasanzade.kanan@gmail.com

Национальное аэрокосмическое агентство, Баку, Азербайджан

Известно, что фракционные показатели нефти могут быть вычислены в качестве функции таких специфических показателей как собственный вес и средняя температура кипения и что между ними имеется детерминированная зависимость. В статье рассматривается возможность формирования универсального графо-аналитического метода вычисления таких фракционных составляющих как парафин, нафтен, ароматические соединения при наличии некоторых специфических характеристик взаимосвязи показателей нефти.

Материалы и методы
Предложен универсальный графо-аналитический для метод вычисления фракционных составляющих.

Ключевые слова
сырьевая нефть, парафин, нафтен, собственный вес, температура кипения

Хорошо известно, что сырьевая нефть и переработанные продукты нефти содержат в основном углеводороды, которые являются химическим соединением водорода и углерода в различных молекулярных комбинациях. Сырьевая нефть содержит сотни различных углеводородов и других органических и неорганических веществ, в том числе тяжелые металлы [1]. То же самое можно сказать о нефтяных фракциях, которые являются смесью многих углеводородов из различных семейств. К основным типам углеводородов, встречающихся в вида фракций нефти, относятся парафин, нафтен и ароматические соединения. Свойства углеводородов взаимосвязаны, и в общем регулируются такими показателями, как тип семейства, молекулярный вес и углеродное число.

Как было показано в работе [2], какой-либо физический параметр углеводородов может быть оценен с помощью как минимум двух других параметров. Наиболее подходящими двумя таким параметрами являются: температура кипения и собственный вес при 15,5°С.

Согласно работе [3], существует общая формула, с помощью которой какой-либо фракционной показатель нефти может быть вычислен в виде определенной комбинации других двух простых показателей.

$$q=A_1\cdot\Theta_1^{A_2}\cdot\Theta_2^{A_3}, \qquad (1)$$

где: Θ — показатель, вычисления с помощью параметров Θ_1 и Θ_2; A_1, A_2, A_3= *const*.

В работе [3] были вычислены молекулярный вес, критические температура и давление для нескольких типов сырьевой нефти Америки, используя в качестве базовых показателей собственный вес и температуру кипения. В работе [4] приведены результаты вычислений углеводородных фракций, выработанных из Киркукской сырьевой нефти (таб. 1), а также Шарки – Багдадской нефти (таб. 2), где приняты следующие обозначения:
P — парафин; N — нафтен; A — ароматические соединения; T — средняя температура кипения; C и S — собственный вес.

Вместе с тем, известно, что между такими показателями как собственный вес и средней температурой кипения имеется детерминированная зависимость. В качестве примера на рис. 1 приведены кривые взаимосвязи между показателями собственный вес (S) и средняя температура кипения для вышеуказанных двух типов нефти [4].

Как видно из кривых, показанных на рис. 1, рост собственного веса сопровождается ростом средней температуры кипения. Применительно к конкретной фракции нефти, например, к парафину, определяемому как

$$P=A_1\cdot T^{A_2}\cdot S^{A_3} \qquad (2)$$

где A_1=7503,86, A_2=-0,7885, A_3= 2,54 при фиксированной величине P можно получить множество точек (Ti, Si), которые в принципе будут совпадать с одной из кривых, показанных на рис. 1.

Вместе с тем, для такой фракции как нафтен, где согласно таб. 1.

$$N=A_1\cdot T^{A_2}\cdot S^{A_3} \qquad (3)$$

где A_1=0,015; A_2=1,368; A_3=0,029 к фиксированной величине будет соответствовать только одна точка (Ti, Si). Указанная точка будет сформирована пересеченном одной из линий, показанных на рис 1. и кривой функции

$$S=\sqrt[A_3]{\frac{N}{A_1\cdot T^{A_2}}} \qquad (4)$$

Отметим, что формула (4) получена из формулы (3). На рис. 1. кривая функции (4) обозначена цифрой 3, а точка пересечения кривых обозначена буквой D, имеющая координаты S_0 и T_0.

Таким образом, взаимосвязанный выбор параметров фракций нефти не имеет единую закономерность, и здесь полезно было бы сформировать единую методологию такого выбора. Далее, в настоящей статье рассматривается возможность формирования универсального графо-аналитического метода

№	Уравнение	A_1	A_2	A_3
1	$P=A_1\cdot T^{A_2}\cdot S^{A_3}$	7503,86	-0,7885	2,54
2	$N=A_1\cdot T^{A_2}\cdot S^{A_3}$	0,015	1,368	0,029
3	$A=A_1\cdot T^{A_2}\cdot S^{A_3}$	92E-6	2,176	-2,508

Таб. 1 — Результаты вычислений углеводородных фракций, выработанных из Киркукской сырьевой нефти

№	Уравнение	A_1	A_2	A_3
1	$P=A_1\cdot T^{A_2}\cdot S^{A_3}$	0,099	0,776	-8,629
2	$N=A_1\cdot T^{A_2}\cdot S^{A_3}$	0,258	0,911	0,099
3	$A=A_1\cdot T^{A_2}\cdot S^{A_3}$	1E-7	3,322	-12,312

Таб. 2 — Результаты вычислений углеводородных фракций, выработанных из Шарки – Багдадской нефти

вычисления фракционных составляющих P, N, A при наличии двух характеристик:

1. Функциональная зависимость $S_1=f(T)$, показана на рис. 1 для конкретного типа нефти.
2. Функциональная зависимость $N=f_2(T,S)$ типа выражения (3) для конкретного типа нефти.
3. Функциональная зависимость типа $P=f_3(T,S)$; $A=f_4(T,S)$, показанных в таб. 1.

Предлагаемый графо-аналитического метод предусматривает проведение следующих операции.

1. Построение графика функции (4) поверх графиков показанных на рис. 1. (кривая 3 на рис. 1, показанная условно).
2. Вычисление точки пересечения D кривых (2) и (4). Определение координат точки D, T_0 и S_0.
3. Вычисление содержания парафина P по формуле

$$P_1=A_{1P}\cdot T_0^{A2P}\cdot S_0^{A3P}.$$

4. Вычисление содержания нафтена N по формуле

$$N_1=A_{1H}\cdot T_0^{A2H}\cdot S_0^{A3H}.$$

5. Вычисление содержания ароматических A по формуле

$$A_1=A_{1A}\cdot T_0^{A2A}\cdot S_0^{A3A}.$$

Таким образом, показано, что предлагаемая методика позволяет вычислить конкретные значения содержания P, N и A при наличии функции зависимость $S_1=f(T)$ для конкретного типа нефти и зависимости типа (3) для того же типа нефти.

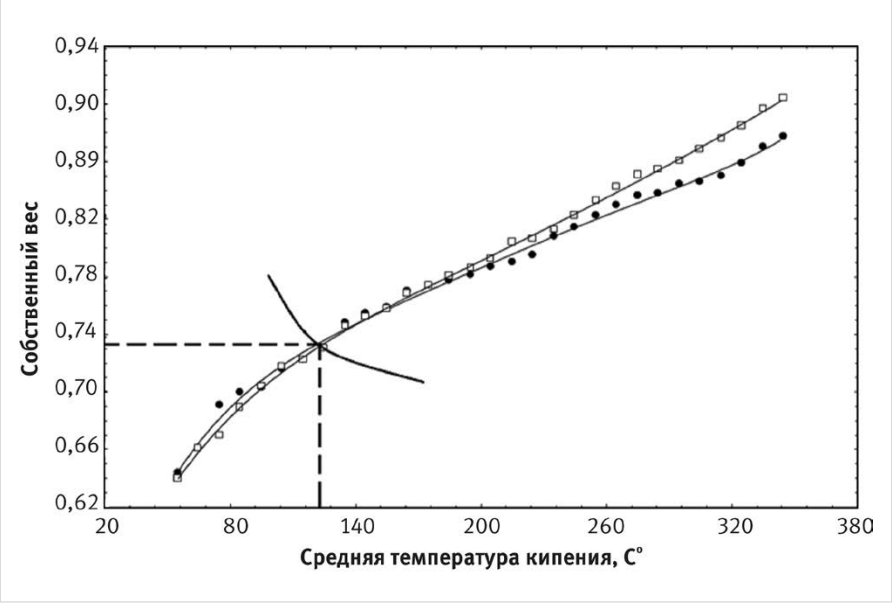


Рис. 1 — Кривая взаимосвязи между параметрами собственной вес и средняя температура кипения для киркукской нефти (1) и нефти типа Шарки — Багдад (2)

Итоги

Разработана единая методология вычисления содержания таких основных фракционных составляющих сырой нефти как нафтен, парафин и ароматические соединения.

Выводы

Предлагаемая методика позволяет вычислить конкретные значения содержания P, N и A при наличии функции зависимость $S_1=f(T)$ для конкретного типа нефти и зависимости типа $N=A_1\cdot T^{A_2}\cdot S^{A_3}$ для того же типа нефти. Предлагаемая методика вычисления фракционных составляющих нефти может быть полезной для специалистов нефтегазовой отрасли.

ENGLISH **OIL REFINING**

Graph-analytic method for determination of interrelation of characteristics and fractional relations of crude oil

UDC 665.62

Author:
Kanan I. Hasanzade — postgraduate; hasanzade.kanan@gmail.com

Aerospace Agency, Baku, Azerbaijan

Abstract

It is well-known that the fractional components of crude oil can be computed as function of such specific parameters as specific gravity and average boiling temperature. Also between such parameters as special weight and the average boiling temperature does exist determined relation. The possibility for forming of universal grapho-analytical method for calculation of such functional components as as paraffin, naphyen, aromatic compaunds upon presence of some specific characteristics of interrelations of oil parameters is considered.

Materials and methods

The universal grapho-analytical method for calculation of such functional components is proposed.

Results

The unique methodology for computation of such main fractional parts of crude oil as naften, paraffin and aromatic compounds is developed.

Conclusions

The suggested methodic make it possible to calculate the concrete values of content of P, N, and A in crude oil upon presence of function of dependence $S_1=f(T)$ for concrete type of crude oil and dependence $N=A_1\cdot T^{A_2}\cdot S^{A_3}$ for same type of crude oil. The suggested methodic for computation of fractional parts of crude oil can be useful for specialists of oil-gas industry.

Keywords

crude oil,
paraffin,
naphten,
special weight,
boiling temperature

References

1. Hobson G.D., Modern Petroleum Technology,4th ed., Applied Science Publish Ltd., Great Britain, 1975.
2. Aladwani H.A., Riazi M.R. Some Guidelines for Choosing a Characterization Method for Petroleum Fractions in Process Simulators. Chemical Engineering Research and Design, 2005, issue 83(2), pp. 160–166.
3. Riazi M.R., and Daubert T.E., Ind Eng. Chem. Res. 26,755,(1987).
4. Mohammed A.H.A.K., Attiya H.G., Khudair H.A.K. The Relationships between the Physical and Chemical Properties of Narrow fractions Distilled From Mixed Kirkuk and Sharki-Baghdad Crude Oils. Iraqi Journal of Chemical and Petroleum Engineering, vol.9, №2, pp. 1–8.

УДК 665.62

Оптимизация определения степени агрегирования асфальтена в сырьевой нефти

К.И. Гасанзаде
аспирант[1]
hasanzade.kanan@gmail.com

Р.Н. Абдулов
к.т.н., зам. главного инженера[2]
raufabdulov@yandex.ru

[1]Национальное аэрокосмическое агентство, Баку, Азербайджан
[2]НИИ МОП Азербайджана, Баку, Азербайджан

В зависимости от содержания в нефти смолисто-асфальтеновых соединений цвет нефти меняется от черного до светло-желтого. Так, например, Бакинская нефть отличается синеватым свечением, а грозненская — зеленоватым. Чем больше доля асфальтенов, тем темнее нефть. Согласно результатам экспериментальных исследований, степень агрегации асфальтена влияет на спектральные характеристики сырьевой нефти. Предполагается, что изменение концентрации асфальтена приводит к изменению его агрегированного состояния, что неизбежно изменяет спектральные показатели сырьевой нефти. Предлагается новая методика оптимальной оценки точности определения состояния агрегированности асфальтена.

Материалы и методы
Для определения степени агрегированности асфальтена с применением *n*-пентана в качестве растворителя учитываем, что в некоторых зонах длин волн оптическая плотность *n*-пентана растет, а в некоторых уменьшается. Суммарная погрешность определяется в качестве взвешенной суммы погрешности измерения полистереновых частиц, зависящей от радиуса частиц и погрешности измерения асфальтена растворенного в n-пентане. Ставится задача выбора таких оптимальных зон длин волн проведения вышеуказанных измерений, где погрешности соответствующих измерений парафазно в зависимости от длины волны и взаимно компенсируются.

Ключевые слова
асфальтен, сырьевая нефть, оптимизация, оптическая плотность, погрешность измерения

Введение

Как указывается в работе [1], на результаты исследования сырьевой нефти методами спектрометрии видимого и ультрафиолетового диапазона значительно влияет агрегатное состояние тяжелых компонентов нефти, и в первую очередь, асфальтен. Хорошо известно, что асфальтен существует в сырьевой нефти в различных состояниях агрегации.

Согласно [1], экспериментальные исследования достоверно показывают, что явление агрегации асфальтена значительно влияет на показатели спектров сырьевой нефти, разбавленной в толуоле.

В качестве примера на рис. 1 показана кривая зависимости отношения E_4/E_6, вычисленной по абсорбционному спектру сырьевой нефти, при E_4=465 нм и E_6=665 нм.

Как видно из графика, естественно предположить, что при изменении концентрации асфальтена в сырьевой нефти, неизбежно приводящего к изменению агрегированного состояния асфальтена, возможна неоднозначность в интерпретации результатов спектрального исследования сырьевой нефти.

Вышесказанное подтверждает важность и актуальность проведения исследований по определению агрегированного состояния асфальтена в сырьевой нефти.

Существующие методы решения задачи

Как отмечено в работе [2], состояние агрегированности асфальтена может быть определено методом спектроскопии в близком инфракрасном диапазоне. Оптические измерения, проводимые в близком инфракрасном диапазоне, позволяют определить оптическую плотность, зависящую от радиуса *r*-частиц асфальтена и количества этих частиц *N* в единичном объеме n_0.

$$\tau = 0{,}434 N \cdot \sigma_{sc} = 0{,}434 N \cdot \left[13056.84 \frac{r^6}{\lambda^4} \left(\frac{n^2-1}{n^2+2} \right)^2 \right] \quad (1)$$

где: λ — длина волны; n — показатель преломления.

Методика определения агрегированного состояния асфальтена, использованная в работе [2], заключается в следующем.

1. Проведение модельного исследования влияния релеевского рассеяния путем внесения в разбавитель (пентан) наночастиц определенного радиуса (70,5:115 нм) и снятия кривой зависимости оптической плотности разбавленного нефтяного раствора от длины волны.
2. Составление множества абсорбционных спектров раствора при разных радиусах частиц полистирена, внесенных в разбавитель в диапазоне длин волн 1100:1300 нм.
3. Сравнение абсорбционного спектра разбавленной сырьевой нефти с элементами множества смоделированных спектров и определение радиуса частиц асфальтена по критерию максимального совпадения сравниваемых спектров, используя для этого формулу (1).

Очевидно, что недостатком вышеуказанной методики является отсутствие каких-либо количественных показателей, позволяющих определить точность оценки агрегированности асфальтена в зависимости от выбранной длины волны измерений.

Далее, в настоящей статье излагается предлагаемая нами новая методика, позволяющая оценить точность количественной оценки состояния агрегированности асфальтена и оптимизировать процесс оценки.

Предлагаемая методика

Предлагаемая методика может быть изложена в виде последовательности следующих пунктов:

1. Определение погрешности Δ_1 определения радиуса частиц асфальтена путем взаимного анализа и сравнения двух спектров:
   - спектра поглощения смоделированного раствора без асфальтена, с добавлением полистереновых частиц известного (фиксированного) радиуса r_p.
   - спектра поглощения, экспериментально полученного для раствора с асфальтеном, растворенного в определенном проценте пентана.
2. Определение волновой зависимости погрешности Δ_1, т.е. функции $\Delta_1 = \Delta_1(\lambda)$.
3. Выяснение волновой зависимости погрешности Δ_2 определения состояния агрегированности асфальтена, возникающей из-за волновой зависимости оптической толщины *n*-пентана от длины волны, т.е. функции $\Delta_2 = \Delta_2(\lambda)$.
4. Определение взамен суммарной погрешности взвешенной суммы Δ_c, в качестве

$$\Delta_c(\lambda) = \alpha_1 \Delta_1(\lambda) + \alpha_2 \Delta_2(\lambda) \quad (2)$$

где: $\alpha_1 + \alpha_2 = 1$

Для пояснения смысла предлагаемой методики необходимо отметить следующие два обстоятельства:

1. Предлагаемая методика позволяет определить степень погрешности определения оптической плотности (и, соответственно, радиуса частиц асфальтена), используя формулу (1) только относительно величины фиксированного радиуса используемых частиц полистирена.
2. Осуществлен отказ от классической методики алгебраического суммирования погрешностей и предлагается оценить степень суммарной погрешности в виде взвешенной сверточной суммы погрешностей в виде выражения (2). Это объясняется возможностью оптимального выбора длины волны измерений в той зоне длин волн, где $\Delta_1(\lambda)$ и $\Delta_2(\lambda)$ имеют противофазную тенденцию изменения по длине волны.

Несколько подробно остановимся на технических вопросах реализации предлагаемой методики.

Для определения $\Delta_1(\lambda)$ рассмотрим вычисленный спектр поглощения раствора с частицами полистирена с радиусами r_p=100 нм, а также экспериментально снятый спектр

поглощения раствора с асфальтеновыми частицами при 52,3% пентана [2].

Как видно из графиков, приведенных на рис. 2, погрешность $\Delta_1(\lambda)$ может быть определена как

$$\Delta_1(\lambda)=[f_1(\lambda)-f_2(\lambda)]^2 \quad (3)$$

где: $f_1(\lambda)$ — кривая обозначения цифрой (1), а $f_2(\lambda)$ — обозначенная как (2) на рис. 2. Как видно из кривых, показанных на рис. 2, при $\lambda \le \lambda_1$ увеличение λ приводит к уменьшению $\Delta_1(\lambda)$, а при $\lambda > \lambda_1$ увеличение λ приводит к увеличению $\Delta_1(\lambda)$.

Рассмотрим порядок определения погрешности $\Delta_2(\lambda)$.

На рис. 3 и 4 приведены спектры поглощения *n*-пентана соответственно в диапазоне 6400 см$^{-1}$ – 7400 см$^{-1}$ и 7900 см$^{-1}$ – 8900 см$^{-1}$ [3].

Как видно из графиков, приведенных на рис. 3 и 4, в спектре поглощения *n*-пентана существует некоторое множество зон A_1, где оптическая толщина пентана при увеличении длины волны увеличивается. Параллельно этому множеству существует другое множество A_2, где увеличение длины волны приводит к уменьшению оптической плотности *n*-пентана. Из характера кривых спектра поглощения *n*-пентана ясно, что элементы множества A_1 и A_2 беспорядочным образом распределены в интервале 6400 см$^{-1}$ – 8900 см$^{-1}$.

С учетом вышеизложенных особенностей спектра поглощения *n*-пентана можно заключить, что отношение сигнал/шум при измерениях оптической плотности асфальтеновых частиц в пределах элементов множества A_1 будет уменьшаться, а множества A_2 увеличиваться. Соответственно тому, погрешность $\Delta_2(\lambda)$ в первом случае будет увеличиваться, а во втором уменьшаться.

Вышеизложенное позволяет нам сделать заключение о том, что в любой некоторой зоне изменения длины волны

$$\Delta\lambda = \lambda_1 - \lambda_2$$

Возможны два случая:

1. При изменении длины волны в пределах некоторых зон $\Delta\lambda_i = \lambda_{1i} - \lambda_{2i}$, происходит противофазное изменение $\Delta_1(\lambda)$ и $\Delta_2(\lambda)$.
2. При изменении длины волны во всех остальных зонах $\Delta\lambda_j = \lambda_{1j} - \lambda_{2j}$ происходит синфазное изменение $\Delta_1(\lambda)$ и $\Delta_2(\lambda)$.

Указанное обстоятельство позволяет нам выработать следующий общий порядок выбора длины волны при исследовании степени агрегированности асфальтена с применением *n*-пентана в качестве растворителя:

1. Если рабочая область используемых длин волн такова, что увеличение длины волны приводит к парафазным изменениям $\Delta_1(\lambda)$ и $\Delta_2(\lambda)$, то целесообразно варьирование величины длины волны с целью достижения минимума суммарной погрешности, определяемой формулой (2).
2. Если рабочая область используемых длин волн такова, что увеличение длины волны приводит к синфазным изменениям $\Delta_1(\lambda)$ и $\Delta_2(\lambda)$, то соответствующие погрешности суммируются также по формуле (2), однако полученная сумма не имеет экстремума.

Модельные исследования

Для пояснения вышеизложенного проведем некоторое модельное исследование. Допустим, что в используемой зоне длин волн $\Delta_2(\lambda)$ определяется как

$$\Delta_2(\lambda)=k_1(\lambda-\lambda_0)^2+k_2;\lambda\ge\lambda_c \quad (4)$$

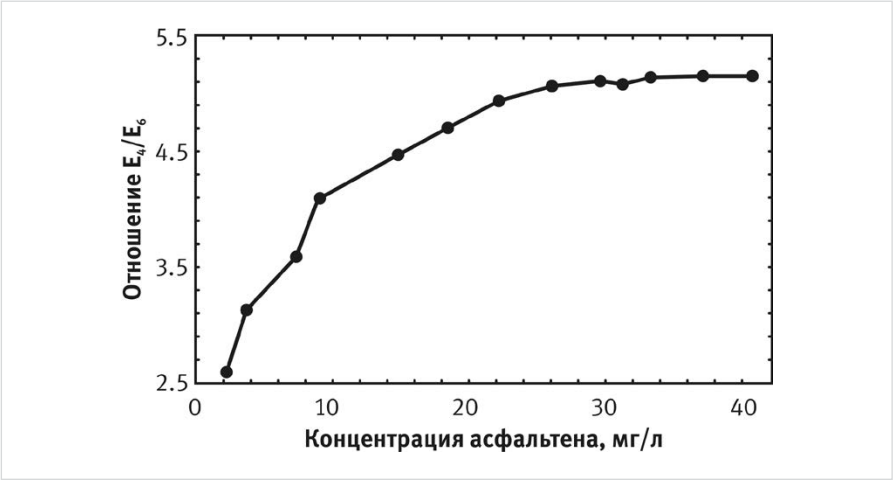


Рис. 1 — Зависимость отношения E_4/E_6, вычисленного по абсорбционному спектру сырьевой нефти; E_4 – амплитудное значение спектра при длине волны λ=465нм; E_6 – при λ=665нм [1]

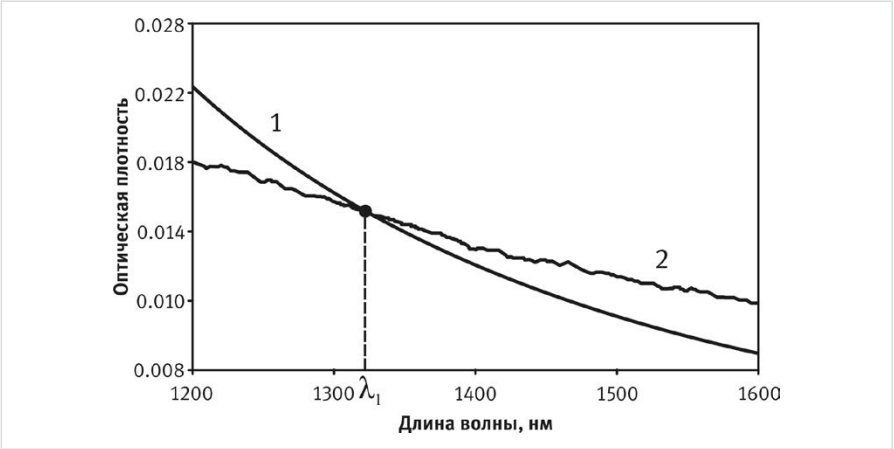


Рис. 2 — Вычисленный спектр поглощения раствора частицами полистирола с радиусом 100 нм (1) и экспериментально снятый спектр поглощения раствора с асфальтеновыми частицами при 52,3% пентана (2) [2]

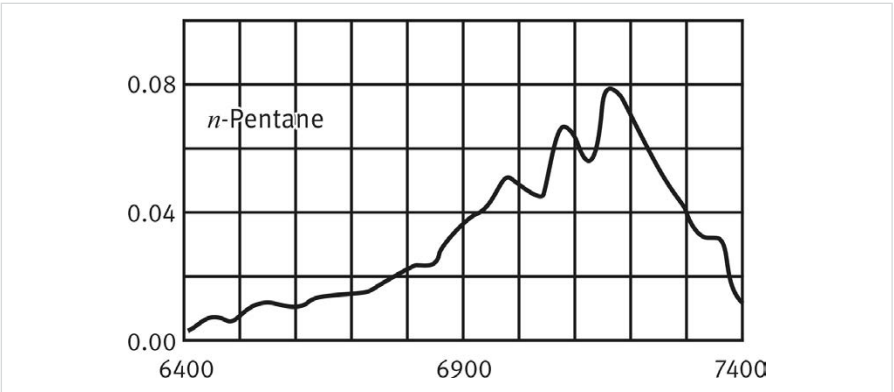


Рис. 3 — Спектр поглощения n-пентана в диапазоне 6400 см$^{-1}$ – 7400 см$^{-1}$

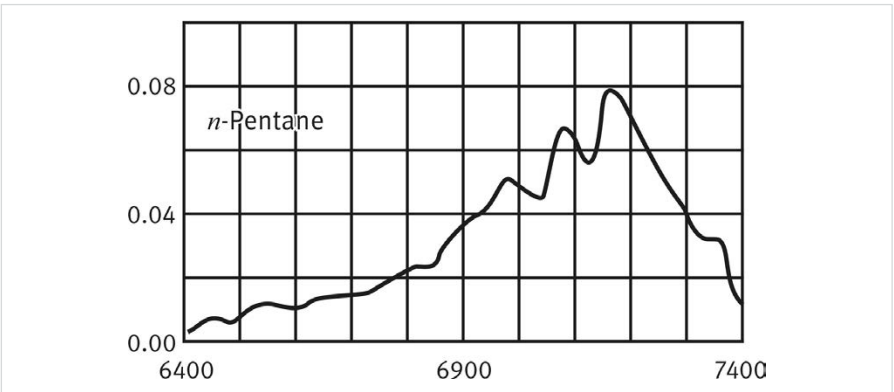


Рис. 4 — Спектр поглощения n-пентана в диапазоне 7900 см$^{-1}$ – 8900 см$^{-1}$

В выражении (3) примем выражение для $f_1(\lambda)$ и $f_2(\lambda)$

$$f_1(\lambda)=k_3/(\lambda-\lambda_0)+k_{30} \quad (5)$$
$$f_2(\lambda)=k_4/(\lambda-\lambda_0)+k_{40} \quad (6)$$

где: $k_{30} > k_{40}$ и $k_4 > k_3$

С учетом выражений (2)–(6) получаем

$$\Delta_c(\lambda)=\alpha_1[k_3/(\lambda-\lambda_0)-k_4/(\lambda-\lambda_0)\Delta k]^2+ +\alpha_2[k_1(\lambda-\lambda_0)^2+k_2] \quad (7)$$

где: $\Delta k = k_{40} - k_{30}$

Исследуем выражение (7) на экстремум.

Нетрудно показать, что $\Delta_c(\lambda)$ при условии

$$k^2_4-k_4(k_3+1)+k^2_3=0 \quad (8)$$

$$\lambda = \sqrt[3]{\frac{\Delta k \cdot k_3 - \Delta k \cdot k_4}{k_1}} + \lambda_0 \quad (9)$$

достигает минимума.

Условие превращения экстремума в минимум, полученное по условию $(d^2\Delta_c(\lambda))/d\lambda^2>0$ громоздко и здесь не приводится.

Итоги

Показано, что для оптимизации процесса изучения состояния агрегированности асфальтена в составе сырьевой нефти необходимо рассмотреть две составляющие суммарной погрешности:

1. Составляющую погрешности определения оптической плотности частиц асфальтена, возникающую из-за расхождения предсказанной величины оптической толщины при заданной длине волны.
2. Составляющую эквивалентной погрешности, возникающую из-за изменений оптической толщины *n*-пентана при изменении длины волны.

Выводы

Показано, что при определенных условиях при изменении длины волны измерений наблюдается парафазное изменение составляющих суммарной погрешности. Рассматривая указанные погрешности в качестве частных критериев оптимизации, составлена и решена многокритериальная оптимизационная задача поиска минимума взвешенной линейной свертки, составленной из вышеуказанных погрешностей.

Список литературы

1. Евдокимов И.Н., Лосев А.П. Применение УФ-видимой абсорбционной спектроскопии для описания природных нефтей // Нефтегазовое дело. 2007. №1. Режим доступа: http://ogbus.ru/article/primenenie-uf-vidimoj-absorbcionnoj-spektroskopii-dlya-opisaniya-prirodnyx-neftej/
2. Aske N. Characterization of Crude Oil Components, Asphaltene Aggregation and Emulsion Stability by means of Near Infrared Spectroscopy and Multivariate Analysis. Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirement of Chemical Engineering, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, June 2002.
3. Liddel U., Kasper Ch. Spectral differentiation of pure hydrocarbons: A near infrared Absorption Study. Part of Bureau of Standards Journal of Research, v.11, November 1933, pp. 599–618.

ENGLISH **OIL REFINING**

Optimization of determination of level of aggrigating of asphalten in crude oil

UDC 665.62

Authors:
Kanan I. Hasanzadeh — postgraduate[1], hasanzade.kanan@gmail.com
Rauf N. Abdulov — Ph.D., deputy head engineer[2]; raufabdulov@yandex.ru

[1]National Aerospace Agency, Baku, Azerbaijan
[2]Research Institute of Ministry of Defence Industry of Azerbaijan, Baku, Azerbaijan

Abstract

Depending on content of asphalten compounds in the crude oil the color of the latter changes beginning from the black as far as light yellow. For example, the Baku crude oil is featured by blue illumination and Grozny one by green light. The more content of asphalten in the crude oil the darker is latter. According to the experimental researches the level of aggregation effects on spectral characteristics of crude oil. It is suggested that the variation of concentration of asphalten leads to changing of its agrigation condition which inevitably changes the spectral characteristics of crude oil. It is shown that the existed methodics for assessment of aggregation condition of crude oil doesn't contain the quantitative parameters for determination of accuracy of assessment depending of selected wavelength of measurements. The new methodics for optimum assessment of accuracy of determination of aggregation condition of asphalten is suggested.

Materials and methods

In order to determine the level of aggregation of asphalten using *n*-pentane as a solvent it is taken into account that in some zones of wavelengths the optical density of *n*-pentane increases and in some others decreases. The total error is determined as a weighted sum of error of measuring of polystyrene particles depending on radius of partyicles and error of measurements of asphalten dissolved in *n*-pentane. The research task is selection of such optimum zones of wavelengths for above measurements where the errors of appropriate measurements changes in anti-phase order depending on wavelength and compensate each other.

Results

Thus it is shown that for optimization of process of studying of condition of aggregation of asphalten within crude oil the following two components of total error should be considered:

1. The component of error of determination of optical depth of asphaltens particles occurred due to divergence of predicted value of optical depth at given wavelength.
2. The component of equivalent error occurred due to change of optical depth of *n*-pentane upon change of wavelength

Conclusions

It is shown that upon some conditions when the wavelength is changing the anti-phase variation of total error components is observed. Considering these components as a partial criteria of optimization the task of multi-criteria optimization was formed and solved linked with search of minimum of weighted linear convolution composed of said components.

Keywords

asphalten, crude oil, optimization, optical depth, error of measurements

References

1. Evdokimov I.N., Losev A.P. *Primenenie UF-vidimoy absorbtsionnoy spektroskopii dlya opisaniya prirodnykh neftey* [Potential of U – visible absorption spectroscopy for characterizing crude petroleum oils]. Oil and Gas Business, 2007, issue 1. Available at: http://ogbus.ru/article/primenenie-uf-vidimoj-absorbcionnoj-spektroskopii-dlya-opisaniya-prirodnyx-neftej/
2. Aske N. Characterization of Crude Oil Components, Asphaltene Aggregation and Emulsion Stability by means of Near Infrared Spectroscopy and Multivariate Analysis. Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirement of Chemical Engineering, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, June 2002.
3. Liddel U., Kasper Ch. Spectral differentiation of pure hydrocarbons: A near infrared Absorption Study. Part of Bureau of Standards Journal of Research, v.11, November 1933, pp. 599–618.

УДК 665.62

Технология кустовой подготовки и закачки подтоварной воды в пласт с использованием трубного делителя фаз

А.В. Лекомцев
к.т.н., доцент
alex.lekomtsev@mail.ru

П.Ю. Илюшин
к.т.н., доцент
ilushin-pavel@yandex.ru

Д.А. Шишкин
магистрант
david-shishkin@yandex.ru

ПНИПУ, Пермь, Россия

Основным показателем качества закачиваемых пластовых вод, который оказывает влияние на снижение приемистости нагнетательных скважин, является концентрация (содержание) нефтепродуктов и твердых взвешенных частиц (ТВЧ). В условиях высокой загрузки объектов промысловой подготовки скважинной продукции не всегда удается достичь указанных требований. На Маячном месторождении ЦДНГ №5 (Пермский край) существуют обозначенные проблемы. Кроме того, на месторождении имеются кусты скважин, добывающих высокообводненную продукцию, что повышает экономические затраты на транспортировку и подготовку водонефтяной эмульсии (ВНЭ) . В этой связи актуальным становится вопрос повышения качества подготовки подтоварной воды для закачки в пласт, снижения нагрузки на внутрипромысловые объекты подготовки и сокращение затрат на транспортировку и разрушение ВНЭ. В данной работе приведено решение — технология кустовой подготовки и закачки подтоварной воды из добывающих скважин в пласт с использованием трубного делителя фаз (ТДФ).

Материалы и методы
Технологические данные с месторождения, литературные данные, анализ.

Ключевые слова
предварительный сброс воды, система ППД, закачка воды

Описание объекта исследований

На примере куста 5014 рассмотрен вопрос использования и целесообразности технологии кустовой закачки подтоварной воды из добывающих скважин в пласт с использованием трубного делителя фаз. Продукция скважин по выкидным линиям от 50 до 380 м поступает на АГЗУ 5014 при линейном давлении 2,1 МПа, после чего — до УПСВ «Рассвет» по полимерному армированному трубопроводу диаметром 200 и длиной 8266 м.

Схема расположения скважин представлена на рис. 1, где красным показаны действующие нагнетательные скважины, в которых осуществляется закачка пресной воды, зеленым — скважины, планируемые под нагнетание на кусту АГЗУ 5014. Технологические режимы работы добывающих и нагнетательных скважин представлены в таб. 1, 2.

Основные задачи проектирования

Авторами работы предлагается технология кустовой закачки подтоварной воды из добывающих скважин в пласт с использованием ТДФ, которая заключается в монтаже после АГЗУ-5014 трубного делителя фаз для разделения ВНЭ непосредственно на кустовой площадке добывающих скважин и закачки пластовой подготовленной воды в нагнетательные скважины №1н, 2н, 3н, 4н, 5н, 6н, находящиеся в непосредственной близости от установки. На данный момент в эти нагнетательные скважины закачивается пресная вода, заменив ее на пластовую, мы снизим нагрузку на водозаборные пункты. Основные требования по качеству выходящей из установки продукции следующие: содержание воды в предварительно обезвоженной нефти не должно превышать 15%, что соответствует размеру капель воды в нефти менее 0,4 мм. Содержание нефтепродуктов в водной фазе составляет 40 мг/л.

Принципиальная схема предлагаемой кустовой установки

В состав схемы технологии кустовой закачки подтоварной воды из добывающих скважин в пласт входит АГЗУ, трубный делитель фаз, нагнетательные скважины, оборудованные перевернутыми электроцентробежными насосами, как показано на рис. 2. Конструкция трубного делителя фаз, обеспечивающего качество подтоварной воды согласно требованиям ОСТ и СТП, приведена на рис. 3 [1]. ТДФ выполнен в виде трубчатого блока, снабженного патрубками для приема газоводонефтяной эмульсии и отбора

Условный номер скважины	$Q_ж$, м³/сут	W, %	$Q_н$, т/сут	$P_{заб}$, МПа	$P_{буф}$, МПа	$P_{лин}$, МПа
1д	2,8	76,6	0,6	3,79	2,1	2,1
2д	70,4	95,0	3,2	5,64	2,1	2,1
3д [2018]*	62,0	96,0	2,2	8,27	2,1	2,1
4д	6,1	70,0	1,6	9,36	2,1	2,1
5д	92,2	96,8	2,7	6,15	2,1	2,1
6д [2014]*	5,2	42,2	2,6	4,26	2,1	2,1
7д	6,6	75,2	1,4	2,66	2,1	2,1
8д	22,5	81,6	3,7	6,85	2,1	2,1
9д	16,0	66,0	4,9	5,74	2,1	2,1
10д [2014]*	8,0	43,3	4,1	7,73	2,1	2,1
11д	8,0	75,3	1,8	8,29	2,1	2,1

* — Год перевода на нагнетание

Таб. 1 — Технологический режим работы добывающих скважин АГЗУ 5014 по состоянию на 01.06.2015 г.

Условный номер скважины	Залежь	$D_{шт}$, мм	$P_{уст}$, МПа	$V_{пот}$, м³/сут	$V_{тех}$, м³/сут	$V_{эфф}$, м³/сут
1н	Бш		7	40	20	20
2н	Т	3	3	540	31	31
3н	Бш	2	3	140	17	17
4н	Бш		5	55	15	15
5н	Т	2	2	50	30	30
6н	Т		6	52	37	37

Таб. 2 — Технологический режим работы нагнетательных скважин по состоянию на 01.08.2014 г.

нефти, газа и воды, камерой для частично обезвоженной нефти и отсеком для водной фазы, формируемым соответствующими перегородками.

Разгазированная ВНЭ из желоба *6* поступает на решетку *7*, где ее скорость увеличивается, так как решетка расположена под большим углом, чем сам желоб *2*. При этом глобулы ВНЭ, контактируя с элементами (струнами) решетки *7*, разрушаются и капельки воды освобождаются из бронирующих оболочек. В результате нефть, обезвоживаясь, свободно всплывает к уровню раздела фаз «нефть – газ» и перетекает через перегородку *8* в секцию *Г* сбора и вывода ее из ТДФ по патрубку *3*.

Движение воды к патрубку *4* ее вывода из ТДФ осуществляется переливом через перегородки *9* и *10*, а также карман *11*. При этом в зонах между перегородками *8*, *9* и *10* нефтепродукты, находящиеся в водной фазе, всплывают до контакта с обезвоживаемой нефтью и сливаются с ней в единый поток, поступающей в секцию *Г* ТДФ. При дальнейшем движении воды (переливе через перегородку *10*) вода, также подвергаясь очистке от нефтепродуктов, с малой скоростью поступает в карман *11* и далее в патрубок ее вывода *4* из ТДФ.

Для предотвращения уноса поступающей газоводонефтяной эмульсии в корпусе ТДФ предусмотрена поперечная газовая перегородка *16*, расположенная между желобом *6* и верхней частью корпуса *1*. С целью контроля уровней жидкости и раздела фаз в корпусе ТДФ предусмотрены их указатели *12* и *13*, а безопасной эксплуатации — патрубок *14* подключения к предохранительному клапану.

Зависимость эффективности работы ТДФ от угла наклона его корпуса к горизонту представлена в таб. 3, в которой показаны результаты пилотных исследований обезвоживания высоковязкой нефти Мишкинского месторождения [2].

Анализ таб. 3 показывает, что наибольшая эффективность обезвоживания нефти достигается при угле наклона ТДФ к горизонту, равном 3°. При проектировании использованы результаты приведенных исследований.

Проектирование трубного делителя фаз

Исходные данные

Для предварительных расчетов принято:

- Длина ТДФ — 19,2 м.
- Диаметр — 1 м.
- Расход ВНЭ на входе в ТДФ Q=300 м^3/сут.
- Обводненность нефти на входе в ТДФ $W_{нач}$=89,2 % масс.
- Плотность нефти при температуре процесса равны $\rho_н$=882,3 кг/м^3.
- Вязкость нефти при температуре процесса $\mu_н$=0,036 Па·с.
- Плотность водной фазы $\rho_в$=1120 кг/м^3.
- Газовый фактор равен $Г_ф$=27,85 м^3/т.
- Плотность нефтяного газа $\rho_г$=1,23 кг/м^3.

Расчет ТДФ выполняется в 5 этапов. При этом выполняются расчеты материального баланса, кинетики процессов сепарации газа, предварительного обезвоживания нефти и отбора водной фазы. В последующем осуществляются расчеты конструктивного оформления ТДФ.

Расчет материального баланса представлен в таб. 4

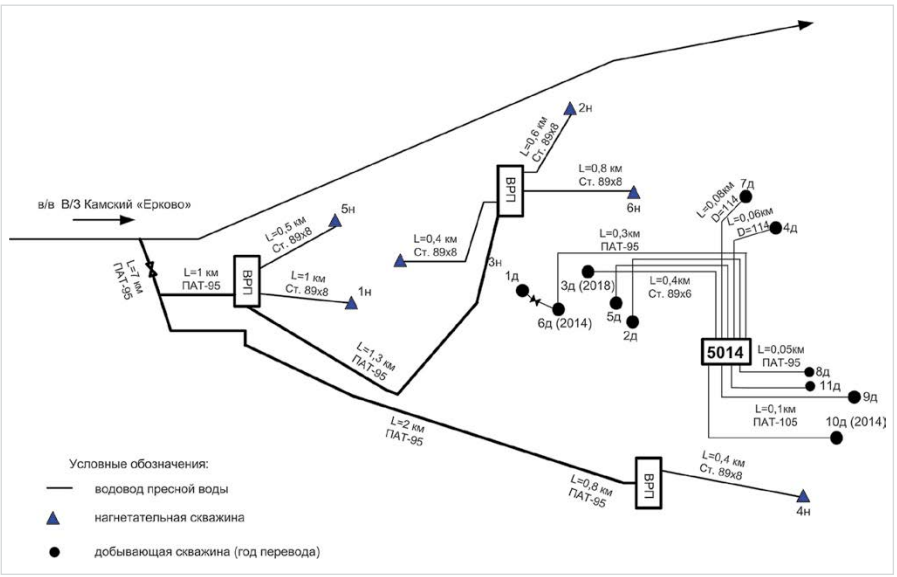


Рис. 1 — Схема расположения скважин

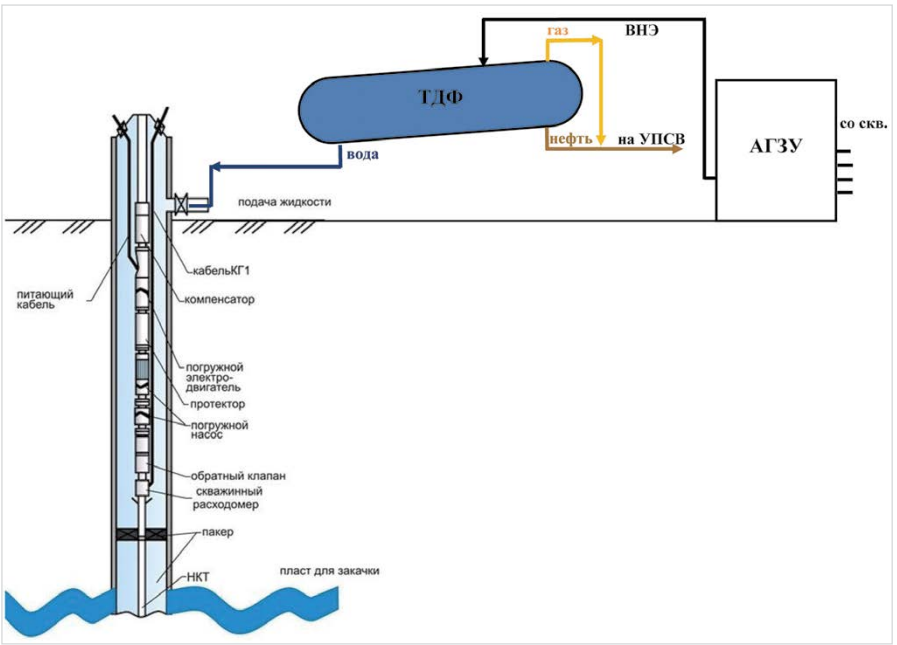


Рис. 2 — Схема установки кустовой закачки подтоварной воды из добывающих скважин в пласт с использованием трубного делителя фаз

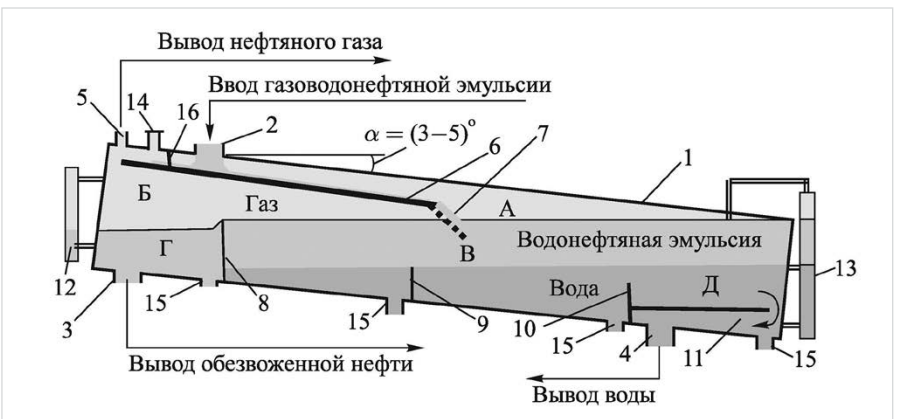


Рис. 3 — Трубный делитель фаз

Параметр	Значения						
Угол наклона ТДВ к горизонту, град	0	3	5	10	20	30	40
Остаточное содержание воды в обезвоженной нефти, % масс.	23	8	10	15	19	22	23

Таб. 3 — Эффективность работы ТДФ от угла наклона его корпуса к горизонту

Кинетический расчет процесса сепарации газа

Плотности газа и жидкой фазы газоводонефтяной эмульсии составляют $\rho_г$=1,23 кг/м³ и $\rho_{внэ}$ = 1094,4 кг/м³.

Минимальный диаметр пузырьков газа, удаляемых с объема ВНЭ, принимается равным d=0,4 мм, что соответствует допустимой дегазации нефти в промысловых условиях. Толщина слоя ВНЭ, стекающей по желобу 6 шириной B=600 мм, принимается равной h_1=50 мм. Скорость всплытия пузырьков газа в желобе 6 из объема ВНЭ, исходя из закона Стокса, составит

$$\vartheta_{всп} = \frac{d^2 \cdot g \cdot (\rho_{внэ} - \rho_г)}{18 \cdot \mu_н} = \frac{(0{,}4 \cdot 10^{-3})^2 \cdot g \cdot (1094{,}4 - 1{,}23)}{18 \cdot 0{,}036} = 0{,}00265 \text{ м/с}$$

По результатам материального баланса расход ВНЭ через ТДФ составляет Q=300 м³/сут. Поэтому ВНЭ стекает по желобу *6* со скоростью

$$\vartheta_ж = \frac{Q}{h_1 \cdot b} = \frac{300}{0{,}05 \cdot 0{,}6 \cdot 86400} = 0{,}116 \text{ м/с}$$

Время пребывания ВНЭ в пределах желоба, принятого длиной L_1=6,4 м составит

$$\tau_{пр} = \frac{L_1}{\vartheta_ж} = \frac{6{,}4}{0{,}116} = 55{,}2 \text{ с}$$

Время всплытия пузырьков газа диаметром d=0,4 мм составляет

$$\tau_{всп} = \frac{h_1}{\vartheta_{всп}} = \frac{0{,}05}{0{,}00265} = 18{,}9 \text{ с}$$

Так как $\tau_{пр} > \tau_{всп}$, процесс сепарации газа в ТДФ осуществится в пределах задания.

Кинетический расчет процесса предварительного обезвоживания нефти

Скорость осаждения капель воды диаметром $d_в$=0,4 мм, вычисленная по закону Стокса, составляет

$$\vartheta_{ос} = \frac{d^2 \cdot g \cdot (\rho_в - \rho_н)}{18 \cdot \mu_н} = \frac{(0{,}4 \cdot 10^{-3})^2 \cdot g \cdot (1120 - 882{,}3)}{18 \cdot 0{,}036} = 0{,}000576 \text{ м/с}$$

Время осаждения капель воды в слое обезвоживаемой нефти, если ее высоту принять, считая от зеркала, равной h_1=0,075 м, составляет

$$\tau_{ос} = \frac{h_1}{\vartheta_{ос}} = \frac{0{,}075}{0{,}000576} = 130{,}3 \text{ с}$$

Скорость отбора нефти через перелив толщиной h_2=0,05 м, организованный над решеткой *8*, равна

$$\vartheta_{от} = \frac{Q_н}{h_2 \cdot D} = \frac{32{,}63}{0{,}05 \cdot 1 \cdot 86400} = 0{,}00755 \text{ м/с}$$

Время прохождения нефти пути от решетки *7* до перегородки *8* составит

$$\tau_{пр}^{н} = \frac{\frac{1}{3}L}{\vartheta_{от}} = \frac{19{,}2}{3 \cdot 0{,}00755} = 847{,}3 \text{ с}$$

Должно быть соблюдено условие $\vartheta_{от} \leq 500 \cdot \vartheta_{ос}$.

В данном случае

$$500 \cdot \vartheta_{ос} = 500 \cdot 0{,}000576 = 0{,}288 \text{ м/с}.$$

Так как $\tau_{пр}^{н} > \tau_{ос}$ и $\vartheta_{от} \leq 500 \cdot \vartheta_{ос}$ процесс, предварительного обезвоживания нефти отвечает заданию.

Расчет кинетики отбора водной фазы

Водная фаза отбирается из ТДФ с максимально низкой скоростью. Это достигается отбором ее в карман *11* через пространство между торцом ТДФ, включающем указатель уровня *13*, и крышкой *17*, расстояние между которыми составляет не менее S=0,05 м. При этом ширина отборного пространства составляет *2/3 D*. Поэтому скорость отбора воды оказывается равной

$$\vartheta_{от}^{в} = \frac{Q_в}{S \cdot \frac{2}{3}D} = \frac{261{,}19}{0{,}05 \cdot \frac{2}{3} \cdot 1 \cdot 86400} = 0{,}01 \text{ м/с}$$

Из условия $\vartheta_{от}^{в} \leq 500 \cdot \vartheta_{всп}$ найдем скорость всплывания наименьших размеров капель нефти будет равна $0{,}01/500 = 2 \cdot 10^{-5}$ *м/с*. Из закона Стокса можно определить, что с найденной скоростью всплывают капли нефти размером

$$d = \sqrt{\frac{\vartheta_{всп} \cdot 18 \cdot \mu_в}{g \cdot (\rho_в - \rho_н)}} = \sqrt{\frac{2 \cdot 10^{-5} \cdot 18 \cdot 0{,}001}{9{,}81 \cdot (1120 - 882{,}3)}} = 0{,}012 \text{ мм}$$

Следовательно, при организации отбора воды в ТДФ со скоростью 0,01 м/с в ее потоке будут уносится капли нефти диаметром менее 0,012 мм. Примем зависимость между содержанием нефтепродуктов и диаметром капли нефти линейной (рис. 4), опытным путем установлено, что содержание нефтепродуктов в воде при диаметре капли 0,03 мм будет равно 10–20 мг/дм³.

По рис. 4 при диаметре капель нефти меньше 0,012 мм содержание нефтепродуктов будет равно 4–9 мг/дм³.

Наименование компонента	Приход		Расход					
			Предварительно обезвоженная нефть		Вода		Газ	
	м³/сут	т/сут	м³/сут	т/сут	м³/сут	т/сут	м³/сут	т/сут
ВНЭ	300	328,3	-	-	-	-	-	-
в том числе:								
нефть	32,63	28,79	32,618	28,78	0,012	0,0105	-	-
вода	267,63	299,75	6,45	5,76	261,18	292,5	-	-
газ	908,75	1,12	-	-	-	-	908,75	1,12
итого	1209	329,66	39,068	34,54		292,51	908,75	1,12

Таб. 4 — Сводная таблица расчета материального баланса

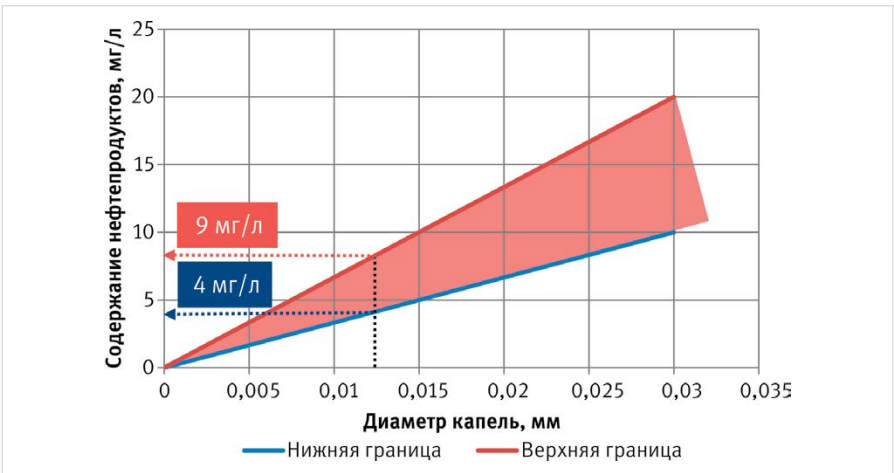


Рис. 4 — Зависимость концентрации нефти от диаметра капель нефти

Итоги

По результатам научно-технического анализа предлагаемая технология с использованием ТДФ технологически обоснована для условий добычи высокообводненной нефти. Результатом внедрения данной технологии является снижение затрат на транспортировку и подготовку продукции, а также на ремонты трубопроводов.

Выводы

1. Для достижения показателей качества воды согласно СТП для закачки в систему ППД (нефтепродукты – 28 мг/л, ТВЧ – 19 мг/л) принятые при проектировании характеристики ТДФ можно считать удовлетворительными.
2. Потенциальная производительность установки на 74% превышает суммарную приемистость нагнетательных скважин Маячного месторождения, что определяет запас производительности для скважин планируемых к переводу в нагнетательный фонд.

Список литературы

1. Патент РФ 2369425 Трубный делитель фаз. Заявлено 29.12.2007. Опубликовано 10.10.2009.
2. Процессы и аппараты технологий сбора и подготовки нефти и газа на промыслах: учебное пособие. Под ред. В.И. Кудинова. М. – Ижевск: Регулярная и хаотичная динамика, Институт компьютерных исследований, 2013. 508 с.

Cluster technology of preparation and injection of produced water into the reservoir using a pipe phase divider

UDC 533.2

Authors:
Alexander V. Lekomtsev — Ph.D., associate professor; alex.lekomtsev@mail.ru
Pavel Yu. Ilyushin — Ph.D., associate professor; ilushin-pavel@yandex.ru
David A. Shishkin — undergraduate; david-shishkin@yandex.ru

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

Abstract
The main parameter of the quality of the injected reservoir water, which has an impact on reducing injectivity of injection wells, is the concentration (content) of oil and solid particles (SP). In conditions of high load of well production preparation objects is not always possible to achieve these requirements. On Majachnye field of workshop oil and gas №5 there are certain problems. In addition, in the field there are well clusters, producing high water cut products. It increases the economic costs of transportation and preparation of oil emulsion. In this regard, the issues of improvement of produced water quality for injection, the reducing the load of in-field training facilities and the reduction of transportation costs and the destruction of oil emulsion becomes more urgent. This paper presents a solution – Cluster technology of preparation and injection of produced water from wells into the reservoir using a pipe phase divider.

Materials and methods
Process data from the field, the published data, analysis.

Results
According to the results of scientific and technical analysis of the proposed technology with the use of pipe phase divider expedient and economically feasible. The result of the technology is to reduce transport costs and product preparation costs, as well as in the repair of pipelines.

Conclusions
1. In order to achieve water quality according to the enterprise standard for injection into the reservoir pressure maintenance system (oil content — 28 mg / l, solid content — 19 mg / l) taken in the design characteristics of the pipe phase divider can be considered satisfactory.
2. Potential 74% plant capacity exceeds the total intake capacity of injection wells of the Mayachniy field that determines the headroom for wells planned to be converted into injector wells.

Keywords
preliminary water discharge, reservoir pressure maintenance system, water injection

References
1. Patent 2369425 Russian Federation. *Trubnyy delitel' faz* [Pipe phase divider]. Declared 29.12.2007. Published 10.10.2009.
2. *Protsessy i apparaty tekhnologiy sbora i podgotovki nefti i gaza na promyslakh* [Processes and devices of technology acquisition and preparation of oil and gas fields]. Textbook. Ed. by V.I. Kudinov. Moscow – Izhevsk: *Regulyarnaya i khaotichnaya dinamika, Institut komp'yuternykh issledovaniy*, 2013, 508 p.

Датчик загазованности «ОПТИМ-01»:

передовые технологии, высокая надёжность,
простота использования

Межповерочный интервал — 2 года

Основным направлением деятельности компании «Электронные технологии» является разработка и производство промышленного и специального электронного оборудования, в т.ч. оборудования для систем газораспределения и газопотребления.

Выпускаемый нашей компанией оптический датчик загазованности взрывоопасных газов (метан, пропан) «ОПТИМ-01» разработан с использованием современных технических решений, соответствует индустриальным стандартам и обладает целым рядом конкурентных преимуществ.

- Инфракрасный оптический сенсор не подвержен эффекту «отравления», не требует замены на протяжении всего срока службы датчика, обеспечивает высокую точность и стабильность показаний. Диапазон измерений составляет 0... 100% НКПР, основная погрешность не превышает ±(3+0.02xC)% НКПР (С — текущее значение концентрации в % НКПР).
- Взрывозащита вида «искробезопасная электрическая цепь» уровня «ia» (0ExiaIICT6X) и унифицированный выходной токовый сигнал 4–20 мА в сочетании с 2-проводной схемой подключения максимально упрощают монтаж во взрывоопасных зонах (не требуется отдельной линии питания и применения бронированного кабеля).
- Поддержка стандарта обмена цифровыми данными по токовой петле — HART позволяет производить настройку и поверку датчика непосредственно на объекте, не демонтируя и не отключая его от системы сбора данных.
- Условия эксплуатации: температура окружающей среды от -40 до +45°С, относительная влажность от 20 до 98% без конденсации влаги.
- Длительный срок службы — 10 лет, межповерочный интервал — 2 года минимизируют затраты на обслуживание.

Датчик загазованности «ОПТИМ-01» соответствует требованию технического регламента таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» и внесён в государственный реестр средств измерений.

Также на сегодняшний день выпущена модификация датчика — «ОПТИМ-01Д».

«ОПТИМ-01 Д» аналогичен датчику «ОПТИМ-01», но дополнительно снабжен ЖКИ индикатором, отображающим текущее значение концентрации определяемого компонента, атак же световой индикацией превышения пороговых значений, устанавливаемых пользователем.

С более подробной информацией вы можете ознакомиться на нашем сайте:
www.eltech.tver.ru

ООО «ЭЛТЕХ». Разработка в области промышленной электроники.
Серийное производство оборудования для защиты от коррозии, систем телеметрии и видеонаблюдения.

Станции катодной защиты со встроенной телеметрией серии «Тверца»
- **СКЗ «Тверца 900» выходная мощность 900 Вт (15А, 60В)**
- **СКЗ «Тверца 900» Каскад – каскадное включение двух силовых модулей «Тверца-900» выходная мощность 1800 Вт (30А, 60В).**
- **СКЗ «Тверца-3000» выходная мощность 3000 Вт (50А, 60В).**
- **СКЗ «Тверца СМ» модульная станция в конструктиве 19'.**

Контроллеры телеметрии
- Модуль телеметрии «Тверца ТМ» для оснащения телеметрией любых СКЗ сторонних производителей.
- Блок измерения потенциала «БИП-01» с автономным источником питания с периодичностью замены не менее 2 лет. Измерение мгновенных и средних значений поляризационного потенциала на КИП.
- Контроллер измерения технологических параметров «КИТП-01». Контроллер индикации технологических параметров КИТП-01. Имеет 12 каналов измерения — 6 аналоговых и 6 цифровых с возможностью расширения до 24.
- Контроллер с автономным питанием КИТП-02.

Вся продукция имеет сертификаты РОСТЕСТ, РОСТЕХНАДЗОР, ГАЗСЕРТ и внесена в реестр средств измерения.

ООО «Элтех» 170000, г. Тверь, пл. Гагарина, д. 1. Тел.: +7 (4822) 34-68-10, 34-68-17
E-mail: mail@eltech.tver.ru www.eltech.tver.ru

РАЗРАБОТКА И ПРОИЗВОДСТВО ПРИБОРОВ

ГИДРОГАЗКОМПЛЕКТ

Российская научно-производственная фирма «Гидрогазкомплект», основанная в 2005 году, выпускает широкую гамму метрологического оборудования: цифровые манометры, датчики давления (преобразователи), прессы переносные и стационарные (задатчики давления), запорную арматуру, коллекторы и другие высокотехнологические изделия. Много лет наши приборы успешно работают как в России, так и за ее пределами.

МАНОМЕТРЫ ОБРАЗЦОВЫЕ

Цифровой манометр МО-05 российского производства относится к эталонным приборам, не имеющий аналогов среди зарубежных. Его основное назначение – точное измерение избыточного давления жидкости и газов, а также давления – разряжения.

Манометр МО-05 может измерять давление (разряжение) от -0,1 до 60 МПа и имеет до шести поддиапазонов (согласно стандартного ряда). Пользователь может сам выбрать один из поддиапазонов и единицу измерения (Па, кПа, кгс/см^2, МПа, мм рт. ст.).

Манометры МО-05 могут иметь пределы допускаемой основной приведенной погрешности 0,025%, 0,05%, 0,1%, 0,15%, 0,25%, 0,4%, перекрывая все потребности потребителей по точности и цене.

Показания давления отображаются на светодиодной матрице с различной интенсивностью свечения (выбирается пользователем). Единицы измерения и поддиапазоны также подсвечиваются светодиодами.

Автономное питание манометра осуществляется от трех литиевых батареек формата АА, что позволяет его использовать для выездных работ. Время непрерывной работы без смены батареек составляет более 300 часов.

Для работы в стационарных условиях манометр МО-05 можно подключить к порту USB персонального компьютера (ПК) для получения информации на экране монитора. Программное обеспечение, автоматизирующее проведение поверки стрелочных манометров с печатью протоколов, находится на сайте **gidrogaz.ru** в свободном доступе. Программа позволяет одновременно поверять до 6 манометров, расположенных на одном источнике давления. При подключении ПК к манометру МО-05, последний отключает питание от батареек и подключается к питанию от ПК.

Для начала работы с прибором не требуется подготовки. Простое управление: удобный пользовательский интерфейс включает всего две кнопки, позволяющие выполнять полный функционал манометра. Звуковая защита предупреждает о перегрузках, а мерцание индикаторов — о разряде батареек.

На лицевой стороне манометра имеется окно с инфракрасным портом, предназначенным для возможной корректировки верхнего предела поддиапазона, тем самым можно скомпенсировать неизбежное влияние уходов (долговременная стабильность приборов). Проведение корректировки диапазонов проводится квалифицированным персоналом с использованием отдельно поставляемого пульта и нарушением пломбы производителя.

ПРЕССЫ ПРОВЕРОЧНЫЕ

Предприятие «Гидрогазкомплект» выпускает широкую гамму переносных и стационарных прессов для поверки и калибровки приборов измерения давления. Основная область применения пресса: использование в качестве вспомогательного устройства при поверке манометров и других измерительных приборов в органах государственной метрологической службы, промышленных предприятиях, выпускающих и эксплуатирующих средства измерения давления и т.д.

Прессы пневматической серии могут создавать давления (разряжения) от единиц паскалей (для поверки тягонапоромеров (ПС-50) до 2,5 МПа. Пресс ПУМ-6М может создавать разряжения — 0,095МПа.

Прессы гидравлической серии представлены моделями 2113М, ПУМ-60, ПУМ-40М, ПУМ-100М, которые могут работать и в газовых средах, создавая давление и разряжения. В зависимости от модели, максимально создаваемое давление — 100 МПа.

Гидравлические прессы серии ПУМ имеют две точки подсоединении измерителей давления с самоподжимными патронами, не требующими использования ключей для закрепления приборов давления.

Стационарный пресс имеет вес 14 кг, максимально создаваемое давление — 120 МПа. Все прессы выполнены из нержавеющей стали и могут работать в различных средах: вода, масло, керосин, спирт и т.д. Для использования гидравлических прессов при заполнении больших объемов предназначена помпа, монтируемая на прессы серии ПУМ. Каждый пресс имеет уплотнение стандартными резиновыми кольцами, легко заменяемыми при необходимости. Для исключения попадания грязной жидкости из поверяемых приборов имеется фильтр.

Срок службы — 15 лет.

ОБЩЕПРОМЫШЛЕННОГО ПРИМЕНЕНИЯ

На каждом промышленном или жилом объекте используются приборы для теплофизических измерений. Для обеспечения единства измерений необходимо периодически проводить поверку или калибровку аппаратуры с использованием эталонных приборов.

Существует большое количество зарубежных производителей, которые предлагают эталонные средства измерений, однако стоимость их достаточно высока и время поставки (или ремонта) может составлять до двух месяцев и более.

МНОГОДИАПАЗОННЫЙ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС

Для проведения метрологических работ на выезде создан переносной многодиапазонный измерительный комплекс «ПОИСК-600», обеспечивающий цифровую индикацию измеряемого давления в следующих единицах: мм вд. ст., Па, кПа МПа, кгс/см^2. В его состав входят:

- пресс для создания давления ПУМ-60М,
- до 5 манометров МО-05,
- набор переходников, инструмент,
- инструкция,
- салфетки.

Весь набор упакован в герметичный кейс IP67. Каждый манометр МО-05 хранится в отдельном защитном футляре IP67. Поверка манометров может осуществляться как в стационарных условиях, так и непосредственно на объектах.

КОЛЛЕКТОР СЕРИИ КС

Часто необходимо поверить манометры на одинаковое давление. Для решения данной проблемы выпускается коллектор серии КС. Коллектор КС может подключаться к любому источнику давления через соединительный рукав или непосредственно к прессу ПУМ-60М или ПУМ-40М. Коллектор КС оборудован самоподжимными патронами. В зависимости от модели, прибор может иметь от 3 до 6 штуцеров для одновременно подключаемых манометров. Коллектор удобен для выездных работ: конструкцией предусмотрено транспортное состояние, имеет малый вес и габариты. Коллектор изготовлен из нержавеющей стали и может использоваться для любых сред, не агрессивных к стали 08Х18Н10Т.

Вся продукция, выпускаемая нашим предприятием, может изготавливаться в кислородном исполнении.
Среди наших клиентов: предприятия нефтегазового комплекса, МЧС, МВД, ВС России, Оборонные предприятия, ЦСМы по всей России, а также страны ближнего и дальнего зарубежья.

ГИДРОГАЗКОМПЛЕКТ
115280, г. Москва, ул. Ленинская слобода, д. 9
+7 (495) 255-22-96, +7 (495) 781-88-63
info@gidrogaz.ru www.gidrogaz.ru

УДК 620.1

Преимущества выделения профилеметрии внутрипромысловых нефтепроводов в отдельный бизнес-процесс

Н.Б. Козырев
коммерческий директор
kozyrev.nickolay@aprodit.ru

ООО «АПРОДИТ», Коломна, Россия

Проведение внутритрубной диагностики трубопровода (ВТД) начинается с пропуска скребка-калибра с деформируемыми мерными дисками с диаметрами в размере 70% и 85% от наружного диаметра трубопровода. Для внутрипромысловых трубопроводов диаметром от 89 до 325 мм типичной является ситуация, когда мерный диск 85% на скребке-калибре оказывается деформированным после прогона скребка по трубопроводу.

Ключевые слова
трубопровод, внутрипромысловый трубопровод, профилеметрия, диагностика, скребок-калибр, импортозамещение

Деформация калибровочных дисков на скребке-калибре сигнализирует о том, что в трубопроводе имеются сужения (как минимум одно), которые могут повредить датчики инспекционного снаряда. В наиболее пессимистичном сценарии наличие критических сужений может привести к застреванию диагностического снаряда с остановкой работы нефтепровода на значительный срок.

Анализ замятий и повреждений калибровочных дисков скребка-калибра редко дает полную информацию о характере сужений, тем более нет данных о дистанции, на которой эти сужения находится в трубопроводе. Чтобы определить характер каждого сужения, его размеры и дистанцию от камеры запуска или от маркерной точки, необходимо пропускать внутритрубный профилемер (рис. 1–2).

Часто бывают ситуации, когда после прогона профилемера выясняется, что не получится провести ВТД в запланированные сроки из-за необходимости устранения нескольких (или многих) сужений, непроходимых диагностическим снарядом. В таких случаях высок риск, что сложная и дорогая техника, включая внутритрубный инспекционный снаряд, была напрасно мобилизована на объект (рис. 3 и 4).

С одной стороны, компания-оператор трубопровода, заказавшая ВТД, может ничего не платить подрядчику, который привез внутритрубный диагностический снаряд на объект, но не смог выполнить диагностику. Но с другой стороны, оператор трубопроводов, как конечный потребитель услуги, в итоге платит за все. Подрядчики просто закладывают риски простоя техники в свои цены.

Поэтому логичен сценарий, в котором оператор планирует и организует калибровку и профилеметрию участка трубопровода раньше сроков проведения плановой внутритрубной диагностики. Тогда ремонт нескольких обнаруженных сужений будет выполнен в плановом, а не в авральном режиме.

Стоимость профилеметрии существенно меньше стоимости магнитной или ультразвуковой диагностики. Кроме того, данные профилеметрии гораздо проще, надежнее и интуитивно понятнее с точки зрения интерпретации собранных данных. Технические специалисты оператора трубопровода могут самостоятельно проводить прогоны профилемера и выполнять экспресс-анализ записанных данных в поставляемой с профилемером специализированной компьютерной программе. И этого достаточно для выявления мест ремонтов перед проведением ВТД.

Возможно, читатель возразит, что проведение предварительной профилеметрии не исключает ее повторного проведения непосредственно перед запуском инспекционного снаряда. Фактически профилеметрию каждого трубопровода придется выполнять дважды, так как большинство диагностических бригад привозят не только инспекционный снаряд, но и профилемер. Это необходимо, потому что у всех диагностических снарядов есть свои особенности. Поэтому только данные профилеметрии, собранные своим профилемером и проанализированные своими специалистами, дадут подрядчику полную уверенность в безопасной эксплуатации оборудования.

Но вместе с тем, в подавляющем большинстве случаев при проведении калибровки и профилеметрии независимым подрядчиком или самостоятельно специалистами оператора трубопровода будут выявлены объективные данные о пригодности участка трубопровода к ВТД. Например, если при профилеметрии впервые обследуемого трубопровода выявляются несколько сужений до 80% от наружного диаметра (или серьезнее) из-за плохого качества кольцевых сварных швов, то эти места в любом случае необходимо отремонтировать до проведения ВТД магнитным или ультразвуковым диагностическим снарядом.

Следует отметить, что предложение разделять профилеметрию и ВТД особенно актуально для внутрипромысловых трубопроводов небольшого диаметра.

Действительно, практически во всех магистральных трубопроводах ВТД уже проводилась (во многих даже по 3–5 раз). Поэтому выполнять отдельный пропуск профилемера по магистральным трубопроводам имеет смысл только для получения какой-либо специфической информации (подвижки грунта, всплытия трубопровода, проведение XYZ-картографирования и т.п.).

Рис. 1 — Вид скребка-калибра после прогона по трубопроводу 159х6 мм, 5.5 км

Рис. 2 — Профилемер ПВМ-6-159 после прогона по трубопроводу 159х6 мм, 5.5 км

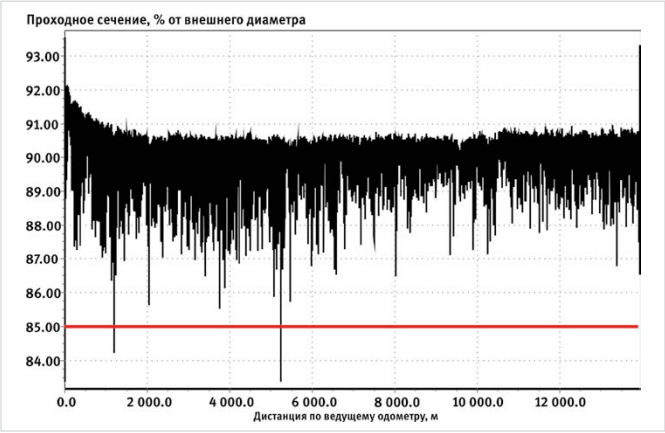


Рис. 3 — Профиль сужений трубопровода 219x8 мм, 14 км, с несколькими сужениями

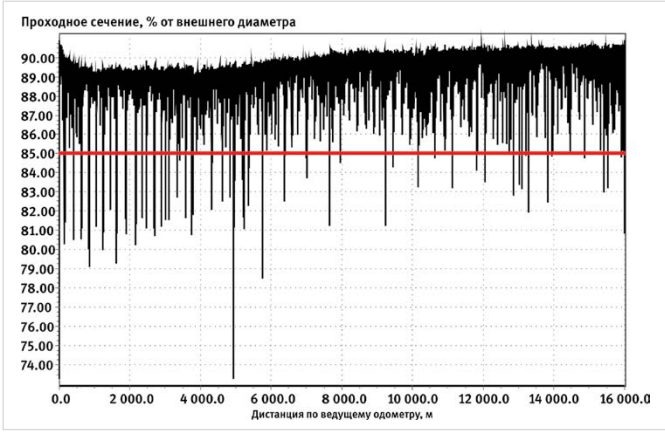


Рис. 4 — Профиль сужений трубопровода 168x8 мм, длиной 16 км с многочисленными сужениями

А во внутрипромысловых и межпромысловых трубопроводах внутритрубная диагностика только начинает внедряться. Имеется очень много трубопроводов, в которых еще ни разу не выполнялось внутритрубное обследование. Вместе с тем, в силу объективных причин, опасных дефектов коррозии в таких трубопроводах накопилось много. Это неизменно повышает риск аварий.

Кроме того, хотя абсолютные размеры типичных дефектов геометрии, таких как провис корня сварного шва или нестыковка кромок, практически не зависят от диаметра трубы, во внутритрубной диагностике значение имеют не абсолютные, а относительные размеры дефектов. То есть, для проверки проходимости трубопровода диагностическим снарядом важен размер дефекта, поделенный на диаметр трубы. Ведь диагностические снаряды проектируются и изготавливаются так, чтобы проходить сужения, относительный размер которых не превосходит 10–15% от внешнего диаметра трубы. В технических характеристиках пишут, что диагностический снаряд проходит сужения до 85% (или до 90%) от наружного диаметра трубопровода.

Например, если в трубопроводе 530x8 мм имеется дефект типа «провис корня сварного шва» с характерным размером 10 мм, то в этом месте относительное сужение (с учетом номинальной толщины стенки трубопровода) составит лишь 95%.

$$(530- 2x8-10)/530 = 504/530 = 0,95.$$

Точно такой же дефект, но в трубопроводе 114x8, даст относительное сужение уже 77%.

$$(114-2x8-10)/114 = 88/114=0,77.$$

Такое место будет непроходимо для большинства магнитных и ультразвуковых дефектоскопов. Без устранения этого дефекта в трубопроводе назначать ВТД будет бессмысленно.

Утверждение, что в трубопроводах малого диаметра и дефекты геометрии меньше, в корне неверно. Как показывает практика, значительных дефектов сварных швов в малых трубопроводах даже больше, а размер самих дефектов точно не меньше, чем в магистральных трубопроводах. Вероятно, на такое состояние дефектов геометрии влияет отношение к качеству сварных работ на трубопроводах малого диаметра. До сих пор превалирует мнение, что вполне допустимо иметь низкое качество выполнения строительных работ на малых трубопроводах, ведь риски и убытки на малом трубопроводе гораздо ниже, чем на любом магистральном трубопроводе.

Но проблема заключается в том, что коротких внутрипромысловых нефтепроводов и конденсатопроводов в нашей стране очень много. И каждый баррель нефти, проходящий потом по протяженному магистральному нефтепроводу, первоначально проходит по одному из коротких внутрипромысловых трубопроводов. Причем проходит, как правило, в неподготовленном, не очищенном от воды, солей и кислот виде. Поэтому объективно состояние стенок внутрипромысловых трубопроводов гораздо хуже, чем у магистральных.

Получается, что у любой нефтедобывающей компании имеется множество потенциально аварийных трубопроводов. И хотя каждая авария на трубопроводе малого диаметра наносит меньший экологический и репутационный ущерб, сумма ущерба от этих аварий выше, чем от аварий на всех магистральных трубопроводах. Особенно если учесть, что аварийность на магистральных трубопроводах за последние два десятилетия по большей части взята под контроль.

Именно в силу сложившегося подхода к прокладке и обслуживанию внутрипромысловых трубопроводов как второстепенных, их качество, к сожалению, было и до сих пор остается плохим.

В связи с этим, государство постоянно увеличивает давление и ужесточает ответственность нефтедобывающих компаний за аварии на нефтепроводах. Операторам приходится внедрять и расширять внутритрубную диагностику трубопроводов малого диаметра, чтобы уменьшить репутационные и экономические потери.

В таких условиях предварительное проведение профилеметрии внутрипромысловых трубопроводов отдельно от внутритрубной диагностики силами небольших специализированных компаний или собственных технических специалистов оператора трубопровода является оптимальным решением задачи минимизации расходов для нефтедобывающих компаний.

Сегодня профилеметрию могут выполнять не только крупные диагностические центры, большая часть которых де-факто до сих пор является представительствами иностранных компаний, но и небольшие российские компании и даже индивидуальные предприниматели.

В результате выделения калибровки и профилеметрии внутрипромысловых трубопроводов в отдельный бизнес-процесс и развития рынка таких услуг выиграют все стороны: государство (создание рабочих мест), природа (уменьшение разливов нефти), нефтедобывающие компании (снижение общих затрат, повышение репутации по экологической и социальной ответственности), а также научные и производственные предприятия (рост продаж, возможность инвестировать в развитие сложной внутритрубной техники отечественного производства).

конференция **БУДУЩИЙ ОБЛИК МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ: НОВЫЕ ВЫЗОВЫ, ПРИОРИТЕТЫ И ВОЗМОЖНОСТИ**
Москва, 2 декабря
LUKOIL.TIMEPAD.RU/EVENT/392881/

Специальная конференция о будущем мировой энергетики, ключевые спикеры которой поделятся своим взглядом на новую энергетическую реальность и развенчают возможные мифы.

выставка **OIL AND GAS TURKMENISTAN**
Ашхабад, Туркменистан, 7–9 декабря
MIOGE.RU

Развитие нефтяной, газовой и химической промышленности Туркменистана требует масштабных капитальных вложений в действующие месторождения и перспективные резервы.

конференция **НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ**
Москва, 8 декабря
N-G-K.RU

Запланировано обсуждение программы импортозамещения и локализации технологий и оборудования для шельфовых проектов.

рейтинг **ЗДРАВЫЙ СМЫСЛ. ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ РЕЙТИНГ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ РОССИИ**
Москва, 9 декабря
CREONENERGY.RU

Вторая церемония объявления итогов рейтинга экологической ответственности российских нефтегазовых компаний, реализуемого группой CREON и WWF Russia.

МЕЖДУНАРОДНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ НЕДЕЛЯ
Москва, 14 декабря
IEWEEK.RU/CONF2011/

В рамках этого бизнес-форума состоятся бизнес-встречи и переговоры по поставкам технологий и оборудования для нефтегазовых компаний России и зарубежных стран.

конференция **ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ. ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА**
Москва, 7–8 февраля
PIPELINE-CONF.COM

Обеспечение безопасности, надежности и эффективной эксплуатации трубопроводных систем, решение проблем и задач модернизации и инновационного развития трубопроводного транспорта.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО**
Оренбург, 15–17 февраля
URALEXPO.RU

Крупное деловое мероприятие региона, площадка для обсуждения перспектив развития нефтегазовой индустрии Оренбуржья и всей России.

конференция **АРКТИКА И ШЕЛЬФОВЫЕ ПРОЕКТЫ**
Москва, 16-17 февраля
ARCTIC.S-KON.RU

Обсуждение актуальных вопросов и перспектив освоения Арктического и Континентального шельфа, роли Арктики в удовлетворении спроса на энергоресурсы.

выставка **ТЕРРИТОРИЯ NDT 2017**
Москва, 28 февраля–2 марта
EXPO.RONKTD.RU

Ежегодный форум средств и технологий неразрушающего контроля. Отраслевые круглые столы «НК в промышленности».

конференция **СТРОИТЕЛЬСТВО И МОДЕРНИЗАЦИЯ НПЗ, ГПЗ И НХП**
Тюмень, 1–3 марта
OILANDGASREFINING.RU

Дискуссионная площадка, созданная с целью проанализировать практические примеры работы НПЗ, ГПЗ и НХП.

выставка **ЭНЕРГЕТИКА. РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**
Казань, 14–16 марта
EXPOENERGO.RU

Гидро-, тепло-, электроэнергетика. Нетрадиционные источники энергии и малая энергетика. Ресурсосберегающие и энергоэффективные технологии и оборудование.

конгресс **СПГ КОНГРЕСС РОССИЯ 2017**
Москва, 15–17 марта
VOSTOCKCAPITAL.COM

Более 250 представителей органов власти, компаний-операторов крупно-, средне- и малотоннажных СПГ-проектов, российских и международных потребителей, поставщиков технологий и оборудования.

конференция **НЕФТЕГАЗСНАБ**
Москва, 16 марта
N-G-K.RU

Ежегодная встреча руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний со своими подрядчиками.

саммит **НЕФТЕХИМИЯ И ГАЗОПЕРЕРАБОТКА**
Москва, 17 марта
PETROSUMMIT.ORG

Поднимаются вопросы развития новейших технологий и успешного опыта реализованных проектов в нефтехимической и газоперерабатывающей отраслях в текущей экономической ситуации.

конференция **КАЗНЕФТЕГАЗСЕРВИС**
Атырау, Казахстан, 17 марта
KAZSERVICE.KZ

Обсуждение крупнейших нефтегазовых проектов Казахстана с общим бюджетом свыше $45 млрд.

конференция **СБОР, ПОДГОТОВКА И ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ И ГАЗА**
Сочи, 20–25 марта
CONF3.OILGASCONFERENCE.RU

Проектирование объектов сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа. Строительство промысловых и магистральных трубопроводов, техника и технология ГНБ.

выставка **ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ**
Новый Уренгой, 22–23 марта
EXPONET.RU

Межрегиональная выставка оборудования для нефтегазового комплекса в газовой столице России. Проводится в рамках Новоуренгойского газового форума.

конференция **МЕТОДЫ БОРЬБЫ СО СКВАЖИННЫМИ ОСЛОЖНЕНИЯМИ**
Ижевск, 22–23 марта
KONFERENC-NEFT.RU

Цель — обмен опытом, оценка эффективности внедрения существующих технологий в различных нефтегазовых компаниях России, а также обзор современных решений от предприятий-производителей технологий.

конференция **ТЮМЕНЬ 2017**
Тюмень, 27–31 марта
EAGE.RU

Помимо научной программы, состоятся секция по геомеханике, круглые столы, дебаты по построению глубинных сейсмических изображений и бесплатный курс «Анализ рисков в нефтегазовых проектах».

семинар **EAGE/SPE 2017: НАУКА О СЛАНЦАХ**
Москва, 10–11 апреля
EAGE.RU

Региональная геология и бассейновое моделирование. Технологии разведки. Модель коллектора. Технологии разработки и геомеханика. Геологические модели и методы оценки запасов и ресурсов.

конференция **НЕФТЕГАЗОВЫЕ РЫНКИ ЦЕНТРАЛЬНОЙ И ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЫ**
Минск, Беларусь, 10–12 апреля
CCAPITAL.CO.UK

Задача — подробный анализ нефтегазовых рынков стран Центральной и Восточной Европы как на уровне розничного потребления, так и на уровне международных проектов.

конференция **INTRA-TECH**
Санкт-Петербург, 11–12 апреля
INTRA-TECH.RU

Традиционное место встречи профессионалов для обсуждения актуальных проблем и поиска решений в области ремонта и обслуживания инфраструктуры предприятий ТЭК.

выставка **GLOBAL OIL&GAS**
Атырау, Казахстан, 11–13 апреля
OIL-GAS.KZ

Событие стало традиционным местом встречи для специалистов нефтегазовой отрасли не только Каспийского региона и Казахстана, но и всего мирового нефтегазового сообщества в целом.

выставка **НЕФТЕГАЗ**
Москва, 17–20 апреля
NEFTEGAZ-EXPO.RU

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

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ
Москва, 18–20 апреля
OILANDGASFORUM.RU

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

конференция и выставка
ИНЖЕНЕРНАЯ ГЕОФИЗИКА 2017
Кисловодск, 24–28 апреля
EAGE.RU

Ориентирована на специалистов, область интересов которых — инженерные изыскания, малоглубинная геофизика, экология, рудная геофизика, инженерная геология.

конференция **ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ 2017**
Казань, 15–19 мая
EAGE.RU

Конференция по проблемам и перспективам горизонтальных скважин совместно с семинаром «Микросейсмический мониторинг гидроразрыва пласта».

выставка **METROLEXPO**
Москва, 17–19 мая
METROL.EXPOPROM.RU

Форум в поддержку государственной политики в области модернизации и технологического развития экономики России.

конференция **СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ КРС И ПНП. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ**
Анапа, 22–27 мая
CONF1.OILGASCONFERENCE.RU

Ознакомление с новейшими достижениями отраслевых институтов, нефтегазодобывающих и сервисных компаний, позволяющими успешно решать проблему импортозамещения.

конференция **НЕФТЕГАЗСТРОЙ**
Москва, 23 мая
N-G-K.RU

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, увеличение доли российских компаний на нефтегазостроительном рынке.

выставка **ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ.**
Уфа, 23–26 мая
BVKEXPO.RU

Отраслевое событие России и ближнего зарубежья: свыше 400 ведущих компаний-участников из 40 регионов России и зарубежных стран, 14 000 кв.м выставочной площади.

саммит **ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ И НЕТРАДИЦИОННЫЕ ЗАПАСЫ**
Москва, 25 мая
TRIZSUMMIT.RU

Среди акцентов саммита — проблемы государственного стимулирования отрасли и производства импортозамещающей продукции.

семинар **ОПТИМИЗАЦИЯ ЗАТРАТ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ**
Пермь, 30 мая
KONFERENC-NEFT.RU

Совершенствование и оптимизация эксплуатации УШГН, УШВН, УЭДН и УЭЦН малой производительности. Энергоэффективные технологии для скважин, оборудованных УЭЦН и ШГН.

конференция **УПРАВЛЕНИЕ НЕФТЯНЫМ ТЕРМИНАЛОМ**
Амстердам-Роттердам, Нидерланды, 1–3 июня
OILTERMINALMANAGEMENT.COM

Международная программа по обмену опытом и серия технических визитов на терминалы в Нидерландах.

конференция **ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ КРС, ПНП, ГНКТ**
Ялта, 5–9 июня
TOGC.INFO

Ловильные работы в ГС, РГС, ЗБС. Телеметрия при КРС, СПО, ОПЗ, РИР, глушении, ловильных работах. Физико-химические обработки ГС. Освоение ГС. Геологические исследования ГС.

конференция **ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ**
Салехард, 7–9 июня
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.

Global Oil&Gas
Atyrau

Global Oil&Gas

16-я Северо-Каспийская Региональная выставка и конференция "Атырау Нефть и Газ"

11-13 апреля 2017

Спорткомплекс "Атырау"
Атырау, Казахстан

подробная информация:
www.oil-gas.kz

ITE
Iteca

MIOGE Moscow

ufi Approved Event

25 лет содействуем развитию нефтегазовой индустрии

14-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЬ И ГАЗ

27–30 июня 2017

МОСКВА • МВЦ "КРОКУС ЭКСПО"

НА НОВОЙ ПЛОЩАДКЕ

www.mioge.ru

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Самая масштабная в России международная выставка нефтегазового оборудования и технологий

- 652 компании - участника из 40 стран мира
- 5 национальных экспозиций: Германии, Италии, Китая, Финляндии, Чехии
- 25 424 - общее количество посещений

ufi Approved Event

Данные Свидетельства аудиторской проверки выставки MIOGE 2015

RPGC Moscow

13-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

в рамках выставки

27–29 июня 2017

МОСКВА • МВЦ "КРОКУС ЭКСПО"

www.oilgascongress.ru

Организатор
Группа компаний ITE

ITE

Российский Нефтегазохимический Форум

ufi Approved Event

Газ. Нефть. Технологии

XXV юбилейная международная выставка

23-26 мая 2017

Республика Башкортостан, г.Уфа
Выставочный комплекс
ВДНХ ЭКСПО

#ГАЗНЕФТЬТЕХНОЛОГИИ # БВК #GNT

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РФ
МИНПРОМТОРГ РОССИИ
ПРАВИТЕЛЬСТВО РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ИННОВАЦИОННОЙ ПОЛИТИКИ РБ

СОДЕЙСТВИЕ

Российское Газовое Общество

25 ЛЕТ!
ВСТРЕТИМ ЮБИЛЕЙ ВМЕСТЕ!

БВК
БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ
www.gntexpo.ru
(347) 246 41 77, 246 41 93
e-mail: gasoil@bvkexpo.ru

Russian Oil&Gas Industry Week

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

18–19 апреля 2017
Москва, ЦВК «Экспоцентр»
www.oilandgasforum.ru

17-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ–2017

17–20 апреля 2017
Москва, ЦВК «Экспоцентр»
www.neftegaz-expo.ru

12+

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

РСПП

Российское Газовое Общество

СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ

ЭКСПОЦЕНТР МОСКВА

Messe Düsseldorf

N-G-K.ru
МОСКОВСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

Встречи нефтяников и газовиков с поставщиками и подрядчиками

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental

16 марта 2017 | НЕФТЕГАЗСНАБ
Снабжение в нефтегазовом комплексе

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

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших производителей нефтегазового оборудования по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтегазового комплекса
- Презентация настенной нефтегазовой карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем поставок нефтегазового оборудования

23 мая 2017 | НЕФТЕГАЗСТРОЙ
Строительство в нефтегазовом комплексе

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

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших строительных подрядчиков по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтегазостроительных компаний
- Презентация настенной нефтегазовой карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового строительства

12 сентября 2017 | НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА
Модернизация производств для переработки нефти и газа

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

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших производителей оборудования для модернизации нефтегазоперерабатывающих предприятий по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База подрядчиков для модернизации НПЗ
- Презентация настенной нефтегазовой карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазоперерабатывающих предприятий

17 октября 2017 | НЕФТЕГАЗСЕРВИС
Нефтегазовый сервис в России

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

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших нефтесервисных компаний по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтесервисных компаний
- Презентация настенной нефтегазовой карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового сервиса

7 декабря 2017 | НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ
Подряды на нефтегазовом шельфе

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

OIL-GAS.RU
- Выявление предприятий, способных работать для шельфа по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База оборудования для нефтегазового шельфа
- Презентация настенной нефтегазовой карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового шельфа

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

Download on the App Store
GET IT ON Google play

АЛЬМЕТЬЕВСК
18-20 октября 2017
Проводится при поддержке
Президента Республики Татарстан,
Правительства Республики Татарстан
ПАО «ТАТНЕФТЬ»
TATNEFT
16-я специализированная
выставка столицы нефти
Татарстана
НЕФТЬ.ГАЗ.
ЭНЕРГО. ХИМИЯ.
ЭКОЛОГИЯ
ПРОМЫШЛЕННАЯ
БЕЗОПАСНОСТЬ
NT-EXPO.RU

ГЕОСТАР

Производитель: ООО «СТК ГЕОСТАР»
тел./факс: +7 (8552) 53-11-77, 53-11-88, 53-11-99
e-mail: gstar@gstar.ru, web: www.gstar.ru

СИСТЕМА КОНТРОЛЯ РЕМОНТА СКВАЖИН ГЕОСТАР – ПКРС-104

- **Мобильное исполнение**
- **Полевые условия труда**
- **Сертификация**

Автоматизированная система контроля процесса закачки жидкостей предназначена для одновременного контроля в режиме реального времени, показаний давления, температуры, расхода (мгновенного и суммарного), нагнетаемой по трубопроводу жидкости.

СИСТЕМА УДАЛЕННОГО КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ СКВАЖИНОЙ ГЕОСТАР - 111.ДД

Датчики контроля

- **АУГПС-112** – Стационарный автоматический эхолот. Служит для определения уровня жидкости в скважине. Позволяет обеспечить оптимальную работу насоса в скважине.
- **ГС-АМТУ** – Манометр-термометр устьевой. Предназначен для регистрации избыточного давления и температуры.
- **ДДС-102** – Датчик динамографа стационарный. Предназначен для регистрации динамограммы работы ШГНУ.
- **ГС-ДВУ-102** – Датчик расхода вихревой. Предназначен для регистрации расхода однофазной жидкости.
- **ГС-ДТ-102** – устройство предназначено для регистрации значения тока.

Все датчики имеют степень защиты от внешних воздействий IP67.
Широкий диапазон рабочих температур гарантирует работу датчика практически в любой климатической зоне.
Датчики внесены в Госреестр средств измерений и сертифицированы и имеют большой опыт использования.

ГС-АМТУ АУГПС-112 ГС-ДВУ-102 ДДС-102 ГС-ДТ-102 ГС-КСА ГС-ПУ-102 УИК БСИ

Устройства связи и питания

- **УИК** – устройство интеграции и коммутации предназначено для чтения, записи, передачи данных с датчиков и приема/передачи управляющих команд с диспетчерского узла.
- **ГС-ПУ-102** – переносное устройство для передачи данных предназначено для просмотра замеров в полевых условиях/ на объекте в случае отсутствия радиосвязи на объекте/скважине.
- **ГС-КСА** – контроллер солнечных АКБ применяется в случае отсутствия внешнего источника питания. Служит для зарядки АКБ от солнечной энергии. Предназначен для обеспечения питанием датчиков.
- **БСИ** – блок сбора информации (ноутбук).

Available on the App Store