

№4 (50) МАЙ 2016

НЕФТЬ ГАЗ

ЭКСПОЗИЦИЯ

ISSN 2076-6785

ГАЗПРОМ

ГРП при сниженном
пластовом давлении

Контроль морских трубопроводов

Термодинамические исследования

пластовых флюидов

Прогнозирование КРС скважин

РОСНЕФТЬ

Борьба с гипсовыми отложениями

Тестирование ингибиторов

ЛУКОЙЛ

Повховское месторождение —
потенциал юрских отложений

Технологии

Закрепление проппанта

Реактивация

отработанных углей

Стеклопластиковые штанги

Фундаментстройаркос

Бессвайные фундаменты

на вечной мерзлоте



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



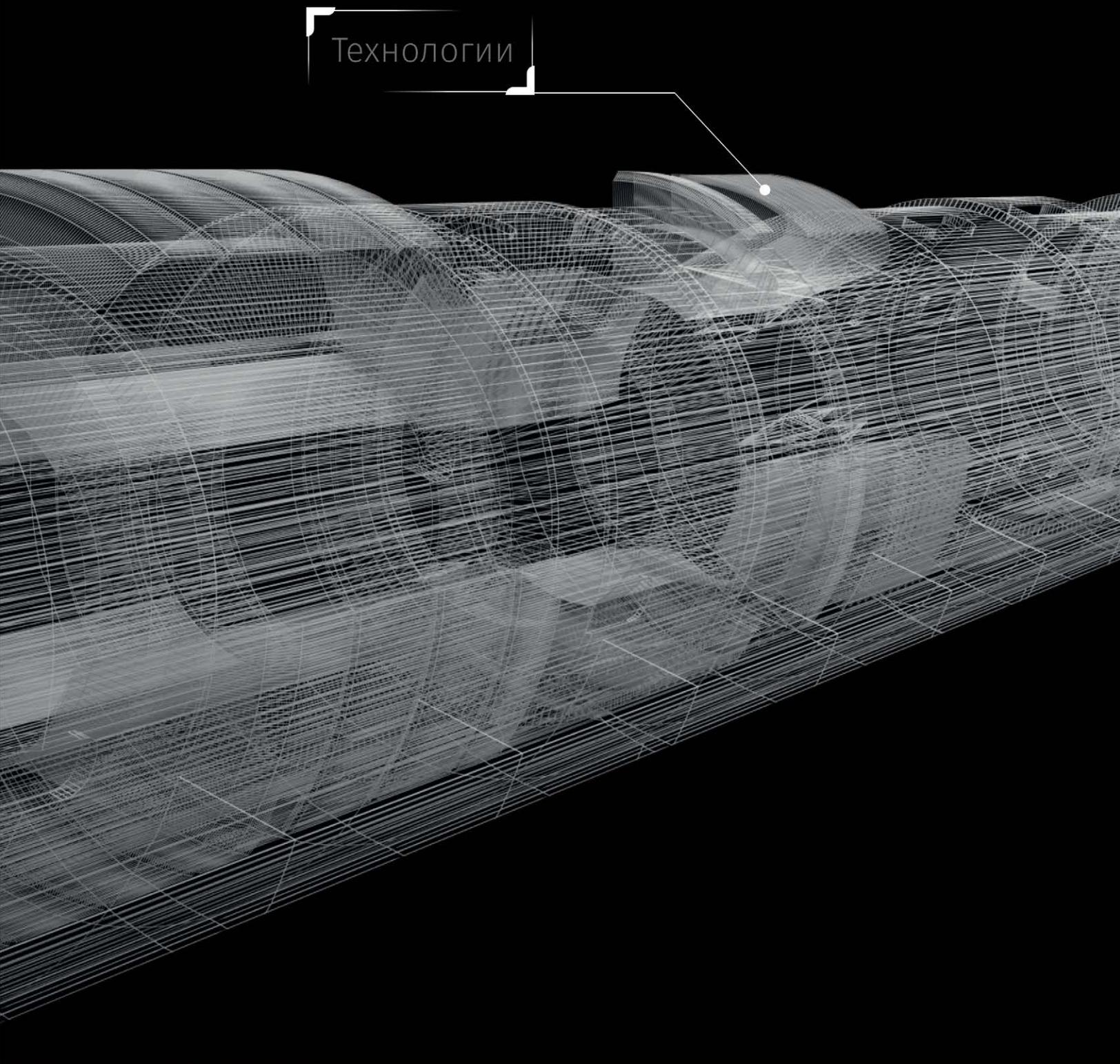
452683, РФ, Республика Башкортостан,
г. Нефтекамск, ул. Магистральная, 19

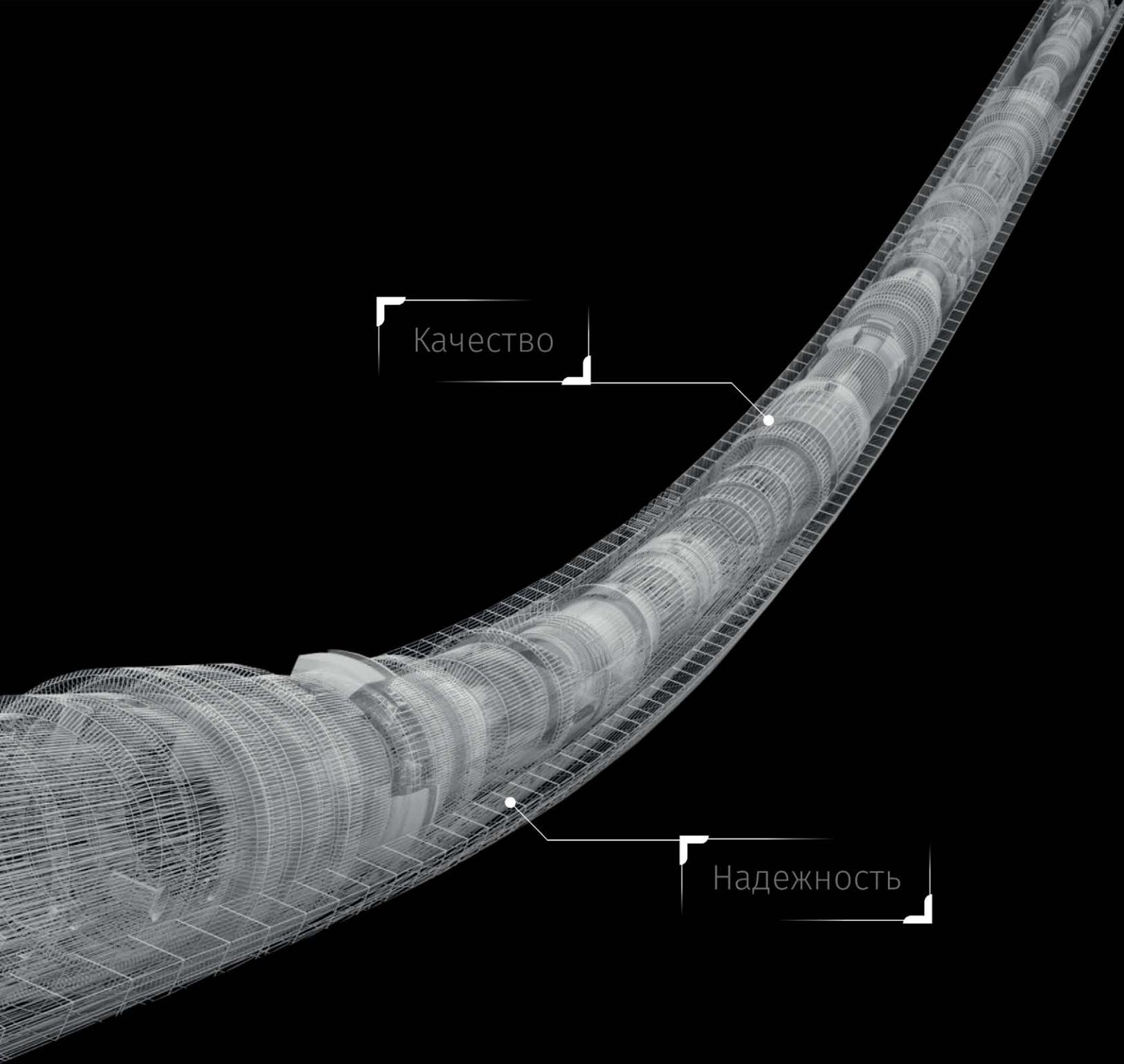
+7 (34783) 2-02-29, 2-09-74

po@nkmz.ru

www.nkmz-po.ru

Технологии





Качество

Надежность

MONOTECH

Пакерно-якорное оборудование,
клапаны и скважинная оснастка

FRACTECH

Оборудование и компоновки
для проведения гидроразрыва пласта

MULTITECH

Многопакерные компоновки
для нефтяных скважин

GAZTECH

Оборудование для газовых
и газоконденсатных
скважин



Контролируемый пункт (КП)

системы линейной телемеханики «АПСТМ-ИС»
 для газораспределительных станций (ГРС)

КП построен на базе сертифицированной системы «АПСТМ-ИС» разработки и производства ПО «Старт». Модульный принцип построения программно-технических средств контроллера позволяет создавать на его базе различные проектно-компоуемые системы телемеханики и автоматики.

ИНФОРМАЦИОННАЯ ЁМКОСТЬ

- | | | | |
|---|----|---|---|
| ● количество управляемых кранов ... | 16 | ● количество импульсных входов | 8 |
| ● количество аналоговых входов (4-20 мА) | 32 | ● количество аналоговых выходов (0-20 мА) | 4 |
| ● количество дискретных входов | 64 | ● количество портов RS-232/485/422 .. | 6 |
| ● количество дискретных выходов | 8 | ● количество точек учёта расхода газа | 8 |
| ● количество каналов связи с верхним уровнем (ВУ) системы ТМ (Ethernet, RS-232/485/422) | 16 | | |

ОСНОВНЫЕ ФУНКЦИИ:

- телеизмерение текущих (ТТ) значений параметров контролируемых объектов
- телесигнализация (ТС) дискретных состояний объектов
- телеуправление (ТУ) исполнительными устройствами объектов управления
- телеизмерение интегральных (ТИ) значений параметров
- выдача сигналов телерегулирования (ТР)
- ввод режимов работы, технологических уставок и параметров с ВУ
- ведение архива событий
- автоматическая защита потребителя от превышения и понижения давления газа
- отображение технологического процесса в виде мнемосхемы, таблиц параметров, трендов, графиков и диаграмм
- автоматическое тестирование до уровня функционального модуля

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ:

- режимы дистанционного и местного управления кранами
- основная приведённая погрешность измерительных каналов не более 0,1%
- класс достоверности передачи данных I3 по ГОСТ Р МЭК870-4
- защита по цепям питания, контроля, управления и связи от импульсных помех (шкаф с устройствами защиты входит в комплект поставки КП)
- гальваническая развязка по цепям управления и контроля
- возможность подключения по RS-232/485 внешних устройств: вычислители расхода газа Su-perflo 2, корректоры ЕК-260, станции УКЗ типа «Пульсар-Л», НГК-ИПКЗ-Евро, секционирующий пункт «Сириус-СП», счётчики эл. энергии «СЭБ-1.02» и др.
- время работы в режиме резервного питания от аккумуляторов (блок аккумуляторных батарей входит в комплект поставки КП) 72 ч
- среднее время наработки на отказ одного информационного канала 18000 ч
- среднее время восстановления работоспособности 1 ч
- средний срок службы 15 лет
- гарантийный срок эксплуатации 3,5 года
- условия эксплуатации от -40 до +75°C
- габаритные размеры шкафа КП настенного исполнения 1000x600x570 мм

ХАРАКТЕРИСТИКИ ЦЕНТРАЛЬНОГО ПРОЦЕССОРНОГО МОДУЛЯ:

- процессор 400МГц;
- ОС Linux 2.6.35 с прикладным ПО;
- CAN-протокол обмена данными (1 Мбит/с) с модулями УСО.



тел.: (841-2) 23-28-24
факс: (841-2) 60-35-90
E-mail: ntk@startatom.ru
web: www.ntk-startatom.ru

442960, Россия,
Пензенской обл. г. Заречный, пр. Мира, 1

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 4 (50) май 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»

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:

Шарафутдинов И.Н. / ildar@expoz.ru

ВЫПУСКАЮЩИЙ 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 № 05-16/10-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 23.05.2016

ТИРАЖ: 10 000 экз.

ЦЕНА: свободная

ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557

СВИДЕТЕЛЬСТВО:

ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геофизика	11
Ф.С. Салимов, А.В. Лялин, Ю.А. Котенев, В.В. Никифоров Выявление зон повышенной трещиноватости и субвертикальной деструкции юрских отложений Повховского месторождения	11
Бурение	16
Проектирование	20
Бессвайные фундаменты на вечной мерзлоте	20

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Добыча	24
А.В. Семёнов, О.В. Лукьянов, Г.И. Губеева, Р.В. Крючков, А.В. Крючкова Лабораторные исследования технологии закрепления проппанта	24
А.М. Насыров, Д.С. Казанкин, К.А. Мокрушин Интенсификация добычи нефти из скважин, эксплуатирующих глубокозалегающие пласты	28
В.К. Миллер, Н.С. Булдакова, О.А. Овечкина, Е.Ю. Коробейникова Предотвращение образования сложных железосодержащих осадков в процессе добычи обводненной нефти	32
И.В. Валенжанин, А.И. Волошин, А.Р. Ахтямов, Д.В. Кушнарченко, Р.У. Кунаев, А.Н. Грунин Отложение гипса на Верхнечонском месторождении. Моделирование задавки ингибиторов в пласт.....	36
Газовая промышленность	41
Р.Ф. Шарафутдинов, И.Ю. Левинский, С.В. Смирнов, А.С. Гушинец Использование гидродинамического моделирования при оценке влияния величины текущего пластового давления на время освоения скважины после проведения гидроразрыва пласта.....	41
Р.И. Шарипов. Интеграция гидрохимической и гидрогеологической информации в геолого-технологические модели сеноманских газовых залежей	44
Я.Э. Юрил, С.А. Леонтьев, М.С. Рогале. Анализ существующих методик по проведению термодинамических исследований пластовых флюидов в ПАО «Газпром».....	48
Р.Ф. Шарафутдинов, С.Г. Солдатов, А.С. Самойлов, А.Н. Нестеренко Моделирование разработки нефтяных оторочек Уренгойского месторождения с воздействием на пласт различными агентами.....	52
И.В. Добровольский, М.М. Лях Выбор оптимальных режимов гидроабразивного резания металла	58

ТРАНСПОРТИРОВКА

Трубопровод	61
Т.И. Лаптева. Моделирование переходных процессов, происходящих в морском трубопроводе при перекачке углеводородов	62

ПЕРЕРАБОТКА

Переработка	67
А.Н. Мокшаев, В.М. Мухин, С.Н. Филимонов Реактивация отработанных активных углей в газодобывающей промышленности	68

КИПиА

Автоматизация	72
А.В. Колмаков, В.П. Устинов, С.С. Савастюк, В.М. Карюк, И.В. Морозов Беспроводной измерительный комплекс.....	72
Энергетика	74
А. Грибанов. Бипрон — заземление электроустановок	74
Мероприятия	78
Реализация новых нефтегазовых проектов Восточной Сибири и Дальнего Востока.....	78

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@energaz.ru www.energaz.ru

OIL & GAS EXPOSITION

ISSUE:

4 (50) may 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

EDITOR IN CHIEF:

Ildar Sharafutdinov / ildar@expoz.ru

EDITOR:

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

EDITORIAL BOARD:

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

PRINTED:

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

ISSUE DATE:

23.05.2016

CIRCULATION:

10 000 copies

EXPLORATION AND DEVELOPMENT

Geophysics..... 11

Farid S. Salimov, Alexander V. Lyalin, Yury A. Kotenev, Vitaly V. Nikiforov
Detection of fractured zones and subvertical destruction of Jurassic deposits
of Povkhovskoye field..... 11

PRODUCTION

Oil production 24

Anatoly V. Semenov, Oleg V. Lukyanov, Gallia I. Gubeeva, Ruslan V. Kryuchkov, Alina V. Kryuchkov
Laboratory studies on Technology proppant 24

Amdakh M. Nasyrov, Dmitry S. Kazankin, Constantine A. Mokrushin
Intensification of oil production on wells operating in deep-lying layers 28

Veronika K. Miller, Nadezhda S. Buldakova, Olga A. Ovechkina, Elena Yu. Korobeynikova
Preventing the formation of complex iron-containing sediments
in the water-cut oil production 32

Ilya V. Valekhanin, Alexander I. Voloshin, Azamat R. Akhtyamov,
Denis V. Kushnarenko, Roman U. Kunaev, Alexander N. Grunin
Features of gypsum deposits in the Verkhnechonsk field. Simulation
of the process of scaling inhibitors squeezing into the formation 36

Gas production 41

Ruslan F. Sharafutdinov, Ivan Yu. Levinsky, Vladimir S. Smirnov, Anton S. Gushinets
Reservoir simulation modeling for assessment of the influence
of current reservoir pressure on the duration of post-fracturing well completion 41

Roman I. Sharipov. Integration of hydrochemical and hydrogeological information
in the geological and technological models of Cenomanian gas fields..... 44

Yan E. Yuril, Sergey A. Leontiev, Maxim S. Rogalev. The analysis of the existing methods
of thermodynamic studies the formation fluids in "Gazprom" 48

Ruslan F. Sharafutdinov, Sergey G. Soldatov, Alexander S. Samoylov, Alexander N. Nesterenko
Simulation of development the oil parts of Urengoy field with impact
on layer by various agents 52

Igor V. Dobrovolskiy, Michail M. Lyakh
Selecting the optimum mode of water-jet cutting metal method..... 58

TRANSPORT

Pipeline..... 61

Tatiana I. Lapteva. Simulation of the transient processes occurring
in the offshore pipeline at hydrocarbons pumping..... 62

REFINING

Oil refining 67

Alexandre N. Mokshaev, Viktor M. Mukhin, Sergey N. Filimonov
Reactivation of waste active carbons in gas-production industry..... 68

Activities 78



Оборудование для нефтегазовой промышленности

ГЕА выпускает центробежное оборудование для подготовки сырой нефти и очистки промышленной воды, переработки нефтешламов.

Имея собственное производство в России, ГЕА выпускает дожимные компрессорные станции, блоки охлаждения и подготовки газа, модульные

холодильные установки, решения для реализации программы газомоторного топлива в России.

Компания осуществляет шефмонтаж, пусконаладку и полное сервисное обслуживание оборудования в режиме 24/7 на протяжении всего срока службы.

Москва, 105094, ул.Семеновский Вал, 6а.
Тел.: (495) 787-20-20, факс: (495) 787-20-12, energy.grasso@gea.com



ТМС
Г Р У П П

Сервис бурового оборудования



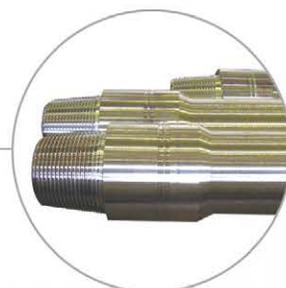
Ремонт талевых систем,
крон-блоков, вертлюгов



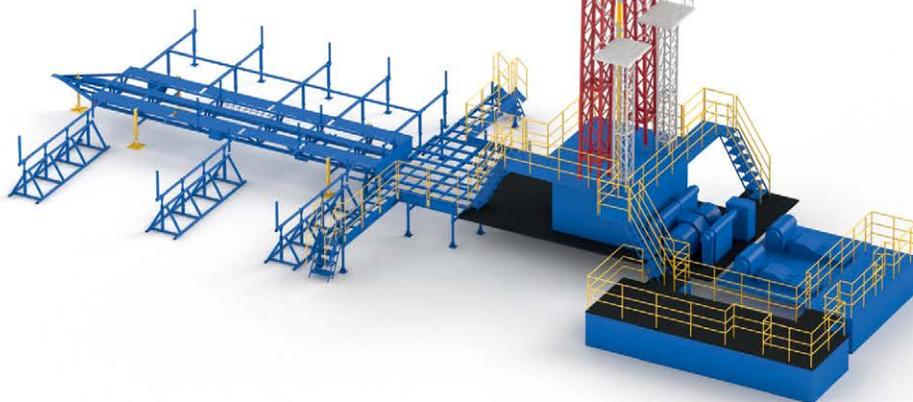
Ремонт и изготовление
металлоконструкций буровых
установок любой сложности
(мачта, приёмные мостки,
рамы, циркуляционные
системы)



Капитальный ремонт
и техническое
обслуживание
гидравлических
буровых ключей
(ГКШ, АКБ)



Диагностика и ремонт
бурильных труб
и их восстановление
до состояния новых.
Замки бурильных труб
восстанавливаются методом
наплавки металла
на повреждённые
гидроключом поверхности,
последующей чистовой
обработкой
и перенарезкой резьбовых
частей. Передача бурильных
труб в аренду.



Ремонт и дооснащение
мобильных буровых
установок



Ремонт буровых насосов
различных марок, коробок
переключения передач,
роторов



Ремонт, обслуживание
и гидравлические
испытания (до 70 МПа)
противовыбросного
оборудования



Изготовление
технологической
оснастки буровых
колонн

Наш приоритет — скорость работы при неизменно высоком качестве!

Выявление зон повышенной трещиноватости и субвертикальной деструкции юрских отложений Повховского месторождения

Ф.С. Салимов

начальник отдела технологий повышения нефтеотдачи¹

А.В. Лялин

к.г.-м.н., начальник отдела мониторинга сейсмогеологических моделей²

Ю.А. Котенев

д.т.н., профессор, заведующий кафедрой³
KafedraGL@yandex.ru

В.В. Никифоров

преподаватель³
Guk-geo@mail.ru

¹ТПП «Повхнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», Когалым, Россия

²ООО «ЛУКОЙЛ - Инжиниринг», Москва, Россия

³ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Уфа, Россия

В статье рассматривается геологическое строение Северо-Повховского участка Повховского месторождения. Большое внимание уделяется юрским отложениям, чей потенциал еще плохо изучен.

Несмотря на то, что Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция на сегодняшний день является основным источником добычи углеводородов в России, пик добычи нефти уже пройден. Одним из последних крупных месторождений нефти, введенных в эксплуатацию, является Имилорское, эксплуатационное бурение на котором началось в 2014 г. Перед компаниями, занимающимися добычей нефти и газа, стоит острый вопрос восполнения углеводородной сырьевой базы, желательно в районах с развитой инфраструктурой. Данный вопрос требует смены концептуальной основы нефтяной геологии и принципов проведения геолого-разведочных работ [2]. Одним из перспективных объектов исследований и повышения добычи нефти являются юрские отложения, потенциал которых до конца не раскрыт. Для решения данной задачи большое значение имеет применение сейсморазведки МОГТ-3D и новые возможности её интерпретации [3].

На сегодняшний день в Когалымском регионе отсутствует надёжная методика определения тектонических нарушений и сопутствующих им зон. Проводятся исследования, определяются местоположения отдельных разломов, но не выполняется систематизация результатов и сопоставление с данными разработки эксплуатируемых месторождений. Интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-3D зачастую приводит к различному пониманию тектонического строения (расположения разломов, участков трещиноватости и т. д.) на одних и тех же участках исследований [1, 5]. Для решения этих разногласий отработана методика,

уверенно выделяющая зоны нарушений, основанная на динамическом анализе сейсмического волнового поля.

В данной статье рассмотрен Северо-Повховский участок с проведённой в его пределах сейсморазведкой МОГТ-3D. В целом тектоническое строение характерно для Западно-Сибирской плиты и представлено двумя основными структурно-тектоническими этапами: нижний — верхнепротерозойско-палеозойского складчатого основания и верхний — юрско-кайнозойского осадочного чехла [4]. Между складчатым основанием и осадочным чехлом выделяют промежуточный вулканогенно-осадочный комплекс туринской серии триасового возраста. Отложения туринской серии выполняют грабени и глубины которых по сейсмическим данным достигают 3,5 км. Осадочный чехол несогласно перекрывает структуры складчатого основания и тафрогенного яруса. Большинство исследователей отмечают эрозионно-тектонический характер рельефа доюрских отложений к началу формирования мезозойско-кайнозойского платформенного чехла, конседиментационный рост куполообразных структур, который связывается с разнонаправленными дифференцированными тектоническими движениями. Кроме того, большинство локальных структур носят унаследованный характер развития от доюрских форм рельефа с сохранением направленности тектонических движений. О связи структур фундамента и осадочного чехла говорил академик А.Д. Архангельский в 1940 г., что подтверждается нашими исследованиями [6]. Работами многих учёных установлено,

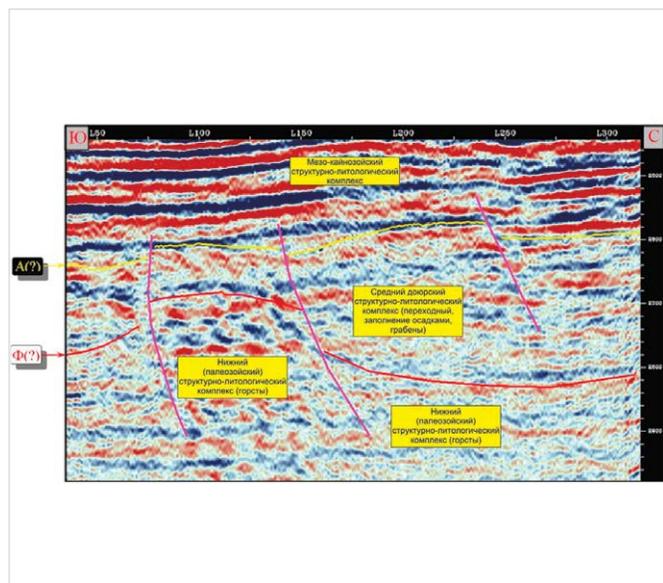


Рис. 1 — Фрагмент сейсмического временного разреза по профилю crossline 181, доюрского сейсмолитологического комплекса Северо-Повховского участка

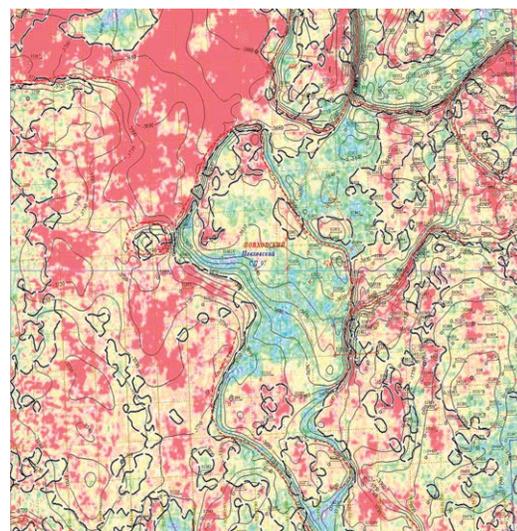


Рис. 2 — Амплитуды сейсмического волнового сигнала в верхней части окна (Amplitude, Value at Top Window), совмещённый со структурным планом кровли пород фундамента (OCG A), Северо-Повховского участка

Также затрагиваются следующие проблемы: восполнение углеводородов, интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-3D. Помимо этого, даётся методика, уверенно выделяющая зоны нарушений, в основе которой лежит динамический анализ сейсмического поля. Для выделения зон тектонических нарушений в верхнеюрских отложениях применяли методику перебора сейсмических атрибутов волнового поля МОГТ-3D.

Материалы и методы

В работе использованы результаты динамического анализа волнового поля по Северо-Повховскому участку, позволяющие выделить тектонические нарушения и сопутствующие им зоны.

Ключевые слова

сейсморазведка 3D, тектонические нарушения, динамический анализ, трещиноватость горных пород, пласт ЮВ1

что фундамент Западно-Сибирской плиты состоит из разноориентированных в пространстве блоков, которые периодически испытывали и испытывают как вертикальные, так и горизонтальные движения. Между отдельными блоками существуют разломы и зоны повышенной трещиноватости [8]. В пределах территории исследований в осадочном чехле и в фундаменте выявлены следующие структуры III–IV порядка — Северо-Котухтинская брахиантиклинальная зона с локальными положительными складками и Южно-Котухтинский структурный выступ.

На изучаемом участке сейсморазведку по методике МОГТ-3D выполняла компания СК «Петро Альянс Сервисис Компани» в 1998–99 гг., включая интерпретацию. При интерпретации данных сейсморазведки МОГТ-3D было проведено тектоническое районирование кровли доюрских отложений. Учитывая сложность сейсмического поля, были выделены только разломы, оконтуривающие наиболее крупные тектонические элементы, в основном по принципу высокой вероятности их наличия. Низкое качество сейсмического материала, требовалось дополнительное подтверждение присутствия тектонических нарушений (рис. 1).

Для доюрского структурно-сейсмологического комплекса (рис. 1) характерно отсутствие выдержанных интенсивных отражений. Сейсмическое поле в целом имеет слабоинтенсивный характер с наличием отдельных пакетов слабоинтенсивных, иногда субпараллельных (в рамках отдельных блоков) отражений.

Поверхность среднего доюрского подкомплекса охарактеризована отражающим сейсмическим горизонтом А (ОСГ А) в диапазоне глубин $-3546 \div -3794$ м. Перепад глубин достигает 248,0 м. В рамках исследуемого полигона отмечается сочленение нескольких небольших по размерам приподнятых блоков, создающих вытянутую систему поднятий, субширотного простирания.

Выделяемый в центре площади приподнятый блок имеет асимметричное строение: крутые северо-восточный, северо-западный и юго-восточный борта контролируются

разломами, а более пологий юго-западный — флексурным перегибом. Блок вытянут с север-северо-запада на юго-юго-восток, а его поверхность наклонена на юго-запад.

Для выделения тектонических нарушений в верхнеюрских отложениях, применили методику перебора сейсмических атрибутов волнового поля МОГТ-3D в программном продукте «PARADIGM» [9].

Сопоставили результаты динамического анализа со структурной поверхностью кровли фундамента по ОСГ А. Хорошую корреляцию контуров изогипс, границ поднятий и выступов кровли доюрского комплекса показали следующие параметры атрибутов:

- анализ амплитуды сейсмического волнового сигнала в верхней части окна (Amplitude, Value at Top Window) (рис. 2);
- анализ значений верхнего экстремума амплитуд сейсмического волнового сигнала (Amplitude, Largest Extremum), который на участке был малоинформативен;
- анализ значений мгновенных фаз сейсмического волнового сигнала в верхней части окна анализа (Instantaneous Phase, Value at Top Window) (рис. 3).

Аналогичный анализ волнового поля был проведен по кровле коллектора пласта ЮВ1. Динамический анализ ОГТ ЮВ1 показал хорошую плановую корреляцию по следующим атрибутам:

- анализ мгновенных фаз сейсмического сигнала по оси синфазности, в верхней части окна (Instantaneous Phase, Value at Top of Window);
- анализ значений мгновенных ускорений сейсмического волнового сигнала в верхней части окна анализа (Instantaneous Acceleration, Value at Top of Window);
- анализ значений мгновенных ускорений сейсмического волнового сигнала в верхней части сейсмического горизонта (Instantaneous Acceleration, Value at Top Horizon);
- анализ средних значений мгновенных ускорений сейсмического волнового сигнала (Instantaneous Acceleration, Average Value) (рис. 4);
- анализ наибольших положительных

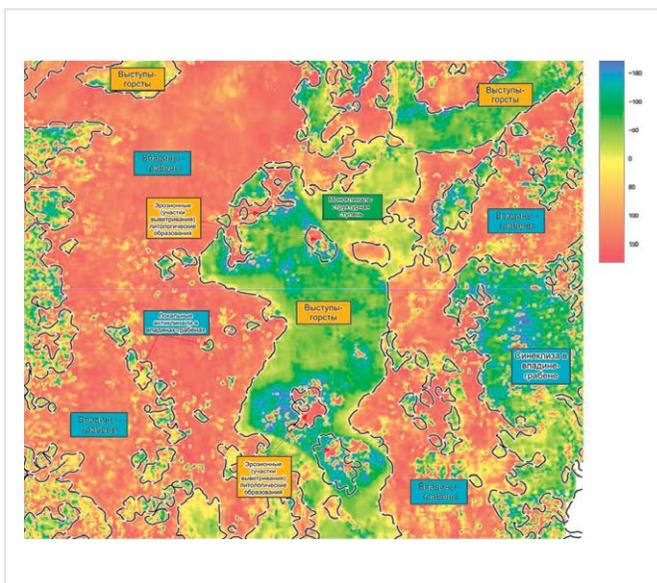


Рис. 3 — Значения мгновенных фаз сейсмического волнового сигнала в верхней части окна (Instantaneous Phase, Value at Top Window), совмещённые со структурным планом кровли пород фундамента (ОСГ А), Северо-Повховского участка

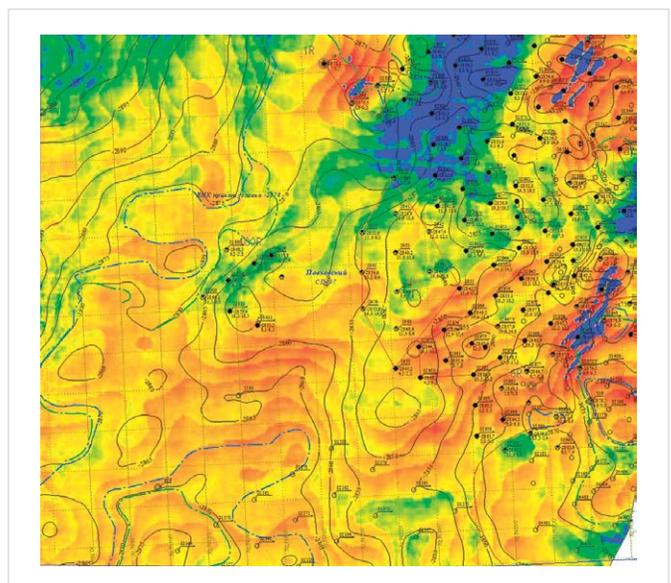


Рис. 4 — Распределение мгновенных фаз сейсмического сигнала по оси синфазности, в верхней части окна (Instantaneous Phase, Value at Top of Window) по кровле горизонта ЮВ1

значений мгновенного ускорения сейсмического волнового сигнала (Instantaneous Acceleration, Largest Positive Value);

- анализ среднего абсолютных значений производной огибающей сейсмического волнового сигнала (Envelope Derivative, Average of Absolute Values).

Особенно хорошую корреляцию со структурно-тектоническими элементами рельефа даёт распределение наибольших положительных значений мгновенного ускорения сейсмического волнового сигнала по кровле коллектора пласта ЮВ1 (рис. 5). Что позволяет предположить наличие на территории Северо-Повховского участка зон, которые меньше всего испытали воздействия движения тектонических плит во время последней эпохи тектогенеза в средне-поздне-олигоценное и неогеновое время [10].

Участки с хаотическим распределением

наибольшего положительного значения мгновенного ускорения ассоциируют с зонами повышенной трещиноватости (разуплотнения) горных пород, часть которых приурочена к зонам субвертикальной деструкции (рис. 6). Прогнозные зоны повышенной трещиноватости пласта ЮВ1 связаны через разрывные нарушения с дислокациями блоков палеозойского возраста.

Параметры атрибутов, показывающих чёткое распределение значений зон повышенной трещиноватости и спокойной тектонической обстановки на Западно-Повховском участке не дают той же картины на Северо-Повховском участке. Причина в различии тектонической обстановки и качестве материала сейсморазведки [13].

В целом наблюдается аналогичное строение кровли фундамента, осложнённое горстами и грабенами, тектоническими

нарушениями. Интенсивность, которых по данным сейсморазведки выражается в менее отчётливых проявлениях и в меньших дебитах жидкости и нефти. Данный район находится на некотором удалении от основных разломов.

Схожие работы по динамическому анализу выполнялись на Бахилловском месторождении по разным атрибутам [9]. Наиболее информативным и сопоставимым со скважинными данными оказался атрибут мгновенной фазы.

Удалось выделить четкое микроклиноформно-слоистое строение пласта ЮВ1 по атрибутам:

1 — вступлений мгновенных амплитуд сейсмического волнового сигнала по оси синфазности параметра «сопоставление распределений значений ширины первых прогибов» (рис. 7);

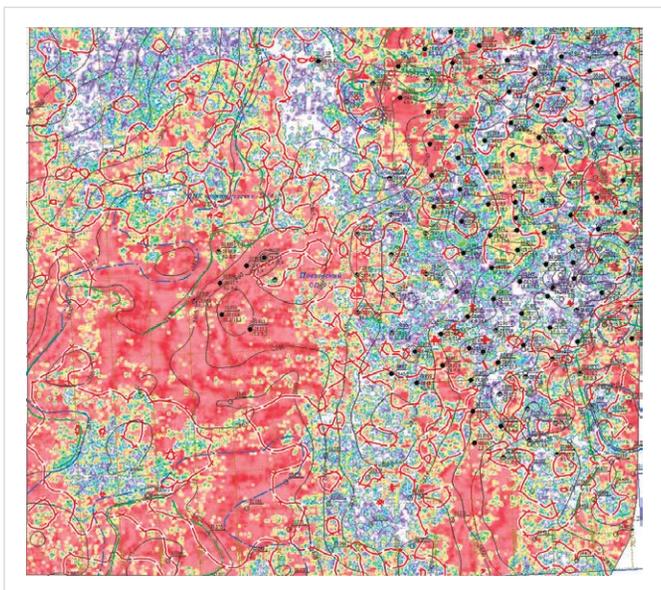


Рис. 5 — Распределение наибольших положительных значений мгновенного ускорения сейсмического волнового сигнала по кровле горизонта ЮВ1

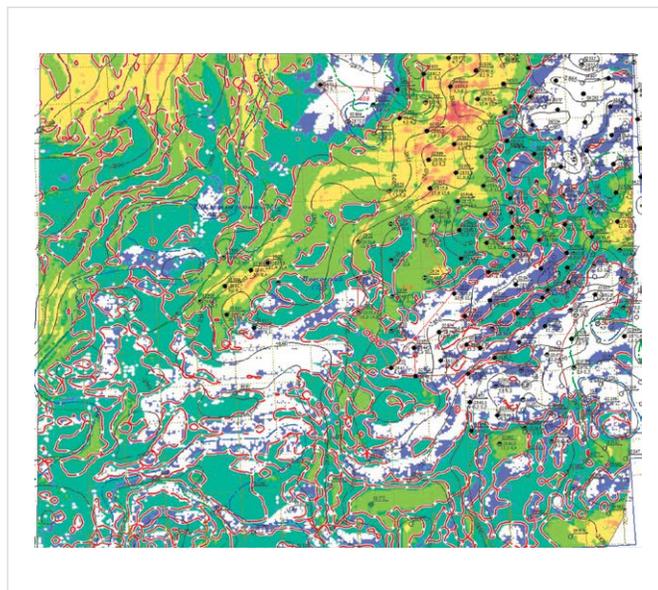


Рис. 7 — Распределение по параметру «Сопоставления распределений значений ширины первых прогибов» вступлений мгновенных амплитуд по оси синфазности, совмещённый с кровлей пласта ЮВ1

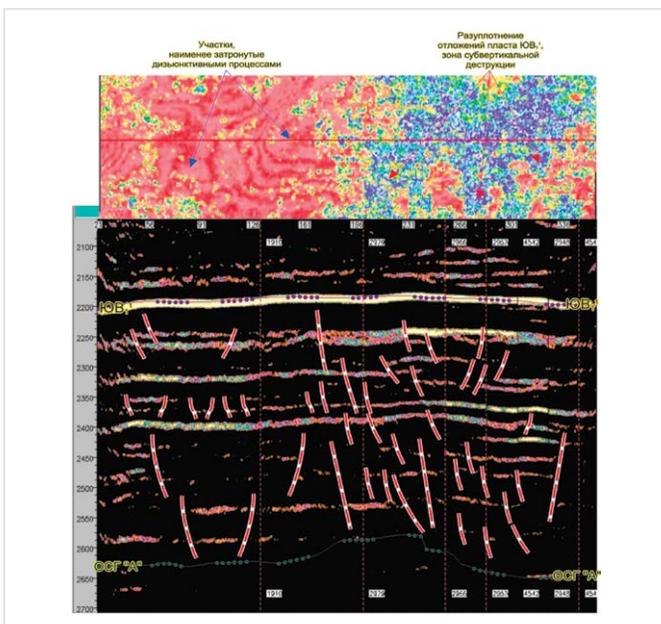


Рис. 6 — Тектоно-сейсמודинамическая модель юрского комплекса Северо-Повховского участка, с дифференциацией осадочных отложений на зоны трещиноватости коллектора пласта ЮВ1 и на участки, менее затронутые дизъюнктивными процессами во линии профиля InLine 162

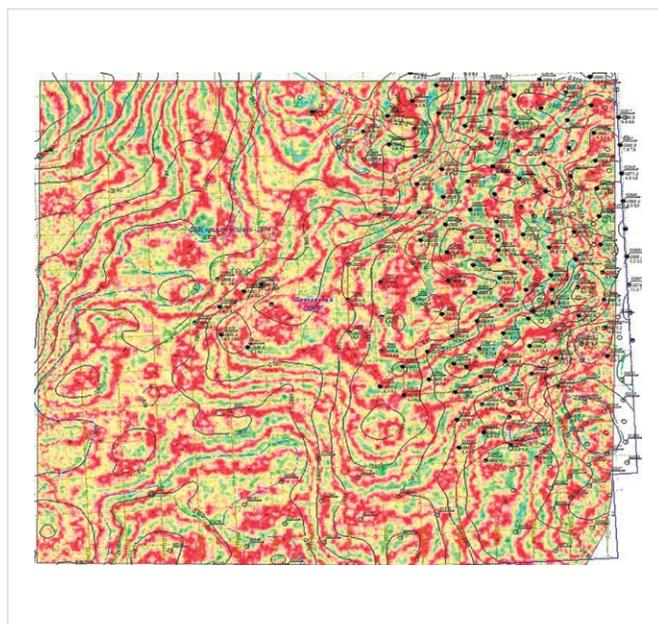


Рис. 8 — Распределение по параметру наибольшего положительного значения косинусов мгновенной фазы сейсмического волнового сигнала пласта ЮВ1

КРИОГЕННЫЕ НАСОСЫ



LIN, LOX, LAR, LNG

СДЕЛАНО В РОССИИ



КРИОГЕННЫЕ НАСОСЫ
ДЛЯ ГАЗИФИКАЦИОННЫХ
И ВОЗДУХОРАЗДЕЛИТЕЛЬНЫХ
УСТАНОВОК



НАСОСЫ ВЫСОКОЙ
ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ
И ДАВЛЕНИЯ
ДЛЯ АЗОТНЫХ УСТАНОВОК
(НЕФТЕ-, ГАЗОДОБЫЧА)



НАСОСНЫЕ
СТАНЦИИ
ДЛЯ РАБОТЫ
В СОСТАВЕ
АГНК (КПГ/СПГ)

ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ (Q):
2-110 Л/МИН
ДАВЛЕНИЕ (P):
2-700 BAR

ПРОИЗВОДСТВО МОНТАЖ СОПРОВОЖДЕНИЕ
ИНЖИНИРИНГ

2 — мгновенной фазе параметра «наибольшее положительное значение косинусов» (рис. 8).

Анализ каротажного материала указывает на резкую изменчивость геологического строения пласта ЮВ1, смену фаций, смену типа условий осадконакопления, что подтверждает возможность строения пласта ЮВ1 в виде микроклиноформ и линзовидных тел [12, 14]. Разделение на слои и клиноформные тела может происходить не только по вещественному составу, но и по физическим свойствам пород.

Наличие тектонических нарушений, сопутствующих им зон повышенной трещиноватости подтверждается результатами специальных исследований, такими как трассерные исследования [11], керновым материалом [7]. Немаловажным фактом является обнаружение разломов в юрских отложениях на многих месторождениях Западной Сибири, в том числе приуроченных к Нижневартовскому и Сургутскому сводам.

Итоги

На основе проведенного динамического анализа сейсмического волнового поля выявлены зоны повышенной трещиноватости и субвертикальной деструкции юрских отложений Повховского месторождения.

Выводы

По данным динамического анализа сейсмического волнового поля определены закономерности распространения разрывных нарушений, основная часть которых приурочена к границам горстов и грабенов, выделяемых на поверхности пород фундамента, не редко проникающих до отложений верхней юры. Показана высокая достоверность методики выявления зон повышенной трещиноватости и тектонических нарушений путём динамического анализа 3D сейсморазведки, заключающейся в переборе динамических атрибутов. В зависимости от качества сейсмического материала и степени проявления тектонических процессов показательными являются те или иные атрибуты.

Список литературы

1. Афонин Д.Г. Обоснование степени влияния разломов на эффективность работы скважин // Бурение и нефть. 2008. № 9. С. 22–25.
2. Бембель Р.М., Бембель С.Р. О разведке многопластовых месторождений нефти и газа Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. 2012. № 5. С. 34–36.
3. Бембель, С.Р., Костеневич К.А., Федоров М.Ю. Поиск и картирование продуктивных объектов на западном склоне Сургутского свода // Нефтяное хозяйство. 2012. № 8. С. 8–13.
4. Гольберт А.В., Маркова Л.Г., Полякова И.Д., Сакс В.Н., Тесленко Ю.В. Палеоландшафты Западной Сибири в юре, мелу и палеогене. М.: Наука, 1968. 152 с.
5. Глебов С.Д., Смирнов С.Н., Мигранов А.Р. Опыт построения палеофациальной

модели пластов ЮВ-1 Ново-Пуровского месторождения // Нефтепромысловое дело. 2013. № 10. С. 8–14.

6. Криночкин, В.Г. Дислокации орточехла центральной части среднеобского района Западной Сибири // Вестник недропользователя. 2003. № 12. С. 37.
7. Лесной А.Н., Салимов Ф.С., Бронскова Е.И., Вятчинин М.М. Учёт зонального изменения пород Ватъеганского месторождения при проведении ГТМ по результатам комплексных исследований // Инженерная практика. 2015. №10. С. 30.
8. Мельник И.А. Вторичная каолинизация песчаных пластов как признак тектонических нарушений осадочного чехла // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. № 9. С. 22–27.
9. Паськова Л.В., Гордеев А.О., Кураш Т.П. и др. Геологические особенности формирования горизонта ЮВ1 восточной части Бахилковского месторождения и их влияние на процесс разработки // Нефтяное хозяйство. 2010. № 4. С. 54–59.
10. Салимов Ф.С. Особенности строения пласта ЮВ-1 Западно-Повховского участка, выявленные по данным динамического анализа сейсмического волнового поля. Проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии: Материалы международной научно-практической конференции. Казань, 2015. С. 257.
11. Салимов Ф.С., Лозанович Э.А., Котенев Ю.А. Разломно-блоковая тектоника и её влияние на строение юрского осадочного чехла, разработку залежей нефти (на примере пласта ЮВ-1 Ватъеганской залежи) // Нефтепромысловое дело. 2014. №3. С. 9–18.
12. Ухлова, Г., Варламов, С., Урасинов, Б. строение верхнеюрских отложений северо-востока Западно-Сибирской плиты // Технологии ТЭК. 2007. № 5. С. 10.
13. Хромова И.Ю. Миграция дуплексных волн – метод картирования трещиноватых зон тектонического генезиса // Геология нефти и газа. 2008. № 3. С. 37–47.
14. Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Каждан М.В., Муслимов Б.Ш. Методика построения литофациальных схем-карт для анализа процесса формирования пласта ЮС1 Восточно-Сургутского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2015. №6 (45). С. 34–36.

ГАЗОНАПОЛНИТЕЛЬНЫЙ БИЗНЕС
ПОД КЛЮЧ!

Тел.: (8112) 69-16-16
e-mail: sales@pskovtehgaz.ru

Приглашаем к сотрудничеству
представителей в регионах.

WWW.PSKOVTEHGAZ.RU

Detection of fractured zones and subvertical destruction of Jurassic deposits of Povkhovskoye field

Authors:

Farid S. Salimov — chief of technology department the improving oil recovery¹
Alexander V. Lyalin — Ph.D., chief of monitoring seismic geological models department²
Yury A. Kotenev — Sc.D., professor, head of department³; KafedraGL@yandex.ru
Vitaly V. Nikiforov — lecturer³; Guk-geo@mail.ru

¹LLC "LUKOIL-Western Siberia" "Povhneftegaz", Kogalym, Russian Federation

²LLC "LUKOIL-Engineering", Moscow, Russian Federation

³FSBEI HPE, Ufa State Petroleum Technological University (USPTU), Ufa, the Russian Federation

Abstract

The article discusses the geological costing North Povkhovskoye site of Povkhovskoye field. Much attention is paid to the Jurassic deposits, whose potential is still poorly understood. The article addresses the issues of replenishment of hydrocarbons and the interpretation of seismic data CDP-3D. In addition, were given the methodology which is confidently distinguishes zone violation. The method is based on a dynamic analysis of the seismic field. To isolate the zones of tectonic disturbances in the Upper Jurassic deposits was used brute force technique of seismic wave field CDP-3D attributes.

Materials and methods

In the study were used the results of the dynamic analysis of the wave field on North Povkhovskoye the plot in order to distinguish the tectonic disturbance and associated areas.

Results

Zones of increased tremendously and subvertical destruction of Jurassic deposits Povkhovskoye field were detected based on the conducted dynamic analysis of seismic wave field.

Conclusions

According to dynamic analysis of seismic wave field were determined the patterns of distribution of faults, most of which are

confined to the borders of horst and grabens allocated on the surface of the basement rocks, rarely penetrating to the sediments of the upper Jurassic. In article was shown the high reliability the detection method of fractured zones and tectonic faults by dynamic analysis of 3D seismic exploration, which consists in iterating the dynamical attributes. Depending on the quality of seismic information and the degree of manifestation of tectonic processes are indicative of certain attributes.

Keywords

3D seismic, tectonic disturbances, dynamic analysis, fracture of rocks, layer YuV1

References

- Afonin D.G. *Obosnovanie stepeni vliyaniya razlomov na effektivnost' raboty skvazhin* [Substantiation of the degree of influence of breaking on an efficiency of the wells working]. *Burenie i neft'*, 2008, issue 9, pp. 22–25.
- Bembel' R.M., Bembel' S.R. *O razvedke mnogoplastovykh mestorozhdeniy nefti i gaza Zapadnoy Sibiri* [On the exploration of multilayer oil and gas fields in Western Siberia]. *Oil industry*, 2012, issue 5, pp. 34–36.
- Bembel', S.R., Kostenevich K.A., Fedorov M.Yu. *Poisk i kartirovanie produktivnykh ob'ektov na zapadnom sklone Surgutskogo svoda* [Search and mapping of producing formations on the western slope of the Surgut arch]. *Oil industry*, 2012, issue 8, pp. 8–13.
- Gol'bert A.V., Markova L.G., Polyakova I.D., Saks V.N., Teslenko Yu.V. *Paleolandshafty Zapadnoy Sibiri v yure, melu i paleogene* [Paleolandscape West Siberia in Jurassic, Cretaceous and Paleogene]. Moscow: *Nauka*, 1968, 152 p.
- Glebov S.D., Smirnov S.N., Migranov A.R. *Opyt postroeniya paleofatsial'noy modeli plastov YuV-1 Novo-Purovskogo mestorozhdeniya* [Experience of paleo-facies model building of YuV 1 and YuV 1 2 (ЮВ 1 1, ЮВ 1 2) of Novo-Pokursky oil field]. *Neftepromyslovoe delo*, 2013, issue 10, pp. 8–14.
- Krinochkin, V.G. *Dislokatsii ortochekhla tsentral'noy chasti sredneobskogo rayona Zapadnoy Sibiri* [Dislocation of ortochala the Central part of the middle Ob region of Western Siberia]. *Vestnik nedropol'zovatelya*, 2003, issue 12, p. 37.
- Lesnoy A.N., Salimov F.S., Bronskova E.I., Vyatchinin M.M. *Uchet zonal'nogo izmeneniya porod Vat'eganskogo mestorozhdeniya pri provedenii GTM po rezul'tatam kompleksnykh issledovaniy* [Take into account the zone of rock alteration Veteranskogo field when performing well interventions on the results of a comprehensive research]. *Inzhenernaya praktika*, 2015, issue 10, p. 30.
- Mel'nik I.A. *Vtorichnaya kaolinizatsiya peschanykh plastov kak priznak tektonicheskikh narusheniy osadochnogo chekhla* [Secondary kaolinization of sand formation as the sign of sedimentary cover tectonic deformations]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2014, issue 9, pp. 22–27.
- Pas'kova L.V., Gordeev A.O., Kurash T.P. and oth. *Geologicheskie osobennosti formirovaniya gorizonta YuV1 vostochnoy chasti Bakhilovskogo mestorozhdeniya i ikh vliyaniye na protsess razrabotki* [Geologic features of JV1 evolving in the east of Bakhilov field]. *Oil industry*, 2010, issue 4, pp. 54–59.
- Salimov F.S., Lozanovich E.A., Kotenev Yu.A. *Razlomno-blokovaya tektonika i ee vliyaniye na stroeniye yurskogo osadochnogo chekhla, razrabotku zalezhey nefti (na primere plasta YuV-1 Vat'eganskoy zalezhi)* [Fault-block tectonics and its impact on the structure of the jurassic sedimentary section and oil deposits development (using the example of YuV-1 formation of Vatjegang field)]. *Problems of increasing the efficiency of oil fields development at the late stage: Materials of the international scientifically — practical conference. Kazan, 2015*, p. 257.
- Salimov F.S., Lozanovich E.A., Kotenev Yu.A. *Razlomno-blokovaya tektonika i ee vliyaniye na stroeniye yurskogo osadochnogo chekhla, razrabotku zalezhey nefti (na primere plasta YuV-1 Vat'eganskoy zalezhi)* [Fault-block tectonics and its impact on the structure of the jurassic sedimentary section and oil deposits development (using the example of YuV-1 formation of Vatjegang field)]. *Neftepromyslovoe delo*, 2014, issue 3, pp. 9–18.
- Ukhlova G., Varlamov S., Urasinov B. *Stroeniye verkhneyurskikh otlozheniy severo-vostoka Zapadno-Sibirskoy plity* [The structure of the upper Jurassic sediments of the North-East of the West Siberian plate]. *Tekhnologii TEK*, 2007, issue 5, p. 10.
- Khromova I.Yu. *Migratsiya dupleksnykh voln — metod kartirovaniya treshchinovykh zon tektonicheskogo genezisa* [Migration of duplex waves as a method of mapping fractured zones of tectonic genesis]. *Oil and gas geology*, 2008, issue 3, pp. 37–47.
- Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.Kh., Kazhdan M.V., Muslimov B.Sh. *Metodika postroeniya lito-fatsial'nykh skhem-kart dlya analiza protsessa formirovaniya plasta YuS1 Vostochno-Surgutskogo mestorozhdeniya* [Method of creation the litho-facial scheme-maps for analysis of Vostochno-Surgutskoe field YUS1 East Surgut deposit]. *Exposition Oil Gas, 2015*, issue 6 (45), pp. 34–36.

ТЕХНОЛОГИИ СОВЕРШЕНСТВА

ООО «УК «ТАТБУРНЕФТЬ» – КРУПНАЯ РОССИЙСКАЯ БУРОВАЯ КОМПАНИЯ, ВХОДЯЩАЯ В СОСТАВ ООО «ТАГРАС-ХОЛДИНГ»

Согласно рейтинга нефтесервисных компаний Министерства торговли и промышленности Российской Федерации Татбурнефть входит в список основных компаний, оказывающих услуги по строительству скважин, бурению боковых стволов, по растворному и тампонажному сервису в России.

В структуре компании 6 предприятий буровых работ, цех по эксплуатации оборудования и сервисные компании по предоставлению услуг телеметрического сопровождения (НП ООО «Горизонт»), тампонажного (ООО «Татбурнефть-ЛУТР») и бурового растворного (ООО «Татбуррастворы») сопровождения, монтажа/демонтажа бурового оборудования (ООО «Татбурмонтаж»).

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

- Бурение эксплуатационных и разведочных наклонно-направленных скважин
- Бурение горизонтальных и многозабойных скважин
- Бурение боковых и горизонтально-боковых скважин
- Бурение на битумные отложения
- Освоение и капитальный ремонт скважин
- Строительство буровых установок: монтаж, демонтаж, перевозка, проведение пусконаладочных работ, подготовка площадок бурения
- Инженерно-технологическое сопровождение наклонно-направленного бурения
- Сервис буровых растворов
- Тампонажный сервис
- Сервис супервайзинга буровых работ
- Ремонт бурового оборудования

УСЛУГИ КОМПАНИИ «ТАТБУРНЕФТЬ»

**БУРЕНИЕ СКВАЖИН
ПОД КЛЮЧ –
ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПОЛНОГО
КОМПЛЕКСА УСЛУГ
ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН**

**БУРЕНИЕ СКВАЖИН
ПО РАЗДЕЛЬНОМУ СЕРВИСУ –
ПРЕДОСТАВЛЕНИЕ
БУРОВОЙ БРИГАДЫ
С БУРОВОЙ УСТАНОВКОЙ**

**ПРЕДОСТАВЛЕНИЕ
ОТДЕЛЬНЫХ СЕРВИСОВ
И ИНЖЕНЕРНОГО
СОПРОВОЖДЕНИЯ**

423450, РФ, РТ, г. Альметьевск, ул. Мусы Джалиля, д. 51

Приемная: +7 (8553) 38-90-03, +7 (8553) 38-90-19; email: tbn@tagras.ru

Отдел по работе с заказчиками: +7 (8553) 38-90-13

Отдел материально-технического обеспечения: +7 (8553) 38-92-81

www.tatburneft.ru



SCHOELLER-BLECKMANN
DARRON RUSSIA



ВЫСОКОЕ КАЧЕСТВО И ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ПОДХОД
ко всем требованиям заказчика для эффективного сотрудничества



Немагнитные УБТ
и производство



Внутрискважинное
оборудование VICO



Циркуляционные
переводники PBL

КАЧЕСТВО — ответственность каждого
QUALITY — is everyones responsibility



Неразрушающий
контроль



SIMLCO

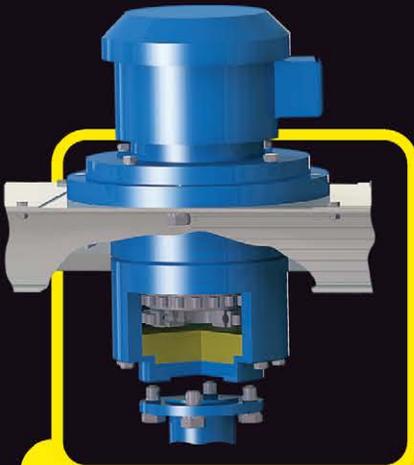
ПЕРЕМЕШИВАТЕЛЬ
БУРОВОГО РАСТВОРА

ПБРТ-ГК-turbo

МЕХАНИЧЕСКИЕ ЛОПАСТНЫЕ НА БАЗЕ ВОЛНОВОГО РЕДУКТОРА
«ГЕРМЕТИЧНЫЙ КОРПУС» С МЕШАЛКОЙ «ТУРБИННОЕ КРЫЛО»

УНИКАЛЬНАЯ НЕОБСЛУЖИВАЕМАЯ КОНСТРУКЦИЯ – «ГЕРМЕТИЧНЫЙ КОРПУС» редуктора полностью исключает возможность протекания смазки в процессе работы и не требует обслуживания в течение всего периода эксплуатации.

UNIQUE MAINTENANCE-FREE DESIGN OF SEALED CASE DRIVE eliminates the possibility of lubrication liquid leakage during operation and requires no maintenance throughout the period of operation.



ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ - ЭКОНОМИЯ

энергии каждого изделия
свыше **20000** кВт в год

РЕСУРС РАБОТЫ - свыше **55000** часов

СКОРОСТЬ

ПЕРЕМЕШИВАНИЯ - увеличена на **25%**

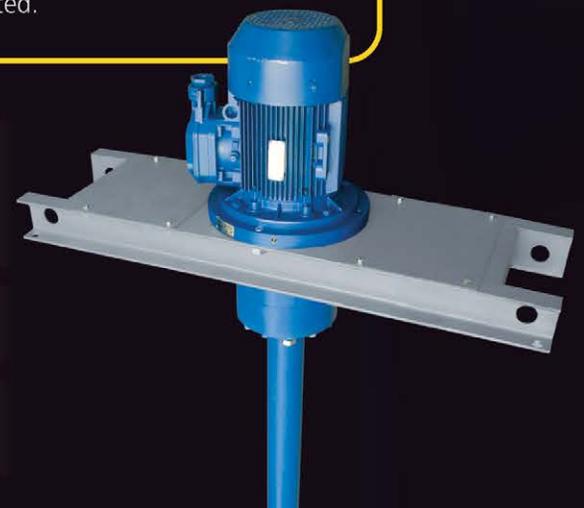
Конструкция волнового редуктора «герметичный корпус» не имеет выходного вала, уплотняемого манжетой, а вращение на мешалку передается через вращающийся корпус редуктора, который имеет герметичное дно. Таким образом, жидкая смазка не имеет возможности протекания в процессе работы на протяжении всего периода эксплуатации. Конструкция запатентована.

The design of «Sealed Case» harmonic drive has no output shaft sealed with packing ring, and rotation is transmitted through rotating gearbox housing with a tight bottom. Thus, liquid lubricant is unable to leak during operation throughout the unit's lifetime. The design is patented.

ENERGY PERFORMANCE – power **ECONOMY** of each product makes more than **20000** kW / year

LIFECYCLE - more than **55000** hours

MIXING SPEED - mproved by **25%**



«TURBINE VANE» mixer improves mud mixing efficiency by **25%**, significantly increases lifetime of the drive and reduces power consumption of the mixer. The design is patented.

Мешалка «ТУРБИННОЕ КРЫЛО» позволяет на **25%** повысить эффективность перемешивания бурового раствора, значительно увеличивает ресурс работы редуктора и снижает энергопотребление перемешивателя. Конструкция запатентована.



Mechanical mud blade mixers with «Sealed Case» harmonic drive and «Turbine Vane» mixer

SIMACO

INNOVATIONS THAT TRULY WORK!

**ИННОВАЦИИ,
КОТОРЫЕ ДЕЙСТВИТЕЛЬНО РАБОТАЮТ!**



Компания SIMACO является крупнейшим в РФ производителем и разработчиком необслуживаемой конструкции перемешивателей бурового раствора мощностью от 3 кВт до 30 кВт стандартного, морского и химостойкого исполнений для применения в морских буровых платформах, наземных стационарных и мобильных буровых установках.

SIMACO company is the largest Russian developer and manufacturer of mud blade mixers with maintenance-free design and capacity from 3 kW to 30 kW with standard, marine and chemical resistant versions to be applied at offshore drilling platforms, onshore stationary/mobile drilling platforms.

ЛЕБЕДКИ ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ AUXILIARY HYDRAULIC WINCHES

ЛВС -1Г; ЛВС-1,6Г; ЛВС-2,2Г; ЛВС-2,9Г; ЛВС-3,5Г;
ЛВС-5Г ДЛЯ МАШИН БКМ, УПА, КМУ, МБШ,
БМ, БУ и др.

**Российское оборудование от производителя. Поставки со склада.
СЕРВИС • ГАРАНТИЯ • ЗАПЧАСТИ** Надежная замена импортных лебедок.
Приглашаем к сотрудничеству дилеров в регионах.

**Russian equipment directly from the manufacturer. Warehouse delivery.
MAINTENANCE • WARRANTY • SPARE PARTS.** Reliable substitution of imported winches.
We are looking to cooperate with regional dealerships.

* Поставим нестандартные лебедки гидравлические и электрические различной грузоподъемности и канатоемкости.
* We are ready to supply special hydraulic and electrical winches with various load-carrying capacity and rope capacity.

ГАРАНТИЯ 2 ГОДА



SIMACO

СИБИРСКАЯ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНАЯ КОМПАНИЯ

634040, г.Томск, ул.Высоцкого, 28 стр.2
E-mail: simaco@mail.tomsknet.ru

634040, Tomsk, Vysotskiy st., 28, bldg. 2
Tel./fax: +7 (3822) 63-38-19, 64-37-86

http://www.smc.tomsk.ru
fax: +7 (3822) 63-39-59



Бессвайные фундаменты при строительстве объектов на вечной мерзлоте

Стоимость строительства на 40% и более складывается из затрат на возведение нулевого цикла. Грамотный выбор технического решения по укреплению грунтов позволяет сэкономить бюджет до 50%, сокращая затраты на всех последующих этапах, а также вдвое ускорить ввод объекта.

Ключевые слова

температурная стабилизация грунтов, основания сооружений, замораживание грунта

Главный тренд текущего времени в строительстве и освоении месторождений нефти и газа – это поиск путей экономии. Заказчики обеспокоены сбережением ресурсов на всех стадиях, включая проектирование, поставку материалов и оборудования, а также монтаж. В этих условиях проектные институты оказываются под давлением с двух сторон: заказчик требует снижения сметной стоимости, а подрядные организации настаивают на невозможности уменьшения цен. Выход из данной ситуации возможен при использовании более эффективных

проектных решений, уменьшающих необходимый объем работ и существенно снижающий стоимость строительства и эксплуатации объекта.

Вечная мерзлота предъявляет особые требования к проектированию оснований для зданий и сооружений. При использовании 1 принципа строительства в проекте и сметах появляется дополнительный раздел – температурная стабилизация грунтов. Задача этого раздела – обеспечение несущей способности грунтов во время строительства и всего жизненного цикла объекта. На



Рис. 1 — Здание с проветриваемым подпольем и одиночными термостабилизаторами

практике это означает недопущение оттаивания грунта ниже сезонно-действующего слоя.

Наиболее старое и традиционное техническое решение по строительству оснований на вечномёрзлых грунтах является проветриваемое подполье. Но оно очень не эффективно в сложных условиях пластично-мерзлых грунтов и совершенно не управляемо в нестандартных ситуациях.

Эффективность подполья может быть в значительной степени повышена дополнительным применением одиночных термостабилизаторов, но неуправляемость остается (рис. 1). Кроме того, проветриваемое подполье имеют большую материалоемкость за счет большого количества свай и перекрытия, а, следовательно, и большую стоимость.

Еще одним негативным фактором применения проветриваемого подполья является увеличение его высоты из-за технологии подготовки нефти и газа. Так, чтобы минимизировать воздействие технологических объектов на вечномёрзлые грунты, дренажные емкости выносят из грунта на поверхность, а это влечет за собой увеличение высоты технологических установок до двух метров, а резервуаров до четырех метров (рис. 2). Естественно такое увеличение высоты приводит к увеличению нагрузок, следовательно, удлинению свай и стоимости фундаментов.

Существенно сократить затраты на строительство фундаментов и сооружений позволяют охлаждающие горизонтальные и вертикальные системы «ГЕТ» и «ВЕТ», которые состоят из подземных охлаждающих труб и надземного теплообменника (рис. 3, 4) и являются естественно-действующими (не требуются электроэнергия).

Тогда дренажные емкости устанавливаются на коротких сваях под землей с размещенными вокруг индивидуальными термостабилизаторами (рис. 5). Технологические установки могут располагаться в одном технологическом модуле, где короткие сваи применяются под каркас и тяжелое технологическое оборудование, а резервуары устанавливаются на насыпное охлаждающее основание с системами ГЕТ или ВЕТ. Таким образом значительно сокращается материалоемкость фундаментов, транспортные затраты на доставку свай и затраты на их установку.

Важнейшие объекты Ванкорского месторождения — резервуары под нефть и воду, склады ГСМ — первоначально предполагалось возводить на сваях. Пробурив мерзлоту, пришлось бы установить более 12 тыс. свай. Компания ООО НПО «Фундаментстройаркос» предложила использовать горизонтальные термостабилизирующие системы ГЕТ в основании, отказаться от свай полностью и построить резервуары по грунту (рис. 6)

В результате 140 систем ГЕТ проморозили площадь в 30 тыс. м², и резервуарный парк из девяти емкостей в 20 000 м³, четырех емкостей в 30 000 м³ и 19 резервуаров меньшего объема были построены по грунту с системами ГЕТ в основании и промежуточным слоем теплоизоляции. Использование систем ГЕТ на Ванкорском месторождении позволило снизить капитальные затраты на 900 млн. руб. и при этом сократить сроки строительства. Вместо планируемых трех лет резервуарный парк Ванкора был смонтирован всего

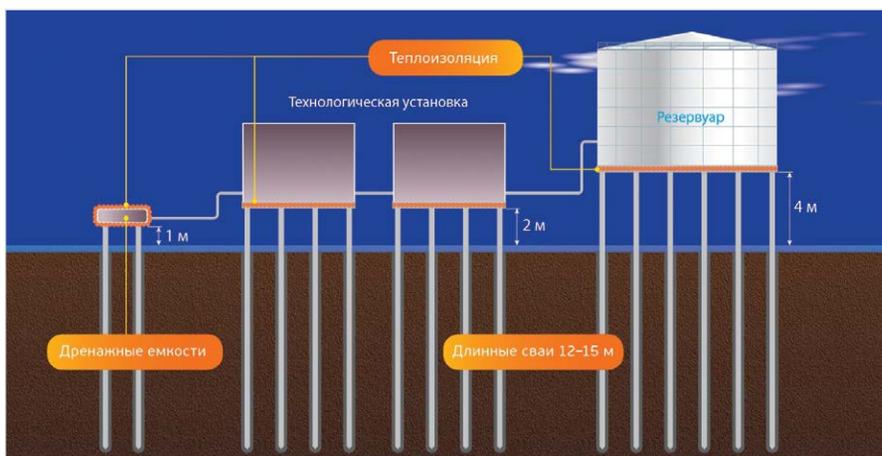


Рис. 2 — Традиционное техническое решение строительства оснований с применением

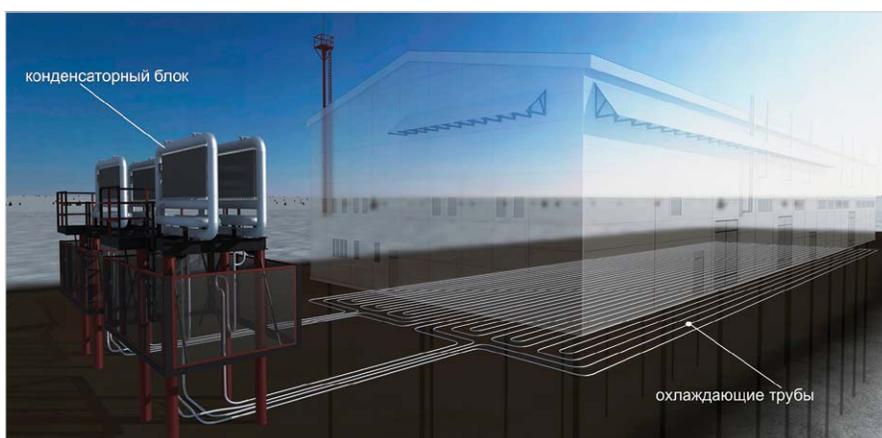


Рис. 3 — Горизонтальная охлаждающая система «ГЕТ»

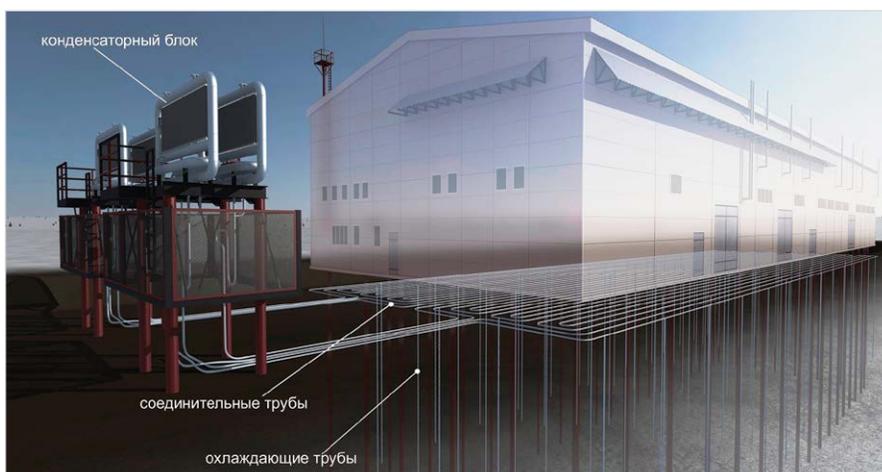


Рис. 4 — Вертикальная охлаждающая система «ВЕТ»



Рис. 5 — Современное техническое решение строительства оснований по грунту с системами охлаждения



**Виды работ и конструкций
(на 1 резервуар – 20000 м³)**

	Свайное основание, млн. руб.	Основание с температурной стабилизацией грунтов, млн. руб.	Разность затрат, млн. руб.
Земляные работы	-	0,18	+0,18
Свайные работы	19,28	0,45	-18,83
Сваи из трубы (96318 м/306 т)	23,52	0,53	-22,99
Металлоконструкции	8,75	0,78	-7,97
Теплоизоляция	3,02	6,5	+3,48
Основание из ж/б плит	6,91	1,94	-4,97
Система ТСГ («ВЕТ» – 2 шт.)	5,6	-	- 5,6
Система ТСГ («ГЕТ» – 10 шт.)	-	20,78	+20,78
Итого на 1 резервуар	67,08	31,16	35,92

Экономический эффект – 53%

Таб. 1 – Сравнительный расчет стоимости строительства основания под резервуаром PBC-20 000 м³

за полтора года – одним из первых среди объектов месторождения. Расчет стоимости строительства основания под данный объект представлен в таб. 1.

Кроме того, применение при строительстве оснований систем ГЕТ и ВЕТ позволяет строить сблокированные здания с шириной до 108 метров. Это существенно сокращает площадь застройки, длину дорог, технологических трубопроводов, а также эксплуатационные затраты.

При отсутствии подполья отпадает необходимость в огромных пандусах для гаражей и депо, а также других сооружений, в которых предусматривается заезд транспорта. Такие пандусы зачастую в длину превышают размер самого сооружения. Отказ от этих пандусов или существенное сокращение их длины также приводит к уменьшению требуемой площади застройки.

Блокирование зданий с применением систем температурной стабилизации дало

существенную экономию и ускорение строительства в проектах обустройства опорных баз промысла на Ванкорском, Харасавейском и Бованенковском месторождениях.

Все это должно быть учтено на ранних этапах проектирования, в т.ч. на стадии генплана. Роль проектного института при этом сложно переоценить. Именно от специалистов генпроектной организации зависит, будут ли получены описанные выгоды заказчиком.

Бессвайное строительство резервуаров с фундаментами мелкого заложения и системами охлаждения «ГЕТ»/«ВЕТ» в основании применено на Бованенковском, Ванкорском, Харасавейском, Уренгойском, Юбилейном, Ямбургском, Заполярном, Самбургском, Южно-Хыльчуйском, Сандибинском, Пякахинском месторождениях.



ООО НПО «Фундаментстройаркос»
625014, г. Тюмень, ул. Новаторов, 12
тел.: (3452) 22-53-25, 26-13-67
e-mail: fsa@npo-fsa.ru
www.npo-fsa.ru



Рис. 6 – Бессвайные фундаменты с охлаждающими системами ГЕТ и ВЕТ в основаниях резервуаров

Высокоэффективные
решения для наливных
грузов



ЭЛАСТИЧНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ

для НЕФТЯНОЙ и ГАЗОВОЙ
ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ПОЛЕВЫЕ СКЛАДЫ
ГОРЮЧЕГО

ООО НПФ «Политехника»
109316, г. Москва,
Волгоградский проспект, д. 47,
офис № 201
Тел. +7 (495) 783-01-67
E-mail: info@poli.ru
<http://poli.ru>

Лабораторные исследования технологии закрепления проппанта

А.В. Семёнов

инженер 1 категории
semenov.a.v@neftpx.ru

О.В. Лукьянов

зав. лабораторией 1.05.01
lukyachov.o.v@neftpx.ru

Г.И. Губеева

зав. отделом 1.05
gubeeva.g.i@neftpx.ru

Р.В. Крючков

инженер 1 категории
kryuchkov.r.v@neftpx.ru

А.В. Крючкова

инженер 2 категории
kryuchkova.a.v@neftpx.ru

АО «НИИнефтепромхим», Казань, Россия

Проведены лабораторные исследования процессов закрепления проппанта синтетическими полимерными смолами. Найдены технологические решения по сохранению коллекторских свойств модели трещины ГРП при проведении работ по закреплению проппанта. Подтверждена возможность применения составов на основе синтетических полимерных смол для закрепления проппанта после проведения ГРП.

Материалы и методы

В ходе выполнения работы произведено физическое моделирование процесса закрепления проппанта. Использованы полимерные смолы. Определены коллекторские свойства.

Ключевые слова

проппант, ГРП, закрепление, полимерные смолы, коллекторские свойства

В настоящее время, в связи с выработкой традиционных нефтей из коллекторов с хорошей пористостью, в структуре запасов стали преобладать коллекторы с трудноизвлекаемыми нефтями (ТИЗ). Значительную часть ТИЗ составляют запасы, содержащиеся в низкопроницаемых коллекторах (НПК). Для разработки НПК широко применяется технология гидроразрыва пласта (ГРП). Так, в ведущих нефтедобывающих регионах страны — гидроразрыв пласта является одним из основных методов интенсификации [1]. Зачастую при вскрытии залежей в НПК ГРП используется при выводе скважин из бурения. Но в процессе освоения скважины возникает проблема выноса проппанта в ствол скважины, что негативно влияет на ее продуктивность, снижая эксплуатационные характеристики и межремонтные периоды (МРП) [2]. В промышленной практике существуют различные методы борьбы, которые подразделяются на:

- механические (установка скважинных фильтров);
- технологические (ограничение депрессии на пласт, применение устройств плавного запуска для погружных центробежных насосных установок);
- химические (закачка реагентов для искусственной цементации проппанта);
- профилактические (очистка ПЗП, контроль за количеством взвешенных частиц (КВЧ) в процессе эксплуатации) [3].

Институтом АО «НИИнефтепромхим» внедряются технологии для ремонтно-изоляционных работ (РИР) [4, 5], имеются наработки в области применения химических составов для закрепления проппанта.

Исходя из цели применения, химические составы для предотвращения выноса проппанта должны обладать следующими характеристиками:

- обладать достаточной надежностью закрепления проппанта (необходима определенная прочность и адгезия с поверхностью зерен проппанта);
- технологичностью применения (гомогенностью, приемлемой вязкостью,

фильтруемостью, стабильностью в процессе применения, иметь широкий температурный диапазон эксплуатации);

- технология применения состава должна обеспечивать сохранение фильтрационных характеристик трещины ГРП после закрепления.

Отделом физико-химии, механики пласта и совершенствования МУН АО «НИИнефтепромхим» проведены работы по адаптации составов на основе синтетических полимерных смол для применения в качестве реагента для предотвращения выноса проппанта из трещины ГРП. Для эксперимента применялись составы на основе водорастворимых смол и составы на основе смол, не растворимых в воде.

Данные составы нашли широкое применение в решении проблем ликвидации негерметичности ЭК (в т.ч. с малой приемистостью), заколонной циркуляции, восстановлении цементного камня в заколонном пространстве и пр.

Для оценки характеристик предложенных составов были проведены лабораторные испытания в свободном объеме на проникающую способность и закрепление проппанта (по весу) в зависимости от степени разбавления состава таб. 1, рис. 1.

Из графика видно, что при разбавлении и снижении вязкости у составов СГ-Резоил К-2 и СГ-Резоил К-3 происходит незначительное увеличение количества закрепляемого проппанта, в отличие от СГ-3002. Даже при разбавлении в соотношении 1:1 в разы увеличивается количество цементированного проппанта. Однако разбавление отрицательно сказывается на прочностных характеристиках искусственной цементации.

На основании анализа приведенных результатов, для проведения экспериментов по физическому моделированию процесса закрепления проппанта, в условиях, приближенных к пластовым, был выбран состав марки СГ-3002.

Из опыта работ известно, что при закреплении проппанта составами на основе

№	Состав	Соотношение растворителя в составе, %	Вес проппанта, закрепленного одним миллилитром состава, гр
1	СГ-Резоил К-2	0	6,27
2	СГ-Резоил К-2	50	6,40
3	СГ-Резоил К-2	100	7,12
4	СГ-Резоил К-2	200	8,32
5	СГ-Резоил К-3	0	6,53
6	СГ-Резоил К-3	50	7,0
7	СГ-Резоил К-3	100	7,58
8	СГ-Резоил К-3	200	7,92
9	СГ-3002	0	7,3
10	СГ-3002	50	20,9
11	СГ-3002	100	29,52
12	СГ-3002	200	8,5

Таб. 1 — Зависимость количества закрепляемого проппанта от соотношения растворителя в составе

полимерных смол, велика вероятность полной изоляции проводящих каналов. Исходя из необходимости максимального сохранения фильтрационных характеристик трещины ГРП, нами предложены некоторые технологические решения. Для продвижения состава непосредственно от ствола скважины, очистки основных поровых каналов и эффективного распределения закрепляющего состава в межзерновом пространстве трещины ГРП после закачки, предложено продавливать состав полимерной композицией с вязкостью, приближенной к вязкости состава. Однако при применении в качестве продавно-распределяющей жидкости растворов полимеров с большой вязкостью существует опасность изоляции трещины ГРП. Для исключения подобных осложнений далее продавку осуществляют инициатором полимеризации (отвердителя) закрепляющего состава, который в свою очередь снижает вязкость первой (вязкой) распределяющей оторочки.

Экспериментальные результаты представлены в таб. 2 и рис. 2.

Итоги

Из проведенных экспериментов видно, что продавка закрепляющего состава вязкой полимерной композицией (ВНП) приводит к увеличению количества закрепленного проппанта и продвижению закрепляющего состава от входа модели. Применение полимерной композиции для продавки основано на поршневом вытеснении жидкости большей вязкости при закачке в пористую среду, заполненную жидкостью с меньшей вязкостью. При поршневом вытеснении закрепляющий состав вытесняется из фильтрационных каналов, оставаясь только в местах непосредственного контакта зерен проппанта, что обеспечивает максимальное сохранение гидропроводящих свойств трещины ГРП.

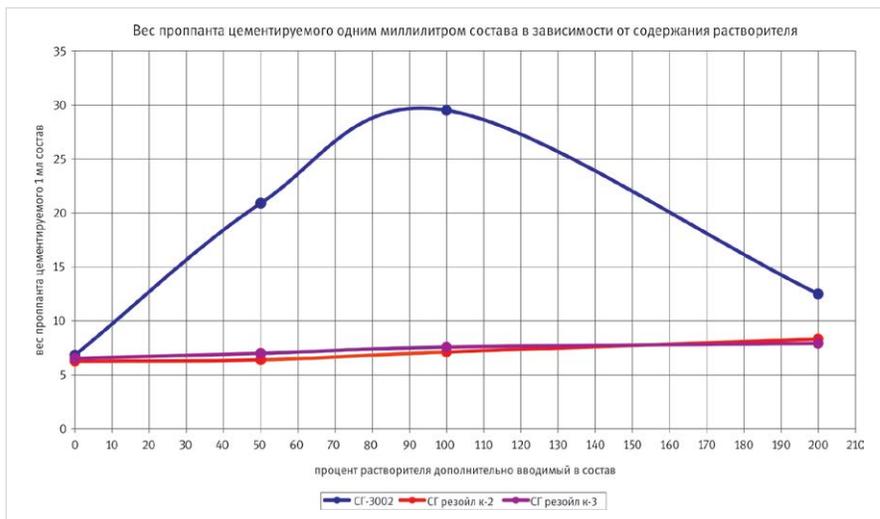


Рис. 1 — Вес проппанта, закрепленного одним миллилитром состава, в зависимости от степени разбавления состава

Модель №	1	2	3	4
Состав	СГ-3002	СГ-3002	СГ-3002	СГ-3002
Технология закачки	Состав 0,1V — 0,1V отвердителя	Состав 0,1V — полимер 0,05V — 0,5V отвердителя	Состав 0,1V — полимер 0,1V — 0,5V отвердителя	Состав 0,1V — полимер 0,3V — 0,5V отвердителя
Снижение проницаемости, раз	17	8,3	2,5	5
Глубина проникновения, доли ед.	0,1	0,25	0,4	0,5
Количество проппанта, закрепленного составом, гр	64	112	149	159

Таб. 2 — Технологические параметры проведения экспериментов на моделях трещины ГРП

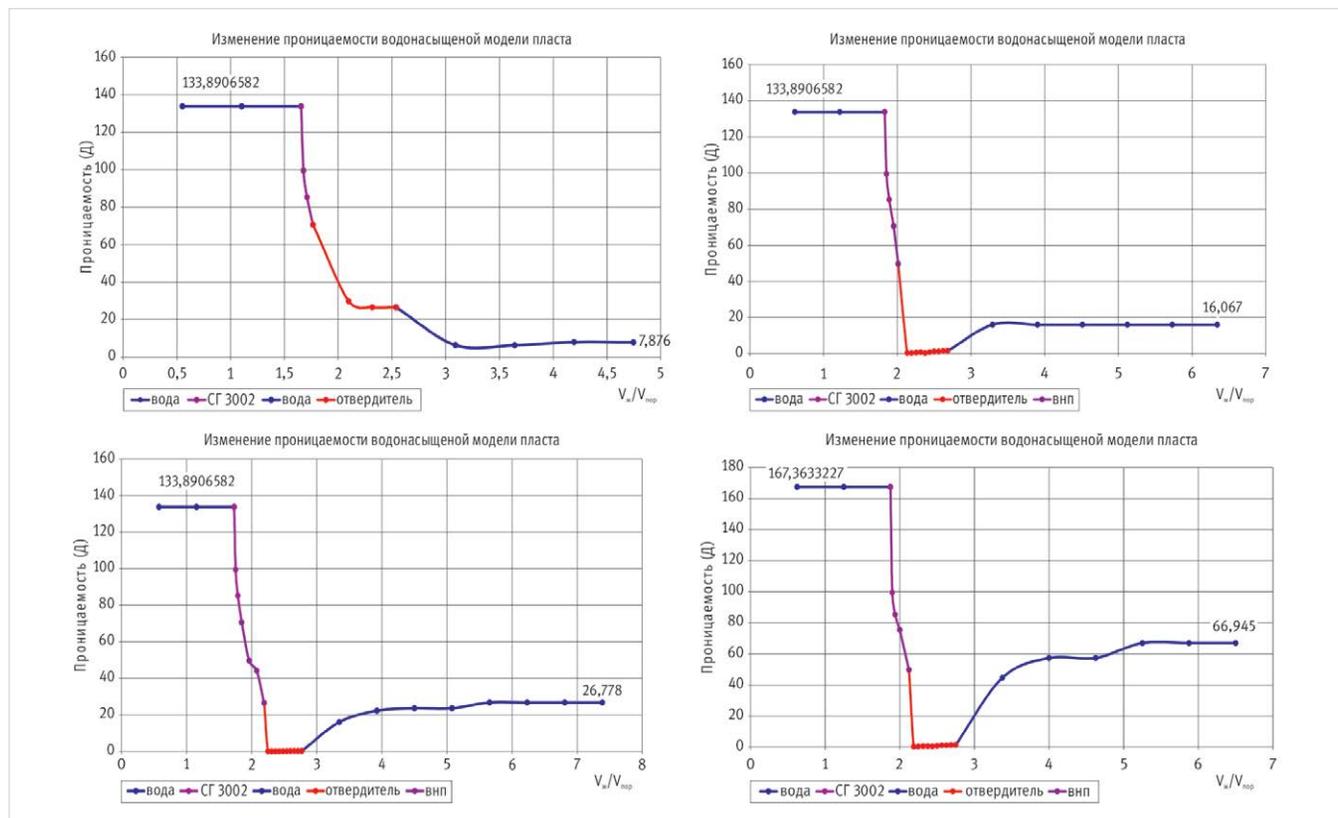


Рис. 2 — Изменение проницаемости модели пласта после проведения эксперимента

Выводы

Составы на основе полимерных смол могут являться эффективными реагентами для закрепления выноса проппанта.

Список литературы

- Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири. Томск: ТПУ, 2006. 166 с.
- Шагалеев Р.К., Гурторов Ю.А. Составление критериев подбора объектов для проведения ГРП на

действующем фонде Южно-Приобского месторождения // Проблемы геологии, геофизики, бурения и добычи нефти. 2014. Вып. 11. С. 27–34.

- Могутов Н.А. Решение проблем выноса песка из продуктивных слоев Приразломного месторождения // Бурение и нефть. 2013. №4. С. 23–25.
- Исмагилов Ф. З., Крючков В.И., Губеева Г.И., Крючков Р.В. Инструкция по технологии герметизации эксплуатационных колонн и ликвидации заколонных перетоков с использованием

синтетических смол. ОАО «Татнефть». 2008.

- Маргулис Б.Я., Матвеев С.Е., Семенов А.В., Лукьянов О.В., Маргулис А.Б., Романов Г.В. Разработка технологии ВИР с применением продуктов метаболизма анаэробных микроорганизмов. Материалы н/п конференции. Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов. Казань: ФЭН, 2007. С. 389–391.

ENGLISH

OIL PRODUCTION

Laboratory studies on proppant consolidate technology

UDC 622.276

Authors:

Anatoly V. Semenov — 1 category engineer; semenov.a.v@neftpx.ru
Oleg V. Lukyanov — head of the laboratory 1.05.01; lukyanov.o.v@neftpx.ru
Gallia I. Gubeeva — head of department 1.05; gubeeva.g.i@neftpx.ru
Ruslan V. Kryuchkov — 1 category engineer; kryuchkov.r.v@neftpx.ru
Alina V. Kryuchkov — 2 category engineer; kryuchkova.a.v@neftpx.ru

“NIIneftpromchim”, Kazan, Russian Federation

Abstract

The laboratory research processes consolidate proppant synthetic polymer resins. We find technological solutions to preserve reservoir properties models of fracture at work on the consolidation of the proppant. The possibility of the use of compositions based on synthetic resins to consolidate after proppant fracturing.

Materials and methods

In this paper physical simulation of consolidate proppant processes were carried out. Also polymer resin was used. Reservoir properties were determined.

Results

The conducted trials have shown that the squeezing of fixing composition by viscous polymer composition increases the amount of proppant fixed securing and advance of the entrance structure model. The use of a polymer composition based on the piston-like displacement of higher viscosity liquid when injected into a porous medium filled with less viscous liquid. During the piston-like displacement the fixing composition is expelled from the filtration channels, remaining only in

the areas of direct contact proppant grains, which ensures maximum preservation permeable fracture properties.

Conclusions

The formulations based on polymer resins can be effective agents for securing the removal of proppant.

Keywords

proppant consolidation, polymeric resins, reservoir properties

References

- Il'ina G.F., Altunina L.K. *Metody i tekhnologii povysheniya nefteotdachi dlya kollektorov Zapadnoy Sibiri* [Methods and technologies for enhanced oil reservoirs in Western Siberia]. Tomsk: TPU, 2006, 166 p.
- Shagaleev R.K., Gutorov Yu.A. *Sostavlenie kriteriev podbora ob"ektov dlya provedeniya GRP na deystvuyushchem fonde Yuzhno-Prionskogo mestorozhdeniya* [Drafting criteria for the selection of objects for hydraulic fracturing in the current fund-South Priobskoe deposit]. *Problemy geologii, geofiziki, bureniya i dobychi nefti*, 2014, Vol. 11. pp. 27–34.
- Mogutov N.A. *Reshenie problem vynosa peska iz produktivnykh sloev Prirazlomnogo mestorozhdeniya* [Problems' solving of sand production from producing strata of prirazlomnoe field]. *Burenie i nef't*, 2013, issue 4. pp. 23–25.
- Ismagilov F. Z., Kryuchkov V.I., Gubeeva G.I., Kryuchkov R.V. *Instruktsiya po tekhnologii germetizatsii ekspluatatsionnykh kolonn i likvidatsii zakolonnnykh peretokov s ispol'zovaniem sinteticheskikh smol* [Instructions for sealing technology production tubing and casing flows elimination using synthetic resins]. OJSC "Tatneft", 2008.
- Margulis B.Ya., Matveev S.E., Semenov A.V., Luk'yanov O.V., Margulis A.B., Romanov G.V. *Razrabotka tekhnologii VIR s primeneniem produktov metabolizma anaerobnykh mikroorganizmov* [Development VIR technology using anaerobic microbial metabolic products]. Materials scientific and practical conference "Enhanced oil recovery at a later stage of development of oil fields and the comprehensive development of high-viscosity oil and natural bitumen". Kazan: FEN, 2007, pp. 389–391.



КОНФЕРЕНЦ НЕФТЬ

T./ф.: +7 (3412) 43-53-86
+7-912-751-47-92
info@konferenc-neft.ru
www.konferenc-neft.ru

Методы увеличения нефтеотдачи.
Различные ГТМ на нефтяных месторождениях.
Сентябрь 2016 г. Ижевск

Оптимальное применение
оборудования для ОРЭ, ОРЗид, ВСП.
Увеличение эффективности его эксплуатации

Ноябрь 2016 г. Ижевск

Мероприятия будут проводиться совместно с отраслевыми издательствами: «Экспозиция Нефть Газ», «Нефтяное хозяйство», с последующей возможностью печати докладов в этих журналах, а также при поддержке Правительства Удмуртской Республики и Министерства энергетики УР. Планируется привлечь научных сотрудников университетов нефтяных факультетов.





Колонна ТМК: от кондуктора до башмака

ПАО «ТМК»
105062, Россия, Москва,
ул. Покровка, д.40, стр. 2а
тел.: +7 495 775-7600,
факс: +7 495 775-7601
www.tmk-group.ru



Интенсификация добычи нефти из скважин, эксплуатирующих глубоководные пласты

А.М. Насыров

к.т.н., доцент¹

amdakh-nasyrov@rambler.ru

Д.С. Казанкин

ст. преподаватель¹

kadmister@gmail.com

К.А. Мокрушин

первый зам. генерального директора²

mk@promtk.com

¹Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева, Ижевск, Россия

²ООО «УК «Промтехкомплект», Ижевск, Россия

Предложен оптимальный способ применения СШНУ для снижения забойного давления и увеличения добычи нефти в глубоких скважинах путем использования стеклопластиковых штанг. На примере показана упрощенная методика расчета компоновки стеклопластиковых штанг. Изложены преимущества и особенности эксплуатации стеклопластиковых штанг.

Материалы и методы

Расчет применения стеклопластиковых штанг.

Ключевые слова

интенсификация добычи нефти, забойное давление, нагрузка на головку балансира, стеклопластиковые штанги, потеря длины хода плунжера

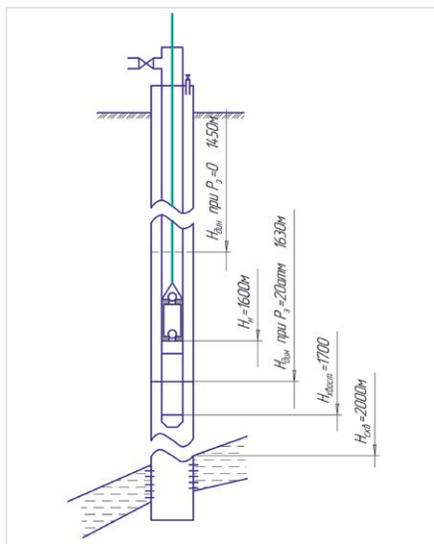


Рис. 1 — Чтобы затрубный газ не прорывался на прием насоса, необходимо спускать хвостовик из облепченных труб или стеклопластиковых труб

1. Существующее положение

Интенсификация добычи нефти из малодебитных скважин, эксплуатирующих глубоководные пласты, например, девонские Д0 или Д1, представляет определенную трудность. К примеру, если необходимо снизить забойное давление до 4,0 МПа в девонской скважине, работающей с дебитом жидкости 12 т/сут при забойном давлении 8,0 МПа, то арсенал технических средств не так уж широк. Электроцентробежные насосы (ЭЦН) малых габаритов даже при периодической работе будут функционировать в крайне неблагоприятных условиях с большим количеством свободного газа и с низким КПД. Винтовые насосы в таких условиях работают в граничных условиях применения из-за требуемого высокого напора. Диафрагменные насосы для глубоких скважин имеют очень малую производительность.

При низких забойных давлениях в глубоких скважинах насосы должны развивать достаточно большой напор, который формируется из нескольких составляющих:

$$P_n = H_0 \cdot \rho \cdot g + P_y + P_{тр}, \text{ Па}, \quad (1)$$

где H_0 — динамический уровень, м;

ρ — плотность жидкости в НКТ, кг/м³;

g — ускорение свободного падения, 9,8 м/сек²;

P_y — давление на устье скважины, Па;

$P_{тр}$ — потери давления на трение в НКТ, Па.

Если увеличивать глубину спуска насоса на штангах особо высокой прочности, максимальные нагрузки на головку балансира будут достигать тех величин, при которых потребуются станки-качалки грузоподъемностью более 8 т.

В таких случаях чаще всего спускают ШГН диаметром 44 мм на глубину 1200–1300 м, т.е. это граничная глубина, при котором станок-качалка и насосное оборудование работают в наших условиях без перегруза.

Если принять при этом погружение насоса под динамический уровень 200 м, то динамический уровень при отсутствии избыточного давления затрубного газа будет находиться в интервале глубины 1000–1100 м. С ростом давления затрубного газа уровень нефти в затрубе будет отесняться вниз к приему насоса. Поскольку максимальное давление в затрубе равно давлению на выкидной линии, то при давлении на выкидной линии скважины 2,0 МПа и более затрубный газ будет прорываться на прием насоса, значительно снижая КПД насоса, а иногда срывая подачу. Спуск же хвостовика в традиционном исполнении может привести к деформации насоса при прохождении интервалов ствола скважины с большим темпом набора кривизны. В таких случаях рекомендуется спуск хвостовика из стеклопластиковых труб, которые четыре раза легче стальных, не ржавеют, устойчивы против отложения солей (рис. 1) [1].

Таким образом, снижение забойного давления до 4,0 МПа в глубоководных пластах, получая при этом значительную прибавку в малодебитной скважине, при традиционном подходе представляет

некоторую проблему (например, для девонских скважин).

По таким же причинам не реализуется значительный потенциал турнейских скважин, продукция которых имеет высоковязкую нефть.

2. Интенсификация добычи нефти из глубоких скважин с помощью СШНУ

В настоящее время большинство девонских скважин работают при динамических уровнях до 1200 м. По технологическим условиям при глубине девонских скважин 2100 м имеется возможность снизить динамический уровень до 1500–1600 м, особенно в малодебитных скважинах. Однако для реализации таких условий существуют технические затруднения: из-за большой глубины спуска насосного оборудования станок-качалка и скважинное оборудование работают с перегрузом. Для определения работоспособности оборудования имеются компьютерные программы, однако они не всегда отражают реальную картину. Чтобы специалисты осознанно могли выполнить оценочные расчеты по работоспособности проектируемого оборудования, предлагается следующая упрощенная методика.

Оценочный расчет максимальной нагрузки на головку балансира станка-качалки производится по формуле (часть формул применена из литературных источников без преобразования общетехнических систем единиц измерения величин в систему СИ) [2]:

$$P_{max} = P_{ж} + P_{шт.ж} + P_{шт} \cdot S \cdot n^2 / 1440 + P_{тр} + P_{саль}, \text{ кг} \quad (2)$$

где $P_{ж}$ — нагрузка на плунжер.

$$P_{ж} = 0,1 F \cdot H_0 \cdot \gamma \cdot n + F \cdot P_y, \text{ кг} \quad (3)$$

F — площадь сечения плунжера за вычетом площади соединительного штока, см²;

H_0 — динамический уровень, м;

γ — удельный вес жидкости в НКТ, г/см³;

P_y — давление на устье скважины, кг/см²;

$P_{шт.ж}$ — вес штанг в жидкости, кг.

$$P_{шт.ж} = P_{шт} \cdot (\rho_{шт} - \rho_{ж}) / \rho_{шт}, \text{ кг} \quad (4)$$

$P_{шт}$ — вес штанг в воздухе;

$\rho_{ж}$ — плотность жидкости в НКТ г/см³;

$\rho_{шт}$ — плотность металла штанг = 7,85 г/см³;

S — длина хода полир. штока, м;

n — число ходов плунжера в минуту;

$P_{тр}$ — сила трения штанг об жидкость при ходе вверх, кг, определяется расчетным путем, однако из-за отсутствия достоверных данных о вязкости жидкости и влияния кривизны, можно брать исходя из данных динамограмм;

$P_{саль}$ — сила трения полированного штока в сальнике. Величина ее по динамограммам колеблется от 100–300 кг, при расчетах предлагается брать 200 кг.

Пример. Чтобы снизить динамический уровень до 1500 м, в скважину необходимо спускать насос диаметром 44 мм на глубину 1650 м. Подсчитаем максимальную нагрузку на головку балансира при длине хода 2,5 м и числе качаний 5 ходов в минуту. [3]

1. Подбираем 45% штанг диаметром 22 мм и 55% диаметром 19 мм. При этом получается 93 штанги диаметром 22 мм с общим

весом 2348 кг и 113 штанг диаметром 19 мм весом 2338 кг. Общий расчетный вес колонны штанг в воздухе — 4686 кг. Применяя формулу (4), определяем вес штанг в жидкости.

$$P_{шт.жс} = 4686 * (7,85 - 1) / 7,85 = 4089 \text{ кг}$$

2. Определяем вес жидкости, действующий на плунжер по формуле (3)

Вес жидкости и устьевое давление действуют на разность площадей сечения плунжера и соединительного штока.

$$F = 0,785 (4,4^2 - 1,9^2) = 12,4 \text{ см}^2$$

$$P_{жс} = 0,1 F * H \delta * \gamma * + F * P_y = 0,1 * 12,4 * 1500 * 1,0 + 20 * 12,4 = 1823 + 248 = 2071 \text{ кгГ}$$

3. Величина динамической составляющей нагрузки на балансир равна

$$P_{шт} * S * n^2 / 1440 = 4686 * 2,5^2 / 1440 = 203 \text{ кг}$$

4. Нагрузку из-за трения штанг $P_{тр}$ в жидкости при ходе штанг вверх примем по данным динамограмм пропорционально длине подвески штанг — 450 кг.

5. Силу трения полированного штока в сальнике $P_{саль}$ и плунжера в цилиндре примем как эмпирические величины соответственно 200 и 130 кг, в общей сложности 330 кг.

Итого нагрузка на головку балансира составит:

$$P_{max} = 4089 + 2071 + 203 + 450 + 330 = 7143 \text{ кг.}$$

В моментах запуска скважины, в случаях осложнений АСПО, эмульсий — нагрузка увеличивается минимум на 15–20%, т.е. за пределы грузоподъемности СК-8. Поэтому для нормальной работы СК грузоподъемность 8 т, нагрузку на головку балансира надо уменьшить минимум на 1,5–2,0 т. Этого можно достичь следующими путями:

1. Уменьшить диаметр плунжера. Однако при этом для сохранения необходимой производительности нужно значительно увеличить длину хода, что не позволяет существующее оборудование. Можно применять цепные приводы, но для замены требуются большие затраты. Кроме того, уменьшение диаметра, например, с 44 мм на 32 мм, приведет снижение нагрузок на головку балансира только на 900 кг.

2. Основным резервом снижения нагрузок на головку балансира при использовании насосов малого диаметра является снижение веса штанг.

Применением стеклопластиковых штанг можно в несколько раз уменьшить вес конструкции. Но при этом необходимо учитывать осложняющие факторы: если в НКТ высоковязкая нефть или эмульсия, то штанги могут завестись при ходе вниз. Поэтому, прежде чем применять стеклопластиковые штанги, необходимо рассчитать величину гидравлического трения при ходе штанг вниз по следующей формуле А.М. Пирвердяна. [4]

$$F_{тр.н.} = \frac{156 \cdot 10^{-9}}{m - 1,2743} (L + L_{экв}) n S v \rho_{жс}, \text{ [кгс]}, \quad (5)$$

$$m = \frac{D_{НКТ}}{D_{шт.жс}};$$

где $D_{НКТ}$ — внутренний диаметр НКТ, мм

$D_{шт.жс}$ — диаметр штанг, мм

L — глубина ступени штанг, м;

$L_{экв}$ — длина штанг, эквивалентная местным сопротивлениям на штанговых муфтах;

$$L_{экв} = n_m * l_{жс}$$

n_m — число муфт на колонне штанг;

$l_{жс}$ — длина штанги, эквивалентная по величине

местных сопротивлений на муфте штанги. Для штанги $d=22$ мм $l_{жс}=3,9$ м, это означает, что 1 муфта создает такое сопротивление, какое создавала бы штанга без муфты, длиной 3,9 м.

S — длина хода полированного штока, (м);

n — число ходов штанг в минуту;

v — вязкость жидкости, (мм²/с).

В нашем примере колонна штанг имеет 2 ступени: диаметром 22 мм и диаметром 19 мм. Поэтому расчет $F_{тр.н}$ ведем отдельно для каждого диаметра, общий результат получаем сложением двух составляющих.

$$F_{тр.н} = F_{тр.н(22)} + F_{тр.н(19)} \quad (6)$$

Для расчетов берем внутренний диаметр НКТ 62 мм, v — кинематическая вязкость жидкости = 300,0 мм²/с; $\rho_{жс}$ — плотность жидкости 1000 (кг/м³); n — число ходов штанг в минуту-5, S — длина хода полированного штока — 2,5 (м); длина ступени 22 мм штанг $L_1=744$ м, длина ступени 19 мм штанг $L_2=906$ м.

В результате расчетов получим:

$$F_{тр.н} = (156 * 10^{-9} / 2,82 - 1,2743) * (744 + 93 * 3,9) * 5 * 2,5 * 300 * 1000 + (156 * 10^{-9} / 3,26 - 1,2743) * (904 + 113 * 2,5) * 5 * 2,5 * 300 * 1000 = 413,3 + 349,5 = 762,8 \text{ кгГ.}$$

Кроме сопротивления жидкостного трения, колонна штанг преодолевает сопротивление от трения на устьевом сальнике и плунжера в цилиндре. Эти величины одинаковы при ходе штанг вверх и вниз. Как было отмечено раньше, их суммарная величина равна 330 кг.

Итого: общее сопротивление движению штанг вниз составляет:

$$F_{тр.н} = 762,8 + 330 = 1092,8 \text{ кгГ.}$$

Следующий шаг — расчет веса стеклопластиковых штанг. Поскольку габариты и прочностная характеристика стеклопластиковых штанг примерно равны, рассчитаем вес стеклопластиковых штанг в воздухе по справочным данным. Вес одной восьмиметровой стеклопластиковой штанги диаметром 22 мм составляет 5,61 кг, диаметром 19 мм — 4,44 кг. [5]

Общий вес двухступенчатой стеклопластиковой колонны штанг составит:

$$P_{стшт} = 93 * 5,61 + 113 * 4,44 = 521,8 + 501,7 = 1023,5 \text{ кгГ.}$$

Вес стеклопластиковых штанг в жидкости будет:

$$P_{стшт.жс} = P_{стшт} * (\rho_{стшт} - \rho_{жс}) / \rho_{стшт} \text{ кгГ}$$

$P_{стшт.жс}$ — вес стеклопластиковых штанг в жидкости, кг.

$\rho_{стшт}$ — плотность стеклопластиковых штанг — 1,9 г/см³

$\rho_{жс}$ — плотность жидкости в НКТ = 1 г/см³

$$P_{стшт.жс} = 1023,5 * (1,9 - 1,0) / 1,9 = 484,8 \text{ кгГ}$$

Результат расчетов показывает, что стеклопластиковая колонна будет завестись, поскольку общее сопротивление трения — 1092,8 кг, а вес стеклопластиковой колонны штанг в жидкости всего 484,8 кг.

Чтобы не было зависания, вес колонны стеклопластиковых штанг необходимо догрузить на:

$$P_{доп} = (1092,8 - 484,8) + 200 = 608 + 200 = 808 \text{ кгГ,}$$

здесь 200 — дополнительный страховой груз. В виде дополнительного груза используются стальные штанги 19 мм выше плунжера, на которые будут заменены стеклопластиковые штанги.

Количество стальных штанг для замены рассчитывается по формуле:

$$P_{доп} = N_{ст} * 18,3 * (\rho_{шт} - \rho_{жс}) / \rho_{шт} - N_{стшт} * 4,44 * (\rho_{стшт} - \rho_{жс}) / \rho_{стшт} \quad (7)$$

где $N_{ст}$ — количество необходимых стальных штанг диаметром 19 мм для замены $N_{стшт}$ — количество стеклопластиковых штанг;

18,3 — вес одной стальной штанги диаметром 19 мм; 4,44 — вес одной стеклопластиковой штанги диаметром 19 мм;

$\rho_{стшт} = 1,9$ г/см³, $\rho_{шт} = 7,85$ г/см³, $\rho_{жс} = 1,0$ г/см³ плотности стеклопластиковых, стальных штанг и плотности жидкости в НКТ.

Проставляем соответствующие числовые значения:

$$808 = N_{ст} * 18,3 * (7,85 - 1,0) / 7,85 - N_{стшт} * 4,44 * (1,9 - 1,0) / 1,9$$

Отсюда находим $N_{ст}$

$$N_{ст} = 808 / 15,69 = 51,5 \sim 52 \text{ штанги.}$$

ИТОГ: Таким образом, при спуске насоса диаметром 44 мм на глубину 1650 м, при вязкости жидкости в НКТ 300 мПас необходимо спускать 93 стеклопластиковых штанг диаметром 22 мм, 61 стеклопластиковую штангу диаметром 19 мм и 52 стальных штанги диаметром 19 мм.

Расчет нагрузки на головку балансира при спуске стеклопластиковых и стальных штанг

$$P_{max} = P_{жс} + P_{шт.жс} + P_{шт} * S * n^2 / 1440 + P_{тр} + P_{саль}, \text{ кг,}$$

При стальных штангах было:

$$P_{max} = 2071 + 4089 + 203 + 450 + 330 = 7143 \text{ кг,}$$

После спуска стеклопластиковых штанг со стальным низом стало:

$$P_{max} = 2071 + (484,8 + 808) + 203 + 450 + 330 = 4346,8 \text{ кгГ}$$

Расчеты показывают, что при такой компоновке штанг обеспечивается щадящая нагрузка на станок-качалку и насосные штанги.

3. Особенности эксплуатации стеклопластикового скважинного оборудования.

Применение стеклопластикового скважинного оборудования имеет ряд преимуществ перед стальными:

- устойчивость против коррозии в сильноагрессивной среде;
- стеклопластиковое оборудование в четыре раза легче стального;
- применение стеклопластиковых штанг позволяет снижать максимальную нагрузку на головку балансира СК около 1,5 т на каждые 1000 м подвески;
- значительно снижаются динамические нагрузки;
- высокая устойчивость против отложений парафина и солей;
- потребление электроэнергии в среднем на 15% меньше, чем при применении стальных штанг;
- улучшается условия труда рабочему персоналу при подземном ремонте скважин.

В то же время стеклопластиковое оборудование имеет некоторые особенности. Одной из основных особенностей стеклопластиковых штанг и труб можно считать высокую температурную чувствительность. По данным производителя, штанги могут изготавливаться для рабочей температуры до 100°C, по специальному заказу до 130°C. Однако при любом случае не рекомендуется проводить горячую промывку скважины с помощью агрегата АДП, а также производить при подземном ремонте парпарку с помощью ППУ. Для депарафинизации скважинного оборудования рекомендуется применять промывку раствором моющих веществ в

теплой воде или углеводородным растворителем. Надо заметить, что любые значительные температурные напряжения ослабляют соединения стеклопластика со сталью, что в последующем может привести к обрывам штанг и полетам НКТ.

Другой особенностью является низкая твердость стеклопластика, из-за чего при определенных условиях, в первую очередь в искривленных скважинах, штанги могут выйти из строя из-за истирания. Как правило, истирание происходит при отсутствии подачи, т.е. в газовой среде. Для исключения таких случаев применяются насосные штанги, имеющие центраторы.

Низкий показатель модуля упругости стеклопластика относительно стали приводит к увеличению потерь хода плунжера, однако этот показатель не критичен. Модули упругости стеклопластиков при испытании на сжатие и растяжение в направлении прямолинейных волокон практически одинаковы. При нагружении в направлении искривленных волокон на растяжение и сжатие для некоторых типов стеклопластиков наблюдаются значительные расхождения в значениях модулей упругости.

Для оценки удлинения стальных и стеклопластиковых штанг пользуются упрощенной формулой:

$$\Delta l = L P_{ж} / ES \text{ м,}$$

где L — длина колонны штанг, м

$P_{ж}$ — вес жидкости, действующий на плунжер, Н

E — модуль упругости, Н/м²

S — площадь сечения штанг, м²

Пример.

$$P_{ж} = 0,1 F * H_{д} * \gamma,$$

где F — площадь сечения плунжера минус площадь сечения соединительного штока, см²

$H_{д}$ — динамический уровень, м, возьмем для примера 1000 м;

γ — удельный вес жидкости в НКТ с учетом свободного газа, например 0,850 г/см³.

Для насоса диаметром 44 мм при соединительном штоке диаметром 19 мм:

$$F = 0,785 (4,4^2 - 1,9^2) = 12,4 \text{ см}^2$$

Для диаметра 44 мм $P_{ж}$ составит:

$$P_{ж} = 0,1 F * H_{д} * \gamma = 0,1 * 12,4 * 1000 * 0,85 = 1054 \text{ кг}$$

Для диаметра 32 мм $P_{ж}$ составит

$$P_{ж} = 0,1 F * H_{д} * \gamma = 0,1 * 6,64 * 1000 * 0,85 = 564 \text{ кг}$$

Для стальных штанг диаметром 22 мм удлинение составит ($E = 20,5 * 10^{10}$ Н/м²)

Для насоса диаметром 44 мм

$$\Delta l = L P_{ж} / ES = 1000 * 1054 / 20,5 * 10^{10} = 0,785 * 484 * 10^{-6} = 0,13 \text{ м}$$

Для насоса диаметром 32 мм

$$\Delta l = L P_{ж} / ES = 1000 * 564 / 20,5 * 10^{10} = 0,785 * 484 * 10^{-6} = 0,07 \text{ м}$$

Для стеклопластиковых штанг, модуль упругости которых 4,8 * 10¹⁰ Н/м² удлинение составит:

Для насосов диаметром 44 мм – 0,55 м

Для насосов диаметром 32 мм – 0,30 м

Таким образом, для насосов малого диаметра потери хода плунжера находятся в допустимых пределах.

При рассмотрении динамограмм замечено, что фактические потери хода плунжера ощутимо ниже расчетных потерь хода.

Уместно заметить, что стеклопластиковые штанги и трубы с металлическими концами успешно производит и внедряет ООО «УК «Промтехкомплект» г. Ижевск совместно с ООО «Бийский завод стеклопластиков» г. Бийск. Многочисленные промышленные испытания на добывающих предприятиях России, Казахстана и Азербайджана показали высокую эффективность применения стеклопластикового оборудования предприятия.

Итоги

Доказана возможность применения стеклопластиковых штанг для углубления насоса.

Выводы

1. При малых диаметрах насоса потери хода плунжера СШНУ из-за растяжения стеклопластиковых штанг находятся в пределах допустимого.
2. Использование стеклопластиковых штанг позволяет увеличить добычу нефти в малодебитных скважинах путем углубления насоса без увеличения грузоподъемности станков-качалок.
3. Положительные эксплуатационные качества стеклопластиковых штанг значительно превосходят недостатки. На практике достигается реальный технологический и экономический эффект при эксплуатации глубоких малодебитных скважин и при добыче высококоррозионных флюидов.

Список литературы

1. Справочник по добыче нефти под ред. Гиматудинова Ш.К. М.: Недра, 1974. 703 с.
2. Юрчук А.М., Истомин А.З. Расчеты в добыче нефти. М.: Недра, 1979. 271 с.
3. Ибрагимов Г.З. Артемьев В.Н. и др. Техника и технология добычи и подготовки нефти и газа. М.: МГОУ, 2005. 243 с.
4. Галикеев И.А., Насыров В.А., Насыров А.М. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях. Ижевск: Парацельс-Принт, 2015. 353 с.
5. ГОСТ 31825-2012 Штанги насосные, штоки устьевые и муфты к ним. Технические условия.

Intensification of oil production on wells operating in deep-lying layers

UDC 622.276

Authors:

Amdakh M. Nasyrov — Ph.D., associate professor¹; amdakh-nasyrov@rambler.ru

Dmitry S. Kazankin — senior lecturer²; kadmister@gmail.com

Konstantin A. Mokrushin — first deputy general director²; mk@promtk.com

¹Udmurt State University, Izhevsk, Russian Federation

²Promtekhkomplekt, LLC, Izhevsk, Russian Federation

Abstract

In article an optimal method of application the well's rods pump unit (WRPU) to reduce bottomhole pressure and increasing oil production in deep-lying wells by using fiberglass sucker rods were presented. On example were presented simple calculation of arrangement the fiberglass sucker rods. Also advantages and features of fiberglass sucker rods operation were considered.

Results

The possibility of application the fiberglass

sucker rods to deeper placement of pump was proved.

Conclusions

1. At small diameters of pumps because of extension the fiberglass sucker rods the plunger stroke loss of WRPU is within tolerance.
2. Application of fiberglass sucker rods allows increasing of oil production in margin wells by deeper placement of pump without increasing of beam-unit capacity.

3. Advantages of operation the fiberglass sucker rods exceed them disadvantages. Real technological and economic effects can be achieved on practice at operation deep margin wells during production of highly corrosive fluid.

Keywords

intensification of oil production, bottom hole pressure, beam load, fiberglass sucker rods, plunger stroke loss

References

1. *Spravochnik po dobyche nefi* [Oil production guide]. Ed. by Gimatudinov Sh.K., Moscow: Nedra, 1974, 703 p.
2. Yurchuk A.M., Istomin A.Z. *Raschet v dobyche nefi* [Calculations in oil production]. Moscow: Nedra, 1979, 271 p.

3. Ibragimov G.Z. Artem'ev V.N. i dr. *Tekhnika i tekhnologiya dobychi i podgotovki nefi i gaza* [Technics and technology of production and treatment of oil]. Moscow: MGOU, 2005, 243 p.
4. Galikeev I.A., Nasyrov V.A., Nasyrov A.M. *Ekspluatatsiya mestorozhdeniy*

- nefti v oslozhnennykh usloviyakh* [Oil field operation in severe conditions]. Izhevsk: Paratsel's Print, 2015, 353 p.
5. GOST 31825-2012 Sucker rods, mouth stocks and couplings for them. Specifications.

ШТАНГА НАСОСНАЯ СТЕКЛОПЛАСТИКОВАЯ

совместного производства ООО «УК «Промтехкомплект» г. Ижевск и ООО «Бийский завод стеклопластиков» г. Бийск



Штанга насосная стеклопластиковая (далее ШНС) состоит из стеклопластикового стержня (тело штанги), соединенного с металлическими головками. Производим ШНС длиной от 0,5 до 15 м и диаметрами стержня 22, 25, 29 мм. Классы прочности ШНС соответствуют классу прочности «Д» по ГОСТ Р 51161-2002. Рабочая температура ШНС до 130°C, морозостойкость ШНС -60°C. Гарантийный срок — до 24 месяцев, в отдельных случаях может быть увеличен до 5 лет. ШНС сертифицирована на соответствие ГОСТ Р 51161-2002.

Физические отличия стеклопластика от стали:

1. Плотность в 4 раза меньше;
2. Модуль упругости в 4 раза меньше;
3. Высокая коррозионная стойкость;
4. Меньшая, в 20 раз, шероховатость.

Определяют основные преимущества применения штанг насосных стеклопластиковых (ШНС) над металлическими насосными штангами (ШН), такие как:

1. Снижение максимальной нагрузки на головку балансира при ходе вверх!!!!
2. Возможность углубления подвески до 2500 м, не меняя станок-качалку;
3. Снижение амплитудных нагрузок;
4. Увеличение МРП на коррозионном фонде;
5. Уменьшение энергоемкости наземного оборудования;
6. Уменьшение влияния асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО).

В октябре 2011 г. были признаны успешными опытно-промышленные испытания ШНС на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» НК «Роснефть», подтверждено: работоспособность ШНС, отсутствие осложнений при спуск-подъемных операциях — применяется стандартный инструмент и технология, снижение максимальной нагрузки на полированный шток, в среднем на 20%.

В марте 2015 г. были признаны успешными опытно-промышленные испытания ШНС на месторождении ОАО «Варьеганнефтегаз». В ходе испытаний была увеличена глубина установки насоса с 1600 до 2100 м и замена насоса типоразмера с 32 на 38. Внедрение ШНС позволило увеличить добычу нефти более чем в 2 раза и перевести скважину в

рентабельный фонд, также подтверждено увеличение МРП скважины. Оборудование находится в эксплуатации.

В апреле 2015 г. были признаны успешными опытно-промышленные испытания ШНС на месторождении в Азербайджанской Республике. В ходе испытаний, при эксплуатации насоса с диаметром плунжера 32 мм на глубине 2500 м, была снижена нагрузка на станок-качалку с 8 до 6 т. Применение ШНС позволило отказаться от эксплуатации импортной дорогостоящей стальной штанги с допустимым приведенным напряжением 160 МПа. Оборудование находится в эксплуатации.

ШНС внедряются в следующих компонентах штанговой колонны:

- Верх ШНС-50%, низ стальная ШН-50%;
- Верх ШНС-90%, низ стальная утяжеленная ШУТ44-10% (в рамках ОПИ).

Параметры работы УШНГ с применением ШНС в представлены в таблице 1.

С 2012 г. оборудование проходит промышленное внедрение, оснащено более 120 скважин на различных месторождениях. За период эксплуатации выявлен всего один отказ оборудования по причине завода-изготовителя, по результатам расследования были проведены мероприятия по устранению возможных причин.

В настоящее время применение ШНС позволило решить ряд важных вопросов, что подтверждено соответствующими актами и отчетами:

1. Увеличить наработку штанговой колонны и МРП скважины в целом, в два и более раза в осложненном коррозией фонде скважин.
2. Увеличить добычу нефти за счет увеличения глубины спуска насоса, не меняя станок-качалку.
3. Снизить нагрузки на полированный шток и станок-качалку в среднем на 20% и уменьшить удельное потребление электроэнергии на тонну добываемой нефти в среднем на 8–11%.

Осуществляем инженерное сопровождение при внедрении и эксплуатации оборудования. Готовы рассмотреть различные варианты сотрудничества.

Таблица 1

№	Год внедрения	Глубина спуска насоса, м		Диаметр плунжера насоса, мм		Макс. нагрузка на шток, т		Дебит жидкости, м³/сут		Дебит нефти, т/сут		МРП скважины, сут	
		до	после	до	после	до	после	до	после	до	после	до	после
1	2012	1072	970	44	44	4,08	3,56	15	17	-	-	134	672+
2	2013	952	1032	57	44	4,59	3,78	11,7	14	-	-	101	489+
3	2010	1042	1042	57	57	5,76	4,3	21	33	-	-	98	210+
4	2014	1600	2104	32	38	5,8	4,3	6	13,5	0,42	1,9	120	170+
5	2015	1600	1900	32	44	5,6	6,1	5	12	3,1	7,5	-	60+
6	2014	2412	2440	32	32	8,18	6,43	2,5	2,6	-	-	-	120+
7	2014	2472	2553	32	32	8,05	6,07	2,3	2,8	-	-	-	120+
8	2015	1522	1850	44	44	5,89	5,98	-	2,5	1	2,3	-	240+



Предотвращение образования сложных железосодержащих осадков в процессе добычи обводненной нефти

В.К. Миллер

инженер 1 кат. ОМТП
VKMiller@udmurtneft.ru

Н.С. Булдакова

к.х.н., инженер 2 кат. ОМТП
NSBuldakova@udmurtneft.ru

О.А. Овечкина

заместитель директора по ИД
OAOvechkina@udmurtneft.ru

Е.Ю. Коробейникова

к.х.н., инженер 2 кат. КЛ
EYKorobejnikova@udmurtneft.ru

ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр»,
Ижевск, Россия

Эксплуатация месторождений ОАО «Удмуртнефть» сопровождается совокупностью осложняющих добычу факторов, одним из которых являются солеотложения в глубинно-насосном оборудовании. Образующиеся осадки характеризуются сложным компонентным составом, с преобладанием солей железа в виде сульфида. Для снижения негативного влияния солеотложений известно множество методов борьбы, но наиболее широко применяются химические реагенты, направленные на предотвращение или удаление уже образовавшихся осадков.

Современный этап эксплуатации большинства нефтяных месторождений России, находящихся на поздней стадии разработки, характеризуется наличием комплекса осложняющих добычу факторов: высокая вязкость добываемой продукции, коррозия нефтепромыслового оборудования (НПО), образование устойчивых водонефтяных эмульсий, механические примеси в виде частиц минеральной породы и продуктов коррозии, формирование соле- и асфальтосмолопарафиновых отложений [1]. Перечисленная совокупность осложнений присутствует на большинстве месторождений, разрабатываемых компанией ОАО «Удмуртнефть». В частности для Лиственского и Мишкинского месторождений компании, характеризующихся высокой обводненностью добываемой продукции и наличием системы поддержания пластового давления (ППД) пресным заводнением, наиболее выражено негативное влияние таких факторов как коррозия и солеотложения, что видно из распределения осложненного фонда скважин (рис. 1а). При этом в последнее время отмечается негативная динамика роста отказов скважин по причине коррозионного разрушения и засорения осадками глубинно-насосного оборудования (ГНО), что коррелируется с ростом количества механических примесей, выносимых с добываемой жидкостью (рис. 1б).

Исходя из полученных усредненных данных (таб. 1) по количественному и качественному составу отложений, отобранных с рабочих органов ГНО, и выносимых механических примесей, отмечается идентичность их состава. Вместе с тем отложения имеют сложный комплексный характер и существенно отличаются от состава солеотложений, наиболее распространенных при добыче обводненной нефти [2]. В составе отложений, характерных для Лиственского и Мишкинского месторождений, преобладают соединения железа в виде сульфида,

следующим преобладающим компонентом являются карбонатные отложения кальция и магния, однако, на их долю приходится в среднем не более 30%.

Причинами, обуславливающими подобный компонентный состав осадков, является сочетание ряда факторов, особенных для условий добычи данных месторождений:

- обводненность добываемой продукции более 80%;
- длительное применение пресной воды в качестве агента заводнения;
- сильная коррозионная агрессивность попутно-добываемой воды, связанная с наличием сероводорода, углекислого газа и высокой биозараженностью сульфатвосстанавливающими бактериями (СВБ) [3].

Перечисленные параметры определяют присутствие в добываемой жидкости соединений железа (III), которые в пересчете на Fe^{3+} составляют в среднем порядка 5 и 30 мг/дм³ для Лиственского и Мишкинского месторождений соответственно.

Изначально в исходной, закачиваемой в систему ППД, пресной воде содержание железа не превышает 0,1 мг/дм³, однако присутствие в ней растворенного кислорода в количестве 5–7 мг/дм³ обуславливает насыщение закачиваемой воды ионами железа в результате протекающих интенсивных процессов кислородной коррозии стальных труб системы ППД. Помимо этого источником железа служат соляно-кислотные обработки призабойной зоны добывающих скважин, применяемые для интенсификации добычи.

Отложения осадков сложного состава происходят на стенках нижних участков эксплуатационных колонн, в приемных и рабочих органах электроцентробежных насосов, что приводит к возникновению вибраций, разрушению узлов, и как результат, является причиной снижения или полной потери производительности скважинных насосных установок и отказов ГНО [2].

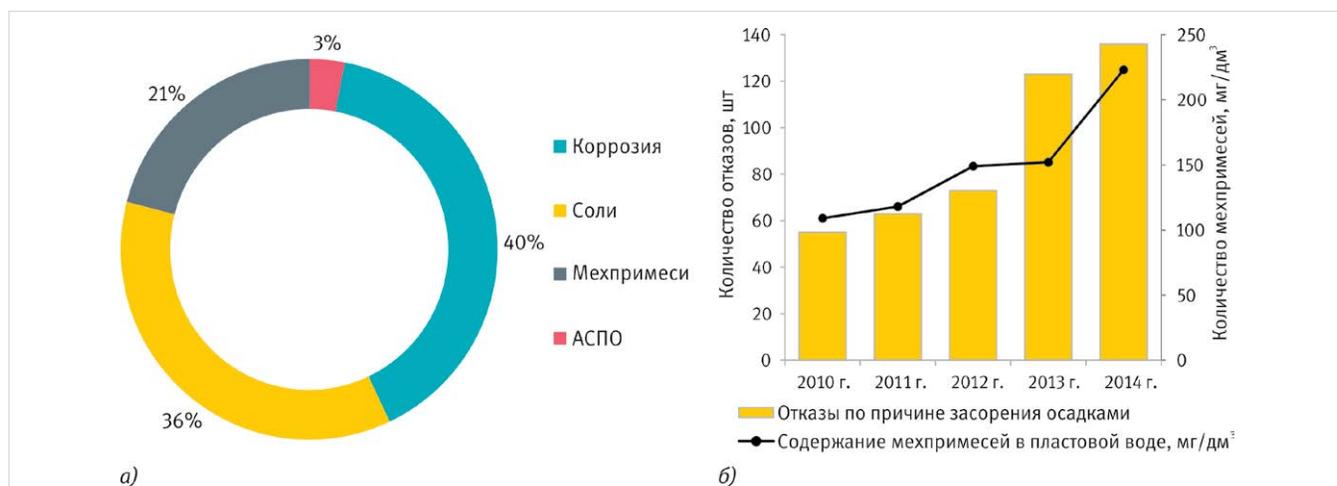


Рис. 1 – Распределение осложненного фонда скважин по типам осложнений (а), динамика отказов скважин по причине засорения осадками и выносу механических примесей (б) для Лиственского и Мишкинского месторождений

В работе проведено тестирование ингибиторов солеотложений марок СНПХ-5313 Н и Сонсол-2003 для определения влияния присутствия в пластовой воде ионов железа на эффективность ингибиторной защиты от карбоната и сульфата кальция, и установления оптимальных дозировок для предотвращения образования солей железа.

Материалы и методы

Согласно РД 39-0147586-041 ВНИИ-86, установлен компонентный состав отложений и механических примесей с применением гравиметрического, спектрофотометрического и титриметрического методов исследования.

Титриметрическим и спектрофотометрическими методами определена эффективность действия ингибиторов солеотложений.

Ключевые слова

осложненный фонд скважин, солеотложения, сульфид железа, ингибиторы солеотложений, коррозия

Для снижения негативного влияния солеотложений известно множество методов борьбы, но наиболее широко применяются химические реагенты, действие которых направлено на снижение или удаление отрицательного влияния данного осложняющего фактора. В частности, для предупреждения образования осадков неорганических солей используются ингибиторы солеотложений (ИСО), введение которых в добываемую жидкость в оптимальной концентрации оказывает влияние на процесс кристаллообразования. Однако большинство известных промышленно выпускаемых марок реагентов направлены на ингибирование солей карбоната и сульфата кальция, и только ограниченное количество реагентов заявлено производителем для борьбы со сложными отложениями, одновременно содержащими гипс, кальцит и нерастворимые соединения железа (сульфиды и оксиды). В частности, к таким реагентам относятся ингибиторы солеотложений Сонсол-2003 и СНПХ-5313Н.

В данной работе проведено тестирование выше указанных ИСО с целью определения влияния ионов железа (III) в пластовых водах на эффективность ингибирования карбоната и сульфата кальция, а также установления оптимальных дозировок реагентов для предотвращения образования солей железа применительно к месторождениям ОАО «Удмуртнефть».

Первым этапом тестирования ИСО является проверка их эффективности в диапазоне концентраций на имитатах пластовых вод, позволяющих смоделировать осаждение солей карбоната и сульфата кальция [4]. Установлено, что требуемый уровень эффективности ингибирования, равный 90% на имитатах карбонатных и сульфатных пластовых вод, обоими реагентами достигается при дозировке 20 мг/дм³ (таб. 2).

Реагенты демонстрируют высокую эффективность по ингибированию образования кальцита и гипса при низких дозировках, однако, используемые для тестирования модельные воды [4] не содержат ионов железа, что не соответствует составу реальных пластовых сред, добываемых на месторождениях ОАО «Удмуртнефть». Для оценки возможного влияния присутствия железа на эффективность рассматриваемых ИСО были приготовлены имитаты пластовых вод с различным содержанием ионов железа (III), и определена эффективность ИСО при 20 мг/дм³ в данных условиях (рис. 2).

Появление в системе ионов железа (III) существенно сказывается на процессе ингибирования осадкообразования, причем наибольшее влияние отмечается при осаждении сульфата кальция. Для обоих реагентов наблюдается схожая динамика ингибирования образования гипса — резкое снижение эффективности при содержании Fe³⁺ 10 мг/дм³. Последующий рост концентрации ионов железа в системе не оказывает выраженного влияния, при этом эффективность реагентов не превышает 17%. Присутствие ионов железа (III) в модельной воде в количестве 20 и 40 мг/дм³ снижает эффективность ингибирования отложений карбоната кальция практически в 2 раза. При сравнении ингибиторов между собой можно отметить, что реагент СНПХ-5313 Н в присутствии Fe³⁺ в концентрации 10 мг/дм³ демонстрирует лучшие результаты по предотвращению образования как CaCO₃, так и CaSO₄. При содержании Fe³⁺ 20 и 40 мг/дм³ оба ИСО показывают близкие значения эффективности относительно солей кальция. Таким образом, наличие в пластовой воде ионов трехвалентного железа оказывает значительное влияние на эффективность ингибиторов солеотложений, и соответственно их тестирование на модельных водах в

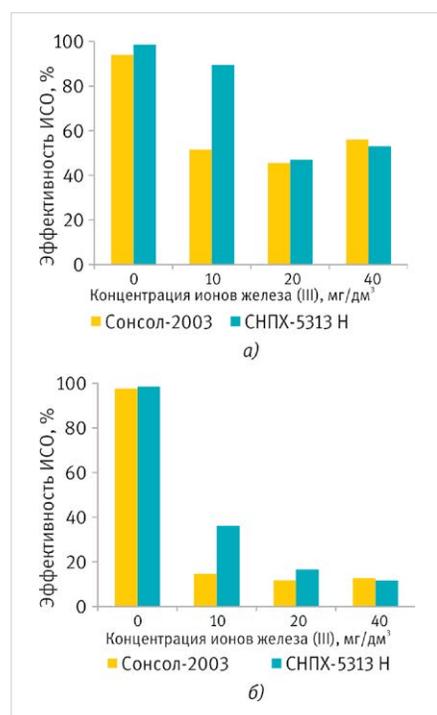


Рис. 2 — Оценка влияния присутствия ионов железа (III) на эффективность ИСО для предотвращения солей карбоната (а) и сульфата (б) кальция

Содержание, % масс.	Объект	
	Механические примеси	Отложения с ГНО
FeS	65,3	63,4
Гипс CaSO ₄ •2H ₂ O	1,6	4,3
MgCO ₃	7,7	8,8
Кальцит CaCO ₃	23,4	20,2
MgSO ₄ •7H ₂ O	-	2,4
Остаток нерастворимый в HCl (SiO ₂)	2,0	0,9

Таб. 1 — Компонентный состав отложений и механических примесей

Концентрация, мг/дм ³	Эффективность ИСО по карбонату кальция, %		Эффективность ИСО по сульфату кальция, %	
	СНПХ-5313Н	Сонсол-2003	СНПХ-5313Н	Сонсол-2003
5	59	97	52	74
10	85	97	75	88
20	90	98	90	90
30	87	98	80	92
40	88	99	70	92
50	77	99	68	92

Таб. 2 — Эффективность ингибиторов солеотложений Сонсол-2003 и СНПХ-5313Н по предотвращению образования карбоната и сульфата кальция

«ИННОВАЦИОННЫЕ
РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ
КРС, ПНП, ГНКТ,
ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ
РАБОТЫ И
СУПЕРВАЙЗИНГ
В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ
И РАЗВЕТВЛЕННЫХ
СКВАЖИНАХ»

6-10 июня 2016



Инновационные
Технологии

+7 (3452) 534 009
togcf@bk.ru, in_tech@bk.ru
WWW.TOGC.INFO

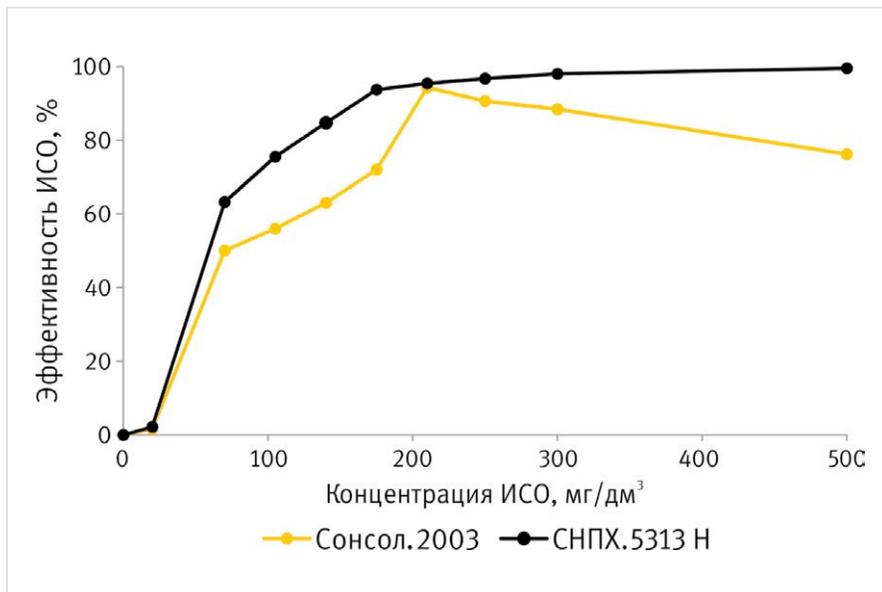


Рис. 3 – Зависимость эффективности ИСО от его концентрации на модельной воде, содержащей ионы железа(III)

отсутствии Fe^{3+} не позволяет корректно оценить предотвращение осадкообразования в реальных системах содержащих железо (III).

Оценка эффективности и установление оптимальных дозировок ингибиторов солеотложений для предотвращения образования солей железа проводилась согласно методике, указанной в ТУ 2458-025-00151816-2003 на ИСО Сонсол-2003, в условиях моделирования осаждения карбоната железа из иммитата пластовой воды с содержанием Fe^{3+} 20 мг/дм³.

При дозировке 20 мг/дм³, обеспечивающей высокую эффективность реагентов по предотвращению кальцита и гипса в условиях отсутствия Fe^{3+} , оба реагента не проявляют ингибирующей способности к соединениям железа на модельной железосодержащей воде. С увеличением дозировки ИСО их эффективность возрастает и достигает значения на уровне 90% при концентрациях 175 и 210 мг/дм³ для СНПХ-5313Н и Сонсола-2003 соответственно (рис. 3). При этом, в случае ИСО Сонсола-2003, полученная зависимость проходит через максимум с последующим снижением ингибирующей способности реагента при росте дозировки.

Однако, если ориентироваться на визуализацию процесса ингибирования осадкообразования из железосодержащей модельной воды, необходимо отметить, что отсутствие структурированного осадка при введении данных реагентов наблюдается при более низких концентрациях: 105 мг/дм³ для СНПХ-5313Н и 140 мг/дм³ для Сонсола-2003. В этих случаях образуется устойчивый коллоидный раствор, соответственно, указанные дозировки для рассматриваемых ИСО можно считать оптимальными для предупреждения отложений соединений железа.

Следовательно, учитывая специфику отложений, образуемых при добыче обводненной нефти на Лиственском и Мишкинском месторождениях ОАО «Удмуртнефть», а также с целью повышения эффективности борьбы со сложными железосодержащими осадками и сокращения отказов по причине засорения, необходимо подбирать оптимальную дозировку реагента, эффективную

по всем солям, образующим комплексные осадки. При этом, учитывая тот факт, что все пластовые воды месторождений компании ОАО «Удмуртнефть» содержат ионы железа в той или иной концентрации, необходимо в будущем все ингибиторы солеотложений, подбираемые для промысла, тестировать в условиях присутствия ионов железа, что позволит более корректно подойти к вопросу подбора оптимальной дозировки и высокоэффективного реагента для данных условий добычи.

Итоги

Рассмотрена возможность применения ингибиторов солеотложений СНПХ-5313 Н и Сонсол-2003 с целью предотвращения образования железосодержащих осадков при добыче обводненной нефти.

Выводы

1. Наличие ионов железа (III) в попутно-добываемой воде оказывает существенное влияние на эффективность ингибиторов солеотложений по предотвращению образования солей карбоната и сульфата кальция.
2. При образовании сложных осадков при тестировании ингибиторов необходимо подбирать оптимальную концентрацию реагента, эффективную по всем солям, образующим комплексные осадки.

Список литературы

1. Ибрагимов Н.Г., Хафизов В.В. Осложнения в нефтедобыче. Уфа: Монография, 2003. 302 с.
2. Гарифуллин Ф.С. Предупреждение образования комплексных сульфидсодержащих осадков в добыче обводненной нефти. Уфа: УГНТУ, 2002. 267 с.
3. Тоцевиков Л.Г., Миллер В.К., Садиков Э.Е., Назаров Д.А. Решение проблемы коррозии ГНО малодобитного фонда скважин // Экспозиция Нефть Газ. 2015. №5 (44). С. 39–42.
4. Единые технические требования по основным классам химических реагентов. М.: Роснефть, 2016. 183 с.

Preventing the formation of complex iron-containing sediments in the water-cut oil production

Authors:

Veronika K. Miller — 1 category engineer; VKMiller@udmurtneft.ru

Nadezhda S. Buldakova — Ph.D., 2 category engineer; NSBuldakova@udmurtneft.ru

Olga A. Ovechkina — deputy director for production engineering; OAOvechkina@udmurtneft.ru

Elena Yu. Korobeynikova — Ph.D., 2 category engineer; EYKorobeynikova@udmurtneft.ru

JSC «Izhevsk Oil Research Center», Izhevsk, Russian Federation

Abstract

Operation oilfields "Udmurtneft" is accompanied by a set of complications the production factors, one of which is the scaling of downhole pumping equipment. A formed sediment characterized by precipitation component composition, with a predominance of iron salts in the form of sulfide. The most widely known method to combat scaling are chemicals used for the prevention or removal of already formed deposits. In the work was carried out testing of inhibitors scale marks SNPH-5313 N and Sonsol-2003 to determine the effect of the presence of formation water of iron ions on the efficiency of inhibitory anti-carbonate and calcium sulfate, and the

establishment of the optimal dose for the prevention of iron salts.

Materials and methods

According to the Institute of RD-86 39-0147586-041 was defined component composition of sediments and solids using gravimetric, spectrophotometric and titrimetric methods. Titrimetric and spectrophotometric methods were used for determining the effectiveness of the scale inhibitors.

Results

The possibility of using scale inhibitors SNPH 5313 N and Sonsol-2003 to prevent the formation of iron deposits in the extraction of water-cut oil.

Conclusions

1. The presence of iron (III) ions in of produced water has a significant impact on the efficiency scale inhibitor to prevent the formation of carbonate and calcium sulfate salts.
2. The formation of complex precipitation when testing inhibitors is necessary to select the optimal reagent concentrations, effectively all the salts forming the complex precipitates.

Keywords

complicated wells, scaling, iron sulfide, scale inhibitors, corrosion

References

1. Ibragimov N.G., Khafizov V.V. *Oslozhneniya v neftedobyche* [Complications in the oil industry]. Ufa: *Monografiya*, 2003, 302 p.
2. Garifullin F.S. *Preduprezhdenie obrazovaniya kompleksnykh sul'fidoderzhashchikh osadkov v dobyche obvodennnoy nefti*

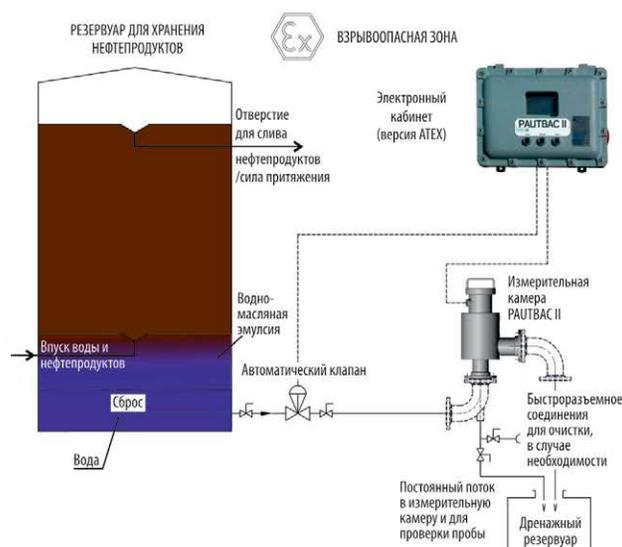
[Preventing the formation of complex sulfide precipitation in the extraction of cut oil] Ufa: *UGNTU*, 2002, 267 p.

3. 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(44), pp. 39–42.

4. *Edinye tekhnicheskie trebovaniya po osnovnym klassam khimicheskikh reagentov* [Common specifications for basic classes of chemicals]. Moscow: *Rosneft'*, 2016, 183 p.

РАУТВАС II СЛИВ ПОДТОВАРНОЙ ВОДЫ ИЗ РЕЗЕРВУАРОВ



SERES
environnement



Система автоматического слива подтоварной воды Rautbac II.

Взрывозащищенное исполнение.

Установка на действующий резервуар без остановки технологического процесса.

Работает с любым типом нефтепродукта.

Система позволяет:

- сократить потери нефтепродуктов;
- полностью исключить влияние человеческого фактора;
- защитить резервуар от бактерий и коррозии;
- значительно снизить нагрузку на очистные системы;
- оптимизировать вместимость резервуара;
- повысить уровень безопасности.



ООО «АРД Групп»

г. Рязань, 390022,
196 км. (Окружная дорога),
д.12, оф.23

Тел. +7 (4912) 30-05-29
Моб: +7 (964) 158-31-21
+7 (906) 64-88-999

E-mail: info@ardgrupp.ru
a.levchenkov@ardgrupp.ru

Отложение гипса на Верхнечонском месторождении. Моделирование задавки ингибиторов в пласт

И.В. Валекжанин

научный сотрудник¹
ValekzhaninIV@ufanipi.ru

А.И. Волошин

д.х.н., эксперт по направлениям добычи¹
VoloshinAI@ufanipi.ru

А.Р. Ахтямов

инженер¹
AkhtyamovAR@ufanipi.ru

Д.В. Кушнаренко

начальник отдела управления проектами новых технологий²
DVKushnarenko@rosneft.ru

Р.У. Кунаев

к.х.н., начальник отдела контроля качества и промышленной химии²
rukunaev@rosneft.ru

А.Н. Грунин

главный специалист ОРМФ УДНГ²
angrunin@rosneft.ru

¹ООО «РН-УфаниПИНефть», Уфа, Россия

²ПАО «Верхнечонскнефтегаз», Иркутск, Россия

В работе рассмотрены особенности процесса отложения солей в скважинах и ПЗП, характерные для Верхнечонского месторождения. На естественных образцах ядра проведены фильтрационные эксперименты с целью выявления влияния отложения гипса в пласте на его проницаемость и поиска методов восстановления проницаемости. Для ряда ингибиторов солеотложения проведено тестирование их эффективности статическим и динамическим методами. Определены их адсорбционно-десорбционные свойства. Проведено моделирование процесса закачки ингибиторов в ПЗП скважин пласта ВЧ2 ВЧНГКМ.

Материалы и методы

На установке по исследованию ядра проведены эксперименты по фильтрации растворов различных ингибиторов через ядровый материал Верхнечонского месторождения. Определены адсорбционно-десорбционные свойства ингибиторов, построены изотермы адсорбции.

Ключевые слова

солеотложение, гипс, задавка в пласт, Верхнечонское месторождение

Верхнечонское месторождение — крупное нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное в Катангском районе Иркутской области Российской Федерации. Введено в промышленную эксплуатацию в октябре 2008 г. Основная нефтегазоносность месторождения связана с верхнечонскими пластами ВЧ1, ВЧ2, ВЧ1+2 непского горизонта.

Типичные минеральные отложения на оборудовании это сульфат кальция — гипс ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) и хлорид натрия — галит (NaCl). Кальцит тоже может формироваться, но как не основной компонент отложений. Кальцит обнаруживается в виде вкраплений в кристаллах гипса или отлагается тонким налетом с внешней стороны стенки секций УЭЦН. Эти обстоятельства создают определённые сложности при реализации технологий управления солеотложением, поскольку требуют использовать реагенты универсального действия.

Проблема борьбы с солеотложениями на Верхнечонском НГКМ требует особого внимания вследствие ряда особенностей:

- низкая пластовая температура флюида 12°C, понижающаяся на устье до -5°C;
- низкое пластовое давление (150 атм) — среднее по месторождению (в некоторых скважинах давление ниже давления насыщения), давление на забое — 90–135 атм, давление на устье — 25–30 атм;
- высокая минерализация пластовой воды — до 500 г/л.

Основным солевым осложнением в процессе добычи нефти и газа на Верхнечонском месторождении практически с начала промышленной эксплуатации является отложение галита на устьевом и глубинно-насосном оборудовании скважин, а также в ПЗП. Для борьбы с отложениями галита на месторождении применяют промывки скважин и ПЗП пресной водой. Данный метод позволяет практически на 100% избавиться от отложений галита без проведения подземного ремонта скважин.

С увеличением обводнённости продукции скважин из-за несовместимости пластовых и закачиваемых вод угрозой технологического процесса добычи нефти и газа становится гипс. Основываясь на промышленных данных и результатах моделирования процессов солеотложения, можно утверждать, что гипс в скважинах ВЧНГКМ отлагается от забоя до устья [1].

Среди существующих технологий по борьбе с солеотложением для условий Верхнечонского месторождения наиболее применимы технологии непрерывного или периодического дозирования ингибитора в затрубное пространство скважины с использованием СУДР и технология задавки ингибитора в пласт [2]. Но ввиду наличия риска отложения гипса в призабойной зоне пласта приоритетной технологией для борьбы с солеотложением на ВЧНГКМ следует считать технологию задавки ингибитора в пласт [3].

Для выбора наиболее эффективных ингибиторов для проведения процедуры задавки в пласт был проведен ряд фильтрационных экспериментов по определению адсорбционно-десорбционных свойств ингибиторов. Результаты данных экспериментов позволяют прогнозировать эффективное время защиты скважины от отложения солей.

Проведение лабораторных экспериментов по исследованию процесса отложения солей в пористой среде в условиях ВЧНГКМ

С целью исследования формирования отложений солей в продуктивных пластах ВЧНГКМ были выполнены фильтрационные эксперименты на естественных образцах ядра, в которых моделировались термобарические условия залегающих исследуемых пластов. Фильтрационные исследования были проведены с соблюдением термобарических условий исследуемого пласта: давление $P_{пл} = 140$ атм, температура 15°C. Основные линейные и фильтрационно-емкостные характеристики образцов ядра представлены в таб. 1. Из 3 образцов ядра была составлена модель пласта.

Для насыщения ядерной водой и в качестве закачиваемого агента на соответствующих этапах экспериментов использовалась модель пластовой воды ВЧНГКМ с минерализацией 293 г/л с вязкостью 2,14 мПа·с и плотностью 1,231 г/см³ при температуре 20°C. При пластовой температуре 15°C модель воды (таб. 2) имела вязкость 2,27 мПа·с и плотность 1,25 г/см³.

Все исследования проведены на современном экспериментальном оборудовании, в том числе на установке для определения фильтрационно-емкостных свойств образцов UltraPoroPerm-500 (Core-Lab, США), фильтрационной установке УИК-5(2) (Гло-Бел Нефтесервис, г. Москва), позволяющей с высокой точностью определять исследуемые фильтрационные параметры.

Методика проведения экспериментов по влиянию отложения гипса в пористой среде на проницаемость заключалась в последовательном прокачивании через ядро растворов с разной минерализацией, увеличивающейся склонностью к гипсообразованию.

Образец ядра, насыщенный моделью пластовой воды (МПВ), помещали в ядродержатель фильтрационной установки и создавали пластовые термобарические условия изучаемого объекта. Далее осуществлялась фильтрация соответствующих водных растворов, склонность к образованию гипса и индекс насыщенности которых последовательно возрастает. Состав водных растворов приведен в таб. 3.

Смысл в последовательной фильтрации данных растворов заключался в оценке снижения проницаемости пористой среды вследствие отложения гипса и поиска методов её восстановления. В этом случае

проницаемость по водному раствору хлорида натрия принимался за исходное значение. Раствор 0 — раствор МПВ, характерный для ВЧНГКМ. Фильтрацию осуществляли в режиме постоянного расхода. Линейная скорость фильтрации составляла 187 м/год.

После каждой закачки растворов солей (растворы 0–3) определяли проницаемость модели пористой среды по раствору хлорида натрия. После фильтрации растворов 0–3 и раствора NaCl в прямом направлении, осуществлялась обратная фильтрация раствора NaCl для оценки степени торцевого загрязнения (забивки торца) соевыми загрязнениями и соответственно оценки степени кольматации самого порового пространства.

После завершения фильтрации растворов 0–3 и оценки степени снижения проницаемости была проведена обработка пористой среды с целью восстановления проницаемости. Для этого была использована закачка раствора 10% нитрилтриметиленфосфоновой кислоты (НТФ). После чего, вновь фильтровали раствор NaCl и определяли проницаемость пористой среды.

Фильтрация растворов на каждом этапе осуществлялась до стабилизации перепада давления, после стабилизации перепада давления определяли проницаемость пористой среды по раствору. Также осуществлялся контроль по объему прокачки: не более $20 V_{пор}$ для солевых растворов и не более $10 V_{пор}$ для удалителя (для исключения вредного воздействия от кольматации порового пространства продуктами реакции и движущимися частицами растворенной породы).

Таким образом, после каждого этапа обработки была определена проницаемость по раствору NaCl 290 г/л и рассчитан коэффициент восстановления проницаемости как отношение текущей эффективной проницаемости к базовой величине. За базовую была принята проницаемость по раствору NaCl, замеренная до проведения воздействия.

В опыте использовалась модель пористой среды (таб. 1) с проницаемостью по газу 125,7 мД. Проницаемость модели по базовому раствору составила 33 мД. При закачке на данном этапе наблюдалась стабильная фильтрация без существенных изменений проницаемости.

На последующих этапах, при закачке солевых растворов 0–3 наблюдался постепенный рост перепада давления. Коэффициент восстановления проницаемости снизился до 0,85. Фильтрация раствора NaCl в прямом и обратном направлениях не привела к значительному восстановлению проницаемости, коэффициент восстановления достиг лишь значения 0,86, что исключает эффект торцевого забивки и свидетельствует о возможной кольматации порового пространства. Последующая закачка 10% раствора НТФ привела к значительному восстановлению проницаемости пористой среды, коэффициент восстановления достиг значения 0,98.

Основные результаты и расчетные величины, полученные в ходе данного эксперимента, представлены в таб. 4. На рис. 1 приведено изменение основных исследуемых параметров в зависимости от фильтруемого раствора.

Корреляция, связывающая потенциал к отложению гипса и проницаемость пористой среды (рис. 2), показывает, что, скорее всего, снижение проницаемости связано с

Индекс модели	Шифр образцов	Пласт	Проницаемость, мД	Длина модели, см	Диаметр модели, см	Пористость, %	Объем пор $V_{пор}$, см ³
ПС1	4202-07	ВЧ2	152.6	3.596	2.99	18,43	3.741
ПС2	4205-07	ВЧ2	123.5	4.303	2.99	18,54	3.840
ПС3	4185-07	ВЧ2	111.6	4.37	2.99	18,91	3.475
Модель пласта			125.75	12.269	2.99		11.056

Таб. 1 — Основные характеристики моделей пласта ВЧНГКМ (скважина 1023)

Содержание ионов, мг/л

Ca ²⁺	Mg ²⁺	Ba ²⁺	Sr ²⁺	K ⁺ +Na ⁺	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻
10591	608	0	2610	100905	177001	105	1001
Плотность, г/см ³					1,231		
рН					5,98		
Общая минерализация, мг/л					293324		
Вязкость, мм ² /с					1,74		

Таб. 2 — Модельная вода ВЧНГКМ

Раствор	Ионный состав, мг/л						Количество гипса (расчет)*	Индекс насыщенности, SI
	Na ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻		
Раствор NaCl	114000	-	-	176000	-	-	0	0
Раствор 0	100905	10591	608.0	177001	1001	105	217.8	0.1
Раствор 1	101105	10591	608.0	177001	1201	105	497.2	0.2
Раствор 2	101505	10591	608.0	177001	1501	105	916.3	0.3
Раствор 3	101655	10591	608.0	177001	1701	105	1195.5	0.3

* расчеты проводили с помощью PVTsim19, условия $P = 140 \text{ ат}$, $t = 15^\circ\text{C}$

Таб. 3 — Состав воды для моделирования отложений гипса в пластовых условиях

№ этапа, п/п	Закачиваемый агент	Проницаемость по агенту, мД	Коэффициент изменения проницаемости, д.ед.
1	МПВ 15 г/л (база)	33.0	1.00
2	раствор 0	30.9	0.94
3	раствор 1	29.3	0.89
4	раствор 2	28.7	0.87
5	раствор 3	28.1	0.85
6	Раствор NaCl в прямом направлении	28.3	0.86
7	Раствор NaCl в обратном направлении	28.4	0.86
9	Раствор НТФ (10% раствор)	32.4	0.98

Таб. 4 — Результаты фильтрационного эксперимента по оценке влияния выпадения солей на проницаемость ядра ВЧНГКМ



Рис. 1 — Результаты фильтрационного эксперимента по оценке влияния выпадения гипса

Наименование реагента	Gypton SA1610	Оксикор-15 марка МТ	СолМастер 7020 марка А	НТФ (10% аствор)	ОЭДФК (10% раствор)
Эффективность ингибирования осадкообразования (CaSO_4) в МПВ ВЧНГКМ при концентрации (мг/л) — статика, %					
5	-	-	-	19	17
10	45	27	42	45	42
20	67	47	43	67	62
30	79	59	76	77	75
35	88			89	87
50	90	91	82	93	90
Наименование реагента	Reascale 2002 марка А	Reascale 2003 марка А	Reascale 2003 марка В	СолМастер 7020 марка С	Сонсол 2003 марка А
Эффективность ингибирования осадкообразования (CaSO_4) в МПВ ВЧНГКМ при концентрации (мг/л) — статика, %					
5	-	-	-	-	-
10	58	43	47	57	68
20	62	51	64	63	70
30	68	55	88	77	75
35	-	-	-	88	87
50	79	69	91	94	90

Таб. 5 — Результаты тестирования эффективности ингибирования гипса ингибиторами солеотложения (статический тест)

Наименование реагента	Gypton SA1610	Оксикор-15 марка МТ	СолМастер 7020 марка А	НТФ (10% раствор)	ОЭДФК (10% раствор)
Эффективность ингибирования осадкообразования (CaSO_4) в МПВ ВЧНГКМ при концентрации (мг/л) — динамика, %					
3	36	48	31	56	56
5	69	75	72	93	80
10	86	-	80	-	-
Наименование реагента	Reascale 2002 марка А	Reascale 2003 марка А	Reascale 2003 марка В	СолМастер 7020 марка С	Сонсол 2003 марка А
Эффективность ингибирования осадкообразования (CaSO_4) в МПВ ВЧНГКМ при концентрации (мг/л) - динамика, %					
3	38	41	55	54	52
5	70	59	61	67	65
10	75	79	82	89	87

Таб. 6 — Результаты тестирования эффективности ингибиторов солеотложения по ингибированию выпадения гипса (динамический тест)

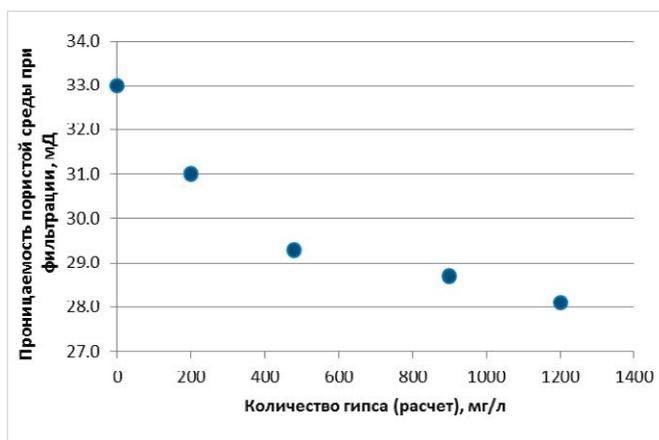


Рис. 2 — Корреляция потенциала солеотложения (гипс) фильтруемых растворов с проницаемостью

Наименование реагента	Минимальная рабочая концентрация, мг/л
Gypton SA1610	менее 10
Оксикор-15 марка МТ	более 5, менее 10
СолМастер 7020 марка А	10
НТФ (10% раствор)	5
ОЭДФК (10% раствор)	5
Reascale 2002 марка А	10
Reascale 2003 марка В	10
Reascale 2003 марка В	10
СолМастер 7020 марка С	10
Сонсол 2003 марка А	10

Таб. 7 — Минимальные рабочие концентрации ингибиторов солеотложения

отложением гипса в поровом пространстве. Подтверждает данное предположение тот факт, что фильтрация НТФ, которая растворяет гипс, приводит к восстановлению проницаемости пористой среды.

Полученные результаты позволяют сказать, что закачка воды с содержанием ионов кальция и сульфата, способной к образованию гипса, приводит к снижению проницаемости. Это связано с коагуляцией пористой среды гипсом. В то же время, отложение гипса и, соответственно, снижение проницаемости происходит в обводненных зонах пласта, что создает дополнительное фильтрационное сопротивление для движения воды. Данное обстоятельство следует рассматривать как положительное, поскольку отложение гипса в промытых зонах пласта приводит к изменению фильтрационных потоков. Для восстановления проницаемости могут быть рекомендованы не кислотные обработки, а обработки растворами комплексонов.

Проведение лабораторных экспериментов с целью выбора ингибиторов солеотложения

Проведено тестирование эффективности ряда ингибиторов солеотложений на модельной воде ВЧНГКМ, которая склонна к отложению гипса. Для реагентов, предназначенных для применения по технологии закачки в пласт, оценивались показатели эффективности, минимальная рабочая дозировка и способность удерживаться на породе пласта. Эффективность ингибирования гипса определялась статическим и динамическим методами. Результаты тестирования эффективности ингибиторов статическим методом приведены в таб. 5.

Динамический тест позволяет определить минимальную эффективную концентрацию ингибитора солеотложения в операции по задавке ингибитора солеотложения в пласт. Минимальная рабочая концентрация ингибиторов солеотложения определялась по блокированию капилляра при прокачивании модели попутно-добываемой воды через капилляр без ингибитора (холостой опыт) и с ингибитором. Капилляр длиной 2,5 м и внутренним диаметром 1 мм помещался в термостат при 80°C. Время прокачивания: 70 мин. Содержание ингибитора в растворе — 3, 5, 10 мг/л. Скорость расхода модели попутно-добываемой воды с ингибитором и без него составляла 1 мл/мин. Растворы солей модели попутно-добываемой воды насыщались CO_2 для обеспечения их

стабильности. Начало формирования соли в капилляре и, соответственно, блокирование проходного сечения определялось по увеличению перепада давления на капилляре. Результаты динамических тестов ингибиторов солеотложения приведены в таб. 6.

В результате проведенного исследования установлено:

- минимальная эффективная концентрация ингибиторов солеотложения изменяется в интервале 5–10 мг/л;
- наиболее эффективные реагенты по результатам динамического тестирования: НТФ > ОЭДФ > СолМастер 7020 марка С > Gyptron SA1610.

Минимальные рабочие концентрации (МРК) исследованных ингибиторов, приведены в таб. 7.

Определение адсорбционно-десорбционных свойств ингибиторов солеотложения

Определение адсорбционно-десорбционной способности ингибиторов Gyptron SA1610, Оксикор-15 марка МТ, СолМастер 7020 марка С, НТФ (10% раствор), ОЭДФ (10% раствор), на породе пласта ВЧ2 ВЧНГКМ производилось для оценки способности ингибиторов эффективно закрепляться на породе пласта и выноситься из пласта, защищая скважинное оборудование от солеотложения при задавке раствора реагентов в пласт.

Адсорбцию реагентов на породу и вынос реагентов в динамических условиях исследовали на фильтрационной установке. В качестве модели пласта использовали пористую среду, характеристики которой представлены в таб. 1. Линейная скорость фильтрации флюида через породу составляла 201 м/год.

Размещение ингибитора на породе осуществляли путем прокачивания 10% раствора ингибитора через керн. На выходе из ячейки отбиралось по 3 мл раствора, который анализировался на содержание действующего вещества товарной формы ингибитора солеотложения. Для определения содержания фосфонатов в растворах использовали стандартную методику (фотометрический метод) определения концентрации фосфорсодержащих ингибиторов солеобразования в минерализованной воде. В основе этого метода лежит реакция взаимодействия фосфат-ионов с молибдат ионом в кислой среде. Ионы фосфата образуются из фосфонатов. Концентрацию ингибитора определяли по калибровочным прямым. После прохождения 10 поровых объемов и более через пористую среду и достижения концентрации ингибитора в выходящем растворе, соответствующей исходной концентрации, дозирование ингибитора прекращалось, и керн с ингибитором выдерживался 2 часа для адсорбции реагента на породе. Десорбция ингибитора производилась пропусканием через ячейку МПВ ВЧНГКМ. Режимы прокачивания не изменялись. На выходе из колонки отбиралось по 3 мл рабочего раствора, который анализировался на содержание ингибитора солеотложения. После прохождения промывочного раствора МПВ в количестве более 30 поровых объемов эксперимент прекращали. При этом концентрация выносимого ингибитора снижалась незначительно.

Полученные кривые выноса ингибитора обрабатывались с использованием программного комплекса Squeeze V, подпрограммой

Исходные параметры для условной скважины	ОЭДФК	НТФ	Оксикор 15МТ	Gyptron SA 1610	СолМастер 7020 марка С
Пористость	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13
Интервал перфорации, м	10	10	10	10	10
Концентрация раствора ингибитора, %	10	10	10	10	10
Мин. раб. дозировка, мг/л	7	7	7	7	7
$V_{\text{прод}}/V_{\text{зак}}$	2	2	2	2	2
Изотерма (Уравнение Фрейндлиха):					
k	7.2	70	29.7	96	33.5
n	0.682	0.433	0.525	0.413	0.55

Таб. 8 — Исходные данные для моделирования задавки в ПЗП

Ингибитор	Дебит скважины по воде, м³/сут	Объем раствора ингибитора (10%), м³	Объем продавки, м³	Время защиты, сут. (до 7 ppm)
ОЭДФК	50	5	5	55
НТФ				103
Оксикор 15МТ				81
Gyptron SA1610				119
СолМастер 7020 марка С				96
ОЭДФК	50	5	10	66
НТФ				119
Оксикор 15МТ				100
Gyptron 1610				133
СолМастер 7020 марка С				116

Таб. 9 — Результаты тестовых расчетов времени защиты

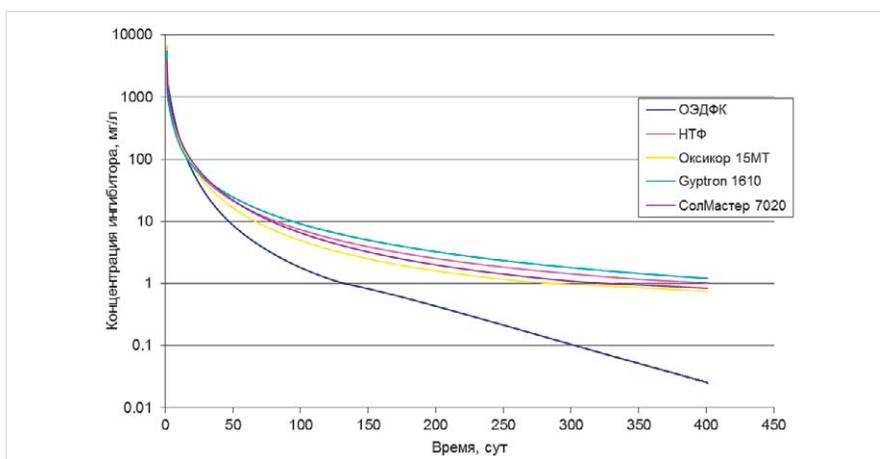


Рис. 3 — Модельная кривая выноса ингибиторов солеотложения после проведения задавки

«ADSORPTION ISOTHERM DERIVATION MODEL». Исходными данными для этой подпрограммы являются результаты выноса ингибитора солеотложения: зависимость концентрации от объема прокаченной жидкости, выраженной как в абсолютных единицах, так и в количестве поровых объемов.

По данным тестирования адсорбционно-десорбционных свойств ингибиторов выполнено тестовое моделирование задавки (программа Squeeze V) ингибиторов солеотложения в ПЗП скважин пласта ВЧ2 ВЧНГКМ. Исходные данные для моделирования приведены в таб. 8.

Тестовое моделирование при фиксированных значениях дебита скважины, нефтенасыщенной мощности и объемов задавки и продавки сделано для определения ингибитора с лучшими адсорбционными свойствами. Результаты расчета времени выноса до минимальной рабочей дозировки ингибиторов ОЭДФК, НТФ, Оксикор 15МТ, Gyptron SA 1610 и СолМастер 7020 марка С приведены в таб. 9.

Профиль концентраций ингибиторов, выносимых из пласта для тестовых расчетов, приведен на рис. 3.

Из данных, приведенных в таб. 8, следует, что при прочих равных условиях наибольшим временем выноса обладает реагент Gyptron SA1610, далее НТФ, СолМастер 7020, Оксикор 15МТ. Наименьшее время выноса характерно для ОЭДФК. По сравнению с Gyptron SA1610 время выноса меньше более чем в 2 раза. При относительно сравнимой эффективности ингибирования время выноса ингибитора становится решающим аргументом для его применения в технологии задавки ингибитора в пласт.

Моделирование процесса задавки ингибитора в пласт, а именно расчет времени выноса ингибитора солеотложения до МРК, расчет и оптимизация закачиваемых объемов было проведено с использованием специализированного программного продукта Squeeze V (программа Heriot-Watt University). Конечным результатом моделирования

является кривая модельного выноса ингибитора солеотложения из пласта и получение базового дизайна технологии.

При планировании продавки нужно проводить учет влияния на процесс технологии ГРП или типа скважины. На скважинах, где использовалась данная технология, объем продавки пресной водой должен быть увеличен на величину свободного межпроппантного объема трещины ГРП.

Необходимо отметить, что на скважинах низкой и средней обводненности (до 50 %) во избежание снижения фазовой проницаемости по нефти породы коллектора рекомендуется перед закачкой водного раствора ингибитора солеотложения производить закачку предоторочки растворителя (этиленгликоль, простые эфиры этиленгликоля и др.). Объем предоторочки составляет 3–5 м³ реагента. Основное условие применение растворителя — совместимость с раствором глушения и пластовой водой данного месторождения.

Итоги

По результатам лабораторных тестирований определены ингибиторы, которые

показывают высокую эффективность по ингибированию отложений гипса и хорошие адсорбционно-десорбционные свойства на породе пласта Верхнечонского месторождения.

Проведено моделирование процесса защиты скважин Верхнечонского месторождения от отложений гипса путем задавки ингибитора солеотложений в горизонтальные скважины.

Выводы

1. Показано, что с увеличением обводненности скважинной продукции увеличивается риск отложения гипса в призабойной зоне пласта и скважинном оборудовании.
2. Серией фильтрационных экспериментов установлено, что закачка в пласт воды с ионами кальция и сульфата провоцирует отложения гипса и, как следствие, снижение проницаемости пласта.
3. Проведено тестирование эффективности ряда ингибиторов солеотложения на модели воды ВЧНГКМ статическим и динамическим методами.
4. Для ингибиторов, показавших наилучшую эффективность по ингибированию отложений гипса, проведены

адсорбционно-десорбционные эксперименты для оценки способности ингибиторов эффективно закрепляться на породе пласта и выноситься из пласта, защищая скважинное оборудование от солеотложения при задавке раствора реагентов в пласт.

5. По данным тестирования адсорбционно-десорбционных свойств ингибиторов выполнено тестовое моделирование задавки ингибиторов солеотложения в ПЗП скважин пласта ВЧ2 ВЧНГКМ.

Список литературы

1. Chertovskikh E.O., Alekseev S.V. Problems of oil and gas production associated with gypsum depositing in the verkhnechonskoye oil and gas condensate field. SPE Russian oil and gas exploration & production technical conference and exhibition, 14-16 October, Moscow, 2014.
2. Качавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. М.: Орбита-М, 2004. 432 с.
3. Патент №2484238. Способ предотвращения отложения неорганических солей, приоритет от 16.02.2012, кл. E21B 37/06, 2006.01.

Features of gypsum deposits in the Verkhnechonsk field. Simulation of the process of scaling inhibitors squeezing into the formation

Authors:

Ilya V. Valekzhanin — researcher¹; ValekzhaninIV@ufanipi.ru

Alexander I. Voloshin — Sc.D., expert in production areas¹; VoloshinAI@ufanipi.ru

Azamut R. Akhtyamov — engineer¹; AkhtyamovAR@ufanipi.ru

Denis V. Kushnarenko — chief of new technologies project management department²; DVKushnarenko@rosneft.ru

Roman U. Kunaev — Ph.D., chief of quality control and field chemistry department²; rukunaev@rosneft.ru

Alexander N. Grunin — chief specialist²; angrunin@rosneft.ru

¹"RN-UfaNIPIneft" LLC, Ufa, Russian Federation

²PJSC "Verkhnechonskneftegaz", Irkutsk, Russian Federation

Abstract

The paper discusses the features of scaling in the wells and the hole-bottom region specific to the Verkhnechonsk field. On the natural core samples filtration experiments are conducted to detect the effect of gypsum deposits in the reservoir on its permeability and to find permeability recovery techniques. For a number of scale inhibitors carried out a test of their effectiveness both static and dynamic methods. Their adsorption-desorption properties were determined. Simulation of the inhibitors injection to the hole-bottom region of VCH2 layer wells were carried out.

Materials and methods

In a plant for core research filtration experiments on VCHNG core material of various inhibitors were conducted. The adsorption-desorption properties of the inhibitors are determined, the adsorption isotherms are constructed.

Results

Based on the results of laboratory tests identified inhibitors that show high efficacy in inhibiting the gypsum deposits and good adsorption-desorption properties of the Verkhnechonsk field reservoir rock. Based on the results of laboratory tests carried out modeling of the deposit protection the Verkhnechonsk wells from gypsum deposits by squeezing scale inhibitor in horizontal wells.

Conclusions

1. It is shown that with increasing water cut of well product increases the risk of gypsum deposits in the near-wellbore and downhole equipment.
2. A series of filtration experiments showed that injection of water into the formation with calcium ions and sulfate provokes gypsum deposits and as a consequence, decreasing permeability.

3. Testing of the effectiveness of a number of scale inhibitors was conducted by static and dynamic methods on the water model of Verkhnechonsk field.
4. It were held adsorption-desorption experiments for inhibitors which have shown the best performance-inhibiting deposits of gypsum. The purpose of the tests — to score inhibitor's ability effectively secured to the reservoir rock, and be removed from the reservoir, protecting well equipment from scaling when squeezing reagent solution into the reservoir.
5. After testing of adsorption-desorption properties of the inhibitors a test simulation of squeezing scale inhibitors for the near-wellbore area wells of VCH2 layer of Verkhnechonsk field was carried out.

Keywords

scaling, gypsum, squeezing into the formation, Verkhnechonskoye field

References

1. Chertovskikh E.O., Alekseev S.V. Problems of oil and gas production associated with gypsum depositing in the verkhnechonskoye oil and gas condensate field. SPE Russian oil and gas exploration & production technical

conference and exhibition, 14-16 October, Moscow, 2014.

2. Kashchavtsev V.E., Mishchenko I.T. *Soleobrazovanie pri dobyche nefi* [The salt formation in oil production]. Moscow: *Orbita-M*, 2004, 432 p.

3. Patent №2484238. *Sposob predotvrashcheniya otlozheniya neorganicheskikh soley* [A method for preventing deposition of inorganic salts]. Priority from 16.02.2012, cl. E21V 37/06, 2006.01.

Использование гидродинамического моделирования при оценке влияния величины текущего пластового давления на время освоения скважины после проведения гидроразрыва пласта

Р.Ф. Шарафутдинов

директор центра проектирования разработки нефтегазоконденсатных залежей и месторождений трудноизвлекаемых запасов
Sharafutdinov@tngg.ru

И.Ю. Левинский

заведующий лабораторией анализа и проектирования разработки газоконденсатных залежей
LevinskiyIU@tngg.ru

С.В. Смирнов

мл.научный сотрудник
SmirnovVS@tngg.ru

А.С. Гушинец

мл.научный сотрудник
GushinetsAS@tngg.ru

ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия

В этой работе был произведён анализ причин не выхода скважин на рабочий режим на примере Ямбургского НГКМ, после проведения мероприятий по интенсификации притока методом ГРП. А также произведён расчёт влияния пониженного значения пластового давления на эффективность применения ГРП.

Материалы и методы

Гидродинамическое моделирование.

Ключевые слова

Ямбургское НГКМ, ГРП, моделирование, пластовое давление

В настоящее время одним из основных видов работ по реанимации газоконденсатных скважин простаивающего фонда на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ) является гидравлический разрыв пласта (ГРП), применение которого осуществляется на протяжении более 10 лет, а количество скважин, охваченных мероприятием, составляет около 90% пробуренного фонда.

Необходимость применения данного способа интенсификации притока на фонде газоконденсатных скважин Ямбургского НГКМ определяется низкими значениями фильтрационно-емкостных свойств (ФЭС), высокой неоднородностью пластов и, как следствие, ограниченным объемом дренирования запасов газа пробуренным фондом (около 40% от начальных), из которых 50% к моменту реализации полномасштабных мероприятий по ГРП было добыто.

К настоящему времени за счет комплекса мероприятий объем дренированных запасов увеличился до 80–85% от начальных в разбуренной зоне, а простаивающий фонд сократился на 2/3. В указанных условиях очевидна оценка и необходимость перспектив применения данного мероприятия для вывода скважин месторождения из простаивающего фонда в условиях Ямбургского НГКМ.

Таким образом, можно сделать вывод, что помимо очевидных геологических технологических факторов, влияющих на успешность, немаловажную роль на последующий вывод скважины из бездействия оказывает процесс освоения.

В настоящей статье выполнена оценка необходимого времени и возможности вывода скважины на режим после ГРП в зависимости от текущей пластовой энергетики с целью подтверждения указанных выводов.

Выполнение расчетов осуществлялось в среде гидродинамического симулятора ECLIPSE с использованием стандартной декартовой геометрии сеточной области. Для точности расчета и улучшения контроля процесса дренирования флюида в при-скважинной зоне, с учетом обеспечения

стабильности работы модели и высокой скорости расчета, размерность ячеек по осям X и Y принята в 4 и 1 м. Ширина ячейки по направлению развития трещины дополнительно уменьшена до 0,5 м по оси Y, поскольку указанный размер ячейки больше, чем реальная ширина трещины после проведения ГРП (рис. 1). По ячейкам, вскрытым трещиной, выполнялся пересчет проницаемости взвешиванием по поровому объему по формуле 1 [1]:

$$K_i = \frac{K_{frac} \cdot V_{frac} + K_{mat} \cdot V_{mat}}{V_{cell}}, \quad (1)$$

$$V_{frac} = H \cdot (l_2 - l_1) \cdot \left(m - \frac{(l_1 + l_2) \cdot m}{2L} \right), \quad (2)$$

$$V_{mat} = V_{cell} - V_{frac}, \quad (3)$$

где K_{frac} — проницаемость трещины, мД;

K_{mat} — проницаемость матрицы породы, мД;

V_{mat} — объем трещины, м³;

V_{frac} — объем матрицы породы, м³;

V_{cell} — объем ячейки, м³;

H — толщина ячейки, м;

l_1 — расстояние от скважины до ближней грани ячейки, м;

l_2 — расстояние от скважины до дальней грани ячейки, м;

L — полудлина трещины, м;

M — ширина трещины, м.

ФЭС и свойства насыщающего породу флюида в используемой модели принимались аналогичными второму эксплуатационному объекту, основному по запасам конденсатосодержащего газа.

Ввиду отсутствия экспериментальных данных о процессе многофазной фильтрации в породе-коллекторе неокома, между жидкостью разрыва и пластовым флюидом, зависимости относительных фазовых проницаемостей приняты согласно диаграммам системы «газ – вода», используемым в действующей гидродинамической модели нижнемеловых отложений Ямбургского НГКМ, с корректировкой концевой точки для жидкости разрыва до величины, позволяющей обеспечивать полный вынос жидкости из породы при вытеснении ее газом.

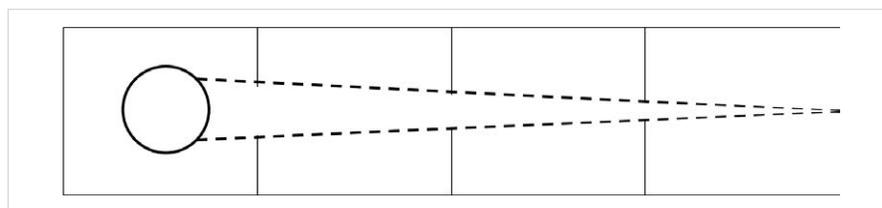


Рис. 1 — Схема вскрытия ячеек фильтрационной модели трещиной ГРП

Обеспечение постоянного давления в моделируемой зоне воссоздавалось посредством постоянного притока газа из законтурной области. Сеточная аппроксимация области рассматриваемой модели представлена на рис. 2.

Моделирование процесса освоения скважины осуществлялось с использованием VFP-таблицы, созданной в программном комплексе Pipesim, в которой имитируется процесс газлифта. В качестве критерия завершения работ по освоению скважины принято условие достижения скважиной режима работы устойчивого участка кривой потери давления в лифтовых трубах (рис. 3), при котором обеспечивается устойчивый вынос жидкости с забоя. Устьеовое давление, при котором должно быть достигнуто вышеописанное условие, задавалось в зависимости от пластового давления в соответствии с прогнозируемым дальнейшим режимом работы скважины.

Согласно результатам расчетов, представленным на рис. 4, со снижением пластового давления наблюдается явная тенденция к увеличению времени освоения скважины для выхода ее на режим. Таким образом, очевидно, что в условиях низкого пластового давления одним из факторов, ограничивающих применение данной технологии, будет являться также возможность последующего освоения скважин.

На сегодняшний день при проектировании большая часть ГРП скважин признаётся эффективной и рекомендуется к реализации, но зачастую при оценке эффективности метода не учитываются значительные временные затраты, а также потери газа и конденсата при освоении скважины.

На примере произведённого расчёта была показана важная роль значения пластового давления как критерия, который необходимо учитывать при оценке перспективности применения ГРП в условиях сниженного пластового давления, и, как следствие, критерия, определяющего возможность вывода скважины из бездействия.

Итоги

На примере произведённого расчёта была показана важная роль значения пластового давления как критерия, который необходимо учитывать при оценке перспективности применения ГРП в условиях сниженного пластового давления, и, как следствие, критерия, определяющего возможность вывода скважины из бездействия.

Выводы

При подборе скважин-кандидатов для ГРП следует обращать большое внимание на значение пластового давления, что позволит оценить продолжительность и трудоемкость работ, связанных с последующим освоением и выводом на рабочий режим, что позволяет точнее определить эффективность ГРП.

Список литературы

1. Андреев О.П., Зинченко И.А., Кирсанов С.А., Штоль Р.Ф., Ершов А.В., Меркушев М.И. Технология проектирования гидроразрыва пласта как элемента системы разработки газоконденсатных месторождений. М.: Газпром экспо, 2009. 184 с.

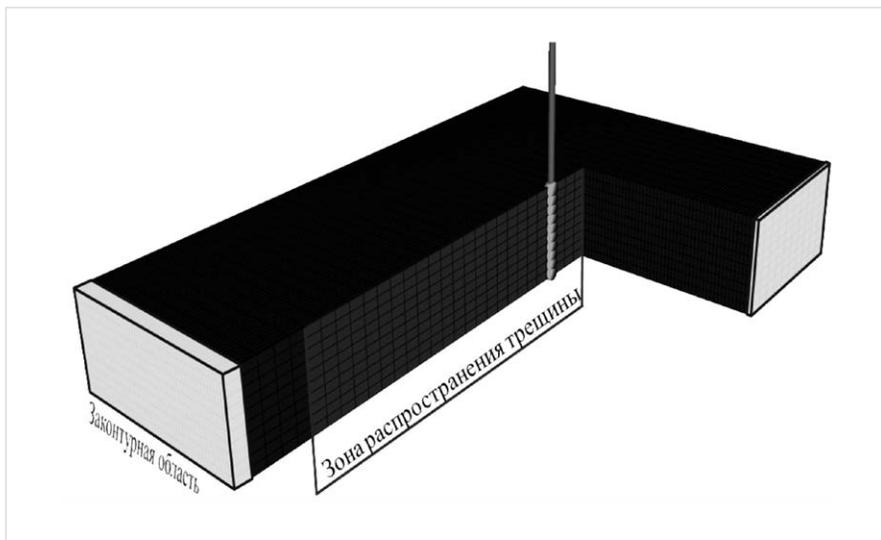


Рис. 2 — Сеточная аппроксимация моделируемой области

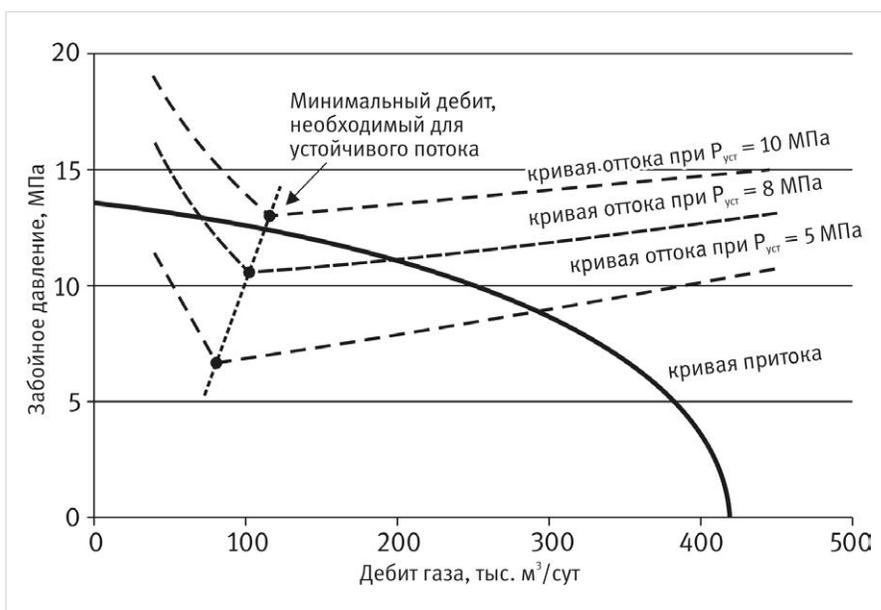


Рис. 3 — Пример определения устойчивости режимов кривых потерь давления в лифтовых трубах

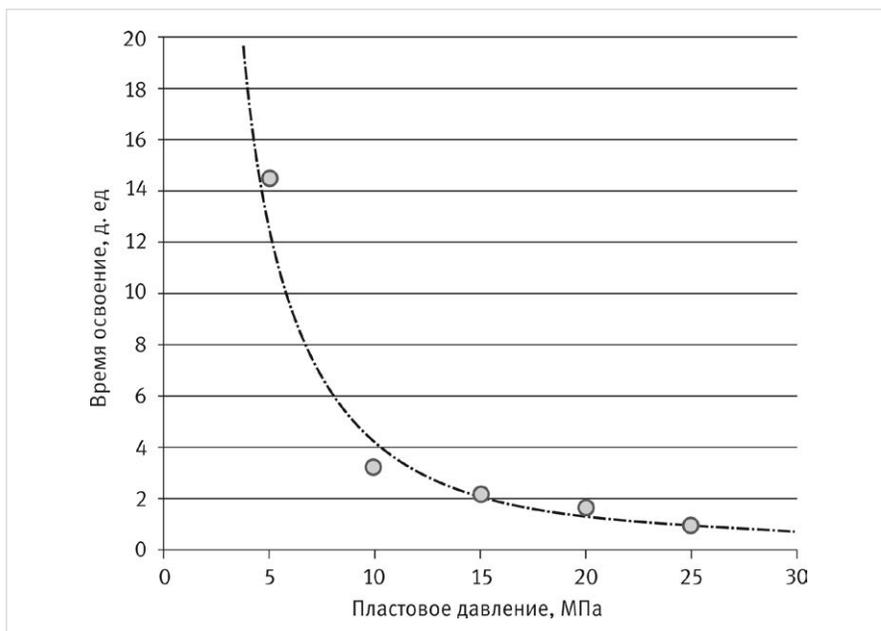


Рис. 4 — Период освоения скважины после ГРП от пластового давления

Reservoir simulation modeling for assessment of the influence of current reservoir pressure on the duration of post-fracturing well completion

Authors:

Ruslan F. Sharafutdinov — center director, oil and gas-condensate reservoirs and hard-to-recover reserves fields engineering; Sharafutdinov@tngg.ru

Ivan Yu. Levinsky — laboratory head, gas-condensate reservoirs analysis and engineering; LevinskiyIU@tngg.ru

Vladimir S. Smirnov — junior researcher; SmirnovVS@tngg.ru

Anton S. Gushinets — junior researcher; GushinetsAS@tngg.ru

TyumenNIIgiprogas, LLC, Tyumen, Russian Federation

Abstract

The analysis of causes of wells stabilization failure after fracturing as an inflow stimulation method by the example of Yamburg oil and gas condensate field is provided in the paper. Influence of low formation pressure on the fracturing efficiency is also calculated.

Materials and methods

Reservoir simulation modeling.

Results

The important role of formation pressure as a criterion which shall be regarded for assessment of fracturing prospects in the conditions of low formation pressure and as a criterion for well reactivation from idle well stock is presented in the context of the calculation.

Conclusions

The value of formation pressure shall be

regarded for selection of well candidates for fracturing. It will allow assessing the duration and labor intensity of the operations related to upcoming well completion and stabilization. It helps defining more accurate fracturing efficiency.

Keywords

Yamburg oil and gas condensate field, fracturing, simulation, formation pressure

References

1. Andreev O.P., Zinchenko I.A., Kirsanov S.A., Shtol' R.F., Ershov A.V., Merkushev M.I.

Tekhnologiya proektirovaniya gidrorazryva plasta kak elementa sistemy razrabotki gazokondensatnykh mestorozhdeniy

[Fracturing design technology as a part of gas-condensate field development system]. Moscow: Gazprom jekspo, 2009, 184 p.

OPAL
НЕФТЕПРОДУКТЫ В ВОДЕ



SERES
environnement



- Анализатор содержания нефтепродуктов в воде OPAL.
- Предназначен для технологического контроля содержания нефтепродуктов в воде и выявления аварийных ситуаций.
- Взрывозащищенное исполнение.
- Непрерывный постоянный контроль.
- Принцип измерения — инфракрасный оптический.
- Диапазон измерения от 0 до 100 ppm (мг/л).
- Успешно эксплуатируется на технологических установках НПЗ РФ.



ООО «АРД Групп»

г. Рязань, 390022,
196 км. (Окружная дорога),
д.12, оф.23

Тел. +7 (4912) 30-05-29
Моб: +7 (964) 158-31-21
+7 (906) 64-88-999

E-mail: info@ardgrupp.ru
a.levchenkov@ardgrupp.ru

Интеграция гидрохимической и гидрогеологической информации в геолого-технологические модели сеноманских газовых залежей

Р.И. Шарипов
аспирант
SharipovRI@tngg.ru

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия

Предложен метод интеграции данных гидрохимического контроля за разработкой при построении и актуализации геолого-технологических моделей сеноманских газовых залежей для обоснованного прогнозирования сроков, количества и видов КРС на газовых скважинах. Реализация предложенного метода позволяет вести оперативный мониторинг и долгосрочное прогнозирование газогидродинамической обстановки в залежи, повысить точность расчетных технологических показателей разработки, получить адресный прогноз необходимости проведения КРС, в т.ч. водоизоляционных работ и выбытию скважин в бездействующий фонд. Учет результатов, полученных с использованием предложенного метода прогнозирования, позволяет получать более обоснованные результаты технико-экономической оценки проведения КРС и разработки залежи в целом.

Материалы и методы
Математическое моделирование гидродинамического процесса.

Ключевые слова
результаты гидрохимических исследований, капитальный ремонт скважины (КРС), сеноманские газовые залежи, газогидродинамическая обстановка, контроль обводнения, геолого-технологическая модель.

Ежегодно общий фонд действующих газовых скважин сокращается по причине их выбытия, преимущественно в результате обводнения пластовой водой. Особенности разработки сеноманских залежей на истощение и высокие фильтрационно-емкостные свойства слагающих их пород коллекторов вносят существенные ограничения в наращивание количества добывающих скважин в процессе разработки при падении коэффициента аномальности пластового давления менее 0,4, по причине высокой степени риска невывода скважин на технологические режимы после их освоения.

Поэтому компенсация сокращения объемов добычи проводится путем внедрения инновационных технологий на разрабатываемых месторождениях и вводом в промышленную разработку новых залежей. В среднесрочной перспективе для поддержания добычи могут быть введены в разработку сеноманские залежи Семаковского, Чугорьяхинского, Тота-Яхинского, Антипаютинского, Северно-Каменномысского, группы Парусовых и других месторождений.

Исходя из норм проектирования месторождений углеводородного сырья (УВС) при разработке сеноманских газовых залежей и их научном сопровождении активно используются средства геолого-технологического моделирования [1, 2]. На современном этапе развития математических

методов и функциональных возможностей программного обеспечения, геолого-технологическое моделирование пластовых систем является мощным методом управления и прогнозирования режимов эксплуатации объектов разработки. Применение цифровых моделей позволяет решать широкий круг проблем, связанных с планированием, эксплуатацией и контролем на всех стадиях разработки.

Известным ученым в области разработки газовых месторождений А.Н. Лапердиным, на основе целевого принципа и элементов системного подхода сформировано дерево целей стратегии эффективной разработки газовой залежи [3], рис. 1. Область исследований данной работы удовлетворяют этой стратегии, в частности, метод позволяет решать задачу по безводной эксплуатации скважин, равномерному дренированию и обводнению залежи, эффективной системе добычи газа и, как следствие, достижению рентабельности разработки.

Одной из актуальных проблем при геолого-технологическом моделировании разработки сеноманских залежей является адаптация модельного внедрения пластовой воды в газонасыщенную часть разреза и подъема газовойодяного контакта (ГВК) по наблюдательным и эксплуатационным скважинам на фактические значения. Моделирование внедрения пластовой воды производится путем

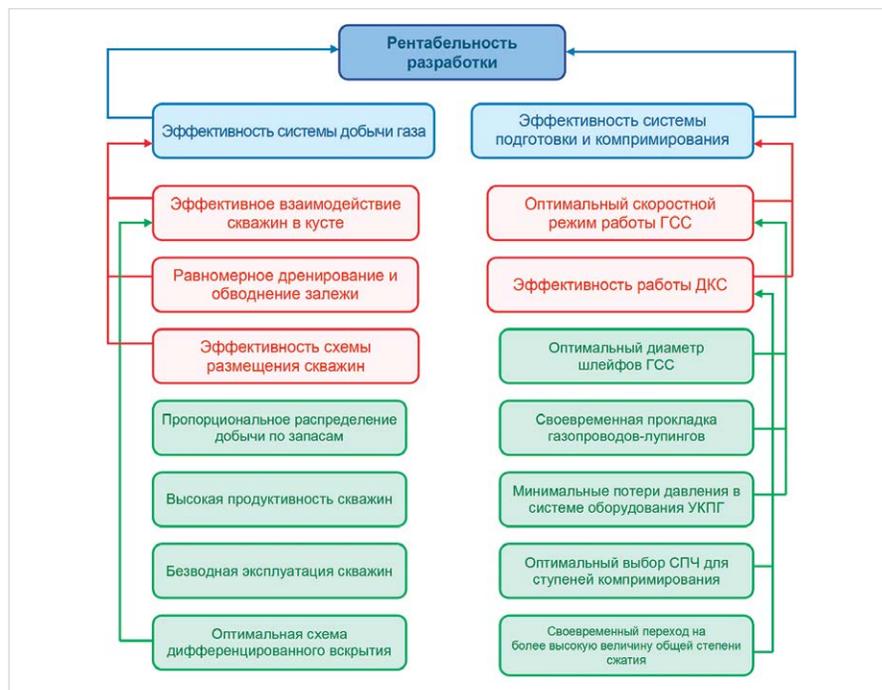


Рис. 1 — Дерево целей стратегии эффективной разработки газовой залежи ГСС — газосборная сеть, ДКС — дожимная компрессорная станция, УКПГ — установка комплексной подготовки газа, СПЧ — сменно-проточная часть

подключения к наиболее удаленным от кровли блокам модели (находящимся в полностью водонасыщенной части разреза) численных или аналитических аквиферов, оказывающих существенное влияние на энергоемкость в газонасыщенной части залежи, на общий баланс воды и активность пластовых и краевых вод. В зависимости от вида залежи, информации о водонапорном комплексе и текущей геолого-промышленной информации (пластовое давление, уровень ГВК и др.) выбираются тип и количество аквиферов.

Центрально-групповая схема размещения добывающих скважин в присводовой части структуры и дифференцированная схема вскрытия продуктивных отложений сложились с учетом опыта разработки таких крупных месторождений как Медвежье, Ямбургское, Уренгойское и других, при этом сеть наблюдательных скважин располагается на периферийных частях по контуру залежи. Учитывая большие площади газоносности сеноманских залежей и ограниченное количество скважин, в которых проводятся геофизические исследования (ГИС) с целью регистрации подъема ГВК, обширные области в межскважинном пространстве остаются не охваченными мониторингом внедрения пластовой воды. Это обстоятельство вносит некоторую неопределенность при прогнозировании технологических показателей разработки с применением геолого-технологического моделирования, так как в указанных областях находятся кусты добывающих скважин, а текущий модельный уровень ГВК может быть как выше, так и ниже фактического уровня. Таким образом, прогнозные даты ремонтов (водоизоляции) и выбытий эксплуатационных скважин, расположенных на таких кустовых площадках, могут не соответствовать фактическим.

Значительное место в геолого-промышленном контроле за продвижением пластовых вод в настоящее время отводится гидрохимическому методу, который все больше распространяется на месторождения различного типа. Впервые его высокая эффективность была доказана на газоконденсатных месторождениях Краснодарского края, где он начал применяться в широких масштабах с начала 60-х гг. [4]. В.В. Муляком созданы геотехнологические основы анализа и контроля эксплуатации нефтяных месторождений по промысловой гидрогеохимической информации [5, 6]. Использование научных основ сформированной им концепции гидрогеохимии применительно к сеноманским газовым залежам заключается в контроле за динамикой количественного и качественного составов выносимой на поверхность газожидкостной смеси: сухой газ и пластовые воды (законтурные, остаточные, конденсационные).

Эффективность гидрохимического контроля предопределяется правильным выбором контролируемых показателей. При разработке сеноманских залежей месторождений ЯНОО гидрохимический контроль осуществляется преимущественно по количественному содержанию NaCl в выносимой из скважин воде [4]. Содержание ионов хлора служит основным показателем солёности (минерализации) воды, методика количественной оценки его наиболее проста, а сопоставление минерализации состава пластовых и

конденсационных вод показывает, что наибольшее количественное различие в них имеется именно по ионам хлора.

Для снижения неопределённости оценки внедрения пластовых вод при прогнозировании технологических показателей разработки с применением геолого-технологических моделей предложен метод интеграции результатов гидрохимических исследований выносимой из скважин жидкости (количественное содержание ионов хлора) и информации по гидрогеологическому комплексу месторождения. В основе метода лежит гипотеза о наличии зависимости между величиной минерализацией (солёности) воды и глубиной (высотой от начального положения ГВК).

В подтверждение достоверности указанного предположения можно привести результаты исследований, проведенных в 1978 г. на керне разведочной скважины №127 Уренгойского месторождения и описанных в работе. Продуктивные породы сеномана вскрывались на безводном (известково-битумном) растворе со сплошным отбором керна. Кроме общепринятых исследований изучались минерализация и химический состав воды, отжатой из образцов. Вода отжималась прессом с разрушением образца, давление при этом доходило до 600 МПа и выдерживалось примерно одинаковым для всех образцов. Гидрохимическая характеристика полученной воды приводится в таб. 1 и на рис. 2. Результаты исследований позволили проследить за изменением минерализации и химического состава связанной воды по высоте залежи. Установлено, что минерализация (по NaCl) воды в газоносной толще сеноманской залежи изменяется от кровли залежи к ГВК с определенной закономерностью. С глубиной среднее значение минерализации возрастает от 4–6 до 16–20 г/л. Различие в минерализации и солевом составе связанной воды по высоте залежи объясняется цикличностью формирования залежей УВС [7]. Одинаковый характер изменения состава и свойств связанной воды вероятен лишь для одновозрастных залежей, расположенных рядом, к ним, например, можно отнести сеноманские залежи арктической, северной и южной групп.

Наличие закономерности изменения солёности (минерализации) воды с глубиной, выявленное по результатам исследования керна скважины № 127 Уренгойского месторождения стало предпосылкой анализа результатов гидрохимических исследований, проводимых на сеноманских залежах южной группы месторождений (Муравленковское, Вынгайхинское, Еты-Пуровское, Новогоднее,

Вынгапуровское и др.). Более детальному анализу был подвергнут параметр минерализации (NaCl) выносимой из эксплуатационных скважин воды в период ввода залежей в разработку, систематизированы геолого-промышленные данные по расположению перфорированных интервалов. Результаты анализа показали высокие значения минерализации (3–10 г/л) в пробах, отобранных после освоения скважин, что, вероятно, связано с присутствием высокоминерализованных технических жидкостей в призабойной зоне пласта и на забое скважин после освоения. Поэтому в ходе анализа такие некондиционные значения минерализации были отфильтрованы, а для дальнейшего рассмотрения оставлены значения, полученные в ходе отбора проб после месяца работы скважин, которые были аппроксимированы степенной зависимостью, рис. 3.

Для технической реализации предложенного метода интеграции гидрохимической и гидрогеологической информации в геолого-технологическую модель решены следующие задачи с применением гидродинамического симулятора Eclipse:

1. задание дополнительного куба начального распределения минерализации по NaCl,

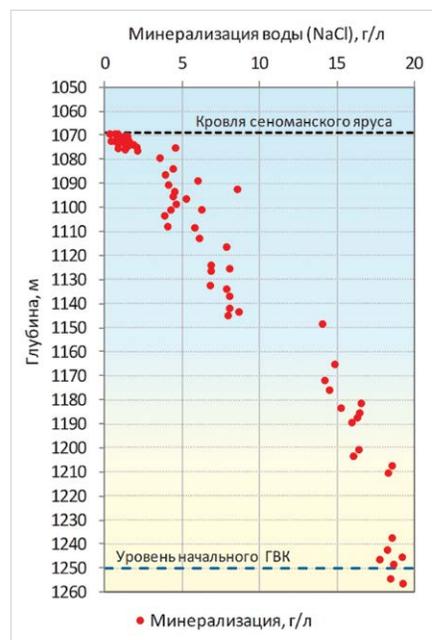


Рис. 2 — Характер изменения минерализации ионами хлора связанной (остаточной) пластовой воды в сеноманской газовой залежи Уренгойского месторождения по данным скважины № 127

Интервалы глубин, м	Содержание основных компонентов, г/л						Минерализация общая, г/л
	Cl ₂	SO ₄	Ca	Mg	Na	HCO ₃	
1069–1077	1,347	14,113	1.065	0,113	6.228	0,304	23,224
1077–1110	2,689	1,357	0,518	0,018	2,199	1.174	8,011
1110–1145	4,527	0,918	0,385	0,095	3,252	1,185	10,304
1145–1205	9,737	0,971	0,456	0,208	6,308	0,904	18,599
1205–1255	10,615	1,000	0,547	0,138	6,607	0,812	19,722
Пластовая вода (по испытанию)							
	12,9	0,01	0,25	0,08	8,8	0,3	18,34

Таб. 1 — Минерализация и состав пластовой и отжатой воды по скв. № 127 Уренгойского месторождения

значения в блоках (ячейках) которого рассчитаны по аппроксимированной зависимости и исходя из данных по гидрогеологическому комплексу;

2. внедрение воды из аналитического аквифера в процессе расчета геолого-технологической модели с заданной величиной минерализации, присущей для рассматриваемого водонапорного комплекса;
3. вывод в качестве технологического показателя работы эксплуатационных газовых скважин в процессе и по итогам геолого-технологического моделирования параметра минерализации добываемой воды.

Значения ячеек куба начального распределения минерализации (NaCl) в газонасыщенной части залежи рассчитаны с использованием аппроксимированной зависимости минерализации воды от расстояния (высоты) середины интервала перфорации от начального положения плоскости ГВК. В водонасыщенной части залежи значения ячеек равны величине, принятой по данным гидрохимических исследований отобранной воды из гидрогеологического комплекса рассматриваемого месторождения, величина минерализации воды, поступающей из аквифера, также соответствует величине характерной гидрогеологическому комплексу, рис. 4.

Для возможности задания дополнительного куба минерализации в рамках указанного гидродинамического симулятора использованы следующие ключевые слова: TRACERS (определяет размерности и опции для

индикаторов), TRACER (определяет настройку трассеров), TBLK (определяет начальную концентрацию трассера) [8]. Для задания определенной величины минерализации (NaCl) воды, поступающей из аквифера, использовано ключевое слово AQANTRC (определяет начальную концентрацию индикаторов для аналитической модели водоносного пласта). Для вывода в процессе и по итогам расчета геолого-технологической модели параметра минерализации добываемой воды использовано ключевое слово WTPC (определяет концентрацию добываемого индикатора).

Метод интеграции геолого-промысловых данных гидрохимического контроля реализован при построении и актуализации геолого-технологических моделей сеноманских залежей Вынгайхинского и Еты-Пуровского месторождений, а также при расчете прогнозных технологических показателей до 2020 г., рис. 5, 6.

Таким образом, можно сформулировать следующие достоинства предложенного метода, который позволяет:

- 1) фиксировать начало и контролировать динамику обводнения скважин;
- 2) отождествлять смеси вод и выделять тип обводнения скважин;
- 3) уточнять положение текущего ГВК;
- 4) намечать водоопасные направления, прогнозировать обводнение отдельных скважин и задавать более обоснованный технологический режим эксплуатации скважин;

- 5) следить за степенью очистки и осушки призабойных зон;
- 6) контролировать качество ремонтно-изоляционных работ;
- 7) дифференцировать извлекаемые объемы газа и воды из отдельных горизонтов при их пакерной или совместной эксплуатации;
- 8) прогнозировать сроки, виды и количество КРС в долгосрочной перспективе.

Итоги

Основным результатом работы стал метод интеграции гидрохимической и гидрогеологической информации при геолого-технологическом моделировании газовых залежей. Метод практически реализован при моделировании совместной разработки сеноманских залежей Вынгайхинского и Еты-Пуровского месторождений. Просчитаны прогнозные стратегии разработки залежей, даны рекомендации по срокам, количеству и видам необходимых КРС.

Выводы

Реализованный метод позволяет вести долгосрочное прогнозирование продвижения пластовой воды и повысить качество проектирования разработки, путем более обоснованного прогноза выбытия скважин в бездействующий фонд, рекомендации по срокам и видам КРС. Исходя из опыта разработки, стоит отметить, что своевременное проведение водоизоляционных

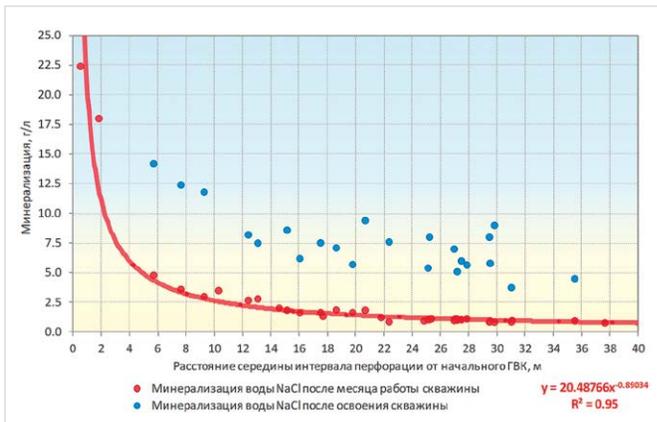


Рис. 3 — Минерализация вынесенной воды из сеноманских газовых скважин Вынгайхинского месторождения после освоения и одного месяца эксплуатации

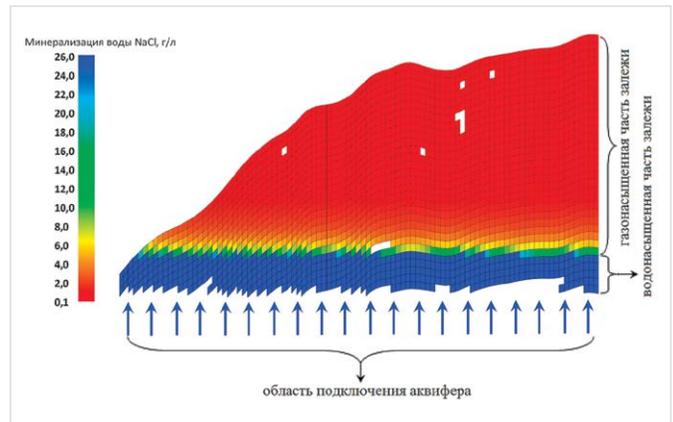


Рис. 4 — Графическое представление разреза дополнительного куба начального распределения минерализации (NaCl) модели сеноманской залежи Вынгайхинского месторождения

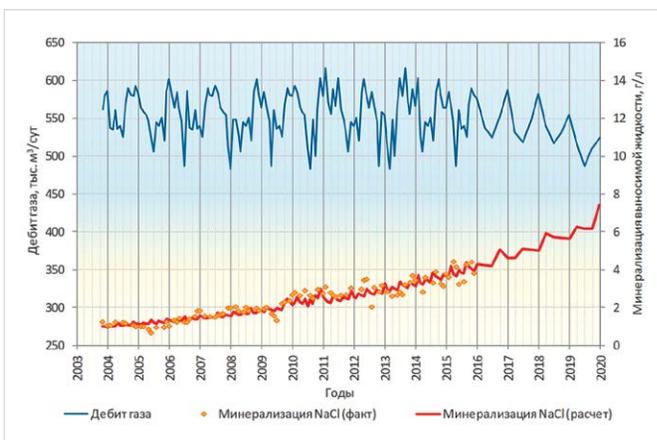


Рис. 5 — Фактическая и расчетная динамика дебита газа и минерализации выносимой жидкости по эксплуатационной газовой скважине Вынгайхинского месторождения

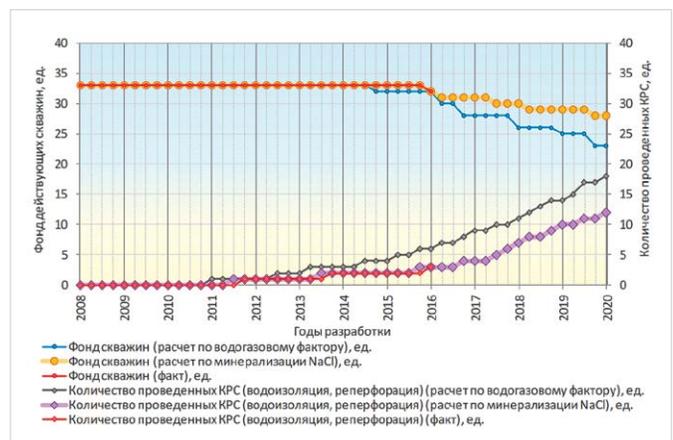


Рис. 6 — Фактическая и расчетная динамика изменения фонда и количества КРС на газовых скважинах Вынгайхинского месторождения

работ на газовых скважинах ведет к увеличению их межремонтного периода (МРП), что ведет к повышению эффективности эксплуатации фонда. Универсальность предложенного метода позволяет реализовать его при проектировании разработки сеноманских залежей других месторождений.

Список литературы

1. Шарипов Р.И., Свентский С.Ю., Варламов В.А. Комплексное моделирование совместной разработки сеноманских газовых залежей // Экспозиция Нефть Газ. 2014. №7 (39). С. 30–32.
2. Шарипов Р.И., Красовский А.В., Кустышев А.В. Новые методы и алгоритмы управления расчетами на комплексной геолого-технологической модели

для выбора оптимальной стратегии разработки нескольких газовых залежей // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. №3. С. 52–56.

3. Крылов Г.В., Лапердин А.Н., Маслов В.Н. Совершенствование методов геологического изучения, анализа и проектирования разработки газовых месторождений севера Западной Сибири. Новосибирск: СО РАН, 2005. 392 с.
4. Ахияров В.Х., Ручкин А.В., Яценко Г.Г. Методика выделения и оценка коллекторов сеномана на месторождениях Тюменского Севера // Геология нефти и газа. 1982. №5.
5. Муляк В.В. Геотехнологические основы анализа и контроля разработки нефтяных

месторождений по промысловым гидрогеохимическим данным. Автореф. дис. доктора техн. наук: 25.00.17. М.: РГУ, 2008. 34 с.

6. Муляк В.В. Обработка и интерпретация гидрохимических данных при контроле разработки нефтяных месторождений. Нефтегазовая гидрогеология на современном этапе (теоретические проблемы, региональные модели, практические вопросы). Сб. науч. тр. С. 271–289.
7. Рассохин Г.В., Леонтьев И.А., Петренко В.И. и др. Контроль за разработкой газовых и газоконденсатных месторождений. М.: Недра, 1979. 272 с.
8. Eclipse user's guide 2012.2. Schlumberger, 2012.

ENGLISH

GAS INDUSTRY

Integration of hydrochemical and hydrogeological information in the geological and technological models of Cenomanian gas fields

UDC 622.691

Author:

Roman I. Sharipov — graduate student; SharipovRI@tngg.ru

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russian Federation

Abstract

In the article proposed integration method of hydrochemical monitoring data of the development on the creation and updating of geological and technological models of the Cenomanian gas fields for reasonable prediction of the time, quantity and types of workover (WO) on gas wells. Implementation of the proposed method allows real-time monitoring and long-term forecasting of gas-hydrodynamic conditions in the reservoir, increase the accuracy of calculation of technological development parameters, to obtain the address well forecast needed for WO, including waterproofing works and well's retirement to inactive fund. Analysis of results obtained using the proposed method of prediction allows to get more informed of the technical and economic evaluation of WO and development of field in general.

Materials and methods

Math modeling of hydrodynamic process.

Results

The main result is the integration method of hydrochemical and hydrogeological information in geological and technological modelling of gas fields. The method has been implemented practically in the simulation of joint development's of the Cenomanian deposits of Vyngayakhinskoye and Ety-Purovskoye fields. Predictive strategies of development have been calculated, recommendations on the time, quantity and types of WO have been required.

Conclusions

Implemented method makes it possible to get long-term forecasting of water flooding

and improve quality of development engineering through more informed prediction of well's retirement to inactive fund, recommendations on the time, quantity and types of WO. Based on the development experience is worth noting that the timely holding of waterproofing work on gas wells increases their turnaround time, what leads to increased efficiency of the fund's exploitation. Method's versatility allows to implement it on development engineering for other Cenomanian fields.

Keywords

results of hydrochemical analysis, workover (WO), Cenomanian gas fields, gas-hydrodynamic conditions, control of flooding, geological-technological model

References

1. Sharipov R.I., Svetskiy S.Yu., Varlamov V.A. *Kompleksnoe modelirovanie sovmestnoy razrabotki senomanskikh gazovykh zalezhey* [Complex modeling of joint development of Cenomanian gas fields]. Exposition Oil Gas, 2014, issue 7 (39), pp. 30–32.
2. Sharipov R.I., Krasovskiy A.V., Kustyshev A.V. *Novye metody i algoritmy upravleniya raschetami na kompleksnoy geologo-tekhnologicheskoy modeli dlya vybora optimal'noy strategii razrabotki neskol'kikh gazovykh zalezhey* [New methods and algorithms of calculations control by applying complex geotechnical model to choose optimal strategy in case of several gas fields development]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2015, issue 3, pp. 52–56.
3. Krylov G.V., Laperdin A.N., Maslov V.N. *Sovershenstvovanie metodov geologicheskogo izucheniya, analiza i proektirovaniya razrabotki gazovykh mestorozhdeniy severa Zapadnoy Sibiri* [Improving the methods of geological research, analysis and development engineering of gas fields in the north of Western Siberia]. Novosibirsk: SO RAN, 2005, 392 p.
4. Akhiyarov V.Kh., Ruchkin A.V., Yatsenko G.G. *Metodika vydeleniya i otsenka kollektorov senomana na mestorozhdeniyakh Tyumenskogo Severa* [Method of selection and evaluation of the Cenomanian reservoirs in the north of Tyumen fields]. *Oil and Gas Geology*, 1982, issue 5.
5. Mulyak V.V. *Geotekhnologicheskie osnovy analiza i kontrolya razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy po promyslovym gidrogeokhimicheskim dannym* [Geotechnical foundations of the analysis and control of oil field development with field hydrogeochemical data] The dissertation author's Ph.D.: 25.00.17. Moscow, 2008, 34 p.
6. Mulyak V.V. *Obrabotka i interpretatsiya gidrokhimicheskikh dannykh pri kontrole razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy* [Processing and Interpretation of hydrochemical data in the control of development oil fields]. *Oil and Gas hydrogeology on modern stage (theoretical problems, regional models, practical issues)*. Coll. of sc. papers, pp. 271–289.
7. Rassokhin G.V., Leont'ev I.A., Petrenko V.I. and other. *Kontrol' za razrabotkoy gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy* [Control of development of gas and gas condensate fields]. Moscow: Nedra, 1979, 272 p.
8. Eclipse user's guide 2012.2. Schlumberger, 2012.

Анализ существующих методик по проведению термодинамических исследований пластовых флюидов в ПАО «Газпром»

Я.Э. Юрил
ведущий инженер¹
YurilYE@tngg.ru

С.А. Леонтьев
д.т.н., проректор по научной работе и инновационной деятельности²
sleontev@ugtu.net

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

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

В данной работе рассмотрены методики по проведению термодинамических PVT-экспериментов пластовых флюидов, используемых в ПАО «Газпром». Целью выполненной работы является определение достоинств и недостатков существующих методик. Рассматриваемые методики отличаются методом проведения дифференциальной конденсации, основного эксперимента, проводимого на установках фазового равновесия.

В области разработки нефтяных и газовых месторождений важной частью является определение изменения состава добываемого пластового газа по мере падения давления при разработке залежи на истощение. Данная задача решается проведением термодинамических исследований. При проведении эксперимента по дифференциальной конденсации определяется как состав добываемого газа, так и количество пластовых потерь [1].

Основой эксперимента, проводимого на установках фазового равновесия, является рекомбинация пластовой системы в PVT ячейке и последующий выпуск из неё газа. Две основные части эксперимента это контактная конденсация и дифференциальная конденсация.

Контактная конденсация — исследование флюида с постоянной массой в замкнутой системе. Контактная конденсация проводится для определения давления начала конденсации и определения объема конденсирующейся жидкости от давления начала конденсации до объема загрузки флюида и построение изотерм контактной конденсации [2].

Дифференциальная конденсация проводится после контактной конденсации путем выпуска части газа через ловушку на выбранных точках после давления начала конденсации до атмосферного давления. На каждой ступени фиксируются показания установки, количество уловленного конденсата и выпущенного газа, приведенных к стандартным условиям, после чего пробы передаются для определения состава на хроматографию. По полученным результатам строятся изотермы дифференциальной конденсации [3].

В настоящее время в структуре ПАО «Газпром» в основном используются две методики по проведению PVT экспериментов, которые описаны в [4 и 5].

Были произведены сравнения полученных результатов по методикам [4] и [5]. Результаты по сравнению представлены в графическом виде на рис. 1. Исследования проводились на рекомбинированных пробах Восточно-Таркосалинского и Северо-Уренгойского месторождений.

По графикам, представленным на рис. 1, видно, что при давлении максимальной конденсации пластовые потери на пробе №1 составляют по методике [5] 57.21 см³/ст.м³ против 43.21 см³/ст.м³ по методике [4], по пробе №2 составляет 429.11 см³/ст.м³ против 350.68 см³/ст.м³ соответственно. Коэффициент извлечения конденсата по пробе №1 составляет 0.87 [5] против 0.93 [4], по пробе №2 0.58 [5] против 0.62 [4]. При анализе данных результатов появляется вопрос, с чем связано данное различие. Для этого был проведен анализ данных методик [6].

Схема стандартного PVT-исследования поэтапно представлена на рис. 2. При поступлении проб производится проверка на представительность: неподходящие пробы отбраковываются, подходящие идут в работу. Производится определение свойств и составов флюидов, необходимых для их загрузки в установку.

Определяется коэффициент сжимаемости газа сепарации. В установку загружается флюид, проводится его рекомбинация при пластовой температуре и давлении выше пластового.

Далее определяют давление начала конденсации, по методике [4] для установления фазового равновесия включают мешалку на 5 мин на каждом этапе повышения давления. После прекращения перемешивания ячейку оставляют в покое на 15 мин. Таким образом определяется давление, при котором конденсат полностью растворяется в газовой фазе.

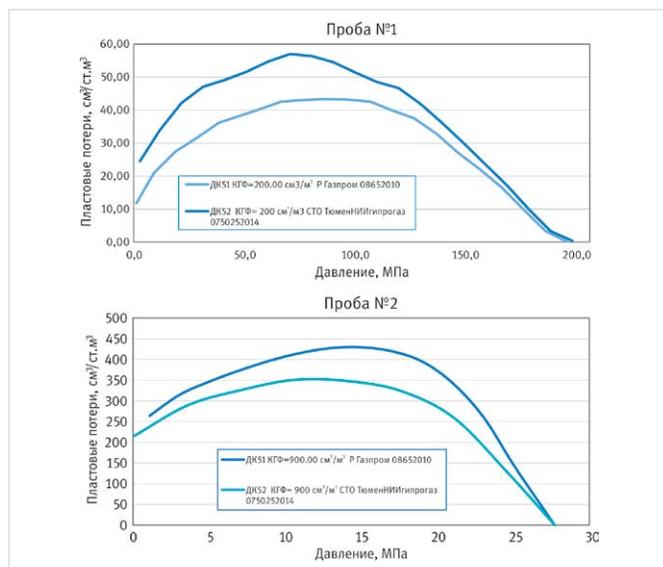


Рис. 1 — Сравнение результатов проведения дифференциальной конденсации по методикам, описанным в [4] и [5]

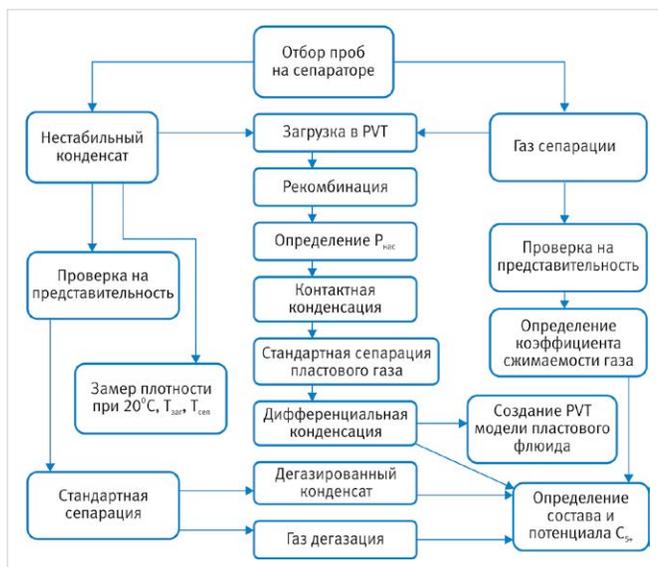


Рис. 2 — Схема стандартного PVT-исследования пластового газа

Эксперимент по дифференциальной конденсации моделирует работу залежи на истощение. Производится сравнение полученных результатов по каждой из методик, и описываются причины их расхождения. Также рассматривается специфика проведения эксперимента в целом по каждой из методик и возможности их практического использования.

Материалы и методы

По методикам, описанных в СТО ТюменНИИгипрогаз 07-02-2014 и Р Газпром 086-2010 проведено физическое моделирование работы газоконденсатной залежи на истощение, и произведено сравнение полученных результатов КИК и пластовых потерь.

Ключевые слова

термодинамические исследования, PVT-ячейка, рекомбинация, контактная конденсация, дифференциальная конденсация

Это давление устанавливается также снижением давления в PVT-установке с помощью поршня.

По методике [5] давление начала конденсации определяется при понижении давления; получая точку, производится рекомбинация, и опыт повторяется для более точного определения давления начала конденсации.

Затем проводится контактная конденсация, которая по рассматриваемым методикам отличается временем достижения фазового равновесия на точках. По [4] методика проведения подробно не описана, ясно только, что производится выдержка по 15–20 мин с наблюдением за уровнем разделения фаз. По методике [5] после достижения давления начала конденсации снижение давления осуществляют ступенчато. Шаг по давлению составляет 7–10% от давления начала конденсации. При достижении каждой ступени давления систему перемешивают в течение 60–90 мин с помощью магнитной мешалки, а также путем переворачивания ячейки на 180°.

Фазовое равновесие считают установившимся, если при постоянной температуре и объеме ячейки дальнейшее перемешивание не приводит к изменению давления и объема выпавшего конденсата. После перемешивания производят отстаивание пластовой системы от 60 до 180 мин. На каждой ступени давления фиксируют изменение объема и окончательный объем прибывшего конденсата. Объем жидкости измеряют в смотровой камере PVT-ячейки с применением системы видео фиксации. Заключительной ступенью считается давление, при котором достигнут максимальный объем PVT-ячейки.

Дифференциальная конденсация проводится после контактной конденсации путем выпуска части газа через ловушку на точках после давления начала конденсации до атмосферного давления. На каждой из ступени фиксируются показания установки, количество уловленного конденсата и выпущенного газа, приведенных к стандартным условиям [7].

По методике [4] выпуск пробы при дифференциальной конденсации проводят поэтапно, снижение давление производится выпуском пластового газа из установки, по 15–20% в час от объема загруженного газа. Первые 10% снижения давления

осуществляют небольшими ступенями, а затем этапы снижения давления в ячейке устанавливают так, чтобы получить 6–8 точек для построения кривой дифференциальной конденсации. Также особенностью данной методики является то, что до давления максимальной конденсации пластовую смесь не перемешивают. Темп выпуска газа рекомендуется поддерживать на уровне 0,5–1 МПа/ч. По окончании каждого этапа снижения давления газоконденсатная смесь выдерживается в течение 15–20 мин, после чего производится замер конденсата в камере [8].

По методике [5] выпуск пробы при дифференциальной конденсации проводят поэтапно, снижение давления производят увеличением объема ячейки при постоянстве массы загруженной пластовой системы. После достижения давления начала конденсации снижение давления осуществляют ступенчато. Шаг по давлению составляет 7–10 % от величины давления начала конденсации. При достижении каждой ступени по давлению, PVT-ячейку переворачивают, конденсат переливают в основной объем ячейки, приводя в контакт с газом. Таким образом производят совместное перемешивание газовой и жидкой фаз с помощью магнитной мешалки. Этим достигают термодинамическое равновесие фаз в ячейке. Время перемешивания 40–60 мин. После перемешивания установку приводят в вертикальное состояние и отстаивают в течение 60–180 мин до достижения равновесности фаз.

Выпуск газа из PVT-ячейки производят путем уменьшения её объема при постоянном давлении. Операция производится до достижения рабочего объема PVT-ячейки, после чего выпуск газа заканчивают. Выпуск газа на каждой ступени давления проводят по схеме, приведенной на рис. 3, с отбором проб газа из автоматического газометра и стабильного конденсата из конденсатоприемника который во время выпуска охлаждается до -20°C, а после выпуска приводится к стандартным условиям. На последней «нулевой» точке систему приводят к температуре +20°C при помощи системы охлаждения, проводят замер объема стабильного конденсата в газоконденсатной головке PVT-ячейки. Затем стабильный конденсат сливают в колбу остаточным давлением через кран, расположенным в газоконденсатной головке PVT-ячейки [8].

В целом, методики [4] и [5] очень похожи, основное различие имеется только в проведении дифференциальной конденсации, это один из основных экспериментов для определения изменения состава добываемого пластового газа по мере падения давления при разработке залежи. На основании этого эксперимента создаются PVT-модели пластового флюида.

По методике [4] выпуск из ячейки пластового газа проводится при постоянном объеме со скоростью, изложенной в инструкции, выпадающий в ячейке в виде тумана конденсат не успевает дойти до стенки и осесть на ней, а выносится из ячейки с отбираемым газом. Что ведет к изменению состава на каждой ступени и занижению графика пластовых потерь.

Методика [5] основывается на ступенчатом снижении давления рекомбинированной пробы пластового газа. Снижение давления происходит не выпуском газа, а увеличением объема PVT-ячейки. Время проведения эксперимента по этой методике оказывается

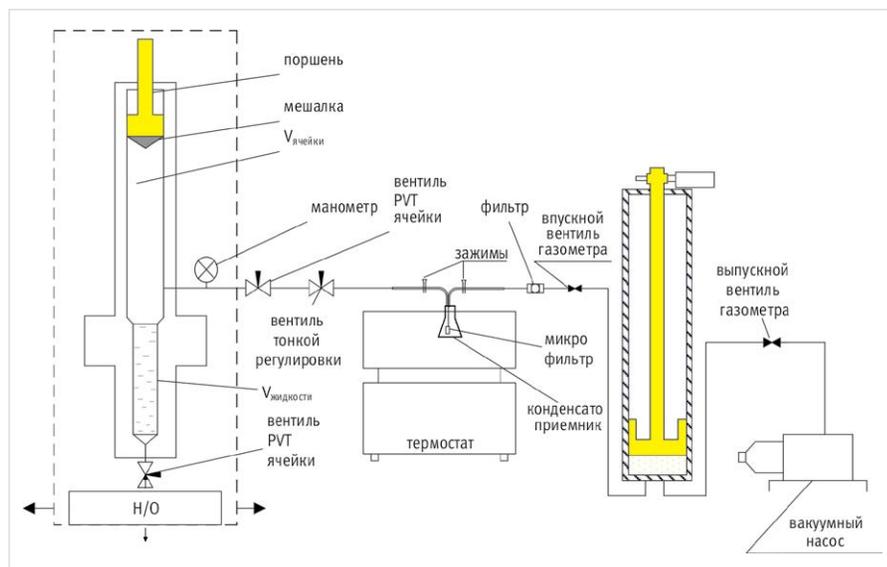


Рис. 3 — Принципиальная схема выпуска газа из ячейки PVT

существенно больше относительно приведённого в инструкции — 7–14 суток вместо 12–24 часов.

При истощении пласта происходят смещение PVT-равновесия и конденсация жидкой фазы. Огромная удельная площадь поверхности конденсации и низкий темп снижения давления обеспечивает постоянную стабилизацию множества переходных термодинамических состояний. При моделировании истощения пласта методикой [5] проводится выпуск стабилизированного флюида, а по методике [4] PVT-равновесие смещается при выпуске и проба выпускается не стабилизированной.

При анализе получаем, что методика [5] ближе к реальному процессу работы пласта, чем методика [4].

Итоги

Данный анализ дает возможность оценить на практике эффективность каждой из методик по проведению PVT-эксперимента поэтапно и выбрать наиболее близкую к реальному процессу работы пласта. Выявлено основное

различие методик и причина расхождения получаемых результатов.

Выводы

Проведенный анализ позволяет выбрать методику проведения PVT-эксперимента наиболее корректно описывающего работу залежи на истощение. Результаты сравнения применимы для уточнения при подсчете запасов и проектированию разработки газоконденсатных систем.

Список литературы

1. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002. 575 с.
2. Долгушин Н.В., Корчажкин Ю.М., Подюк В.Г., Сагитова Д.З. Исследование природных газоконденсатных систем. Ухта: Севернипигаз, 1997. 178 с.
3. Бетанкур Х., Девис Т., Дон Ч., О'Киф М., Найсуондер Д. Современные методы измерения свойств пластовых флюидов // Нефтегазовое обозрение. 2007. Т. 19. № 3. С. 70–88.

4. Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. М.: Газпром экспо, 2011. 319 с.
5. СТО ТюменНИИгипрогаз 07-02-2014. Методика измерений термодинамических параметров пластовых газов и нефтей. Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 2014. 46 с.
6. Новопашин В.Ф., Филиппова Ю.А., Ваганов Д.С. Сравнение методик термодинамического исследования пластовых флюидов. Четвертая Сибирская международная конференция молодых ученых по наукам о Земле. Новосибирск, 2008.
7. Леонтьев С.А., Юрил Я.Э. Методики термодинамических PVT-исследований на установках фазовых равновесий. Сборник материалов конференции «Новые технологии – нефтегазовому региону». Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. Т. 1. С. 217–219.
8. Зотова Г.А., Алиева З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. М.: Недра, 1980. 301 с.

ENGLISH

GAS INDUSTRY

The analysis of the existing methods of thermodynamic studies the formation fluids in “Gazprom”

UDC 622.691

Authors:

Yan E. Yuril — lead engineer¹; YurilYE@tngg.ru

Sergey A. Leontiev — Sc.D., vice rector for research and innovation²; Sleontev@ugtu.net

Maxim S. Rogalev — Ph.D., deputy director of the center (TSRC)¹; Rogalevms@tngg.ru

¹LLC TyumenNIIgiprogaz, Tyumen, Russian Federation

²Ukhta State Technical University, Ukhta, Russian Federation

Abstract

This article describes the method of the reservoir fluids thermodynamic PVT experiments used in PJSC "Gazprom". The study was performed to determine the advantages and the disadvantages of existing techniques. The difference between the considered methods is in the approach for the differential condensation of the main experiment which conducted in the phase equilibrium facilities. The differential condensation experiment simulates the reservoir depletion. Also in the article the specificity of the experiment was showed, ability of it in practical use, the comparison of the results of the each

methods and the reasons of their disagreement are described.

Materials and methods

Using the procedures described in STO TyumenNIIgiprogaz 07-02-2014 and R Gazprom 086-2010 conducted to simulate the physical operation of gas-condensate reservoir depletion, and a comparison of the results obtained CRC and reservoir losses.

Results

This analysis makes it possible to assess by stages the effectiveness of each methods of PVT-experiment and choose to the real process of formation work. In article were identified

the main cause of the methods difference and reason for results discrepancy.

Conclusions

The analysis allows you to choose how to conduct a PVT-experiment most correctly describes the work of reservoir depletion. The results are useful in the calculation of reserves and the design development of gas condensate systems.

Keywords

thermodynamic studies, PVT-cluster, recombination, contact condensation, differential condensation

References

1. Brusilovskiy A.I. *Fazovye prevrashcheniya pri razrabotke mestorozhdeniy nefiti i gaza* [Phase transformations in the development of oil and gas fields]. Moscow: Graal', 2002, 575 p.
2. Dolgushin N.V., Korchazhkin Yu.M., Podyuk V.G., Sagitova D.Z. *Issledovanie prirodnykh gazokondensatnykh sistem* [Study of natural gas and condensate systems]. Ukhta: Severnipigaz, 1997, 178 p.
3. Betankur Kh., Devis T., Don Ch., O'Kif M., Naysuonder D. *Sovremennye metody izmereniya svoystv plastovykh fliyuidov* [Current methods for measuring formation fluid properties]. Oilfield review, 2007, Vol. 19, issue 3, pp. 70–88.
4. 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 ekspozitsiya, 2011, 319 p.
5. СТО ТюменНИИгипрогаз 07-02-2014. *Metodika izmereniy termodinamicheskikh parametrov plastovykh gazov i neftey* [Methods of measurement of thermodynamic parameters of formation of gases and oils]. Tyumen: TyumenNIIgiprogaz, 2014, 46 p.
6. Novopashin V.F., Filippova Yu.A., Vaganov D.S. *Sravnenie metodik termodinamicheskogo issledovaniya plastovykh fliyuidov* [Comparison of methods of thermodynamic study of reservoir fluids]. Fourth Siberian international conference of young scientists on Earth sciences. Novosibirsk, 2008.
7. Leont'ev S.A., Yuril Ya.E. *Metodiki termodinamicheskikh PVT-issledovaniy na ustanovkakh fazovykh ravnovesiy* [Techniques for thermodynamic studies of phase equilibria installations]. The proceedings of the conference “New technologies – oil and gas region”, Tyumen: TyumGNGU, 2015. Vol. 1, pp. 217–219.
8. Zotova G.A., Alieva Z.S. *Instruktsiya po kompleksnomu issledovaniyu gazovykh i gazokondensatnykh plastov i skvazhin* [Instructions for the integrated study of gas condensate reservoir and wells]. Moscow: Nedra, 1980, 301 p.



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 подтверждаются 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

Моделирование разработки нефтяных оторочек Уренгойского месторождения с воздействием на пласт различными агентами

Р.Ф. Шарфутдинов

директор центра «Центр проектирования разработки нефтегазоконденсатных залежей и месторождений трудноизвлекаемых запасов»
Sharafutdinov@tngg.ru

С.Г. Солдатов

заведующий отделом разработки нефтегазоконденсатных залежей
Soldatov@tngg.ru

А.С. Самойлов

к.т.н., научный сотрудник отдела разработки ачимовских залежей
SamoylovAS@tngg.ru

А.Н. Нестеренко

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

ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия

В настоящее время основными методами увеличения нефтеотдачи на месторождениях России и зарубежных стран являются физические методы, такие как гидроразрыв пласта, строительство боковых горизонтальных стволов, радиальное вскрытие пласта. Данные способы направлены на повышение охвата пласта дренированием, показатель вытеснения нефти в данном случае практически не изменяется, однако имеет также определяющее значение нефтеотдачи. В связи с этим, изучение процессов вытеснения нефти из коллекторов различными агентами является актуальным направлением исследования инструментов повышения компонентоотдачи нефтегазоконденсатных залежей. В настоящей работе приведены особенности моделирования разработки с применением газовых агентов воздействия на пласт с использованием цифровой фильтрационной модели и сопоставление результатов с традиционным

Наибольшее распространение при разработке нефтегазовых залежей получил режим истощения. Значительный запас упругой энергии в газовой шапке позволяет разрабатывать нефтяную залежь без затрат на поддержание пластового давления.

В качестве рабочих агентов для поддержания пластового давления в основном используют воду, сухой газ, азот и дымовые газы. Закачку воды применяют в виде [1–3]:

- барьерного заводнения;
- двухстороннего барьерного заводнения;
- заводнение по площадной системе.

По данным системам заводнения выделяют следующие способы:

- закачка и отбор по всей толщине продуктивного пласта;
- закачка по всей толщине, отбор из нефтенасыщенной части;
- закачка в нефтенасыщенную часть, отбор по всей толщине пласта;
- закачка и отбор из всей нефтенасыщенной части пласта.

Закачку газа рекомендуется производить по площадной системе или в газовую шапку.

Разработку нефтегазоконденсатных месторождений возможно вести в режиме совместной или совместно-раздельной добычи (отбора) газа, нефти и воды [2–5]. Этот подход позволяет избежать прогрессирующей загазованности и обводненности продукции скважин, хотя газ, вода и нефть добываются одновременно.

Закачка воды обычно реализуется барьерным заводнением, которое проявляет достаточно высокую эффективность, т.к. позволяет увеличить безгазовые дебиты нефти. Барьерное заводнение наиболее эффективно в условиях краевых нефтяных оторочек. В случае подошвенных нефтяных оторочек вода может «проваливаться» в нефтяную оторочку, вызывая ее расформирование [6].

Возможна разработка нефтегазовых месторождений, основанная на идеях совместного дренирования в скважинах газо-, нефте- и водонасыщенных интервалов в сочетании с сайклинг-процессом в газовой или газоконденсатной шапке. Этот вид технологий может быть достаточно эффективен при однородности коллектора [2].

В настоящее время применяют два основных способа газового воздействия на пласт с использованием газа высокого давления и углеводородных растворителей [7, 8]. Зачастую вытеснение нефти растворителями проводится в пластах, содержащих легкие нефти (вязкость нефти менее 3 мПа·с).

Прирост коэффициента вытеснения зависит от свойств нефти и вытесняющего агента (сухой, обогащенный или жирный углеводородный газ), технологии закачки вытесняющих агентов (последовательная, попеременная, совместная) и стадии заводнения. Наибольшая эффективность получена в режиме смешивающегося вытеснения нефти, который

предполагает полную взаимную растворимость нефти и газа, при которой отсутствуют силы поверхностного натяжения на границе между флюидами. Наиболее предпочтительными технологиями ВГВ являются совместная и попеременная закачка газа и воды.

Расчет технологических показателей разработки пласта БУ₁₁ Уренгойского месторождения при применении в качестве вытесняющих агентов азота, метана, углекислого газа выполнялся с использованием специальной опции SOLVENT гидродинамического симулятора Eclipse 100 (модель растворителя).

Модель «растворителя» является четырехкомпонентным расширением стандартной трехкомпонентной модели нелетучей нефти Eclipse, созданной с целью моделирования способов добычи в случае смешиваемости нагнетаемых флюидов с углеводородами пласта. Данная модель позволяет моделировать различные варианты закачки газа в пласт, используя эмпирическую модель Тодда и Лонгстаффа для смешивающихся потоков [9]. В процессе моделирования четвертый компонент, а именно растворитель, добавляется к трехкомпонентной смеси — нефти, газу и пластовой воде. Преимущество смешивающегося вытеснения перед несмешивающимся вытеснением, например, заводнением, заключается в обеспечении более высоких показателей добычи. В области, занятой смешивающимся флюидом, обычно остается весьма низкая насыщенность остаточной нефти.

Можно также использовать модель растворителя в несмешивающемся режиме. В этом случае смешивание не происходит, и 4 фазы имеют свои чистые PVT-свойства. Относительные проницаемости рассчитываются, как и в обычном случае нелетучей нефти, т.е. относительные проницаемости растворителя и газа равны относительной проницаемости «газа», представленной в виде функции локальной доли растворителя.

В модели черной нефти Eclipse ОФП воды, нефти и газа описываются уравнениями

$$K_{rw} = K_{rw}(S_w)$$

как функция водонасыщенности; (1)

$$K_{rg} = K_{rg}(S_{wg})$$

как функция газонасыщенности; (2)

$$K_{ro} = K_{ro}(S(o), S_g)$$

как функция водо- и газонасыщенности; (3)

где K_{rw} , K_{rg} и K_{ro} — ОФП воды, газа и нефти; S_w , S_g и $S(o)$ — насыщенность воды, газа и нефти. В присутствии закачиваемого агента, как четвертого компонента, ОФП каждого из компонентов рассчитывается пропорционально их концентрации. В зависимости от давления и количества агента в ячейке, изменение степени смешиваемости также оказывает влияние на значение ОФП.

В случаях, когда насыщение ячейки закачиваемым газом незначительно, возникает несмешиваемый регион, в котором присутствуют два газовых компонента ($S_g + S_{solvent}$).

методом поддержания пластового давления и вытеснения нефти путем закачки воды.

Материалы и методы

Для решения задач настоящей работы были использованы результаты исследования геологического строения нефтяных оторочек, свойства пластовых флюидов. Обработаны результаты лабораторно-экспериментальных исследований керна по определению относительных фазовых проницаемостей с последующим использованием в полномасштабной геолого-гидродинамической модели объекта, обеспечивающей численное решение процессов фильтрации при воздействии различными агентами в системе поддержания пластового давления.

Ключевые слова

газовые методы увеличения нефтеотдачи, поддержание пластового давления, водогазовое воздействие, цифровая фильтрационная модель

Тогда ОФП для газовой фазы является функцией полной газонасыщенности:

$$K_{rg} = K_{rg} (S_g + S_{solvent}), (4)$$

где $S_{solvent}$ — насыщенность растворителя.

Относительная проницаемость каждого из газовых компонентов в этом случае считается функцией локальной доли растворителя в газовой фазе:

$$\text{Доля растворителя} = F_{solvent} = S_{solvent} / (S_{solvent} + S_{gas}); (5)$$

$$\text{Доля газа пласта} = F_{gas} = S_{gas} / (S_{gas} + S_{solvent}), (6)$$

где $F_{solvent}$ и F_{gas} — доли растворителя и газа пласта.

В этом случае ОФП каждого из компонентов рассчитывается в виде функции от их доли

$$K_{r-solvent} = K_{rg} \cdot K_{rfs} (F_{solvent}) (7)$$

$$K_{r-gas} = K_{rg} \cdot K_{rfg} (F_{gas}) (8)$$

где $K_{rfs} = K_{r-solvent} / K_{rg}$; $K_{rfg} = K_{r-gas} / K_{rg}$ и являются «прямолинейными» функциями, тогда: $K_{rfs}(0,0)=0,0$; $K_{rfs}(1,0)=1,0$; $K_{rfg}(0,0)=0,0$; $K_{rfg}(1,0)=1,0$.

После того, как достаточное количество газа было закачено в залежь для начала процесса вытеснения, вытеснение в зоне малого содержания газа становится смешиваемым (при значении параметра смешиваемости больше 0). Четыре компонента имеют двухфазный характер — вода и углеводородная смесь. Относительные фазовые проницаемости углеводородной смеси в системе с водой, таким образом, используется в расчете как функция от растворителя, нефти- и газонасыщенности

$$S_n = S_{oil} + S_{solvent} + S_{reservoir\ gas} (9)$$

$$K_m = K_m (S_n) (10)$$

где $K_m(S_n)$ — относительная проницаемость для углеводорода в системе с водой.

ОФП нефти в случае смешивающегося вытеснения описываются зависимостью

$$Kr(oil) = (S_{oil} / S_n) K_m (S_n) (11)$$

Полная ОФП газа и растворителя, выглядят следующим образом

$$Kr(gas\ total) = (S_{solvent} + S_{gas}) / S_n K_m (S_n) (12)$$

Таким образом:

$$K_{r-solvent} = K_{r-gas\ total} \cdot K_{rfs} \cdot F_{solvent} (13)$$

$$K_{r-gas} = K_{r-gas\ total} \cdot K_{rfg} \cdot F_{gas} (14)$$

Изменение свойств закачиваемых агентов, для условий Уренгойского месторождения приведены в таб. 1.

Основные сравнительные характеристики трехмерной геологической и преобразованной из нее фильтрационной сетки рассматриваемых объектов исследования приведены в таб. 2 и 3. При моделировании использовалась расширенная модель «нелетучей» нефти («BLACK OIL»-модель) — пакета ECLIPSE 100 компании Schlumberger.

Сеточная аппроксимация построенных гидродинамических моделей продуктивного пласта БУ₁₁² (залежь 2 и 3) представлена на рис. 1.

Агенты закачки

Свойства CO ₂			Свойства N ₂		
Р _{пл} , МПа	Объем. коэфф.	Вязкость, мПа·с	Р _{пл} , МПа	Объем. коэфф.	Вязкость, мПа·с
60	0,0020	0,0898	59,9	0,0031	0,0367
55	0,0021	0,0849	55,0	0,0033	0,0352
50	0,0022	0,0800	50,0	0,0035	0,0336
45	0,0023	0,0750	49,3	0,0035	0,0334
40	0,0024	0,0697	48,3	0,0036	0,0331
35	0,0026	0,0641	47,2	0,0036	0,0327
30	0,0029	0,0578	45,0	0,0037	0,0320
25	0,0033	0,0506	40,0	0,0041	0,0304
20	0,0041	0,0417	35,0	0,0045	0,0288
15	0,0057	0,0312	30,0	0,0051	0,0272
10	0,0095	0,0230	25,0	0,0059	0,0257
5	0,0219	0,0194	20,0	0,0072	0,0244
3	0,0384	0,0188	15,0	0,0093	0,0231
2	0,0591	0,0185	10,0	0,0137	0,0221
1	0,1212	0,0183	5,0	0,0269	0,0214
0,6	0,2041	0,0182	4,5	0,0298	0,0213
0,3	0,4112	0,0182	4,0	0,0335	0,0213
0,2	0,6184	0,0182	3,0	0,0445	0,0212
0,1	1,2398	0,0182	2,0	0,0666	0,0211
-	-	-	1,0	0,1330	0,0210
-	-	-	0,1	1,3274	0,0209

Таб. 1 — Изменение свойств закачиваемых агентов

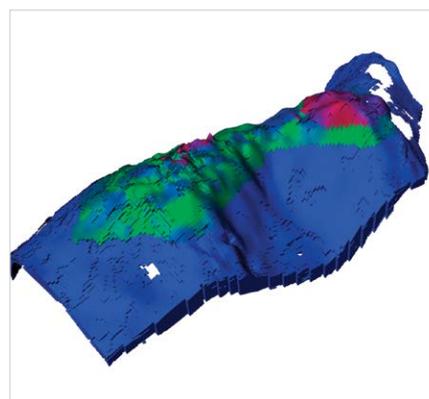


Рис. 1 — Сеточная аппроксимация гидродинамической модели продуктивного пласта БУ₁₁² (район залежи 2 и 3) система «нефть-вода»

Пласт	БУ ₁₁ ²	
Запасы свободного газа, млн. м ³	+/-, %	-4,9
Запасы нефти, тыс. т	+/-, %	3,0
Поровый газонас. объем, млн. м ³	+/-, %	-0,6
Поровый нефтенас. объем, млн. м ³	+/-, %	4,0

Таб. 3 — Сопоставление запасов по 2D геологической и 3D фильтрационной моделям

Пласт	Модель	Число блоков сетки, ед.			Размер ячеек X·Y, м	Средняя толщина слоя, м	Число ячеек в модели, млн. ед
		NX	NY	NZ			
БУ ₁₁ ²	Геологическая	300	970	80	100-100	0,23	23,28
	Фильтрационная	150	485	16	200-200	1,13	1,16

Таб. 2 — Сравнительная характеристика трехмерных моделей пластов

На Уренгойском месторождении при оценке наиболее рационального и эффективного варианта с поддержанием пластового давления в районе залежей 2 и 3 пласта БУ112 в качестве базового использовался проектный вариант, предусматривающий разработку залежей на истощение.

Для реализации вариантов с ППД проектная равномерная сетка преобразуется в площадную обращенную семиточечную. Все варианты были просчитаны по единому темпу бурения и ввода скважин, с одинаковыми ограничениями на работу добывающих скважин. Схема размещения фонда нефтяных скважин приведена на рис. 2.

Всего для залежей 2 и 3 пласта БУ² Уренгойского месторождения рассмотрено семь вариантов дальнейшей разработки с применением различных агентов для закачки:

Вариант 0 — разработки нефтяных частей залежей на естественном режиме разработки;

Вариант 1 — разработки нефтяных частей залежей с ППД закачкой воды;

Вариант 2 — разработки нефтяных частей залежей с ППД закачкой газа (азот);

Вариант 3 — разработки нефтяных частей залежей с ППД закачкой газа (газ сепарации);

Варианты 4, 5, 6 — разработки нефтяных частей залежей с ППД путем организации водогазового воздействия циклической закачкой газа и воды, соотношение объемов (приведенных к пластовым условиям) воды и газа сепарации 2:1, 1:1, 1:2, соответственно, по вариантам 4, 5, 6.

Граничные условия для вариантов разработки были:

- расчетный период — 56 лет;
- выбитие добывающих скважин при обводненности добываемой продукции — 98%;
- выбитие добывающих скважин при дебите нефти менее 0,5 м³/сут;
- забойное давление добывающих скважин — 5,5 МПа;
- забойное давление нагнетательных скважин — 33,0 МПа.

Исходными данными для создания относительных фазовых проницаемостей послужили результаты экспериментальных исследований, проведенных на 12 образцах керна из шести скважин.

При построении фильтрационной модели, относительные фазовые проницаемости задавались путем их масштабирования, для описания процессов в областях, где присутствует закачиваемый агент, достаточно использовать модифицированную величину остаточной нефтенасыщенности ($K_{но}$). Стоит отметить, что значения остаточной нефтенасыщенности при вытеснении нефти азотом и метаном характеризуются сопоставимыми трендовыми зависимостями и согласуются с экспериментами для пластов неокомских отложений (рис. 3).

В результате выполнения моделирования разработки нефтяной оторочки пласта БУ² с применением различных агентов воздействия на пласта были получено значительное увеличение КИН (таб. 4). Кратко рассмотрим результаты по каждому из вариантов.

Вариант 0 — предусматривает разработку на естественном режиме, также проведение ГТМ на бездействующем фонде в период с 2016–2018 гг. Всего на двух рассматриваемых

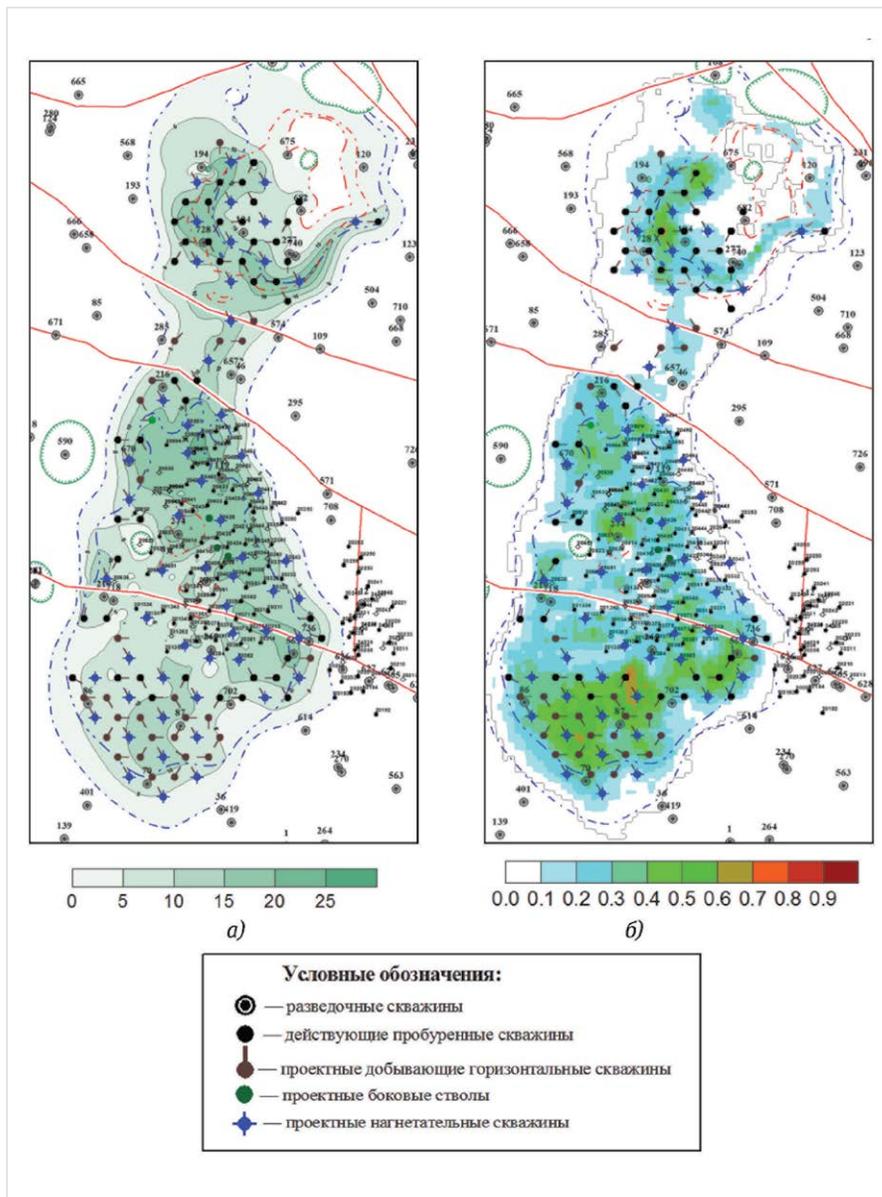


Рис. 2 — Схема размещения фонда нефтяных скважин (а — на карте начальных нефтенасыщенных толщин, б — на карте плотности текущих подвижных запасов нефти)

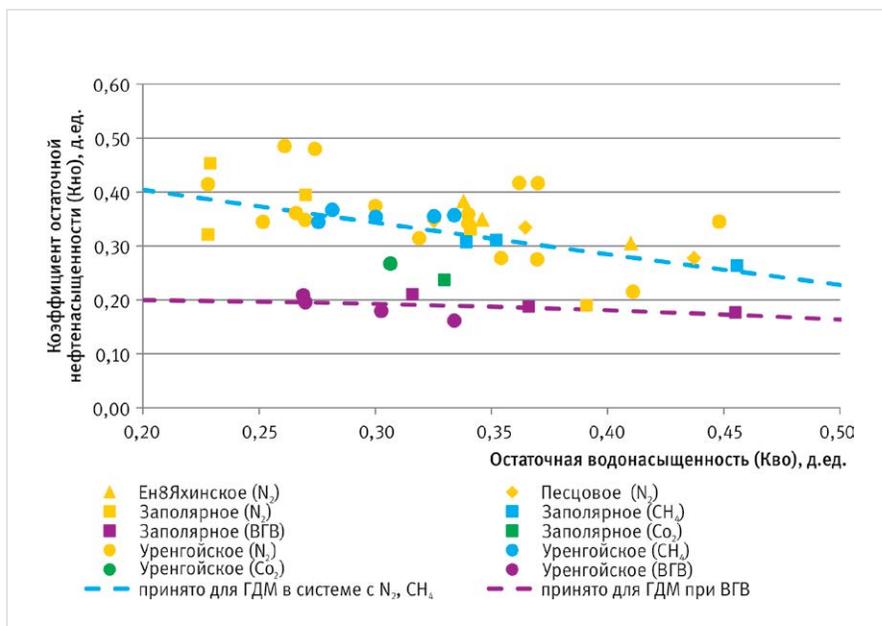


Рис. 3 — Зависимость величины остаточной нефтенасыщенности, принятая для масштабирования ОПФ

залежах общий фонд составит 196 скважин, в том числе 101 новая горизонтальная скважина из бурения и 12 боковых стволов из простаивающих скважин.

Вариант 1 — вариант с поддержанием пластового давления путем закачки воды. Дополнительно к варианту 0 предусматривает перевод под нагнетание 20 скважин пробуренного фонда в 2016 г.

Относительно варианта без внедрения системы ППД (вариант 0), в варианте 1 наблюдается значительное увеличение накопленной добычи нефти (на 56%), при этом накопленный отбор жидкости за расчетный период увеличился более чем в 4 раза.

Вариант 2 — вариант с поддержанием пластового давления путем закачки газа (азота), по динамике ввода и бурения скважин, а также перевода под закачку полностью соответствует варианту 1.

Относительно варианта 1 с закачкой воды, в варианте 2 наблюдается незначительное увеличение накопленной добычи нефти (на 5%), при этом накопленный отбор жидкости почти в 3 раза меньше, а отбор газа почти в 20 раз больше, при этом объем закачанного агента в пластовых условиях в 5 раз превышает объемы закачки воды.

Вариант 3 — вариант с поддержанием пластового давления путем закачки газа сепарации, по динамике ввода и бурения скважин, а также перевода под закачку полностью соответствует варианту 1.

Показатели вариантов 2 и 3 сопоставимы, отклонения составляют не более 5%. Существенной разницей является потребность в вытесняющем агенте, так в варианте с закачкой азота максимальная потребность 1,5 млрд м³ в год, а в варианте с закачкой ГС всего 106 млн м³.

Относительно варианта 1 с закачкой воды, в варианте 3 наблюдается незначительное увеличение накопленной добычи нефти (на 5%), при этом накопленный отбор жидкости почти в 3 раза меньше, а отбор газа почти

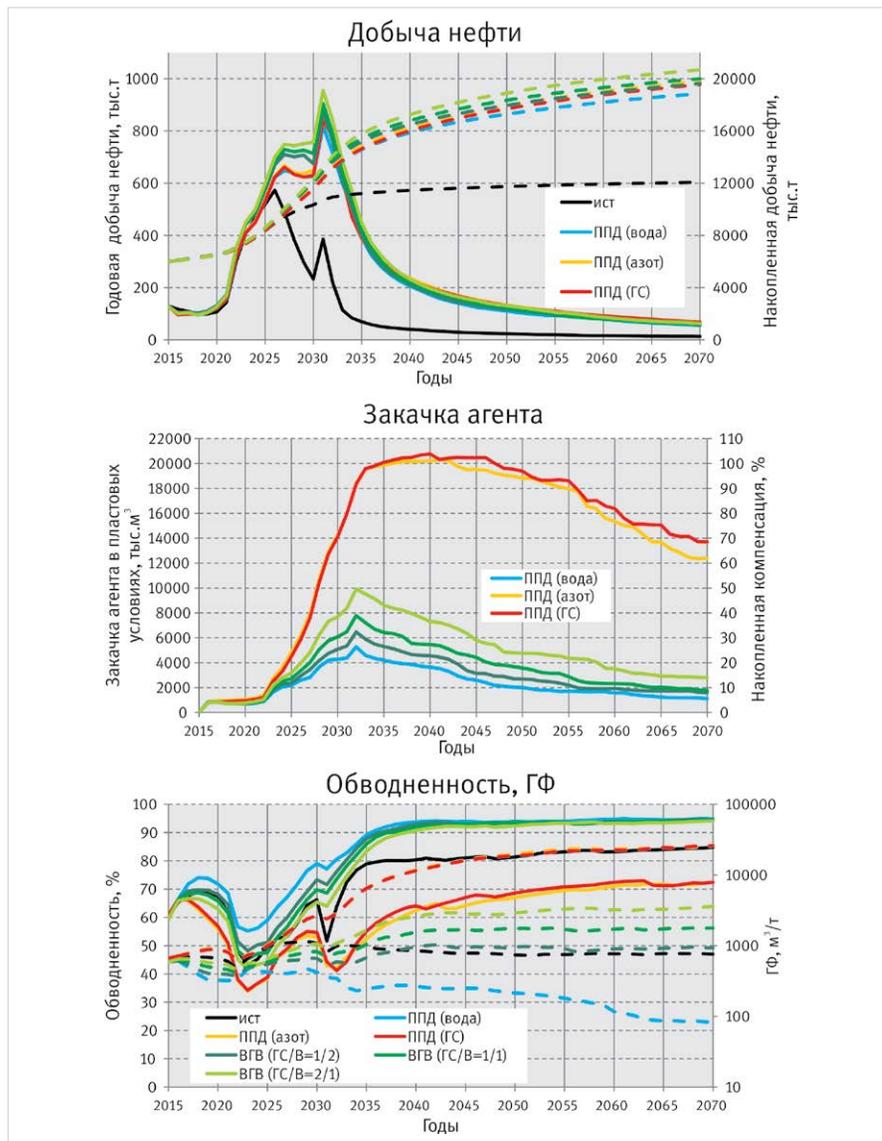


Рис. 4 — Основные технологические показатели по расчетным вариантам Уренгойского НКМ

Показатели	Этап 1		Этап 2		Этап 3		
	0 Вар.	1 Вар.	2 Вар.	3 Вар.	4 Вар.	5 Вар.	6 Вар.
Система разработки	Истощение	ППД вода	ППД азот	ППД Газ Сепар.	ППД Вода+Газ Сепар.		
Общий фонд скважин	196	202	202	202	202	202	202
Добывающие нагнетательные	196	148	148	148	148	148	148
Фонд для бурения	--	54	54	54	54	54	54
Горизонтальные добывающие	101	101	101	101	101	101	101
Горизонтальные нагнетательные	101	67	67	67	67	67	67
Горизонтальные нагнетательные	--	34	34	34	34	34	34
Расконсервация	21	27	27	27	27	27	27
в т.ч. под ЗБС	12	12	12	12	12	12	12
под нагнетание	--	6	6	6	6	6	6
Максимальные уровни							
Добыча нефти, тыс.т.	573,4	819,5	860,7	842,8	873,8	905,4	954,9
Добыча жидкости, тыс.т.	1210,2	3681,8	1507,8	1511,8	3256,9	3048,9	2734,4
Добыча газа, тыс.т.	610,1	293,4	2818,9	2682,3	473,9	626,4	907,6
Накопленная добыча нефти тыс. т.	6219	12994	13954	13691	13776	14133	14817
Накопленная добыча жидкости тыс. т.	17507	104678	31800	32103	96778	92549	88790
Накопленная добыча газа млн. м ³	6372	5106	105718	101505	10259	14964	23773
Конечный КИН	0,169	0,27	0,284	0,281	0,282	0,287	0,296

Таб. 4 — Основные технологические показатели вариантов разработки пласта БУ₁₁²

ИСПОЛНЕНИЕ
ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОЕ

СУЖ-П-И

СИГНАЛИЗАТОРЫ
УРОВНЯ ЖИДКОСТИ
ПОПЛАВКОВЫЕ

ПРЕДНАЗНАЧЕН для сигнализации одного, двух или трёх предельных уровней нефти и нефтепродуктов, а также других технических жидкостей, включая воду, в резервуарах и технологических аппаратах.

Сигнализатор обеспечивает предотвращение перетока жидких продуктов, фиксацию предельных уровней, снижение ущерба от аварий и повышение безопасности.



ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СИГНАЛИЗАТОРА – нефтебазы, технологические аппараты и резервуарные парки нефтеперерабатывающих заводов и производств. Принцип действия – срабатывание контактного устройства (геркона) при достижении чувствительным элементом (поплавок) заданного (контролируемого) уровня продукта. Сигнализатор СУЖ-П-И состоит из модуля преобразователя и преобразователей первичных.



Преобразователи первичные имеют маркировку взрывозащиты «0Exia I BT5» и могут устанавливаться во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок.



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



Преобразователи первичные вертикального исполнения разделяются на разборные и не разборные, и служат для сигнализации одной, двух или трёх точек контроля.



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



ПУБЛИЧНОЕ
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

ЗАВОД «КРАСНОЕ ЗНАМЯ»

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

в 20 раз больше. Кроме того, объем закачанного агента в пластовых условиях в 5 раз превышает объемы закачки воды (вариант 1).

Вариант 4 — для реализации вариантов поддержания пластового путем организации водогазового воздействия с циклической закачкой газа и воды в соотношении 1 объем газа в пластовых условиях к 2 объемам воды. В качестве вытесняющего газового агента был выбран газ сепарации, который добывается непосредственно на месторождении и имеет более низкую цену, чем азот.

По общему фонду и вводу скважин варианты с ВГВ аналогичны вариантам с ППД только водой или только газом.

Относительно варианта 1 с закачкой воды, в варианте 4 наблюдается незначительное увеличение накопленной добычи нефти (на 4%), при этом накопленный отбор жидкости на 7% меньше, а отбор газа в 2 раза больше. Кроме того, объем закачанной смеси в пластовых условиях на 20% превышает объемы закачки в варианте 1.

Вариант 5 — для реализации вариантов поддержания пластового путем организации водогазового воздействия с циклической закачкой газа и воды в соотношении 1 объем газа в пластовых условиях к 1 объему воды. По общему фонду и вводу скважин варианты с ВГВ аналогичны вариантам с ППД только водой или только газом.

Относительно варианта 1 с закачкой воды, в варианте 5 наблюдается незначительное увеличение накопленной добычи нефти (на 6%), при этом накопленный отбор жидкости на 11% меньше, а отбор газа в 3 раза больше. Кроме того, объем закачанной смеси в пластовых условиях на 47% превышает объемы закачки воды в варианте 1 и на 20% объемы закачки водогазовой смеси по варианту 4.

Вариант 6 — для реализации вариантов поддержания пластового путем организации водогазового воздействия с циклической закачкой газа и воды в соотношении 2 объема газа в пластовых условиях к 1 объему воды. По общему фонду и вводу скважин варианты с ВГВ аналогичны вариантам с ППД только водой или только газом.

Относительно варианта 1 с закачкой воды, в варианте 6 наблюдается наибольшее среди вариантов с ВГВ увеличение накопленной добычи нефти (на 6%), при этом накопленный отбор жидкости на 11% меньше, а отбор газа в 3 раза больше чем при ППД водой, и в 5 раз меньше чем при ППД только газом. Кроме того, объем закачанной смеси в пластовых условиях в 2 раза превышает объемы закачки в варианте 1 и на 62% объемы закачки водогазовой смеси по варианту 4, при этом объемы закачки остаются в 3 раза ниже, чем при ППД только газом.

Сопоставление основных технологических показателей разработки по вариантам 0–6 представлено на рис. 4.

Итоги

На основе систематизации результатов лабораторно экспериментальных исследований на керне были получены относительные фазовые проницаемости при реализации процесса вытеснения различными агентами, которые использованы для выполнения вычислительных экспериментов на полномасштабной геолого-гидродинамической

модели пласта БУ₁₁² Уренгойского месторождения. Что обеспечило повышение точности прогнозирования технологических показателей разработки с реализацией газовых методов увеличения нефтеотдачи.

Выводы

В результате выполнения вычислительных экспериментов установлено, что наименьший прирост отмечается для варианта с ППД закачкой воды, где конечный КИН увеличился на 56,1%. Разработка с ППД закачкой азота позволяет увеличить конечный КИН на 5,1% по сравнению с вариантам с закачкой воды, а ППД с закачкой газа сепарации на 3,7%. Повышение КИН отмечается также в вариантах с организацией водогазового воздействия, увеличение которого, относительно варианта с ППД водой, составило 4,1, 6,0 и 9,7 %, соответственно, при различных соотношениях объемов закачиваемых агентов газа сепарации и воды 1:2, 1:1 и 2:1.

По итогам расчетов пластовое давление по всем вариантам установилось на уровне текущего давления, при этом объемы годовой закачки газового агента, ввиду его большой подвижности, в 3–4 раза больше объемов воды приведенных к пластовым условиям. При этом, прирост извлекаемых запасов в вариантах с ППД варьировал в диапазоне 55–75% в сравнение с вариантам на истощение. При сравнении вариантов с ППД наименьший прирост был получен при закачке воды.

Список литературы

1. Гавура В.Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 1995. 496 с.
2. Гавура В.Е., Исайчев В.В., Курбанов А.К и др. Современные методы и системы разработки газонефтяных залежей. М.: ВНИИОЭНГ, 1994. 346 с.
3. Закиров С.Н., Закиров И.С. Новый подход к разработке нефтегазовых залежей. М.: ИРЦ Газпром, 1996. 52 с.
4. Закиров С.Н. Совершенствование технологий разработки месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2000. 643 с.
5. Косачку Г.П., Сагитова Д.З., Титова Т.Н. Опыт разработки газовых и газоконденсатных месторождений с нефтяными залежами и оторочками // Газовая промышленность. 2006. №2. С. 27–30.
6. Закиров С.Н., Лапук Б.Б. Проектирование и разработка газовых месторождений. М.: Недра, 1974. 376 с.
7. Степанова Г.С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. М.: Газоил пресс, 2006. 200 с.
8. Грайфер В.И., Лысенко В.Д. Газовое заводнение. Перспективы широкого промышленного применения // Нефтяное хозяйство. 2007. № 2. С. 41–44.
9. Todd, M.R., Longstaff, W.J., 1972, The Development, Testing, and Application Of a Numerical Simulator for Predicting Miscible Flood Performance, Journal of Petroleum Technology, Volume 24, Number 7.

Simulation of development the oil parts of Urengoy field with impact on layer by various agents

Authors:

Ruslan F. Sharafutdinov — director of the "Center of design of development of oil-gas condensate deposits and fields of hardly removable stocks" center; Sharafutdinov@tngg.ru

Sergey G. Soldatov — head of department of development of oil-gas condensate deposits; Soldatov@tngg.ru

Alexander S. Samoylov — Ph.D., research engineer, Achimov deposits development section; SamoylovAS@tngg.ru

Alexander N. Nesterenko — Ph.D., deputy general director, R&D in oil and gas-condensate fields development and operation; Nesterenko@tngg.ru

"TyumenNIIgiprogaz" LLC, Tyumen, Russian Federation

Abstract

Now the main methods of increase in oil recovery on fields of Russia and foreign countries are physical methods, such as layer hydraulic fracturing, construction of lateral horizontal trunks, radial opening of layer. However these ways are directed to layer coverage increase by drainage, the oil replacement indicator in this case practically doesn't change; however has also defining value of oil recovery. In this regard, studying of processes of replacement of oil by various agents is the actual direction of research of instruments of increase of a production of oil-gas condensate deposits.

Features of modeling of development with application of gas agents of impact on layer with use of digital filtration model and comparison of results to a traditional method of maintenance of reservoir pressure and replacement of oil by pumping water are given in this work.

Materials and methods

For the solution of problems of the real work results of research of a geological structure of oil rims, properties of formation fluids have been used. Results of laboratory pilot studies of a core on definition

of relative phase permeability with the subsequent use in the full-scale geological and hydrodynamic model of object providing the numerical solution of processes of a filtration at influence by various agents in system of maintenance of reservoir pressure are processed.

Results

On the basis of systematization of results of laboratory pilot studies on a core have been received relative phase permeability at realization of process of replacement by various agents who are used for performance of computing experiments on full-scale geological and hydrodynamic model of BU₁₁² layer of the Urengoy field. What has provided increase of accuracy of forecasting of technological indicators of development with realization of gas methods of increase in oil recovery.

Conclusions

As a result of performance of computing experiments it is established that the smallest gain is noted for option with reservoir pressure maintenance (RPM) in pumping water where final oil recovery factor has increased by 56,1%. Development with RPM in pumping nitrogen allows to increase final oil

recovery factor by 5,1% in comparison with options with pumping water, and RPM with pumping gas of separation to 3,7%. Increase of oil recovery factor is noted also in options with the organization of water gas influence which increase, concerning option with RPM water, has made 4,1, 6,0 and 9,7%, respectively, at various ratios of volumes of the downloaded agents of gas of separation and water 1:2, 1:1 and 2:1.

Following the results of calculations the reservoir pressure by all options was established at the level of the current pressure, at the same time volumes of annual downloading the gas agent, in view of his big mobility, it is 3–4 times more than the volumes of water brought to sheeted conditions. At the same time, the gain of the taken stocks in options with RPM varied in the range of 55–75% in comparison with options on exhaustion. When comparing options with RPM the smallest gain has been received at pumping water.

Keywords

gas methods of increase in oil recovery, maintenance of reservoir pressure, water gas influence, digital filtration model

References

- Gavura V.E. *Geologiya i razrabotka neftyanykh i gazonefityanykh mestorozhdeniy* [Geology and development oil and gas-oil fields]. Moscow: VNIIOENG, 1995, 496 p.
- Gavura V.E., Isaychev V.V., Kurbanov A.K i dr. *Sovremennye metody i sistemy razrabotki gazonefityanykh zalezhey* [Modern methods and systems to development gas-oil fields]. Moscow: VNIIOENG, 1994, 346 p.
- Zakirov S.N., Zakirov I.S. *Novyy podkhod k razrabotke neftegazovykh zalezhey* [New approach to development oil-gas deposits]. Moscow: IRTs Gazprom, 1996, 52 p.
- Zakirov S.N. *Sovershenstvovanie tekhnologiy razrabotki mestorozhdeniy nefiti i gaza* [Improving of technologies for oil-gas fields development]. Moscow: Graal', 2000, 643 p.
- Kosachku G.P., Sagitova D.Z., Titova T.N. *Opyt razrabotki gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy s neftyanyimi zalezhami i otorochkami* [Experience in the development of gas and gas condensate fields with oil deposits and rims]. 2006, issue 2, pp. 27–30.
- Zakirov S.N., Lapuk B.B. *Proektirovanie i razrabotka gazovykh mestorozhdeniy* [Design and development of gas fields]. Moscow: Nedra, 197, 376 p.
- Stepanova G.S. *Gazovye i vodogazovye metody vozdeystviya na neftyanye plasty* [Gas and water-gas methods of oil formation treatment]. Moscow: Gazoil press, 2006, 200 p.
- Grayfer V.I., Lysenko V.D. *Gazovoe zavodnenie. Perspektivy shirokogo promyshlennogo primeneniya* [Gas flooding. Prospects of wide industrial application]. Oil industry, 2007, issue 2, pp. 41–44.
- Todd, M.R., Longstaff, W.J., 1972, The Development, Testing, and Application Of a Numerical Simulator for Predicting Miscible Flood Performance, Journal of Petroleum Technology, Volume 24, Number 7.

Выбор оптимальных режимов гидроабразивного резания металла

И.В. Добровольский
главный механик¹
igor.dobrovolskiyi@gmail.com

М.М. Лях
к.т.н., профессор²
no@nung.edu.ua

¹ЧАО «Укргаздобыча», Харьков, Украина
²Ивано-Франковский Национальный
Технический университет нефти и газа,
Ивано-Франковск, Украина

При ликвидации открытых фонтанов часто возникает проблема по демонтажу устьевого оборудования. Данные работы очень опасные и трудоемкие. Применение метода резки аварийного оборудования гидроабразивным способом может существенно обезопасить и ускорить работы по ликвидации аварии в целом. В статье определяется оптимальный режим резания и состав гидроабразивной смеси для резания металлоконструкций давлением до 40 МПа при проведении работ по резанию устьевого оборудования для ликвидации открытых фонтанов.

Материалы и методы
Испытательный стенд «Струя». Образцы стали разных марок.

Ключевые слова
гидроабразивное резание,
гидрорезание, резание металла

Гидроабразивное резание — альтернатива не только механическому, но и лазерному, плазменному, ультразвуковому, а в некоторых случаях является единственно возможным методом резания сложных конструкций.

В основу гидрорезания материалов положен своеобразный режущий инструмент — определенным способом сформированная тонкая высоконапорная струя жидкости. Эффект гидравлического резания достигается за счет концентрации высокого уровня энергии в струе жидкости, которая вытекает из насадки с большой скоростью под действием большого давления. При этом плотность струи превышает прочность материала. [1]

Гидрорезание материалов производится двумя способами, которые отличаются отсутствием или наличием абразива в рабочей жидкости. Введение абразива в струю увеличивает ее технологические возможности за счет увеличения режущей способности гидроабразивной смеси. [2]

При гидроабразивной резке вода (жидкость) в первую очередь служит для транспортировки абразивных частичек, которые являются режущим инструментом.

Для повышения режущих способностей, как при гидравлическом, так и при гидроабразивном способе резания, в высоконапорную струю вводят хладагент, который способствует образованию льдинок в струе, что повышает режущие свойства струи. [3]

Гидроабразивное резание имеет ряд принципиальных отличий, которые обеспечивают высокую универсальность процесса и значительно расширяют область ее рационального применения. [4]

К недостаткам гидрорезания следует отнести недолговечность сопла и трудности его изготовления, а также дороговизну оборудования.

Номенклатура материалов, для резки которых возможно применять современную технологию гидроабразивного резания, почти неограниченная, а иногда и единственно возможная. Например, данный метод дает возможность проводить резание разнообразных сэндвич конструкций, которые другими методами в принципе не режутся.

Таким образом, гидроабразивный метод резания металла целесообразно использовать для проведения расчленения устьевого оборудования в условиях горящего нефтегазового фонтана, что существенно обезопасит данный этап проведения аварийных работ.

С целью определения оптимальных режимов и технологии резания металла, с учетом доступного оборудования и насосной техники, а именно цементировочных агрегатов АСF-700 и АСF-1000, был разработан специальный стенд «Струя» (рис. 1), который состоит из гидроабразивного резака 1, насадки 2, станины 3, подвижной плиты 4 на которой закреплен эталонный образец 5.

Конструкция стенда «Струя» позволяет дискретно перемещать и фиксировать эталонный образец в продольном и горизонтальном направлениях, изменяя расстояние L до насадки в пределах от 40 до 300 мм.

Проходной диаметр насадки равен 5 мм. Материал насадки — ВК-6М.

На данном стенде были произведены следующие исследования:

1. Определение оптимального режима

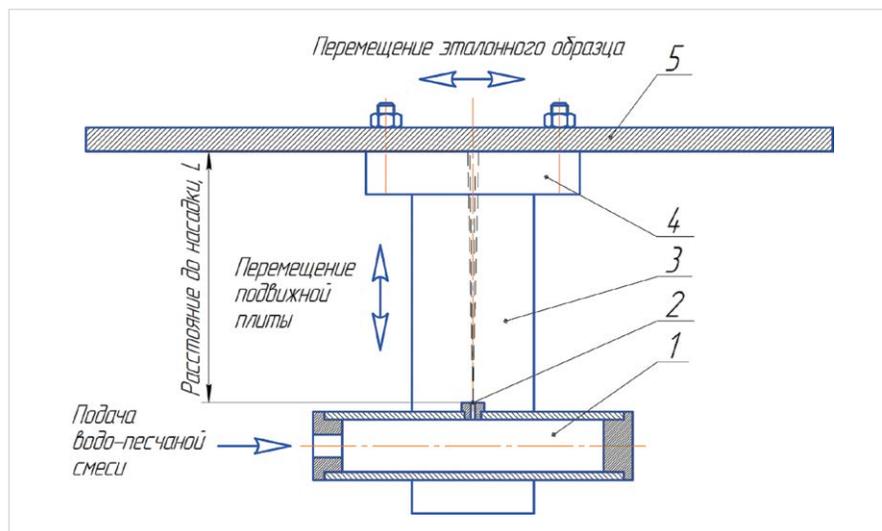


Рис. 1 — Схема стенда «Струя»
1 — Гидроабразивный резак; 2 — Насадка; 3 — Станина; 4 — Подвижная плита;
5 — Эталонный образец

Давление нагнетания, МПа	15			20			25			30			35		
Концентрация песка, кг/м ³	100	150	200	100	150	200	100	150	200	100	150	200	100	150	200
Время резания, с	160	155	155	102	100	98	85	73	70	36	32	30	28	26	26

Таб. 1 — Режимы резания и результаты исследования

- резания в зависимости от давления нагнетания и концентрации песка.
2. Определение воздействия размера фракции песка на процесс резания.
 3. Определение воздействия расстояния до эталонного образца на процесс резания.
 4. Определение воздействия физико-механических свойств металла на процесс резания.

Исследование №1 — Определение оптимального режима резания в зависимости от давления нагнетания и концентрации песка.

Эталонный образец устанавливался с возможностью его горизонтального перемещения, а расстояние до насадки составляло 40 мм. Для определения оптимального режима проводились резание эталонного образца толщиной 30 мм из Ст.3 ГОСТ 380.

В качестве абразива применялся сухой мытый калиброванный кварцевый песок ОВС (Новая Водолага, Украина) размером фракции 0,15–0,3 мм.

Результаты исследования №1 представлены в таб. 1 и на рис. 2.

Прорезанный эталонный образец представлен на рис. 3.

После проведения первого этапа исследований определено и принято эффективное давление резания 30 МПа, так как дальнейшее повышение давления существенно не улучшает процесс резания, но в свою очередь значительно увеличивает нагрузку на насосную нагнетательную технику.

Все последующие исследования будут проводиться на принятом эффективном давлении резания.

Относительно концентрации песка в водопесчаной смеси исследования показали, что оптимальной концентрацией песка можно условно приблизительно принять 120...150 кг/м³ и использовать данную концентрацию для последующих исследований.

Исследование №2 — Определение воздействия размера фракции песка на процесс резания.

Для проведения данного этапа исследований были использованы три фракции кварцевого песка ОВС (Новая-Водолага, Украина):

- №1 — фракция 0,15–0,30 мм;
- №2 — фракция 0,3–0,8 мм;
- №3 — фракция 0,5–1 мм.

Результаты исследования режимов резания №2 представлены в таб. 2.

Исследование №3 — Определение воздействия расстояния до насадки на процесс резания.

Эталонный образец поэтапно перемещался и статически фиксировался на разных расстояниях от насадки, при помощи подвижной плиты. Для определения воздействия расстояния от насадки до места резания проводилась резка эталонного образца на расстояниях 40 мм, 150 мм, 300 мм.

Режимы резания и результаты исследования №3 предоставлены в таб. 3 и на рис. 4.

Исследование №4 — Определение воздействия физико-механических свойств металла на процесс резания.

Для определения воздействия физико-механических свойств металла на процесс резания в качестве образцов использовались

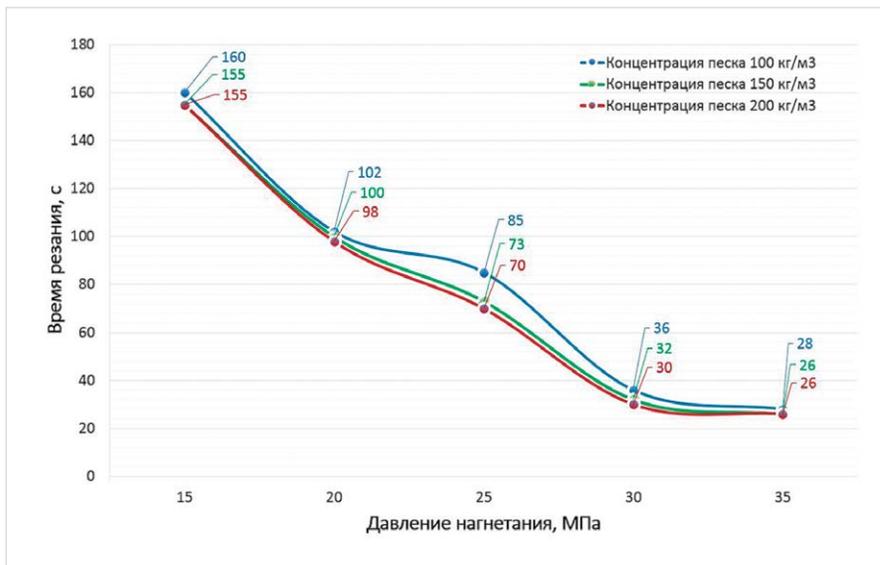


Рис. 2 — Зависимость времени резания от давления нагнетания и концентрации песка



Рис. 3 — Прорезанный эталонный образец

Давление нагнетания, МПа	30								
Песок	№1			№2			№3		
Концентрация песка, кг/м ³	150								
Время резания, с	32	30	34	58	55	56	30	34	36

Таб. 2 — Режимы резания и результаты исследования №2

Давление резания, МПа	30								
Концентрация песка, кг/м ³	150								
Расстояние до насадки, L, мм	40			150			300		
Время резания, с	32	29	30	80	80	84	117	110	118

Таб. 3 — Режимы резания и результаты исследования №3

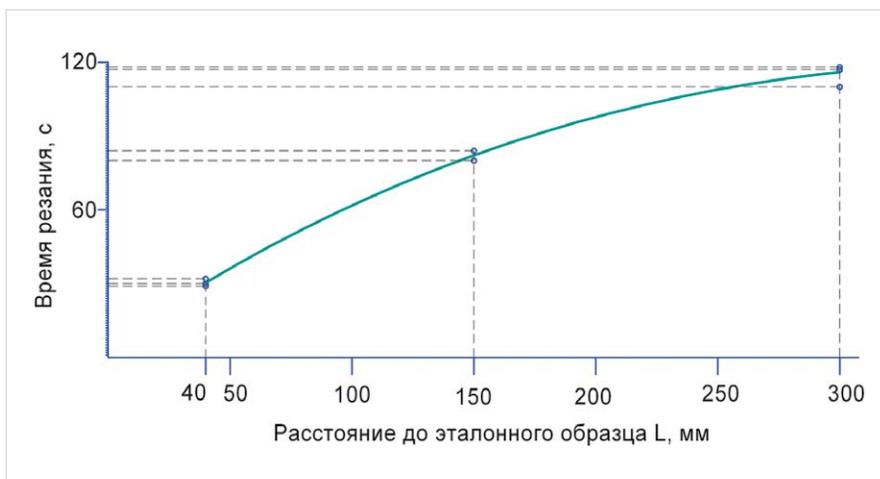


Рис. 4 — Зависимость времени резания от расстояния до насадки

стали разных марок с разными твердостями по HRCэ. Эталонные образцы размещались неподвижно на расстоянии 40 мм от насадки.

Параметры материалов, режимы резания и результаты исследования №4 представлены в таб. 4 и рис 5.

Итоги

После проведения исследований определено и принято эффективное давление резания 30 МПа и оптимальную концентрацию песка 120...150 кг/м³, при этом следует отметить, что увеличение фракции песка положительно не сказалось на процессе резки, а твердость стали, которую режут, не влияет на скорость резки.

Выводы

Ряд вышеизложенных исследований показал, что технически возможно проводить работы по резанию (расчленению) устьевого оборудования при проведении аварийных работ по ликвидации открытых нефтегазовых фонтанов с применением технологии гидроабразивного резания и использованием доступных материалов и техники.

Для внедрения данного метода на аварийных работах необходимо дополнительно разработать специальный инструмент (гидроабразивный резак), а также отработать технологию резания различных элементов металлоконструкций устьевого оборудования, которые имеют не прямолинейную форму.

Давление резания, МПа	30								
Концентрация песка, кг/м ³	150								
Марка стали	Ст. 3 ГОСТ 380			Сталь 45 ХГМА ГОСТ 4543			Сталь 45 ХГМА ГОСТ 4543		
Твёрдость, HRC _э	-			25			42		
Время резания, с	32	32	31	41	40	44	29	28	30

Таб. 4 — Режимы резания и результаты исследования №4

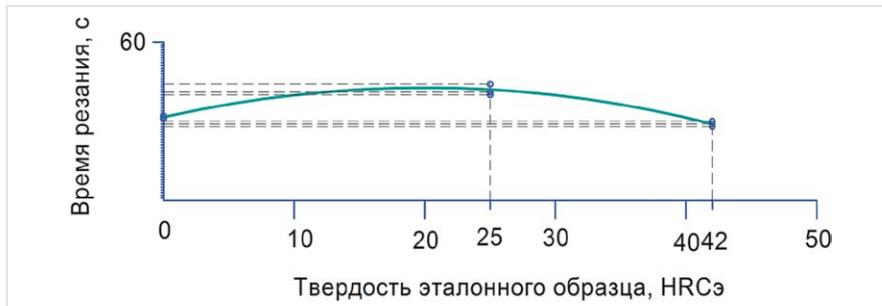


Рис. 5 — Зависимость времени резания от твердости стали

Список литературы

1. Тихомиров Р.А., Гуенко В.С. Гидрорезание неметаллических материалов. Киев: Техника, 1984. 150 с.
2. Коржов Е.Г. Некоторые особенности водоструйной обработки материалов — waterjet-технология // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2006. №3. С. 273–287.
3. Степанов Ю.С., Барсуков Г.В. Современные технологические процессы механического и гидроструйного раскроя технологических тканей. М.: Машиностроение, 2004. 240 с.
4. Саленко А.Ф. Гидроструйной резание: проблемы и перспективы метода // Оборудование и инструмент для профессионалов. 2002. №10. С. 20–23.

ENGLISH

GAS INDUSTRY

Selecting the optimum mode of water-jet cutting metal method

UDC 622.691

Authors:

Igor V. Dobrovolskyi — chief engineer¹; Igor.dobrovolskyi@gmail.com

Michail M. Lyakh — Ph.D., professor²; no@nung.edu.ua

¹PJSC "Ukrgasdobycha", Kharkiv, Ukraine

²Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, Ukraine

Abstract

During the process of elimination of blowouts the problem of dismantling wellhead often were revealed. This type of operation is very dangerous and time-consuming. Using hydroabrasive (water-jet) cutting method can significantly secure and accelerate process of the accident liquidation as a whole.

In this paper were determined the optimal cutting mode and the composition of a mixture of water-jet cutting of equipment by pressure up to 40 MPa during the cutting work wellhead to eliminate blowouts.

Materials and methods

Testing bench "Struya". Steel samples of different brands.

Results

As result of testing was determined and set effective cutting pressure which is 30 MPa. Also was determined the optimal concentration of sand 120... 150 kg/m³, it should be noted that the increase in the fraction of sand does not affect the process of cutting, and the hardness of the steel, which is cut, does not affect the cutting speed.

Conclusions

A number of the above studies have shown

that it is technically possible to carry out work on the cutting (dismemberment) wellhead equipment during emergency operations for liquidation of open oil fountains with Waterjet cutting technology and use of available materials and technology.

To implement this method in the emergency work is necessary to further develop the special tool (hydroabrasive cutter), as well as prove the work of cutting technology of the various elements of metal structures wellhead, which do not have a straight shape.

Keywords

pressure water cutting, water-jet cutting, cutting metal

References

1. Tikhomirov R.A., Guenko V.S. *Gidrorezanie nemetallicheskih materialov* [Waterjet cutting non-metallic materials]. Kiev: *Tekhnika*, 1984, 150 p.
2. Korzhov E.G. *Nekotorye osobennosti vodostruynoy obrabotki materialov — waterjet-tehnologiya* [Some features of the water jet processing of materials - waterjet- technology]. Mining informational and analytical bulletin, 2006, issue 3, pp. 273–287.
3. Stepanov Yu.S., Barsukov G.V. *Sovremennye tekhnologicheskie protsessy mekhanicheskogo i gidrostruynogo raskroya tekhnologicheskikh tkaney*. [Modern technological processes of mechanical and technological hydrojet cutting tissue]. Moscow: *Mashinostroenie*, 2004, 240 p.
4. Salenko A.F. *Gidrostruynoy rezanie: problemy i perspektivy metoda* [Hydro-jet cutting : problems and prospects of the method] *Oborudovanie i instrument dlya professionalov*, 2002, issue 10, pp. 20–23.



**АРМАТУРНЫЙ
ЗАВОД**

ООО «Арматурный Завод» специализируется на производстве и поставке трубопроводной арматуры общепромышленного назначения.

Более 20 000 наименований производимых изделий

География нашей деятельности охватывает практически все регионы России и страны СНГ.
Более 150 ведущих отечественных компаний – потребителей и заказчиков



Блоки
предохранительных
клапанов (БПК)



Предохранительный
импульсный клапан
(серия ПИК)



Клапаны обратные
поворотные (КОП)



Устройства
переключающие (УП)



Клапаны
предохранительные
пружинные (КПП)



Краны
шаровые (КШ)



Задвижки
клиновые литые (ЗКЛ)

Моделирование переходных процессов, происходящих в морском трубопроводе при перекачке углеводородов

Т.И. Лаптева

к.т.н., зам. начальника лаборатории
T_Lapteva@vniigaz.gazprom.ru

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва, Россия

Изложены результаты теоретического исследования переходных процессов в морском трубопроводе при закрытии/открытии элементов запорно-регулирующей арматуры, что также может быть применено и для определения мест утечек извлекаемого продукта в колоннах насосно-компрессорных труб в результате коррозионного или иного их разрушения. Исследованы свойства характеристик потока в трубопроводе при образовании волны скорости и давления.

Материалы и методы

На основе численного решения телеграфных уравнений было смоделировано течение перекачиваемого продукта в морском трубопроводе при закрытии/открытии элементов запорно-регулирующей арматуры.

Ключевые слова

переходные процессы, волновой характер движения, приведенный коэффициент линейного трения, волна разрежения, скачок скорости или давления, запорно-регулирующая арматура, амплитуда скорости

Длительный срок эксплуатации и повышение требований к экологической безопасности объектов морского трубопроводного транспорта нефти и газа ставят в ряд важнейших задач вопросы обеспечения их надежной и безотказной работы, предупреждения и снижения количества аварийных ситуаций, разработки эффективных методов ликвидации последствий аварий. Среди них важное значение имеет задача обнаружения и определения места повреждения морских трубопроводов, обусловленная:

1. значительными загрязнениями поверхности суши и водной среды;
2. увеличением числа незаконных врезок и хищений нефтепродуктов;
3. крупными затратами на производство ремонтных работ и ликвидацию последствий утечек углеводородов.

Эти причины выдвигают высокие требования к системам обнаружения утечек для различных условий эксплуатации:

- оперативность (быстродействие);
- высокая чувствительность;
- точность определения места утечки;
- надежность и достоверность автоматического обнаружения в режиме «online»;
- отсутствие воздействия помех на режимы обнаружения;
- экономичность.

Системы обнаружения утечек на трубопроводах подразделяются на программные и аппаратные системы. В рамках программных систем проводится сбор данных с датчиков, которые обычно используются при эксплуатации трубопроводов (датчики давления, температуры, расхода) для обнаружения и локализации потенциальных утечек на основании программных алгоритмов. В аппаратных системах для мониторинга утечек используются датчики, не связанные с обычным процессом эксплуатации трубопроводов.

Существует четыре принципиально различных подхода к решению задачи контроля утечек [1, 2]:

1. Регистрация на концах контролируемого участка волны разрежения, возникающей в момент возникновения утечки, даёт достаточно высокую чувствительность метода (1,5÷3 % от номинального расхода), время регистрации (5÷10 мин) и низкую погрешность определения места утечки (500÷1000 м на участке 100 км) [3]. Однако метод требует постоянного мониторинга давлений. Время затухания волн давления соизмеримо со временем регистрации.
2. Барокорреляционный принцип гидравлической локации утечек [4] заключается в восстановлении линии пьезометрических уклонов на контролируемом участке трубопровода по показаниям манометров, позволяющий устойчиво регистрировать утечку в 5÷10 % от номинального расхода, имеет низкую погрешность определения места утечки (1500÷2000 м на 100 км

участке), позволяет опрашивать датчики давления поочередно в периодическом режиме, что снижает стоимость системы. Однако метод требует достаточное количество работающих датчиков, даёт ложное срабатывание при возникновении самотёчных участков, смене реологических свойств продукта и движении инородного тела внутри трубы с потоком жидкости и имеет низкую чувствительность. Тем не менее, барокорреляционный принцип применяется повсеместно во всех современных технологиях диагностики утечек совместно с другими методами вследствие хорошей точности в определении места утечки и низкой стоимости аппаратных и программных средств [5, 6].

3. Акустический способ обнаружения утечки основан на регистрации характерного шума в ультразвуковом диапазоне, возникающем при истечении струи под давлением. Акустический способ является достаточно точным (1÷5 м) и дорогим методом определения места утечки, он требует дорогостоящих датчиков с периодичностью установки 100...300 м по длине трубопровода, а так же специализированной линии и технических средств обработки информации. Он нашел своё применение в современных проектах в США при мониторинге подводных переходов [6].
4. Дифференциальный метод сведения баланса расходов на участке трубопровода, оборудованном по концам расходомерами, – самый точный из всех известных методов, способный регистрировать «малые» утечки (меньше 1%) [7, 8].

В работе [9] на основе численного решения математической модели изменения давления в трубопроводе в виде телеграфного уравнения была получена система уравнений, позволяющая обнаружить при неустановившихся режимах течения перекачиваемого продукта появление малых утечек, возникающих, если давление в окружающей трубопровод среде меньше давления внутри трубопровода. Так как в процессе истечения через трещину происходит вынос некоторой массы и количества движения, то, согласно закону сохранения, должно происходить изменение массы и количества движения жидкости, оставшейся внутри трубопровода. Эти изменения приводят к тому, что вниз и вверх по потоку начнут распространяться волны разрежения, форма, амплитуда которых существенно зависят от размера и скорости роста размера трещины, коэффициента поглощения волны при распространении в перекачиваемом продукте, расстояния трещины до установленных на концах трубопровода датчиков, разности давлений внутри и вне трубопровода, а также других факторов.

В данной статье на базе расчетных соотношений [9–11] рассматривается решение

важной для транспортировки продуктов по морским трубопроводам задачи, определяемой закрытием/открытием элементов запорно-регулирующей арматуры, заполнением танков при танкерном транспорте углеводородов, поскольку одной из основных причин возникновения гидроударных явлений является закрытие запорно-регулирующей арматуры [12]. Процесс закрытия/открытия задвижек по физической сути соответствует образованию утечки в трубопроводе.

Пусть в сечении $x=0$ расположена задвижка, разделяющая технологический трубопровод, сооруженный из различного рода труб, в частности, из металлопластмассовых труб, [13] от другого трубопровода, являющегося ответвлением. На другом конце $x=l$ второго трубопровода расположены емкости, которые необходимо заполнить перекачиваемой средой. Рассмотрим переходные (нестационарные) процессы, протекающие во втором трубопроводе после того, как началось открытие задвижки. Из [14] известно, что волновой характер движения сохраняется вплоть до $al/c=0,5$, где a – приведенный коэффициент линейного трения; c – скорость звука в перекачиваемой среде. При $l=2 \times 10^4$ м, $c=1300$ м/с и $a=0,0308$ 1/с значение величины al/c составляет 0,43, то есть неустановившееся движение перекачиваемой среды будет носить волновой характер.

При небольшом затухании в основных дифференциальных уравнениях (17) [9]

$$\begin{aligned} -\frac{\partial p}{\partial x} &= \rho \left(\frac{\partial w}{\partial t} + 2aw \right) \\ -\frac{\partial p}{\partial t} &= \rho c^2 \frac{\partial w}{\partial x} \end{aligned} \quad (1)$$

слагаемое затухания $2a$ (ρw) можно опустить и рассматривать более простую систему:

$$\begin{cases} -\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{\partial}{\partial t}(\rho w), \\ -\frac{\partial p}{\partial t} = c^2 \frac{\partial}{\partial x}(\rho w), \end{cases} \quad (2)$$

где ρ – плотность жидкости или газа;

p – среднее давление в сечении;

t – время;

w – средняя в сечении скорость.

Эти уравнения сводятся к уравнению малых поперечных колебаний

$$-\frac{\partial^2}{\partial t^2}(\rho w) = c^2 \frac{\partial^2}{\partial x^2}(\rho w), \quad (3)$$

общее решение которого можно быть представлено в виде суммы двух волн – прямой и обратной:

$$\rho w = f_1 \left[t - \frac{x}{c} \right] + f_2 \left[t + \frac{x}{c} \right], \quad (4)$$

где f_1, f_2 – произвольные функции времени, равные нулю при $t=0$.

Тогда направо пойдет волна, которая, дойдя до открытого конца, должна отразиться как волна разрежения с той же амплитудой, что и прямая. Но первоначальное давление на $x=0$ близко к атмосферному, следовательно, минимальное давление в отраженной волне не может быть меньше нуля. Поэтому условие равенства нулю избыточно, по отношению к стационарному, давления, принимаемое в классических работах,

в рассматриваемом случае не выполняется: выход на стационарный режим осуществляется монотонно. Наличие отраженной волны приведет, с одной стороны, к некоторому увеличению амплитуды скорости «утечки», а с другой – к уменьшению амплитуды давления. Следует отметить, что волна разрежения проследует далее в технологический трубопровод, вызывая в нем падение давления.

Другим фактором, существенно влияющим на работу системы, является наличие в емкостях, которые необходимо наполнить, некоторого объема перекачиваемой среды. Тогда отверстие задвижки вблизи емкостей будет являться источником волн, которые гасятся пропорционально l/r , так что ударное давление, попадая в емкость, гасится в отношении $2h_0/D$, где h_0 – первоначальное значение высоты перекачиваемой среды в емкости, r – радиус трубопровода; для $h_0=3$ м, $D=0,3$ м имеем $2h_0/D=20$, т.е. амплитуда ударной волны давления уменьшается в 20 раз. Таким образом, без большой погрешности можно считать, что отражения волны от конца с емкостями не существует, то есть полагать, что трубопровод бесконечно длинный. Это заключение приводит к выводу, что можно пользоваться формулами волн давления и скорости из [9, 10]:

$$p(x,t) = \rho c \begin{cases} 0, 0 \leq t \leq \frac{x}{c}, \\ \psi \left(t - \frac{x}{c} \right) e^{-a \frac{x}{c}} + a \int_{\frac{x}{c}}^t \psi(t-\tau) e^{-a\tau} d\tau, t \geq \frac{x}{c}, \end{cases} \quad (5)$$

$$\left[I_0 a \sqrt{\tau^2 - \left(\frac{x}{c} \right)^2} + \frac{\tau I_1 a \sqrt{\tau^2 - \left(\frac{x}{c} \right)^2}}{\sqrt{\tau^2 - \left(\frac{x}{c} \right)^2}} \right] d\tau, t \geq \frac{x}{c}, \quad (5)$$

$$w(x,t) = \begin{cases} 0, 0 \leq t \leq \frac{x}{c}, \\ \psi \left(t - \frac{x}{c} \right) e^{-a \frac{x}{c}} + a \frac{x}{c} \int_{\frac{x}{c}}^t \psi(t-\tau) e^{-a\tau} d\tau, \\ I_1 a \sqrt{\tau^2 - \left(\frac{x}{c} \right)^2} \\ \frac{\tau I_0 a \sqrt{\tau^2 - \left(\frac{x}{c} \right)^2}}{\sqrt{\tau^2 - \left(\frac{x}{c} \right)^2}} d\tau, t \geq \frac{x}{c}, \end{cases} \quad (6)$$

где I_0, I_1 – функции Бесселя нулевого и первого порядков первого рода от мнимого аргумента.

Так как до открытия задвижки давление в трубопроводе одинаково по сечению и близко к атмосферному p_0 , иначе бы существовало движение, а в технологическом – отлично от нуля, то открытие задвижки в сечении $x=0$ для технологического трубопровода является ни чем иным, как образованием утечки. Тогда по технологическому трубопроводу начнут в обе стороны распространяться вверх и вниз по потоку волны разрежения (волна, распространяющаяся вниз, будет способствовать увеличению местной скорости, а вверх – уменьшению, то есть приращения скорости будут направлены противоположно), а по исследуемому трубопроводу – волна давления с перепадом $p_m - p_0$. Через $t_0=l/c$ секунд волна достигнет датчика, установленного в конце.

Скачок давления по мере распространения уменьшается из-за поглощения на стенках. Вблизи конца трубопровода его

величина равна $(p_m - p_0)_l = (p_m - p_0) e^{-(al/c)}$. Перекачиваемая среда в трубопроводе также придет в движение со скоростью тем большей, чем больше величина скачка давления.

Уравнение движения перекачиваемой среды через открывающуюся задвижку будет иметь вид:

$$-\frac{\partial p}{\partial x} = \lambda \frac{\rho w^2}{2D_3}, \quad (7)$$

где λ – коэффициент гидродинамического сопротивления;

$D_3 = D_3(t)$ – гидравлический радиус открытой части задвижки.

В начальные моменты времени, когда $Re < Re_{sp}$, где Re_{sp} – критическое число Рейнольдса, скорость будет расти пропорционально D_3^2 , а при $Re > Re_{sp}$ скорость будет расти пропорционально $D_3^{0,7}$, пока не будет достигнут $D_3 = D_{3max}$, после чего изменение D_3 прекратится.

Действительная картина, однако, будет отличаться от описанной, хотя бы потому, что процесс открытия задвижки не мгновенный, а происходит в течение некоторого промежутка времени. С другой стороны, появление утечки неизбежно будет способствовать тому, что давление вблизи задвижки со стороны технологического трубопровода начнет падать.

Опыт показывает, что давление у задвижки растет практически мгновенно, а затем начинает падать по закону

$$p = p_0 + (p_m - p_0) e^{-bt}, \quad (8)$$

где b – эмпирическая константа.

В зависимости от скорости открывания задвижки возможно различное поведение системы. Если скорость мала, то максимальное значение давления не достигается.

Если измерять давление и скорость в начале трубопровода, где $x=0$, тогда получаем, что

$$\begin{aligned} p(0,t) &= \rho c \left\{ \psi(t) + a \int_0^t \psi(t-\tau) e^{-a\tau} [I_0(a\tau) + I_1(a\tau)] d\tau \right\} = \\ &= \rho c \psi(t) \left\{ 1 + e^{at} [(1+2at) I_0(at) + 2at I_1(at)] \right\}, \end{aligned} \quad (9)$$

$$w(0,t) = \psi(t). \quad (10)$$

Допустим, что измеряем только давление. Тогда для сопоставления с экспериментом необходимо каждый раз вычислять выражение в квадратных скобках в правой части формулы (9). Измерение скорости по (10) сразу же дает результат.

Если функция $\psi(t)$ известна, то легко вычислить и скорость на другом конце трубопровода, где находятся емкости. Для этого случая согласно (6), имеем, что

$$w(l,t) = \begin{cases} 0, 0 \leq t \leq \frac{l}{c}, \\ \psi \left(t - \frac{l}{c} \right) e^{-a \frac{l}{c}} + a \frac{l}{c} \int_{\frac{l}{c}}^t \psi(t-\tau) e^{-a\tau} \left[I_1 a \sqrt{\tau^2 - \left(\frac{l}{c} \right)^2} + \frac{\tau I_0 a \sqrt{\tau^2 - \left(\frac{l}{c} \right)^2}}{\sqrt{\tau^2 - \left(\frac{l}{c} \right)^2}} \right] d\tau, t \geq \frac{l}{c}. \end{cases} \quad (11)$$

К сожалению, функция $\psi(t)$ заранее не определена. Выход здесь видится в том, чтобы аппроксимировать ее аналитической функцией, чтобы ее дальнейшее поведение во времени было возможным предсказать после нескольких измерений в начале процесса. Действительно, в этом случае

$$\psi(t) = kt, \text{ нпу } t < t_k, x = 0, \quad (12)$$

$$\psi(t) = w_0 + (w_m - w_0)e^{-b(t-t_k)}, \text{ нпу } t > t_k, x = 0, \quad (13)$$

где $w_m = kt_k$.

На другом конце, где $x = l$, имеем

$$w(l, t) = 0 \text{ нпу } 0 \leq t \leq \frac{l}{c}, \quad (14)$$

$$w(l, t) = k \left(t - \frac{l}{c} \right) e^{-a \frac{l}{c}} + a \frac{l}{c} \int_{\frac{l}{c}}^t k(t-\tau) x e^{-a\tau} \frac{I_1 a \sqrt{\tau^2 - \left(\frac{l}{c}\right)^2}}{\sqrt{\tau^2 - \left(\frac{l}{c}\right)^2}} d\tau \text{ нпу } \frac{l}{c} < t < \frac{l}{c} + t_k, \quad (15)$$

$$w(l, t) = w_m e^{-a \frac{l}{c}} + a \frac{l}{c} \int_{\frac{l}{c}}^t k(t-\tau) e^{-a\tau} \frac{I_1 a \sqrt{\tau^2 - \left(\frac{l}{c}\right)^2}}{\sqrt{\tau^2 - \left(\frac{l}{c}\right)^2}} d\tau + a \frac{l}{c} \int_{t_k + \frac{l}{c}}^t (w_m - w_0) e^{-b(t-t_k) + b\tau - a\tau} \frac{I_1 a \sqrt{\tau^2 - \left(\frac{l}{c} + t_k\right)^2}}{\sqrt{\tau^2 - \left(\frac{l}{c} + t_k\right)^2}} d\tau \text{ нпу } t > \frac{l}{c} + t_k. \quad (16)$$

Нестационарность, обусловленная быстрым открыванием задвижки в сечении $x=0$, не является единственной. По мере накопления перекачиваемой среды в емкости происходит быстрое закрытие задвижки первой емкости и открытие задвижки второй с заполнением последней.

Пусть первоначальный уровень перекачиваемой среды в первой емкости равен нулю. Тогда и давление в первой емкости равно нулю. Со временем высота столба перекачиваемой среды растет, растет и гидростатическое давление $\rho g z$, достигая $\rho g z_m$, где z_m — максимальная высота, достижимая в данной емкости. При подключении второй емкости происходит скачок давления, отрицательный, $\rho g(z_m - z_{02})$, начинается дальнейший рост уровня перекачиваемой среды и т.д. Время на переключение емкостей составляет несколько минут, то есть практически это есть скачок давления на конце $x=l$, будем иметь

$$\left. \begin{aligned} p(l, t) &= f(t), \\ \rho c w(l, t) &= f(t) + a \int_0^t f(t-\tau) x \\ & \times e^{-a\tau} [I_1(a\tau) - I_0(a\tau)] d\tau. \end{aligned} \right\} \quad (17)$$

Если из второго уравнения найти и прибавить полученное выражение к значению скорости из (14-16), то получится результат, отражающий полную картину изменения скорости на открытом конце $x = l$.

Любой скачок скорости или давления, который произошел в каком-либо сечении трубопровода, распространяется по трубопроводу. В рассматриваемом случае скачок давления, связанный с переключением емкостей, распространяется в направлении сечения $x = 0$, тогда получаем систему уравнений

$$\left. \begin{aligned} p(0, t) &= f\left(t - \frac{l}{c}\right) e^{-a \frac{l}{c}} + a \frac{l}{c} \int_{\frac{l}{c}}^t f(t-\tau) e^{-a\tau} \frac{I_1 a \sqrt{\tau^2 - \left(\frac{l}{c}\right)^2}}{\sqrt{\tau^2 - \left(\frac{l}{c}\right)^2}} d\tau, \\ \rho c w(0, t) &= f\left(t - \frac{l}{c}\right) e^{-a \frac{l}{c}} + a \int_{\frac{l}{c}}^t f(t-\tau) e^{-a\tau} \left[\frac{I_1 a \sqrt{\tau^2 - \left(\frac{l}{c}\right)^2}}{\sqrt{\tau^2 - \left(\frac{l}{c}\right)^2}} - I_0 a \sqrt{\tau^2 - \left(\frac{l}{c}\right)^2} \right] d\tau. \end{aligned} \right\} \quad (18)$$

Следовательно, скорость из последнего выражения должна быть прибавлена к выражению (12, 13).

Таким образом, полагая коэффициенты, входящие в уравнения, описывающие поток в трубопроводе, известными, и измеряя в реальном масштабе времени скорость и давление в разных точках трубопровода, и пользуясь вышеприведенными формулами, можно, в принципе, смоделировать течение перекачиваемого продукта в трубопроводе.

Зависимости скорости и давления от времени могут быть представлены графически в виде ломаных линий (рис. 1), где моменты запуска и переключения емкостей изображены скачками. Общими для всех осциллограмм является то, что существуют два режима, отличающиеся знаками производных: если режим течения определяется изменениями условий на входе, то все производные имеют одинаковый знак — режим I на рис. 1. В

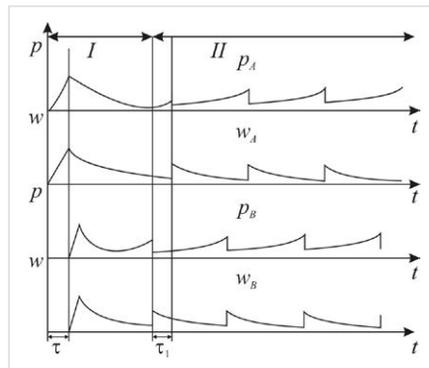


Рис. 1 — Зависимости характеристик потока (скорость и давление) от времени

остальное время — в режиме II — росту давления соответствует уменьшение скорости, и, наоборот, уменьшению давления — рост скорости. За исключением отрезка времени τ , необходимого для распространения сигнала от одного конца трубопровода до другого, в котором изменения скорости в точках, соответствующих началу (А) и концу (В) отрезка времени τ , совпадают. Наконец, в отрезке времени τ_1 , соответствующем времени переключения емкостей, знаки изменения w_A и w_B противоположны.

Исследуем свойства характеристик потока в трубопроводе при образовании волны скорости в сечении $x=0$.

Пусть скорость потока в начале трубопровода изменяется по линейному закону $w = kt$, где k есть константа, определяемая в начале открывания задвижки, определяется из условия $w_m = kt_k$. Спустя время t_k с начала открытия задвижки скорость достигает постоянного значения $w = w_m$. То есть изменение скорости в сечении $x = 0$ можно представить следующим образом:

$$w(0, t) = \begin{cases} kt, & t > 0 \\ w_m, & t \geq t_k \end{cases} \quad (19)$$

На рис. 2 представлены вычисленные по формулам (14-16) графики скорости потока от времени для среды со следующими параметрами $a = 0,0156$ 1/с, $w_m = 2$ м/с на открытом конце трубопровода длиной $l = 2 \cdot 10^4$ м для различных значений k . На границах скорость начинает изменяться не с момента $t = 0$, а спустя $t_0 = l/c$. Характерно, что в интервале времени $t_0 \leq t < t_0 + t_k$ изменение скорости происходит по линейному закону. В момент $t = t_0 + t_k$ достигается значение скорости, близкое к $w_m e^{-a(l/c)}$ (штриховая линия — головное значение волны до изменения состояния задвижки). Видно, что чем медленнее открывается задвижка, тем больше отличается скорость от головного значения волны. В последующие моменты времени скорость растет во всех случаях, но никогда не достигает значения w_m , причем, чем больше k , тем большее значение скорости может быть достигнуто.

На рис. 3 показаны зависимости скорости от времени в сечении $x = l$ при $w_m = 2$ м/с, $k = 1/150$ м/с² для различных коэффициентов a . Из рисунка видно, что амплитуда скорости во всех случаях выше соответствующих головных значений, причем, чем больше коэффициент a , тем меньше головное значение скорости; эта разница тем больше, чем больше коэффициент поглощения. Следует также отметить, что на ускорение потока коэффициент поглощения не оказывает влияния, а воздействует лишь на амплитудные значения скорости: чем больше a , тем меньше значение скорости.

Зависимость скорости потока в различных сечениях трубопровода показана на рис. 4 для $a = 0,0308$ 1/с, $w_m = 2$ м/с, $k = 1/60$ м/с². Время t_0 , за которое волна достигает данного сечения, растет с ростом x . Угол наклона графиков остается неизменным по длине трубопровода, то есть ускорение потока от x не зависит. Значения скоростей больше в сечениях, наиболее близко расположенных к началу трубопровода, это объясняется меньшим влиянием поглощающего действия стенок.

Рассмотрим теперь поведение другой характеристики потока — давления. Скорость по-прежнему изменяется согласно (19). Вычисления давления проводились по формуле (12, 13). На рис. 5 представлены графики зависимостей давления потока в начале трубопровода для различных k и $a = 0,0249$ 1/с, $w_m = 2$ м/с. За промежуток времени $t < t_k$ рост давления происходит по линейному закону. В момент $t = t_k$ давление достигает значений, намного превышающих значение $p = \rho c w$, определенное по закону Жуковского. Чем меньше k , тем больших значений достигает давление к моменту $t = t_k$. При $t > t_k$ давление продолжает расти в течение 1000 с. В течение последующих 1000 с оно практически не изменяется, а затем неограниченно растет. Значения давления к моменту $t = t_k$ тем больше, чем меньше k . Рост давления при $t > t_k$ происходит таким образом, что через некоторое время достигается значение порядка 3 МПа, независимо от k . При $t > 2000$ с рост давления снова зависит от k : чем больше k , тем быстрее растет и давление.

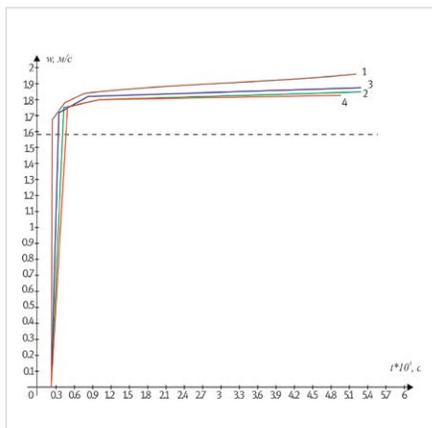


Рис. 2 — Зависимость скорости потока от времени на открытом конце трубопровода при линейном законе изменения скорости в сечении $x=0$
 $1 - k = 1/30$ м/с²; $2 - k = 1/90$ м/с²;
 $3 - k = 1/60$ м/с²; $4 - k = 1/150$ м/с²;
 - - - - - головное значение волны скорости;
 $a = 0,0156$ 1/с; $l/c = 14$ с; $w_m = 2$ м/с

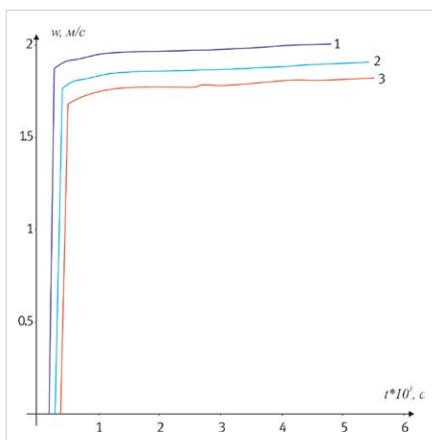


Рис. 4 — Зависимость скорости потока от времени при линейном законе изменения скорости в сечении $x=0$ для различных времен x/c
 $1 - x/c = 3,5$ с; $2 - x/c = 7$ с; $3 - x/c = 10,5$ с;
 $a = 0,0308$ 1/с;
 $k = 1/60$ м/с²; $w_m = 2$ м/с

Проанализированы в морском трубопроводе с запорно-регулирующей арматурой переходные процессы, вызываемые их закрытием/открытием. Поскольку при переходном процессе допускается 10% превышение давления над максимально-допустимым рабочим давлением, то решение поставленной задачи по моделированию потока в трубопроводе при закрытии/открытии задвижек на основе уравнений волн разряжения скорости и давления в соответствии с критериями, определяющими их тип, позволит в дальнейшем сформулировать рекомендации по предотвращению опасности превышения допустимых давлений трубопроводов, приводящих к их разрыву и тяжелым экологическим последствиям.

Итоги

Приведены расчетные значения для определения скорости и давления от времени, исследованы свойства характеристик потока в трубопроводе при образовании волн скорости и давления, вызванных закрытием/открытием задвижек.

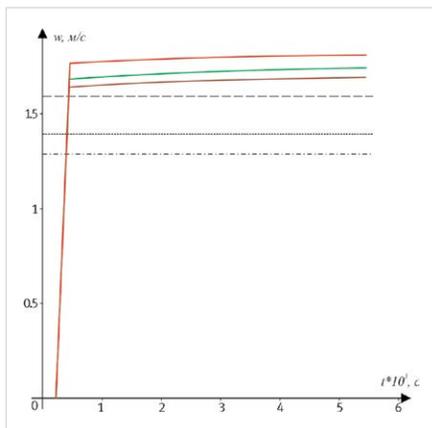


Рис. 3 — Зависимость скорости потока от времени на открытом конце трубопровода при линейном законе изменения скорости в сечении $x=0$ для различных коэффициентов a
 $1 - a = 0,0156$ 1/с; $2 - a = 0,0249$ 1/с;
 $3 - a = 0,0308$ 1/с;
 $4 -$ головное значение волны для $a = 0,0156$ 1/с; $5 - a = 0,0249$ 1/с;
 $6 - a = 0,0308$ 1/с; $k = 1/150$ м/с²; $w_m = 2$ м/с

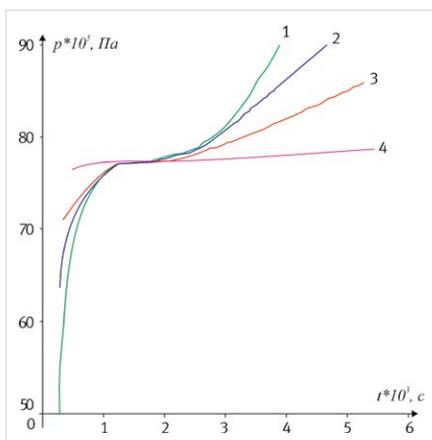


Рис. 5 — Зависимость давления потока от времени в начале трубопровода при линейном законе изменения скорости в сечении $x=0$
 $1 - k = 1/30$ м/с²; $2 - k = 1/60$ м/с²;
 $3 - k = 1/90$ м/с²; $4 - k = 1/150$ м/с²;
 $a = 0,0249$ 1/с; $w_m = 2$ м/с

Выводы

1. На основе полученных формул для морских трубопроводов с запорно-регулирующей арматурой проведен анализ переходных процессов, вызываемых их закрытием/открытием.
2. Полученные формулы дают возможность определить истинное место утечки извлекаемого продукта из насосно-компрессорных труб без подъема их из скважины, что приводит к уменьшению времени поиска утечек и удельных энергозатрат.
3. Необходимо в дальнейшем сформулировать рекомендации по предотвращению превышения допустимых давлений трубопроводов при закрытии/открытии элементов запорно-регулирующей арматуры.

Список литературы

1. Фармер Э.Дж. Испытание новой системы обнаружения утечек из трубопровода // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. 1993. № 6. С. 51–53.
2. Кутуков С.Е. Информационно-аналитические системы магистральных трубопроводов. М.: СИП РИЛ, 2002. 324 с.
3. Бусыгин Г.П. Эксплуатация системы контроля утечек в ОАО «Уралтранснефтепродукт» // Транспорт и хранение нефтепродуктов: НТС. М.: ЦНИИГЭнефтехим, 1999. № 9–10. С. 30–31.
4. Лурье М.В. Макаров П.С. Гидравлическая локация утечек нефтепродуктов на участке трубопровода // Транспорт и хранение нефтепродуктов: НТС. М.: ЦНИИГЭнефтехим, 1998. № 12. С. 16–18.
5. Bose J.R., Olson M.R. TAPS's leak detection seeks greater precision // Oil & Gas J. 1993. Vol. 91.14. p. 43.44, 46–48.
6. Council T.L., Honey D.J., Cox M.L. Environmental solutions - key successful south Texas line installation // Oil & Gas J. 2000. Vol. 98.30. July 24. p. 70–72.
7. Куликов В.Д., Шитнев А.В., Яковлев А.Е., Антипов В.П. Промысловые трубопроводы. М.: Недра, 1994. 303 с.
8. Рахматуллин Ш.И., Гумеров А.Г., Ванфатова В.В. К оценке динамического баланса объемов нефти в трубопроводе с самотечными участками // Трубопроводный транспорт нефти. Приложение к журналу. 2001. № 3. С. 24–27.
9. Лаптева Т.И., Мансуров М.Н. Обнаружение утечек при неустановившемся течении в трубах // Нефтегазовое дело. 2006. №2. Режим доступа: <http://ogbus.ru/article/obnaruzhenie-utechek-pri-neustanovivshemsya-techenii-v-trubax/>
10. Лаптева Т.И. Моделирование процессов образования и обнаружения утечек в трубопроводах // Нефтегазовое дело. 2006. №2. Режим доступа: <http://ogbus.ru/article/modelirovanie-processov-obrazovaniya-i-obnaruzheniya-utechek-v-truboprovodax/>

11. Лаптева Т.И., Мансуров М.Н. Обеспечение устойчивости и конструктивной прочности морских подводных трубопроводов. Безопасность морских объектов: тезисы межд. науч.-техн. конф. М: ВНИИГАЗ, 2007. С. 109–110.
12. Арбузов Н.С. Обеспечение технологической безопасности

- гидравлической системы морских нефтеналивных терминалов в процессе налива судов у причальных сооружений (теория и практика): автореф. дис. д-ра техн. наук: 05.26.02. Москва, 2015. 51 с.
13. Айдуганов В.М., Волкова Л.И., Лаптева Т.И. Опыт строительства и эксплуатации трубопроводов

- из металлопластмассовых труб // Нефтегазовое дело. 2006. №1. Режим доступа: <http://ogbus.ru/article/opyt-stroitelstva-i-ekspluatatsii-truboprovodov-iz-metalloplastmassovykh-trub/>
14. Чарный И.А. Неустойчивое движение реальной жидкости в трубах. М.: Недра, 1975. 300 с.

Simulation of the transient processes occurring in the offshore pipeline at hydrocarbons pumping

UDC 622.692.4

Author:

Tatiana I. Lapteva — Ph.D., deputy head of laboratory; T.Lapteva@vniigaz.gazprom.ru

"Gazprom VNIIGAZ" LLC, Moscow, Russian Federation

Abstract

Results of theoretical research of transient processes in the offshore pipeline are stated at closing/opening of shut-off-and-regulating fitting elements, that also it can be applied and to definition of places of leakages of taken product in tubing strings as a result of corrosion or other their destruction. Properties of characteristics of stream in the pipeline are investigated at formation of speed and pressure wave.

Materials and methods

On the basis of the numerical solution of the telegraphic equations the current of pumped-over product in the offshore pipeline has been simulated at closing/opening of elements of the locking regulating fitting.

Results

Calculated values for determination of speed and pressure from time are given, properties of characteristics of stream in the pipeline are researched at formation of waves of speed and pressure, the latches caused by closing/opening.

Conclusions

1. On the basis of the received formulas for offshore pipelines with the locking regulating fitting the analysis of the transient processes caused by their closing/opening is carried out.
2. The received formulas give the chance to define true place of leakage of taken product from pump and compressor pipes without lifting them from well

that leads to reduction of time of search of leaks and specific energy consumption.

3. It is necessary to formulate further recommendations about prevention of exceeding of allowable pressures of pipelines at closing/opening of elements of the locking regulating fitting.

Keywords

transient processes, wave-like behavior of motion, reduced factor of linear friction, depression wave, velocity or pressure jump, shut-off-and-regulating fitting, velocity amplitude

References

1. Farmer E.Dzh. *Ispytanie novoy sistemy obnaruzheniya utechek iz truboprovoda* [Trial of new pipeline's leak detection system]. Oil, gas and petrochemistry abroad, 1993, issue 6, pp. 51–53.
2. Kutukov C.E. *Informatsionno-analiticheskie sistemy magistral'nykh truboprovodov* [Information analysis system of major pipeline]. Moscow, SIP RIL, 2002, 324 p.
3. Busygin G.P. *Ekspluatatsiya sistemy kontrolya utechek v OAO «Uraltransnefteprodukt»* [Running of leak control system in "Uraltransnefteprodukt"]. *Transport i khranenie nefteproduktov: NTS*, Moscow: TsNIGEneftekhim, 1999, issues 9–10, pp. 30–31.
4. Lur'e M.V. Makarov P.S. *Gidravlicheskaya lokatsiya utechek nefteproduktov na uchastke truboprovoda* [Hydraulic localization of petroleum product's leak on pipeline section]. *Transport i khranenie nefteproduktov: NTS*, Moscow: TsNIGEneftekhim, 1998, issue 12, pp. 16–18.
5. Bose J.R., Olson M.R. TAPS's leak detection seeks greater precision // *Oil & Gas J.*, 1993, Vol. 91.14, pp. 43.44, 46–48.
6. Council T.L., Honey D.J., Cox M.L. Environmental solutions - key successful south Texas line installation // *Oil & Gas J.* 2000, Vol. 98.30, July 24, pp. 70–72.
7. Kulikov V.D., Shitnev A.V., Yakovlev A.E., Antip'ev V.P. *Promyslovye truboprovody* [Field pipelines]. Moscow: Nedra, 1994, 303 p.
8. Rakhmatullin Sh.I., Gumerov A.G., Vanfatova V.V. *K otsenke dinamicheskogo balansa ob'emov nefi v truboprovode s samotekhnymi uchastkami* [Estimation of oil volume in pipeline with gravity-flow sections]. *Truboprovodnyy transport nefi, Prilozhenie k zhurnal, 2001, issue 3, pp. 24–27.*
9. Lapteva T.I., Mansurov M.N. *Obnaruzhenie utechek pri neustanovivshemsya techenii v trubakh* [Detection of leaks in pipes with unsteady flow]. Oil and gas business, 2006, issue 2. Available at: <http://ogbus.ru/article/obnaruzhenie-utechek-pri-neustanovivshemsya-techenii-v-trubakh/>
10. Lapteva T.I. *Modelirovanie protsessov obrazovaniya i obnaruzheniya utechek v truboprovodakh* [Simulation of leak formation processes and leak detection in pipeline]. Oil and gas business, 2006, issue 2. Available at: <http://ogbus.ru/article/modelirovanie-processov-obrazovaniya-i-obnaruzheniya-utechek-v-truboprovodakh/>
11. Lapteva T.I., Mansurov M.N. *Obespechenie ustoychivosti i konstruktivnoy prochnosti morsikh podvodnykh truboprovodov* [Stability and structural strength of subsea flow line]. Safety of off-shore facility. International scientific technical conference, abstracts. Moscow: VNIIGaz, 2007, pp. 109–110.
12. Arbuзов N.S. *Obespechenie tekhnologicheskoy bezopasnosti gidravlicheskoy sistemy morsikh neftenalivnykh terminalov v protsesse naliva sudov u prichal'nykh sooruzheniy (teoriya i praktika)* [Technological safety of hydraulic system of marine oil-load terminals during ship's oil-loading in terminal (theory and practice)]. Extended abstract of dissertation. 05.26.02, Moscow, 2015, 51 p.
13. Ayduганov V.M., Volkova L.I., Lapteva T.I. *Opyt stroitel'stva i ekspluatatsii truboprovodov iz metalloplastmassovykh trub* [Experience of construction and operation pipelines from metal-plastic tubes]. Oil and gas business, 2006, issue 1. Available at: <http://ogbus.ru/article/opyt-stroitelstva-i-ekspluatatsii-truboprovodov-iz-metalloplastmassovykh-trub/>
14. Charnyy I.A. *Neustanovivshesya dvizhenie real'noy zhidkosti v trubakh* [Unsteady flow of real liquid in pipes]. Moscow: Nedra, 1975, 300 p.

ЮБИЛЕЙНЫЙ 2016 ГОД



НАМ 90 ЛЕТ!!!

«НЕФТЕМАШ»-САПКОН»

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО



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

- агрегаты, установки, блоки и системы напорного дозирования жидких компонентов;
- комплекс технологического оборудования для оснащения резервуаров низкого давления для складирования нефти и нефтепродуктов;
- комплектующие для нефтегазовых сепараторов и установок электрообессолевания нефти;
- технологическое оборудование для сварочных участков и мукомольных производств;
- нестандартное оборудование на заказ.



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

Отдел испытаний и сервисного обслуживания осуществляет:

- проверка дыхательных и предохранительных клапанов резервуаров на пропускную способность, давление и вакуум срабатывания. А также их капитальный ремонт (восстановление рабочих параметров);
- проверка огнепреградителей (атмосферных и коммуникационных) на огнестойкость и пропускную способность;
- ремонт и восстановление работоспособности резервуарного оборудования.

Россия, г. Саратов, ул. Б. Казачья, 113

☎ +7 (8452) 26-16-59, 50-59-82

📠 +7 (8452) 50-60-30, 524-888

neftemash@sapcon.ru

WWW.SAPCON.RU



Реактивация отработанных активных углей в газодобывающей промышленности

А.Н. Мокшаев

первый заместитель генерального директора – главный инженер¹

В.М. Мухин

д.т.н., профессор, начальник лаборатории²
victormukhin@yandex.ru

С.Н. Филимонов

заместитель директора ИТЦ¹

¹ООО «Газпром добыча Оренбург», Оренбург, Россия

²ОАО «ЭНПО «Неорганика», Электросталь, Россия

Эффективность сероочистки природного газа во многом определяется чистотой используемых для этого аминовых растворов. При этом удаление из этих растворов высокомолекулярных примесей всецело зависит от качества активного угля (АУ), используемого для их очистки. С другой стороны, отработанные АУ вывозятся на свалку, что ухудшает как экономику процесса сероочистки, так и создает проблемы загрязнения литосферы. Авторы провели оценку новых высокопрочных АУ для очистки аминовых растворов, а также разработали технологию реактивации угля, позволяющую его многократное повторное использование в данной технологии.

Материалы и методы

В работе использован конкретный аминовый раствор с установкой сероочистки Оренбургского ГПЗ. Разработана лабораторная адсорбционная установка для очистки отработанных аминовых растворов активным углем. Сконструирована и изготовлена пилотная электропечь с вращающейся ретортой диаметром 52 мм для проведения процесса реактивации.

Ключевые слова

сероочистка, аминовые растворы, активный уголь, регенерация, реактивация, адсорбционная активность (емкость)

Аминовые растворы (диэтиламин, метилдиэтилэтанолламин и др.) широко используются для адсорбционной очистки природного газа от кислых примесей, прежде всего от сернистых соединений. Циркулируя в системе сероочистки, аминовые растворы постоянно загрязняются высокомолекулярными органическими соединениями, содержащимися в природном газе. Растворы начинают «вскипать» и эффективность процесса сероочистки резко снижается. Поэтому загрязненные амины периодически подвергаются адсорбционной очистке в колоннах (адсорбах), загруженных активным углем марки АГ-3 (ГОСТ 20464-75). Однако и АГ-3 в процессе эксплуатации снижает свою эффективность по очистке аминов вследствие блокировки объема микропор высокомолекулярной органикой. Для восстановления адсорбционной активности угля его подвергают регенерации острым водяным паром с температурой 100–115°С. Паровая регенерация лишь частично восстанавливает адсорбционную активность АУ и уже после второй регенерации она снижается в 1,5–2,0 раза, что в реальности требует замены отработанного угля на свежий. Отработанный уголь вывозится на свалку, что, безусловно, требует затрат на его утилизацию и приводит к загрязнению литосферы.

Другой проблемой газопереработки является то, что применяемый в настоящее время уголь АГ-3 имеет низкую прочность 60–70% (на раздавливание не более 50 кг/см²). Угольная пыль является основным компонентом механических примесей аминового раствора и приводит к образованию отложений преимущественно на горячей контактной поверхности пластинчатых теплообменников. Среди негативных последствий

образования отложений значителен снижение производительности установки, ухудшение теплообмена, повышение расхода пара и электроэнергии, необходимость периодической чистки оборудования. Все это в конечном итоге приводит к финансовым убыткам.

Одним из способов решения имеющейся проблемы может быть применение на установках сероочистки новых типов АУ, имеющих повышенную механическую прочность и более развитый объем сорбирующих пор (микропор), а также, исходя из высокой прочности новых АУ, разработка технологий их высокотемпературной реактивации, позволяющей полнее восстанавливать их адсорбционную активность.

Проведя глубокий анализ отечественных и импортных АУ, авторы остановили свой выбор на следующих марках активных углей [1].

1. Norit RB-2, производимый компанией «САВОТ» (Нидерланды) и широко используемый в мировой практике для очистки аминовых растворов.
2. ФАС-3, производимый ОАО «ЭНПО «Неорганика» (Россия, г. Электросталь) и имеющий чрезвычайно высокую прочность (более 95%) при существенно развитом объеме сорбирующих пор (более 0,7 см³/г).

Технические характеристики новых АУ марок ФАС-3 и Norit RB-2, а также используемого в настоящее время на Оренбургском ГПЗ угля марки АГ-3 приведены в таб. 1.

Как видим из данных таб. 1, ФАС-3 и Norit RB-2 имеют значительно более высокую механическую прочность.

Характеристика используемого в экспериментах аминового раствора с установки сероочистки Оренбургского ГПЗ приведена в таб. 2.

Показатель	АГ-3	ФАС-3	Norit RB-2
Насыпная плотность, г/см ³	0,46	0,47	0,52
Суммарный объем пор, см ³ /г	0,81	0,98	0,66
Адсорбционная активность по йоду, %	60,35	86,07	54,6
Массовая доля золы, %	19,7	1,5	3,4
Прочность при истирании, %	62,02	97,41	89,28
Содержание воды, %	1,53	0,89	2,21

Таб. 1 — Технические характеристики активных углей

№	Соединение	Линейный размер, Å	Содержание в растворе, % масс.
1	Вода	2,2	51,79
2	МДЭА	5,7	12,39
3	ДЭА	5,8	24,66
4	МДЭГ	5,3	0,08
5	МТрЭГ	5,8	4,56
6	МТеЭГ	6,2	1,66
7	Неопознанные компоненты	4,5–21,6	4,86

Таб. 2 — Характеристика аминового раствора

Марка угля	Адсорбционная емкость, мл		
	Свежий уголь	Первая регенерация	Вторая регенерация
Norit RB-2	19750	15000	13100
ФАС-3	26300	18900	15520
АГ-3	13570	9200	7000

Таб. 3 — Адсорбционная емкость активных углей

Марка АУ	Стадия АУ	Насыпная плотность, г/дм ³	Прочность по ГОСТ 16188-70, %	Объем пор, см ³ /г		Адсорбционная активность по йоду, мг/г
				суммарный	микро	
ФАС-3	исходный	466	96,3	0,97	0,44	780
	после 3-ей регенерации	481	95,7	0,94	0,48	740
Norit RB-2	исходный	552	92,4	0,65	0,32	580
	после 3-ей регенерации	554	92,1	0,65	0,35	650
АГ-3	исходный	540	84,0	0,77	0,24	550
	после 3-ей регенерации	544	82,6	0,73	0,24	410

Таб. 4 — Технические характеристики активных углей: исходного и после третьей регенерации

Марка угля	Свежий уголь	Паровая регенерация	1 реактивация	2 реактивация	3 реактивация
Norit RB-2	19750	14370	19000	19230	18810
ФАС-3	26300	20560	24680	17600	24020
АГ-3	13570	10630	13010	12600	12400

Таб. 5 — Адсорбционная емкость свежих, регенерированных и реактивированных углей в мл очищенного до проскока аминного раствора

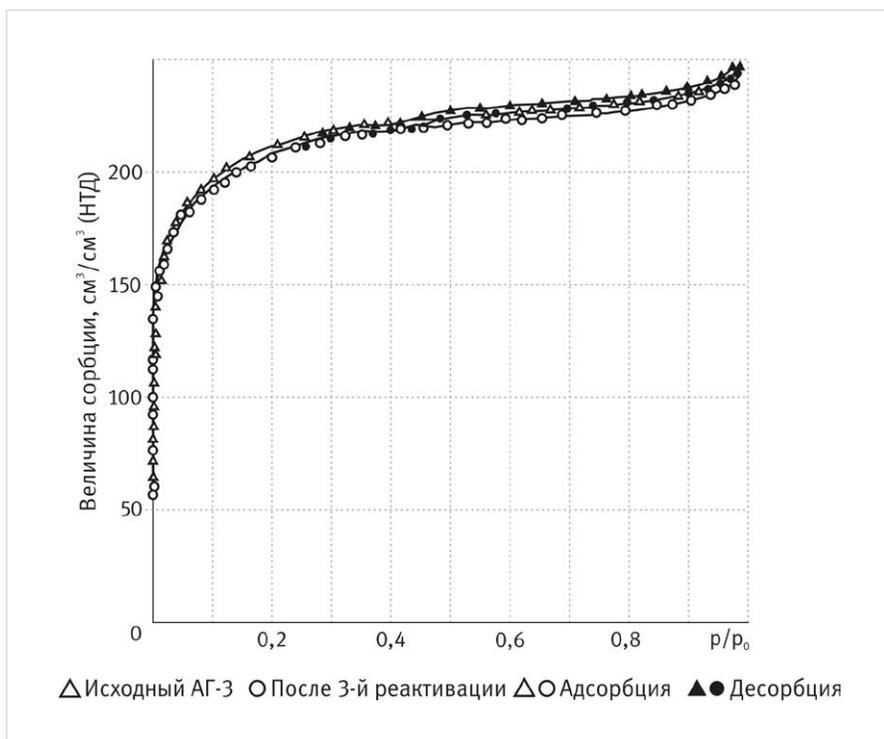


Рис. 1 — Адсорбция азота на АГ-3 при 77 К

Важно, прежде всего, четко различать существо понятий «реактивация» и «регенерация» активных углей. *Регенерация* — одна из стадий технологического процесса использования активного угля (например, в рекуперации растворителей), обеспечивающая (обычно непосредственно в адсорбере) частичное восстановление его адсорбционных свойств перед следующим циклом адсорбции. *Реактивация* — полное восстановление адсорбционных свойств выведенного из технологического цикла отработанного активного угля путём высокотемпературной (750–900°C) парогазовой обработки в специальных печах. Реактивации подвергают, как правило, гранулированные активные угли, хотя иногда целесообразна и реактивация порошковых активных углей. Процесс реактивации имеет свои особенности, определяемые спецификой того или иного производства, использующего активные угли. [2]

Для определения адсорбционной активности (ёмкости) свежих, регенерированных и реактивированных АУ была собрана лабораторная установка с адсорбционной колонкой, заполняемой 100 г угля. Отработанный амин пропускали через колонку со скоростью 1,5 с-1. Сигналом к тому, что адсорбент насытился, служила яркая окраска аминного раствора на выходе из колонки, т.к. до этого времени он выходил прозрачным ввиду поглощения высокомолекулярных окрашенных примесей активным углём. Адсорбционную емкость углей оценивали по количеству мл очищенного аминного раствора до появления цветности.

Регенерацию насыщенного высокомолекулярными примесями АУ осуществляли острым водяным паром с температурой 100–115°C. Затем образец сушили и повторно загружали в адсорбционную колонку для оценки адсорбционной ёмкости по изложенной выше методике. В таб. 3 приведены результаты оценки адсорбционной ёмкости свежих АУ и после регенерации паром, выраженной в мл очищенного до проскока аминного раствора.

Как следует из данных таб. 3, адсорбционная ёмкость у ФАС-3 и Norit RB-2 оказалась в 1,9–2,1 раза выше, чем у АГ-3 после таких же двух паровых регенераций. Однако важным является то обстоятельство, что адсорбционная ёмкость после второй регенерации у всех типов углей снизилась в 1,5–2 раза, что в реальности требует замены отработанного угля на свежий.

Исследование реактивации отработанных АУ проводили в лаборатории активных углей ОАО «ЭНПО «Неорганика». Отработанный активный уголь перед направлением на реактивацию был подвергнут обработке водяным паром (T = 110–115 °C, в течение 30–40 мин) для удаления основного количества блокирующих пористую структуру высокомолекулярных органических соединений.

Анализ результатов исследований отработанных АУ показал уменьшение суммарного объема пор и объема сорбирующих микропор в 1,5–2,0 раза, что привело к резкому снижению адсорбционной активности по йоду — тестовому веществу при оценке качества активных углей, применяемых для очистки жидких сред.

Термическая реактивация перегретым водяным паром в электропечи с вращающейся ретортой диаметром 52 мм при

температуре 900°C в течение 40 мин. После проведения процесса реактивации АУ снова направляли на очистку аминного раствора на лабораторной установке (см. стр.), а затем, после его отработки, снова направляли на вторую реактивацию, далее снова направляли уголь на очистку аминного раствора, а затем снова, после его отработки, направляли на третью реактивацию и далее снова на очистку аминного раствора – на этом эксперимент заканчивали. Характеристики активных углей после третьей реактивации приведена в таб. 4.

Как следует из данных, приведенных в таб. 4, термическая парогозовая реактивация позволяет полностью восстанавливать пористую структуру и адсорбционную активность угля; механическая прочность при этом практически не изменяется. Выход готового продукта составил 92% у АГ-3 и 98 % у ФАС-3 и Norit RB-2.

Реактивированные угли были подвергнуты анализу по очистке аминного раствора на лабораторной адсорбционной установке.

Результаты тестирования приведены в таб. 5, где в мл указано количество амина, очищенного конкретным АУ до проскока (по явления окрашенной жидкости).

Как следует из приведенных в таб. 5 данных, термическая реактивация перегретым водяным паром позволяет даже после трех применений сохранять адсорбционную емкость по очистке аминного раствора от

примесей на уровне 96,4% для Norit RB-2, 91,2 % для ФАС-3 и 91,3% для АГ-3 и имеет тенденцию к стабилизации на этом уровне. Однако в абсолютных величинах адсорбционная емкость у ФАС-3 оказалась на 22% больше, чем у Norit RB-2 и на 48% больше, чем у АГ-3.

Подтверждением полноты восстановления пористой структуры АУ может служить измерение изотерм адсорбции азота на исходном угле и после 3-ей реактивации. На рис. 1 приведены такие изотермы, измеренные на приборе ASAP 2020 для активного угля АГ-3.

Видно, что у обоих образцов АГ-3, исходного и после 3-ей реактивации, изотермы адсорбции практически совпадают, что свидетельствует о полном вскрытии объема сорбирующих микропор. Аналогичные результаты были получены также и на активных углях ФАС-3 и Norit RB-2. Это позволяет прогнозировать гораздо большее число возможных циклов реактивации (чем исследовано) для восстановления адсорбционной активности применяемых АУ и их повторного использования.

Итоги

Данное исследование показало, что отработанный в очистке аминных растворов АУ может быть реактивирован восстановления его адсорбционных свойств и повторно эффективно использован. Кроме того, решается

важная экологическая проблема по предотвращению загрязнения литосферы токсическими твердыми отходами отработанного АУ.

Выводы

Таким образом, приведенные исследования показали:

1. Термическая паровая реактивация позволяет полностью восстанавливать пористую структуру активных углей, используемых в очистке аминных растворов и стабильно обеспечивать адсорбционную емкость на уровне 91–96% от емкости свежего АУ.
2. Минимальная потеря прочности при истирании (1,0–1,5%) и высокий выход реактивированного продукта на уровне 98% свидетельствуют об экономической эффективности процесса реактивации
3. Новый отечественный высокопрочный активный уголь с развитой структурой сорбирующих пор марки ФАС-3 не уступал по своим эксплуатационным характеристикам импортному Norit RB-2, а в ряде случаев и превосходил его и был значительно лучше марки АГ-3.

Список литературы

1. Мухин В.М., Тарасов А.В., Клушин В.Н. Активные угли России. М.: Metallurgy, 2000. 351 с.
2. Мухин В.М., Клушин В.Н. Производство и применение углеродных адсорбентов. М.: РХТУ им. Менделеева, 2012. 308 с.

Reactivation of waste active carbons in gas-production industry

UDC 665.62

Authors:

Alexandre N. Mokshaev — prime deputy of General Director – chief engineer¹

Viktor M. Mukhin — Sc.D., professor, head of the laboratory²; victormukhin@yandex.ru

Sergey N. Filimonov — deputy director of Informational Technical Center¹

¹Ltd "Gazprom dobycha Orenburg", Orenburg, Russian Federation

²JSC "ENPO "Neorganika", Electrostal, Russian Federation

Abstract

The efficiency of desulphurization of natural gas is largely determined by the purity of the used amine solvents. The removal from these solutions of high molecular weight impurities is entirely dependent on the quality of active carbon (AC) used for cleaning. On the other hand, AC wastes are disposed in dumps, which deteriorates both the economy of the desulfurization process and creates the problems of pollution of the lithosphere. The authors conducted the evaluation of new high-strength AC for cleaning amine solutions and developed a technology for coal reactivation, allowing its repeated use in this technology.

Materials and methods

For this work was used amine solution of desulfurization unit Orenburg GPP. Laboratory

absorption unit for purification spent amine solutions with active carbon was designed. Pilot electric furnace with rotating retort diameter of 52 mm for the reactivation process was designed and built.

Results

This study showed that spent active carbon can be reactivated and restore its adsorption properties and re-used effectively. In addition, an important environmental problem is solved for the prevention of pollution of the lithosphere from toxic solid waste of spent carbon.

Conclusions

The performed tests showed next:

1. Thermal steam activation allows completely restore the porous structure of adsorption carbons used for amine solutions

treatment. Also thermal steam activation allows keeping stable adsorption capacity at level 91–96% of origin active carbon capacity.

2. Minimum strength loss from attrition (1,0–1,5%) and high output of re-activated product at level 98% proved the economic efficiency of reactivation process.
3. The new domestic extra-strong active carbon branded FAS-3 with advanced structure of sorption porous spaces does not lose its operation properties before foreign Norit RB-2. At some points the FAS-3 surpass Norit RB-2 and was significantly better than active carbon branded AG-3.

Keywords

desulfurization, amine solutions, active carbon, regeneration, reactivation, adsorption activity (capacity)

References

1. Mukhin V.M., Tarasov A.V., Klushin V.N. *Aktivnye ugli Rossii* [Active carbons of Russia] Moscow: *Metallurgiya*, 2000, 351 p.

2. Mukhin V.M., Klushin V.N. *Proizvodstvo i primeneniye uglerodnykh adsorbentov* [Production and application of carbon adsorbents].

Moscow: Dmitry Mendeleev University of Chemical Technology of Russia, 2012, 308 p.



ОАО «ЭНПО «НЕОРГАНИКА»

ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ЭКОЛОГИИ. НАУКА И ПРОИЗВОДСТВО.



Генеральный директор
ОАО «ЭНПО «Неорганика»
Соловьев Сергей Николаевич

ОАО «ЭНПО «Неорганика» является ведущим предприятием России в разработке новых сорбционных и фильтрующих материалов и технологий их применения.

Основные направления деятельности предприятия:

- создание перспективных фильтрующих индивидуальных (противогазы, респираторы, самоспасатели) и коллективных (предфильтры, противоаэрозольные фильтры, фильтры-поглотители, фильтровентиляционные установки, агрегаты и комплекты) средств защиты для Министерства обороны и силовых ведомств, а также систем жизнеобеспечения герметизированных объектов;
- создание высокоэффективных средств защиты людей, работающих в промышленности с вредными веществами, а также средств очистки выбросов промышленных предприятий в окружающую среду;
- разработка эффективного экологически безопасного оборудования и технологических процессов получения новых конкурентоспособных фильтрующих материалов, сорбентов и катализаторов для очистки жидких, газообразных сред от вредных примесей;
- создание технологии производства гемо-, энтеросорбентов, технологии производства эластичных сорбентов, фильтрующих материалов для изделий медицинского назначения;
- разработка высокочувствительных приборов газового анализа на основе детектора молекулярных ядер конденсации (МоЯК) для определения высокотоксичных и опасных (в том числе взрывчатых) веществ в атмосфере воздуха, а также для контроля герметичности изделий и аппаратуры.

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

В то же время АУ играет особую, даже определяющую роль в защите окружающей среды от вредных выбросов и решение широкого круга вопросов экологической безопасности.

Особый упор в последние годы делался на разработку активных углей (АУ) для газодобывающей и газоперерабатывающей промышленности, особенно для процессов обессернивания газа и получения высокочистого гелия, а также для реализации природоохранных технологий добычи, транспортировки и переработки нефти.

ОАО «ЭНПО «Неорганика»

Адрес: 144001, г. Электросталь, Московская обл., ул. К. Маркса, д. 4
Телефон: +7 (496) 575-50-06
E-mail: neorg.el@mail.ru; info@neorganika.ru

Генеральный директор: Соловьев Сергей Николаевич
Контактное лицо: начальник лаборатории активных углей, д.т.н., профессор В.М. Мухин
Телефон: +7 (496) 575-50-06
E-mail: VictorMukhin@yandex.ru

Беспроводной измерительный комплекс

А.В. Колмаков

главный геолог¹

Kolmakov@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru

В.П. Устинов

главный инженер Губкинского ГП¹

Ustinov@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru

С.С. Савастюк

ведущий геолог Губкинского ГП¹

savastyuk@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru

В.М. Карюк

директор²

karuk@binar.ru

И.В. Морозов

ведущий научный сотрудник²

morozov@binar.ru

¹ООО «Газпром добыча Ноябрьск»,
Ноябрьск, Россия

²ООО «Объединение БИНАР», Саров, Россия

В статье рассмотрены основы построения мобильного комплекса мониторинга «Парус» отечественного производства, с помощью которого обеспечивается оперативный контроль над процессом добычи газа в масштабе реального времени, и в т.ч. решается проблема регистрации выноса песка из скважин.

Ключевые слова:

система регистрации, мобильный комплекс, беспроводные сети, газовые скважины, датчик выноса песка, добыча газа

Далеко не всегда существует возможность или смысл устанавливать измерительную технику непосредственно на объекте измерений. Оснащение уже построенных объектов новейшими многофункциональными измерительными комплексами зачастую бывает нерентабельным, хотя потребность в расширенной диагностике объекта имеется всегда. Мобильность — качество измерительного прибора, которое позволяет произвести измерение в объекте, когда в нем возникает необходимость. В ряде случаев, для скважин, не имеющих стационарных систем АСУ ТП, например, в процессе их ввода в эксплуатацию после проведения буровых или ремонтных работ, необходимо провести замеры присутствующих параметров в течение небольшого промежутка времени — от нескольких часов до нескольких десятков дней. Для проведения таких измерений создан МКМ «Парус» (мобильный комплекс мониторинга).

МКМ построен на принципах беспроводных сенсорных сетей (БСС) [1] с применением модулей системы АСОИ «Скважина» [2, 3], которая разрабатывалась для территориально распределённых объектов, не имеющих линий связи и электропитания. Область покрытия таких сетей составляет до 100 км². В своём составе АСОИ «Скважина» имеет спектр различных устройств как для измерения технологических параметров, так и обеспечивающих передачу информации по беспроводным каналам различных конфигураций.

На скважинах устанавливается необходимое число модулей. Модули для измерения давления и температуры устанавливаются на штатные места фонтанной арматуры, предусмотренные для местных манометров и термометров, поэтому установка первичных датчиков и их демонтаж не требуют выполнения сложных монтажных и сварочных работ. Не требуется прокладка кабельных линий связи и линий электроснабжения, поскольку все датчики имеют внутреннее батарейное питание.

В системе МКМ реализована двухуровневая схема, как наиболее адекватно отражающая схему объекта автоматизации. Первый (нижний) уровень предназначен для измерения физических величин, отражающих технологические параметры на наблюдаемой скважине, и формируется набором сенсорных модулей, состав которых определяется перечнем технологических параметров, требующих наблюдения. В состав нижнего уровня полевой части системы входят сенсорные модули измерения температуры (погружной или накладной), модули измерения давления, модули дискретных сигналов, а также, для обеспечения регистрации выноса песка — акустозмиссионные датчики из состава системы регистрации выноса твёрдых фракций (РВТФ) «Кадет» [4].

Второй уровень системы, тоже полевой, выполняет функции приёма и передачу данных поступающих от сенсорных модулей через модуль сбора и связи (МСиС) на контроллер для обработки и накопления данных. В

состав верхнего уровня МКМ входят базовая станция, контроллер системы, средства накопления и обработки и визуализации данных, а также средства передачи данных на диспетчерский пункт. Визуализация возможна как непосредственно на объекте, так и на диспетчерском пункте.

Технические решения, положенные в основу системы, защищены патентами на изобретение и полезную модель [5, 6, 7].

МКМ «Парус» имеет гибкую адаптивную систему нижнего и верхнего полевых уровней и, в зависимости от решаемых задач, мобильный комплекс может быть реализован различными аппаратными средствами. На рис. 1 приведены различные варианты построения комплекса.

Наиболее простым вариантом является проведение измерений непосредственно на обследуемой скважине с помощью локального узла приёма данных (1), в состав которого входит наряду с модулем приёма данных и переносной компьютер. Время проведения измерений в этом случае ограничивается временем заряда аккумуляторов компьютера. Как возможный вариант — установка датчиков на скважине на несколько месяцев и периодическое считывание данных в течение короткого промежутка времени (несколько часов). Проведение измерений аналогичным образом возможно при размещении локального узла приёма данных в автомобиле (2). При этом автомобилю с узлом приёма данных достаточно подъезжать к скважинам на расстояние около 1 км, а, значит, с одной позиции возможно опрашивать несколько скважин.

Для обеспечения дистанционной регистрации технологических параметров работы скважины, при наличии на скважине блока местной автоматики (3), имеющего связь с диспетчерской, возможно подключение системы МКМ по интерфейсу RS-232 (485) и протоколу Modbus RTU к контроллеру местной автоматики. Передача данных в диспетчерскую в четвёртом варианте (4) осуществляется по радиоканалу непосредственно на базовую станцию, подключённую к АРМ диспетчера.

Регистрация в реальном времени наличия песка в газовом потоке базируется на акустико-эмиссионном эффекте от соударения песчинок со стенками трубы. Однако такой способ регистрации обладает принципиальным недостатком — датчики реагируют на посторонние шумы, в том числе на акустические шумы от источников, не связанных с переносом песка. В реальных условиях эксплуатации скважин посторонние шумы могут быть одного уровня с регистрируемыми полезными сигналами.

Выделение информации, непосредственно связанной с наличием песка в газовом потоке из зашумленных сигналов от всех источников шумов, достигается оптимальным расположением датчиков совместно с алгоритмом обработки сигналов для выделения на трубе зоны чувствительности, что облегчает проблему отсева событий, не связанных с песком. Регистрация сигнала, вызванного

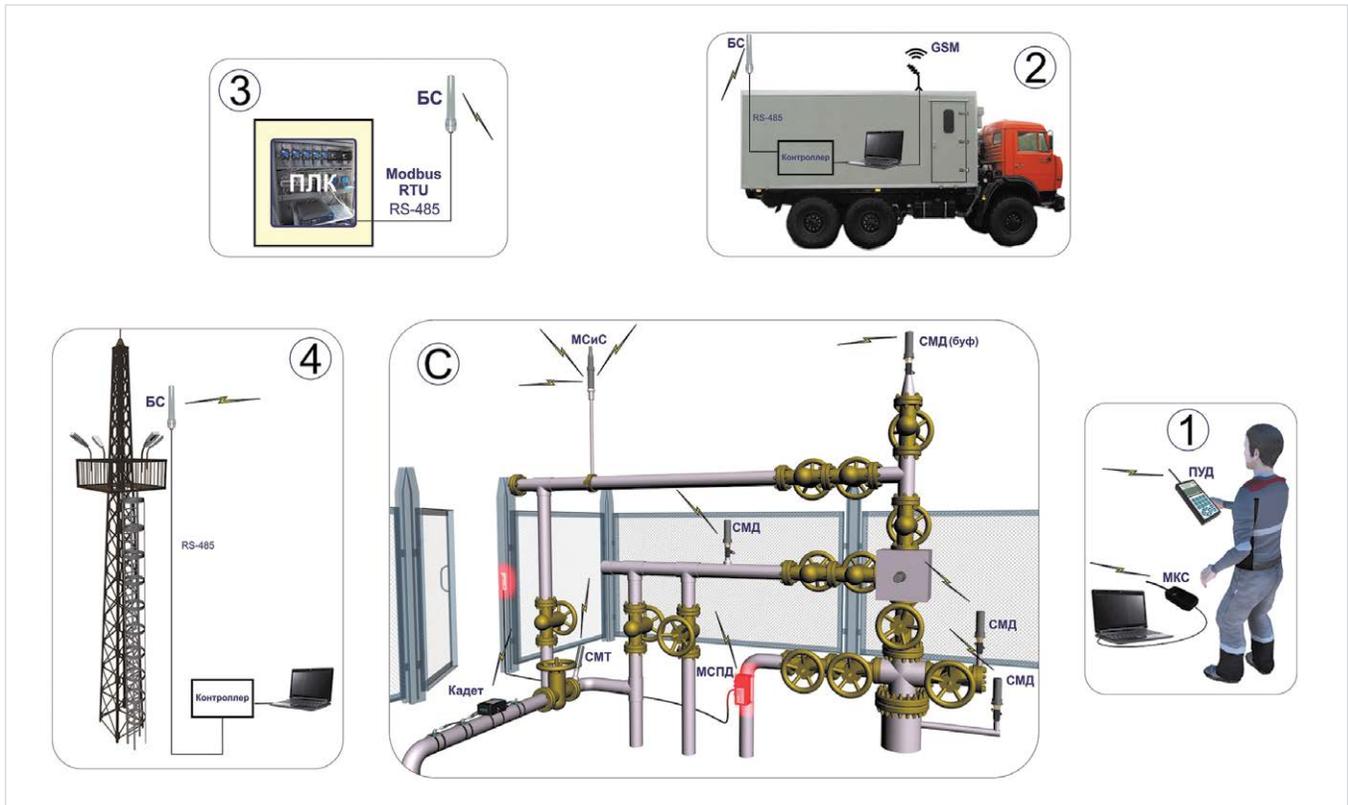


Рис. 1 — Варианты реализации мобильного комплекса.

С — Контролируемая скважина с комплектом первичных датчиков.

Варианты верхнего уровня системы МКМ: 1) Локальный узел приёма и обработки данных. 2) Передвижной регистрирующий комплект 3) Блок местной автоматики. 4) Стационарный узел приёма и обработки данных

соударением песчинок, позволяет в режиме реального времени получать непрерывный тренд изменения концентрации песка в газе.

С помощью системы «Кадет» проведено исследование выноса механических примесей более чем на десяти скважинах северных месторождений. В результате установлено, что «Кадет» является сигнализатором выноса песка и может использоваться в качестве достоверного индикатора для отслеживания в режиме реального времени, тренда интенсивности выноса механических примесей из эксплуатационных газовых скважин [8].

Наряду с техническими аспектами применения МКМ «Парус» не менее важным, с точки зрения оптимизации затрат при организации работ, является оценка стоимости внедрения мобильных комплексов на объекте.

Список литературы

1. В.М. Карюк, В.Г. Диденко, В.А. Шалимов. Применение беспроводных сенсорных сетей при автоматизации промышленного объекта хранения газа. // Автоматизация в промышленности. ISSN 1819-5962. №4. 2008. С.34-37.
2. В.Е. Столяров, М.А. Балавин, А.А. Енгибарян, В.М. Карюк. Беспроводная оперативная система сбора информации на территориально распределённых объектах. // Газовая промышленность. 2009. №1(627). С.47-51.
3. С.В. Ларцов, В.Е. Столяров, В.М. Карюк. Применение беспроводной оперативной системы сбора информации на территориально распределённых объектах. // Материалы VIII Международной научно-технической

Для обоснования эффективности применения МКМ положено сравнение с традиционной энергозависимой системой телеметрии на базе контролируемых пунктов с промышленными контроллерами и передачей данных по радиоканалу. Применение мобильных систем позволяет отказаться от закупки контролируемых пунктов. Дополнительная экономия возникает от применения МКМ в связи с отсутствием необходимости:

- сооружения блок-боксов;
- строительства линий электропередач, с процедурами оформления и согласования технических условий на подключение к внешней электросети;
- применения дополнительных аккумуляторных установок и независимых источников электропитания;
- приобретения кабельной продукции;

- конф. «Перспективные технологии в средствах передачи информации» (г. Владимир, 2009 г.). Т.1. С.89-93.
4. В.Г. Диденко, С.А. Ежов, В.М. Карюк. Система регистрации выноса песка из газовых скважин. // Экспозиция нефти газ. №3(28). 2013. С.7-9.
5. Диденко В.Г., Лазарев С.Г., Виноградов А.Ю., Карюк В.М., Назаров С.И. Способ регистрации включений твёрдых фракций в газовом потоке. // Патент на изобретение № 2408868. Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений Российской Федерации 10 января 2011 г.
6. Карюк В.М. Система мониторинга технических параметров промышленных объектов. // Патент на полезную модель № 107600. Зарегистрировано

- сооружения эстакад и сооружений для энергоснабжения и линий связи объекта;
- проведением экспертизы проектно-сметной документации на систему телеметрии для опасных производственных объектов.

Сравнение фактических затрат показывает, что экономия от внедрения МКМ составляет порядка 65% от всего объема капитальных вложений.



БИНАР
607188, Нижегородская обл., г. Саров,
Южное шоссе, д. 12, стр. 17А
+7 (83130) 7-53-50, 7-53-53
binar@binar.ru
www.binar.ru

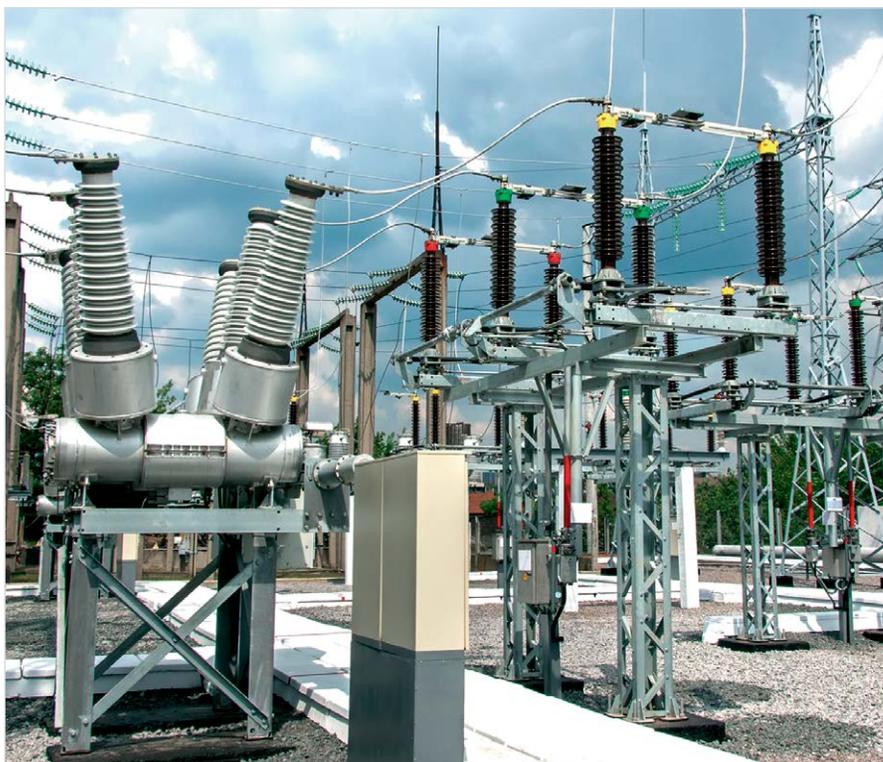
7. Карюк В.М., Выскубенко О.Б. Беспроводная система мониторинга технических параметров промышленных объектов и способ его осуществления. // Патент на изобретение № 2430399. Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений Российской Федерации 27 сентября 2011 г.
8. Колмаков А.В., Устинов В.П., Савастюк С.С. Карюк В.М., Морозов И.В. Применение мобильного беспроводного комплекса для регистрации выноса песка из газопромысловых скважин // Экспозиция Нефть Газ. 2016. №1. С. 66–70.

Бипрон — заземление электроустановок

Алексей Грибанов
технический директор

НПО «Бипрон», Москва, Россия

Сегодня в России выбор заземляющих устройств для потребителей очень мал, при этом соотношение цена/качество имеет большой разброс, и правильно расставить приоритеты по их важнейшим параметрам обычному покупателю достаточно сложно. Некоторые виды заземления подразумевают использование громоздкого оборудования и техники для монтажа, но с учетом отдаленности регионов России и разбросанности объектов, отсутствия транспортной схемы — это приводит к значительному увеличению стоимости работ.



Простое решение сложных задач

«Бипрон» — система заземления, обеспечивающая сверхбыстрое растекание электрического тока в грунте. Являясь инновационной российской разработкой, «Бипрон» идеально подходит для:

- Молниезащиты зданий и сооружений.
- Системы защиты от скачков напряжения в электрических цепях.
- Защиты от статических разрядов и блуждающих токов.
- Осуществления быстрой и эффективной нейтрализации пробоев в электрических цепях.
- Заземления систем коммуникаций и электронного оборудования.
- Обеспечения требования безопасности РЛС в том числе и вооруженных сил.

Широкий спектр применения

Комплекты «Бипрон» находят применение во многих областях:

- Предприятия нефтегазовой промышленности.
- Предприятия химической промышленности.
- Предприятия угольной промышленности.
- Предприятия горнорудной промышленности.
- Телекоммуникации и связь.
- Офисные здания.
- Предприятия оборонной промышленности.
- Метеорологические центры.
- Центры развлечений.
- Предприятия энергетической отрасли.

Почему Бипрон?

Заземляющие электроды Бипрон предназначены для устройства заземления электроустановок в грунтах с высоким удельным сопротивлением, например: сухие пески, вечномёрзлые грунты, скальные породы и т.п., а также на объектах, где ограничена площадь, для размещения контура заземления. Каждая система обладает гарантированной степенью надежности. Разработки заземления «Бипрон» базируются на научных исследованиях в области электропроводности сложных электролитов и механики грунтов. Бипрон соответствует всем стандартам проектирования и требованиям безопасности ПУЭ в отношении защиты электроустановок с учетом российской специфики.

Пять причин, почему наши клиенты предпочитают «Бипрон»:

1. Высокая эффективность и низкая цена:

Электрод «Бипрон» в комплекте с Минеральным активатором грунта «МАГ-2000» стоит дороже традиционного штыревого заземлителя соответствующей длины, но контур заземления Бипрон стоит дешевле традиционного.

Вам потребуется в 10 раз меньше электродов Бипрон!

2. Простой и быстрый монтаж.

Для удобства монтажа заземлители Бипрон выпускаются в горизонтальном и вертикальном исполнении, и поставляются готовыми комплектами, благодаря чему:

- Значительно сокращаются трудозатраты на устройство контура заземления.
- Требуется минимум машин и инструмента
- Обеспечивается удобство монтажа даже в самых труднодоступных районах, за счет небольшого веса комплектов заземления.
- Сокращаются затраты на транспортировку заземлителей к месту монтажа.

3. Постоянное понижение сопротивления грунта в течение всего периода эксплуатации.

Электроды Бипрон в течение всего времени эксплуатации понижают сопротивление окружающего грунта. Требуется минимум времени на формирование зоны эффективной электропроводности вокруг электрода после его монтажа — она начинает «работать сразу».

4. Минимум площади.

За счет сокращения требуемого количества электродов площадь для размещения контура заземления сокращается на 70%. Это особенно актуально в условиях плотной городской застройки при заземлении жилых многоквартирных домов или КТП.

5. Простое обслуживание и долгий срок службы.

Срок службы заземлителей Бипрон гораздо больше, чем у традиционных заземлителей. При этом эффективность Бипрон со временем только увеличивается, за счет постоянного формирования вокруг электрода зоны с высокой электропроводностью.

Вертикальные электроды
Бипрон

Горизонтальные электроды
Бипрон

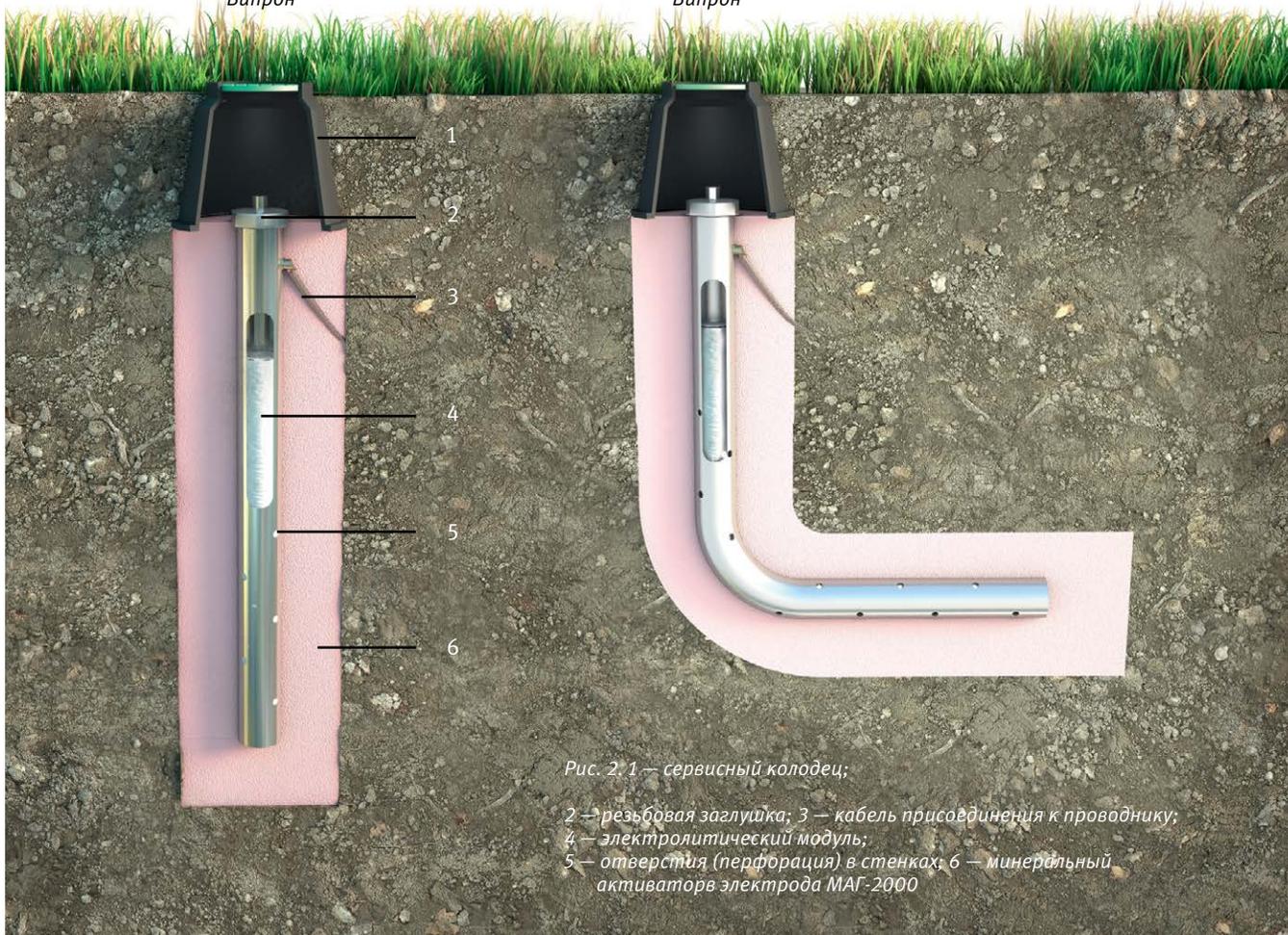


Рис. 2.1 — сервисный колодец;

2 — резьбовая заглушка; 3 — кабель присоединения к проводнику;
4 — электролитический модуль;
5 — отверстия (перфорация) в стенках; 6 — минеральный активатор электрода МАГ-2000



«МАГ-2000» — минеральный активатор
грунта

Обслуживание заземлителей «Бипрон» заключается в периодическом (один раз в 5–10 лет) визуальном контроле уровня солевого модуля внутри электрода.

В случае снижения уровня солевого модуля ниже допустимой границы (более 20% от первоначального уровня), его необходимо просто пополнить при помощи заправочного комплекта, поставляемого ООО «Бипрон».

Гарантированный срок службы заземлителей «Бипрон» составляет не менее 30 лет.

Лучшая техническая поддержка

Предоставляемая техническая поддержка необходима для того, чтобы обеспечить безопасность и надежность работы электродов «Бипрон». Мы можем разработать проект и подобрать необходимую спецификацию, в том числе оптимальную длину электрода, требуемое количество для достижения необходимого сопротивления растеканию тока в грунте.

Мы имеем квалифицированных инженеров и свои производственные мощности, а также необходимое оборудование для производства работ.



Бипрон

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
ЭЛЕКТРОЗАЩИТЫ

НПО «Бипрон»
Московская область,
Солнечногорский район, д. Бережки
+7 (495) 988 19-16
+7 (916) 988 50-00
+7 (924) 661 03-04
pro@bipron.com
BIPRON.COM
БИПРОН.РФ

Предложение: рабочий проект заземления объекта в течение 48 часов!

- Все что нам нужно — это чертеж Вашего объекта и данные по грунтовым условиям и требуемому удельному сопротивлению грунта токорастеканию. Все остальное мы сделаем сами!
- Полный комплект рабочих чертежей по устройству заземления объекта.
- Детальная калькуляция проекта.
- Любые консалтинговые услуги по вашему запросу.

- Монтаж оборудования «под ключ».
- Звоните нам, и мы рады будем ответить на любые ваши вопросы. Многие наши клиенты уже снизили затраты на монтаж и обслуживание заземляющих устройств ДО 85%! ООО «Бипрон» надежный поставщик для ПАО «Газпром», ПАО «Татнефть» и многих других заказчиков. Наша продукция сертифицирована в системе «ГАЗПРОМ-СЕРТ» и входит в реестр инновационных решений ПАО «Россесть».

БИПРОН — ЗАЕМЛЕНИЕ С УМОМ!



**ООО «Топливо-Энергетический Комплекс
«Чкаловский»**



**выработка и поставка
тепловой энергии**

620085, Екатеринбург, ул. Монтерская, 4, оф. 52
тел.: +7 (343) 221-52-99
факс: +7 (343) 256-36-32
www.tek-chkalovskiy.ru



Общество с ограниченной ответственностью

Завод "Калининградгазавтоматика"

Основано в 1960 г. Дочернее предприятие ПАО «Газпром автоматизация»



**РАЗРАБОТКА, ПРОИЗВОДСТВО И ВНЕДРЕНИЕ
НА ОБЪЕКТЫ ГАЗОВОЙ, НЕФТЯНОЙ И ДРУГИХ
ОТРАСЛЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО И
ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОГО
ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, СИСТЕМ
АВТОМАТИКИ И ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ КИПИА**

ОСНОВНЫМ ВИДОМ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЗАВОДА ЯВЛЯЕТСЯ ПРОИЗВОДСТВО:



ячеек КРУ класса напряжения 6-10 серии ЗАПАД, MCSET и NEXIMA с электрогазовыми и вакуумными выключателями;



шкафов НКУ до 1000 В серии OKKEN и PRISMA PLUS;



комплектных трансформаторных подстанций внутренней установки (цеховые);



систем гарантированного бесперебойного питания;



гибридных автономных энергетических установок;



узлов управления кранами (ЭПУУ);



взрывозащищенных оболочек (коробок);



щитов и пультов автоматизации производственных процессов;



прочих приборов и средств автоматизации.



Благодаря высокому качеству и надежности выпускаемого оборудования, а также безупречной работе на протяжении многих лет, завод завоевал себе репутацию надежного поставщика энергетического оборудования на российском рынке.

Среди предприятий, использующих наше оборудование, можно выделить следующие: ПАО «Газпром», ОАО «Роснефть», НК «ЛУКОЙЛ», ФСК ЕЭС, холдинг МРСК, ОАО «ГМК Норникель», ООО УК «Металлоинвест» и ряд других.

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



Реализация новых нефтегазовых проектов Восточной Сибири и Дальнего Востока

В преддверии Восточного нефтегазового форума, направленного на консолидацию усилий для реализации новых масштабных нефтегазовых проектов региона, который состоится во Владивостоке 6–7 июля 2016, Организатор форума, компания «Восток Капитал», лидер в сфере энергетического консалтинга и организации международных конференций, подготовила исследование по проектам ТЭК Восточной Сибири и Дальнего Востока.

В исследовании приняли участие такие крупные компании, как:

ООО «Газпром экспорт», Total, ООО «Газпром газэнергосеть», Caspian Offshore Construction LLP, ООО «Газпром СПГ Владивосток», «Гипрогазцентр», FMC Technologies, ООО «Газпром промгаз», ООО «Газпром проектирование», ОАО «ВНИПИГаздобыча», ООО «Газпром геологоразведка», РОСНЕФТЬ, ООО «Сименс», АО Шнейдер Электрик, ООО «НОВАТЭК НТЦ», ЛУКОЙЛ-Инжиниринг, ООО «СИБУР-Портэнерго», ПАО АНК «Башнефть», ТЮМЕННИИГИПРГАЗ, и многие другие.

Мега-проекты региона:

Чаяндинское месторождение — является базовым для формирования Якутского центра газодобычи, запасы газа составляют более 1,2 трлн м³. В 2014 году на месторождении началась добыча нефти. В 2017 году «Газпром» приступит к добыче газа, проектный уровень — 25 млрд м³ в год. Инвестиции — 14,8–16,7 млрд долл. (RusEnergy).

Ковыктинское месторождение — является базовым для формирования Иркутского

центра газодобычи, запасы газа составляют 1,5 трлн м³. Месторождение находится в стадии опытно-промышленной разработки, компания продолжает геологоразведочные работы. Ожидаемый уровень добычи — около 35 млрд м³ газа в год. Инвестиции — 14,4–16,2 млрд долл. (RusEnergy).

Газотранспортная система «Сила Сибири» — станет общей газотранспортной системой для Иркутского и Якутского центров газодобычи и будет транспортировать газ этих центров через Хабаровск до Владивостока. Протяженность составит около 4000 км, производительность — 61 млрд м³ газа в год. Инвестиции — 40 млрд долл. (RusEnergy).

Газоперерабатывающий комплекс в г. Белогорске (Амурская область) — будет перерабатывать газ Чаяндинского месторождения, который имеет сложный компонентный состав, в том числе, содержит значительную концентрацию гелия. Собственная оценка инвестиций «Газпрома» в него составляла около 17 млрд долл., оценка RusEnergy — от 13 до 21 млрд долл.

Согласно результатам исследования, основными проблемами для бизнеса в сфере геологоразведки, добычи, транспортировки, переработки нефти и газа в регионе являются:

Управление персоналом: отсутствие русскоязычного квалифицированного и компетентного персонала, отбор и обучение профильного персонала.

География: удаленность, сейсмическая активность и климатические условия региона и следующие из этого загруженность железных дорог, а также высокая стоимость транспортно-логистических услуг, отсутствие нормативной базы по работе в суровых климатических условиях, сложности с организацией переработки, автономность газоснабжения.

Финансирование проектов: затруднения с привлечением инвестиций и необходимость в кредитовании, высокое налогообложение, отсутствие авансирования.

Коррупция и закрытость информации: бюрократизированность таможенных процессов, сложности с согласованием проектов, редукционности, недостаток данных по тендерам и перспективным проектам, а также сжатые сроки регистрации на участие в тендерах.

Внешние факторы: волатильность рубля, кризис, нестабильная цена продукции, сложность конкуренции с китайскими производителями, вопросы импортозамещения.

Более подробное обсуждение самых актуальных вопросов нефтегазовой отрасли Дальнего Востока и Сибири состоится на «Восточном нефтегазовом форуме».

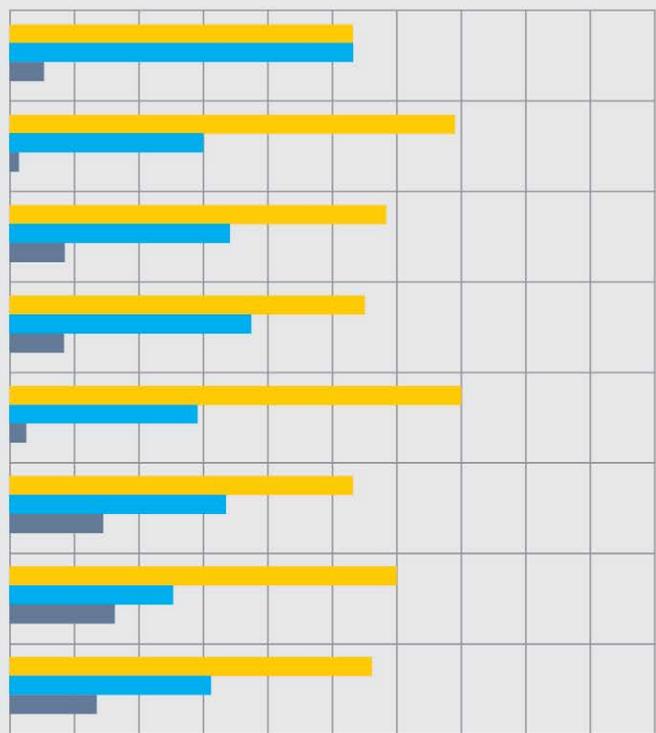


Все вышеуказанные вопросы и проблемы будут освещены и подробно проанализированы на «Восточном Нефтегазовом Форуме», который состоится 6–7 июля во Владивостоке. Мероприятие посвящено реализации Восточной газовой программы, технологическим вопросам разработки газовых месторождений в Иркутской области и в Республике Саха (Якутия), мега-проекту «Сила Сибири», вопросам ПГХ, строительству газоперерабатывающего завода в Амурской области, а также газификации регионов. Форум состоится в тесном сотрудничестве с органами власти Иркутской, Амурской областей, Хабаровского и Приморского краев, а также республики Саха с привлечением конечных потребителей газа и инвесторов в Китае



Самыми насущными и актуальными вопросами участников исследования, на сегодняшний день, являются:

0% 10% 20% 30% 40% 50% 60% 70% 80% 90% 100%

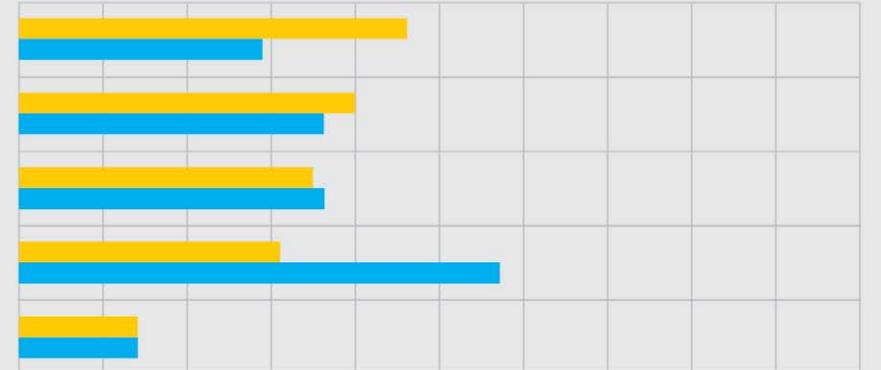


■ — интересно ■ — возможно ■ — совсем не интересно

- Стратегии Правительства РФ по развитию Восточной Сибири и Дальнего Востока. Какие меры по повышению инвестиционной привлекательности региона планируются?
- Как развиваются крупнейшие нефтегазовые проекты региона? В чем преимущества сотрудничества с азиатскими партнерами и чем обусловлен их интерес у участия в российских проектах?
- Отразится ли конъюнктура рынка и низкие цены на нефть на сроках реализации проектов?
- Как скажутся ограничительные меры со стороны Запада? Готовы ли отечественные производители к масштабным проектам? Что могут предложить азиатские партнеры в части технологий и инноваций?
- Создание центров нефтегазодобычи в регионе и обеспечение ресурсной базы (Чаяндинское месторождение: Ковыктинское и Чиканское месторождения, Чонский проект, Ванкорский нефтегазовый кластер, Сахалинский центр газодобычи).
- Развитие и финансирование транспортной инфраструктуры для создания оптимальной логистической цепочки ввоза оборудования и вывоза углеводородного сырья и продуктов переработки.
- Вся Сила Сибири! Строительство газотранспортной системы и выход на рынок Китая.
- Развитие на Дальнем Востоке газоперерабатывающего и газохимического производства, в том числе мощности по производству гелия.
- Потенциал и перспективы развития нефтехимического производства в Приморском крае. Сроки реализации и рынка сбыта. Когда Россия будет готова к переходу от экспорта сырьевых продуктов к производству товаров с высокой добавленной стоимостью?

Самые востребованные технологии индустрии, согласно мнению профильных экспертов и руководителей:

0% 10% 20% 30% 40% 50% 60% 70% 80% 90% 100%



■ — русскоязычные респонденты ■ — англоязычные респонденты

- Отслеживание ключевых показателей детальности работы агрегатов, оборудования и людей.
- Автоматизация процессов: 3D-модели технологических систем.
- Технологии для испытания и строительства скважин в особо сложных климатических условиях.
- Повышения прочности, устойчивости, надежности и безопасности трубопроводных конструкций.
- Роботизированная внутритрубная диагностика.

Vostock Capital является лидером в сфере энергетического консалтинга и организации международных конференций, технических визитов, выездных совещаний и тренингов для специалистов нефтегазовой отрасли из России, СНГ, Европы и Азии. За последние 14 лет компания успешно провела 411 мероприятий в 15 странах мира, в которых приняли участие более 24750 специалистов из 34 государств. У компании 3 офиса: Санкт-Петербург, Челябинск, головной офис находится в Лондоне.

Многоканальные телефоны:
+7 (499) 505-15-05
+ 44 (207) 394-30-90
www.eastrussiaoilandgas.com
events@vostockcapital.com

KDR 2016

Kazakh Drilling Roundtable

АСТАНА, 16 СЕНТЯБРЯ 2016

Крупнейший региональный форум в Республике Казахстан по технологиям бурения, проводимый под патронажем генерального партнера и платинового спонсора мероприятия — АО НК «КазМунайГаз»



На этом мероприятии, которое пройдет в форме круглого стола, будут затронуты такие важные вопросы по бурению, как:

- Сложные резервуары
- Высоконапорные высокотемпературные скважины
- Бурение на низконапорных участках
- Поглощение бурового раствора
- Устойчивость стенок скважины
- Ограниченная внутренняя инфраструктура
- Отсутствие морских путей для поставки бурового оборудования в стране
- Суровый климат и необходимость в буровых установках для работы в холодных условиях
- Охрана труда и техника безопасности на буровых установках



Партнер мероприятия



“Буровые технологии будущего доступны уже сегодня”

www.kazdr.kz



KIOGE
Kazakhstan



24-я КАЗАХСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ

24th KAZAKHSTAN
INTERNATIONAL

OIL & GAS

EXHIBITION AND CONFERENCE

www.kioge.ru

4-6

ОКТЯБРЯ / OCTOBER

2016

ВЕДУЩЕЕ НЕФТЕГАЗОВОЕ
МЕРОПРИЯТИЕ
В ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ

КАЗАХСТАН, АЛМАТЫ
KAZAKHSTAN, ALMATY

THE LEADING
OIL & GAS EVENT
IN THE CENTRAL ASIA

ОРГАНИЗАТОР
ORGANISED BY



CONNECTING
YOUR BUSINESS
TO THE WORLD

ITE МОСКВА
+7 (499) 750 0828
oil-gas@ite-expo.ru
www.kioge.ru

ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5011
og@ite-events.com
www.oilgas-events.com



OIL AND GAS TURKMENISTAN EXHIBITION

21-я международная выставка “Нефть и Газ Туркменистана 2016”

15-17 НОЯБРЬ 2016 Ашхабад / Туркменистан



SOCAR



HYUNDAI

KAWASAKI

LG International

Pietro Fiorentini

Schlumberger

ABB



Fidmash

HMS GROUP



Schneider Electric



TATNEFT

TOTAL

wintershall
Shaping the Future

Нефть и Газ Туркменистана 2016

Название Выставки	: Нефть и Газ Туркменистана
Веб-сайт	: ogtexpo.com
E-mail	: info@ogtexpo.com
Время проведения	: 15 - 17 НОЯБРЬ, 2016
Время работы выставки	: 10.00 - 18.00
Место проведения	: Конгресс центр г. Ашхабад
Периодичность проведения	: один раз в год / 21-ая
Выставочная площадь	: 8000 кв.м
Число участников в прошлом году	: 103 компаний из 20 стран
Ожидаемое количество участников	: 150
Организаторы	: Министерство нефтегазовой промышленности и минеральных ресурсов Туркменистана, Торгово-промышленная палата Туркменистана
Со - организатор	: Net Organization

www.ogtexpo.com

net
organization

+90 212 272 61 62
(Ext: for English 106, русский 107)
net@netorganization.net
www.netorganization.net

ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ISO - 9001



КАЗАНСКАЯ
ЯРМАРКА



ТАТАРСТАНСКИЙ
НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ
ФОРУМ

деловая программа выставки - активная площадка,
содействующая развитию науки и бизнеса

23-я международная специализированная выставка

НЕФТЬ ⚡ ГАЗ ⚡ НЕФТЕХИМИЯ



Проектирование и строительство
объектов для нефтяной, нефтехимии
и газовой промышленности

7-9
СЕНТЯБРЯ
Казань, 2016

При поддержке:

Правительства Республики Татарстан и Президента Республики Татарстан

16+

Нефтехимия и нефтепереработка: современная продукция, технологии, оборудование и материалы. Сбор, транспортировка и хранение нефти, нефтепродуктов и газа



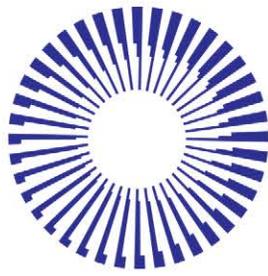
Добыча нефти и газа

www.oilexpo.ru



420059, г. Казань, Оренбургский тракт, 8
ОАО «Казанская ярмарка»
тел./факс: +7 (843) 570-51-14, 570-51-11
e-mail: d2@expokazan.ru, d3@expokazan.ru
www.expokazan.ru

تحت رعاية صاحب السمو الشيخ خليفة بن زايد آل نهيان رئيس دولة الإمارات العربية المتحدة
Under the patronage of H.H. Sheikh Khalifa Bin Zayed Al Nahyan, the President of the United Arab Emirates



أديبك ADIPEC

The Abu Dhabi International Petroleum
Exhibition & Conference

7-10 November 2016

SUPPORTED BY



FUTURE STRATEGIES IN AN EVOLVING ENERGY LANDSCAPE

WHY ABU DHABI?

- UAE holds the world's **sixth largest** oil reserves
- Abu Dhabi is home to the **ADNOC** group of companies
- United Arab Emirates **offshore** reserves accounting for **50%** of production in 2 years
- Abu Dhabi is within a **6 hr** flying radius of **40 energy markets**
- ***\$330bn** of contracts across the **MENA** region of which **42%** is from **KSA** and **UAE**

WHY EXHIBIT?

130,000 SQM GROSS EXHIBITION SPACE

94,661 ATTENDEES IN 2015

2,050 EXHIBITING COMPANIES INCLUDING:

14 NOCs & **16** IOCs

23 COUNTRY PAVILIONS

12 EPC CONTRACTORS

9 SERVICE COMPANIES

BOOK YOUR STAND NOW www.adipec.com/bookastand

Host City



Official publication



Venue



Conference Organiser



ADIPEC Organised By



*Meed Oil & Gas Report

АЛЬМЕТЬЕВСК

19-21 октября 2016

Проводится при поддержке
Президента Республики Татарстан,
Правительства Республики Татарстан
ПАО «ТАТНЕФТЬ»



Юбилейная выставка
столицы нефти Татарстана

НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО
ХИМИЯ. ЭКОЛОГИЯ
ПРОМЫШЛЕННАЯ
БЕЗОПАСНОСТЬ

NT-EXPO.RU



конференция **ПЕРЕРАБОТКА И ПОДГОТОВКА ПРИРОДНОГО И ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА К ТРАНСПОРТУ И УТИЛИЗАЦИИ Анапа, 23–27 мая**
NPO-VERTEX.RU

Обзор проблемных вопросов и технологические решения в области транспортировки и утилизации ПНГ.



конференция **СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ КРС И ПНП. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ Сочи, 23–28 мая**
CONF1.OILGASCONFERENCE.RU

Ознакомление с новейшими достижениями отраслевых институтов, нефтегазодобывающих и сервисных компаний, позволяющими успешно решать проблему импортозамещения.



конференция **НЕФТЕГАЗСТРОЙ Москва, 24 мая**
N-G-K.RU

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, увеличение доли российских компаний на нефтегазостроительном рынке.



выставка **ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ. Уфа, 24–27 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.



конференция **НОВАЯ ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ Уфа, 25 мая**
NOV-TEK.COM

К работе конференции привлекается широкий круг специалистов-нефтяников и специалистов из смежных с геофизикой видов сервиса.



конференция **ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЙ ХИМИИ Уфа, 25–26 мая**
ANRB.RU

Автоматизация процессов в нефтяной и газовой промышленности. Автоматизация управления и обеспечения безопасности процессов на предприятиях ТЭК.



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

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



конференция **РОССИЙСКИЙ РЫНОК ГАЗА Санкт-Петербург, 27 мая**
CREONENERGY.RU

Темы мероприятия: привлекательность биржи, выход СПБМТСБ на планируемые объемы, развитие российской электронной площадки в 2016 году.



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.



выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ГЕОЛОГИЯ Томск, 1–3 июня**
WWW.T-PARK.RU

17-ая выставка-конгресс с международным участием, проводимая в рамках 12-го Сибирского Форума недропользователей и предприятий ТЭК.



конференция **CASPIAN OIL&GAS Баку, Азербайджан, 1–4 июня**
MIOGE.RU

Повышение энергетической безопасности в Евразии: важность Каспийского региона как центра добычи энергоресурсов. Сроки реализации проекта Шахдениз-2 и развитие инфраструктуры.



конференция **ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ КРС, ПНП, ГНКТ Ялта, 6–10 июня**
TOGS.INFO

Ловильные работы в ГС, РГС, ЗБС. Телеметрия при КРС, СПО, ОПЗ, РИР, глушении, ловильных работах. Физико-химические обработки, освоение и геологические исследования ГС.



конференция **БУРОВАЯ ХИМИЯ. СВОЙСТВА. ОПЫТ И ЭКОЛОГИЯ ПРИМЕНЕНИЯ Суздаль, 7–10 июня**
POLYCELL.RU

Открытая площадка для профессионального сообщества, где ведущие специалисты Буровых компаний и НИИ делятся опытом применения новых материалов, обсуждают технологические проблемы.



конференция **ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ Салехард, 8–9 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.



конференция **ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ Москва, 17 июня**
CREONENERGY.RU

Является частью проекта «Здравый смысл», проходит с серией мероприятий экологической направленности.



АРМАТУРОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ФОРУМ Москва, 21–23 июня
VALVE-FORUM.RU

Основная тема — стандартизация в российском арматуростроении, технические требования к трубопроводной арматуре в нефтегазовой, энергетической и химической отраслях.



Восточный нефтегазовый форум Владивосток, 6–7 июля
EASTRUSSIAOILANDGAS.COM

Мероприятие посвящено реализации мега-проекта «Сила Сибири», газификации регионов с привлечением конечных потребителей и потенциальных подрядчиков в Китае.



конференция **ГЕОБАЙКАЛ Иркутск, 22–26 августа**
EAGE.RU

Конференция ориентирована на широкий круг специалистов в области геологии и геофизики, деятельность которых связана с Азиатско-Тихоокеанским регионом.





выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМ**
Саратов, 23–25 августа
EXPO.SOFIT.RU

Один из старейших нефтегазодобывающих регионов России, где в настоящее время насчитывается более 500 действующих скважин, функционирует крупный нефтеперерабатывающий завод.



выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. НЕФТЕХИМИЯ**
Казань, 7–9 сентября
OILEXPO.RU

Международная специализированная выставка ПФО, представляющая возможность продвижения технологий и оборудования на нефтедобывающие и нефтеперерабатывающие предприятия РТ.



конференция **ГЕОМОДЕЛЬ**
Геленджик, 12–15 сентября
EAGE.RU

Конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа ежегодно собирает 200–300 ведущих специалистов-практиков и учёных из России и СНГ.



конференция **НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА**
Москва, 13 сентября
N-G-K.RU

Модернизация нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения.



конференция **БУРОВАЯ И ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ**
Москва, 13 сентября
CREONENERGY.RU

Темы мероприятия: качество реагентов российских компаний, перспективы развития отечественного рынка буровой и промысловой химии.



конференция **МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ**
Ижевск, 14–15 сентября
KONFERENC-NEFT.RU

Обзор существующих методов и повышение эффективности извлечения нефти на существующей и поздней стадии разработки месторождений. ОПЗ. ГТМ. ОРЭ.



конференция **СУПЕРВАЙЗИНГ И ИНЖИНИРИНГ НЕФТЕСЕРВИСНЫХ УСЛУГ**
Тюмень, 14–15 сентября
TOGC.INFO

Обсуждаемые темы: супервайзинг – цели служб, функции и виды; контрактование – сроки, условия, проблемы; информационные технологии при выполнении работ.



выставка **НЕФТЕДОБЫЧА. НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА. ХИМИЯ**
Самара, 14–16 сентября
GASOIL-EXPO.RU

Мероприятие нефтяной отрасли, содействующее развитию нефтяной и химической промышленности при участии компаний Роснефть, Лукойл, Транснефть и всех перерабатывающих заводов Самарской области.



форум **KDR-2016 КАЗАХСТАНСКИЙ КРУГЛЫЙ СТОЛ ПО БУРЕНИЮ**
Астана, Казахстан, 16 сентября
WWW.KAZDR.KZ

Конференция, рассматривающая актуальные вопросы сектора бурения в Казахстане. Проходит под патронажем АО НК «КазМунайГаз».



РОССИЙСКО-КИТАЙСКИЙ СИМПОЗИУМ
Санкт-Петербург, 19–23 сентября
NOV-TEK.COM

Задача симпозиума: организация обмена научно-технической информацией между специалистами России и Китая, содействие взаимным поставкам Hi-Tech технологий и аппаратуры.



конференция **СТРОИТЕЛЬСТВО И РЕМОНТ СКВАЖИН**
Анапа, 19–24 сентября
CONF2.OILGASCONFERENCE.RU

Обзор вопросов развития технологий, материалов и оборудования в области бурового и сопутствующего видов сервиса, текущего и капитального ремонта скважин.



конференция **ТРУБЫ**
Челябинск, 20–22 сентября
ROSNITI.RU

Инновации и импортозамещение в трубной промышленности с демонстрацией достижений отечественных производителей и организацией научных дискуссий.



выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ТЭК**
Тюмень, 20–23 сентября
EXPO72.RU

Цель – содействие развитию предприятий ТЭК, демонстрация современного оборудования и технологий для нефтегазовой промышленности, расширение научно-технического сотрудничества.



выставка **СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ**
Сургут, 28–30 сентября
YUGCONT.RU

Масштабное событие в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре, уникальная выставочно-презентационная площадка.



семинар **УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА**
Южно-Сахалинск, 4–6 октября
EAGE.RU

Будет рассмотрен широкий диапазон вопросов – от исследований нефтегазовых бассейнов до эксплуатации месторождений.



ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ
Санкт-Петербург, 4–7 октября
MIOGE.RU

Анализ текущего положения и перспективы роста потребления природного газа в мировом и внутрироссийском государственном энергетическом балансе.



выставка **KIOGE**
Алматы, Казахстан, 5–7 октября
MIOGE.RU

Трибуна, с которой крупномасштабно, детально и профессионально обсуждаются пути развития нефтегазовой индустрии Казахстана и стран Каспийского региона.



выставка **СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ СБОРА И УТИЛИЗАЦИИ ПНГ**
Москва, 8–9 октября
CCAPITAL.CO.UK

Ознакомление слушателей с последними достижениями в области новейших технологий по успешному применению и внедрению ПНП.





13 сентября 2016 | 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
- OIL-GAS.RU — База подрядчиков для модернизации НПЗ
- OIL-GAS.RU — Презентация настенной нефтегазовой карты
- OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазоперерабатывающих предприятий



20 октября 2016 | 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
- OIL-GAS.RU — База поставщиков нефтесервисных компаний
- OIL-GAS.RU — Презентация настенной нефтегазовой карты
- OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового сервиса



8 декабря 2016 | 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
- OIL-GAS.RU — База оборудования для нефтегазового шельфа
- OIL-GAS.RU — Презентация настенной нефтегазовой карты
- OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового шельфа



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
- OIL-GAS.RU — База поставщиков нефтегазового комплекса
- OIL-GAS.RU — 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 ЕРС-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
- OIL-GAS.RU — База поставщиков нефтегазостроительных компаний
- OIL-GAS.RU — Презентация настенной нефтегазовой карты
- OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового строительства



открытое акционерное общество «КРОПОТКИНСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД»

оборудование для строительства и ремонта газонефтепроводов



Трубогибочные станки и дорны для холодной гибки всех видов труб. Лебедки тяговые и скреперные, полиспасты и оголовки для строительства подводных переходов. Лебедки скреперные шахтные (подземные). Комплекс машин для строительства и переизоляции трубопроводов. Центраторы внутренние и наружные, станки подготовки кромок (фасок) труб, трубосварочные базы, станки очистки-намотки сварочной проволоки. Трубоукладчики, болотоходы, грузоподъемные средства (траверсы, полотенца мягкие и тросовые, троллейные подвески). Установки горизонтального бурения УГБ-17 (буровые головки и шнеки). Другое специальное оборудование.

WWW.KREMZ.RU Тел.: +7 (86138) 72367, 77102, 61758 E-MAIL: KREMZ@MAIL.KUBAN.RU

▼ Единство
Сервиса,
Качества,
Доступности



ЕСКД групп
группа компаний

Основные направления деятельности:

- поставка, монтаж и обслуживание компрессорного оборудования;
- поставка запасных частей для проведения ТО компрессорного оборудования;
- поставка виброметров и виброанализаторов;
- поставка балансировочных станков;
- проведение всего спектра работ по вибродиагностике и балансировке роторного оборудования.

▼ Мы работаем напрямую с проверенными российскими, европейскими и азиатскими производителями, такими как ADICOMP S.r.l. (Италия), COAIRE (Корея), ATMOS (Чехия), KRAFTMANN (Германия), НОВОТЕК (Россия), KSI (Германия), JORC (Голландия), ООО «НТЦ Завод балансировочных машин» и др.

▼ Мы являемся официальным партнером и представителем компании ADICOMP S.r.l. (Италия) на территории Российской Федерации, оборудование которой, в том числе и для газовой отрасли, широко известно своей надежностью и высокими характеристиками.

▼ Мы имеем возможность поставки как оригинальных запасных частей для ТО, так и аналогов, изготовленных на нашем производстве в Китае. Гарантия на собственные комплектующие такая же, как и на оригинальные.

Мы готовы оказать Вам следующие услуги:

- вибродиагностика роторного оборудования;
- проведение периодического мониторинга вибрации (долгосрочное обслуживание);
- виброналадка оборудования (балансировка, центровка);
- организация вибродиагностической службы;
- подбор и поставка необходимого измерительного оборудования;
- подбор и поставка балансировочных станков;
- разработка методик и нормативов для контроля фактического состояния оборудования методом вибрационного контроля;
- оперативная экспертная и техническая поддержка наших Заказчиков.

www. eskd-group.com
info@eskd-group.com
тел.: +7 (499) 508-56-72

Представительство в Коломне
Kolomna@eskd-group.com

Представительство в Канаде
Canada@eskd-group.com