№2 (62) АПРЕЛЬ 2018

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

ISSN 2076-6785

ГАЗПРОМ

Ямбургское НГКМ – анализ отложений ачимовской толщи

ИССЛЕДОВАНИЯ

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция
Бованенковско-Харасавейский НГР

ТЕХНОЛОГИИ

Парогравитационный дренаж – SAGD
Моделирование эффективности тепловых МУН
Компримирование низконапорного ПНГ
Переизоляция трубопроводов
Анодное заземление
Импортозамещение –
Очистка сжиженных углеводородных газов

БУРСЕРВИС
Успешный путь к недрам!

Available on the App Store

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

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

ЗАВОД «СИНЕРГИЯ» – ЛИДИРУЮЩЕЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ И ИЗГОТОВЛЕНИЮ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

НАСОСНАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТОВ СИН31.75

ОСНАЩЕНИЕ

- Насос пятиплунжерный СИН75
- Планетарный редуктор СИН76
- Силовая установка Cummins, MTU, Caterpillar
- Пульт управления
- Автоматическая трансмиссия Caterpillar, Allison

ХАРАКТЕРИСТИКИ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ

Тип насоса	пятиплунжерный горизонтальный				
Номинальная мощность дизеля, кВт (л.с.)	1491 (2000)				
Диаметр плунжера, мм	100	125	140	160	180
Давление максимальное, МПа	105	67	50	40	32
Идеальная подача, л/с (при максимальном давлении)	9,8	15,4	19,3	25	36
Расход максимальный, л/с	32	51	64,5	84	106
Транспортная база	полуприцеп				
Габаритные размеры, мм	14000x2500x4000				
Масса установки, кг	не более 35000				

ОСНОВНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ

РОССИЙСКИЙ ПЯТИПЛУНЖЕРНЫЙ НАСОС СИН75
с секционным гидроузлом и подшипниками скольжения

БОЛЬШОЙ РЕСУРС РАБОТЫ,
не менее 30 000 м/ч

ТРАНСПОРТНЫЙ ГАБАРИТ И МАКСИМАЛЬНАЯ ГОТОВНОСТЬ к использованию

ВЫСОКИЙ КПД
насоса, не менее 90%

ВЫСОКИЙ КПД
редуктора, не менее 95%

СИНЕРГИЯ®
завод нефтегазового машиностроения

НАСОСНАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ БУРЕНИЯ ОСНОВНЫХ СТВОЛОВ СИН50.4.75

ОСНАЩЕНИЕ

- Насос пятиплунжерный СИН75
- Планетарный редуктор СИН76
- Двигатель переменного тока (0,69 кВ или 6 кВ)
- Муфта комбинированная с карданным валом
- Манифольд приёмный Ду250
- Манифольд напорный Ду100
- Съёмное теплоизолированное укрытие
- Пульт управления

ХАРАКТЕРИСТИКИ БУРОВОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ

Тип насоса	пятиплунжерный горизонтальный				
Электродвигатель, кВт	1600				
Диаметр плунжера, мм	100	125	140	160	180
Давление максимальное, МПа	50	43	34	26	21
Расход регулируемый, л/с	от 8 до 35	от 12 до 55	от 15 до 69	от 20 до 90	от 25 до 114
Транспортная база	полуприцеп, сани, рама				
Габаритные размеры, мм	13020x2500x3870				
Масса установки, кг	не более 30000				

ОСНОВНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ

РОССИЙСКИЙ ПЯТИПЛУНЖЕРНЫЙ НАСОС СИН75 с секционным гидроузлом и подшипниками скольжения

БОЛЬШОЙ РЕСУРС РАБОТЫ, не менее 30 000 м/ч

ТРАНСПОРТНЫЙ ГАБАРИТ И МАКСИМАЛЬНАЯ ГОТОВНОСТЬ к использованию

ВЫСОКИЙ КПД насоса, не менее 90%

ПЛАВНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ РАСХОДА за счёт применения преобразователя частоты

ДЛИТЕЛЬНЫЙ РЕЖИМ непрерывной работы

+7 (342) 267 22 80 | od@sinergia.ru

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геология

11 Ю.А. Яковлев, С.Е. Башкова. Гидрогеологические условия додевонских отложений в северо-восточных районах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и сопредельных территориях

18 В.Л. Шустер, Л.И. Зинатуллина. Обоснование перспектив нефтегазоносности нижне-среднеюрских отложений Бованенковско-Харасавейского НГР Западной Сибири

22 А.А. Сподобаев, А.А. Нежданов, А.В. Меркулов. Результаты секвенс-стратиграфического анализа отложений ачимовской толщи на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении

28 Р.Р. Хазиев, Е.Е. Андреева, А.Г. Баранова, Л.З. Анисимова, Р.Ф. Вафин, М.Ф. Салахова. Оценка возможности применения технологии SAGD на месторождении СВН Республики Татарстан

Геофизика

34 О.Б. Арно, А.В. Меркулов, Е.И Филобоков, И.А. Зинченко, С.А Кирсанов, С.А. Егурцов, Ю.В. Иванов, А.И. Лысенков. Мультиметодный многозондовый нейтронный каротаж: оценка характера насыщения коллекторов при неоднородном заполнении ствола газовых скважин в условиях Ямбургского НГКМ

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Добыча

39 Я.В. Невмержицкий, В.Ю. Семака, А.В. Конюхов, И.Н. Завьялов, Н.А. Завьялова, С.С. Негодяев. Исследование эффективности теплового воздействия на пласт с вязкопластичной нефтью

42 С. Б. Колесова, А.М. Насыров, М.Б. Полозов. Влияние температурного фактора на оборудование и технологические процессы добычи нефти

47 А.М. Шахмаев, Я.О. Симаков, П. В. Пятибратов, А. А. Мосесян. Численная оценка эффективности влажного горения термогазового воздействия на двумерной модели

ТРАНСПОРТИРОВКА

Насосы

54 Д.И. Пащенко, И.С. Наплеков. CFD-моделирование характеристик парового эжектора для разогрева нефти и нефтепродуктов в ANSYS

Газовая промышленность

58 К.В. Авиленко. ЭНЕРГАЗ: опыт подготовки и компримирования низконапорного ПНГ

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 2 (62) апрель 2018

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

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

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

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

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

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А
тел: +7 (843) 231-05-46
№ заказа 04-18/05-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 11.04.2018
ТИРАЖ: 10 000 экз.
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557
СВИДЕТЕЛЬСТВО:
ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года

ENERPROJECT group

ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

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

СЕПАРАЦИЯ

ОСУШКА

СЕРООЧИСТКА

КОМПРИМИРОВАНИЕ

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

info@energas.ru www.energas.ru

Трубопровод

65 А.В. Мараховский, Е.О. Савельева. Методика очистки внутренних отложений трубопроводов и оборудования с применением пневмоудара

Изоляция

69 АО «Делан»: Способы переизоляции трубопроводов

ПЕРЕРАБОТКА

Химия

74 А.Г. Ахмадуллина, Р.М. Ахмадуллин, Л.Ш. Хамидуллина, В.Н. Салин. Импортозамещающие технологии демеркаптанизации углеводородного сырья на отечественных гетерогенных катализаторах

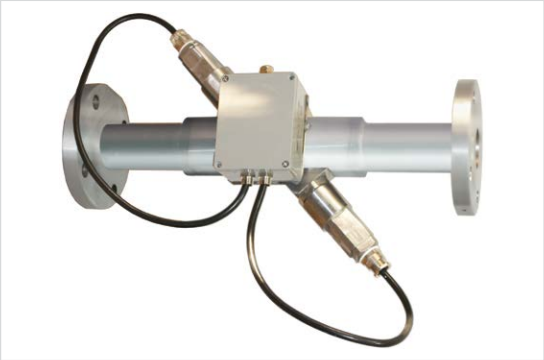
КИПиА

Автоматизация

78 ООО «НТЦ «Механотроника»: Реализация синхронного включения при БАВР

Измерительные приборы

84 ООО «ГЛОБУС»: Ультразвуковые расходомеры «ИРГА-РУ»



86 М.В. Богуш, О.В. Зацерклянный, О.В. Шатуновский. ООО «Пьезоэлектрик»: Измерение и регулирование параметров технологических процессов в промышленности

Энергетика

89 ООО «Бипрон»: Новые аноды «Бипрон-АЗТ»

МЕРОПРИЯТИЯ

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:
Шарафутдинов И.Н. / ildar@expoz.ru

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:
Бикбаев Т.Н. / general@runeft.ru

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

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

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

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:
Tayfun Babadagli / tayfun@ualberta.ca
Шустер В.Л. / tshuster@mail.ru
Завидей В.И. / zavidey@vei.ru
Мануков В.С. / vsmanukov@gmail.com
Гогоненков Г.Н. / gogonenkov@vnigni.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
Индрупский И.М. / i-ind@ipng.ru
Алтунина Л.К. / alk@ipc.tsc.ru
Ахапкин М.Ю.

Новинка от концерна РУСЭЛПРОМ

Электродвигатель 7AVE 3e

Economical
Environmentally friendly
*Energy efficient**

- Напряжение 380 - 660 В
- Мощность 7,5 - 30 кВт
- Частота вращения 3000 - 500 об/мин
- Монтажное исполнение на лапах, с фланцем, комбинированное
- Датчик температуры обмотки
- Места под установку датчиков вибрации

Снижен нагрев изоляции статора, что увеличивает срок службы обмотки

Установлено новое ядро 7AVE с уменьшенными электромагнитными потерями

Используется в составе частотно-регулируемого привода

Увеличен КПД.
Класс энергоэффективности IE2 (высокий) и IE3 (очень высокий)

Высокий момент в диапазоне регулирования от 50 до 100%

Искробезопасный антикоррозийный алюминиевый корпус

**Экономичный, экологичный, энергоэффективный*

mail@ruselprom.ru
ruselprom.ru

тел.: 8 (800) 301-35-31
тел.: 8 (495) 788-28-27

РУСЭЛПРОМ
РОССИЙСКИЙ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ КОНЦЕРН

OIL&GAS EXPOSITION

ISSUE:
2 (62) april 2018

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
Timur Bikbaev / general@runeft.ru

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

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

SUBSCRIPTION:
Julia Novikova / office@runeft.ru

EDITIORIAL BOARD:
Tayfun Babadagli / tayfun@ualberta.ca
Vladimir Shuster / tshuster@mail.ru
Victor Zavidey / zavidey@vei.ru
Victor Manukov / vsmanukov@gmail.com
Georgiy Gogonenkov / gogonenkov@vnigni.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
Il'ya Indrupskiy / i-ind@ipng.ru
Lubov K. Altunina / alk@ipc.tsc.ru
Mikhail Akhapkin

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

ISSUE DATE: 11.04.2018

CIRCULATION: 10 000 copies

EXPLORATION AND DEVELOPMENT

Geology

Yuriy A. Yakovlev, Svetlana E. Bashkova. Hydrogeology of the Pre-Devonian deposits in the north-eastern parts of the Volga-Ural Oil and Gas Province and the adjacent areas 11

Vladimir L. Schuster, Liliya I. Zinatullina. Justification for the petroleum potential of the Lower and Mid Jurassic sediments of the Bovanenkovo-Kharasaveisk petroleum province of the West Siberia 18

Alexander A. Spodobaev, Alexey A. Nezhdanov, Anatoly V. Merkulov. Results of the sequence-stratigraphic analysis of the Achimovsky deposits of the Yamburg oil and gas condensate field..... 22

Radmir R. Khaziev, Evgenia E. Andreeva, Anna G. Baranova, Liliya Z. Anisimova, Rustem F. Vafin, Miliausha F. Salakhova. Evaluation of the possible use of the SAGD at the superviscous oil field in the Republic of Tatarstan 28

PRODUCTION

Oil production

Yan V. Nevmerzhitskiy, Vadim Yu. Semaka, Andrey V. Konyukhov, Ivan N. Zav'yalov, Natal'ya A. Zav'yalova, Sergey S. Negodyaev. Research of the effectiveness of thermal treatment of formation with viscoplastic oil..... 39

Svetlana B. Kolesova, Amdakh M. Nasyrov, Mikhail B. Polozov. The influence of the temperature factor on the equipment and technological processes of oil production..... 42

Artur M. Shakhmaev, Yaroslav O. Simakov, Petr V. Pyatibratov, Ashot A. Mosesyan Numerical evaluation of the wet combustion efficiency of the thermal gas tehnology on a 2D model 47

TRANSPORT

Pumps

Dmitry I. Pashchenko, Ilya S. Naplekov. CFD modeling of properties of steam ejector for oil and oil product heating in ANSYS 54

Pipeline

Aleksandr V. Marakhovskiy, Ekaterina O. Savel'eva. Pneumatic impact method of cleaning of internal pipeline and equipment deposits 65

Measuring equipment

Michail V. Bogush, Oleg V. Zatserklyannyy, Oleg V. Shatunovskiy. Measurement and regulation of process parameters in industry 86

Activities 92

ТМС ГРУПП

Технологическая линия по диагностике и ремонту насосно-компрессорных труб

TMC-HighTech™

ИДЕАЛЬНОЕ ВРЕМЯ ТАКТА

- Высокая производительность линии — до 600 НКТ в сутки.
- Современная автоматизированная линия диагностики и сортировки НКТ.
- Быстрая переналадка при смене сортамента НКТ — не более 30 минут.

БЕЗУПРЕЧНОЕ КАЧЕСТВО РЕМОНТА

- Неразрушающий контроль тела трубы с определением координат дефектов одновременной работой 16 датчиков.
- Гидроиспытание в соответствии с ГОСТ 633-80 и требованиями с Заказчиком.
- 100% контроль прямолинейности труб высокоточными инструментами.

РАЗУМНАЯ КОМПАКТНОСТЬ

- Планировочное решение, позволяющее разместить полноценное производство на небольших площадях — 18x30 м.
- Организация рабочих мест, исключающая непроизводительные перемещения НКТ и ремонта персонала.
- Применение широкого инструментария бережливого производства на каждом этапе технологической цепочки.

БЕРЕЖЛИВЫЙ ТЕХПРОЦЕСС

- Минимизировано количество технологических отходов ремонта НКТ за счет точного определения характера и места дефекта с одновременной регулировкой длины отрезаемых участков трубы.
- Оптимальное количество персонала — не более 7 человек в смену.
- Закрепление навыков персонала с минимальным числом итераций (коучинг, TWI).

ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЕ УСЛУГИ ГЕНЕРАЛЬНОГО ПОДРЯДЧИКА

Шеф-монтаж оборудования:

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

ПРЕИМУЩЕСТВА

- Возможность проектирования и монтажа линии «ПОД КЛЮЧ» в рекордно короткие сроки.
- Гарантии на оборудование от производителей и дальнейшее сервисное сопровождение в течение 12 месяцев.
- Ноу-хау от генерального подрядчика станут Вашими.
- Индивидуальный проект под Ваши площади.

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

ГРУППА КОМПАНИЙ
СИСТЕМА•СЕРВИС
ООО «ПЕРЕКРЫВАТЕЛЬ»

ООО «Перекрыватель» — отечественный разработчик и производитель инструмента серии #SSP для бурения скважин

- Конструкторско-технологическая служба предприятия позволяет находить уникальные решения по конкретным требованиям заказчика.
- Разработка дизайна ведется с применением новейших технологий в области CAD/CAM проектирования.
- Разнообразие конструкций позволяет подобрать долото для всех условий бурения и может удовлетворить потребность даже самого требовательного потребителя.
- Высокая механическая и рейсовая скорость долот соответствуют основным технико-экономическим показателям проекта строительства скважин.
- Надежность бурового инструмента соответствует высоким требованиям производимых работ.

Высококвалифицированный персонал и техническая оснащенность предприятия позволяют гарантировать высокое качество выпускаемой продукции.

РТ., г. Азнакаево, Лениногорский тракт, 15,
Тел/факс: (85592) 5-16-48
info@sistemaservis.ru

www.sistemaservis.ru

УДК 551

Гидрогеологические условия додевонских отложений в северо-восточных районах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и сопредельных территориях

Ю.А. Яковлев
к.г.-м.н., директор по научной работе
yyakovlev@niikigs.ru

С.Е. Башкова
к.г.-м.н., зав.сектором научного сопровождения параметрического и сверхглубокого бурения, ученый секретарь
sbashkova@niikigs.ru

АО «КамНИИКИГС», Пермь, Россия

В статье рассмотрены гидрогеологические условия додевонских отложений северо-восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. На основе комплексного анализа уникальных данных о термодинамических параметрах разреза, составе и свойствах флюидов оценены наиболее общие гидрогеологические закономерности додевонского комплекса. Установлена определенная общность гидрогеохимических характеристик рифейско-вендской гидрогеологической серии с девонскими терригенными отложениями в контуре Камско-Бельского авлакогена, и благоприятные гидрогеологические условия сохранности залежей углеводородов.

Материалы и методы
Систематизация гидрогеологических данных по скважинам, статистические и графические методы анализа гидрогеохимических и термодинамических данных.

Ключевые слова
авлакоген, кристаллический фундамент, гидрогеологическая серия, геофильтрационные среды, градиент давления, геотермический градиент, состав пластовых вод, водорастворенный газ

Интерес к изучению додевонских отложений обоснован многочисленными нефтегазопроявлениями, а также промышленными притоками углеводородов. Результаты изучения строения и нефтегазоносности рифейско-вендских отложений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (далее — НГП), представленные большим количеством статей и монографий, как правило, не содержат анализа гидрогеологических условий. Из опубликованных работ следует отметить монографию В.А. Кротовой, а также статьи И.Н. Шестова и А.В. Шурубора [1, 2, 3].

Изучаемая территория относится к северо-восточным районам Восточно-Русского сложного бассейна пластовых вод. Ограниченная информация имеется по Большеуральскому сложному бассейну пластово-блоковых и пластовых вод. Гидрогеологические условия архейских, рифейских и вендских отложений на данной территории изучены по площади и разрезу весьма неравномерно (рис. 1). Водопритоки различной интенсивности получены на северо-востоке бассейна более чем в 30 скважинах в рифейских, вендских отложениях и единично в породах фундамента. В рифейских отложениях основные водопроявления связаны с нижнерифейскими отложениями Камской впадины (северная часть Камско-Бельского авлакогена). В вендских отложениях притоки воды получены преимущественно из нижней части верхнего венда в Верхнекамской впадине и Сарапульско-Яныбаевской седловине.

Гидрогеологическая стратификация додевонских отложений проводится по литолого-стратиграфическому принципу с выделением в платформенной части территории двух гидрогеологических серий: архейско-нижнепротерозойских отложений фундамента и рифейско-вендской терригенно-карбонатной серии. Указанные гидрогеологические серии относятся к третьему (нижнему) гидрогеологическому этажу бассейнов платформенного типа, относительно изолированного от современной поверхности и характеризующимся отсутствием гидродинамической связи с периферией структуры. В Большеуральском бассейне выделяют протерозойско-нижнепалеозойский терригенно-карбонатный водоносный комплекс.

Верхняя граница архейско-нижнепротерозойской гидрогеологической серии отождествляется с кровлей фундамента, залегающего на абсолютных отметках минус 1600 — минус 10000–11000 м. Данная серия вскрыта десятью скважинами на глубинах от 1997 м (скв. 18 Усть-Черная) до 3215 м (скв. 1 Осинцово), мощностью в среднем 50–60 м. Исключение составляют скв. Осинцево-1 (285 м) и скв. Сивинская-3 (216 м). Фундамент имеет гетерогенную блоковую структуру и представлен метаморфическими и магматическими породами, среди которых преобладают различные парагнейсы [4]. Водоносность блоков кристаллического фундамента обусловлена наличием в них зон трещиноватости, а в верхней части — коры выветривания.

Кровля рифейско-вендской гидрогеологической серии залегает на абсолютных отметках от минус 1500–2000 м (центральные, северо-западные, северо-восточные районы Пермского края) до минус 3000 м и более (восточные и юго-восточные районы Пермского края). Мощность комплекса в основном превышает 1000 м, достигая во впадинных зонах Камско-Бельского авлакогена 5–7 км. Рифейская часть серии на северо-востоке Волго-Уральской НГП представлена неполными разрезами нижнего и среднего рифея, сложена преимущественно последовательно чередующимися красноцветными и сероцветными терригенными, терригенно-карбонатными и карбонатными породами прикамской, калтасинской и надеждинской свит нижнего рифея. Область развития среднерифейских отложений в составе тукаевской (гожанской) свиты выделяется локальными зонами на юге и юго-западе исследуемой территории. Имеющийся геолого-геофизический материал указывает на широкое развитие разрывных нарушений в рифейской толще и их роль в формировании различных типов структур (выступов, грабенов и горстов) [4].

Формированию осадочной толщи венда предшествовал длительный перерыв в осадконакоплении. На северо-востоке Волго-Уральской НГП распространены преимущественно верхневендские отложения в пределах развития крупных вендских тектонических элементов: Верхнекамской впадины и Сарапульско-Яныбаевской седловины. Вендские отложения залегают в среднем на глубинах 2–2,5 км, мощностью от нескольких сотен метров до 1,5 км и более, прослеживаются практически в полном объеме и представлены терригенными породами. В Сарапульско-Яныбаевской седловине отсутствуют отложения верхней части венда (кудымкарская серия). Локально наблюдается полное отсутствие венда на юго-западе.

В Большеуральском сложном бассейне пластово-блоковых и пластовых вод выделяют выходящий на поверхность протерозойско-нижнепалеозойский терригенно-карбонатный водоносный комплекс. На больших глубинах

протерозойско-нижнепалеозойский комплекс изучался при бурении Аракаевской параметрической скважины, где он вскрыт в интервале глубин 4930–5207 м и представлен толщей осадочных пород рифейского и вендского возраста, сложенной полимиктовыми песчаниками и алевролитами с прослоями аргиллитов.

Геофильтрационные условия кристаллического фундамента практически не изучались. В скв. Глазовская-1 пористость пород коры выветривания (элювий) оценивается в диапазоне 12,9–22,1 %.

С общетеоретических позиций геофильтрационная модель отложений фундамента в рифейско-вендской гидрогеологической серии может быть представлена в виде слоисто-блоковой макроструктуры разреза как комбинации латеральных и субвертикальных геофильтрационных элементов. Первые из них являются проницаемыми (проводящими) пластами регионального и зонального распространения, а также разделяющими их флюидоупорами. Субвертикальные проницаемые зоны формируются в пределах неотектонических активных трещинно-разрывных линейных структур кристаллического фундамента и осадочного чехла. Сочетание относительно небольших по мощности латеральных и узких (протяженных или прерывистых) субвертикальных проводящих зон образует своеобразную «слоисто-блоковую» макроструктуру геофильтрационного массива комплекса с доминантой вертикальной проницаемости ($K_{вер} > K_{лат}$). Такую структуру следует рассматривать как переходную от слоистой (пластовой) в верхней части осадочного чехла к существенно блоковой (фундамент).

Латеральные проницаемые элементы нижне- и среднерифейских отложений приурочены к терригенным породам прикамской, надеждинской, тукаевской свит, представленные песчаниками и алевролитами с прослоями аргиллитов. Песчаные пласты толщиной 30–80 м разделяются плотными аргиллито-алевролитовыми породами. Пористость песчаников составляет 15–20 %, проницаемость 78–100 мД, реже достигает 585 мД. Карбонатные коллекторы рифея (калтасинская свита) обладают пониженными емкостными (открытая пористость ‹ 4%), но достаточно высокими фильтрационными свойствами (газопроницаемость — 0,215–175 мД) (Бедряжская, Ножовская и др. площади).

В вендских отложениях выделяются до шести региональных проницаемых пластов (V_{VI}, V_V, V_{IV}, V_{III}, V_{II}, V_I), с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами, приуроченные к основаниям кыквинской, верещагинской, кочевской свит. Пласты представлены переслаиванием песчаников и алевролитов с аргиллитами. Открытая пористость в среднем изменяется от 7,5 до 16 %, газопроницаемость в среднем составляет 20 мД (Северокамская, Сивинская, Бородулинская и др. площади).

Латеральные проводящие пластовые системы рифейско-вендских отложений разделены внутрикомплексными флюидоупорами. В рифее покрышками являются низкопористые и низкопроницаемые аргиллиты и практически непроницаемые карбонатные породы в калтасинской свите, которые часто характеризуются большой мощностью и отсутствием эффективной трещиноватости. В венде покрышками могут служить только мощные пласты алевро-глинистых пород в связи с их частой сланцеватостью и неуплотненностью [4].

Широкое развитие в рифейско-вендских отложениях субвертикальных геофильтрационных сред, приуроченных к тектоническим нарушениям, подтверждается комплексом геолого-геофизических исследований и в настоящее время не вызывает сомнений. Наличие в геофильтрационной структуре рифейско-вендской серии значительных по мощности слабопроницаемых сред проявляется в виде больших интервалов «сухих» объектов при испытании скважин. Так, например, в скв. Осинцевская-1 «сухой» интервал составил 262 м, в скв. Сивинская-3 — 207 м, в скв. Бедряжская-204 — 142 м и др. В рифейских отложениях интервалы слабопроницаемых сред встречаются чаще.

Гидродинамические условия кристаллического фундамента северо-востока Волго-Уральской НГП практически не изучались. Водообильность отложений оценивалась только в скв. Глазовская-1, где при испытании отложений элювия фундамента в интервале 2220–2254 м при незначительном понижении уровня был получен приток дебитом 3,68 м^3/сут, при статическом уровне 125 м (абс. отм. +26,57 м). Необходимо обратить внимание на результаты исследований пород фундамента в соседних регионах. Так, например, в Республике Татарстане в скв. Миннибаевская-20000 приведенное пластовое давление в скважине приблизительно на 4 МПа ниже, чем в базальных отложениях палеозоя. Тенденцию уменьшения гидродинамического потенциала в направлении от палеозойских к протерозойским отложениям отмечается на ряде площадей Волго-Уральской НГП [5]. Аналогичные факты имеются и по другим регионам [6, 7].

В связи с вышесказанным можно предположить, что формирование глубинного водообмена в рифейско-вендских отложениях предопределено как слоисто-блоковой геофильтационной структурой разреза, так и нестационарными граничными условиями в разрезе фундамента. С точки зрения классических представлений эти отложения находятся в зоне весьма затрудненного водообмена и третьего гидрогеологического этажа. Выполнить количественные оценки стока в этих отложениях в настоящее время не представляется возможным.

Для рифейско-вендской гидрогеологической серии пластовые давления изменяются от 23,77 МПа до 25,93 МПа, а градиенты давлений составляют от 0,099 МПа/м до 0,111 МПа/м. В изученной части разреза отмечается отчетливый «гидростатический» тренд изменения давлений с глубиной (рис. 2), что может оцениваться как возможность гидродинамической связи с вышележащим палеозойским комплексом пород.

Интенсивность водопритоков при испытании скважин рифейско-вендской гидрогеологической серии, как правило, невелика, в среднем 0,1–21,5 м^3/сут. Такой диапазон, скорее всего, отражает возможности

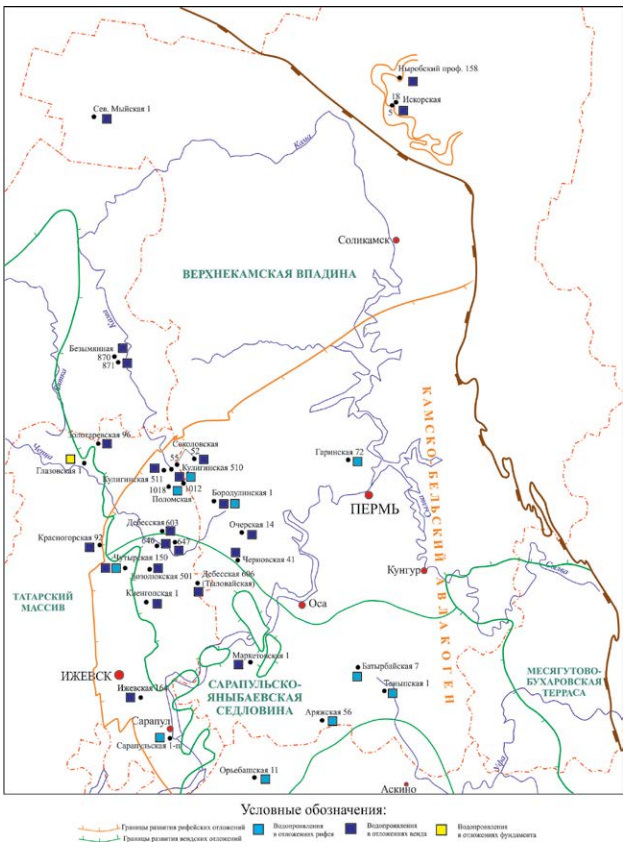


Рис. 1 — Тектоническая схема рифей-вендских отложений северо-восточной части Волго-Уральской НГП с основными водопроявлениями
Fig. 1 — Tectonic map of the Riphean-Vendian sediments of the northeastern part of the Volga-Urals petroleum province with basic water entry

латеральных проводящих сред или зон незначительной трещиноватости. В тоже время зафиксированы водопритоки на 1–2 порядка больше указанных. Так, в рифейских отложениях в скв. Глазовская-1 получен водоприток 50,7 м³/сут. В вендских отложениях водопритоки значительно больше: скв. Киенгопская-1 — 156,8 м³/сут, скв. Бородулинская-1 — 222 м³/сут, скв. Ижевская-164 — 252 м³/сут, скв. Золотаревская-98 — 443 м³/сут, скв. Дебесская-606 — 609,1 м³/сут. Вполне вероятно, что в этих скважинах вскрыты высокопроницаемые трещинные зоны разреза, обеспечивающие вертикальный водообмен (массоперенос).

Геологическая структура рифейско-вендских отложений обеспечивает стационарность верхней гидродинамической границы гидрогеологической серии. В связи с этим для данной части разреза можно предполагать только одну нестационарную в геологическом времени гидродинамическую границу — поверхность кристаллического фундамента с условиями локального сжатия или растяжения (формирования разуплотненных зон). В настоящее время многими авторами предлагаются и обсуждаются принципиальные модели, учитывающие пульсационный напряженно-деформированный режим глубоких недр [8, 9].

Ожидаемая структура глубинного подземного стока (либо только перераспределение давлений при таких граничных условиях и слоисто-блоковой геофильтрационной макроструктуре) может проявляться в виде локальных потоков с вертикальной доминантой или локальных пьезоаномалий разного знака. Для слабопроницаемых блоков вполне вероятно относительное запаздывание фильтрационных и конвекционно-диффузионных процессов, что может объяснять сохранение реликтовых («бескорневых») гидрогеохимических аномалий во внутренних частях слабопроницаемых блоков. Выполненные в верхней части разреза вендских отложений измерения пластовых давлений указывают на «гидростатический» режим.

Геотермические условия гидрогеологической серии на глубинах до 2600 м находятся в пределах до 56°С (рис. 2). Температура возрастает с глубиной с геотермическим градиентом от 1,44°С/100 м до 2,05°С/100 м, что соответствует условиям в вышележащем палеозойском разрезе [10]. Таким образом, в верхней изученной части разреза вендских отложений повышенная термодинамическая активность недр не установлена.

В Большеуральском сложном бассейне пластово-блоковых и пластовых вод на высоких гипсометрических отметках обеспечивается инфильтрационное питание и напорность вод протерозойско-нижнепалеозойского комплекса на прилегающих территориях. Напорные трещинно-пластовые воды в северных районах Кизеловского угольного бассейна имеют выходы источников с дебитом 8–16 л/сек, а в южных их дебит несколько ниже — 0,75–1,5 л/сек. В соответствии с современными представлениями о структуре артезианских бассейнов выходы додевонских отложений в складчатом Урале не являются областью питания рифейско-вендского комплекса в пределах платформы.

Гидрогеохимические условия додевонских отложений являются типичными для зоны весьма затрудненного водообмена Восточно-Русского бассейна. Сведения о химическом составе рассолов додевонских отложений представлены в таблице.

В платформенной части изучаемой территории состав рассолов фундамента (коры выветривания) представлен результатами опробования скв. Глазовская-1. Рассол имеет признаки незначительного разбавления, но по общим характеристикам соответствует водам вышележащих интервалов рифея (см. ниже) поскольку при отсутствии флюидоупора, по-видимому, существует единая гидрогеологическая зона разреза.

Более интересная информация по составу вод кристаллических пород получена за пределами изучаемого района в скв. Азнакаевская-22, а также в скв. Миннибаевская-20000 в Татарстане. В первой из них по данным В.А. Кротовой в интервале 1697–1700 м (кора выветривания) получены рассолы с минерализацией 275 мг/дм³ с высокой метаморфизацией (rNa/rCl=0,66) и практически бессульфатные (rSO_4x100/rCl=0,06). Состав вод представлен стандартной формулой Курлова (1):

$$M_{275}\ \frac{Cl\,49.98\ SO^4 0.03\ HCO^3 0.01}{(Na+K)\ 33.06\ \ Ca\ 12.92\ \ Mg\ 4{,}02}\ . \quad (1)$$

По данным ряда исследователей подземные воды архейско-протерозойского комплекса близки к водам рифейско-вендских отложений [11, 12]. Они относятся к хлоркальциевому типу, имеют минерализацию 234–272 г/дм³ и плотность 1,18–1,19 г/см³. Содержание кальция достигает 22–42 г/дм³, а коэффициент метаморфизации составляет 0,4–0,6. В водах содержатся микрокомпоненты йод, бром и аммоний.

Минеральные рассолы трещиноватой зоны кристаллического фундамента, вскрытые скважиной Миннибаевская-20000 (4700–5099 м) имеют несколько иной состав: это хлоркальциевые рассолы с минерализацией 287–322 г/дм³, содержание кальция достигает 94 г/дм³, на фоне уменьшения содержания натрия до 11,5 г/дм³ по сравнению с фоновыми значениями (54–74 г/дм³). Из микрокомпонентов в водах содержатся (мг/дм³) йода — от 6,3 до 9,0; бром — от 1606,0 до 1932,7; аммоний — 3,6. Воды содержат почти в 3 раза больше кальция, чем натрия, и почти не содержат магния. В составе водорастворенных органических веществ присутствуют (мг/дм³): органический углерод — от 97,6 до 137,8; углерод битумной фракции — от 0,3 до 0,5 и более; органический азот — от 0,02 до 0,2; фенол летучий — от 0,1 до 3,9. Кроме того, обнаружен бензол. Воды обогащены азотом (до 60–83 %), при газонасыщенности в 390–450 см³/л. Таким образом, исследованные воды из скв. Миннибаевская-20000 фактически являются уникальными рассолами кристаллических пород.

В Большеуральском бассейне пластово-блоковых вод в скв. 8215 на Естюнинском железорудном месторождении под Нижним Тагилом получены воды с минерализацией 10 г/л, относящиеся к хлоркальциевому типу и содержащие йод, бром и аммоний (таб. 1):

$$M_{10,2}\frac{Cl\,95\ SO_4 3}{Ca\,84\ (Na+K)14}J-1.7, Br-23\ \text{мг/дм}^3. \quad (2)$$

Рифейские и вендские отложения насыщены рассолами хлоридно-натриево-кальциевого состава с содержанием кальция более 20–25 г/кг. Воды, как правило, кислые (pH<5), значительно обогащены бромом (> 700–1000 мг/кг), причем наблюдается тенденция более высоких концентраций брома в водах вендских отложений на границе выклинивания рифейских толщ, то есть в полосе отложений протягивающейся с севера на юг от Соколовской площади на с. Сиву, г. Верещагино, Киенгоп, Батырбай в основном к границам Камско-Бельского авлакогена. Необходимо отметить, что нефтеносность вендских отложений в этих зонах также более высокая. Характерным для вод являются очень низкие содержания NH_4 – 0,02–0,10 г/л и HBO_2, а

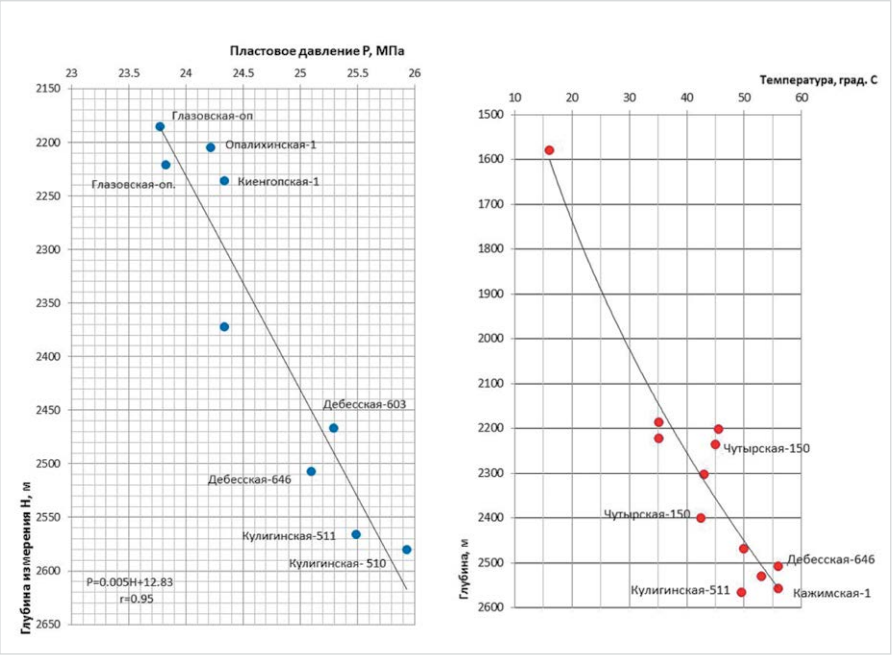


Рис. 2 — Термодинамические условия рифейских и вендских отложений
Fig. 2 — Thermodynamic condition of the Riphean-Vendian sediments

также пониженная сульфатность. Содержание брома в пластовых водах комплекса увеличивается пропорционально содержанию кальция (рис. 3).

Рассолы додевонских отложений в контуре Камско-Бельского авлакогена почти не отличаются по химическому составу и содержанию микрокомпонентов от вод терригенного девона и могут быть отнесены к единой гидрогеохимической группе (кластеру) [13]. При доминирующей тенденции к вертикальному водообмену (массопереносу) в условиях слоисто-блоковой геофильтрационной макроструктуры не исключается миграция углеводородов из рифейско-вендской серии в девонские терригенные коллекторы.

Вблизи периферии бассейна (Искорская площадь, Ныробский профиль) состав рассолов вендских и палеозойских практически одинаковый (таб. 1). Они имеют более низкие содержания кальция и брома, меньшую метаморфизацию (rNa/rCl — 0,76–0,9) и более высокие содержания сульфат-иона и йода.

Водорастворенный газ (далее — ВРГ), полученный из рассолов скв. Ижевская-164 и скв. Бородулинская-1 относится к азотному типу. Содержание азота составляет до 90 об.%, метана — 10–26 об.%, тяжелых углеводородов — до 0,15 об.%. Общая газонасыщенность вод составляет 260–268 см^3/дм^3, а давление насыщения в пределах 5,3–7,8 МПа.

В восточном направлении газовый состав пластовых вод соответствует метано-азотному типу. В рифейских отложениях на Батырбайской площади по данным опробования скважины 7 содержание азота 47,5 %, метана — 49 % , концентрация тяжелых углеводородов увеличивается до 3%. Газонасыщенность вод составляет 231 см^3/дм^3, давление насыщения — 6,3 МПа.

Содержание редких газов в составе ВРГ несущественно. Вместе с тем весьма характерным для додевонских отложений является повышенное содержание гелия — его концентрация составляет 0,02–2,5%, при содержании 0,15–7,8 см^3/дм^3. Поскольку гелий образуется, в основном, при радиоактивном распаде элементов уранового и ториевого рядов его максимальные концентрации зафиксированы в относительно застойных водах более древних — додевонских и среднедевонских отложений, где его содержание, как правило, превышает 3 см^3/дм^3 (1%). Фоновая насыщенность вод гелием уменьшается вверх по разрезу. Так, по данным исследований Б.А. Бачурина (1984), наиболее характерные содержания гелия в водах позднедевонских терригенных уменьшаются до 1,8–2,2 см^3/дм^3, в среднекаменноугольных до 0,6–1 см^3/дм^3, а наименьшие содержания гелия в составе водорастворенного газа (0,14–0,2 см^3/дм^3) установлены в водах раннепермских отложений.

В Большеуральском сложном бассейне пластово-блоковых и пластовых вод трещинные, трещинно-жильные и трещинно-поровые воды имеют гидрокарбонатно-кальциевый, гидрокарбонатно-натриевый и сульфатно-натриевый состав с 26–511 мг/дм^3. В ряде случаев воды могут быть обогащены радоном. Интерпретация результатов анализа фильтрата, полученного с глубины 5145 м в Аракаевской параметрической скважине, позволяет сделать предположение о хлоридно-натриевом составе пластовых вод рифейско-вендких отложений. В водном экстракте порового раствора, извлеченного из образца алевролита 5176п, (открытая пористость 0,68%) с глубины 5023,3 м, среди анионов высока доля Cl (142 мг/дм^3 или 53%), карбонат-иона (81 г/дм^3 или 37%), в незначительных концентрациях обнаружены фтор и бром (соответственно 0,07 и 0,04 мг/дм^3), катионы представлены только натрием.

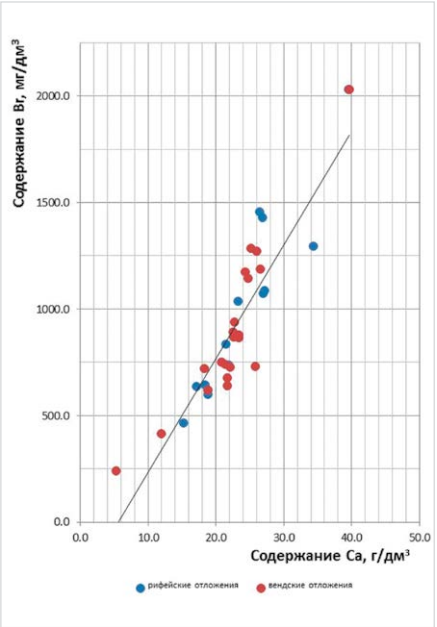


Рис. 3 — Зависимость содержаний брома и кальция в пластовых водах рифейских и вендских отложений
Fig. 3 — Relationship between bromine and calcium in the reservoir water of the Riphean-Vendian sediments

Итоги

Установлено, что в контуре Камско-Бельского авлакогена рифейско-вендская гидрогеологическая серия и девонские терригенные отложения образуют единую гидрогеохимическую систему. Современные термодинамические условия рифейско-вендских отложений соответствуют гидростатическому режиму с вероятным преобладанием вертикального характера глубинного массопереноса по локальным трещинным зонам. Пластовые рассолы додевонских отложений могут быть отнесены к бромным и иодо-бромным промышленным водам.

Выводы

Формирование единой гидрогеохимической системы в рифейско-вендских и девонских отложениях является важным показателем нефтегазоносности разреза и должно быть учтено при построении принципиальных геомиграционных моделей.

Наиболее проницаемые пласты и зоны высокопроницаемых нарушений в вендских отложениях могут служить эксплуатационными объектами по добыче рассолов с целью извлечения промышленно ценных компонентов.

Систематизированная гидрогеологическая информация может быть использована при проектировании новых глубоких параметрических скважин на рифейско-вендские отложения.

Литература

1. Кротова В.А. Гидрогеологические факторы формирования нефтяных месторождений (на примере Предуралья). Л: Гостоптехиздат, 1962. 330 с.
2. Шестов И.Н., Бачурин Б.А. Закономерности насыщения пластовых вод газами и их роль при оценке перспектив нефтегазоносности в условиях Прикамья. Водорастворенные газы нефтегазоносных бассейнов. М.: Наука, 1981. С. 61-64.
3. Шурубор А.В., Шестов И.Н. Гидрогеологические особенности подземных вод рифейских и вендских отложений Предуралья. Проблемы геологии Пермского Урала и Предуралья. Пермь, 1998. С. 122–124.
4. Белоконь Т.В., Горбачев В.И., Балашова М.М. Строение и нефтегазоносность рифейско-вендских отложений востока Русской платформы. Пермь: Звезда, 2001. 108 с.
5. Зайдельсон М.И. Гидрогеологические условия формирования и размещения нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской области. М.: Недра, 1973. 280 с.
6. Бакин В.Е., Карцев А.А., Семашев Р.Г., Яковлев Ю.И. Один из механизмов сохранения залежей углеводородов в древнейших осадочных отложениях // Геология и геофизика. 1987. №4. С. 124–128.
7. Ибрагимов Р.Л., Плотникова И.Н. Результаты режимных наблюдений состава подземных вод кристаллического фундамента Южно-Татарского свода // Георесурсы. 2009. №3. С. 9-13.
8. Вартанян Г.С., Куликов Г.В. Гидрогеодеформационное поле Земли. 1982. №2. С. 310–314.
9. Дюнин В.И., Корзун В.И. Гидрогеодинамика нефтегазовых бассейнов. М.: Научный мир, 2005. 524 с.
10. Михайлов Г.К., Ваганов А.А. Геотермические условия палеозойских отложений нефтеносных районов Пермского Прикамья. Пермь, 1981. С. 76–81.
11. Анисимов Б.В., Доронкин К.Н., Кавеев И.Х. и др. Подземные воды кристаллического фундамента Татарского свода // Геология нефти и газа. 1979. №11. С. 29–36.
12. Ибрагимов Р.Л. Вопросы гидрогеологии и использования подземных вод при разведке и разработке нефтяных месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 2004. 140 с.
13. Яковлев Ю.А. Гидрогеохимические кластеры продуктивных комплексов северо-восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. №7. С. 60-64.

Скважина, регион *)	Возраст	Интервал опробования, м.	pH	Минерализация, г/л	Содержание ионов, г/дм³						Содержание микрокомпонентов, г/дм³				Коэффициенты		
					Cl	SO_4	HCO_3	Ca	Mg	Na+K	NH_4	I	Br	HBO_2	r Na/r Cl	Cl/Br	r SO_4·100/r Cl
Глазовская-1, ВКВ	Ar	2221-2254	6.7	222	137	0.52	0.04	18.8	2.7	62.9	н.с.	8	601	35	0.7	228	0.2
Чутырская-150, КБА	R	2236-2240	5.9	239	148.4	0.33	0.04	17.1	3.6	63.8	81	9.9	638	н.с.	0.73	232	0.16
Бородулинская-1, КБА	R	2965-2995	4.0	247	155	0.04	0.04	34.4	4.4	52.6	18	4	1295	128	0.52	120	0.02
Поломская-1018, КБА	R	2668-2678	3.7	245	152.7	0.10	н.с.	21.5	4.6	65.7	н.с.	6.3	834.6	н.с.	0.66	183	0.04
Решетниковская-150, КБА	R	2236-2240	6.1	255	157.9	0.43	0.04	18.4	3.9	74	45	10	645	78	0.7	245	0.2
Кулигинская-510, КБА	R+V	2328-2656	6.2	230	143.2	0.11	0.02	23.3	3.6	59.4	72	7.6	1038	40.3	0.64	138	0.06
Чутырская-150, КБА	V	2202-2206	6.4	258	159.9	0.44	0.05	18.3	3.9	75.4	50	10.7	722	65.7	0.75	221	0.22
Бородулинская-1, КБА	V	2892-2906	4.7	260	151	0.06	0.04	26.0	3.7	88.9	25	7	1272	107	0.62	119	0,02
Кулигинская-511, КБА	V	2566-2571	4.0	242	150.0	0.11	н.с.	24.7	3.4	62.5	28	6.4	1145	105	0.64	131	0.06
Соколовская-55, КБА	V	2651-2674	5.8	235	146	0,11	0.03	24.3	2.8	61.8	50	9	1173	68	0.65	125	0.05
Дебесская-603, КБА	V	2438-2475	3.2	263	163.1	0.39	н.с.	23.4	3.9	71.6	56	10	864	н.с.	0.68	189	0.18
Дебесская-646, КБА	V	2507-2576	4.8	244	151.9	0.15	0.01	25.2	3.5	63.0	89.5	9.9	1286	45.3	0.64	118	0.07
Дебесская-647, КБА	V	2465-2444	5.0	260	162.2	0.19	0.02	26.5	4.2	66.9	68	10.3	1188	н.с.	0.64	137	0.09
Алтыновская-205, КБА	V	2500-2600	н.с.	241	142	0.94	н.с.	19.0	3.9	75.2	н.с.	н.с.	н.с.	н.с.	0.7	н.с.	0.43
Киенгопская-1, КБА	V	2399-2405	4.0	263	163.4	0.19	0.02	27.0	3.2	68.9	н.с.	н.с.	1072	38	0.65	152	0.01
Лозолюкская-501, КБА	V	2293-2322	6.8	234	145.9	0.32	н.с.	22.5	4.1	61.2	52	8.5	892	26.3	0.65	163	0.16
Батырбайская-7, КБА	R	2302-2309	5.2	286	179.8	0.11	0.02	41.1	5.5	59.6	107	9	1520	38	0.51	118	0.04
Таныпская-1, КБА	R	2218-2223	5.0	285	179.2	0.46	0.01	39.5	5.7	60.1	н.с.	4	2030	н.с.	0,51	88	0.2
Голюшурминская-4, КБА	V	1616-1622	н.с.	278	172.5	0.04	н.с.	21.7	4.0	79.3	н.с.	10.1	639	н.с.	0.71	270	0.16
Сырьянская-18, ККА	V	2316-2728	6.0	270	167.4	0.27	0.01	21,9	4.1	76.5	65	10	739	37	0.7	226	0.11
Маркетовская-1, СЯС	R	2175-2170	4.4	216	134.6	0.58	н.с.	27.2	3.2	50.3	н.с.	9	1088	43	0.6	124	0.32
Ижевская-164, СЯС	V	2002-2006	5.3	253	157.1	0.31	н.с.	20.8	3.5	71.5	н.с.	9	751	44	0.7	206	0.15
Безымянная-871, ВКВ	V	2453-2461	4.2	248	154	0.06	н.с.	21.7	3.0	69.2	58	10	677	26	0.69	227	0.03
Безымянная-870, ВКВ	V	2414-2420	4.8	262	161.7	0.08	н.с.	21.4	1.4	77.6	50	11	742	32	0.74	218	0.04
Глазовская-1, ВКВ	V+D_3	2185-2200	6.1	274	168.1	0,44	0.05	22.1	312	79.9	42	8	727	н.с.	0.72	236	0.19
Искорская-18, Т	V	1840-1879	6.4	226	136.9	0.81	0.12	15.2	2.4	70.1	65	9.3	467	16.8	0.76	293	0.44
Искорская-5, Т	V	1759-1822	6.3	205	123.9	0.87	0.12	12.0	2.3	65.4	25	8.5	414	29	0.78	299	0.52
Ныробский проф.-158, Т	V	1544-1456	6.2	215	128	1.9	0.04	5.3	1.9	77.6	39	3.8	241	21	0.90	530	1,11
Сев.Мыйская-1, КПС	V	2218-2223	6.7	234	145	0.16	0.04	25.8	1.4	61.8	н.с.	9	730	н.с.	0.66	199	0.08

КБА – Камско-Бельский авлакоген; ККА – Казанско-Кажимский авлакоген; ВКВ – Верхнекамская впадина; СЯС – Сарапульско-Яныбаевская седловина;
Т – Тиман; КПС – Коми-Пермяцкий свод; КПВ – Коми-Пермяцкий выступ; н.с. – нет сведений

Таб. 1 — Химический состав подземных вод додевонских отложений северо-восточных районов Волго-Уральской НГП
Tab. 1 — Composition of the undergrownd water of the Pre-Devonian sediments of the northeastern areas of the Volga-Urals petroleum province

Hydrogeology of the Pre-Devonian deposits in the north-eastern parts of the Volga-Ural Oil and Gas Province and the adjacent areas

UDC 551

Authors:
Yuriy A. Yakovlev — Ph.D., director of studies; yyakovlev@niikigs.ru
Svetlana E. Bashkova — Ph.D., head of section for scientific support of parametric and super-deep drilling, academic secretary; sbashkova@niikigs.ru

JSC KamNIIKIGS, Perm, Russian Federation

Abstract
The article reviews hydrogeology of the Pre-Devonian deposits in the north-eastern parts of the Volga-Ural Oil and Gas. The integrated analysis of the unique data on the thermal properties of the section, fluid composition and properties were the estimation basis for the most basic hydrogeological regularities of the Pre-Devonian sequence. Certain community of the hydrogeochemical features of the Riphean-Vendian hydrogeological sequence with the Devonian terrigenous deposits within the Kama-Belsk aulacogen was established along with favorable hydrogeological conditions of the hydrocarbon deposits preservation.

Materials and methods
Systematization of the hydrogeological data related to the wells, statistical and graphical methods of the hydrogeochemical and thermal data analysis.

Results
It has been established that the Riphean-Vendian hydrogeological sequence and the Devonian terrigenous deposits form a single hydrochemical system. A modern thermodynamic mode of the Riphean-Vendian deposits corresponds with the hydrostatic indicators. It is anticipated that the deep vertical mass transport along the local fissure zone plays a significant role. Formation brines of the Pre-Devonian deposits can be assigned to the bromine and iodine-bromine industrial waters.

Conclusions
Forming a single hydrogeochemical system in the Riphean-Vendian and Devonian deposits is an important sign of the hydrocarbon saturation in the section, and it shall be considered when building conceptual geomigration models.
The most permeable beds and zones of highly permeable faults in the Vendian deposits can serve as production zones of brine extraction in order to extract industrially valuable components. Organized hydrogeological information can be used to design new deep parametric wells within the Riphean-Vendian deposits.

Keywords
aulacogen, crystalline basement, hydrogeological sequence, geofiltering environment, pressure gradient, geothermal gradient, formation water composition, water-dissolved gas

References
1. Krotova V.A. *Gidrogeologicheskie faktory formirovaniya neftyanykh mestorozhdeniy (na primere Predural'ya)* [Hydrogeological factors for forming of oil fields (as exemplified by the western piedmont of the Ural Mountains)]. Leningrad: *Gostoptekhizdat*, 1962, 330 p.
2. Shestov I.N., Bachurin B.A. *Zakonomernosti nasyshcheniya plastovykh vod gazami i ikh rol' pri otsenke perspektiv neftegazonosnosti v usloviyakh Prikam'ya. Vodorastvorennye gazy neftegazonosnykh basseynov* [Regularities of the formation water aeration, and their role in the evaluation of the petroleum potential within the Kama region. Water-dissolved gases of the petroleum bearing basins]. Moscow: *Nauka*, 1981, pp. 61–64.
3. Shurubor A.V., Shestov I.N. *Gidrogeologicheskie osobennosti podzemnykh vod rifeyskikh i vendskikh otlozheniy Predural'ya. Problemy geologii Permskogo Urala i Predural'ya* [Hydrogeological peculiarities of the groundwaters of the Riphean and Vendian deposits. Geology issues of the Permian Urals and the western piedmont of the Ural Mountains]. Perm: 1998, pp. 122–124.
4. Belokon' T.V., Gorbachev V.I., Balashova M.M. *Stroenie i neftegazonosnost' rifeysko-vendskikh otlozheniy vostoka Russkoy platformy* [Geology aspects and oil and gas bearing capacity of the Riphean-Vendian deposits of the eastern part of the Russian Platform]. Perm: *Zvezda*, 2001, 108 p.
5. Zaydel'son M.I. *Gidrogeologicheskie usloviya formirovaniya i razmeshcheniya neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy Volgo-Ural'skoy oblasti* [Hydrogeological conditions for forming and distributing oil and gas fields of the Volga ad the Urals region]. M.: *Nedra*, 1973, 280 p.
6. Bakin E.V., Kartsev A.A., Semashev R.G., Yakovlev Y.I. *Odin iz mekhanizmov sokhraneniya zalezhey uglevodorodov v drevneyshikh osadochnykh otlozheniyakh* [One of the mechanisms of the preservation of the hydrocarbon deposits in the most ancient sedimentary deposits]. *Geologiya i geofizika*. 1987, issue 4, pp. 124–128.
7. Ibragimov, R.L., Plotnikova I.N. *Rezul'taty rezhimnykh nablyudeniy sostava podzemnykh vod kristallicheskogo fundamenta Yuzhno-Tatarskogo svoda* [Results of the monitoring observations of the groundwater composition of the crystalline basement of the Southern Tartar crest]. *Georesursy*, 2009, issue 3, pp. 9–13.
8. Vartanyan G.S., Kulikov G.V. *Gidrogeodeformatsionnoe pole Zemli* [Field of hydrogeodeformation of the Earth]. 1982, issue 2, pp. 310–314.
9. Dyunin V.I., Korzun V.I. *Gidrogeodinamika neftegazovykh basseynov* [Hydrogeodynamics of the oil and gas bearing basins]. Moscow: *Nauchnyy mir*, 2005, 524 p.
10. Mikhaylov G.K., Vaganov A.A. *Geotermicheskie usloviya paleozoyskikh otlozheniy neftenosnykh rayonov Permskogo Prikam'ya* [Geothermal conditions of the Paleozoic sediments of the oil bearing areas of the Permian Kama region]. Perm: 1981, pp. 76–81.
11. Anisimov B.V. Doronkin, K.N., Kaveev I.Kh. and oth. *Podzemnye vody kristallicheskogo fundamenta Tatarskogo svoda* [Groundwater of the crystalline basement of the Tartar crest]. *Geologiya nefti i gaza*, 1979, issue 11, pp. 29–36.
12. Ibragimov, R.L. *Voprosy gidrogeologii i ispol'zovaniya podzemnykh vod pri razvedke i razrabotke neftyanykh mestorozhdeniy* [Issues of the hydrogeology and use of the groundwater during the exploration and production of the oil fields]. Moscow: *VNIIOENG*, 2004, 140 p.
13. Yakovlev Y.A. *Gidrogeokhimicheskie klastery produktivnykh kompleksov severo-vostochnoy chasti Volgo-Ural'skoy neftegazonosnoy provintsii* [Hydrogeochemical clusters of productive complexes of a northeast part of the Volga-Ural oil-and-gas province]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2014, issue 7, pp. 60–64.

Опора ВЗД

Общество с ограниченной ответственностью

614030, г. Пермь,
ул. Пушкарская, д.140, оф.214А

oporavzd@gmail.com
www.ovzd.ru

ООО «ОВЗД» основано в 2011 году как производственно-инжиниринговая компания. В ее состав вошли сотрудники, проработавшие во ВНИИБТ более 20 лет и обладающие исключительными знаниями в области проектирования, изготовления, эксплуатации винтовых забойных двигателей и дополнительного скважинного оборудования. В активе сотрудников — ряд патентов и научных трудов, реализованных в конструкциях винтовых забойных двигателей.

Сотрудники предприятия готовы разработать конструкцию и изготовить двигатели и другие элементы КНБК по Вашим персональным требованиям с учетом последних достижений в данной области.

Одним из продуктов, предлагаемых потребителям, являются твердосплавные радиальные опоры. Твердосплавные радиальные опоры устанавливаются в шпиндельные секции винтовых забойных двигателей и предназначены для восприятия радиальных нагрузок, возникающих на забое. Мы провели огромную работу по совершенствованию технологии изготовления твердосплавных радиальных опор и в настоящее время рады предложить заказчикам твердосплавные радиальные опоры со сплошным покрытием рабочих поверхностей.

Преимуществами наших твердосплавных радиальных опор являются:

- объемное содержание твердосплавной составляющей 70%;
- благодаря применению современных материалов и инновационной технологии удалось достичь адгезии упрочняющего покрытия не ниже прочности основного материала;
- благодаря гибкости технологии возможно изготовление радиальных опор различной конфигурации под размеры заказчика.

Эффективность применения твердосплавных радиальных опор подтверждена протоколами промысловых испытаний. Испытания проводились в регионах Западной Сибири, Прикамья, Оренбуржья, Башкортостана и Татарстана в оборудовании различных производителей.

УДК 553.98

Обоснование перспектив нефтегазоносности нижне-среднеюрских отложений Бованенковско-Харасавейского НГР Западной Сибири

В.Л. Шустер
д.г-м.н., профессор[1], главный научный сотрудник[2]
tshuster@mail.ru

Л.И. Зинатуллина
магистрант[1]
liya_zinatullina@mail.ru

[1]Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва, Россия
[2]Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

В статье приведены результаты геолого-геохимической оценки перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих нижне-среднеюрских отложений на основе бассейнового анализа в одном из крупнейших в мире узлов газонакопления — Бованенковско-Харасавейском нефтегазоносном районе (НГР) северной части Западной Сибири.

В России основным регионом добычи нефти и газа является Западная Сибирь. Ханты-Мансийский автономный округ (ХМАО) дает 50% российской нефти, а Ямало-Ненецкий автономный округ (ЯНАО) обеспечивает более 80% общероссийской добычи газа.

Одной из важнейших задач нефтегазового комплекса России является обеспечение уровня добычи нефти и газа восполнением ресурсов и запасов углеводородов (далее — УВ). В последние годы наметился тренд падения прироста ресурсов и запасов нефти и газа в традиционных неглубокозалегающих (до 3–4 км) отложениях мела и верхней юры на севере Западной Сибири – основных источников добычи УВ [1].

В связи с этим ведущими академическими и научно-исследовательскими институтами и производственными организациями прилагаются серьезные усилия по изучению геологического строения и нефтегазоносности глубокозалегающих юрских и доюрских отложений Западной Сибири с целью прогноза и оценки ресурсного потенциала нефти и газа.

В северной части Западной Сибири, объекте исследования авторов, где открыты, в основном, газовые и газоконденсатные месторождения в меловых и верхнеюрских отложениях на глубинах до 3–4 км, в ряде работ [2–6] обоснован прогноз не только газовых, но и нефтяных промышленных скоплений на глубинах свыше 4–5 км.

В статье на основе анализа геолого-геофизических и геохимических фактических материалов, а также использования результатов опубликованных работ сделана попытка оценить перспективы нефтегазоносности относительно глубокозалегающих нижне-среднеюрских отложений в одном из мировых узлов газонакопления — Бованенковско-Харасавейской зоне Западно-Ямальского региона севера Западной Сибири. Дополнительным стимулом для проведения исследований явилось открытие в 2014 г. нефтяного месторождения Победа в юрских отложениях на Восточном Новоземельском шельфе в примыкающей к Западному Ямалу южной акватории Карского моря.

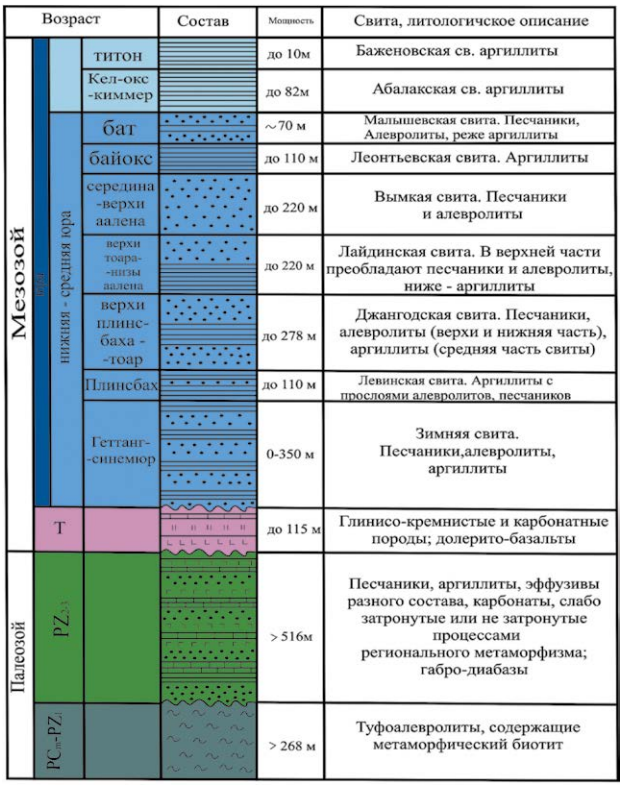


Рис. 1 — Литолого-стратиграфический разрез домеловых (мезозойско-палеозойских) отложений Бованенковско-Харасавейской зоны
Fig. 1 — Lithostratigraphic section of the Pre-Cretaceous (Mesozoic-Paleozoic) sediments of the the Bovanenkovo-Kharasaveisk area

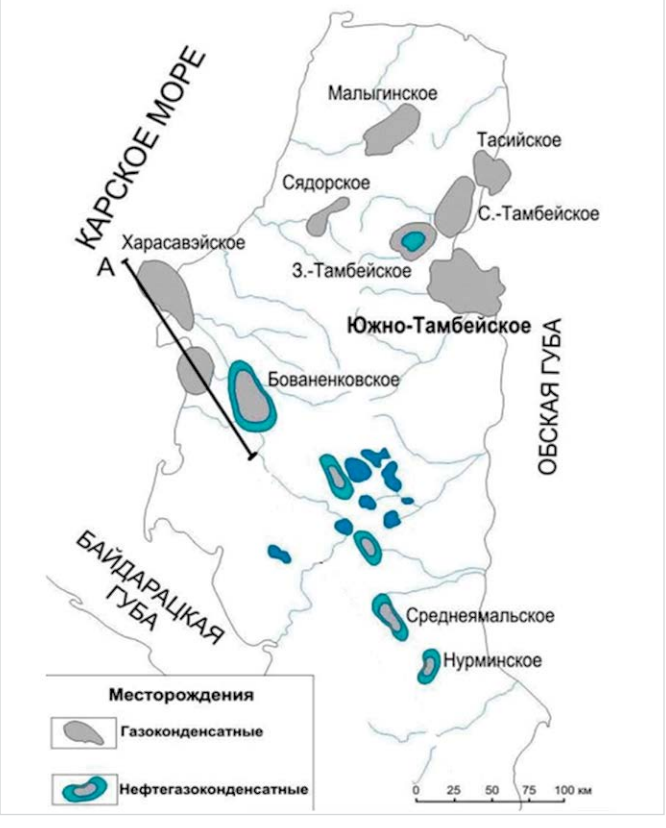


Рис. 2 — Обзорная карта полуострова Ямал с расположением изучаемого профиля
Fig. 2 — Overview map of the Yamal peninsula and location of the axial section in question

Материалы и методы
Геолого-геофизические и геохимические материалы по Западной Сибири, бассейновое моделирование.

Ключевые слова
нефть, газ, перспективы нефтегазоносности, коллекторы, флюидоупоры, бассейновый анализ, Бованенковско-Харасавейская зона

В ранее опубликованных статьях [6–7] нами подробно описан фактический геолого-геофизический материал по полуострову Ямал, включая Бованенковско-Харасавейскую зону и примыкающую к ней южную акваторию Карского моря. Часть этих материалов легла в основу исследований, результаты которых приведены в предлагаемой статье.

По Бованенковско-Харасавейской зоне накоплен значительный геолого-геофизический материал. Проведен большой объем сейсморазведочных работ методами отраженных волн (МОВ) и общей глубинной точки (МОГТ). На открытых в отложениях мела и верхней юры газовых и газоконденсатных месторождениях проведены также площадные сейсморазведочные работы МОГТ 2Д и 3Д, пробурено несколько десятков скважин. Довольно детально изучен меловой и верхнеюрский разрез. В меньшей степени исследованы нижне-среднеюрский и слабее всего — доюрский комплексы отложений

Литолого-стратиграфический разрез домеловых отложений Бованенковско-Харасавейской зоны показан на рис 1.

Нижне-среднеюрские отложения представлены переслаиванием песчано-алевролитовых и глинисто-аргиллитовых толщ, потенциальных пород-коллекторов и флюидоупоров. Отложения средней юры перекрыты аргиллитами баженовской и абалакской свит верхней юры. Причем разрез нижней и средней юры Харасавейского месторождения отличается от аналогичного разреза Бованенковского и других месторождений зоны значительной глинизацией.

Фильтрационно-емкостные свойства пород нижне-среднеюрских отложений по малочисленным определениям в структурах Нурминского мегавала, куда входит Бованенковско-Харасавейская зона, показывают, что породы обладают низкой песчанистостью (~30%) и средней пористостью (15–18 %). Глубина залегания нижне-среднеюрских отложений во впадинах — 4–5 км и более.

На Бованенковском месторождении в пластах $Ю_{10}$ и $Ю_1$ открыты газоконденсатные залежи. По обобщенным данным, открытая пористость изменяется от 8 до 22 %, эффективная — от 12 до 28 %; межзерновая проницаемость от сотых долей — до 4–6 мД — $(4–6)\cdot10^{-3}$ мкм^2. Причем проницаемость снижается от $(0,5–0,6)\cdot10^{-3}$ мкм^2 в пластах $Ю_{2-3}$ до $(0–0,4)\cdot10^{-3}$ мкм^2 в пластах $Ю_{6-7}$ и еще ниже в пластах $Ю_{10-12}$.

На Харасавейском месторождении в пластах $Ю_{2-3}$ Малышевского комплекса открытая пористость составила 7–11%, достигая 15%. Глубже пористость снижается до 6–7 %, а проницаемость уменьшается до $0,01\cdot10^{-3}$ мкм^2 при фоновых $(0,1–0,5)\cdot10^{-3}$ мкм^2. Ниже глубины 4000 м преимущественно пористый тип пустотности меняется на трещинно-каверновый.

По материалам сейсморазведки, на Бованенковском месторождении установлена сильная дислоцированность юрских отложений, а также выявлены аномалии пониженных (менее 4000 м/с) скоростей, к которым приурочены породы-коллекторы (скв. 119, 114, 201).

Ранее [8] в процессе геохимических исследований, было установлено, что большая часть нижне-среднеюрских отложений находится в зоне газообразования, что обеспечивает широкое развитие процессов генерации газа. Однако отложения в объеме тюменской свиты относятся к нефтегазоматеринским толщам.

По оценкам специалистов, степень разведанности полуострова Ямал, куда входит Бованенковско-Харасавейская зона, составляет 30%. Оставшаяся неразведанная часть (70%) приходится, в основном, на глубокие горизонты.

В мировой практике сегодня для решения задач геологоразведочных работ (далее — ГРР) широко применяется технология моделирования нефтегазовых систем [9]. Эту технологию полезно использовать на всех стадиях ГРР. На поисковом этапе исследования Бованенковско-Харасавейской зоны применение бассейнового моделирования позволяет определить наиболее перспективные зоны поиска, очаги генерации УВ.

Исследуемая территория приурочена к северо-западной части Нурминского мегавала, который продолжается в акваторию Карского моря (рис. 2). Харасавейское газоконденсатное месторождение расположено на суше и в море. Нижне-среднеюрские отложения общей мощностью 700 м на суше представлены отложениями континентально-прибрежноморского-мелководноморского генезиса. Мористость разреза увеличивается в северо-западном направлении.

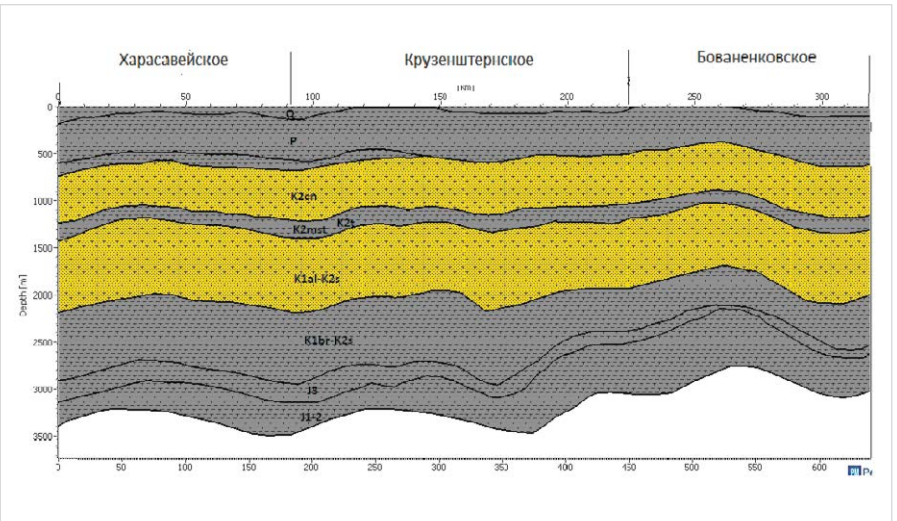


Рис. 3 — Модель разреза
Fig. 3 — Section model

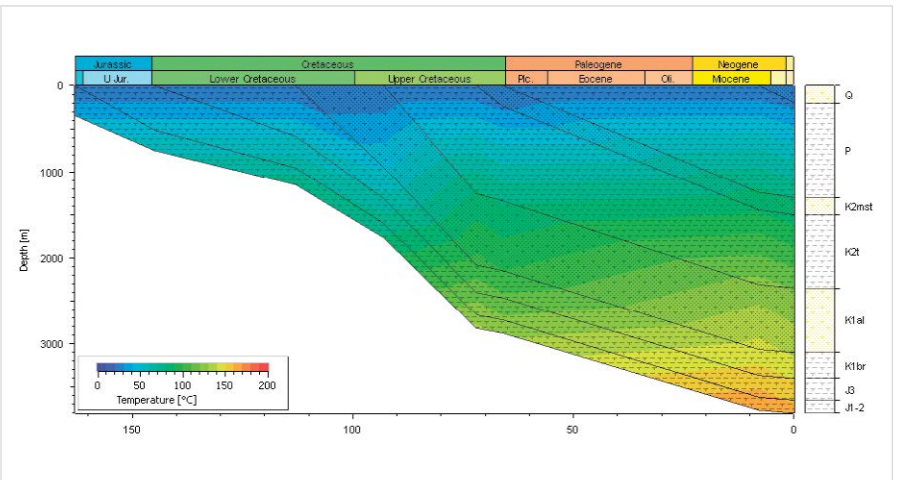


Рис. 4 — Модель прогрева
Fig. 4 — Heating model

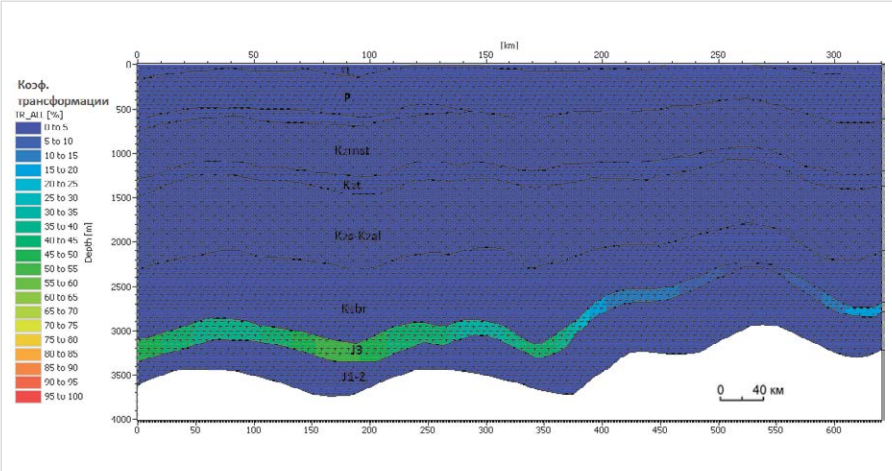


Рис. 5 — Модель трансформации нефтематеринской толщи
Fig. 5 — Oil source rock transformation model

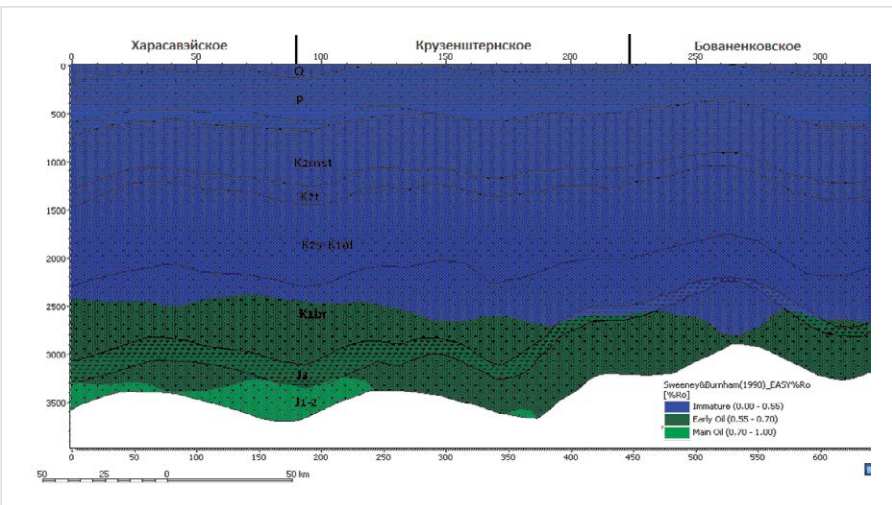


Рис. 6 — Разрез с выделенными зонами отражательной способности витринита
Fig. 6 — Section with vitrinite reflectance areas

В акватории разрез представлен морскими осадками. Верхнеюрские отложения мощностью до 100 м сложены преимущественно аргиллитами.

С целью дополнительного изучения перспектив нефтегазоносности юрских отложений Западно-Ямальского НГР проведено бассейновое моделирование по профилю Бованенковского-Харасавейского месторождений. На основе двухмерной модели в программном комплексе PetroMod создана цифровая модель разреза (рис. 3). Проведена оценка генерационной способности нефтематеринских толщ, построена модель прогрева (рис. 4). Нефтематеринские толщи представлены глинами верхнеюрского возраста (баженовская свита). Максимальная температура 153°С.

Проведенный расчет генерации нефтематеринских толщ (рис. 5) показал, что верхнеюрская толща вступила в фазу генерации УВ, степень преобразованности органических веществ в УВ составляет 3,65%.

Согласно построенной модели изменения показателя отражательной способности витринита с возрастанием глубины (рис. 6) баженовская нефтематеринская толща вошла в главную зону нефтеобразования 104 млн лет тому назад. В настоящее время из баженовской толщи происходит активная миграция УВ.

Для нижней части разреза юрского комплекса степень катогенетической преобразованности выше [8], чем для верхней части разреза. Причем для месторождений Нурминского вала и южной части Карского моря нижне-среднеюрские отложения находятся в области нефтяного окна в отличие от северной части Ямала и центральной части Южно-Карской впадины, где эти отложения – в зоне газогенерации.

Перспективные объекты в толще юры (плинсбах, левинская свита) выделены в пределах ареола Бованенковского-Харасавейского месторождений и на объектах в пределах этой зоны [7]. В 2014 г. именно в юрских отложениях в южной части Карского моря открыто нефтяное месторождение Победа. Прогнозируется открытие не только газовых, но и нефтяных месторождений.

Итоги

Проведена оценка перспектив нефтегазоносности юрских глубокозалегающих отложений Бованенковско-Харасавейского НГР на основе использования современных технологий моделирования нефтегазовых систем.

Выводы

Обоснованы перспективы нефтегазоносности нижне-среднеюрских отложений Бованенковско-Харасавейского НГР Западной Сибири. В разрезе выявлены зоны распространения пород-коллекторов, флюидоупоров и нефтегазообразующих толщ. Возможно открытие газовых и нефтяных месторождений.

Список литературы

1. Абукова Л.А., Шустер В.Л. Перспективы развития нефтегазового комплекса России // Экспозиция Нефть Газ. 2016. № 7. С. 12–15.
2. Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Нестеров И.И. (мл.), Нечипорук Л.А. Закономерности размещения нефти и газа в Западно-Сибирском Мегабассейне // Горные ведомости. 2007. №10. С. 6–23.
3. Сурков В.С., Смирнов Л.В. и др. Нижнесреднеюрский комплекс Западно-Сибирской плиты — особенности его строения и нефтегазоносность // Геология и геофизика. 2004. №1. С. 55–58.
4. Плесовских И.А., Нестеров И.И. (мл.) Нечипорук Л.А., Бочкарев В.С. Особенности геологического строения северной части Западно-Сибирской геосинеклизы и новые перспективные объекты для поисков углеводородного сырья // Геология и геофизика. 2009. №9. С. 1025–1034.
5. Конторович А.Э., Фомин А.Н., Борисова Л.С. и др. Геохимические критерии прогноза нефтегазоносности глубокозалегающих горизонтов нижней и средней юры на севере Западно-Сибирского НГБ. Научно-практическая конференция: тезисы докладов. Москва: ВНИГНИ, 2001. С. 20–22.
6. Шустер В.Л., Дзюбло А.Д. Геологические предпосылки нефтегазоносности глубокозалегающих юрских и доюрских отложений на севере Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2012. №2. С. 26–29.
7. Никитин Б.А., Дзюбло А.Д., Шустер В.Л. Геолого-геофизическая оценка перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих горизонтов п-ва Ямал и Приямальского шельфа Карского моря // Нефтяное хозяйство. 2014. №11. С. 102–106.
8. Кирюхина Т.А., Ульянов Г.В., Дзюбло А.Д. Геохимические аспекты газонефтеносности юрских и доюрских отложений севера Западной Сибири и прилегающего шельфа // Газовая промышленность. 2011. №7. С. 66–70.
9. Шпильман А.В., Севостьянов О.А., Баймухаметова О.А. Возможности использования бассейнового моделирования для перспектив нефтегазоносности // Экспозиция Нефть Газ. 2012. №4. С. 98–99.

Justification for the petroleum potential of the Lower and Mid Jurassic sediments of the Bovanenkovo-Kharasaveisk petroleum province of the West Siberia

UDC 553.98

Authors:
Vladimir L. Schuster – Sc.D, professor, chief researcher[1,2]; tshuster@mail.ru
Liliya I. Zinatullina – master's student[2]; liya_zinatullina@mail.ru

[1]Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation
[2]Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russian Federation

Abstract
The article introduces results of the geological and geochemical evaluation of the hydrocarbon potential of the deep-seated Lower and Mid Jurassic sediments based on the basin analysis in one of the largest gas accumulation areas in the world, the Bovanenkovo-Kharasaveisk petroleum province of the northern part of the West Siberia.

Materials and methods
Geology, geophysics and geochemistry of the West Siberia, basin modeling

Results
Modern oil and gas system modeling technologies have become a basis for the evaluation of the hydrocarbon potential of the deep-seated Jurassic sediments of the Bovanenkovo-Kharasaveisk petroleum province.

Conclusions
The Lower and Mid Jurassic hydrocarbon potential of the Bovanenkovo-Kharasaveisk petroleum province is justified. The section revealed areas of reservoirs, fluid seals, and oil and gas forming rocks. Oil and gas discoveries are possible.

Keywords
oil, gas, hydrocarbon potential, reservoir, fluid seals, basin analysis, the Bovanenkovo-Kharasaveisk area

References

1. Abukova L.A., Shuster V.L. *Perspektivy razvitiya neftegazovogo kompleksa Rossii* [Development prospects of the Russian oil and gas industry]. Exposition Oil Gas, 2016, issue 7, pp. 12–15.
2. Bochkarev V.S., Brekhuntzov A.M., Nesterov I.I. (jr.), Nechiporuk L.A. *Zakonomernosti razmeshcheniya nefti i gaza v Zapadno-Sibirskom Megabasseyne* [Regularities of the oil and gas distribution in the West Siberian megabasin]. *Gornyye vedomosti*, 2007, issue 10, pp. 6–23.
3. Surkov V.S., Smirnov L.V. and others. *Nizhnesredneyurskiy kompleks Zapadno-Sibirskoy plity — osobennosti ego stroeniya i neftegazonosnost'* [The Low and Mid Jurassic sequence of the West Siberian Plate. Peculiarities of the geology aspects and hydrocarbon potential]. Russian Geology and Geophysics, 2004, part 45, issue 1, pp. 55–58.
4. Plesovskikh I.A., Nesterov I.I. (jr.), Nechiporuk L.A., Bochkarev V.S. *Osobennosti geologicheskogo stroeniya severnoy chasti Zapadno-Sibirskoy geosineklizy i novye perspektivnye ob"ekty dlya poiskov uglevodorodnogo syr'ya* [Peculiarities of the geology aspects of the northern part of the West Siberian geosyneclise, and new hydrocarbon prospective targets]. Russian Geology and Geophysics, 2009, part 50, issue 9, pp. 1025–1034.
5. Kontorovich A.E., Fomin A.N., Borisov L.S. and others. *Geokhimicheskie kriterii prognoza neftegazonosnosti glubokozalegayushchikh gorizontov nizhney i sredney yury na severe Zapadno-Sibirskogo NGB* [Geochemistry of the hydrocarbon prospective of the deep-seated horizons of the Lower and Mid Jurassic in the north of the West Siberian petroleum province]. Scientific-practical conference, theses of reports. Moscow: *VNIIGNI*, 2001, pp. 20–22.
6. Shuster V.L., Dziublo A.D. *Geologicheskie predposylki neftegazonosnosti glubokozalegayushchikh yurskikh i doyurskikh otlozheniy na severe Zapadnoy Sibiri* [Geological conditions of the hydrocarbon potential of the deep-seated Jurassic and Pre-Jurassic sediments in the north of the West Siberia]. Exposition Oil Gas, 2012, issue 2, pp. 26–29.
7. Nikitin B.A., Dziublo A.D., Shuster V.L. *Geologo-geofizicheskaya otsenka perspektiv neftegazonosnosti glubokozalegayushchikh gorizontov p-va Yamal i Priyamal'skogo shel'fa Karskogo morya* [Geological and geophysical evaluation of the hydrocarbon potential of the deep-seated horizons of the Yamal peninsula and Yamal shelf of the Kara sea]. *Neftyanoye khozyaystvo*, 2014, issue 11, pp. 102–106.
8. Kiryukhina T.A., Ulyanov G.V., Dzyublo A.D. *Geokhimicheskie aspekty gazoneftenosnosti yurskikh i doyurskikh otlozheniy severa Zapadnoy Sibiri i prilegayushchego shel'fa* [Geochemical aspects of the hydrocarbon potential of the Jurassic and Pre-Jurassic sediments of the north of the West Siberia and the adjacent shelf]. Gas industry, 2011, issue 7, pp. 66–70.
9. Shpilman A.V., Sevostyanov O.A., Baymukhametova O.A. *Vozmozhnosti ispol'zovaniya basseynovogo modelirovaniya dlya perspektiv neftegazonosnosti* [Feasibility of using basin modeling for the hydrocarbon potential determination]. Exposition Oil Gaz, 2012, issue 4, pp. 98–99.

УДК 551+550.3

Результаты секвенс-стратиграфического анализа отложений ачимовской толщи на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении

А.А. Сподобаев
заместитель начальника отдела[1]
a.spodobaev@ggr.gazprom.ru

А.А. Нежданов
д.г-м.н., заместитель начальника[1]
a.nezhdanov@ggr.gazprom.ru

А.В. Меркулов
главный геолог[2]
info@yamburg.gazprom.ru

[1]ИТЦ ООО «Газпром геологоразведка», Тюмень, Россия
[2]ООО «Газпром добыча Ямбург», Новый Уренгой, Россия

Секвенс-стратиграфический анализ является одним из инструментов, позволяющих повысить достоверность разрабатываемых геологических моделей клиноформной толщи. В настоящей статье показан пример применения секвенсного подхода к изучению неокома на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении — одном из крупнейших в мире.

Материалы и методы
Исходными данными для изучения явился сейсмический куб 3Д площадью 8368 км2. Для восстановления истории седиментации неокомского бассейна использовался секвенс стратиграфический анализ сейсмических данных.

Ключевые слова
Ямбургское месторождение, сейсморазведка МОГТ 3D, глубоководные отложения, ачимовская толща, секвенс-стратиграфия

Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение (далее — ЯНГКМ) расположено на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, занимая большую часть Тазовского полуострова (рис. 1). ЯНГКМ является одним из крупнейших нефтегазоконденсатных месторождений мира, его площадь около 8,5 тыс. км^2. Основная часть запасов приходится на сеноманскую газовую залежь, выявлены залежи нефти, газа и конденсата в неокоме и средней юре. Наименее изученными являются залежи ачимовской толщи и юры, однако полученные на сегодня данные позволяют считать их УВ-потенциал уникальным. В пределах всего месторождения выполнена сейсмическая съемка МОГТ 3D [1], но пробурено всего 36 глубоких скважин, вскрывших меловые отложения на полную мощность. В таких условиях трудно переоценить важность информации, извлекаемой из сейсмических данных. Одним из эффективных инструментов для прогнозирования вещественного состава и условий формирования терригенных отложений по данным сейсморазведки МОГТ является секвенс-стратиграфический анализ [2], посредством которого авторами была предпринята попытка восстановить историю седиментации клиноформной неокомской толщи для более точного картирования ловушек и залежей УВ.

Кроме решения важной утилитарной задачи проводимые исследования ставили цель — оценить влияние особенностей тектонического развития территорий на морфологию сейсмосеквенсов, распространение специфических сейсмофаций, используемых для оценки относительных изменений уровня моря [3]. Значительная площадь Ямбургского лицензионного участка, закрытого сейсморазведкой МОГТ 3D и глубоким бурением, наличие на нем поднятий и прогибов конседиментационного (в неокоме) развития, делают его своеобразным полигоном для решения методических задач сейсмо- и секвенс-стратиграфии.

Ачимовские отложения являются невыдержанными как по простиранию, так и по вертикали песчано-алевритовыми телами,

Рис. 1 — Обзорная карта ЯНГКМ
Fig. 1 — Areal map of the YOGCF

залегающими в основании неокома, и сформированными в условиях глубокого моря в результате лавинной седиментации [4]. Отличительными особенностями развития ачимовских клиноформных тел на Тазовском полуострове является высокий этаж опесчанивания (до 400 м от баженовской свиты), большая суммарная эффективная толщина песчаных пластов. Колебания суммарных эффективных толщин, определенных по результатам интерпретации ГИС, весьма существенны – от 35 м до 129 м. Средний коэффициент песчанистости составляет 0,24 и лежит в диапазоне от 0,1 до 0,4. Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов характеризуются низкими значениями. Так, коэффициент пористости варьирует в пределах 0,11–0,16, а коэффициент проницаемости изменяется от 0,096 до 10 мД, при среднем значении 0,3 мД. Всего на месторождении в ачимовской толще открыто более 10 залежей газоконденсата и нефти, однако предполагается еще значительное количество новых литологических залежей УВ.

Клиноформная модель неокома предполагает синхронность ачимовских и шельфовых пластов, собственно таким же образом и должна выполняться корреляция отраженных волн — единичный клиноформный сейсмокомплекс (секвенс) включает в себя шельф (ундатему), склон (клинотему) и ачимовскую часть (фондотему). Данный подход к прослеживанию сейсмических отражений позволяет выполнять секвенсный анализ. Кроме того, при условии высокого качества сейсмических данных имеется возможность выделить не только зоны разгрузки глубоководных лавинных потоков на основе увеличения временных толщин (то, что в силах и сейсморазведки 2D), но и проследить по горизонтальным сечениям канальные фации, по которым происходил привнос обломочного материала для каждого сейсмосеквенса. Наличие канальных фаций в склоновой толще неокома и степень их прослеживаемости является критерием качества сейсмических данных и корректности выполненной корреляции [5].

При построениях на ЯНГКМ была использована система индексации ачимовских пластов, реализованная при подсчете запасов УВ промышленных категорий. Индексация песчаных пластов является региональной и проведена традиционно сверху вниз, т.е. от более молодых к древним. Самый молодой ачимовский пласт $Ач_1$ развит в северо-западной части Западно-Сибирского бассейна (Малыгинское месторождение), самый древний $Ач_{35}$ – в юго-восточной части (Заполярное месторождение). В пределах ЯНГКМ распространены пласты $Ач_{13}$–$Ач_{20}$ валанжинского возраста.

Секвенс-стратиграфический анализ сейсмического поля

Секвенс-стратиграфия — анализ цикличности осадков, наблюдаемой в стратиграфических последовательностях и отражающей вариации в поступлении осадков и изменения пространственных параметров области осадконакопления [6]. Секвенс-стратиграфический подход включает в себя всю совокупность имеющейся геолого-геофизической информации — каротаж, сейсмические данные, описание обнажений, биостратиграфия и т.п. Основное отличие секвенс-стратиграфического подхода от литостратиграфического заключается в том, что в первом случае границами выступают хроностратиграфические поверхности, тогда как во втором отождествление слоев основано на выделении прослоев со схожими физическими характеристиками (глина с глиной, песчаник с песчаником). Применение литостратиграфического подхода к выделению пластов и пачек по каротажным диаграммам может быть оправданно на относительно небольших территориях одного месторождения, например, шельфовые залежи неокома на конкретных месторождениях. В случае же возможности резкого изменения условий седиментации — переход шельфа в склон, неизбежно принципиально ошибочное объединение разновозрастных пластов (то, что происходило в 60–70-х годах с корреляцией неокома вообще и ачимовской толщи в частности [7]). Секвенс-стратиграфический метод изучения разреза данного недостатка лишен.

Основной единицей секвенсной стратиграфии является секвенс (последовательность) — часть геологического разреза, сформированная в условиях относительной непрерывности седиментации. Согласно длительности формирования секвенсов, различают четыре иерархические единицы: 1-й порядок (более 50 млн лет), 2-й порядок (3–50 млн лет), 3-й порядок (0,5–3 млн лет) и 4-й порядок (0,01–0,5 млн лет). Поскольку формирование неокомского бассейна на Тазовском полуострове осуществлялось на протяжении готерив-валанжинского времени (порядка 10 млн лет), секвенс-стратиграфический анализ ЯНГКМ подразумевает изучение секвенсов 2–4 го порядков.

Секвенсы, образовавшиеся в течение одного цикла относительного изменения уровня моря включают в себя системные тракты. Границами системных трактов служат опорные стратиграфические поверхности, характеризующие локальные геологические события. Это трансгрессивная поверхность (далее — ТП), поверхность максимального затопления (далее — ПМЗ). В зависимости от уровня стояния моря выделяют следующие системные тракты: трансгрессивный системный тракт (далее — ТСТ), тракт высокого стояния (ТВС), тракт низкого стояния (далее — ТНС). В свою очередь ТНС подразделяется на раннюю и позднюю фазы. Также авторы считают необходимым ввести низшую единицу в секвенсном анализе — элементарный или базовый сейсмосеквенс, представляющий собой сейсмическое отражение или их совокупность, характеризующее условия седиментации, связанные с конкретным геологическим событием (например, с турбидитом) и объединяющим шельф с генетически связанным с ним отражением ачимовской толщи. В практической плоскости элементарный сейсмосеквенс отождествляется с конкретным шельфовым и/или ачимовским песчаным резервуаром — пластом. На площади Ямбургского НГКМ выделено и изучено порядка 30 элементарных сейсмосеквенсов.

В сейсмическом поле ключевым фактором распознания системных трактов является изменение характера напластования, среди которых различают проградацию (последовательное продвижение шельфа в сторону бассейна), аградицию (стабилизация береговой линии, слабое выдвижение шельфа в бассейн) и ретроградацию (аккомодационное пространство смещается в сторону континента) [1]. В пределах неокомской толщи ЯНГКМ ретроградация не выделяется. На рис. 2 представлен фрагмент сейсмического разреза, на котором в явном виде обозначается проградационный тип напластования (выдвижение бровки палеошельфа происходит по нисходящей дуге) и аградационный (бровка палеошельфа смещается по восходящей дуге).

Общепринятой концепции того, что считать границей секвенса, на сегодняшний день нет. Ряд авторов считает таковыми ТП, другие поверхность ПМЗ или поверхность несогласия. Для прикладных задач изучения ачимовской толщи ЯНГКМ, по мнению авторов, данный вопрос не является принципиальным. Существенно большее значение имеет корректное выделение опорных поверхностей и системных трактов. Ключевыми факторами, обуславливающими структуру выполнения осадочного бассейна, являются:

- изменения уровня моря (глобальные и локальные эвстатические колебания);
- тектонический фактор (локальные и региональные воздымания и прогибания);
- изменение режимов поступления осадков (главным образом посредством речных систем, включая вариативность климата, перехват русел и т.д.)

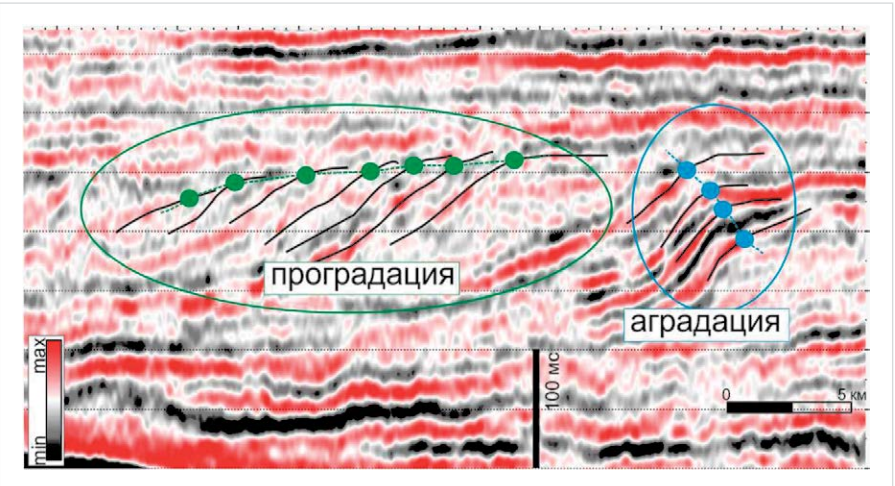


Рис. 2 — Пример выделения проградационной и аградационной последовательности в неокоме ЯНГКМ

Fig. 2 — Example of the extraction of the progradational and aggradational sequence in the YOGCF Neocomian deposits

Каким-либо образом разделить влияние и оценить вклад каждого из перечисленных факторов весьма сложно, поскольку они могут действовать разнонаправленно. Например, при глобальном повышении уровня мирового океана, аккомодационное пространство увеличивается, тогда как при тектоническом вздымании аккомодационное пространство уменьшается — все зависит от величины изменения этих факторов. Понимая всю сложность и неоднозначность оценки вклада каждого из факторов, влияющих на условия седиментации, авторы согласны с большинством исследователей и склонны говорить об относительном изменении уровня моря как совокупности всевозможных геологических факторов, а также об отказе деления секвенсов на тип I и тип II [6]. Как можно видеть на рис. 3, волновая картина вблизи отражающего горизонта (далее — ОГ) $Ач_{15}^{2}$ на севере месторождения (линия 4400) свидетельствует о седиментации в условиях высокого стояния (аградационный тип изменения бровки палеошельфа), тогда как на юге (линия 2280) волновой пакет вблизи этого же отражения образует проградационную последовательность. Выступающий подошвой ОГ $Ач_{15}^{3}$ на севере представлен динамически выраженным устойчивым отражением, обусловленным наличием в разрезе глинистых осадков высокого стояния. На юге, в условиях низкого уровня моря, подошвенные отражения сейсмокомплекса $Ач_{15}^{2}$ не являются монолитными. Расстояние между показанными сейсмическими разрезами 60 км.

Очевидно, что абсолютный уровень моря не мог быть неодинаковым в одно время на разных участках месторождения, отличия в условиях седиментации обусловлены различными тектоническими режимами отдельных областей. То есть один и тот же сейсмокомплекс мог быть сформирован в непохожих условиях седиментации в разных частях месторождения. Необходимо отметить, что в сейсмическом поле неокома подобная вариативность поведения бровок палеошельфа наблюдается по нескольким изученным сейсмическим комплексам. Таким образом, при проведении секвенс-стратиграфического анализа больших территорий, субрегионального масштаба, таких как ЯНГКМ, необходимо оперировать локальными участками — разведочными площадями. В данном случае это Ямбургская площадь (северная и центральная часть месторождения) и Харвутинская площадь (южная часть месторождения). Соответственно выделение и прослеживание системных трактов также не должно экстраполироваться на большие территории. Критерием обособления площадей может являться палеоструктурный фактор, а именно различная история тектонического развития.

Указанный вывод имеет большое методическое значение, поскольку резкие изменения сейсмофациальной картины в зависимости от палеотектонических конседиментационных движений и интенсивности источников питания шельфа обломочным материалом свидетельствует о значительной условности глобального прогноза относительных колебаний уровня моря по сейсмостратиграфическим данным.

В результате интерпретации сейсмических данных на ЯНГКМ было установлено, что значительная часть обломочного материала у подножья палеосклона была переотложена посредством мутьевых потоков, наличие которых фиксируется в сейсмическом поле в виде канальных сейсмофаций (рис. 4). Отображение ундаформы и клиноформы на срезе $Ач_{16}^{1}$ (линиамент северо-восточного простирания является бровкой палеошельфа). На остальных срезах фиксируются каналы мутьевых потоков лавинной седиментации (турбидитов) в пределах фондоформы, преимущественно западного простирания.

При этом на палеоподнятиях (Харвутинское и Ямбургское), количество зафиксированных русловых элементов минимально (рис. 5). Наибольшая концентрация канальных фаций отмечается в депрессионных зонах. Именно с этими зонами стоит увязывать основные депоцентры аккумуляции песчаного материала. Так, эффективные толщины ачимовских отложений, по данным интерпретации ГИС, на крупных палеоподнятиях не превышают 70 м, в то время как во впадинах достигают 120 м. На юге месторождения основные перспективы связаны с сейсмокомплексами $Ач_{18}$–$Ач_{17}$. По мере заполнения обломочными породами подножья Харвутинского поднятия, центр осадконакопления смещался в северном направлении. Крупнейшая депоцентральная зона по более молодым сейсмокомплексам $Ач_{16}$–$Ач_{15}$ сформировалась в ложбине между Ямбургским и Харвутинским поднятиями.

Зафиксированные в ачимовской толще русловые элементы, по большей части, являются глубоководным окончанием континентальных аллювиальных систем, транспортирующих зерновой материал к подножью склона. Представляется, что наряду с тектоническим фактором наличие развитой речной сети на Тазовском полуострове в неокомское время обусловило высокое опесчанивание разреза на ЯНГКМ.

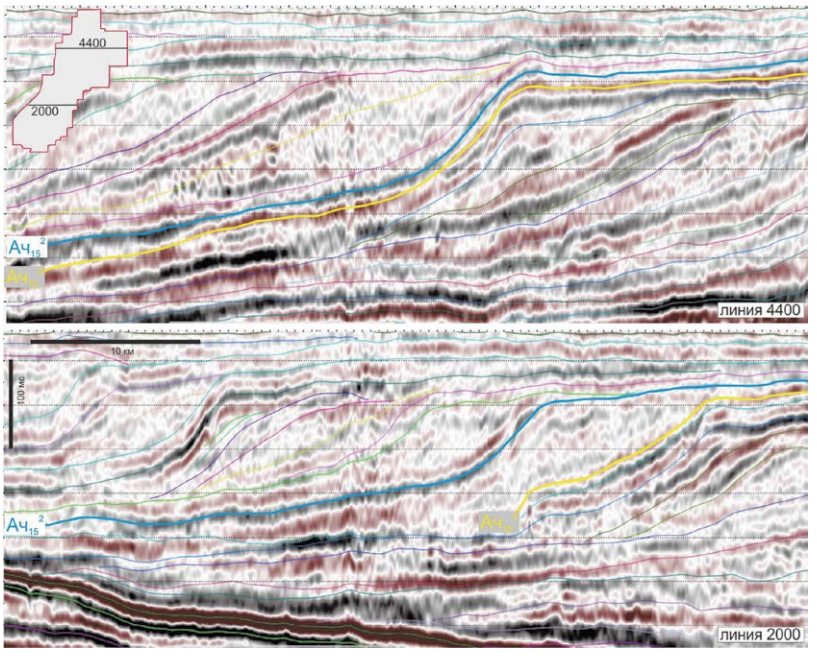


Рис. 3 — К изменению условий седиментации сейсмокомплекса $Ач_{15}^{2}$ на различных участках месторождения
Fig. 3 — To the change of the sedimentation of the Ach_{15}^{2} seismic sequence in the different areas of the field

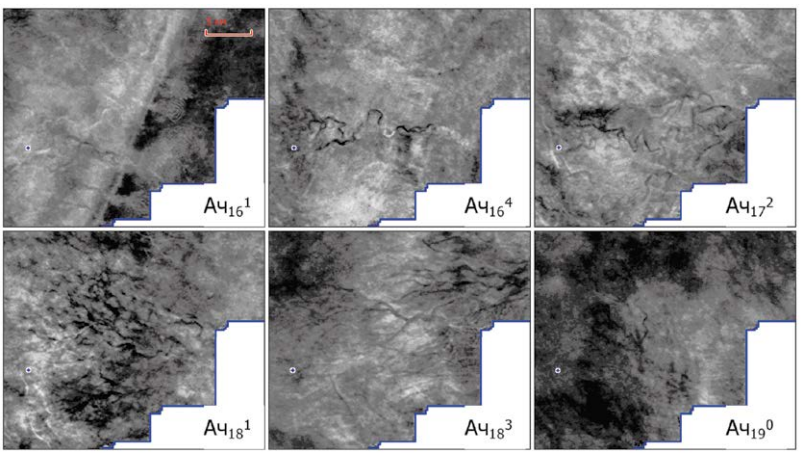


Рис. 4 — Седиментационные срезы в интервале ачимовской толщи на Харвутинском участке
Fig. 4 — Sedimentation sections within the Achimovsky thickness interval in the Kharvutinsky area

Форма и характер распределения русловых элементов отдельных сейсмокомплексов указывают на условия осадконакопления. Так, протяженные спрямленные каналы (вытянутые подводные конусы выноса) характерны для условий седиментации высокого стояния, в то время как многочисленные ветвящиеся и переплетающуюся русла (подводные конусы выноса дельтового типа) присущи для низкого уровня моря [8]. Таким образом, для корректного восстановления относительного уровня моря необходимо фиксировать и анализировать распределение канальных сейсмофаций.

Переходя к описанию системных трактов на месторождении, необходимо отметить, что формирование осадков ачимовской толщи ЯНГКМ происходило, преимущественно, в условиях низкого стояния с чередованием ранней и поздней фазы. Высокое стояние отмечается только на юге месторождения, на Харвутинской площади (рис. 6). В результате различной тектонической ситуации в неокомское время, на Харвутинской площади помимо трактов низкого стояния, создались условия для формирования осадков при высоком стоянии и трансгрессии. В то время как ачимовская толща Ямбургской площади накапливалась исключительно при низком стоянии, при этом «сваливание» шельфового пласта $БУ_8^0$ (ТВС на Харвутинской площади) происходит в 30–40 км к западу от края 3Д съемки. ТП и ТСТ формируются в условиях повышения относительного уровня моря. Скорость седиментации низкая, поскольку скорость образования аккомодационного пространства превышает скорость привноса осадочного материала. Количество зернистого материала поступающего в отдаленные части шельфа и на дно бассейна резко уменьшается, поскольку его осаждение смещается в сторону источника сноса. Устьевые участки рек затапливаются и происходит формирование эстуариев и лагун. Шельф получает небольшое количество песчаного материала. Примером ТСТ на ЯНГКМ может служить медвежья толща [9] и сейсмокомплекс БУ80 на Харвутинском поднятии. Базальным слоем для $БУ_8^0$ здесь выступают отложения поздней фазы низкого стояния — комплексы $Ач_{13}$. Количество и качество песчаного материала, поступавшего на шельф, не позволило сформировать здесь резервуаров УВ, в отличие от Ямбургского поднятия.

В кровле пласта $БУ_8^0$ выделяется региональный репер — пачка «шоколадных» глин. Данная пачка является классическим примером — ПМЗ сформированной во время наибольшей трансгрессии. Как следует из названия, данной поверхности должен соответствовать максимальный уровень погружения бассейна, после формирования которой происходит стабилизация уровня моря и формируются отложения ТВС. ТВС на ЯНГКМ отмечен исключительно на юге месторождения, скважинами не вскрыт.

ТНС охватывает часть разреза, сформировавшуюся в период понижения уровня моря, последующей его стабилизации вплоть до начала повышения. Как уже было указано выше, ТНС включает в себя две фазы — раннюю (сопровождается максимальным падением уровня моря и максимальной проградацией) и позднюю (стабилизация уровня моря и даже его небольшое увеличение при видимом уменьшении проградации шельфа).

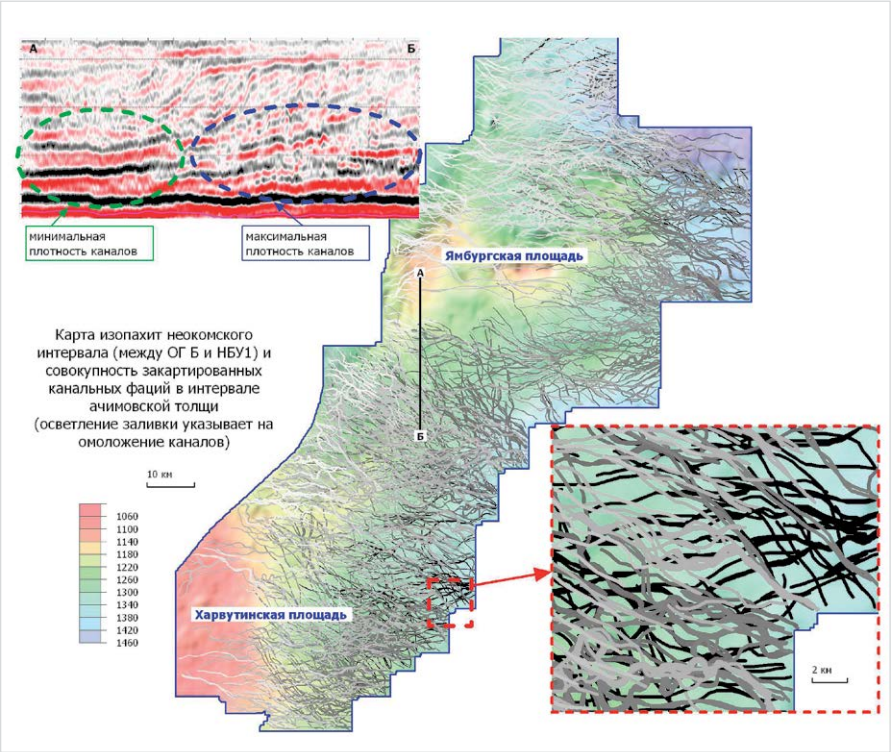


Рис. 5 — Модель заполнения неокомского бассейна на ЯНГКМ
Fig. 5 — The YOGCF Neocomian basic filling model

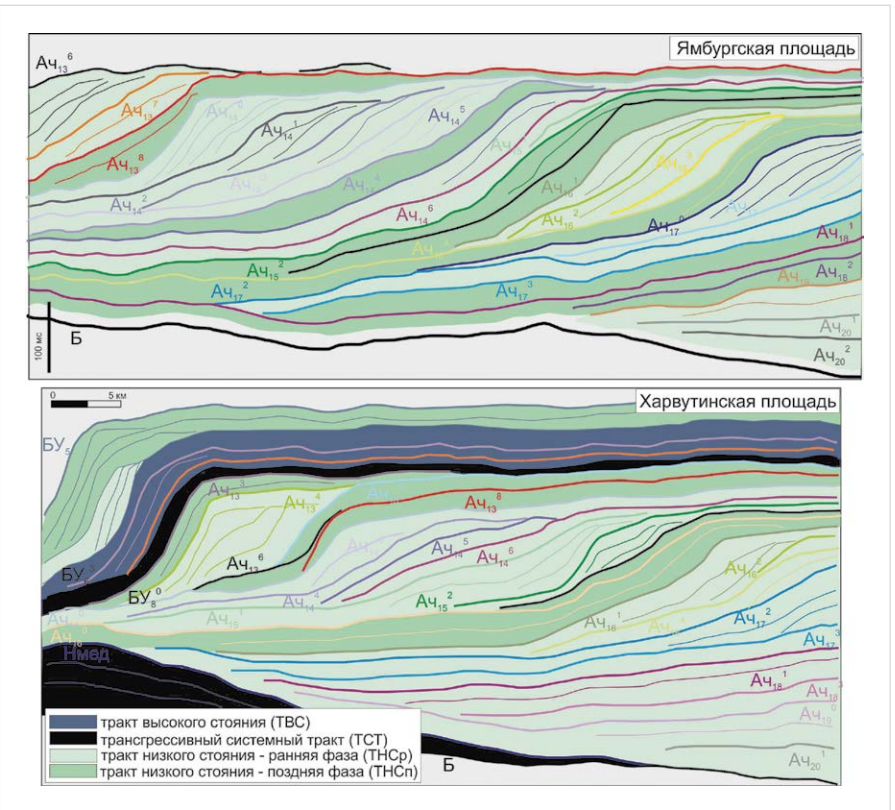


Рис. 6 — Сейсмогеологические разрезы по ЯНГКМ с результатами секвенс-стратиграфического анализа
Fig. 6 — Geo-seismic sections of the YOGCF based on the sequence-stratigraphic analysis results

На ранней стадии ТНС (эквиваленты в литературе «форсированная регрессия», «тракт систем снижающегося уровня») происходит резкое обмеление бассейна, аккомодационное пространство на шельфе существенно снижается, депоцентр осадконакопления смещается вглубь бассейна. В результате на шельфе может не только откладываться минимальный объем осадочного материала, но возможны ситуации даже его частичного размыва и переноса в склоновую часть бассейна ранее отложенного субстрата. Быстрое обмеление создает благоприятные условия для

формирования обильной сети аллювиальных русел, имеющих глубокое врезание. Для ТНС характерно переотложение большого объема нестабильного (вследствие высоких скоростей седиментации) субстрата у подножья склона, при наличии достаточного уклона.

Основные перспективы отложений ранней стадии ТНС связаны, в первую очередь, с глубоководной частью, в пределах которой стоит ориентироваться на подводные конусы выноса, именно здесь стоит ожидать увеличенных толщин улучшенных коллекторов. Кроме того, резкое снижение уровня моря может приводить к существенному размыву ранее отложенных пород. На южной периклинали Ямбургского поднятия таким примером является взаимоотношение сейсмокомплексов Ач$_{15}^{3}$ (сформировавшегося на поздней стадии ТНС) и Ач$_{15}^{2}$ (форсированная регрессия). На рис. 7 представлены фрагменты карт временных толщин этих сейсмокомплексов. В пределах шельфовой части сейсмокомплекса Ач$_{15}^{2}$ на вертикальных сечениях сейсмического куба наблюдается хаотичный рисунок записи, на горизонтальных сечениях обозначается русло, которое проходит через склон и перерождается в турбидит дельтового типа. Причем в этом турбидите, помимо основного направления каналов (северо-западного, вкрест бровке палеошельфа), присутствуют русла ориентированные вдоль бровки. Наличие этого второго направления течения потоков объясняется сползанием прикромкового блока с шельфа в результате снижающегося уровня моря, произошедшего на раннем этапе формирования комплекса Ач$_{15}^{2}$. Снижение уровня моря отчетливо проявляется в фондоформной части сейсмокомплекса Ач$_{15}^{2}$ в виде резкого уменьшения интенсивности отражения и ухудшении его прослеживаемости на вертикальных сечениях и наличием развитой авандельтовой системы на седиментационных срезах.

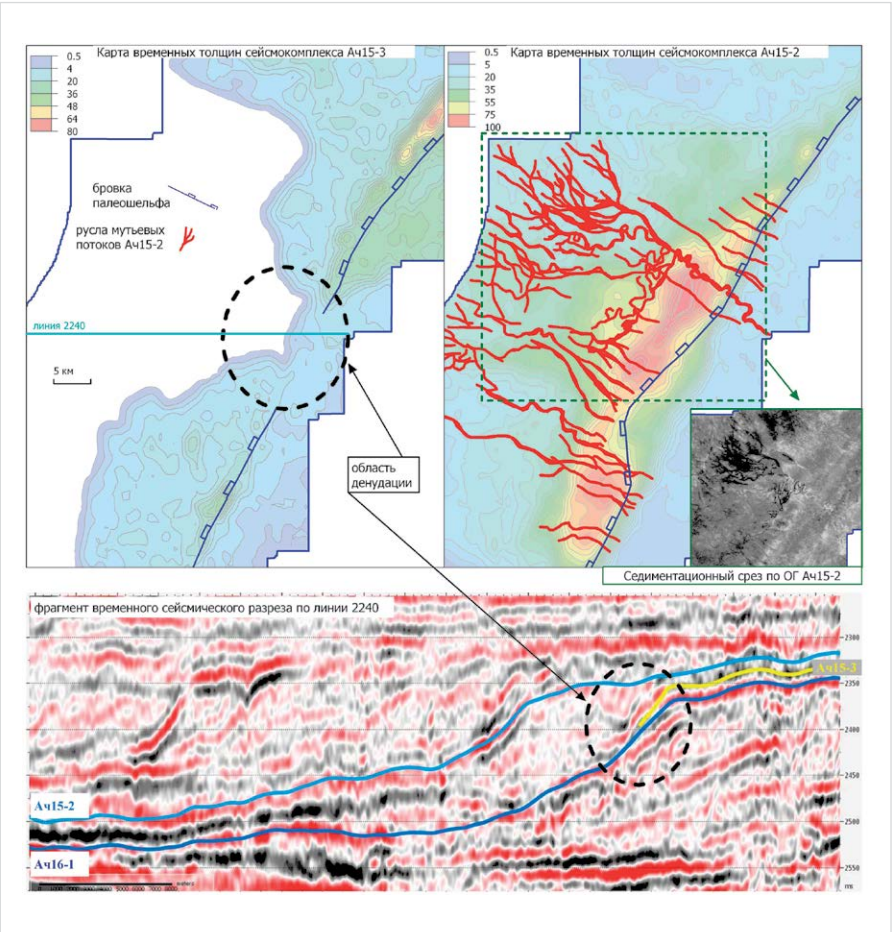


Рис. 7 — Размыв ранее сформировавшихся отложений сейсмокомплекса Ач$_{15}^{3}$ в результате снижения уровня моря
Fig. 7 — Erosion of the earlier formed deposits of the Ach$_{15}^{2}$ seismic sequence resulted from the sea level recession

Итоги

Проведение секвенс-стратиграфического анализа несет в себе дополнительную информацию, необходимую для восстановления истории осадконакопления. В результате выполненного сейсмогеологического анализа авторами установлены различия в седиментационных обстановках между участками ЯНГКМ. Ачимовская толща на ЯНГКМ формировалась преимущественно в условиях чередования ранней и поздней фаз относительного низкого стояния уровня моря. Тракт высокого стояния выделяется лишь на финальной стадии заполнения неокомского бассейна в южной части месторождения.

Выводы

- Результаты секвенс-стратиграфического анализа, выполненного по материалам сейсмической съемки МОГТ 3D площадью более 8 тыс. км^2 на ЯНГКМ, позволили уточнить закономерности размещения продуктивных и перспективных ачимовских резервуаров на его территории. В частности, установлено, что важнейшими депоцентрами — аккумуляторами обломочного материала выступают депрессии, или впадины между крупными конседиментационными поднятиями, заполнение которых осуществлялось, главным образом, турбидитными потоками ранней и поздней фаз низкого стояния уровня моря. По скважинным данным эффективные толщины в депрессионных зонах превышают 120 м, на поднятиях составляют 70 м.
- Различия в истории развития отдельных частей изученной территории привели к резким изменениям сейсмофациальной картины в зависимости от направленности палеотектонических конседиментационных движений и интенсивности источников питания шельфа обломочным материалом. Это свидетельствует о значительной условности глобального прогноза относительных колебаний уровня моря по ограниченным сейсмостратиграфическим данным.

Список литературы

1. Сподобаев А.А., Нежданов А.А., Меркулов А.В., Королев Е.К., Балканов В.В. Создание единого массива сейсмических данных 3Д на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении // Геофизика. 2016. № 3. С. 12–21.
2. Габдулин Р.Р., Копаевич Л.Ф., Иванов А.В. Секвентная стратиграфия. М.: МАКС пресс, 2008. 113 с.
3. Сейсмическая стратиграфия. М.: Мир, 1982. 375 с.
4. Горбунов С.А., Нежданов А.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. М.: Академия горных наук, 2000. 247 с.
5. Сподобаев А.А. Критерии выделения отраженных волн в клиноформной толще // Геофизика. 2013. №6. С. 12–18.
6. Позаментьер Г., Аллен Дж.П. Секвенсная стратиграфия терригенных отложений. Основные принципы и применение. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2014. 436 с.
7. Гурари Ф.Г. Строение и условия образования клиноформ неокомских отложений Западной Сибири (история становления представлений). Новосибирск, СНИИГГиМС, 2003. 140 с.
8. Рединг Х.Г. Обстановки осадконакопления и фации. М.: Мир, 1990. 352 с.
9. Нежданов А.А., Герасимова Е.В., Халиулин И.И. Особенности строения верхней юры на северо-западе Западной Сибири. Актуальные проблемы нефтегазоносных бассейнов. Новосибирск: НГУ, 2003. 158 с.

UDC 551+550.3

Results of the sequence-stratigraphic analysis of the Achimovsky deposits of the Yamburg oil and gas condensate field

Authors:
Alexander A. Spodobaev — deputy head of department[1]; a.spodobaev@ggr.gazprom.ru
Alexey A. Nezhdanov — Sc.D., deputy head[1]; a.nezhdanov@ggr.gazprom.ru
Anatoly V. Merkulov — chief geologiest[2]; info@yamburg.gazprom.ru

[1]ETC LLC Gazprom Geologorazvedka, Tyumen, Russian Federation
[2]LLC Gazprom dobycha Yamburg, Novy Urengoy, Russian Federation

Abstract
Sequence-stratigraphic analysis is one of the instruments allowing increasing the accuracy of the geologic models of the clinoform thickness. This article gives an example of the sequence approach to the Neocomian stage study at the Yamburg oil and gas condensate field, which is one of the largest in the world.

Materials and methods
The basic study data were an 8368 km^2 3D seismic data cube. Sequence-stratigraphic analysis was used to restore the sedimentation history of the Neocomian basin.

Results
Sequence-stratigraphic analysis carries additional information required to restore the sedimentation history. The results of the geoseismic analysis allowed the authors specifying differences between the sedimentological trends within the YOGCF. The Achmovsky deposits of the YOGCF had formed mostly under conditions of alternation of the early and late stages of the relative low stand of sea level. Highstand Systems Tract shows up only at the final stage of the Neocomian basin filling in the south part of the field.

Conclusions
- Results of the sequence-stratigraphic analysis allowed clarifying regularities of the Achimovsky productive reservoirs and zones of interest within its territory. In particular, it was determined that the most important depocenters, which are sediment accumulations, are depressions or vugs between large consedimental elevations that were filled mostly by turbidite flows of the early and late stages of the low stand of sea level. The well data shows that the net reservoirs in the deep pressure sinks are over 120 m, and 70 m at the elevations.
- Differences in the history of the development of certain parts of the studied territory lead to sharp seismofacial changes depending on the directionality of the paleotectonic considemintal movements and the intensity of the shelf feeding with fragmentary material. It indicates significant conventions of the global forecast of the relative sea level fluctuations based on the limited seismostratigraphic data.

Keywords
the Yamburg field, 3D CDP survey, deep-water deposits, the Achimovsky deposits, sequence stratigraphy

References
1. Spodobaev A.A., Nezhdanov A.A., Merkulov A.V., Korolev E.K., Balkanov V.V. *Sozdanie edinogo massiva seysmicheskikh dannykh 3D na Yamburgskom neftegazokondensatnom mestorozhdenii* [Creation of single seismic 3D data set at the Yamburg oil and gas condensate field]. *Geofizika*, 2016, issue 3, pp. 12–21.
2. Gabdulin R.R., Kopaevich L.F., Ivanov A.V. *Sekventnaya stratigrafiya* [Sequence stratigraphy]. Moscow: MAKS press, 2008, 113 p.
3. *Seysmicheskaya stratigrafiya* [Seismic stratigraphy]. Moscow: *Mir*, 1982, 375 p.
4. Gorbunov S.A., Nezhdanov A.A., Ponomarev V.A., Turenkov N.A. *Geologiya i neftegazonosnost' achimovskoy tolshchi Zapadnoy Sibiri* [Geology and hydrocarbon saturation of the Achimovsky thickness of the Western Siberia]. Moscow: *Akademiya gornykh nauk*, 2000, 247 p.
5. Spodobaev A.A. *Kriterii vydeleniya otrazhennykh voln v klinoformnoy tolshche* [Reflection picking criteria in the clinoform thickness]. *Geofizika*, 2013, issue 6, 12–18 pp.
6. Pozament'er G., Allen Dzh.P. *Sekvensnaya stratigrafiya terrigennykh otlozheniy. Osnovnye printsipy i primenenie* [Sequence stratigraphy of the terrigenous deposits. Basic principles and application]. Izhevsk: *Institut komp'yuternykh issledovaniy*, 2014, 436 p.
7. Gurari F.G. *Stroenie i usloviya obrazovaniya klinoform neokomskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri (istoriya stanovleniya predstavleniy)* [The Neocomian deposits clinoform pattern and formation conditions in the Western Siberia]. Novosibirsk: *SNIIGGiMS*, 2003, 140 p.
8. Reding Kh.G. *Obstanovki osadkonakopleniya i fatsii* [Depositional environment and facies]. Moscow: *Mir*, 1990, 352 p.
9. Nezhdanov A.A., Gerasimova E.V., Khaliulin I.I. *Osobennosti stroeniya verkhney yury na severo-zapade Zapadnoy Sibiri. Aktual'nye problemy neftegazonosnykh basseynov* [Structural features of the Upper Jurassic in the north west of the Western Siberia. Challenging issues of the oil and gas bearing basins]. Novosibirsk: NGU, 2003, 158 p.

НЕРЖАВЕЮЩИЙ МЕТАЛЛОПРОКАТ
АНТЕЙ
НЕРЖАВЕЮЩАЯ СТАЛЬ
КРУГИ ЛИСТЫ ТРУБЫ НИХРОМ
КОНСТРУКЦИОННЫЕ СТАЛИ ЦВЕТНОЙ МЕТАЛЛОПРОКАТ
Разделительная резка металлопроката по размерам заказчика. Организуем доставку собственным и привлеченным транспортом
426062 УР, г. Ижевск, Ул. Спортивная, д. 113 e-mail: info@td-antey.com www.td-antey.com Т./ф: +7 (3412) 46-36-87, 46-16-08

УДК 551

Оценка возможности применения технологии SAGD на месторождении СВН Республики Татарстан

Р.Р. Хазиев
н.с. лаборатории геологического и экологического моделирования[1]
radmir361@mail.ru

Е.Е. Андреева
с.н.с. лаборатории геологического и экологического моделирования[1]
aee8277@rambler.ru

А.Г. Баранова
с.н.с. лаборатории геологического и экологического моделирования[1]
anna.genn@mail.ru

Л.З. Анисимова
н.с. лаборатории геологического и экологического моделирования[1]
anislz@mail.ru

Р.Ф. Вафин
старший преподаватель кафедры геологии нефти и газа[2]
varus13@mail.ru

М.Ф. Салахова
лаборант-исследователь НИЛ «Рентгеновской компьютерной томографии» САЕ «ЭкоНефть»[2]
milkatatar@mail.ru

[1]ИПЭН АН РТ, Казань, Россия
[2]ИГиНГТ КФУ, Казань, Россия

Запасы легкоизвлекаемых нефтей как на территории Республики Татарстан, так и по всему Волго-Уральскому региону планомерно истощаются, что требует в будущем ввода в эксплуатацию альтернативных источников углеводородного сырья.

На территории Татарстана промышленные залежи СВН приурочены к уфимским и казанским отложениям пермской системы в пределах Южно-Татарского свода и Мелекесской впадины (рис. 1). По разным источникам запасы СВН оцениваются от 1,5 до 7 млрд тонн [10, 11, 12].

Наибольший интерес представляют уфимские отложения ввиду следующих причин:

- 60 % разведанных запасов СВН РТ сосредоточены в песчаной пачке уфимского яруса [1];
- существующие технологии выработки запасов СВН более эффективны в песчаных коллекторах, нежели в карбонатных;
- карбонатные коллектора СВН характеризуются высокой степенью неоднородности фильтрационно-емкостных свойств (далее — ФЕС), что создает большие сложности при выработке запасов.

Однако разработка залежей природных битумов имеет следующие особенности:

- СВН имеют высокую (до 1000 мПа·с) вязкость, следовательно, применение традиционных способов добычи, как в отложениях девона, неэффективно;
- СВН всегда залегают в виде отдельных локальных скоплений и не образуют нефтяных полей, как залежи традиционных;
- песчаная пачка шешминского горизонта, несмотря на однородность по литологии, характеризуется неоднородностью на микроуровне (в распределении ФЕС по разрезу).

В настоящее время в зависимости от состава СВН и глубины залегания пласта-коллектора существует множество технологий добычи природных битумов [2, 5, 8, 13]. Однако одним из самых эффективных, с высоким коэффициентом нефтеотдачи, зарекомендовал себя метод SAGD. Промышленные работы по освоению залежей СВН ведутся на территории РТ с 1999 г. на экспериментальном

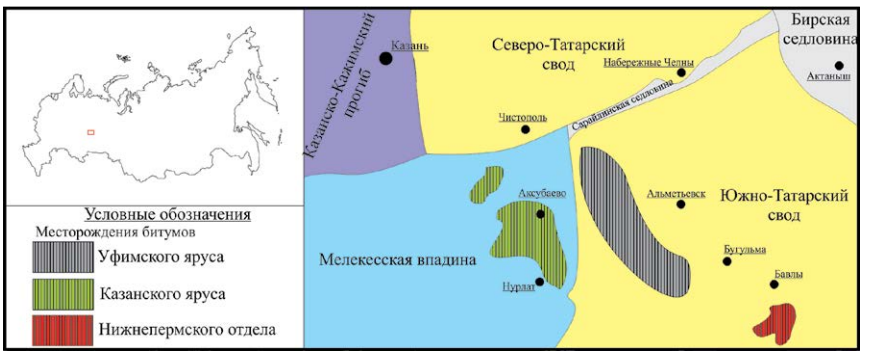


Рис. 1 — Выкопировка из тектонической карты РТ с расположением месторождений СВН в уфимских, казанских и нижнепермских отложениях [4]
Fig. 1 — Mapping extract from the RT tectonic map with the SVO fields loaction in the Ufimian, Kazanian, and Lower Permian sediments [4]

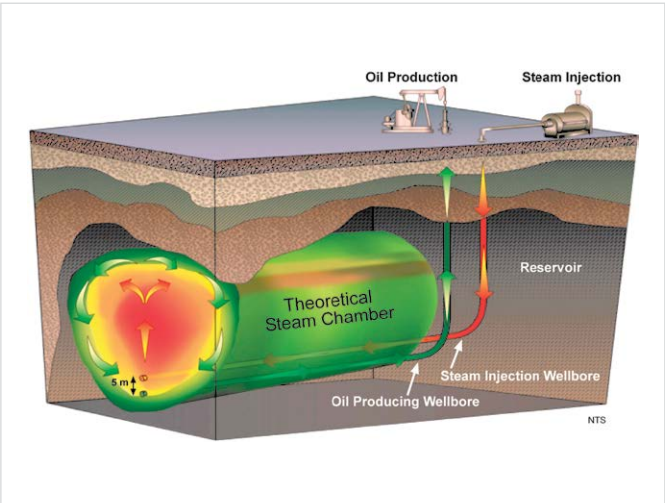


Рис. 2 — Схема работы паронагнетательной и добывающей скважины с применением технологии SAGD
Fig. 2 — Steam injection and producer well mode of operations with the use of the SAGD technology

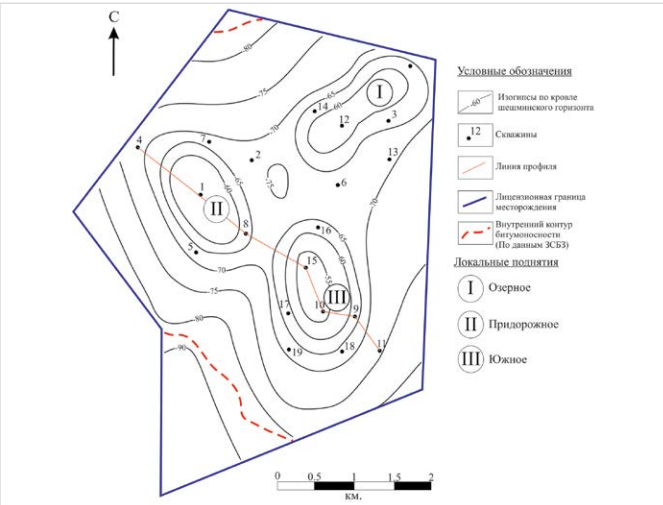


Рис. 3 — Структурная карта по кровле шешминского горизонта Битумного месторождения
Fig. 3 — Sructural map of the top of the Sheshminskiy horizon of the Bitumnoye field

На территории РТ альтернативой легким нефтям девонского возраста выступают сверхвязкие нефти (далее — СВН) уфимского и казанского нефтегазоносного комплекса. Однако технология выработки запасов СВН в корне отличается от традиционных методов, применяемых на залежах легких нефтей девонского нефтегазоносного комплекса. Одним из самых эффективных методов выработки запасов СВН является технология парогравитационного дренажа — Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD). В настоящей работе, на основе анализа распределения коллекторских свойств на одном из месторождений СВН, выделены наиболее перспективные участки для применения технологии SAGD.

Материалы и методы

Табличные данные с исследованием кернового материала битуминозных песчаников уфимского яруса. Построение карт распределения ФЕС с выделением перспективных участков для применения технологии SAGD.

Ключевые слова

технология SAGD, сверхвязкие нефти, карты распределения ФЕС, уфимские отложения, нефтяной коллектор

Ашальчинском месторождении, где этот метод хорошо себя зарекомендовал [3, 11].

Однако для внедрения в разработку технологии SAGD должны выполняться следующие условия:

- пласт должен быть литологически однородным;
- эффективная толщина пласта-коллектора должна быть не менее 15 м [7] для возможности бурения пары горизонтальных скважин, расположенных на расстоянии 5 м друг от друга внутри пласта (рис. 2);
- удаленность горизонтальной части стволов скважины от зоны водонефтяного контакта (далее — ВНК);
- высокая проницаемость пласта по вертикали [6].

Оценка возможности применения технологии парогравитационного дренажа рассмотрена на одном из месторождений СВН, расположенного в Черемшанском районе РТ. *(По согласованию с недропользователем название месторождения и локальных поднятий не разглашаются. Название месторождения (Битумное), залежей на месторождении (Озерное, Придорожное, Южное) и нумерация скважин – условные).*

На территории месторождения по данным сейсморазведочных работ и структурного бурения выявлено три локальных поднятия с амплитудой 7–17 м. (рис. 3, таб. 1). Толщина продуктивного пласта увеличивается от периферии к центру залежей, наибольшая — в ее центральных частях до 25 м (рис. 6). Продуктивным горизонтом на Битумном месторождении является песчаная пачка шешминского горизонта (рис. 5, 6). Согласно геологическим журналам с описанием кернового материала, продуктивный пласт представлен мелкозернистыми среднесцементированными песчаниками (рис. 4, 5) с различной степенью пропитки сверхвязкой нефтью. Пласт-коллектор по данным [9] представляет собой отложения пойм рек и дельт.

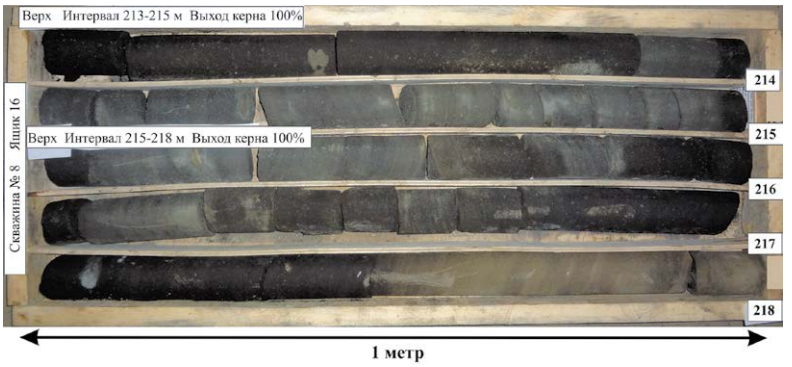


Рис. 4 — Фотография ящика керна №16 скв. №8 (интервал отбора 213–218 м). На фото — битуминозные песчаники уфимского возраста
Fig. 4 — Picture of core box №16 (213-128 m sampling interval). The picture shows the Ufimian bituminous sandstones

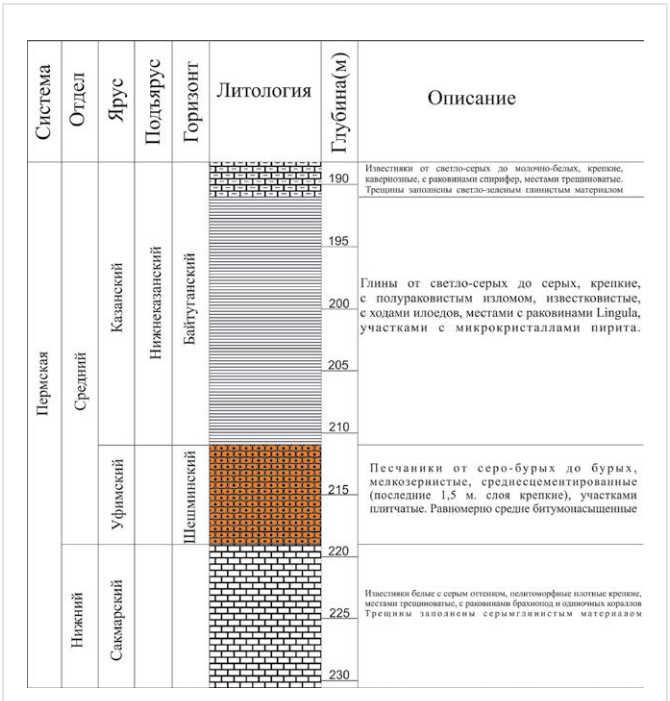


Рис. 5 — Литолого-стратиграфический разрез скв. №8, построенный по данным каротажных диаграмм и описания кернового материала
Fig. 5 — Lithostratigraphic section of well 8 made based on the well log and core sample description data

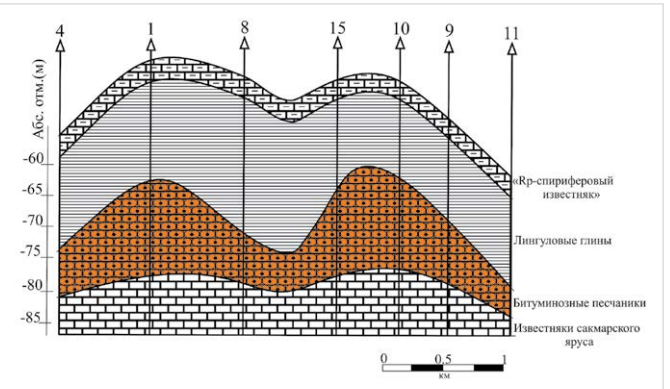


Рис. 6 — Геологический профиль по линии скважин 4-1-8-15-10-9-11
Fig. 6 — Geologic cross-section along well lines 4-1-8-15-10-9-11

Поднятие	Размеры, км*км	Амплитуда поднятия, м	Эффективная нефтенасыщенная толщина продуктивного пласта, м
Озерное	2*0,7	7	5–11
Придорожное	1,5*1	9	8–15
Южное	1,5*1,2	17	9–23

Таб. 1 — Размеры и амплитуда локальных поднятий на Битумном месторождении
Tab. 1 — Sizes and amplitude of the local elevations at the Bitumnoye field

№ скважины	Горизонт	Проницаемость (по вертикали), мД	Пористость, %
1	Шешминский	130	33
2		98	21
3		45	11
4		30	15
5		69	22
6		27	11
7		11	9
8		69	18
9		62	23
10		164	37
11		41	14
12		72	19
13		22	5
14		51	9
15		151	32
16		90	19
17		93	27
18		52	16
19		33	10

Таб. 2 — Средневзвешенные значения пористости и проницаемости для отложений песчаной пачки шешминского горизонта
Tab. 2 — Weighted average values of porosity and permeability for the Sheshminsky horizon sand unit deposits

Критерий	Залежи		
	Озерное	Придорожное	Южное
Однородность пласта	Согласуется	Согласуется	Согласуется
Толщина пласта (не менее 15 м)	Не согласуется	Согласуется частично	Согласуется
Удаленность от зоны ВНК	Согласуется	Согласуется	Согласуется
Высокая вертикальная проницаемость (не менее 50 мД)	Не согласуется	Согласуется	Согласуется

Таб. 3 — Критерии применимости технологии SAGD в залежах СВН Битумного месторождения
Tab. 3 — The criterions for the applicability of SAGD technology in SVO deposits of Bitumen field

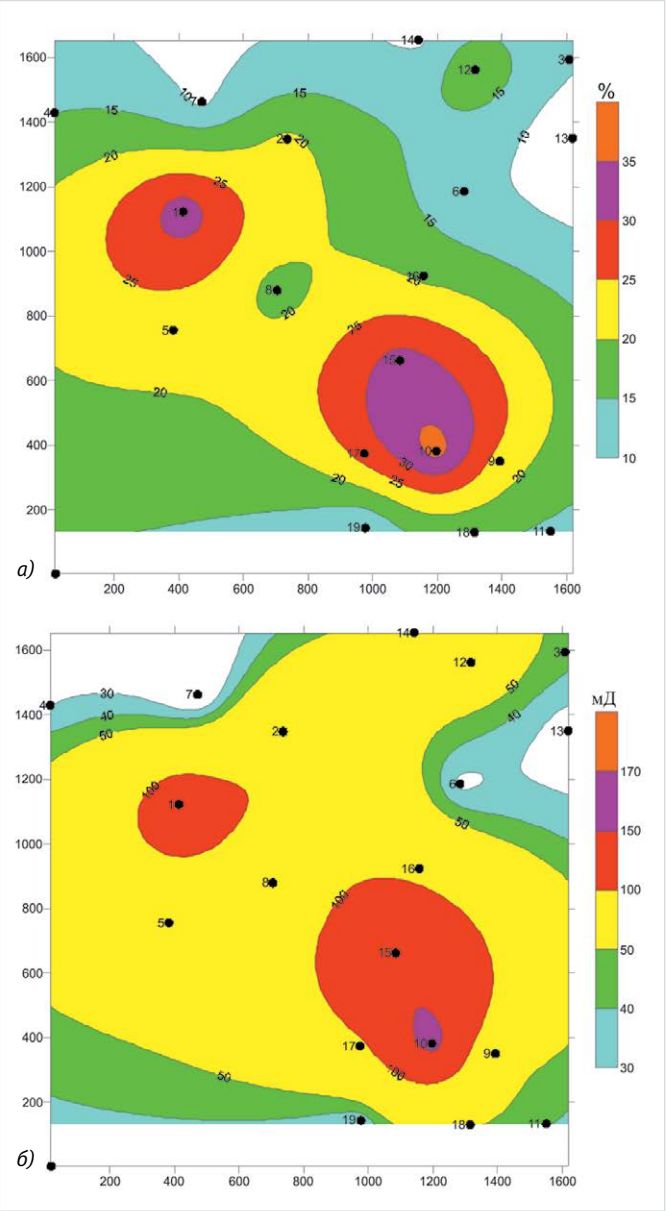


Рис. 8 — Карты распределения ФЕС в продуктивном пласте Битумного месторождения
а) карта пористости; б) карта проницаемости
Fig. 8 — Maps of filtration-capacitive properties distribution in the productive formation of the Bituminen field
a) porosity map; b) permeability map

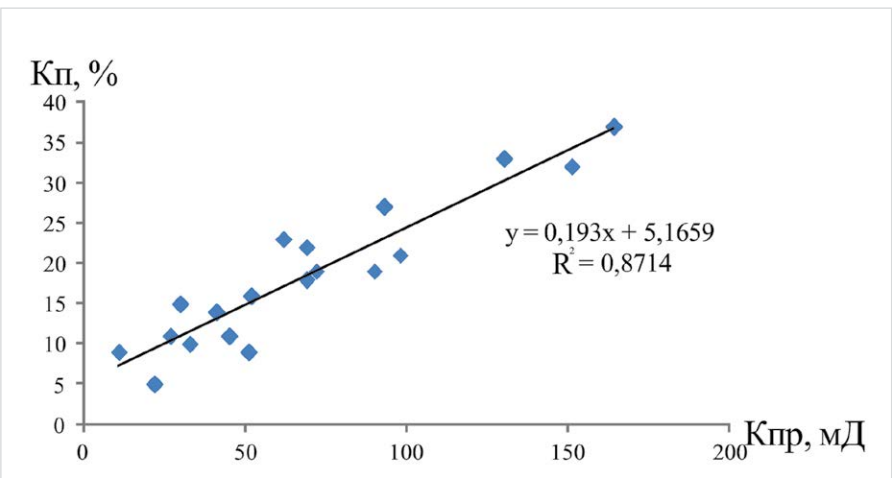


Рис. 7 — Корреляционная зависимость между средневзвешенными значениями пористости и проницаемости
Fig. 7 — Corellation dependence between weighted average values of porosity and permeability

Использовался керновой материал, отобранный из продуктивной толщи по 19 скважинам, пробуренным на месторождении. Всего на ФЕС было исследовано 478 образцов, отобранных с шагом 0,2–0,25 м из пачки шешминских песчаников. Для каждой скважины были рассчитаны средневзвешенные значения пористости и проницаемости (таб. 2). Как видно на графике зависимости пористости и проницаемости (рис. 7), оба параметра имеют прямую зависимость с коэффициентом корреляции 0,87.

По данным таб. 2 с применением программного комплекса Surfer 8.0 (метод построения – Radial Basic Function) были построены карты распределения ФЕС на Битумном месторождении. По картам (рис. 8) видно, что набольшие значения пористости и проницаемости локализованы в пределах центральных частей Придорожного и Южного поднятия; район Озерного поднятия характеризуется более низкими значениями ФЕС. Учитывая то, что толщина пласта-коллектора

здесь менее 15 м (таб. 1), можно сделать вывод о неэффективности применения технологии SAGD в пределах Озерного поднятия.

Как было сказано выше, необходимо четыре основных условия для возможности применения парогравитационного дренажа: литологическая однородность пласта-коллектора; толщина пласта; удаленность от зоны ВНК, высокая вертикальная проницаемость. В таб. 3 показаны критерии и возможность применимости исследуемой технологии в каждой залежи отдельно. Исходя из полученных данных и критериев применимости технологии парогравитационного дренажа, только на двух залежах возможно применение данной технологии выработки запасов СВН.

Итоги

- Пласт-коллектор на битумном месторождении представлен мелкозернистыми среднесцементированными песчаниками с равномерной пропиткой нефтью.
- Максимальные эффективные толщины выделены в пределах центральных частей локальных поднятий.
- Наилучшими ФЕС характеризуются центральные участки Придорожного и Южного поднятий.

Выводы

Исходя из полученных данных применение технологии SAGD на Битумном месторождении возможно на Придорожном и Южном поднятии, так как именно здесь выполняются все критерии применимости данной технологии. Так как наибольшая эффективная толщина пласта-коллектора и самые высокие значения вертикальной проницаемости находятся в центральных частях залежей, азимуты горизонтальной части стволов скважин следует ориентировать от периферии к центру залежей.

Список литературы

1. Вафин Р.Ф., Николаев А.Г., Валеева Р.Д. Породы-коллекторы сверхвязких нефтей уфимского комплекса Больше-Камеского месторождения // Ученые записки Казанского Государственного университета. Естественные науки. Т. 152. 2010. С. 216–225.
2. Гатиятуллин Н.С. Особенность пространственного размещения пермских битумов и нижележащих залежей нефтей на территории Республики Татарстан // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2010. Т.5. №3 [Электронный ресурс]. Режим доступа http://www.ngtp.ru/rub/9/34_2010.pdf
3. Курочкин Б.М. Технологии добычи природных битумов термогравитационным методом // Бурение и нефть. 2007. №2. С. 29–33.
4. Малофеев В.В. Геологическое обоснование повышения эффективности освоения месторождений сверхвязких нефтей и природных битумов Татарстана. М.: 2011. 24 с.
5. Николаева М.В. Атласов Р.А. Обзор технологий разработки месторождений тяжелых нефтей и природных битумов в условиях многолетнемерзлых пород // Нефтегазовое дело. 2015. Т. 13. №4 С. 126–131.
6. Пшеницын М.И. Метод парогравитационного дренажа (SAGD) // Арматуростроение. 2014. №4. С.72–75.
7. Рузин Л.М. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика). Ухта: УГТУ, 2014. 127 с.
8. Свириденко Н.Н. Закономерности термических превращений компонентов природных битумов. Томск, 2016. 134 с.
9. Сюрин А.А. Методический подход к геологическому 3D-моделированию шешминского горизонта месторождений сверхвязкой нефти (СВН) на основе литолого-фациального анализа. Молодежная научно-практическая конференции, тезисы докладов. Казань, 2017. [Электронное издание]. Режим доступа http://www.antat.ru/ru/izdatelstvo-fen/izdaniya/books/Sbornik2017.pdf
10. Троепольский В.И. Пермские битумы Татарии. Казань: КГУ, 1976. 223 с.
11. Успенский Б.В Шарипова Н.С. Халиуллина С.В. Ранжирование месторождений сверхвязких нефтей по особенностям углеводородного состава на примере Черемшано-Бастрыкской зоны. Булатовские чтения, сборник статей. Краснодар, 2017.
12. Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Шаргородский И.Е., Войтович Е.Д. и др. Геология и освоение залежей природных битумов Республики Татарстан. Казань: ФЭН, 2007. 295 с.
13. Шандрыгин А.Н., Нухаев М.Т., Тертычный В.В. Разработка залежей тяжелой нефти и природного битума методом парогравитационного дренажа // Нефтяное хозяйство. №7. 2006. С. 92–97.

научно-производственное предприятие

www.surel.ru

ООО «СУРЭЛ»
190020, Россия, г. Санкт-Петербург
Старо-Петергофский пр. д.18 лит. Е пом. 7Н
т.: (812) 7865039, 747-29-62, 252-76-76, 327-54-94
ф.: +7 (812) 786-50-39,252-76-76,327-91-76
surel@sp.ru

ПОЛИУРЕТАНЫ
СИЛОКСАНЫ (СИЛИКОНЫ)

Научно-производственная фирма ООО «СУРЭЛ» образована в 1991 году. Является ведущим предприятием по производству силоксановых и уретановых эластомеров.

НОМЕНКЛАТУРА ПРОДУКЦИИ:

1. ПОЛИУРЕТАНЫ
- преполимеры (форполимеры) на основе простых и сложных полиэфиров для изготовления эластомеров твердостью по Шору А от 35 до 95, по Шору D – до 60.
- преполимеры (форполимеры) для производства пластиков серии СУРЭЛ-ПЛАСТ твердость по Шору D: 70,75,80.
- преполимеры (форполимеры) на основе поликапролактона для производства эластомеров.

Эластомеры характеризуются: маслостойкостью в сочетании с гидролитической стабильностью, сочетанием эластичности при низких температурах и повышенной теплостойкости. Твердость по Шору А: 60,75,90.

- защитные полиуретановые покрытия (АИП);
- универсальное связующее для резиновой крошки;
- композиции уретановые на основе простых и сложных полиэфиров для получения уретановых эластомеров «холодного» отверждения;
- радиационно-термо-морозо-агрессивостостойкие фторуретаны;
- отвердители полиуретанов.

2. СИЛОКСАНЫ (СИЛИКОНЫ)
- силоксановые композиции, компаунды и герметики для электроники и других областей.

Номенклатура продукции разработана с учетом всех возможных требований. Вместе с тем, мы готовы разработать новые продукты в соответствии с техническими требованиями заказчика.

Evaluation of the possible use of the SAGD at the superviscous oil field in the Republic of Tatarstan

UDC 551

Authors:
Radmir R. Khaziev — research scientist of the geological and ecological modeling laboratory[1]; radmir361@mail.ru
Evgenia E. Andreeva — senior research scientist of the geological and ecological modeling laboratory[1]; aee8277@rambler.ru
Anna G. Baranova — senior research scientist of the geological and ecological modeling laboratory[1]; anna.genn@mail.ru
Liliya Z. Anisimova — research scientist of the geological and ecological modeling laboratory[1]; anislz@mail.ru
Rustem F. Vafin — senior lector of the oil and gas geology department[2]; varus13@mail.ru
Miliausha F. Salakhova — lab researcher of the Scientific Research Laboratory for 'X-ray computer tomography' of the Strategic Academic Unit 'EcoNeft'[2]; milkatatar@mail.ru

[1]IPEN Tatarstan Academy of Sciences, Kazan, Russian Federation
[2]Institute of Geology and Petroleum Technologies KFU, Kazan, Russian Federation

Abstract
Easy-to-recover oil reserves become systematically depleted in both the Republic of Tatarstan territory and along the complete Volga-Ural region, which requires placing alternative hydrocarbon crude sources on production. The Ufimian and Kazanian oil-gas play superviscous oils (hereinafter – SVO) are an alternative to Devonian light oils in the RT territory. However, the SVO reserve recovery process differs radically from the traditional methods applied at the Devonian oil and gas play light oil pools. One of the most efficient methods of the SVO reserve recovery is Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD). This work emphasizes the most prospective areas where the SAGD technology can be applied, based on the analysis of the reservoir properties distribution at one of the SVO fields.

Materials and methods
Table data of the of core sample examination of the Ufimian bituminous sandstones.

Results
- The evenly petrolized compact-grained moderately cemented sandstones present reservoir bed at the bituminous field.
- Maximum efficient thicknesses are outlined within the central areas of the local elevations.
- The best porosity & permeability properties characterize the central areas of the Pridirozhnoye and Yuzhnoye elevation.

Conclusions
Based on the obtained data, the application of the SAGD technology at the Bitumnoye field is possible at the Pridirozhnoye and Yuzhnoye elevation as it is only here where all criteria of the applicability of this technology are met. As the most efficient thickness of the reservoir bed and the highest values of the vertical permeability are in the central areas of the reservoir, the azimuths of the horizontal intervals of the well bores shall be directed from the periphery towards the deposit center.

Keywords
SAGD technology, superviscous oils, porosity & permeability properties distribution charts, the Ufimian sediments, oil reservoir

References
1. Vafin R.F., Nikolaev A.G., Valeeva R.D. *Porody-kollektory sverkhvyazkikh neftey ufimskogo kompleksa Bol'she-Kameskogo mestorozhdeniya* [Superviscous oil reservoir rocks of the Ufimian complex of the Bolshe-Kameskoye field]. *Uchenye zapiski Kazanskogo Gosudarstvennogo universiteta. Estestvennye nauki*. Vol. 152, 2010, pp. 216–225.
2. Gatiyatullin N.S. *Osobennost' prostranstvennogo razmeshcheniya permskikh bitumov i nizhelezhashchikh zalezhey neftey na territorii Respubliki Tatarstan* [Peculiarity of the spatial distribution of the Permian bitumen and underlying oil deposit in the territory of the Republic of Tatarstan]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2010, Vol. 5, issue 3. Available at: http://www.ngtp.ru/rub/9/34_2010.pdf
3. Kurochkin B.M. *Tekhnologii dobychi prirodnykh bitumov termogravitatsionnym metodom* [Heat gravitational method of the natural bitumen extraction process]. *Burenie i neft'*, 2007, issue 2, pp. 29–33.
4. Malofeev V.V. *Geologicheskoe obosnovanie povysheniya effektivnosti osvoeniya mestorozhdeniy sverkhvyazkikh neftey i prirodnykh bitumov Tatarstana* [Geological substantiation of the enhancement of efficiency of the superviscous oil and natural bitumen fields development in Tatarstan]. Moscow, 2011, 24 p.
5. Nikolaeva M.V. Atlasov R.A. *Obzor tekhnologiy razrabotki mestorozhdeniy tyazhelykh neftey i prirodnykh bitumov v usloviyakh mnogoletnemerzlykh porod* // [Review of the heavy crude and natural bitumen deposit development under conditions of the permafrost layers]. *Neftegazovoe delo*, 2015, issue 4, pp.126–131.
6. Pshenitsyn M.I. *Metod parogravitatsionnogo drenazha (SAGD)* [SAGD method]. Armaturostroenie, 2014, issue 4, pp. 72–75.
7. Ruzin L.M. *Metody povysheniya nefteotdachi plastov (teoriya i praktika)* [Enhanced oil recovery methods (theory and practice)]. Ukhta: *UGTU*, 2014, 127 p.
8. Sviridenko N.N. *Zakonomernosti termicheskikh prevrashcheniy komponentov prirodnykh bitumov* [Regularities of the thermal transformation of the natural bitumen components]. Tomsk, 2016, 134 p.
9. Syurin A.A. *Metodicheskiy podkhod k geologicheskomu 3D-modelirovaniyu sheshminskogo gorizonta mestorozhdeniy sverkhvyazkoy nefti (SVN) na osnove litologo-fatsial'nogo analiza* [Methodical approach to the geological 3D modeling of the Sheshminsk horizon of the SVO fields based on the lithofacies analysis. Youth research-to-practice conference, theses]. Kazan, 2017.
10. Troepol'skiy V.I. *Permskie bitumy Tatarii* [The Permian bitumen of Tartary]. Kazan: *KSU*, 1976, 223 p.
11. Uspenskiy B.V Sharipova N.S. Khaliullina S.V. *Ranzhirovanie mestorozhdeniy sverkhvyazkikh neftey po osobennostyam uglevodorodnogo sostava na primere Cheremshano-Bastrykskoy zony* [Ranking of the superviscous oils by the peculiarities of the hydrocarbon composition as exemplified by the Cheremshano-Bastrykskaya area. Bulatovskiy readings, collection of articles]. Krasnodar, 2017.
12. Khisamov R.S., Gatiyatullin N.S., Shargorodskiy I.E., Voytovich E.D. and oth. *Geologiya i osvoenie zalezhey prirodnykh bitumov Respubliki Tatarstan* [Natural bitumen geology and field development in the Republic of Tatarstan]. Kazan: *FEN*, 2007, 296 p.
13. Shandrygin A.N., Nukhaev M.T., Tertychnyy V.V. *Razrabotka zalezhey tyazheloy nefti i prirodnogo bituma metodom parogravitatsionnogo drenazha* [Heavy crude and natural bitumen field development using the SAGD method]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2006, issue 6, pp. 92–97.

PMExcellence
FIRST PMC

Сократим сроки вашего проекта

Александр Кутузов, PME
лидер PM Excellence

Не консультируем. Управляем проектами

- **Профессиональная команда**
- **Эффективные технологии**
- **Ответственность за результат**

pmexcellence.com

+7 (901) 366-95-37

pmc@pmexcellence.com

УДК 550.3

Мультиметодный многозондовый нейтронный каротаж: оценка характера насыщения коллекторов при неоднородном заполнении ствола газовых скважин в условиях Ямбургского НГКМ

О.Б. Арно[1]
А.В. Меркулов[1]
Е.И. Филобоков[1]
И.А. Зинченко[2]
С.А. Кирсанов[2]
С.А. Егурцов[3]
Ю.В. Иванов[3]
А.И. Лысенков[3]

[1]ООО «Газпром добыча Ямбург»
[2]ПАО «Газпром»
[3]ООО «ИНГТ»

Рассмотрены результаты исследований скважин Ямбургского НГКМ по оценке газонасыщенности порового пространства коллекторов при неоднородном заполнении ствола скважин комплексами нейтронных методов СНГК+2ННКт, СНГК+2ННКнт, 2ИННКт.
По результатам анализа вычисления относительных и объемных значений газонасыщенности рекомендованы комплексы нейтронных методов, сводящие к минимуму влияние заполнения ствола скважины на определяемые значения газонасыщенности порового пространства коллектора.

Ключевые слова
нефтегазоконденсатное месторождение, комплексы нейтронных методов, обсаженные скважины, неоднородное заполнение ствола скважины, оценка газонасыщенности

В период эксплуатации флюидозаполнение ствола обсаженных скважин, заполняющие обсаженные скважины, и насыщение порового пространства прискважинной зоны коллекторов изменяются как в пространстве, так и во времени. На начальной стадии эксплуатации, при высоком качестве цементирования эксплуатационной колонны, скважина заполнена углеводородной продукцией. Фазовое состояние и свойства углеводородов в пластовых условиях и после притока их в ствол скважины могут существенно меняться вследствие динамики термобарических условий по стволу скважины. В обсаженной части скважины, находящейся ниже интервала перфорации (зумпф скважины), как правило, находятся остатки технологической жидкости от освоения скважины и продукты более сложного физико-химического состава, которые образовались в процессе техногенных воздействий на интервал перфорации при геолого-технических мероприятиях, направленных на интенсификацию притока.

На поздней стадии разработки газовых и газоконденсатных залежей неоднородность заполнения ствола скважины усиливается в связи с выносом пластовой воды, увеличением содержания конденсата в продукции и более неравномерным их распределением по стволу скважины.

Нейтронные методы исследований обсаженных скважин являются одними из основных при контроле за разработкой нефтегазоконденсатных месторождений (далее — НГКМ). При определении насыщения порового пространства коллектора углеводородными флюидами перечисленные выше особенности заполнения ствола эксплуатационных скважин оказывают существенное влияние на показания нейтронных методов в зависимости от их модификации, размеров зондов, регистрируемого излучения и его спектрального состава, применяемого типа источника нейтронного излучения импульсного или стационарного и методик геолого-геофизической интерпретации.

Наиболее широко применяемыми модификациями импульсного нейтронного каротажа (далее — ИНК) для исследований обсаженных скважин НГКМ являются двухзондовый импульсный нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (далее — 2ИННКт), в меньшей степени двухзондовый импульсный нейтронный гамма-каротаж (далее — 2ИНГК). Вычисляемыми нейтронными параметрами импульсных нейтронных методов для оценки насыщения порового пространства коллекторов при этом являются среднее время жизни потока тепловых нейтронов или средний декремент их затухания и функция пористости R (F(Кп) по методике многозондового нейтронного каротажа (далее — МНК)), представляющая собой отношение интегральных интенсивностей потоков нейтронов, малого зонда к большому.

В последней модификации аппаратуры импульсного нейтронного каротажа АИНК-43-600 реализована возможность регистрации временного спада потока нейтронов на ранних задержках, что позволяет вычислять потоки надтепловых нейтронов. Отметим, что интенсивности потоков надтепловых нейтронов более тесно связаны с нефтегазонасыщенностью порового пространства коллекторов через дефицит плотности и водородосодержания коллекторов, содержащих углеводородные флюиды относительно водонасыщенных коллекторов той же пористости. Они свободны от влияния химических элементов с аномальными поглощающими нейтронными свойствами, находящимися во флюидах, заполняющих скважину, а также поровое пространство коллектора и скелета породы.

Обработка результатов измерений потоков нейтронов на более поздних задержках позволяет получить информацию о периоде жизни тепловых нейтронов, которая тесно связана с дефицитом хлора в нефтегазонасыщенных коллекторах, относительно водонасыщенных коллекторов с высокой минерализацией пластовых вод. Интенсивности потоков тепловых нейтронов здесь более тесно связаны с насыщением порового пространства коллекторов углеводородными флюидами, а также зависят от содержания химических элементов с аномальными поглощающими нейтронными свойствами, находящимися в скелете породы, которые осложняют связь между вычисляемыми значениями насыщения коллектора и истинными значениями.

Существенным преимуществом современной модификации импульсных нейтронных методов является то, что в процессе обработки исходной информации по временным распределениям смешанного потока тепловых и надтепловых нейтронов появляется возможность разделить потоки тепловых и надтепловых нейтронов, что позволяет учитывать влияние

неоднородного заполнения скважины на вычисляемые значения насыщения коллектора углеводородными флюидами.

Применение нейтронных генераторов с постоянным выходом нейтронов позволяет напрямую использовать методические рекомендации по определению газонасыщенности порового пространства коллекторов в газовых скважинах [1], и существенно расширяет диапазон геолого-технических условий применения за счет большей глубинности исследований.

Классические подходы к определению насыщения порового пространства коллекторов по 2ИННК уверенно работают в условиях выдержанного литологического состава горных пород и двухкомпонентного состава насыщающих флюидов (нефть-минерализованная пластовая вода, газ-нефть, газ-низко или минерализованная пластовая вода).

В случае сложного минералогического состава горных пород учет его влияния (минералогического состава) на вычисляемые геологические параметры насыщения коллектора производится путем построения литологической модели по комплексу ГИС с определением его нейтронных параметров с последующим использованием этих параметров при определении насыщения коллектора.

Такой подход не всегда бывает успешным, так как на набор геофизических параметров горных пород, полученных по ГИС, можно подобрать много геологических эквивалентов литологии горных пород и при этом не учитывается наличие в горных породах и насыщающих их флюидах химических элементов с аномальными нейтронными свойствами. Влияние заполнения скважины жидкими флюидами практически не сказывается на вычисляемый параметр среднего времени жизни или на декремент затухания потока тепловых нейтронов, но существенное влияние оказывает наличие в горных породах и насыщающих их флюидах химических элементов с аномальными нейтронными свойствами.

Основными принципиальными отличиями методики мультиметодного МНК на основе методов 3СНГК+2ННКт перед методикой ИНК для оценки насыщения прискважинной зоны коллекторов являются:

- одновременное использование при геолого-геофизической интерпретации двух независимых аналитических параметров (функционалов) нейтронных методов, связанных с характером насыщения порового пространства через дефицит плотности и водородосодержания углеводородных флюидов относительно водонасыщенных, а также дефицит содержания хлора в нефтегазонасыщенных коллекторах относительно водонасыщенных с высокой минерализацией пластовых вод;
- возможность оценки фазового состояния углеводородных флюидов в поровом пространстве коллектора;
- возможность зондирования прискважинной зоны коллектора с определением насыщения прискважинной зоны коллекторов на разном удалении от стенки скважины (колонны);
- величина и распределение вычисленных значений насыщения порового пространства углеводородными флюидами служит основой геолого-геофизической интерпретации. В качестве истинного характера насыщения коллектора принимаются значения в дальней зоне коллектора;
- возможность оценки относительных и абсолютных значений насыщения порового пространства коллектора углеводородными флюидами и на этой основе — прогнозирование фильтрационно-емкостных свойств коллекторов.

Методика МНК на базе методов 3СНГК+2ННКт рекомендована к применению ЭТС ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых» [1].

В результате применения методики МНК подтверждена высокая информативность комплекса нейтронных методов 2ННКт+3СНГК при решении различных задач на всех этапах жизни скважин НГКМ, а также выявлены некоторые ограничения применения комплекса.

Одним из основных осложняющих факторов является неоднородное заполнение ствола скважины, которое слабо контролируется по стволу скважины и особенно в зумпфе скважины.

По нашему мнению, включение в комплекс МНК метода 2ННКнт вместо малого и среднего зондов спектрометрического нейтронного гамма-каротажа (далее — СНГК (2ННКт+2ННКнт+СНГК)) позволяет расширить функциональные возможности нейтронных методов по решению задач, связанных с определением насыщения порового пространства коллекторов углеводородными флюидами в условиях неоднородного заполнения ствола скважины. Комплекс реализует практически все основные виды взаимодействий нейтронов с породой и насыщающими ее флюидами, связанных процессами замедления (рассеивания) надтепловых нейтронов (2ННКнт), поглощения тепловых нейтронов (2ННКт) и гамма-излучением радиационного захвата тепловых нейтронов (СНГК).

Для определения геологической информативности с целью оценки газонасыщенности коллекторов различными модификациями нейтронных методов была разработана и полностью выполнена программа сравнительных испытаний различных нейтронных комплексов на объектах ООО «Газпром добыча Ямбург». В соответствии с программой, на скважинах Ямбургского НГКМ были выполнены сравнительные исследования тремя типами аппаратуры разработки ООО «ИНГТ»: прибором КСПРК-Ш, включающим методы 3СНГК+2ННКт; АИНК-43-600, включающим метод 2ИННК; КНПЗ-48-3, включающим методы СНГК+2ННКнт.

В исследованных скважинах с выдержанным и однородным заполнением ствола были получены практически одинаковые результаты по оценке газонасыщенности коллекторов по всем комплексам нейтронных методов.

В скважинах с существенно неоднородным заполнением ствола получены существенные расхождения по оценке газонасыщенности, особенно в зоне зумпфа. Неоднородность заполнения подтверждается результатами термометрии и вычисленными значениями плотности флюида по результатам обработки барометрии.

Оценка геологической информативности по определению газонасыщенности коллектора производилась путем сопоставления результатов вычисленных значений относительных значений газонасыщенности коэффициента газонасыщенности Кг и объемных (абсолютных) значений газонасыщенности Кг·Кп на основе комплекса СНГК+2ННКт, реализованного в аппаратуре КСПРК-Ш, и комплекса СНГК+2ННКнт, реализованного в образце аппаратуры КПНЗ-48-3. Обработка и интерпретация результатов измерений комплексов нейтронных методов СНГК+2ННКт и СНГК+2ННКнт с оценкой газонасыщенности порового пространства коллектора производилась по трем зонам с удалением от стенки скважины: 10–15см (ближняя зона), 15–30см (средняя зона) 30–50см (дальняя зона) в соответствии с методическими рекомендациями [1].

Обработка результатов измерений комплекса 2ИННК производилась нами с использованием методических рекомендаций [1], где в качестве аналитических параметров нейтронных методов использовались время жизни тепловых нейтронов по малому зонду и функция пористости. По результатам обработки измерений вычисляли осредненное значение газонасыщенности прискважинной зоны коллектора.

Вычисление геологических параметров насыщения производилось на основе использования кросс-плотного анализа распределения точек, соответствующих определенной глубине интервала исследований продуктивных отложений с использованием декартовой системы координат, где по оси X откладывались значения функции пористости F (Кп), а по оси Y — функции насыщения F(н) для «ближней», «средней» и «дальней» зон в независимости от используемых комплексов СНГК+2ННКт или СНГК+2ННКнт. В случае интерпретации метода 2ИННК по оси Y откладывалось время жизни тепловых нейтронов. Аппроксимирующие линии, соответствующие водонасыщенным пластам или глинам, проводились по крайним нижним точкам, газонасыщенным по крайним левым точкам кросс-плотного распределения перпендикулярно оси X. Уравнения аппроксимирующих линий вносились в программу обработки для последующего вычисления Кг и Кп·Кг.

На рис. 1 приведены результаты кросс-плотного анализа распределения точек в продуктивных отложениях по комплексам СНГК+2ННКт и СНГК+2ННКнт и комплексу 2ИННК. На кросс-плотах нанесены точки, соответствующие газонасыщенным коллекторам, выделенным по комплексу ГИС открытого ствола, нанесены аппроксимирующие линии, соответствующие водонасыщенным и газонасыщенным коллекторам и приведены уравнения зависимостей. На кросс-плоте комплекса СНГК+2ННКт выделена область кросс-плота, находящаяся в интервале глубин зумпфа скважины.

Анализ кросс-плотных распределений свидетельствует:

- распределения точек на кросс-плоте для комплексов СНГК+2ННКнт и 2ИННКт

близки к друг другу и практически не зависят от неоднородностей заполнения ствола скважины;

- на распределение точек на кросс-плоте комплекса СНГК+2ННКт существенно влияет заполнение неоднородностей заполнения ствола скважины.

На рис. 2 приведены результаты обработки и интерпретации комплексов нейтронных методов СНГК+2ННКт, СНГК+2ННКнт и 2ИННК.

Вычисляемые значения объемной газонасыщенности Кп·Кг здесь приведены в процентах. Для определения истинных значений надо полученные значения умножить на максимальные значения Кп·Кг по результатам анализа керна.

Анализ результатов обработки и интерпретации комплексов СНГК+2ННКт, СНГК+2ННКнт и 2ИННКт свидетельствует:

- вычисленные значения газонасыщенности Кг и Кп·Кг хорошо совпадают для дальней зоны СНГК+2ННКнт с результатами 2ИННКт. Небольшие расхождения можно объяснить тем, что комплекс 2ИННКт дает осредненную характеристику насыщения прискважинной зоны;
- на основе анализа распределения величин газонасыщенности в радиальном направлении по комплексу СНГК+2ННКнт однозначно дополнительно выделены коллектора насыщенные газом и газом с конденсатом, не выделенные ранее по комплексу ГИС;
- комплекс СНГК+2ННКт частично отражает истинную газонасыщенность порового пространства коллектора из-за существенного влияния заполнения неоднородностей заполнения ствола скважины.

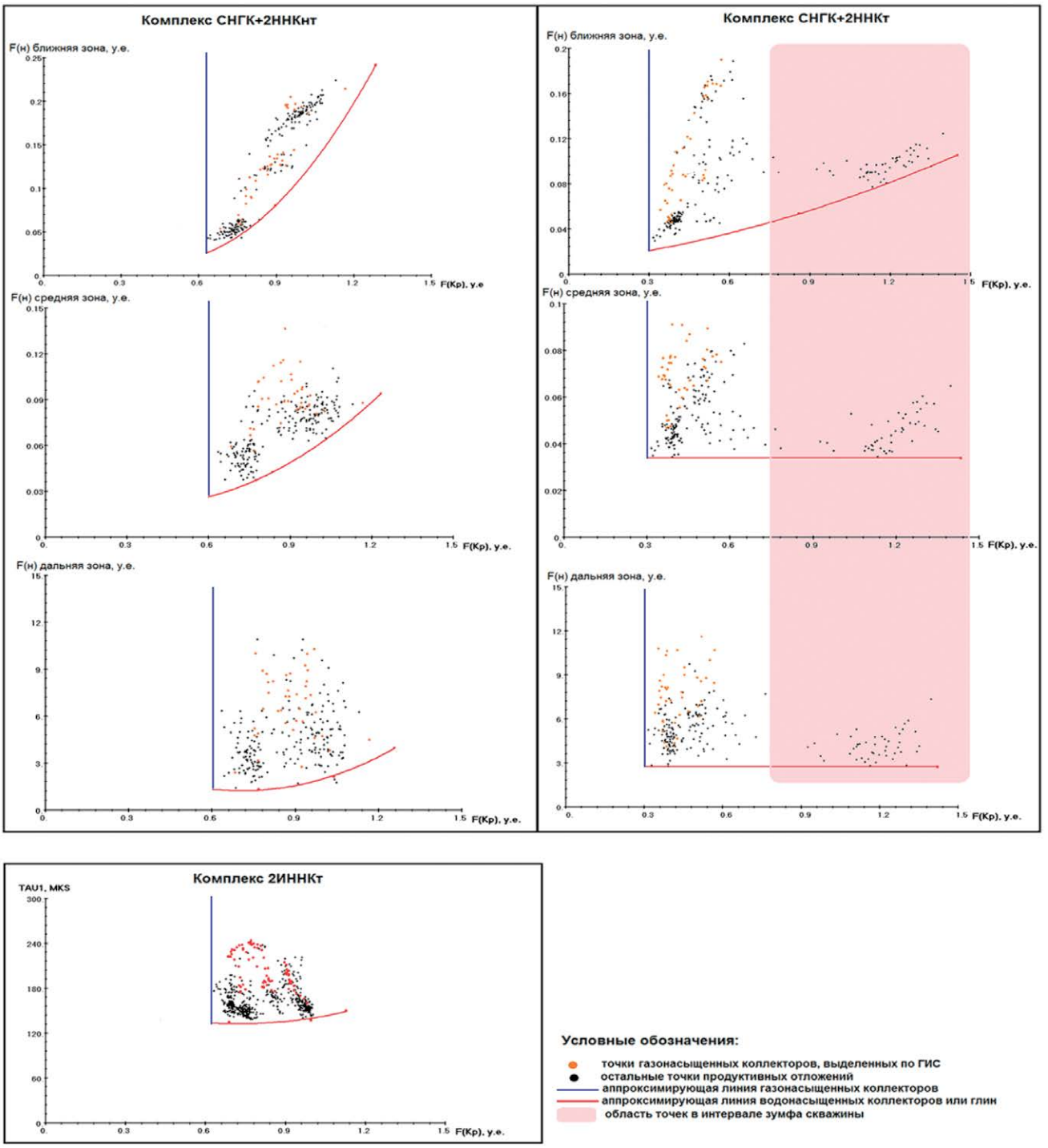


Рис. 1 — Кросс-плотный анализ распределения точек в продуктивных отложениях по комплексам СНГК+2ННКт и СНГК+2ННКнт и 2ИННКт

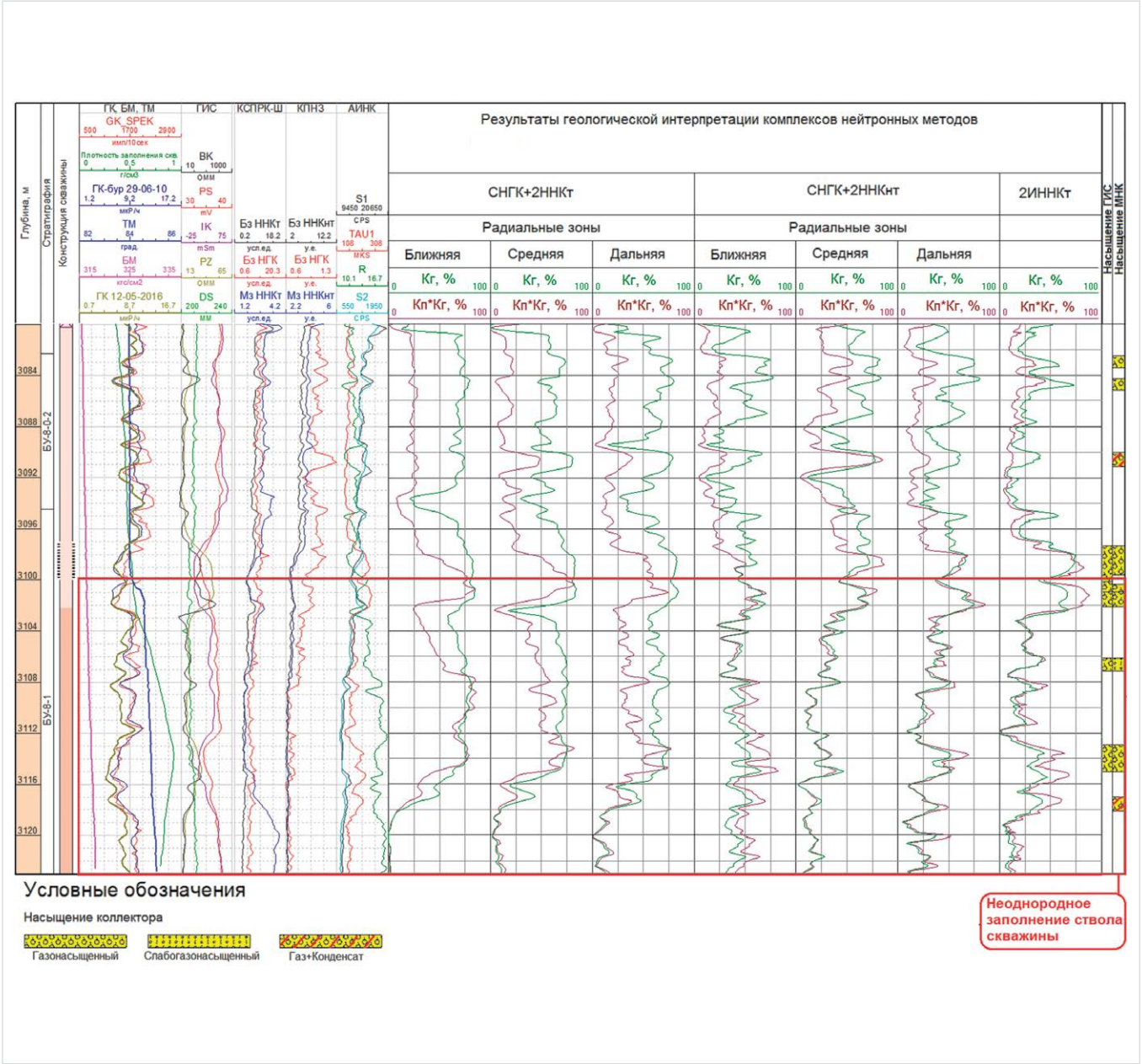


Рис. 2 — Результаты обработки и интерпретации комплексов нейтронных методов СНГК+2ННКт, СНГК+2ННКнт и 2ИННКт

Вычисленные значения Кп·Кг для дальней зоны в большинстве случаев совпадают с вычисленными по комплексам СНГК+2ННКнт и 2ИННКт.

Выводы

- реализована программа геофизических исследований различными модификациями многозондовой аппаратуры нейтронных методов с целью оценки возможностей определения газонасыщенности коллекторов в газовых скважинах ООО «Газпром добыча Ямбург» ПАО «Газпром»;
- классические подходы к определению насыщения порового пространства коллекторов по 2ИННК уверенно работают в условиях выдержанного литологического состава горных пород и двух компонентного состава насыщающих флюидов (нефть-минерализованная пластовая вода, газ-нефть, газ-низко или минерализованная пластовая вода);
- в случае сложного минералогического состава горных пород учет его влияния (минералогического состава) на вычисляемые геологические параметры насыщения коллектора может производится путем построения литологической модели по комплексу ГИС с определением его нейтронных параметров с последующим использованием этих параметров при определении насыщения коллектора 2ИННК;
- применение нейтронных генераторов с постоянным выходом нейтронов позволяет напрямую использовать методические рекомендации [1] и существенно расширяет диапазон геолого-технических условий применения за счет большей глубинности исследований;
- вычисляемые аналитические нейтронные параметры комплекса СНГК+2ННКнт имеют чувствительность к газонасыщенности порового пространства коллектора в 1,5–2 раза выше, чем аналитические параметры комплекса СНГК+2ННКт;
- влияние неоднородностей заполнения ствола скважины на вычисляемые аналитические нейтронные параметры комплекса СНГК+2ННКнт значительно меньше, чем аналитические параметры комплекса СНГК+2ННКт.

Список литературы

1. Методические рекомендации по применению многозондового нейтронного каротажа для оценки характера насыщения и коэффициента газонасыщенности коллекторов в обсаженных газовых скважинах. Москва–Тверь: Полипресс, 2016.

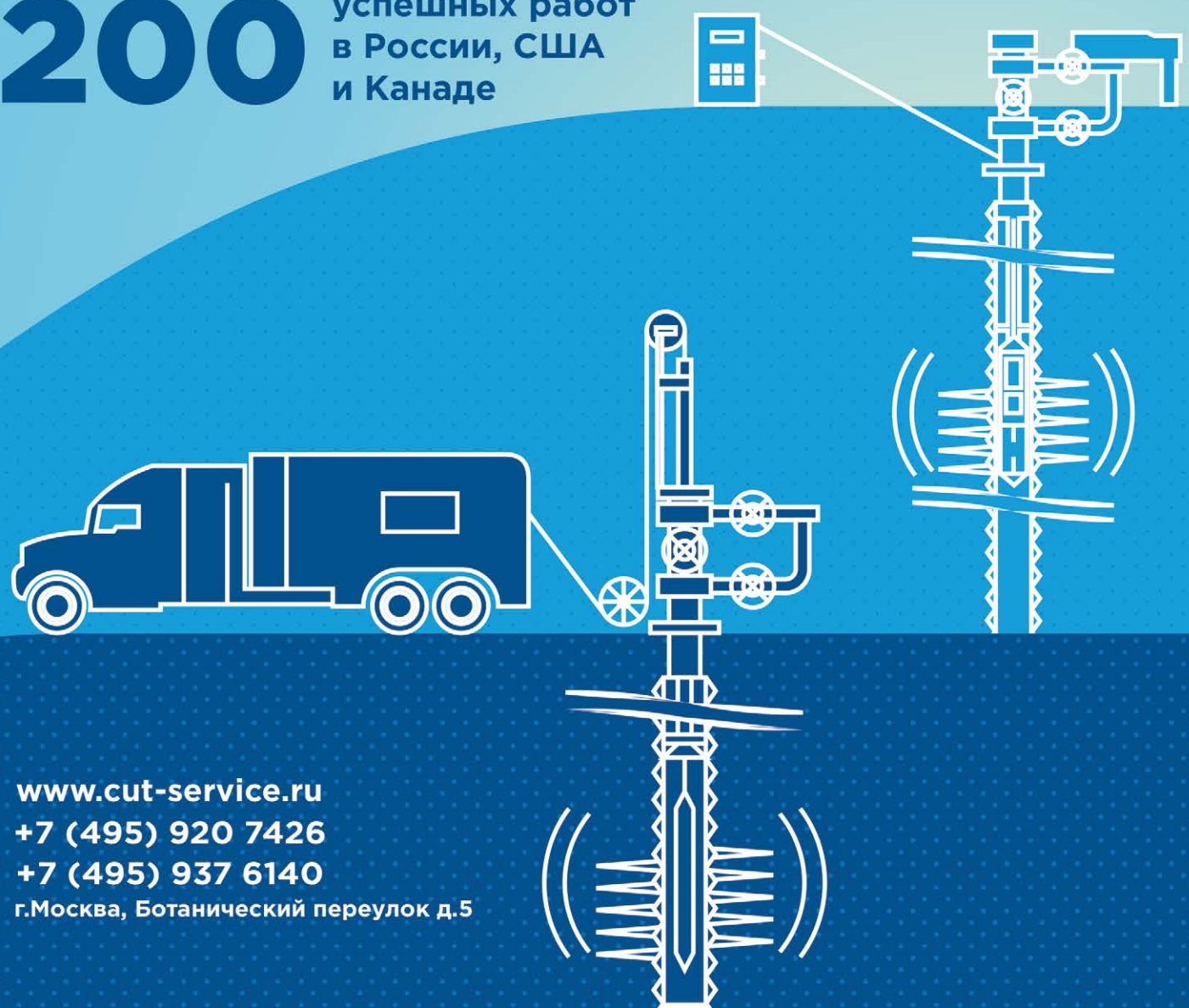
ЦУТ СЕРВИС

ЦЕНТР УЛЬТРАЗВУКОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

- СНИЖЕНИЕ ОБВОДНЕННОСТИ
- СНИЖЕНИЕ ВЯЗКОСТИ
- ОЧИСТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ
- ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ
- ИННОВАЦИОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
- БОГАТЫЙ ОПЫТ РАБОТЫ

Более 200 успешных работ в России, США и Канаде

На рынке с 2009 года



www.cut-service.ru
+7 (495) 920 7426
+7 (495) 937 6140
г.Москва, Ботанический переулок д.5

УДК 622.276

Исследование эффективности теплового воздействия на пласт с вязкопластичной нефтью

Я.В. Невмержицкий
программист[1]
nevmerzhitski_y@mail.ru

В.Ю. Семака
инженер-программист[1]
semakavadim@gmail.com

А.В. Конюхов
ведущий научный сотрудник[1]
konyukhov_av@mail.ru

И.Н. Завьялов
научный сотрудник[1]
старший научный сотрудник[2]
ivenzz@mail.ru

Н.А. Завьялова
старший научный сотрудник[1,2]
natalia.zavyalova@gmail.com

С.С. Негодяев
директор ФАКТ[1]
генеральный директор[2]
snegod@mail.ru

[1]Московский физико-технический институт (МФТИ)
[2]ООО «Нефтегазовый центр МФТИ»

В статье представлено программное обеспечение для моделирования эффективности тепловых методов увеличения нефтеотдачи (далее — МУН) в пластах с высоковязкими нефтями, а также моделирование вариантов разработки низкопроницаемых коллекторов. Приведены расчеты для трех законов фильтрации нефти и оценен вклад теплового воздействия на накопленную добычу нефти.

Материалы и методы
Тепловые методы увеличения нефтеотдачи, математическое моделирование.

Ключевые слова
трудноизвлекаемые запасы, нелинейная фильтрация, тепловые МУН, численное моделирование

В настоящее время современная нефтедобыча характеризуется ростом доли месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, доля которых в России составляет около 20%. Ввиду большой изученности подобных месторождений, а также их расположения в регионах с развитой инфраструктурой, разработка данного типа активов является экономически менее рискованной, чем проекты на арктическом шельфе, и потому представляет интерес для крупных нефтяных компаний. Стоит отметить, что к трудноизвлекаемым запасам относятся как месторождения легкой нефти в низкопроницаемых коллекторах, так и высоковязкой нефти в коллекторах с хорошей проницаемостью. При разработке таких месторождений обнаруживаются явления, не характерные для традиционных месторождений.

В частности, низкопроницаемые пласты, в которых ведется эксплуатационное бурение, характеризуются большими коэффициентами падения добычи, слабой приемистостью и низкой эффективностью поддержания пластового давления (ППД). Установлено, что в низкопроницаемых коллекторах нефть проявляет вязкопластические свойства, а фильтрация не подчиняется классическому линейному закону Дарси [1, 2]. Подобными реологическими свойствами обладает и высоковязкая нефть, что обусловлено комплексным взаимодействием свойств флюидов, размерами и свойствами поровых каналов. В случае фильтрации в низкопроницаемом коллекторе и высоковязкой нефти, размер образующегося пограничного слоя достаточно велик относительно размера порового канала, что и обуславливает аномальную реологию [3]. Корректный учет данного явления необходим для выбора оптимального варианта разработки подобных месторождений.

В настоящее время имеются результаты экспериментальных исследований по определению зависимости реологических свойств высоковязких нефтей от температуры и проницаемости [4]. Установлено, что при увеличении температуры и проницаемости реологические свойства нефти значительно улучшаются, при больших температурах фильтрация происходит по закону Дарси. Поэтому для повышения нефтеотдачи актуальны тепловые методы.

В настоящее время в большинстве коммерческих программных пакетах не предусмотрена возможность моделирования нелинейной реологии нефти, зависящей от температуры, поэтому основной задачей данной работы является создание программы, позволяющей проводить расчеты неизотермической фильтрации флюидов, не подчиняющихся закону Дарси, а также исследование эффективности тепловых МУН на показатели разработки.

Рассматривается плоская двумерная неизотермическая фильтрация воды, легких и тяжелых компонентов нефти. Предполагается, что нефть проявляет вязкопластические свойства, вода фильтруется по закону Дарси. Поэтому в основу математической модели положены законы сохранения массы водного компонента, легких и тяжелых фракций нефти, а также закон сохранения энергии. Так как одним из тепловых МУН является закачка пара в пласт, то в разрабатываемый симулятор включена процедура расчета фазового равновесия.

Тестирование программы проводилось на известных аналитических решениях (задача Баклея – Леверетта, задача прямолинейно-параллельной нелинейной фильтрации упругой вязкопластической жидкости), а также на результатах расчетов на коммерческом симуляторе (закачка горячей воды и пара в пласт с ньютоновской нефтью). Получена высокая степень сходимости результатов, что позволяет проводить расчеты неизотермической фильтрации нефти со сложной реологией.

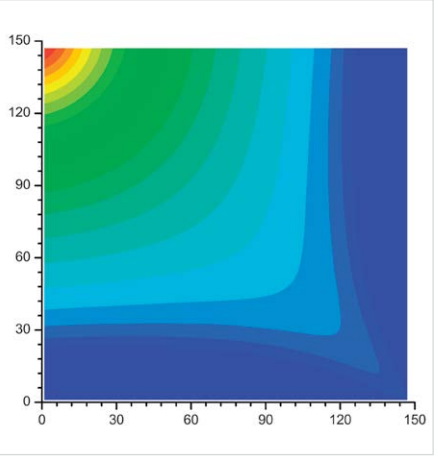


Рис. 1 — Схема расчетной области
Fig. 1 — Computational domain chart

Для исследования влияния тепловых методов на показатели разработки месторождений с неньютоновской нефтью был проведен ряд расчетов. Рассматривались два элемента пятиточечной системы разработки размером 150 м и 75 м. В левом

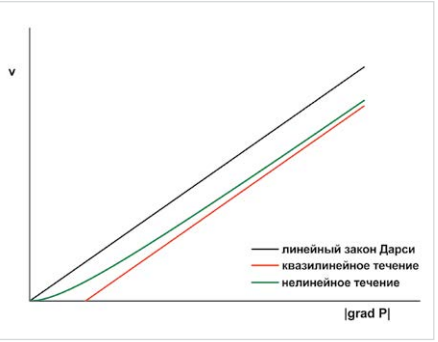


Рис. 2 — Реологические кривые, используемые при моделировании
Fig. 2 — Rheological curves used for modeling

верхнем углу располагается нагнетательная скважина, в правом нижнем углу — добывающая скважина (рис. 1). Моделируется два типа воздействия на пласт: закачка пластовой воды и закачка горячей воды. Расчеты проводились для трех законов фильтрации нефти: кроме линейного закона Дарси, рассматривались нелинейный и квазилинейный законы фильтрации, которые зависели от температуры (рис. 2). Исследовалось влияние только закона фильтрации на показатели разработки, вязкость и плотность флюидов от температуры не зависели.

На рис. 3 представлена зависимость накопленной добычи нефти от времени для проведенных расчетов. Наибольшие значения накопленных отборов получены при фильтрации по закону Дарси, а наименьшие — при квазилинейном законе. Это связано с тем, что при квазилинейном законе фильтрации при градиентах давления меньших предельного движение нефти невозможно, в результате чего формируются застойные зоны, не охваченные воздействием от нагнетательной скважины. При сгущении сетки скважин (со 150 м до 75 м) фронт вытеснения доходит до добывающей скважины, что сказывается на накопленной добыче и дебите нефти (рис. 4). В случае же фильтрации по нелинейному закону, в котором при малых градиентах давления нефть может двигаться, фронт вытеснения доходит до добывающей скважины на обеих сетках, однако дебит и накопленная добыча воды меньше, чем при фильтрации по закону Дарси.

Анализ результатов расчетов также позволяет оценить вклад теплового воздействия на накопленную добычу нефти. Так, закачка горячей воды при квазилинейной фильтрации позволила увеличить накопленную добычу на 3,2 т (15,6 %), а для нелинейного закона фильтрации прирост накопленной добычи нефти составил 39,7 т (1,7 %). При сгущении сетки скважин прирост составил соответственно 686,7 т (700 %) и 392,8 т (15,7 %). Стоит отметить, что выбор закона фильтрации кардинально влияет на результат при сгущении сетки скважин: при закачке холодной воды для линейного закона фильтрации накопленная добыча нефти упала на 1746,7 т (30,6 %), для квазилинейного закона накопленная добыча возросла на 77,3 т (370 %), для нелинейного закона фильтрации — на 204 т (8,9 %).

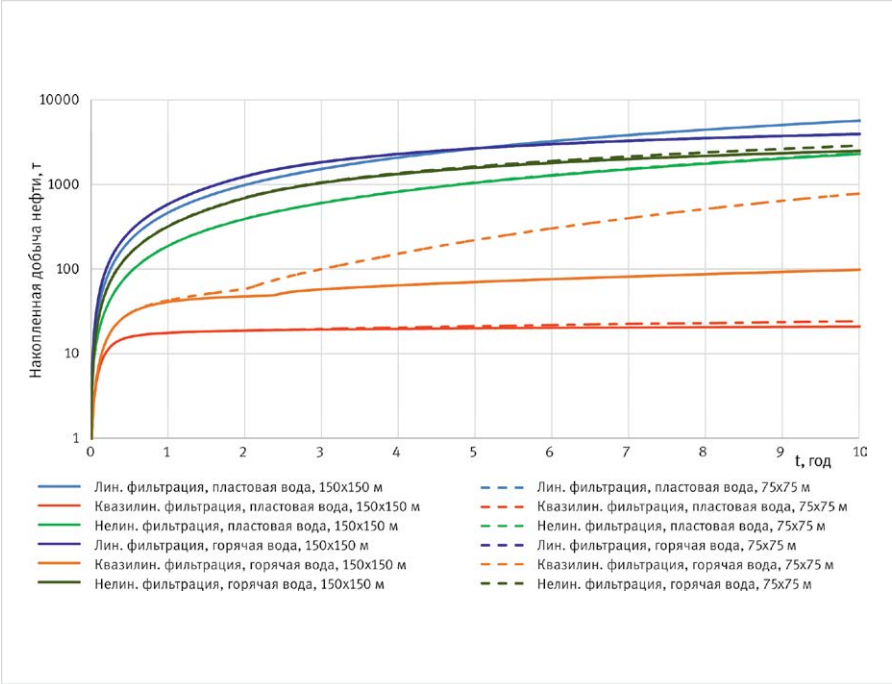


Рис. 3 — Зависимость накопленной добычи нефти от времени для различных вариантов разработки
Fig. 3 — Cumulative oil production to time dependence for different development options

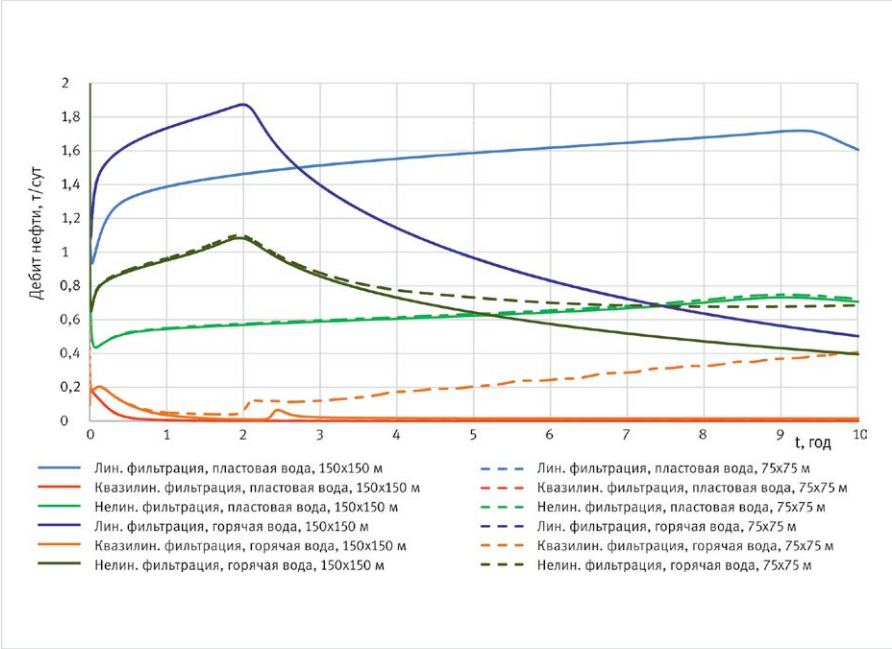


Рис. 4 — Зависимость дебита нефти от времени для различных вариантов разработки
Fig. 4 — Production rate to time dependency for different development options

Итоги

Разработан симулятор, позволяющий проводить расчеты эффективности тепловых МУН при фильтрации нефти по нелинейному закону. Произведено сравнение результатов с известными аналитическими и численными решениями. Исследована эффективность закачки горячей воды в пласт с неньютоновской нефтью.

Выводы

Анализ результатов численного моделирования показывает необходимость учета вязкопластичной реологии нефти как при планировании разработки месторождений с высоковязкой нефтью, так и низкопроницаемых коллекторов.

Полученные результаты показывают важность определения закона фильтрации нефти (и воды) на каждом месторождении, что обуславливает использование керновых исследований для восстановления закона фильтрации. Ввиду того, что зависимость реологических свойств от температуры определяется также проницаемостью образца, необходимо проведение дополнительных исследований зависимости реологии нефти от температуры для низкопроницаемых коллекторов.

Литература

1. Xiong W., Lei Q., Gao S., Hu Z., Xue H. Pseudo threshold pressure gradient to flow for low permeability reservoirs. Petroleum Exploration and Development, 2009, V. 36, pp. 232–236.
2. Ли Сюаньжань. Нелинейная фильтрация воды в низкопроницаемых коллекторах // Вести газовой науки. 2015. № 3. С. 116–121.
3. Wang X., Yang Z., Qi Y., Huang Y. Effect of absorption boundary layer on nonlinear flow in low permeability porous media. Journal of Central South University of Technology, 2011, V. 18, pp. 1299–1303.
4. Pang Z.X., Liu H.Q. The transient method and experimental study on threshold pressure gradient of heavy oil in porous media. Petroleum Engineering Journal, 2012, V. 5, pp. 7–13.

Research of the effectiveness of thermal treatment of formation with viscoplastic oil

UDC 622.276

Authors:
Yan V. Nevmerzhitskiy — programmer[1]; nevmerzhitski_y@mail.ru
Vadim Yu. Semaka — programming engineer[1]; semakavadim@gmail.com
Andrey V. Konyukhov — head scientist researcher[1]; konyukhov_av@mail.ru
Ivan N. Zav'yalov — scientist researcher[1], senior scientist researcher[2]; ivenzz@mail.ru
Natal'ya A. Zav'yalova — senior scientist researcher[1,2]; natalia.zavyalova@gmail.com
Sergey S. Negodyaev — director of Phystech School of Airspace Technologies[1], general director[2]; snegod@mail.ru

[1]Moscow Institute of Physics and Technology
[2]Oil and gas center MIPT, LLC

Abstract
The article presents modeling software for the efficiency of the thermal oil recovery method (hereinafter – ORM) in formations with viscoplastic oils, and modeling of the options of the low-permeable reservoir production. It reports calculations for three laws of oil filtration, and evaluates the impact of the thermal treatment on the cumulative oil production.

Materials and methods
Thermal oil recovery methods, mathematic modeling

Results
A simulator is designed allowing calculating of the efficiency of the thermal ORM during nonlinear oil filtration. Results are compared to the known analytical and numerical solutions. Efficiency of hot water injection to the formation with non-Newtonian oil is researched.

Conclusions
Numerical modeling results analysis shows that recording of the viscoplastic oil rheology is required when planning both high-viscosity oil field and low-permeable reservoir development.

Obtained results show how important is to determine oil (and water) filtration law at each field, which stipulates applying core surveys to restore the filtration law. Considering that the rheology-temperature dependence is also defined by the sample permeability, additional research is required of the oil rheology-temperature dependence for the low-permeable reservoirs.

Keywords
hard-to-recover reserves, nonlinear filtration, thermal ORM, numerical modeling

References
1. Xiong W., Lei Q., Gao S., Hu Z., Xue H. Pseudo threshold pressure gradient to flow for low permeability reservoirs. Petroleum Exploration and Development, 2009, V. 36, pp. 232–236.
2. Li Xuan Zhan. *Nelineynaya fil'tratsiya vody v nizkopronitsayemykh kollektorakh* [Nonlinear filtration of water in the low-permeable reservoirs]. *Vesti gazovoy nauk*, 2015, issue 3, pp. 116–121.
3. Wang X., Yang Z., Qi Y., Huang Y. Effect of absorption boundary layer on nonlinear flow in low permeability porous media. Journal of Central South University of Technology, 2011, V. 18, pp. 1299–1303.
4. Pang Z.X., Liu H.Q. The transient method and experimental study on threshold pressure gradient of heavy oil in porous media. Petroleum Engineering Journal, 2012, V. 5, pp. 7–13.

УДК 622.276

Влияние температурного фактора на оборудование и технологические процессы добычи нефти

С. Б. Колесова
к.э.н., директор
sbk@udsu.ru

А.М. Насыров
к.т.н., профессор кафедры РЭНГМ
amdakh-nasyrov@rambler.ru

М.Б. Полозов
к.б.н., доцент кафедры РЭНГМ
michael999@inbox.ru

Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», Ижевск, Россия

Температурный фактор играет важную роль при проведении технологических операций в добыче нефти, при выполнении мероприятий по обеспечению необходимого межремонтного периода работы скважин и по безопасной эксплуатации объектов. В работе для примера приведен расчет температурных напряжений металла эксплуатационных колонн при закачке в скважину жидкостей с низкой температурой. Показаны возможные осложнения в результате термических обработок скважин.

Материалы и методы
Анализ практического материала, инженерных расчетов технологического процесса и свойств материалов оборудования.

Ключевые слова
температурный фактор, технологический процесс, напряжения в теле трубы, стеклопластиковые трубы, природно-климатические условия

В природно-климатических условиях России температурный фактор на предприятиях добычи нефти и газа может значительно осложнять работу при выполнении технологических операций, при эксплуатации скважин и других объектов промыслов, при сооружении и ремонте объектов добычи нефти. Проявление осложняющих факторов при изменении температур как в положительную, так и в отрицательную сторону не всегда учитывается работающим персоналом, что приводит к незапланированным экономическим потерям, недоборам нефти, а иногда и аварийным ситуациям [1, 2]. Ниже приводятся примеры инженерной оценки влияния температурных факторов на оборудование, на технологический процесс и на работающий персонал.

Термобарическое воздействие на эксплуатационную колонну (далее — ЭК) и источники напряжения металла.

Температурные колебания в скважине нередко вызывают дефекты колонны в большинстве случаев в виде разрывов и сколов, причем значительная часть из них — по телу муфты. Повреждения ЭК такого рода дефектами находится, как правило, в интервале 0–350 м [3]. Данному факту мы даем следующее объяснение.

Эксплуатационная скважина заливается цементом в подвешенном состоянии, что создает значительные растягивающие напряжения в верхней части ЭК из-за собственного веса колонны (30–35 тонн в жидкости). В интервалах некачественного цементажа, в основном в верхней части эксплуатационной колонны, это напряжение в металле сохраняется.

При технологических обработках, промывках скважин за счет повышенного давления в эксплуатационной колонне создается напряжение в теле колонны вдоль оси скважины под действием возникающего усилия, рассчитываемого по формуле:

$$F=0{,}785\, D_в^{\,2}\, P, \qquad (1)$$

где F – растягивающее усилие, H;
$D_в$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;
P – избыточное давление, Н/м^2.

При глушении, промывках скважин в зимнее время за счет охлаждения эксплуатационной колонны создаются значительные разрывные усилия, рассчитываемые по формуле:

$$G=\alpha\, E\, S\, \Delta t, \qquad (2)$$

где α – коэффициент линейного расширения – $11{,}5\cdot10^{-6}$ град$^{-1}$;
E – модуль упругости – $20{,}5\cdot10^{10}$ Н/м^2;
S – площадь сечения металла обсадных труб, м^2;
Δt – перепад температур, ºС.

Например, в случае глушения скважины с ЭК диаметром 168 мм (толщина стенки 8 мм) в зимнее время (температуру соленой воды берем +2ºС, поскольку пункты набора соленой воды не утеплены) перепад температур Δt=20ºС, а давление закачки жидкости глушения достигнет 10 МПа, тогда растягивающее усилие от избыточного давления составит 181400 Н или 18,1 т. Кроме того, за счет температурных напряжений растягивающее усилие составит:

$$G=11{,}5\cdot10^{-6}\cdot20{,}5\cdot10^{10}\cdot0{,}0057\cdot20=$$
$$=268755H\ (26{,}8\ т).$$

Суммарное усилие на разрыв колонны с учетом предварительной натяжки эксплуатационной колонны (F_1) составит:

$$\sum F=F1+F+G=30+18{,}1+26{,}8=74{,}9\ т.$$

Таким образом, все вышеперечисленные факторы создают в теле обсадных труб разрывные усилия, которые зависят от температуры и давления, создаваемых в скважине. Эти усилия сопоставимы с остаточной прочностью обсадных труб [4]. При составлении планов обработки призабойных зон, по ремонтно-изоляционным работам и другим видам капитального и текущего ремонта, а также при организации закачки холодной воды в нагнетательные скважины в зимнее время, необходимо учитывать все вышеуказанные факторы и выполнить предварительные оценочные расчеты нагрузок на колонну.

В большинстве предприятий в зимнее время соляная кислота хранится в неутепленных емкостях и без подогрева. Поэтому температура кислоты в холодное время года может достигать минусовых значений. При добавлении пресной воды и снижении концентрации кислоты до 12–15 % температура разбавленной кислоты несколько повышается, однако недостаточно для обеспечения нормальной технологии соляно-кислотной обработки (далее — СКО). Например, при закачке кислотного раствора объемом 10 м^3 со скоростью 200 литров в минуту при температуре +6ºС на устье, на глубине 1400 м температура последней порции кислоты не превышает 14–16 ºС. Если учесть, что температура кристаллизации асфальтосмолопарафиновых отложений (далее — АСПО) большинства месторождений составляет 16–24 ºС, то холодная кислота изолирует нефтенасыщенные породы и реагирует с водонасыщенными прослоями пласта, повышая обводненность продукции скважин [3, 5], что подтверждается на практике.

Кроме того, за счет давления в подпакерной зоне при СКО, а также из-за температурного напряжения насосно-компрессорных труб (далее — НКТ) при их охлаждении,

создаются суммарные усилия, направленные на срыв пакера.

Все вышеизложенное говорит о необходимости поднимать температуру кислотного раствора перед закачкой не менее чем до 10–15 ºС. Это выполняют, как правило, при разбавлении заводской концентрации кислоты (27%) теплой пресной водой на промысловых базах, где есть котельная или другие источники тепла. Потери тепла при доставке кислоты до скважины минимальные и не превышают 1–2 ºС. Нагрев кислоты непосредственно на скважине с помощью паропередвижной установки тоже допускается, однако этот способ нерационален.

Влияние температуры на технологические процессы особенно сильно проявляются при добыче высоковязких нефтей. График зависимости вязкости нефти от температуры показан на рис. 1. Если вязкость нефти в условиях пластовой температуры (например, 32ºС) составляет 100–120 мПа·с, то на устье при температуре 6–8 ºС вязкость может достигать 1000 мПа·с и более. Это нередко приводит к случаям зависания штанг при ходе вниз и отказу оборудования скважинных штанговых насосных установок (далее — СШНУ) в целом. Это устраняется увеличением диаметра НКТ, применением нагревательных кабельных линий и другими способами. Если вязкость вызвана образованием эмульсий — применяют деэмульгатор [2, 5].

В зимних холодах на дожимных насосных станциях (далее — ДНС) работа насосов осложняется из-за застывания нефти в приемных линиях. Поэтому при перекачке высоковязкой нефти применяют приемные линии насосов увеличенного диаметра, прокладывают теплоспутники, а также устанавливают утепленные блоки реагента для его дозированной подачи.

Способ удаления АСПО из скважины путем горячей промывки — самый распространенный на промыслах. Однако при промывках не всегда учитывается отрицательное воздействие повышенной температуры на скважинное оборудование. Например:

- при эксплуатации скважин штанговыми винтовыми насосами (далее — ШВН) последний фиксируется в эксплуатационной колонне с помощью якоря во избежание разворота статора насоса. В процессе горячей промывки из-за температурного расширения металла длина НКТ при свободной подвеске удлиняется до одного метра. В случае фиксирования НКТ якорем при горячих промывках создается сдвигающее усилие на якорь до 10 т, а при охлаждении это усилие имеет противоположное направление. Все это приводит к расцеплению якоря, чем и объясняются имеющие место на практике «полеты» ШВН [2];
- если в скважине добыча ведется из двух объектов одновременно с помощью оборудования одновременно-раздельной добычи, то из-за температурных напряжений при горячей промывке скважинного оборудования пакер может потерять герметичность, что приведет к необходимости подземного ремонта скважины.

Если продукция скважины обводнена пресной закачиваемой водой, то во время отключений электроэнергии и внутрисменных простоев жидкость внутри устьевой арматуры или в манифольде успевает замерзнуть. В случае бесконтрольного запуска это приводит к прорыву сальника СШНУ, аварийной разгерметизации устьевой обвязки установки электроцентробежного насоса (далее — УЭЦН) и другим инцидентам. Если образовалась ледяная пробка всего длиной 20–30 см в манифольде, продавить эту пробку созданием давления не удается. Ликвидируют осложнение путем прогрева устья паром, горячим воздухом или нагревательными кабелями. Запрещается использовать открытый огонь. На таких скважинах в манифольде устанавливают термокарман, заполненный тосолом. Оператор определяет температуру жидкости термометром и принимает решение о возможности запуска скважины без подогрева. Надо подчеркнуть, что наличие термокармана предусмотрено п. 443 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Этот пункт правил очень важен, хотя и не всегда выполняется нефтедобывающими предприятиями. Операторы по температуре на устье не только могут предупредить аварийную ситуацию, но и определить изменение дебита скважины [6].

В последние годы на промыслах все чаще применяется полиэтиленовая футеровка трубопроводов, стеклопластиковые насосные штанги, трубопроводы из НКТ [2, 7].

Трубы из стеклопластиков обладают высокой коррозионной стойкостью, низким коэффициентом шероховатости, малой плотностью и большой прочностью. Масса труб из стеклопластиков в 4 раза меньше массы стальных, что является их важным преимуществом при транспортных и монтажных работах, а также при спуско-подъемных операциях.

Стеклопластиковые трубы обладают также способностью предотвращать отложения АСПО и солей, так что во многих случаях в них вообще не образуются отложения парафина. Это объясняется низкой теплопроводностью стеклопластика, его инертностью по отношению к парафину, гладкостью внутренней поверхности труб. Стеклопластиковые трубы обладают этим преимуществом не только перед стальными, но и футерованными смолами трубами.

Стеклопластиковые трубы имеют коэффициент теплопередачи в 200 раз меньший по сравнению с коэффициентом теплопередачи стальных труб. Это свойство труб часто используют для предупреждения гидратообразования.

Недостатки стекловолокна: подверженность механическим повреждениям при транспортировке, погрузочно-разгрузочных операциях, а также снижение прочности при термической обработке, нагреве и охлаждении. Понижение прочности волокна после его охлаждения имеет необратимый характер, т.е. при повторном нагреве нельзя привести свойства волокна к первоначальному состоянию и, как следствие, невозможно повторно использовать стеклопластиковые трубы в случае значительных нагрузок на резьбовое соединение.

По вышеизложенным причинам не рекомендуется термообработка выше 80°С в скважинах, где применяются стеклопластиковые НКТ и штанги. Термообработки приводят к «полетам» НКТ и штанг чаще всего в местах соединения стеклопластика со сталью.

В системе поддержания пластового давления при закачке сточных вод широко применяются стальные трубы, футерованные внутри полиэтиленом для защиты от коррозии [4]. Срок службы таких труб — 20 и более лет. Однако недопустимо подвергать такие трубы термообработкам свыше 50ºС. Это связано большим различием коэффициентов термического расширения стали ($13 \cdot 10^{-6} \cdot C^{-1}$) и полиэтилена ($135 \cdot 10^{-6} \cdot C^{-1}$). При охлаждении после тепловой обработки усадка в диаметре у полиэтилена значительно больше, чем у стали, поэтому происходит отслоение полиэтилена от стали с потерей работоспособности трубопровода.

В стадии разработки проектов наземного оборудования наряду с другими факторами следует учитывать природно-климатические условия, степень физиологического, морально-психологического воздействия на организм человека при обслуживании объекта [6, 7]. Положительным примером может служить конструкция камеры приема шара (рис. 2).

Основой камер являются быстродействующие концевые байонетные затворы, что обуславливает их высокую надежность, безопасность и удобство при эксплуатации. За счет быстродействия затвора существенно сокращается трудоемкость и время проведения работ. Исключается необходимость монтажа-демонтажа десятков шпилечных соединений в морозную погоду.

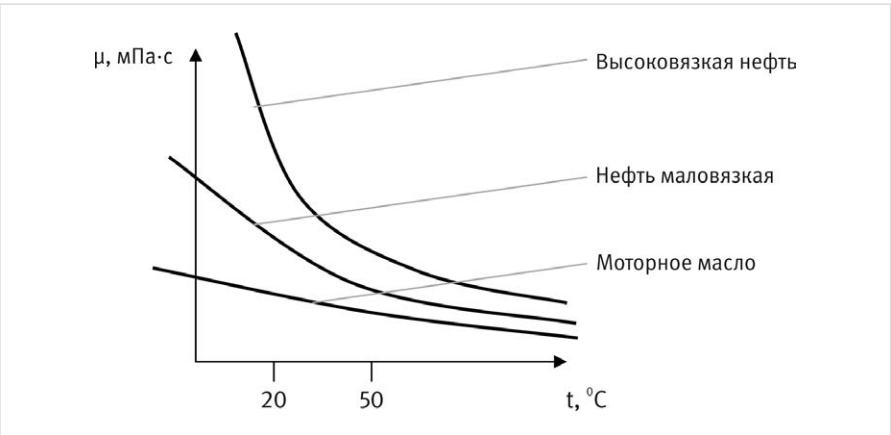


Рис. 1 — Зависимость вязкости нефти от температуры
Fig. 1 — Oil temperature-viscosity ratio

Сохранение здоровья обслуживающего персонала — приоритетное направление промышленной политики государства. Однако система выбора оборудования для обустройства скважин не всегда учитывает неблагоприятные погодные условия при монтаже, демонтаже и обслуживании оборудования. Например, устьевая арматура на быстроразъемных соединениях на установке электроцентробежного насоса (далее — УЭЦН) (рис. 3б) демонтируется оператором подземного ремонта скважин с помощью ломика за 10–15 минут, в теплых рукавицах. Устьевая арматура фланцевого типа (рис. 3а) требует несколько часов или целой смены работ по демонтажу и монтажу в перчатках или голыми руками в любой мороз. Ситуация еще осложняется из-за коррозии шпилек.

Как известно, с понижением температуры до -35 – -40 ºС и ниже ударная вязкость углеродистых и почти всех легированных сталей уменьшается и наступает явление хладноломкости. Этот недостаток сталей учитывают при обвязке технологических трубопроводов ДНС, установок подготовки нефти (далее — УПН), газокомпрессорных станций и др. в Западной Сибири и других районах с холодным климатом. Однако если своевременно не обследовать состояние фундаментов емкостей и сепараторов, то на фланцевых соединениях и на обвязках трубопроводов возникает напряженное состояние. В зимнее время это напряжение увеличивается и, при температурах, близких к хладноломкости стали, происходит разрушение металла с крупными авариями и пожарами на объекте. Поэтому при подготовке к зиме рекомендуется включить в план мероприятий приборное обследование обвязки трубопроводов ДНС, УПН и сепараторов на предмет наличия напряженного состояния трубопроводов.

Итоги

Проведен инженерный анализ основных технологических процессов в добыче нефти, где требуется учет влияния температурных факторов, предложены рекомендации по недопущению осложнений.

Выводы

При планировании и осуществлении технологических процессов необходимо выполнить оценочные расчеты влияния изменения температуры на оборудование и на возможные осложнения.

В случае использования неметаллического оборудования (стеклопластик, полиэтилен) необходимо избегать термического и механического (для стеклопластика) воздействия во избежание потери прочности оборудования.

При разработке проектов и сооружении наземного оборудования наряду с другими факторами следует также учитывать природно-климатические условия, степень физиологического, морально-психологического воздействия климатических условий на здоровье человека при обслуживании этого объекта.

Список литературы

1. Колесова С.Б., Миронычев В.Г., Борхович С.Ю. Современные технологии извлечения нефти и газа. Перспективы развития минерально-сырьевого комплекса. Всероссийская научно-практическая конференция, сборник материалов. Ижевск, 2016.
2. Галикеев И.А., Насыров В.А., Насыров А.М. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях. Ижевск: Парацельс Принт, 2015. 353 с.
3. Рябоконь С.А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин. Краснодар: 2009. 338 с.
4. Насыров А.М., Масленников Е.П., Нагуманов М.М. Технологические аспекты охраны окружающей среды в добыче нефти. Ижевск: Парацельс Принт, 2013. 287 с.
5. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. М.: Нефть и газ, РГТУ им. Губкина, 2003. 816 с.
6. Насыров А.М., Орлов И.А., Насыров В.А. К вопросу совершенствования нефтяного оборудования // Нефтепромысловое дело. 2006. №3. С. 40–42.
7. Дементьев В.Б., Зайцев И.Н., Колесова С.Б. Применение новых технологий в производстве деталей нефтегазового оборудования. Всероссийская научно-практическая конференция, сборник материалов. Ижевск, 2016.

а) *б)*

Рис. 2 — Камеры приема очистного устройства нефтепровода:
а) крышка камеры приема оборудована быстродействующими байонетными затворами;
б) для снятия крышки и очистного снаряда предусмотрено подъемное устройство
Fig. 2 — Oil pipeline pig receivers:
a) the cover of the pig receiver is equipped with the fast-operation bayonet catches; b) there is a lifting device to take the cover and the pig off

б)

Рис. 3 — устьевая арматура УЭЦН: а) фланцевого типа; б) на быстроразъемных соединениях (БРС)
Fig. 3 — ESP unit wellhead: a) flanged; b) on quick disconnect couplings (QDC)

UDC 622.276

The influence of the temperature factor on the equipment and technological processes of oil production

Authors:
Svetlana B. Kolesova — Ph.D. in economics, director; sbk@udsu.ru
Amdakh M. Nasyrov — Ph.D. in technical sciences, professor; amdakh-nasyrov@rambler.ru
Mikhail B. Polozov — Ph.D. in biology, associate professor; michael999@inbox.ru

M.S. Gutseriev Institute of Oil and Gas Udmurt State University, Izhevsk, Russian Federation

Abstract
Temperature factor plays an important role in the oil production operations, when providing for the required well workover interval, and in the safe operation of the facility. The work gives an example of the thermal-stress analysis of the production string metal when injecting low temperature fluids. It shows possible complications caused by the heat treatment of the wells.

Materials and methods
Experimental material analysis, engineering calculation of the process and equipment material properties.

Results
Engineering analysis of the basic oil production processes is carried out where a consideration of temperature factor impact is required, and recommendations are given on how to prevent from the complications.

Conclusions
When planning and performing the processes, an evaluation of the temperature change impact on the equipment and the possible complications is required. If nonmetallic equipment (fiberglass, polyethylene) is used, avoiding thermal impact is required to ensure that the equipment strength is maintained. When working out projects and installing the ground equipment, climate and environmental conditions are to be considered along with the other factors, and the level of physiological, psychological and moral impact of the environmental conditions on the human health when maintaining the facility.

Keywords
temperature factor, process, pipe body stress, fiberglass pipe, climate and environmental conditions

References
1. Kolesova S.B., Mironychev V.G., Borkhovich S.Yu. *Sovremennye tekhnologii izvlecheniya nefti i gaza. Perspektivy razvitiya mineral'no-syr'evogo kompleksa* [Modern technologies of the oil and gas extraction. Prospects for the development of the mineral resources sector. All-Russian research-to-practice conference, information package]. Izhevsk, 2016.
2. Galikeev I.A., Nasyrov V.A., Nasyrov A.M. *Ekspluatatsiya mestorozhdeniy nefti v oslozhnennykh usloviyakh* [Oil field exploitation in the abnormal conditions]. Izhevsk: *Paratsel's Print*, 2015, 353 p.
3. Ryabokon' S.A. *Tekhnologicheskie zhidkosti dlya zakanchivaniya i remonta skvazhin* [Completion / workover fluids]. Krasnodar: 2009, 338 p.
4. Nasyrov A.M., Maslennikov E.P., Nagumanov M.M. *Tekhnologicheskie aspekty okhrany okruzhayushchey sredy v dobyche nefti* [Technology in the environmental protection for the oil production]. Izhevsk: *Paratsel's Print*, 2013, 287 p.
5. Mishchenko I.T. *Skvazhinnaya dobycha nefti* [Borehole oil production]. Moscow: *Neft' i gaz*, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2003, 816 p.
6. Nasyrov A.M., Orlov I.A., Nasyrov V.A. *K voprosu sovershenstvovaniya neftyanogo oborudovaniya* [The question of the oil equipment advancement]. *Neftepromyslovoe delo*, 2006, issue 3, pp. 40–42.
7. Dement'ev V.B., Zaytsev I.N., Kolesova S.B. *Primenenie novykh tekhnologiy v proizvodstve detaley neftegazovogo oborudovaniya* [The use of the new technologies in producing oil and gas equipment parts]. Izhevsk, 2016.

СОВРЕМЕННЫЕ ПНЕВМОКАРКАСНЫЕ СООРУЖЕНИЯ И МОБИЛЬНЫЕ КОНСТРУКЦИИ

Производственный холдинг «VECTOR-M» AG представляет вашему вниманию современные инновационные системы в строительстве пневмокаркасных сооружений

Преимущества пневмокаркасных сооружений:

- Надежность в эксплуатации (срок службы 15–20 лет)
- Быстрота возведения и демонтажа конструкций
- Энергосберегающие и термостойкие ткани ПВХ концерна MEHLER, Германия
- Новая инновационная система автономного управления сооружением в целом
- Полное техническое документационное сопровождение проектов сооружений

Vector-M ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ХОЛДИНГ

141006, МО, Г. МЫТИЩИ, ОЛИМПИЙСКИЙ ПР., Д. 29, СТР. 2
Т./Ф.: +7 (495) 926-0687 (МНОГОКАНАЛЬНЫЙ), ТЕЛ.: +7 (495) 920-2455
INFO@AIR-DOME.MSK.RU WWW.AIR-DOME.MSK.RU

CMT china WELTEM ApenGroup aermax line RUSSEL TECHNICS

УДК 622.276

Численная оценка эффективности влажного горения термогазового воздействия на двумерной модели

А.М. Шахмаев
аспирант[1]
89artur.shakhmaev@gmail.com

Я.О. Симаков
заместитель начальника по моделировванию департамента разработки месторождений[2]
yaroslav.s.olegovich@gmail.com

П. В. Пятибратов
к.т.н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений[1]
pyatibratov.p@gmail.com

А. А. Мосесян
инженер кафедры бурения нефтяных и газовых скважин[1]
mosesyan@gmail.com

[1]РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, Москва, Россия
[2]ООО «Петек», Москва, Россия

Основной отличительной особенностью влажного горения является использование тепловых свойств насыщенного пара, способного аккумулировать в себе гораздо больше тепла, чем остальные газовые агенты. Данная особенность водяного пара наиболее обширно применяется в таких тепловых методах, как паротепловое воздействие, SAGD, паро-циклические обработки.
В данной работе, на двумерной модели, будет представлена оценка эффективности влажного горения при реализации термогазового воздействия (далее — ТГВ) на пласты баженовской свиты.

Материалы и методы
Гидродинамический симулятор CMG STARS, который позволяет моделировать тепловые и газовые методы увеличения нефтеотдачи.

Ключевые слова
баженовская свита, термогазовое воздействие, дренируемые и недренируемые пласты, кероген, кокс, внутрипластовое горение, сухое горение, влажное горение, моделирование, 2D модель

В статье [1] подробно описана методика численной реализации термогазового воздействия (далее — ТГВ) в условиях баженовской свиты.

Были рассмотрены имеющиеся в последней версии симулятора CMG STARS инструменты, позволившие численно реализовать механизм ТГВ на пластах баженовской свиты как в дренируемой, так и недренируемой зоне пласта. В результате проделанной работы удалось качественно воспроизвести все процессы и сопутствующие эффекты при реализации ТГВ.

В соответствии с патентом РФ №2418944 Способ разработки нефтекерогеносодержащих месторождений [2], с технологической точки зрения, успешная реализация ТГВ возможна при оптимальном составе смеси, закачиваемой в пласт, а именно закачке водовоздушной смеси с водовоздушным отношением (далее — ВВО) 0,001 м^3/нм^3, то есть при реализации влажного горения.

Эффект от реализации влажного горения при ТГВ

Дополнительная закачка воды, попеременно или одновременно с закачкой воздушной смеси, должна позволить активизировать процесс переноса тепла, аккумулированного за фронтом горения, в область перед фронтом горения и далее, тем самым увеличивая область пласта, подвергнутую тепловому воздействию.

Эффективность влажного горения зависит от размера зоны насыщенного пара (так называемого, парового плато). Очевидно, что его можно регулировать, изменяя количество закачиваемой воды или ВВО. Рабочий диапазон ВВО, обеспечивающий оптимальное влажное горение (максимальное паровое плато), лежит, как правило, в диапазоне 0,0007–0,005 м^3/нм^3 [3].

Отношение выше 0,005 м^3/нм^3 соответствует уже сверхвлажному горению, в процессе которого закачиваемая вода с определенного момента в жидком виде внедряется в зону горения, существенно снижая температуру и фактически останавливая процесс горения, сменяя его окислительными процессами [4].

В условиях керогенсодержащего коллектора баженовской свиты это означает уменьшение температуры до отметки ниже температуры пиролиза и полное прекращение термодеструкции керогена. Дополнительный уход тепла в матрицу ускорит снижение температуры. Для целей вовлечения недренируемых зон за счет тепловой обработки, сверхвлажное горение с большой долей вероятности не подходит. Поэтому в данной работе такие варианты рассматриваться не будут.

Суть влажного горения заключается в способности пара аккумулировать большое количество тепла и переносить его в область перед фронтом горения и далее. Именно реализация этого механизма становится главной задачей при численном моделировании процесса.

Оценка влажного горения при реализации ТГВ в условиях баженовской свиты реализована на симуляторе CMG STARS. Кроме того, на симуляторе STARS удалось получить качественный результат при численном воспроизведении физико-химических процессов, протекающих при реализации ТГВ в условиях баженовской свиты [1].

Определение энтальпии рабочих агентов в симуляторе CMG STARS

Основной механизм, реализуемый при влажном горении — образование парового плато, который определяется энтальпией рабочих агентов, а именно водяного пара. Симулятор STARS допускает определение параметров энтальпии для каждого компонента «по умолчанию». Такой подход обусловлен тем, что достаточно часто на практике отсутствуют данные по энтальпии нефти для различных компонентных составов. Дополнительным ограничением на использование подхода «по умолчанию» является отсутствие в модели несжижаемых компонентов, критическая температура которых может быть достигнута в процессе моделирования. Единственным несжижаемым компонентом (твердые вещества в расчет не берутся) является кислород, критическая температура которого составляет -118°С [5].

В STARS возможно задание нескольких параметров, имеющих непосредственное отношение к определению изменения энтальпии компонента:

1) задание зависимости теплоемкости компонента, растворенного в газовой фазе, через определение коэффициентов корреляции;
2) задание зависимости теплоемкости компонента, растворенного в жидкой фазе, через определение коэффициентов корреляции;
3) задание зависимости энтальпии парообразования сжижаемого компонента от температуры, через определение коэффициентов корреляции.

Энтальпия компонента в условиях выше критической температуры приравнивается в симуляторе к энтальпии компонента в жидкой фазе. В данном случае STARS рекомендует пользоваться встроенными таблицами для воды и пара [6].

Сопоставление рассчитанной энтальпии парообразования соответствует справочным значениям [7].

При расчете энтальпии фазы симулятор использует линейное правило смешивания.

Расчет влажного горения

Данная работа представляет собой продолжение исследований ТГВ работы [1], поэтому исходные данные размерности модели, параметров пласта и флюидов, а также кинетика химических реакций приняты такими же, как и в предыдущей работе.

Далее при расчете сухого и влажного горения (закачка воздушной и водовоздушной смеси) компонентный состав в STARS задается в виде объемных долей каждого компонента смеси. При расчете различных вариантов объемная доля кислорода осталась равной его мольной доли в модели сухого горения (0,21 д. ед.), доля воды составила 0,001, 0,002, 0,004 д. ед. (в зависимости от варианта), азота — 0,789, 0,788, 0,786 д. ед. соответственно. Из-за присутствия воды подвижность водовоздушной смеси ниже, чем воздуха, поэтому приемистость скважины может уменьшиться. В этой ситуации допустима корректировка объемной доли кислорода. В любом случае, рассчитанные варианты должны сравниваться в одинаковых условиях, т. е. количество закачиваемого кислорода должно быть одинаковым по всем вариантам.

На рис. 1 приведены показательные расчеты по образованию парового плато (закачка воздушной и водовоздушной смеси с ВВО 0,002 м^3/нм^3). График отображает общий вид распределения температуры и образующих зон испарения, а также насыщенного пара в процессе ТГВ с закачкой воздушной и водовоздушной смесей (ВВО 0,002 м^3/нм^3) на двумерной модели через 20 лет закачки. На рис. 1 видно образование парового плато при закачке водовоздушной смеси, можно отметить увеличение, практически в 2 раза, зоны насыщенного пара при влажном горении. Как только происходит снижение, это свидетельствует о том, что произошла частичная конденсация.

Реализация влажного горения заметно отличается от сухого горения. Особенно это проявляется в распределении тепла, в размерах зон испарения и насыщенного пара. Как видно из рис. 1, при сухом горении, заметная доля от общего количества тепла, оставшегося за фронтом, была перенесена в зону перед фронтом. При этом общее количество тепла, аккумулированного в пласте к данному моменту времени, сохранилось.

Таким образом, отмечается достижение результата, согласующегося с представлениями, схематически отраженными в [8].

Как уже говорилось выше, наличие постоянной температуры в зоне насыщенного пара (паровое плато) является своего рода идеализированным представлением, исключающим из внимания эффект теплопотерь, безусловно имеющийся в реальных условиях.

Для дополнительного подтверждения данных рассуждений можно проиллюстрировать сказанное расчетом варианта влажного горения без учета теплопотерь и, тем самым, визуально оценить максимальное количество тепла, переносимого паром (оценка сверху).

На рис. 2 приведено сравнение температурных профилей для вариантов расчета влажного и сухого горения без учета теплопотерь. Эти графики хорошо иллюстрируют аккумулирующий потенциал пара, который в случае идеальной замкнутой системы переносит практически все тепло в зону перед фронтом горения. Тепло аккумулируется, и с течением времени зона постоянной температуры растет. Обращает на себя внимание также более низкая температура этой зоны, что объясняется процессом переноса тепла вперед, в том числе, и с фронта горения. Однако несмотря на значительно высокую температуру на фронте, сухое горение не может обеспечить соответствующий влажному горению перенос тепла в зону перед фронтом.

В случае же наличия теплопотерь пар, одновременно с захватом и переносом тепла, отдает его внешним породам, что приводит к постепенному снижению температуры перед фронтом. Однако это снижение, как можно видеть из рис. 2, происходит менее интенсивно, чем в случае сухого горения.

На рис. 3 приведено сопоставление температурных профилей по вариантам влажного горения, с тремя различными значениями водовоздушного отношения, соответственно.

С ростом водовоздушного отношения температура перед фронтом горения падает. Как уже отмечалось выше, это связано с

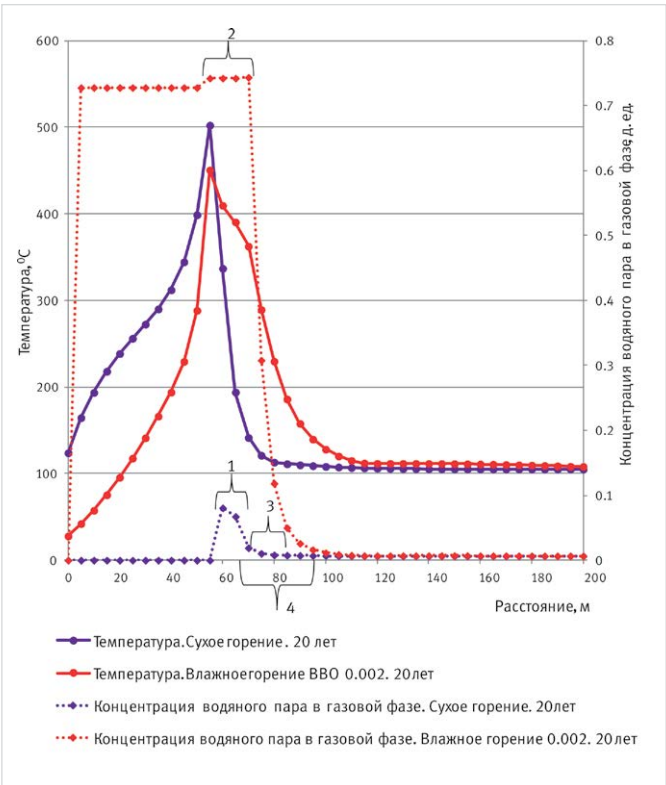


Рис. 1 — Температурные профили и зоны испарения при закачке воздушной и водовоздушной смесей (ВВО 0,002 м^3/нм^3) через 20 лет:
1 – зона испарения при сухом горении (7 м);
2 – зона испарения при влажном горении (15 м);
3 – зона насыщенного пара при сухом горении (10 м);
4 – зона насыщенного пара при влажном горении (20 м)
Fig. 1 — Thermal profiles and evaporation zones when injecting air and water-air mixtures (0.002 m^3/nm^3 air-water ratio) in 20 years:
1 – dry combustion evaporation zone (7 m);
2 – wet combustion evaporation zone (15 m);
3 – dry combustion saturated vapor zone (10 m);
4 – wet combustion saturated vapor zone (20 m)

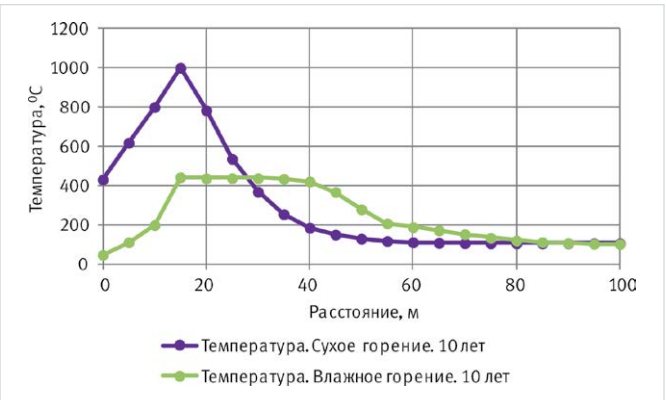


Рис. 2 — Сравнение температурных профилей при реализации влажного и сухого горения без учета теплопотерь
Fig. 2 — Thermal profile comparison during wet and dry combustion not considering heat loss

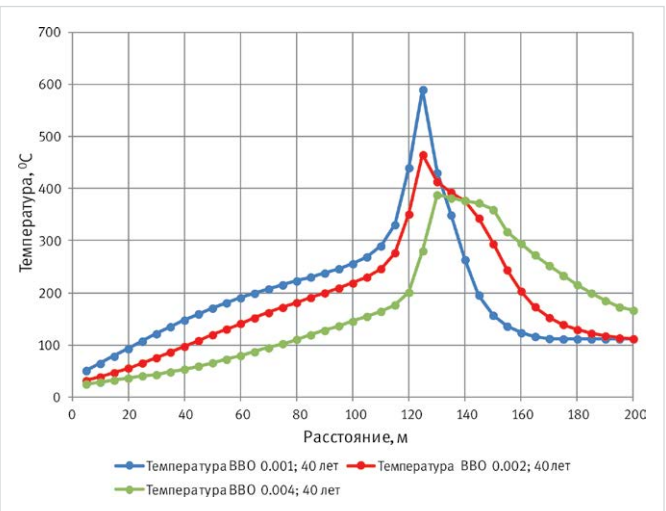


Рис. 3 — Сопоставление температурных профилей по вариантам с влажным горением
Fig. 3 — Thermal profile comparison by options with wet combustion

переносом тепла паром вперед, в том числе с фронта горения. Постепенно, с увеличением водовоздушного отношения, температура на фронте и перед ним выравнивается. Отмечается, что в варианте с ВВО 0,004 м^3/нм^3 (зеленая кривая, рис. 3) практически все тепло переносится в зону перед фронтом горения. Таким образом, наиболее эффективным вариантом воздействия можно считать влажное горение с водовоздушным соотношением 0,004, которое будет считаться оптимальным в данном конкретном случае.

Результаты эффективности реализации влажного горения. Учет добычи синтетической нефти

На рис. 4 приведена накопленная добыча нефти в жидкой фазе за рассматриваемый период (20 лет). Как видно из рис. 3 и 4, с ростом ВВО увеличивается паровое плато, что увеличивает зону перед фронтом горения, охваченную тепловым воздействием. В следствие этого увеличивается количество испаренной нефти, которая быстрее переносится вперед, конденсируется и образует нефтяные валы. За первые два года происходит отбор первоначальных запасов нефти (начальной нефтенасыщенности). Излом на отметке второго года характеризует окончание отбора первоначальных запасов нефти, следующий отбор характеризуется приходом первого нефтяного вала, последующий период с 7-го по 10-ый год характеризуется практически отсутствием добычи, т.к. начальные запасы отобраны, а очередной вал нефти еще не пришел. Увеличение накопленной добычи в 11-ом году связано с приходом очередного вала нефти, естественно, меньшего объема.

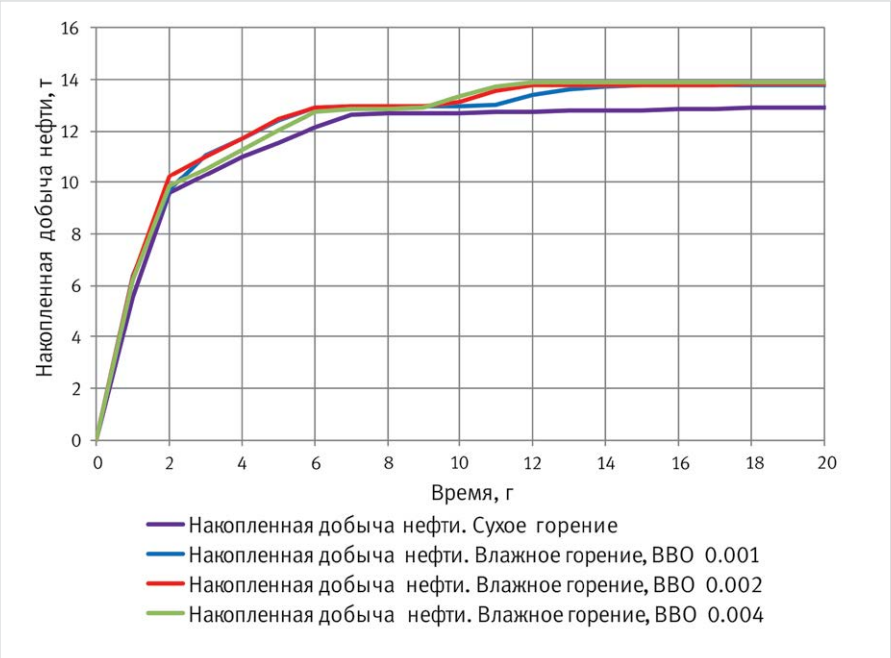


Рис. 4 — Сравнение накопленной добычи нефти по различным вариантам теплового воздействия (с разным ВВО и без ВВО)
Fig. 4 — Cumulative oil production comparison by different options of thermal tehnology (with a different air-water ratio and without any air-water ratio)

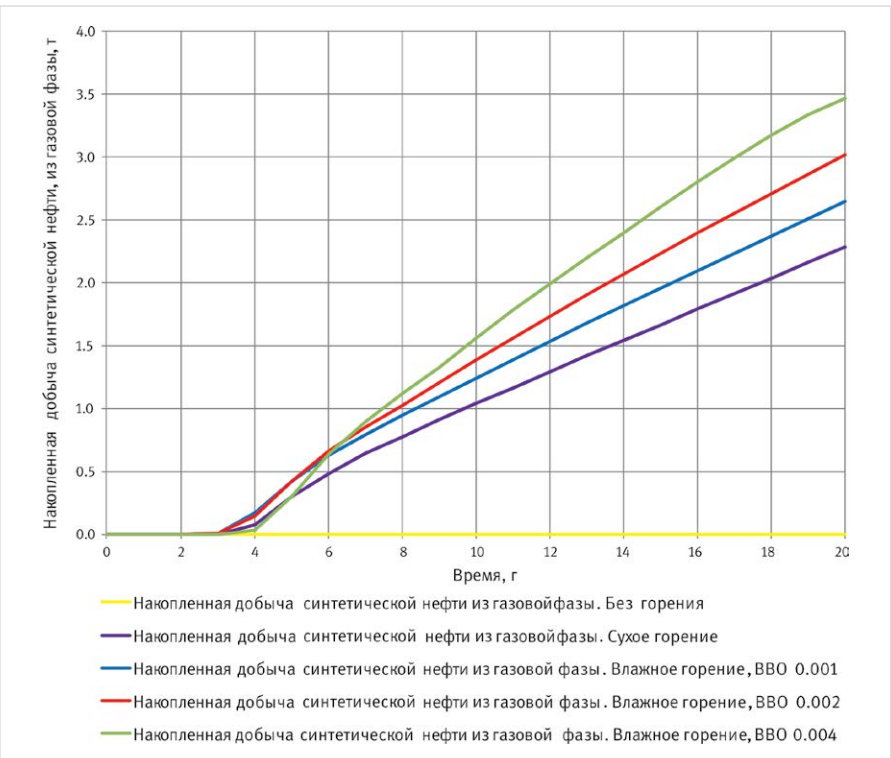


Рис. 5 — Сравнение отборов синтетической нефти по вариантам: без горения, при сухом и влажном горении
Fig. 5 — Syncrude selection comparison by options: without combustion, during dry and wet combustion

Вышеописанный процесс проиллюстрирован на рис. 4. С увеличением ВВО приход очередного вала нефти происходит быстрее, то есть увеличение ВВО будет интенсифицировать отборы нефти. Ярко выраженное отображение изломов на данном рисунке связано с моделированием процесса ТГВ на линейной модели. Подобное поведение накопленной добычи нефти (изломы) наблюдаются и в работе [1].

Также показательным, с точки зрения критерия оценки эффективности ТГВ, может быть выбран дополнительный отбор синтетической нефти. Большая часть синтетической нефти выносится к добывающей скважине в составе газовой фазы. На рис. 5 приведено сравнение отборов синтетической нефти в составе газовой фазы по различным модификациям влажного горения, сухого горения и закачки газового агента (без процессов горения и окисления). Эффект тем больше, чем больше ВВО. Это связано с тем, что с ростом ВВО увеличивается зона прогрева перед фронтом горения. При отсутствии внутрипластового горения отбор синтетической нефти, естественно, равен нулю. Если оценить относительный эффект, то по отношению к накопленной добыче в жидкой фазе, отбор синтетической нефти в газовой фазе дает 25% дополнительного прироста к добыче. Поведение кривых на рис. 5 объясняется приходами валов нефти для накопленной добычи.

Ввиду условностей двумерной модели, авторы не акцентировали внимание на количественном результате, представленном в данной работе. Результаты оценивались по относительному приросту дополнительной добычи нефти. В дальнейшем авторами планируется реализовать процесс ТГВ на полномасштабной модели, чтобы получить количественные результаты, опираясь на относительные оценки, полученные в данной работе.

Итоги

В ходе проделанной работы была проведена оценка эффективности влажного горения при реализации процесса ТГВ, моделирование осуществлялось на двумерной модели. Результаты расчетов наглядно демонстрируют преимущество применения влажного горения с точки зрения интенсификации отбора запасов пластовой нефти, а также количества дополнительной отобранной синтетической нефти в результате реакции пиролиза керогена.

Выводы

По результатам работы установлено, что ВВО 0,004 м^3/нм^3 показало наилучшую эффективность, но с учетом матрицы как полноценного объекта при моделировании, произойдет перераспределение закачки воздуха

по всей толще. В результате температура в матрице и повсеместно может упасть ниже требуемого уровня реакции пиролиза (ниже 350 °С). В этой ситуации стоит рассматривать вариант с закачкой водовоздушной смеси с диапазоном ВВО 0,001–0,002 м³/нм³, как рекомендуемый. В таком случае можно быть уверенным, что температура на фронте горения будет поддерживаться на требуемом для реакции пиролиза уровне, и как следствие, будет возможна дополнительная добыча синтетической нефти (данный механизм является одним из основных в процессе ТГВ). В то же время, будет происходить прогрев больших объемов пород, за счет механизма влажного горения. Таким образом, можно сделать вывод о необходимости поиска оптимального водовоздушного отношения.

Список литературы

1. Шахмаев А.М., Симаков Я.О., Пятибратов П.В., Мосесян А.А. Численная реализация механизма термогазового воздействия на двумерной модели // Экспозиция Нефть Газ. 2018. №1. С. 39–45.
2. Патент №2418944. Способ разработки нефтекерогеносодержащих месторождений, приоритет от 16.04.2010, кл. E 21 B 43/24.
3. Боксерман А.А., Власов В.Н., Плынин В.В., Фомкин А.В., Ушакова А.С. Первичная оценка влияния водовоздушного отношения на эффективность разработки баженовской свиты термогазовым методом // Нефтепромысловое дело. 2011. №2. С. 12–15.
4. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985. 308 с.
5. Computer Modeling Group LTD. Stars user guide. Advanced processes and thermal reservoir simulator, 2016.
6. Keenan, J.H., Keyes, F.G., Hill P.G., Moore J.G. Steam Tables — thermodynamic properties of water including steam, liquid, and solid phases. New York: Wiley, 1969. 162 p.
7. Большой энциклопедический справочник. М.: Русское энциклопедическое товарищество, 2003. 576 с.
8. Бурже Ж., Сурио П., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов М.: Недра, 1989. 422 с.

ENGLISH **PRODUCTION**

Numerical evaluation of the wet combustion efficiency of the thermal gas tehnology on a 2D model

UDC 622.276

Authors:
Artur M. Shakhmaev — doctoral student[1]; 89artur.shakhmaev@gmail.com
Yaroslav O. Simakov — deputy director for modeling of the field development department[2]; yaroslav.s.olegovich@gmail.com
Petr V. Pyatibratov — Ph.D. in Technical Sciences, assistant professor of the oil field development and exploitation department[1]; pyatibratov.p@gmail.com
Ashot A. Mosesyan — engineer of the oil and gas well drilling department[1]; mosesyan@gmail.com

[1]Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russian Federation
[2]LLC "Petek", Moscow, Russian Federation

Abstract

Using thermal properties of saturated steam able to accumulate more heat than the other gas agents is the main distinctive feature of the wet combustion. This feature of the steam is most widely used in such thermal methods as steam treatment, SAGD, huff-and-puff treatment.

This work evaluates the efficiency of the wet combustion on a 2D model during the thermal gas tehnology (hereinafter – TGT) of the Bazhenov formation.

Materials and methods

CMG STARS hydrodynamic simulator allowing modeling thermal and gas oil recovery enhancement methods

Results

The efficiency of the wet combustion was evaluated during the work when implementing TGT on a 2D model. The results of the calculation illustrate advantage of the wet combustion from the point of view of the intensification of the oil in place recovery, and of the amount of the additional recovered synthetic oil as a result of the kerogen pyrolysis reaction.

Conclusions

The results of the work established that the 0.004 m³/Nm³ air-water ratio showed the best efficiency; however, considering matrix a proper modeling object, air injection will redistribute through the whole formation. As a result, the matrix temperature and everywhere may fall below the level required for the pyrolysis reaction (below 350 °C). In this case, one should consider an option to inject the air-water mixture with 0.001–0.002 m³/Nm³ as a recommendation. Then we can be assured that the combustion front temperature will be maintained at the level required for the pyrolysis reaction, and consequentially additional production of the synthetic oil will be possible (this mechanism if one of the basic ones in the TGT process). At the same time, larger volumes of rocks will be treated due to the wet combustion mechanism. Thus, it is possible to make a conclusion that finding an optimal air-water ratio is required.

Keywords

Bazhenov formations, thermal gas tehnology, drained and non-drained formations, kerogen, coke, in-situ combustion, dry combustion, wet combustion, modeling, 2D model

References

1. Shakhmaev A.M., Simakov Ya.O., Pyatibratov P.V., Mosesyan A.A. *Chislennaya realizatsiya mekhanizma termogazovogo vozdeystviya na dvumernoy modeli* [Numerical implementation of the thermal gas tehnology mechanism on a 2D model]. Exposition Oil Gas, 2018, issue 1, pp. 39–45.
2. Patent №2418944. *Sposob razrabotki neftekerogenosoderzhashchikh mestorozhdeniy* [Oil and kerogenic field development method]. Priority from 16.04.2010, kl. E 21 B 43/24.
3. Bokserman A.A., Vlasov V.N., Plynin V.V., Fomkin A.V., Ushakova A.S. *Pervichnaya otsenka vliyaniya vodovozdushnogo otnosheniya na effektivnost' razrabotki bazhenovskoy svity termogazovym metodom* [Primary evaluation of the water-air relation impact on the efficiency of the Bazhenov formation development by thermal gas method]. *Neftepromyslovoe delo*, 2011, issue 2, pp. 12–15.
4. Surguchev M.L. *Vtorichnye i tretichnye metody uvelicheniya nefteotdachi plastov* [Secondary and tertiary oil recovery methods]. Moscow: *Nedra*, 1985, 308 p.
5. Computer Modeling Group LTD. Stars user guide. Advanced processes and thermal reservoir simulator, 2016.
6. Keenan, J.H., Keyes, F.G., Hill P.G., Moore J.G. Steam Tables — thermodynamic properties of water including steam, liquid, and solid phases. New York: Wiley, 1969, 162 p.
7. *Bol'shoy entsiklopedicheskiy spravochnik* [The Great encyclopedic Reference Book]. Moscow: *Russkoe entsiklopedicheskoe tovarishchestvo*, 2003, 576 p.
8. Burzhe Zh., Surio P., Kombarnu M. *Termicheskie metody povysheniya nefteotdachi plastov* [Thermal oil recovery methods] Moscow: *Nedra*, 1989, 422 p.

ВЗРЫВОБЕЗОПАСНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ УРОВНЯ «ia»

Оповещатель световой взрывозащищенный ОС-12/В «АЯКС»

Сертификат соответствия C-RU.ПБ25.В.03306 срок действия с 22.09.2015 по 21.09.2020 г.
Сертификат соответствия ТС RU C-RU.ГБ05.В.01216 срок действия с 03.07.2015 по 03.07.2020 г.
маркировка взрывозащиты 1ExibIIBT4 X по ГОСТ 30852.0-2002.

Барьер искрозащиты шлейфа БИСШ

Сертификат соответствия C-RU.ПБ25.В.02870 срок действия с 09.12.2014 по 08.12.2019 г.
Сертификат соответствия ТС RU C-RU.ГБ05.В.01216 срок действия с 03.07.2015 по 03.07.2020 г.
маркировка взрывозащиты ExiaIIC/IIB по ГОСТ 30852.0-2002.

Извещатель пожарный ручной ИП 535/В «СЕВЕР»

Сертификат соответствия C-RU.ПБ16.В.02451 срок действия с 13.05.2014 по 12.05.2019 г.
Сертификат соответствия ТС RU C-RU.ГБ05.В.01216 срок действия с 03.07.2015 по 03.07.2020 г.
маркировка взрывозащиты 0ExiaIICT6 по ГОСТ 30852.0-2002.
Сертификат соответствия C-RU.ПБ25.В.02870 срок действия с 09.12.2014 по 08.12.2019 г.

Устройство соединительное УСБ-Ех «СЕВЕР»

Сертификат соответствия C-RU.ПБ25.В.02870 срок действия с 09.12.2014 по 08.12.2019 г.
Сертификат соответствия ТС RU C-RU.ГБ05.В.01216 срок действия с 03.07.2015 по 03.07.2020 г.
маркировка взрывозащиты 0ExiaIICT6 по ГОСТ 30852.0-2002.

Извещатель пожарный тепловой максимальный ИП 103-10/В Устройство соединительное УС-4-Ех

Сертификат соответствия ТС RU C-RU.ГБ05.В00637 срок действия с 10.07.2014 по 10.07.2019 г.
Сертификат соответствия C-RU.ПБ25.В.02870 срок действия с 09.12.2014 по 08.12.2019 г.
маркировка взрывозащиты 1ExibIIBT6 X по ГОСТ 30852.0-2002.
маркировка взрывозащиты 0ExiaIICT6 по ГОСТ 30852.0-2002.

Извещатели охранные точечные магнитоконтактные взрывозащищенные ИО 102-26/В АЯКС

Сертификат соответствия ТС RU C-RU.ГБ05.В.00299 срок действия с 24.12.2013 до 24.12.2018 г.
маркировка взрывозащиты 0ExiaIICT6 X по ГОСТ 30852.0-2002.
Декларация соответствия ТС № RU Д-RU.МЕ61.В.00197 срок действия с 25.12.2014 до 24.12.2019 г.

Извещатель пожарный ручной взрывозащищенный ИПР 514-2/В «КУЛЬТ»

Сертификат соответствия ТС RU C-RU.ГБ05.В.00299 срок действия с 24.12.2013 по 24.12.2018 г.
Сертификат соответствия C-RU.ПБ25.В.03889 срок действия с 22.07.2016 по 21.07.2021 г.
маркировка взрывозащиты 0EXiaIICT6 X без световой индикации по ГОСТ Р 51330.0-99.
маркировка взрывозащиты 1ExibIIBT6 X со световой индикацией по ГОСТ Р 51330.0-99.

Датчик инерционный магнитоконтактный взрывозащищенный ДИМК/В

Сертификат соответствия ТС RU C-RU.ГБ05.В.00299 срок действия с 24.12.2013 по 24.12.2018 г.
маркировка взрывозащиты 0ExiaIICT6 X по ГОСТ 30852.0-2002.

ООО НПП «МАГНИТО-КОНТАКТ»

Россия, 390027, г.Рязань, ул.Новая 51В,
тел/факс: (4912) 45-16-94, 45-37-88, 210-215
+7 (495) 320-09-97
e-mail: 451694@bk.ru

www.m-kontakt.ru

ООО «САМАРАВОЛГОМАШ» WWW.SAMARAVOLGOMASH.RU

ПРОИЗВОДСТВО ОБОРУДОВАНИЯ ПРЕМИУМ КЛАССА

ШАРОВЫЕ КРАНЫ DN50-DN700

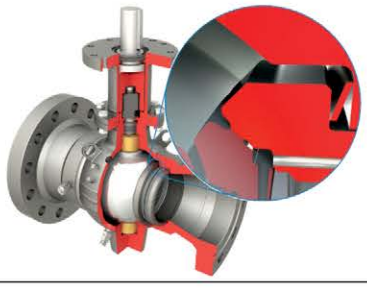
С ВРАЩАЮЩИМИСЯ СЕДЛАМИ

ГАРАНТИЯ КАЧЕСТВА И НАДЁЖНОСТИ

Руководство ПАО «Газпром» вручают заместителю генерального директора ООО «Самараволгомаш» по продажам и маркетингу С.Н. Драге (справа) премию за лучший проект импортозамещения

ШАРОВЫЕ КРАНЫ

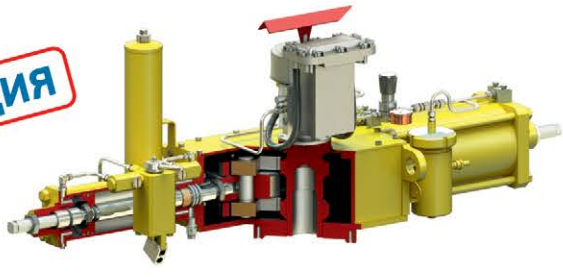
С ИСПОЛНЕНИЕМ «МЕТАЛЛ-МЕТАЛЛ»



100% ЛОКАЛИЗАЦИЯ

ПРИВОДЫ

ПНЕВМАТИЧЕСКИЕ И ПНЕВМОГИДРАВЛИЧЕСКИЕ

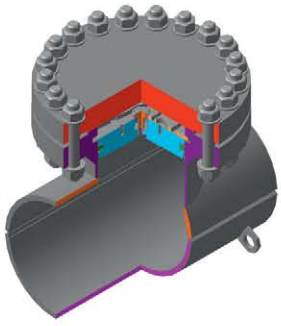


УСЛУГИ

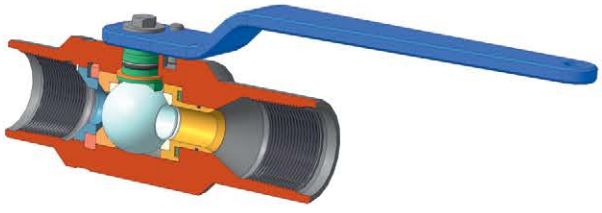
- Восстановление работоспособности и герметичности запорной арматуры
- Нанесение антикоррозионного покрытия усиленного типа
- Нанесение гальванических покрытий
- Изготовление фланцев и поворотных заглушек

САМАРСКИЙ ЗАВОД
НЕФТЕМАШ

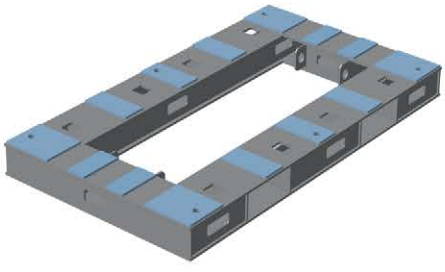
ПРОИЗВОДСТВО КОМПЛЕКТУЮЩИХ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ



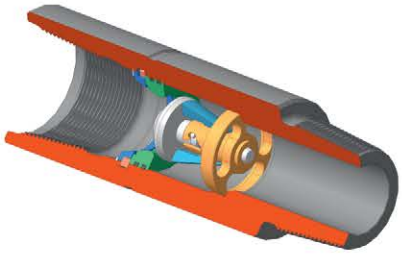
Тройники разрезные (фитинг-заглушки) *с возможностью агрегатирования механизмов по технологии STOPPLE® "T. D. Williamson Inc» номинальным диаметром* **DN** *свыше* **25** *до* **1400 мм** *включительно*



Краны шаровые *типов* **КШВН, КШЗ, КШ, КШН** *для бурения и ремонта нефтегазовых скважин*



Фундаментальные рамы под электродвигатели *СТД-8000 размеры 2130x4450x300 мм вес 5100 кг и СТД-2500 размеры 1940x3230x230 мм*



Клапаны *типов* **КОТ, КОБТ, КОБК, КОШЗ** *для бурения и ремонта нефтегазовых скважин*

Перечень изделий завода обширен и включает в себя все необходимое оборудование для строительства нефтяных, газовых и геологоразведочных скважин, а также для добычи нефти и газа.

75 лет нашего опыта для Вашего успеха!

г. Самара, ул. Белорусская, 88

8 (846) 309-09-09 **www.sz-neftemash.ru**

УДК 621.176

CFD-моделирование характеристик парового эжектора для разогрева нефти и нефтепродуктов в ANSYS

Д.И. Пащенко
к.т.н, доцент
pt@samgtu.ru

И.С. Наплеков
студент
naplekovilya@gmail.com

ФГБОУ ВО «СамГТУ», Самара, Россия

Настоящая работа нацелена на разработку компьютерной модели парового эжектора для разогрева нефти, откачки нефтепродуктов и выполнения других ключевых функций в нефтегазовой отрасли. Использован программный продукт ANSYS Fluent. Процедура достижения данной цели включает в себя: алгоритм адаптации расчетной сетки, выбор модели турбулентности, определение оптимальных настроек решателя Fluent, оценка точности результатов. По итогам выполненных расчетов проведена верификация модели с использованием экспериментальных данных, а также исследование зависимости основных параметров его работы. Статья включает описание рекомендуемых настроек решателя Fluent для инженерных расчетов струйных аппаратов.

Струйные аппараты получили широкое применение практически во всех отраслях промышленности благодаря своей особенности — повышение давления газового потока без непосредственной затраты механической работы при исключительной простоте конструкций. Обобщением, систематизацией и разработкой принципов работы струйных аппаратов занимались такие ведущие отечественные ученые как Е.Я. Соколов, Н.М. Зингер, Л.Д. Берман, Г.И. Ефимочкин и др. [1]. В течение последних десятилетий предложены и изучены принципы работы нескольких тысяч различных конструкций струйных аппаратов [2]. В нефтяной и химической промышленности, теплоэнергетике нашли широкое применение паровые эжекторы, основным назначением которых является смешение потоков пара высокого и низкого давлений с получением на выходе пара с заданными параметрами давления и температуры [3]. Многообразие конструкций и способов расчета этих устройств делают постоянные поиски новых инженерных решений в задачах исследования, оптимизации и производства актуальными и в настоящее время.

В последние годы в инженерной практике все большее внимание уделяется численным методам компьютерного моделирования различных физических и химических процессов — CFD-моделирование (Computational Fluid Dynamics) [4]. Основными достоинствами данного метода научного поиска является получение наглядного представления о характере протекающих процессов в исследуемом объекте и исследование его различных конструкций без создания дорогостоящих экспериментальных установок. А также оптимизация принципов функционирования с целью получения заданных параметров работы устройств. По оценкам специалистов NASA, к 2030 году примерно 85% вычислительной мощности всех суперкомпьютеров на земле будет задействовано для решения задач вычислительной гидродинамики [5]. Для эффективного применения CFD-моделирования имеется ряд коммерческих программ, таких как: ANSYS, FlowVision, ComsolMultiphysics и программ с открытым кодом, как, например, OpenFOAM, Salome, Code Saturn.

Целью настоящей работы является разработка численной компьютерной модели парового эжектора в программном продукте ANSYS Fluent, ее верификация с использованием экспериментальных данных, а также проведение исследования зависимости основных параметров его работы. Современные программные и вычислительные средства расчетов позволяют производить широкий спектр исследований различных устройств без создания физических моделей этих объектов. Станет ли возможным полная или частичная замена физического эксперимента для большинства струйных аппаратов численным компьютерным моделированием, будет зависеть от всестороннего исследования различных моделей турбулентности и постоянного совершенствования алгоритмов CFD-моделирования.

Объектом исследования является паровой эжектор, геометрические характеристики которого приведены на рис. 1. В данном эжекторе происходит смешение потоков пара высокого (Вход 1) и низкого давлений (Вход 2) с получением на выходе пара (Выход) с заданными параметрами давления.

Поставленная задача CFD-моделирования решается как в двухмерной (для определения оптимальных настроек решателя Fluent), так и в трехмерной постановках условий. Построение геометрии выполнено в системе автоматизированного проектирования Autodesk AutoCAD. Расчетная геометрия полностью повторяет геометрические характеристики реального действующего эжектора.

Для выполнения численного эксперимента на вычислительную геометрию наложена расчетная сетка. Повышение точности решения задачи осуществляется за счет адаптации сетки во встроенном в ANSYS модуле Meshing. С целью увеличения количества конечных объемов параметр, отвечающий за плотность расчетных ячеек (Relevance), был установлен

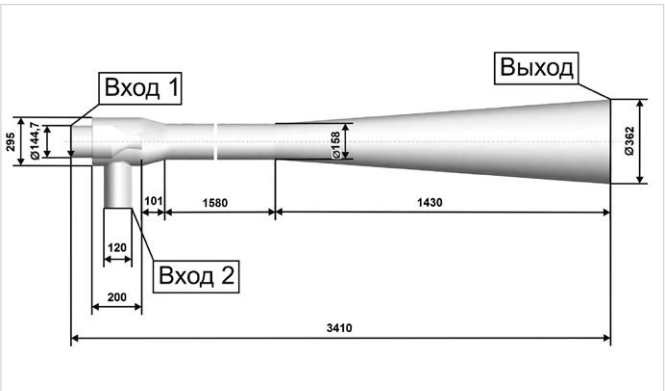


Рис. 1 — Геометрические характеристики пароструйного эжектора
Fig. 1 — Geometry of steam jet ejector

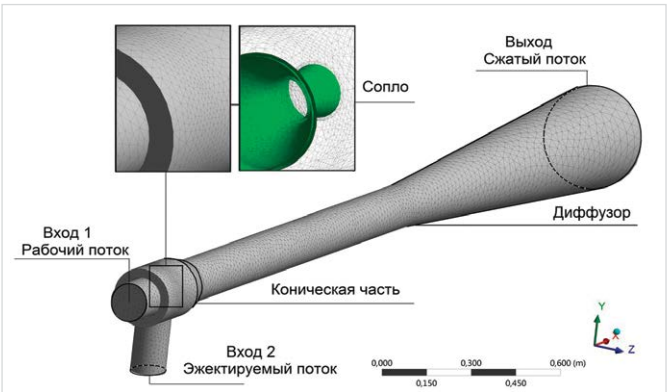


Рис. 2 — Расчетная сетка
Fig. 2 — Computational mesh

Материалы и методы
Построение геометрии выполнено в системе автоматизированного проектирования Autodesk AutoCAD. Расчет произведен в программном продукте Ansys Fluent.

Ключевые слова
характеристики истечения, эжектор, нефтегазовая отрасль, CFD-моделирование, модели турбулентности, уравнение Навье-Стокса

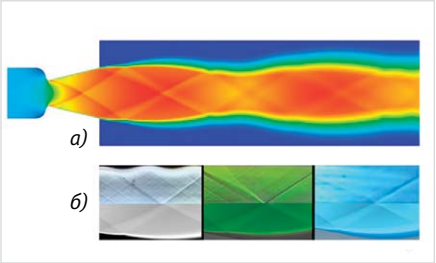


Рис. 3 — Сравнение результатов численного и физических экспериментов: а) истечение из сопла в свободное пространство; б) в верхней полуплоскости — эксперимент, в нижней — модель с различной цветовой заливкой
Fig. 3 — Comparison of numerical and physical experiment results: a) Nozzle to free space exhaust; b) experiment in the upper semiplane; model in different colors in the lower semiplane

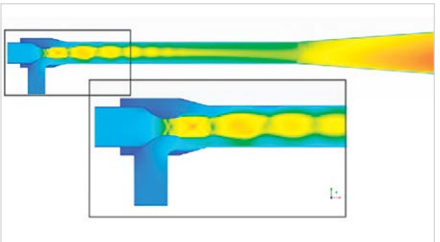


Рис. 4 — Профиль скорости в пароструйном эжекторе
Fig. 4 — Velocity profile for steam jet ejector

на значении 95. Общее количество элементов сетки — 492424, при этом минимальное значение грани элемента составляет 1,27 мм, максимальное значение 250 мм. Общий вид расчетной сетки приведен на рис. 2.

В настройках Setup решателя Fluent математическое описание процесса истечения выражается системой дифференциальных уравнений, состоящих из уравнений неразрывности, закона сохранения количества движения и закона сохранения энергии, в общем виде описанные в Ansys Fluent 14.0: Theory Guide [6].

Для замыкания уравнений Навье-Стокса [7], описывающих движения пара в эжекторе, используется модель турбулентности k-ε Realizable с улучшенными пристеночными функциями, учитывающими линейные и логарифмические участки в распределении скорости в пристеночном слое. Для упрощения расчета вследствие высоких скоростей пара, в настройках Fluent установлен нулевой градиент теплового потока через стенку — тепловые потери через стенку отсутствуют [8].

Вследствие большого количества элементов сетки гибридная инициализация проводится в 10 итераций. По той же причине выбрано количество итераций на временной шаг равное 30. Повышение количества итераций при высоком качестве сетки значительно усложняет вычисления, не давая при этом высокого роста точности. Временной шаг составляет 0,001 с, их количество — 100 для двухмерной задачи и 10 — для трехмерной. Такое число временных шагов позволяет получить устоявшуюся картину истечения на всем пространстве потока газа.

Проведена верификация модели: определение настроек решателя Fluent, позволяющих получить распределение контуров скорости и давления в эжекторе, максимально точно соответствующих реальным процессам. Для этого исследовался процесс истечения пара высокого давления в свободный объем с атмосферным давлением. На рис. 3 показаны результаты численного исследования процесса истечения газа в свободный объем (а) и сравнение результатов моделирования с экспериментальными данными (б).

Здесь на рис. 3б показано наложение контура скорости, полученного с помощью эксперимента (верхняя часть) с результатами вычислений (нижняя часть). Решение задачи моделирования истечения в свободный объем является важным этапом верификации и валидации расчетной модели. В случае совпадения контуров скорости, полученных в численном и вычислительном эксперименте, можно утверждать, что выбранные настройки решателя и константы модели турбулентности максимально точно описывают физический процесс. Рис. 3б показывает однозначное совпадение численных и экспериментальных контуров скорости, изменение цвета заливки выполнено в модуле CFD-Post.

Контур распределения скорости в пароструйном эжекторе показан на рис. 4 для исходных данных, приведенных в таблице 1. Трехмерная визуализация траекторий линий тока пара и контуров давления, температуры и скорости показана на рис. 5.

Для инженерных расчетов струйных аппаратов, в частности паровых эжекторов, в программном продукте ANSYS рекомендуется использовать следующие настройки решателя Fluent, позволяющие максимально точно описать физические процессы, протекающие в этих устройствах:

- тип решателя — pressure based;
- подключение уравнения сохранения энергии — energy equation "On";
- рабочее тело — водяной пар (water–vapor);
- расчет плотности — идеальный газ (ideal gas);
- среда атмосферного давления (operating conditions);
- задание граничных условий через массовый расход (mass flow inlet);
- для всех параметров состояния уравнения второго порядка (second order upwind);
- неявный вид уравнения первого порядка для нестационарного расчета (first order implicit);
- гибридная схема инициализации (hybrid initialization)

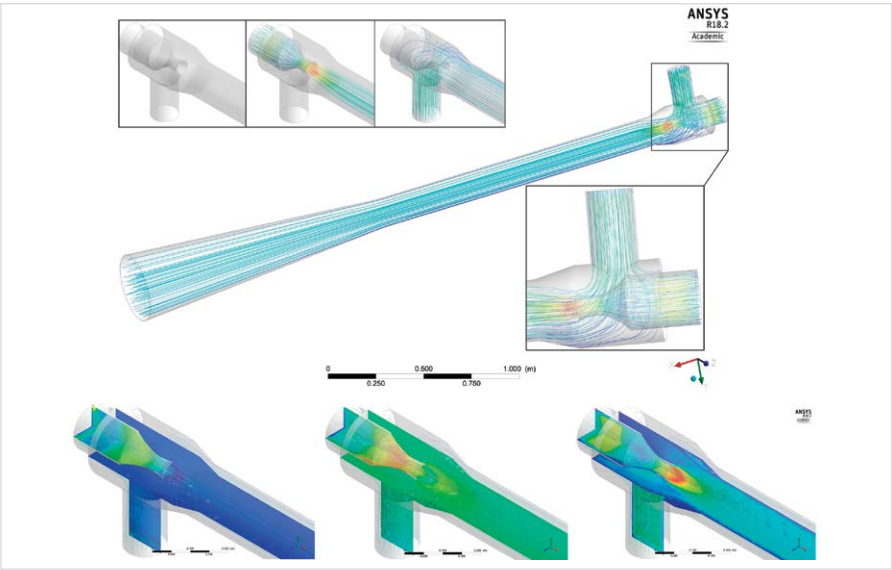


Рис. 5 — Трехмерная визуализация результатов расчета: а) траектории линий тока пара в эжекторе; б) профили: слева направо – давление, температура, скорость
Fig. 5 — 3D visualization of the computation results: a) steam current flow lines in ejector; б) profiles: from left to right – pressure, temperature, velocity

Итоги
Приведена компьютерная модель парового эжектора для разогрева нефти, откачки нефтепродуктов и др. Общая погрешность результатов рабочего режима для давления составила 2,2%, для температуры — 1,6%. Для других расчетных режимов погрешности также не превышали 2–3% для давления и температуры. Предложено описание рекомендуемых настроек решателя Fluent для инженерных расчетов струйных аппаратов. Полученные результаты согласуются с теоретическими и экспериментальными данными в пределах отклонений около 2–4% и изложены в виде линий тока, контуров, графиков и таблицы. Установлены расчетные режимы эжектора для заданных параметров его работы.

Выводы
Показанные выше примеры и результаты иллюстрируют, что современные численные методы решения задач вычислительной гидродинамики позволяют максимально полно воспроизводить физический эксперимент с минимальными погрешностями, не превышающими нескольких процентов. Таким образом,

необходимость проведения затратных как по времени, так и по финансам физических экспериментов, связанных с определением режимов работы пароструйных эжекторов для разогрева нефтепродуктов различного состава и с различной температурой, существенно снижается. На первый план может выходить численный компьютерный эксперимент. Однако без достоверных результатов физических экспериментов и их сопоставления с результатами моделирования невозможно говорить об адекватности разработанных моделей. Для профиля скорости истечения из сопла в свободное пространство наблюдается ромбовидный скачок уплотнения, характерный для всех процессов истечения с числом Маха больше единицы (M › 1).
Рабочий поток пара с высоким давлением (1,317 МПа) в процессе истечения из сопла инжектирует поток пара с низким давлением (0,147 МПа), в результате чего на выходе образуется пар с давлением 0,414 МПа.

Список литературы

1. Соколов Е.Я., Зингер Н.М. Струйные аппараты. 2-е издание. М.: Энергия, 1970. 288 с.
2. Каменев П.Н. Гидроэлеваторы в строительстве. М.: Стройиздат, 1964. 403 с.
3. Сазонов Ю.А., Казакова Е.С., Димаев Т.Н. Исследование многопоточных эжекторов и решение задач по добыче и перекачке нефти и газа // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2012. №4. С. 21–23.
4. Пащенко Д.И., Частикова О.И., Михедов А.А. Математическое моделирование процессов тепломассобмена в реакционном элементе системы термохимической регенерации теплоты // Вестник самарского государственного технического университета. Серия «Технические науки». 2017. №1. С. 133–142.
5. Slotnick J., Khodadoust A. and oth. CFD Vision 2030 Study: A Path to Revolutionary Computational Aerosciences. NASA report, 2014, 51 p.
6. Ansys Fluent 14.0: Theory Guide. Режим доступа: https://ru.scribd.com/doc/140163341/Ansys-Fluent-14-0-Theory-Guide (дата обращения 29.08.17)
7. Shih T.H. and oth. A new k-ϵ eddy viscosity model for high reynolds number turbulent flows // Computers & Fluids. 1995. issue 3. pp. 227–238.
8. Наплеков И.С. Численное исследование характеристик истечения газового потока из сопла двигателя SpaceX Raptor // Молодежный научный вестник. 2017. №S6. С. 19–27.

CFD modeling of properties of steam ejector for oil and oil product heating in ANSYS

UDC 621.176

Authors:
Dmitry I. Pashchenko — Ph.D., assistant professor; pt@samgtu.ru
Ilya S. Naplekov — student; naplekovilya@gmail.com

Samara State Technical University (Samara Polytech), Samara, Russian Federation

Abstract
The purpose of this work is developing a computer model of steam ejector for oil heating, oil product pumpout, and performing of other key functions in the oil and gas industry ANSYS Fluent is applied. To achieve this purpose a procedure is used including a computational mesh adaptation algorithm, a selection of the turbulence model, a determination of the optimal settings of Fluent problem solver, an assessment of the accuracy of the results. Based on the results of the computations made, the model is verified using experimental data and a dependency of the basic parameters of its work is studied.
The article includes a description of the recommended settings for the Fluent problem solver for the engineering computations of the jet devices.

Materials and methods
The geometry was developed in Autodesk AutoCAD. The computation is made in Ansys Fluent.

Results
A computer model of steam ejector for heating oil, pumping out oil products etc. is introduced. Overall uncertainty of the results of the operating mode for pressure is 2.2%, for temperature it is 1.6%. For other computation modes, the uncertainties do not exceed 2–3% for temperature and pressure. A description of recommended settings is proposed for Fluent solver for engineering computations of the jet devices. The obtained results correspond with theoretical and experimental data within 2–4% deviations, and are presented as current paths, contours, graphs, and a table. Ejector computation modes are defined for the preset parameter of its operation.

Conclusions
The above examples and results illustrate how modern numerical methods of computational fluid dynamics problem solving allow simulating a physical experiment fully with minimal uncertainties not exceeding several percent. Thus, it significantly reduce a requirement to conduct time and money consuming experiments related to defining steam ejector operating modes for heating the oil products of different composition. Numerical computer experiment can come to prominence. However, it is not possible to speak about adequacy of the developed models without consistent results of the physical experiments and without their comparison with the modeling results.
For the nozzle to free space exhaust velocity profile, a mach diamond is observed, which characteristic of all exhaust processes with Mach number over 1 (M › 1).
High pressure steam workflow (1.317 MPa) during the exhaust process injects low pressure steam flow (0.147 MPa), which results in the formation of 0.414 MPa steam.

Keywords
exhaust characteristics, ejector, oil and gas industry, CFD modeling, turbulence models, Navier-Stokes equation

References

1. Sokolov E.Ya., Zinger N.M. *Struynye apparaty* [Jet devices]. 2nd edition. Moscow: *Energiya*, 1970, 288 p.
2. Kamenev P.N. *Gidroelevatory v stroitel'stve* [Hydraulic ejectors in construction]. Moscow: *Stroyizdat*, 1964, 403 p.
3. Sazonov Yu.A., Kazakova E.S., Dimaev T.N. *Issledovanie mnogopotochnykh ezhektorov i reshenie zadach po dobyche i perekachke nefti i gaza* [Study of the multiflow ejectors and solution of problems related to oil and gas production and pumping]. *Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa*, 2012, issue 4, pp. 21–23.
4. Pashchenko D.I., Chastikova O.I., Mikhedov A.A. *Matematicheskoe modelirovanie protsessov teplomassobmena v reaktsionnom elemente sistemy termokhimicheskoy regeneratsii teploty* [Mathematic modeling of heat and mass exchange processes in the reaction element of the thermochemical heat regeneration system]. *Vestnik samarskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. Seriya "Tekhnicheskie nauki"*, 2017, issue 1, pp. 133–142.
5. Slotnick J., Khodadoust A. and oth. CFD Vision 2030 Study: A Path to Revolutionary Computational Aerosciences. NASA report, 2014, 51 p.
6. Ansys Fluent 14.0: Theory Guide. Available at: https://en.scribd.com/doc/140163341/Ansys-Fluent-14-0-Theory-Guide (accessed 29 August 2017)
7. Shih T.H. and oth. A new k-ϵ eddy viscosity model for high reynolds number turbulent flows. Computers & Fluids, 1995, issue 3, pp. 227–238.
8. Naplekov I.S. *Chislennoe issledovanie kharakteristik istecheniya gazovogo potoka iz sopla dvigatelya SpaceX Raptor* [Numerical study of the properties of the gas flow exhaust from the SpaceX Raptor engine nozzle]. *Molodezhnyy nauchnyy vestnik*, 2017, issue S6, pp. 19–27.

+7 (811 2) 69 16 16
+7 800 250 07 79
www.pskovtehgaz.ru

ПРОИЗВОДСТВЕННО-ИНЖИНИРИНГОВАЯ КОМПАНИЯ

ПСКОВТЕХГАЗ®

КРИОГЕННЫЕ И ГАЗОВЫЕ СИСТЕМЫ

ПРОИЗВЕДЕНО В РОССИИ

ПСКОВТЕХГАЗ®: РАЗНЫЕ ЗАДАЧИ – РАЗНЫЕ РЕШЕНИЯ

Первая азотная установка ПСКОВТЕХГАЗ® была изготовлена в июле 2017 г. с производительностью до 2 400 н.м^3/ч при температуре газа до +150°С и давлении до 35 МПа. Разработка велась на основании индивидуального заказа американо-казахстанской сервисной компании. Установка успешно отработала первый сезон, и ПСКОВТЕХГАЗ® получил контракт от того же клиента на создание еще нескольких ГУ. Вызов для компании состоит в том, что эти установки, а также изделия, запрашиваемые другими заказчиками, имеют разные характеристики и разный набор оборудования.

ГУ 2 400.35 была разработана и изготовлена в рекордно короткий срок (6 месяцев). Для максимального сокращения сроков разработки и снижения себестоимости выполнения новых заказов ПСКОВТЕХГАЗ® ведет работу по созданию линейки типовых изделий, основанных на модульном принципе.

Модульная конструкция позволяет ОКБ ускорить процесс разработки ГУ с заданными клиентом параметрами путем комплектации агрегатами необходимой производительности при сохранении компоновки, а заказчикам – получить технику в короткие сроки и по еще более привлекательной цене, которая даже у первых ГУ ПСКОВТЕХГАЗ® была значительно ниже иностранных вариантов.

Помимо производства оборудования, компания проводит обучение персонала работе с оборудованием, снабжение запасными частями и сервисное обслуживание ГУ.

ПЕРЕДВИЖНЫЕ АЗОТНЫЕ И УГЛЕКИСЛЫЕ УСТАНОВКИ

НОВИНКА 2017 г.

МОДУЛЬНАЯ КОМПЛЕКТАЦИЯ

Транспортируемые газификационные криогенные установки мирового уровня теперь разрабатываются и производятся в России. Компания ПСКОВТЕХГАЗ®, с 1996 года создающая криогенное оборудование, формирует модельный ряд модульных ГУ, решающих задачи, наиболее часто стоящие перед сервисными компаниями нефтегазового комплекса.

АГУ 1 200.20 | АГУ 2 400.35 | АГУ 5 100.20

и другие типовые решения

Диапазон производительности.....до 6 000 н.м^3/ч
Давление.....до 70 МПа
Температура газа на выходе.....до +150°С

ЭНЕРГАЗ: опыт подготовки и компримирования низконапорного ПНГ

К.В. Авиленко
заместитель руководителя Департамента реализации проектов

ООО «ЭНЕРГАЗ», Москва, Россия

С каждым годом проблема истощения крупных месторождений на территории РФ становится все острее, в связи с чем многократно возрастает и важность эффективного использования низконапорного газа. Специалисты группы компаний ЭНЕРГАЗ предлагают решать технологическую задачу компримирования низконапорного попутного нефтяного газа (далее — НН ПНГ) комплексно.

Ключевые слова
низконапорный газ, НН ПНГ, оборудование для газоподготовки и газоснабжения, компрессорная установка, компрессорная станция, сепарация, компримирование газа.

НИЗКОНАПОРНЫЙ ГАЗ

Понятие «низконапорный газ» (далее — ННГ) трактуется по-разному. Газовики рассматривают ННГ как природный газ на устье добывающей газовой скважины — с низким уровнем давления, недостаточным для подачи газа на компрессорную станцию или установку подготовки газа.

Нефтяники понимают под низконапорным газом попутный нефтяной газ (далее — ПНГ) с концевых ступеней сепарации нефти, не обладающий уровнем давления, необходимым для его транспортировки от установки подготовки нефти (далее — УПН) до газоперерабатывающего завода или автономного энергоцентра месторождения.

Например, у газа концевой ступени УПН Варандейского месторождения (фото 1) давление практически отсутствует, и транспортировку ПНГ здесь обеспечивает компрессорная станция низкого давления «ЭНЕРГАЗ» (фото 2).

Понятие ННГ не сводится только к уровню давления газа как важному фактору добычи. Эксперты предлагают и иные варианты определений ННГ. Так, к низконапорным промысловым газам относят запасы газовых и газоконденсатных месторождений, промышленное использование которых при глубоком компримировании и магистральном транспорте становится экономически нерентабельно.

Более емким видится определение, привязанное одновременно к экономическому и к техническому аспектам. Низконапорный газ — это газ, присутствующий в технологических схемах разработки, добычи и переработки продукции месторождений, вовлечение которого в промышленный оборот достигается решением специальных технических задач и дополнительными затратами.

ПРОБЛЕМА ОБОЗНАЧЕНА

Проблема добычи и использования ННГ состоит в следующем. Давление газа в пласте снижается по мере его выработки. И возникает момент, когда давления газа,

поступающего из скважин, недостаточно для его подачи в газопроводы без проведения подготовительных мероприятий. Из-за весомых затрат дальнейшее использование ННГ становится нерентабельным по совокупной цене добычи, газоподготовки и доставки к конечному потребителю. При этом в категорию «низконапорного» попадает 15–20% запасов природного газа, доступного к добыче.

По мере истощения крупных месторождений важность задачи эффективного использования ННГ значительно возрастает. По экспертным данным, объем ННГ на выработанных газовых месторождениях только в Западной Сибири исчисляется триллионами кубометров. По разрабатываемым месторождениям Ямало-Ненецкого АО объемы ННГ превышают 2 трлн м^3, а в целом по автономному округу составляют более 5 трлн м^3.

Аналогичная ситуация возникает с попутным нефтяным газом, когда при дегазации и сепарировании нефти в эту категорию попадают значительные объемы ПНГ — ценного углеводородного сырья. К примеру, если 11 лет назад (2007 год) на Вынгапуровском месторождении остаток НН ПНГ оценивался в объеме 90 млрд м^3, то на Медвежьем (к 2020 году) прогнозируется 310 млрд м3. Проблема станет повсеместной уже к 2025 году.

Ситуацию обостряет увеличение доли так называемого «жирного» газа в общем объеме добычи. За метановым «сухим» газом пока сохраняется преимущество, так как для его использования не требуются специальные системы по выделению этан-, пропан-, бутановых и более тяжелых фракций. По этой причине вопрос дальнейшего использования тяжелых компонентов ПНГ остро не стоит. Но уже к 2030 году около половины добываемого газа будет «жирным». Переориентация на добычу «жирного» газа выдвигает новый приоритет — переоснащение промыслов для подготовки к транспортировке и переработке газового конденсата — важного сырья для газохимии.

Но эта проблема требует отдельного рассмотрения. Мы же вернемся к теме НН ПНГ.

ИСПОЛЬЗОВАТЬ МАКСИМАЛЬНО

Процесс разгазирования нефти может начинаться уже в насосно-компрессорных трубах нефтяных скважин. При движении продукции из скважин по нефтегазопроводам также происходит выделение ПНГ. В итоге, поток пластовой нефти переходит из однофазного состояния в двухфазное — разгазированная нефть и попутный нефтяной газ. Это происходит по причине падения давления и изменения температуры пластовой жидкости.

Однако совместное хранение или транспортировка нефти и ПНГ экономически нецелесообразны. Объем выделяемого газа в несколько раз превышает объем жидкости. Совместная обработка нефти и ПНГ потребовала бы использования емкостного оборудования и трубопроводов значительно больших размеров. Поэтому на объектах добычи и подготовки нефтегазовый поток разделяют на два — нефтяной и газовый. Разделение потока происходит в специальных аппаратах — сепараторах, где создаются условия для максимально эффективного выделения ПНГ из нефти.

Выделяемый газ нуждается в подготовке на специальном технологическом

Фото 1-2 — Варандейское месторождение (ЛУКОЙЛ-Коми). Установка подготовки нефти и компрессорная станция низкого давления «ЭНЕРГАЗ»

Фото 3 — ГТЭС Ватьеганского месторождения работает на попутном газе

Фото 4 — Вакуумная компрессорная установка «ЭНЕРГАЗ» на ДНС-1 Вынгапуровского месторождения (Газпромнефть-ННГ)

оборудовании. Подготовка ПНГ — это комплекс мероприятий: осушка, удаление механических примесей, сероочистка, отбензинивание (извлечение жидких углеводородов C_{3+}выше), удаление негорючих компонентов газа (азот, двуокись углерода), охлаждение, компримирование.

Предварительно подготовленный ПНГ обычно распределяется следующим образом. Часть идет на нужды промысла — подается на подогреватели нефти, применяется в качестве топлива для газопоршневых или газотурбинных электростанций (фото 3), котельных. Часть транспортируется потребителям, к примеру, на газоперерабатывающий завод для получения продуктов газохимии (если завод находится в районе добычи нефти). Используется ПНГ и для обратной закачки в пласт для повышения нефтеотдачи (система «газлифт»).

Еще вчера эта схема сводилась к использованию ПНГ 1-ой ступени сепарации. ПНГ 2-ой и последующих ступеней, как правило, сжигался на факелах, так как газ с последних ступеней более сложен в подготовке.

Такой ПНГ по плотности и содержанию компонентов $C_{3+выше}$ значительно «тяжелее» газа 1-ой ступени. Например, плотность газа 2-ой ступени может превышать 1700 г/м^3, а содержание С3+выше — 1000 г/м^3. Соответственно, количество выпадающего конденсата в газопроводах ПНГ 2-ой и последующих ступеней гораздо больше, чем те же показатели в газопроводах ПНГ 1-ой ступени сепарации. Газ концевых ступеней отличается высоким содержанием механических примесей и капельной влаги. И, ко всему прочему, его надо компримировать.

Таким образом, рациональное использование ПНГ последних ступеней сепарации требует дополнительной инфраструктуры для сбора и подготовки, что повышает себестоимость газа и снижает рентабельность. Поэтому ряд компаний не шли на эти затраты и вынужденно самоустранялись от утилизации НН ПНГ.

Ситуация изменилась после января 2009 года, когда правительство ввело жесткий норматив, согласно которому утилизации должно подвергаться 95% всего ПНГ. Вопрос о том, сжигать или не сжигать попутный газ на факелах, решен в России окончательно и бесповоротно. Сжигать ПНГ стало накладно. И срабатывают не только экономические санкции (таб. 1). Ценится и экологическая репутация нефтяных компаний.

Год	2012	2013	2014	2020
Повышающий коэффициент	4,5	12	25	100

Таб. 1 — Повышающие коэффициенты к плате за сверхнормативное сжигание ПНГ

При снижении добычи нефти результативное использование ПНГ приобретает особый вес. Учитывая, что НН ПНГ занимает значительную долю в потерях попутного газа, нефтегазодобывающие компании внедряют современные технологии его утилизации. Многие уже убедились в верности своего стратегического выбора.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОБЕСПЕЧИТ ЭНЕРГАЗ

Итак, ПНГ со 2-ой и последующих ступеней сепарации нефти является низконапорным. Его собственное давление не превышает 0,4–0,5 МПа изб. и не позволяет транспортировать ПНГ между объектами нефтегазодобывающего комплекса или подавать его в трубопровод до головной компрессорной станции, направляющей газ стороннему потребителю.

В этой ситуации технологическая задача компримирования НН ПНГ решается комплексно. Месторождения оснащаются так называемыми «малыми» компрессорными станциями (далее — КС) или компрессорными станциями низких ступеней сепарации (далее — СКНС), основу которых составляют компрессорные установки (далее — КУ) низкого давления. Когда же давление газа близко к вакууму (от -0,05 до 0,01 МПа изб.), на КС и СКНС применяются вакуумные компрессорные установки (фото 4).

Надежная работа КУ обеспечивается специальными инженерными решениями с учетом состава и качества газа, условий эксплуатации и индивидуальных проектных требований. Начиная с 2007 года такой опыт накоплен в Группе ЭНЕРГАЗ, специализирующейся на технологических проектах комплексной газоподготовки. Инженеры ЭНЕРГАЗа тщательно учитывают все особенности компримирования НН ПНГ, используя, как правило, установки на базе винтовых маслозаполненных компрессоров.

ИНЖЕНЕРНЫЕ РЕШЕНИЯ

Назовем основные факторы, осложняющие процесс компримирования низконапорного ПНГ, и рассмотрим решения этих проблем.

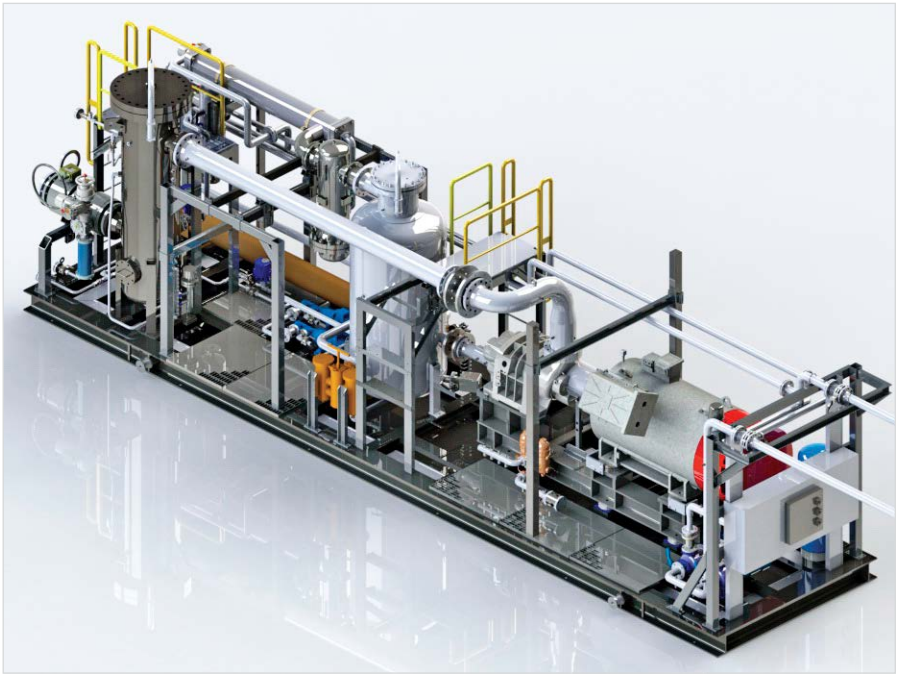


Рисунок — Макет компоновки КУ с входным фильтром-скруббером

Фото 5 — Адсорбционный осушитель газа на ЦПС Западно-Могутлорского месторождения (РуссНефть)

Необходимость доочистки. Несмотря на то, что в компрессорную установку поступает уже подготовленный газ, содержание в нем механических примесей и капельной влаги не соответствует условиям нормальной эксплуатации высокоэффективных агрегатов и не позволяет достигнуть на выходе установленных проектных параметров по чистоте. Поэтому возможности основных элементов системы фильтрации КУ (газомасляного сепаратора и коалесцентных фильтров) расширяются за счет дополнительной комплектации:

- на входе газа устанавливается двухступенчатый фильтр-скруббер (рисунок), оснащенный системой автоматического дренажа конденсата;
- на выходе из КУ ставят дополнительные фильтры тонкой очистки газа. Они, как и скруббер, встраиваются в существующий блок-модуль, что обеспечивает компактное размещение оборудования;
- в технологическую схему установки может включаться узел осушки газа;
- в особых случаях вместе с КУ могут также поставляться компактные адсорбционные, абсорбционные или рефрижераторные осушители газа в отдельном укрытии (фото 5).

Риск образования конденсата. Работа компрессорных установок на тяжелом (жирном) газе в процессе компримирования всегда сопровождается риском конденсатообразования внутри системы. Возникает две проблемы: 1) растворение в масле большого количества углеводородов, ведущее к повышенному насыщению масла газоконденсатом, снижению кинематической вязкости масла и увеличению уровня масла в маслобаке; 2) образование конденсата в рабочих ячейках компрессора, которое приводит к увеличению потребления мощности на внешнее сжатие и мощности на сжатие одного килограмма газа. Задача решается следующим способом:

- проводится детальный анализ компонентного состава газа и расчеты в специализированном программном обеспечении, создающем теоретическую модель поведения газа при определенных условиях (температуре и давлении). Это дает возможность определить оптимальные параметры рабочих температур масла и газа, которые позволяют вести рабочие процессы в газовом контуре КУ вне зоны кондесатообразования;
- в маслосистеме КУ используется специальное более вязкое масло, имеющее повышенную устойчивость к насыщению тяжелыми углеводородами.

Негативное влияние крайне низкого давления, близкого к вакууму. Компримирование газа с давлением, близким к вакууму (от -0,05 МПа изб.), влечет следующие проблемы: 1) возникает большая разница в давлении на входе и на выходе КУ, вследствие чего давление газа, имеющееся в установке, сбрасывается не только через сбросовую свечу, но и через входной трубопровод. При этом происходит «унос» масла из маслосистемы во входной фильтр-скруббер; 2) под действием вакуума в компрессорную установку может поступать воздух, что увеличивает взрывоопасность технологического процесса. Применяемые решения:

- оснащение системы входных клапанов КУ модернизированными быстродействующими клапанами с электромеханическими приводами и пружинными отсекателями, что позволяет отсекать входной трубопровод от основной магистрали;
- комплектация КУ системой обнаружения кислорода с датчиком, определяющим его содержание в компримируемом газе.

Изменение характеристик исходного газа. По своему составу ПНГ нестабилен. А по условиям некоторых проектов компрессорные установки вообще компримируют смешанный попутный газ, поступающий с разных объектов добывающего комплекса. Соответственно, основные его параметры (состав, плотность, давление, температура точки росы, теплотворная способность) могут меняться. Также изменяются параметры исходного газа, поступающего с одного объекта, – в силу климатических изменений, истощения запасов углеводородов, обводненности скважин и т.д. Чтобы контролировать этот процесс (и затем, при необходимости, варьировать эксплуатационные характеристики КУ), компрессорные установки могут оснащаться следующим дополнительным оборудованием:

- потоковый хроматограф с устройством отбора проб для определения состава и теплотворной способности газа;
- потоковый измеритель температуры точки росы газа по воде и углеводородам (с устройством отбора проб);
- замерное устройство расхода компримируемого газа.

Фото 6 — Компрессорная станция ангарного (внутрицехового) типа для ГТЭС Восточно-Мессояхского месторождения

Регион	Месторождение	Объект	Кол-во КУ	Назначение установок	Давление ПНГ на входе, МПа (изб.)
Ханты-Мансийский АО	Северо-Лабатьюганское	ДНС-3	2	транспортировка газа	-0,02
Республика Саха (Якутия)	Талаканское	ЦПС	1	транспортировка газа	-0,02
Республика Саха (Якутия)	Талаканское	ДНС-2	1	транспортировка газа	-0,02
Ханты-Мансийский АО	Алехинское	ЦПС	4	транспортировка газа	0
Ханты-Мансийский АО	Федоровское	ЦППН	2	транспортировка газа	0
Ханты-Мансийский АО	Западно-Сургутское	ЦКПН	2	транспортировка газа	0
Ханты-Мансийский АО	Лянторское	ЦППН	2	транспортировка газа	0
Ненецкий АО	Варандейское	УПН	3	транспортировка газа	0
Ямало-Ненецкий АО	Вынгапуровское	ЦПС (ДНС-3)	2	транспортировка газа	0,001
Ямало-Ненецкий АО	Вынгапуровское	ДНС-1	1	транспортировка газа	0,001
Ямало-Ненецкий АО	Еты-Пуровское	ДНС-2	1	транспортировка газа	0,001
Ямало-Ненецкий АО	Вынгаяхинское	ЦППН	1	транспортировка газа	0,001
Ханты-Мансийский АО	Советское	УПСВ-3	1	транспортировка газа	0,001
Ханты-Мансийский АО	Советское	УПСВ-9	1	транспортировка газа	0,001
Ханты-Мансийский АО	Вахское	УПСВ-4	1	транспортировка газа	0,001
Ханты-Мансийский АО	Вахское	УПСВ-5	1	транспортировка газа	0,001
Ханты-Мансийский АО	Рогожниковское	УКПГ (ЦПС)	1	транспортировка газа	0,02
Ханты-Мансийский АО	Конитлорское	ДНС-1	2	транспортировка газа	0,1
Ханты-Мансийский АО	Конитлорское	ДНС-2	3	транспортировка газа	0,1
Ханты-Мансийский АО	Федоровское	ЦППН	2	транспортировка газа	0,1
Республика Беларусь	Речицкое	КС	2	транспортировка газа	0,1
Ямало-Ненецкий АО	м/р Большехетской впадины	ТСЖУ	1	транспортировка газа	0,1
Ханты-Мансийский АО	Быстринское	УПСВ-2	2	транспортировка газа	0,15
Ханты-Мансийский АО	Ватьёганское	ЭСН (ГТЭС-72)	4	газоснабжение турбин	0,15
Томская область	Игольско-Таловое	ЭСН (ГТЭС-12)	2	газоснабжение турбин	0,17
Ханты-Мансийский АО	Северо-Лабатьюганское	ЭСН (ГТЭС-36)	6	газоснабжение турбин	0,2
Ханты-Мансийский АО	Рогожниковское	ЭСН (ГТЭС №1)	1	газоснабжение турбин	0,2
Ханты-Мансийский АО	Ай-Пимское	ДНС	4	транспортировка газа	0,2
Ямало-Ненецкий АО	Восточно-Мессояхское	ЭСН (ГТЭС-84)	4	газоснабжение турбин	0,2
Тюменская область	Южно-Нюрымское	ЭСН (ГТЭС-8)	2	газоснабжение турбин	0,2
Ханты-Мансийский АО	Ульяновское	КС	2	транспортировка газа	0,25
Ханты-Мансийский АО	Западно-Могутлорское	ЦПС	1	транспортировка газа	0,25
Ханты-Мансийский АО	Западно-Чигоринское	ЭСН (ГТЭС-12)	3	газоснабжение турбин	0,3
Ямало-Ненецкий АО	Верхне-Надымское	ЭСН (ГТЭС-24)	3	газоснабжение турбин	0,3
Ханты-Мансийский АО	Рогожниковское	ЭСН (ГТЭС №2)	3	газоснабжение турбин	0,3
Ханты-Мансийский АО	Биттемское	КС	3	транспортировка газа	0,3
Ханты-Мансийский АО	Мурьяунское	КС	3	транспортировка газа	0,3
Ненецкий АО	Южно-Хыльчуюское	ЭСН (ГТЭС-125)	4	газоснабжение турбин	0,35
Ханты-Мансийский АО	Тевлинско-Русскинское	ЭСН (ГТЭС-48)	3	газоснабжение турбин	0,35
Ямало-Ненецкий АО	Пякяхинское	УПН и КСУ	1	транспортировка газа	0,39
Ханты-Мансийский АО	Конитлорское	ЭСН (ГТЭС-24)	3	газоснабжение турбин	0,4
Ханты-Мансийский АО	Западно-Камынское	ЭСН (ГТЭС-24)	3	газоснабжение турбин	0,4
Ханты-Мансийский АО	Мурьяунское	ЭСН (ГТЭС-24)	3	газоснабжение турбин	0,4
Ханты-Мансийский АО	Юкъяунское	ЭСН (ГТЭС-36)	3	газоснабжение турбин	0,4
Ханты-Мансийский АО	Северо-Лабатьюганское	ЭСН (ГТЭС-24)	3	газоснабжение турбин	0,4
Ханты-Мансийский АО	Тромъеганское	ЭСН (ГТЭС-12)	3	газоснабжение турбин	0,4
Республика Саха (Якутия)	Талаканское	ЭСН (ГТЭС-144)	6	газоснабжение турбин	0,4
Ханты-Мансийский АО	Рогожниковское	ЭСН (ГТЭС №1)	3	газоснабжение турбин	0,4
Новосибирская область	Верх-Тарское	ЭСН (ГТЭС-10,4)	2	газоснабжение турбин	0,4

Таб. 2 — Компрессорные установки от компании ЭНЕРГАЗ, перекачивающие низконапорный ПНГ с давлением до 0,4 МПа изб.

Тяжелые условия эксплуатации. Нередко компримирование низконапорного ПНГ проходит в тяжелых условиях: 1) климатические условия, когда минимальная температура воздуха достигает минус 60ºС, а средняя температура наиболее холодной пятидневки – минус 50°С; 2) особенности состава газа – например, высокое содержание сероводорода; 3) удаленность (труднодоступность) объектов, что осложняет техническое обслуживание и контроль за ходом эксплуатации оборудования. Поэтому на практике применяются следующие решения:

- выбор варианта исполнения КУ: внутрицеховое (фото 6), контейнерное, арктическое (фото 7);
- модернизация маслосистемы и применение масел нового поколения;
- использование специальных сплавов и антикоррозийных материалов при производстве компрессорных установок;
- оснащение КУ устройством плавного пуска двигателя;
- резервирование некоторых элементов и узлов оборудования (например, сдвоенные фильтры маслосистемы или насосы систем смазки и охлаждения), особенно, когда компрессорные станции эксплуатируются без резервной установки.

Фото 7 — КУ в арктическом исполнении компримируют НН ПНГ в составе СКНС Северо-Лабатьюганского м/р (Сургутнефтегаз)

РЕАЛИЗОВАННЫЕ ПРОЕКТЫ

Начиная с 2007 года ЭНЕРГАЗ поставил и ввел в эксплуатацию 275 технологических установок подготовки и компримирования газа. В электроэнергетике они работают на 171 энергоблоке суммарной мощностью 6 290 МВт, в нефтегазовой отрасли — подготавливают попутный нефтяной и природный газ на 43 месторождениях.

Компрессорные установки «ЭНЕРГАЗ» функционируют на следующих объектах добывающего комплекса: энергоцентры собственных нужд (ЭСН) на базе ГТЭС и ГТУ-ТЭЦ; цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН); цеха контрольной проверки нефти (ЦКПН); дожимные насосные станции (ДНС); установки подготовки нефти (УПН); центральные пункты сбора нефти (ЦПС); концевые сепарационные установки (КСУ); центральные перекачивающие станции; транспортные системы жидких углеводородов (ТСЖУ), установки предварительного сброса воды (УПСВ); установки деэтанизации конденсата (УДК); установки комплексной подготовки газа (УКПГ).

В Группе ЭНЕРГАЗ постоянно наращивается уникальный опыт реализации проектов по компримированию низконапорного ПНГ. Их география – от Республики Беларусь (фото 8) до Крайнего Севера и Республики Саха. На сегодня в таких специализированных проектах задействовано 117 компрессорных установок (таб. 2), еще 11 КУ готовятся к вводу в работу.

Производственная практика убеждает нас: для рационального применения ПНГ в максимально возможных объемах требуются не только целенаправленные усилия государства, общества и бизнеса, но и слаженная работа профессионального сообщества — нефтяников, проектировщиков, производителей оборудования.

Фото 8 – Оснащение Речицкого месторождения в Беларуси компрессорными установками низкого давления позволило завершить Республиканскую программу по утилизации ПНГ

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

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

Старый друг лучше новых двух!

Завод ГАРО, Бежецкий компрессорный завод, ОАО «Бежецкий завод "Автоспецоборудование"» — эти названия знакомы вот уже нескольким поколениям нефте– и газодобытчиков Западной Сибири. И не только им! Завод, появившийся в разгар Первой Мировой войны как пулемётная мастерская, поставил в этот регион не один десяток тысяч своих поршневых компрессоров за долгие десятилетия освоения этих труднопроходимых мест и сокрытых под ними богатств. Завод «АСО» серьёзно помог своей продукцией в организации добычи углеводородов.

Сегодня в компрессоростроительную отрасль пришли новые технологии, и в дополнение к надёжным, как автомат Калашникова, поршневым компрессорам завод «АСО» спроектировал и внедрил в производство современные винтовые компрессоры с высоким КПД, позволяющие сэкономить треть электроэнергии при получении того же объёма сжатого воздуха, с повышенным ресурсом эксплуатации. А контейнерное исполнение винтовых компрессоров позволяет их эксплуатацию под открытым сибирским небом на новых месторождениях даже в сильные январские морозы. Причём, завод «АСО» может собрать практически любую конструкцию, в том числе, контейнер с нестандартными размерами. Модульная станция представляет собой утеплённый минватой бокс с электрощитовой, предподогревом воздуха для подачи в компрессор, с ресиверами, фильтрами, осушителями — то есть со всем необходимым для оперативного начала работы на объекте при любых погодных условиях.

Широчайший ассортимент в линейке АСОвских «винтовиков» представлен моделями АСО–ВК, мощностью от 5,5 до 200 кВт и производительностью до 30 м³/мин, при рабочем давлении от 5 до 13, и даже 16 атмосфер!

Модели с частотным регулированием электропривода представлены в линейке АСО–ВК ESQ мощностью от 7,5 до 132 кВт.

АСО–ВК ESQ

Эти компрессоры способны работать в режимах пониженной нагрузки, экономя при этом ещё до 30% электроэнергии. Покупатель платит лишь за сжатый воздух в нужном ему количестве. Благодаря этому, такие компрессоры быстро возвращают вложенные в них средства. Дальнейшая эксплуатация — это экономия средств на издержки, а значит, сокращение себестоимости готовой продукции, то есть, экономия в энергетической составляющей. А это уже вопрос конкуренции!

В ассортименте «АСО» есть также и дизельные винтовые компрессоры с ПТС для транспортировки по общественным дорогам — АСО–ВК36/8–ПД. Его производительность — 5 м³/мин. Этого достаточно для выполнения многих задач на территориях, лишённых трехфазного электроснабжения.

Сердце компрессора — винтовой блок производства RotorComp широко известного немецкого производителя. Это обстоятельство не помешало заводу «АСО» построить свою ценовую политику таким образом, что отпускные цены завода практически не отличаются от цен китайских производителей, появившихся на российском рынке. Видимо, отчасти и поэтому предприятия многих регионов России имеют в своём компрессорном парке машины, на шильде которых знакомое сибирякам название – «АСО». Как говорится: «Старый друг лучше новых двух!»

Дизельный винтовой компрессор АСО-ВК36/8-ПД

Модульная станция

АО «Бежецкий завод АСО»
171980, г. Бежецк,
ул. Краснослободская, д.1
Тел.: 48231-5-65-12,
48231-2-01-41
e-mail: sales@asobezh.ru
www.asobezh.ru

УДК 622.692.4

Методика очистки внутренних отложений трубопроводов и оборудования с применением пневмоудара

А.В. Мараховский
главный инженер[1]
alexander.1107@yandex.ru

Е.О. Савельева
преподаватель «Центра проектной деятельности»
savelievaeo@gmail.com

[1]ООО «Асгард сервис», Москва, Россия
[2]Московский политехнический университет, Москва, Россия

В статье рассматривается методика очистки теплообменного оборудования пневмоударным способом и комбинированная обработка очищаемых поверхностей, сочетающая в себе пневмоудар и химическое воздействие на внутреннюю обрабатываемую поверхность. Во время разработки методики был создан испытательный стенд, который имитировал различные режимы очистки оборудования.

Материалы и методы
Разработка методики очистки теплообменного оборудования. Создание испытательного стенда, проведение испытаний, определение экономической эффективности метода. Применение пневмопушки ПнИУ-200 в качестве генератора импульсов, сравнение теоретических данных с экспериментальными результатами.

Ключевые слова
очистка, реагент, удаление отложений, трубы, пневмоимпульс, пневмоудар

Каждый год специалисты сферы теплоэнергетики, нефтепереработки, нефтехимии и транспорта нефти сталкиваются с проблемой образования асфальтосмолопарафиновых отложений (далее — АСПО), коррозий и шлама при эксплуатации теплообменного оборудования и технологического оборудования. Эта проблема является главной причиной вывода из строя даже самого современного оборудования. Также она непосредственно влияет на экономику предприятия, ведь даже небольшой слой накипи заметно снижает теплопередачу, из чего следует значительный перерасход энергоресурсов.

До сих пор многие организации прибегают к химическим, механическим, ультразвуковым и другим способам чистки оборудования [1, 2]. Такие способы, безусловно, отлично справляются со своей задачей, но в то же время несут ряд негативных последствий. Это достаточно затратные, трудоемкие и дорогостоящие процессы, требующие наличия квалифицированных специалистов, остановки оборудования и вывода его из производственного цикла, закупки дорогостоящих и опасных для окружающей среды химических реагентов, а также приводящие к физическому разрушению элементов установок.

В настоящее время специалистам в области очистки теплообменного оборудования приходится постоянно искать новые способы, которые будут оказывать минимальное негативное воздействие на окружающую среду, оборудование, персонал и сокращать затраты предприятия на ремонтные работы.

Одним из таких методов является методика очистки теплообменного оборудования пневмоударным способом или комбинированная обработка оборудования, которая сочетает в себе пневмоудар и химическое воздействие [3].

Главной особенностью данного способа является то, что методика разработана для очистки технологического оборудования без его остановки или с кратковременной остановкой оборудования, что повышает эффективность работы и увеличивает межремонтный период эксплуатации. К примеру, в теплообменном аппарате греющий контур не отключается, а нагреваемый подвергается очистке с помощью временной обвязки, такой способ очистки производственники называют «на режиме». На рис. 1 приведена описанная схема очистки теплообменного аппарата.

Суть данного метода заключается в том, что к промываемому теплообменнику подключается пневмоимпульсный генератор. Он обладает способностью производить сверхбыстрые импульсные воздействия энергии воздуха (азота) в виде ударной волны на стенки труб. По своей структуре импульс имеет фазу сжатия и фазу разряжения с частотой 10–15 Гц и амплитудой не более 0,15 Гц при расстоянии от источника волны не более 5 м. В результате подобного воздействия отложения в первой фазе испытывают растяжение от избыточного давления и придавливаются к поверхности, во второй — растягиваются при уменьшении давления после прохождения ударной волны над участком отложений и отрываются от поверхности трубы за счет перепада давления в объеме [4]. Данный процесс сопровождается явлением дифракции, так как на пути волны встречаются неровности и препятствия. Перед спускным краном (исполнительным механизмом) находятся обратный клапан и тройник с подключенным к нему шлангом с выводом в специальную промежуточную емкость. При протекании фазы разряжения основная часть отложений и воздуха перемещается через тройник в промежуточную емкость. При наличии в контуре сложных отложений применяется комбинированный метод, который включает в себя использование химических реагентов: в обратный контур воды через временную обвязку добавляется химический реагент, растворяющий отложения. Далее проводится серия импульсов, которые способствуют вымыванию частиц растворенных веществ и продуктов химической реакции. Такая схема работы возможна при непосредственном выпуске воздушной среды (азота) после пневмоудара. Ее обеспечивает мокрая градирня — элемент системы охлаждения открытого типа, находящаяся в системе, или спуск воздуха-азота посредством воздухоотвода. После проведения очистки контур оборотной воды обновляется.

Реагент добавляется в контур оборотной воды дозирующим способом. Его объем определяется исходя из объема контура и с помощью замера кислотности раствора (pH) в течение реакции. Реагент вводят с помощью насоса-дозатора и шлангов, а количество определяется расчетом.

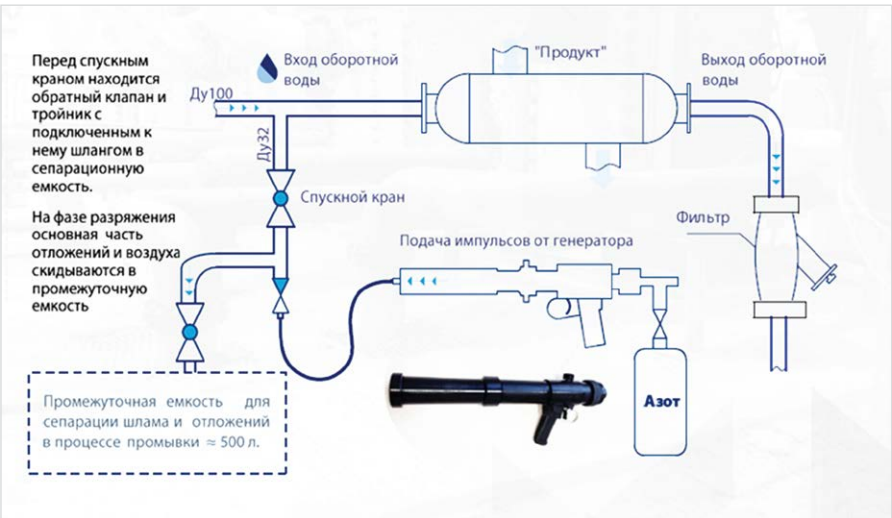


Рис. 1 – Схема очистки трубопровода
Fig. 1 – Pipeline cleaning circuit

Подача сжатого азота производится через специальное устройство типа пневмопушки, подключенное к баллону с азотом. Предварительно растворив и размягчив отложения в течении двух-трех часов, проводится серия пневмоударов в контур очищаемого аппарата либо устройства, вследствие чего в фильтре системы или в промежуточной емкости осаждаются отслоившиеся фрагменты отложений. Проводится мониторинг по параметрам температур до и после воздействия химии и азота. На протяжении всего времени воздействия кислотной или щелочной среды на отложения, проводится анализ уровня pH в рабочем контуре и поддерживается в пределах 1,5–2,5 pH по кислоте и 11–13 pH по щелочным растворам до окончания очистки. После проведения очистки контур оборотной воды нейтрализуется и частично сливается при постоянном обновлении через подпиточную линию и доводится до средних значений (6–8 pH). При работе с растворителями контролируется его насыщение.

Реагент, применяемый для данной очистки, подбирается на основании анализа по оборотной воде и состава отложений, а также на основании натурных испытаний с образцами отложений.

В качестве химического реагента в нефтепереработке чаще всего используются растворители АСПО. Основной очищающий эффект концентрируется на пневмоударе в сопровождении волны с большой кинетической энергией и колебаниями материала теплообменной поверхности и расклинивания отложений через микропоры и трещины.

Необходимые условия для проведения работ по рассматриваемой методике:

- герметичность теплообменного аппарата, оборудования;
- заполненный контур;
- наличие места для выхода азота (мокрая градирня, воздухоотделитель);
- место подключения перед теплообменником по ходу оборотной воды (Ду 20–50);
- место подключения дозатора;
- уловитель шлама и растворенных отложений (емкость градирни, фильтр);
- напряжение 220–380 В;
- высокая мощность циркуляционного насоса во временной обвязке;
- точка подключения по воде;
- место для установки оборудования;
- точка слива отработанного и нейтрализованного реагента;
- возможность соединения емкости градирни и дозирующей емкости через шланг с насосом.

Во избежание падения давления в системе во время частичного слива отработанного реагента, необходимо следить за параметрами давления и подпитывать систему до рабочих значений. Все оборудование, которое не влияет на работу системы (емкости, коллектора, теплообменники) и не задействовано, следует отключить с целью уменьшения объема контура и исключения его засорения.

Перед формированием методики были проведены испытания в области воздействия пневмоимпульса на внутреннюю поверхность в разных режимах его волнового эффекта с применением программного обеспечения и датчиков.

Одной из главных задач эксперимента являлось измерение воздействия энергии азота по мере удаления от источника в различных режимах и замеры параметров воздействия. Проводились испытания в режимах: пневмовзрыва без воды, пневмовзрыва с давлением 35 кг/см² с водой в системе, удерживаемой мембранами и пневмовзрыва с давлением 45 кг/см² с водой в системе, удерживаемой мембранами. По полученным показаниям сформирован отчет.

Примером реализации описываемого метода являлись результаты испытаний установки пневмовзрыва, проводимые на технической базе в г. Королев, с устройством меньшего (1 литр) рабочего объема камеры (ресивера).

Регистрация давлений производилась с помощью двух пьезоэлектрических датчиков давления типа Т500-2, подключенных к специально предназначенному для такого типа датчиков преобразователю Нейва-2К. Регистрация сигналов осуществлялась цифровым запоминающим осциллографом TektronixTDS 2014, подключенным с помощью контроллера GPIB-USB к переносному компьютеру для записи сигналов. Считывание и масштабирование сигналов датчиков выполнено с помощью программной оболочки LabVIEW в соответствии с техническим описанием и инструкцией по эксплуатации прибора Нейва-2К.

Выходное напряжение преобразователя заряда определяется как:

$$U = Q/C,$$

где Q – заряд пьезоэлектрического датчика, пКл, C – емкость конденсатора обратной связи, пФ.

Заряд датчика

$$Q = P*\gamma,$$

где P – давление, кг/см², γ – чувствительность датчика, пКл/(кг/см²).

Напряжение калибровки

$$U = \frac{P*\gamma}{Cк},$$

где $C_к$ – емкость калибровочного конденсатора.

При масштабировании значения чувствительности датчиков γ и емкости калибровочного конденсатора Ск брались из формуляров на соответствующие датчики и преобразователь Нейва-2К. Синхронизация записи производилась от пульта управления электропневмоклапаном по появлению напряжения управления. При регистрации сигналов наблюдались значительные электрические помехи. Обработка результатов, заключавшаяся в фильтрации помех и последующем построении графиков, производилась с помощью программного обеспечения DIAdem.

По результатам обработки показаний датчиков выявлено следующее [5]:

- при работе установки (на азоте) без воды и мембраны, датчик, установленный на расстоянии 1260 мм от фланца трубы, зафиксировал незначительное давление с амплитудой порядка 1 кг/см² (рис. 2а);
- при работе установки с водой и мембраной толщиной 30 мкм при давлении азота 35 кг/см², датчик, расположенный на расстоянии 640 мм от фланца, регистрировал давление с амплитудой 1,2–1,5 кг/см². Датчик, расположенный на расстоянии 1260 мм от фланца, регистрировал давление с амплитудой 4,2–5,5 кг/см². При этом нарастание давления начиналось примерно через 0,08 сек. после появления управляющего напряжения электропневмоклапана, а спад давления происходил в течение 1 секунды. В двух экспериментах был заметен второй пик давления с амплитудой 3,0–3,3 кг/см² (рис. 2б);
- при работе установки с водой и мембраной

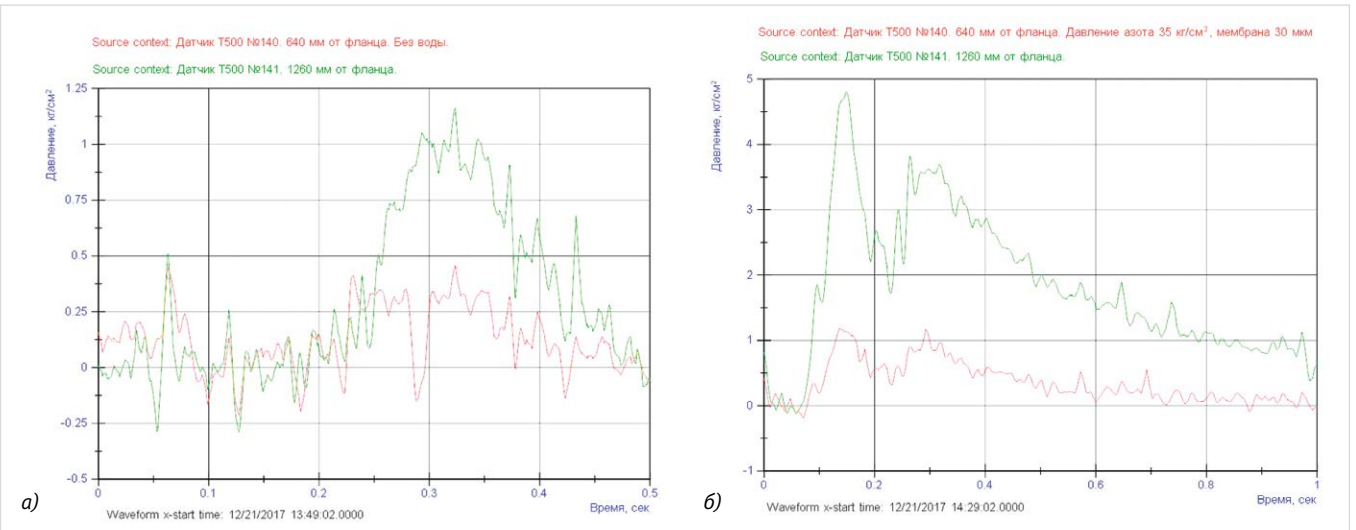


Рис. 2 – Показания датчиков
Fig. 2 – Sensor readings

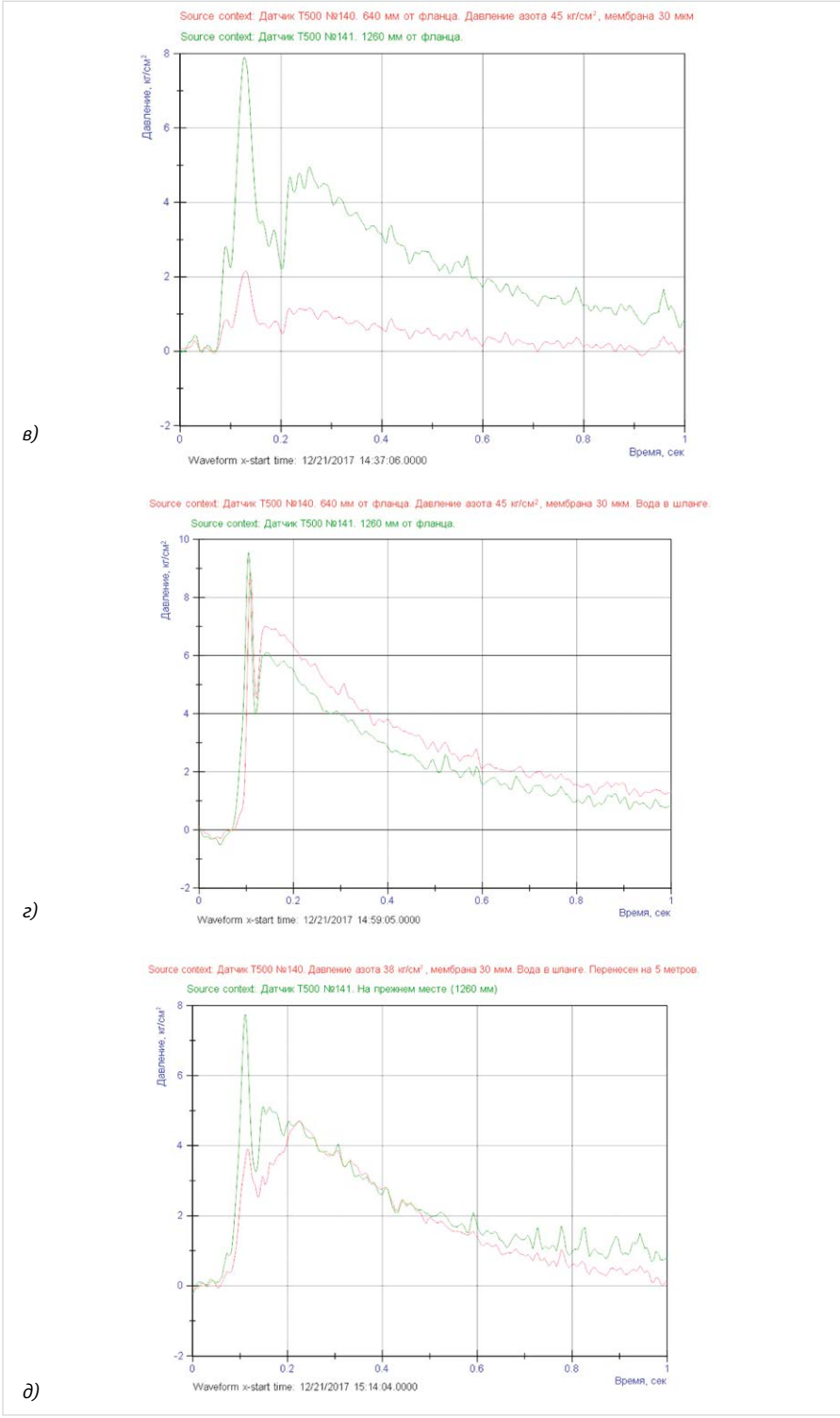


Рис. 2 – Показания датчиков
Fig. 2 – Sensor readings

Быстродействующий клапан	КБ-40-70
Рабочая среда	сжатый воздух или инертный газ
Эффективный диаметр проходного сечения основного канала	40 мм
Время открытия основного клапана	не более 0,01 сек
Время от начала подачи электрического сигнала до начала открытия главного капана	не более 0,03 сек
Диапазон рабочих давлений на входе	0,1–0,7 МПа
Диапазон температур окружающей среды	+5ºС – +65º С
Наработка на отказ	не менее 500 000 пусков
Габаритные размеры	∅30 мм, длина 1000 мм
Вес со стволом и пневмоэлектроклапаном	18 кг

Таблица — Основные характеристики пневмоимпульсного устройства (ПнИУ-200)
Table — Main characteristics of pneumatic impulse device (PnIU-200)

толщиной 30 мкм при давлении азота 45 кг/см², датчик, расположенный на расстоянии 640 мм от фланца регистрировал давление с амплитудой 1,5–2,0 кг/см². Датчик, расположенный на расстоянии 1260 мм от фланца, регистрировал давление с амплитудой 5,5–7,9 кг/см². При этом отчетливо заметен второй пик давления примерно через 0,1 сек. после первого с амплитудой 4,5–5,2 кг/см² (рис. 2в);

- при эксперименте с теми же параметрами шланг, подводящий газ к трубе, был заполнен водой, что привело к значительному отличию. Оба датчика зарегистрировали почти одинаковые кривые с двумя пиками давления и амплитудами первого пика 8,7 и 9,6 кг/см² и второго пика 7,0 и 6,2 кг/см² соответственно (рис. 2г);
- при работе установки на давлении азота 38 кг/см² с водой в шланге и переносе точки замера с 640 мм на 5 метров от фланца датчик, расположенный в 1260 мм от фланца, зарегистрировал первый пик давления на уровне 7,8 кг/см² и второй пик на уровне 5,0 кг/см² примерно через 0,08 сек. Датчик, расположенный на расстоянии 5 метров от фланца, зарегистрировал первый пик на уровне 3,9 кг/см² и второй пик на уровне 4,5 кг/см² примерно через 0,12 с (рис. 2д).

Во всех случаях спад давления происходил через 1 секунду.

По итогам испытаний можно сделать следующие выводы:

- пневмоудар при работе с незаполненным оборудованием неэффективен;
- по мере удаления от источника импульса воздействие волны на оборудование увеличивается;

а)

б)

Рис. 3 – Работы по чистке пластинчатого теплообменника Х-1/2:
а) общий вид теплообменника;
б) процесс очистки пневмоимпульсным методом
Fig. 3 – X-1/2 plate and frame heat exchanger cleaning operations:
a) heat exchanger main view;
b) process of pneumatic impulse cleaning method

- во всех случаях кроме пустой камеры присутствует повторный эффект волнообразования;
- в случае заполнения средой (водой) не только оборудования, но и соединения с пневмоклапаном (шланг), воздействие усиливается на 15–20%.

В период с 05.10.2017 г. по 06.10.2017 г. на территории ООО «РН-Комсомольский НПЗ» были проведены работы по чистке пластинчатого теплообменника Х-1/2 установки ЭЛОУ-АВТ-3, используемого для охлаждения паров прямогонного бензина колонны К-1, с помощью технологии пневмоимпульсов (рис. 3а, 3б) [6].

Необходимость проведения работ по очистке пластин теплообменника Х-1/2 установки ЭЛОУ-АВТ-3 была обусловлена наличием отложений на внутренней полости кассеты пластин, что приводило к высокому значению давления и плохой конденсации паров «шлемового» потока атмосферной колонны К-1. В результате выполненных работ внутренняя полость кассеты пластин теплообменника Х-1/2 установки ЭЛОУ-АВТ-3 очищена от отложений, восстановлена нормальная работа оборудования.

После ввода пластинчатого теплообменника Х-1/2 в эксплуатацию наблюдается незначительное снижение давления в атмосферной колонне К-1.

Преимущества данного метода:
- возможность подачи импульсов (очистки) на режиме без отключения контура;
- экологически безопасен;
- возможность сочетания двух методов: реагентной химической обработки и гидрокинетической промывки;
- идеально подходит для вязких отложений;
- продолжительность очистки от 2 часов;
- в случае остановочного ремонта не требует демонтажа трубных пучков, что сокращает трудоемкость ремонта и его сроки;
- не оказывает коррозийного воздействия на поверхность металлов;
- подходит для отложений из песка и ила.

Недостатки данного метода:
- требуется принятие мер по спуску воздуха из системы;
- метод не эффективен при крайне твердых отложениях;
- требуется принятие мер по очистке фильтра, расположенного после промываемого оборудования.

Итоги

Серия экспериментов показала, что воздействие волны после выстрела имеет различную степень по мере удаления от источника с тенденцией увеличения, присутствует повторное волнообразование. Пневмовыстрелы в незаполненное оборудование с целью очистки не эффективны. Способ может использоваться для очистки труб с различным внутренним объемом и оборудования без полной остановки во многих отраслях энергетики, таких как нефтегазодобыча, нефтепереработка, транспорт нефти, химические производства и другие.

Выводы

Внедрение данной технологии позволит уменьшить затраты на ремонт теплообменного оборудования, сократить затраты на дорогостоящие реагенты. Метод безопасен для окружающей среды и не оказывает механического воздействия на стенки теплообменных поверхностей.

Список литературы

1. СТП 09110.37.409-09. Стандарт ГПО «Белэнерго». Проведение механических и химических очисток теплообменников. Введен с 01.11.2009. Минск: РУП «БелТЭИ», 118 с.
2. РД 34.37.402-96. Типовая инструкция по эксплуатационным химическим очисткам водогрейных котлов. Введен с 01.10.1997. М.: СПО ОРГРЭС, 41 с.
3. РД 153-34.1-37.410-00. Методические указания по безреагентным способам очистки теплообменного оборудования от отложений. Введены с 01.01.2006. М.: АООТ ВТИ, 23 с.
4. Соловьянова И.П., Шабунин С.Н. Теория волновых процессов: акустические волны. Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ. 2004. 142 с.
5. Серрин Дж. Математические основы классической механики жидкости. М.: Иностранная литература, 1963. 256 с.
6. Теплообменник «Компаблок». Инструкция по эксплуатации. Альфа Лаваль, 38 с.

Pneumatic impact method of cleaning of internal pipeline and equipment deposits

UDC 622.692.4

Authors:
Aleksandr V. Marakhovskiy — head engineer[1]; alexander.1107@yandex.ru
Ekaterina O. Savel'eva — teacher of Project activity center[2]; savelievaeo@gmail.com

[1]LLC Asgard service, Moscow, Russian Federation
[2]Moscow Polytechnic University, Moscow, Russian Federation

Abstract

The article reviews a pneumatic impact method of cleaning of the heat exchange equipment, and a combined treatment of the surfaces to be cleaned with pneumatic impact and chemical treatment of the internal surfaces. A test bed was created to imitate different modes of equipment cleaning when developing the method.

Materials and methods

Development of the cleaning method for the heat exchange equipment. Creation of the test bed, testing, determination of the method economic efficiency. Using air gun PnIU-200 as an impulse generator, comparison of theoretical data with experimental results.

Results

A row of experiments has shown that the wave impact after the shot tends to increase while moving from the source; repeated wave generation occurs.

Pneumatic shots to the unfilled equipment is not efficient for cleaning. The method can be used to clean the pipes and the equipment without their total shutdown with different internal volume in certain power industries such as oil and gas production, oil refining, oil transportation, chemical production and others.

Conclusions

Implementing this technology allows reducing expenses on the repair of the heat exchange equipment, cut expenses on the expensive reagents; the method is environmentally safe, and does not have mechanical effect on the walls of the heat exchanging surfaces.

Keywords

cleaning, reagent, removal of deposits, pneumatic impulse, pneumatic impact

References

1. STP 09110.37.409-09. *Standart GPO «Belenergo». Provedenie mekhanicheskikh i khimicheskikh ochistok teploobmennikov* [Standard of State Production Association 'Belenergo'. Mechanical and chemical cleaning of heat exchangers]. Entered since 01.11.2009. Minsk: *RUP «BelTEI»*, 118 p.
2. RD 34.37.402-96. *Tipovaya instruktsiya po ekspluatatsionnym khimicheskim ochistkam vodogreynykh kotlov* [Standard Operating Procedure for the operating chemical cleaning of hot water boilers]. Entered since 01.10.1997. Moscow: *SPO ORGRES*, 41 p.
3. RD 153-34.1-37.410-00. *Metodicheskie ukazaniya po bezreagentnym sposobam ochistki teploobmennogo oborudovaniya ot otlozheniy* [Methodical guidelines for reagentless method of cleaning heat exchange equipment from the deposits]. Entered since 01.01.2006. Moscow: *AOOT VTI*, 23 p.
4. Solov'yanova I.P., Shabunin S.N. *Teoriya volnovykh protsessov akusticheskie volny* [Wave process theory. Acoustic waves]. Ekaterinburg: *GOU VPO UGTU-UPI,* 2004, 142 p.
5. Serrin Dzh. *Matematicheskie osnovy klassicheskoy mekhaniki zhidkosti* [Mathematical fundamentals of classical fluid mechanics]. M.: *Inostrannaya literatura,* 1963, 256 p.
6. *Teploobmennik «Kompablok». Instruktsiya po ekspluatatsii* ['Kompablok' heat exchanger. User instruction]. Alfa Laval, 38 p.

Способы переизоляции трубопроводов

АО «Делан» на протяжении многих лет является одним из основных разработчиков изоляционных материалов и защитных покрытий на их основе, предназначенных для работ по замене (переизоляции) антикоррозионных покрытий трубопроводов. Наряду с традиционным битумно-полимерным покрытием ленточного типа на основе рулонного армированного материала («РАМ»), в арсенале компании имеется линейка изоляционных материалов канадского бренда Canusa.

Большая часть трубопроводов России построена в 70-х гг. и сегодня требует своевременного ремонта. Компания «Делан» предлагает несколько вариантов защиты подземных трубопроводов. На одном из объектов компания провела испытания, где наглядно продемонстрировала возможности и удобство использования производимых материалов.

— Испытания проводились на объекте «Ухта – Ярославль» АО «Транснефть–Север»: трубопровод подземной прокладки находится в заболоченной, обводненной местности, диаметр — 820 мм, температура перекачиваемого продукта +15°С, построен в 1974 г., — рассказывает Валерий Кирсанов, исполнительный директор АО «Делан». — На заранее подготовленную трубу специалисты компании нанесли слой грунтовки при помощи кисти. Затем битумно-полимерный материал «РАМ». Материал необходимо наносить спирально, не допуская образования гофр, морщин и складок, с нахлестом на края последующего витка на предыдущий, не менее 30 мм. Далее идет слой полимерной обертки. Натяжение при нанесении должно составлять 1,5–2 кг/см ширины при температуре от –30°С до +50°С. Предварительно материал был выдержан в теплом помещении в течение суток.

В комплект поставки защитного покрытия «РАМ» входят: битумно-полимерная грунтовка «Транскор-газ», рулонно-армированный материал «РАМ», обертка полимерная «Литкор НК ГАЗ». Для нанесения защитных покрытий на основе рулонных армированных лент, при проведении работ по переизоляции локальных участков трубопроводов, компанией «Делан» было разработано и производится оборудование малой механизации типа «беличье колесо» — приспособление изоляционное ручное (ПИР).

С 2016 г. АО «Делан» локализовало производство канадского бренда Canusa. Материал для изоляции трубопроводов — двухслойная система лент холодного нанесения на основе вязкоупругого адгезива «Wrapid Bond».

— Технология нанесения материалов бренда Canusa схожа с битумно-полимерным покрытием «РАМ», — поясняет Динис Гареев, директор по продажам антикоррозионных материалов АО «Делан». — «Wrapid Bond» и «Wrapid Coat» наносятся на поверхность трубопровода спирально, дефекты не допускаются. Отличительной особенностью материала является совместимость с основными изоляционными покрытиями, использовавшимися ранее в обществах ПАО «Газпром», а также способ нанесения, исключающий использование грунтовки. Установка «Canusa Wrapid Bond» не требует дополнительного оборудования и допускает предварительную обработку поверхности металлическими щетками St 3, вследствие этого сокращаются временные и капитальные затраты на переизоляцию.

Целью проведения натурных испытаний является подтверждение заявленных показателей качества современных антикоррозионных материалов, применяемых при проведении работ по замене (переизоляции) антикоррозионных покрытий трубопроводов подземной прокладки в полевых условиях. АО «Делан» продемонстрировала замену (переизоляцию) антикоррозионного покрытия с использованием различных материалов и способов их нанесения. Оба продукта являются технологичными в использовании, а главное — показали свою высокую эффективность и качество.

ГК РУСКОМПОЗИТ
ДЕЛАН

117638, г. Москва,
ул. Одесская,
2 Бизнес-Центр «Лотос», башня С
+7 (495) 641-91-01
www.delan.su
info@delan.su

коррозии 25 лет нет

КОРПОРАЦИЯ ПСС

Надежные решения для борьбы с коррозией в любых условиях

— протекторы из магниевых, алюминиевых и цинковых сплавов;
— электроды сравнения длительного действия ЭНЕС-4М;
— станции катодной защиты импульсные ИПКЗ-РА;
— анодные заземлители полимерные АЗП-РА;
— контрольно-измерительные пункты;
— дренажные устройства и блоки.

info@pss.ru www.pss.ru 8 800 333 9697

АО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького» – ставка на качество

АО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького» (предприятие входит в состав акционерного общества «Холдинговая компания «Ак Барс») производит широкую номенклатуру оборудования для нефтяной и газовой промышленности. Это задвижки различных видов, клапаны, запорная арматура, буровое оборудование, которое применяется на буровых установках, при комплектации устьев скважин, трубопроводов промысловых и газосборных пунктов, газоперерабатывающих заводов, компрессорных и газораспределительных станций, черная и цветная металлургия, титановое литье и многое другое.

Продукция завода успешно эксплуатируется в крупнейших нефтегазовых компаниях России – АО «Роснефть», ООО «Иркутская нефтяная компания», ПАО «Татанефть» и многих других.

С 1997 года коллективом предприятия освоен выпуск подъемной самоходной лебедки ЛПС-8.5. Лебедка предназначена для выполнения технологических операций при ремонте скважин. Для ПАО «Газпром» изготавливаются обратные поворотные клапаны. Цехом изготовлены узлы и блоки для опытного образца газоперекачивающего агрегата «Волга». С 2008 по 2010 годы завод полностью обеспечил задвижками из уникальных титановых сплавов собственной разработки строительство морской ледостойкой стационарной платформы «Приразломная», единственной станции ведущей добычу нефти на российском арктическом шельфе.

В процессе производства предприятие уделяет особое внимание контролю качества продукции. Выпускаемая продукция сертифицирована и проходит обязательные лабораторные испытания, что обеспечивает заказчикам гарантии ее высокого качества и надежности.

Повышению качества продукции способствуют использование специалистами завода многочисленных инновационных технологий и реализуемая на предприятии программа технического перевооружения и модернизации производственных мощностей. Так, в рамках данной программы осуществлен важнейший этап модернизации металлургического производства. В результате совместной работы с немецкой компанией «FAT» на заводе была спроектирована и установлена уникальная формовочная линия холодно-твердеющих смесей, отвечающая всем требованиям производства. Благодаря вводу в эксплуатацию данной линии, в сталелитейном цехе существенно сократились трудозатраты, компьютерное управление почти полностью исключило ручной труд и, главное, это позволило повысить качество и увеличить объем выпускаемой продукции. Сталелитейный цех также имеет в своем составе сталеплавильное отделение, оснащенное 2-мя дуговыми сталеплавильными печами ДСП-3А с емкостью по жидкой стали 5 т; двухтигельную индукционную печь, обеспечивающую выплавку стали, чугуна любых марок, цветных сплавов (бронза, латунь, алюминий, цинк) и других специальных сплавов; лабораторию для испытаний физико-механических свойств смесей из ХТС, оснащенную комплексными приборами «Simpson», экспресс-лабораторию, оснащенную спектральной установкой фирмы «Foundry Master» для анализа химического состава сплавов и шлакового анализа по ходу плавки.

Процесс обновления производственных мощностей продолжается, и это позволяет заводу значительно снижать себестоимость выпускаемой продукции и повышать объемы производства.

Зеленодольский завод имени А.М. Горького
РФ, Республика Татарстан, г. Зеленодольск, ул. Заводская, д. 5
Тел.: +7 (84371) 5-76-10
Факс: +7 (84371) 5-78-00
info@zdship.ru
www.zdship.ru

614034, Россия,
г. Пермь, ул. Фадеева, 3а
+7 (342) 250 09 79
elastoplast@perm.ru

ЭЛАСТОПЛАСТ
Производство

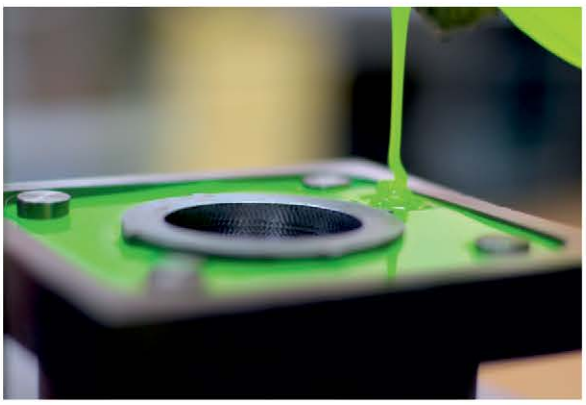
Изделия из полиуретана для всех отраслей промышленности
Полиуретановые системы компонентов

О производстве

Производство «Эластопласт» основано в 2002 году. Учредители предприятия — выходцы из ИТХ РАН (Институт технической химии Российской академии наук). На данный момент предприятие имеет собственные производственные помещения, где налажена технологическая линия от синтеза системы компонентов до готовых изделий из полиуретана различного назначения для многих отраслей промышленности: нефтегазодобывающей, химической, металлургической, электротехнической, горнодобывающей, строительной, пищевой, сельскохозяйственной и автомобильной.

Уникальная линейка составов

Технологи компании «Эластопласт» находятся в постоянном поиске сочетаний диизоционатов и полиолов. В зависимости от условий конечного использования продукции, диапазон твердостей может варьироваться от 50 ед. по Шору А до 75 ед. по Шору Д, при этом материал сохраняет высокие рабочие характеристики. В целях удовлетворения разнообразных запросов клиентов, ООО «Эластопласт» располагает собственной лабораторией, где разрабатываются и проходят испытания новые составы.



Консультация и сопровождение

Более десяти лет мы решаем технические задачи, поставленные нашими клиентами, подбирая оптимальный состав для изделий, необходимых под конкретные условия эксплуатации. Мы можем подробно описать поведение изделия в тех или иных условиях. Таким образом, мы предлагаем техническую поддержку и сопровождение под специфические особенности каждого проекта.

Знания сфер применения

Полиуретановые эластомеры характеризуются высокими значениями прочности и сопротивления раздиру, износостойкостью, устойчивостью к набуханию в различных маслах и растворителях, а также озоно- и радиационно-стойкостью.
Сочетание высокой эластичности с широким диапазоном твердости определяет превосходные эксплуатационные свойства изделий на их основе.

Инженерный подход к каждому проекту

Инженеры «Эластопласта» проводят широкий спектр работ, направленных на разработку чертежей литьевых форм и изделий, а также дают консультации по техническим вопросам применения литьевых полиуретанов на производственных предприятиях, что позволяет получить эффективное и практичное промышленное решение.
Твердое стремление способствовать успеху заказчика и достичь долгосрочного сотрудничества - одна из основных ценностей нашей компании.

О продукции

Основной девиз нашей компании: «Закажите любое изделие из полиуретана по Вашему эскизу или чертежу». Из опыта работы видно, что области применения полиуретановых эластомеров безграничны: от колес для роликовых коньков до сложных габаритных изделий промышленного назначения. Поэтому каждый месяц в нашем списке номенклатуры прибавляются новые позиции. Вот далеко не полный перечень того, что производит «Эластопласт»:

- манжеты, прокладки, уплотнения;
- колеса и ролики для напольного транспорта;
- покрытие полиуретаном валов, стержней, колес, подшипников;
- стержни, блоки;
- уплотнения клапанов, манжеты для поршней насосов;
- ролики, валы, втулки, полуролики;
- различные футеровки;
- сайлентблоки, амортизаторы, виброгасители;
- пуансоны, матрицы, буферы, прижимы;
- релевочные и штанцевые бандажи;
- обувной полиуретан, блоки и в нарезку;
- мембраны, диафрагмы к насосам;
- листы, ленты;
- шары и диски любого диаметра для очистки нефте- и газопроводов;
- направляющие цепей, скользуны;
- скребки ленточных транспортеров, трубных конвейеров, катков.

«Эластопласт» – компания, движимая увлеченным желанием практического применения уретановых эластомеров. Активная и слаженная работа коллектива целенаправленно ведет компанию по пути развития и совершенствования.

Технический директор:
Федосеев Николай Алексеевич

УДК 66

Импортозамещающие технологии демеркаптанизации углеводородного сырья на отечественных гетерогенных катализаторах

А.Г. Ахмадуллина
директор

Р.М. Ахмадуллин
главный инженер

Л.Ш. Хамидуллина
инженер

В.Н. Салин
старший научный сотрудник

НТЦ «AhmadullinS — Наука и Технологии», Казань, Россия

Решение экологических проблем, вопросов энерго- и ресурсосбережения, а также зависимость России от зарубежных технологий в нефтепереработке и нефтехимии обуславливают необходимость более широкого использования отечественных технологий.

Научно-технический центр (НТЦ) «AhmadullinS — Наука и Технологии» является лицензиаром запатентованных технологий DEMERUS, применяемых для очистки от меркаптанов сжиженных углеводородных газов (далее — СУГ) («Demerus LPG») [1–3] и демеркаптанизации авиационного керосина («Demerus Jet») [4–6], проводимых с использованием гетерогенного катализатора КСМ-Х [7, 8]. Активные компоненты катализатора прочно закреплены на полимерном носителе. Достигнута устойчивость к воздействию кислот и щелочей, алифатических и ароматических углеводородов при температурах до 100°С, что обеспечивает длительный срок его работы без замены и подпитки с гарантийным сроком эксплуатации не менее 8 лет.

При очистке СУГ от меркаптанов наиболее широко используется метод их щелочной экстракции с каталитической регенерацией насыщенного меркаптидами щелочного раствора окислением кислородом воздуха в присутствии гомогенных [9–11] (технологии UOP, Merichem и ВНИИУС) или гетерогенных катализаторов (технологии DEMERUS) [1–3].

При использовании гомогенного фталоцианинового катализатора, растворенного в циркулирующем щелочном растворе, процесс окисления меркаптидов продолжается и вне регенератора — в трубопроводах и в экстракторе — из-за присутствия в щелочи катализатора и растворенного кислорода. Образующиеся при этом дисульфиды переходят в экстракторе из щелочи в очищаемый продукт, приводя к существенному увеличению в нем содержания общей серы, что неприемлемо в связи с введением жесткого экологического стандарта Евро-5 к содержанию общей серы в автобензинах и оксигенатах — не более 10 ppm, сырьем для производства которых являются непредельные СУГ.

В этой связи особую актуальность приобретает использование для регенерации щелочи гетерогенного катализатора КСМ-Х [7, 8], не растворимого в щелочном растворе, когда окисление меркаптидов в дисульфиды происходит только в объеме регенератора, исключающем возможность образования дисульфидов вне регенератора и их попадание в очищаемый СУГ.

Процессы демеркаптанизации СУГ «Demerus LPG» внедрены на 7-ми НПЗ России и ближнего зарубежья: ОАО АНК «Башнефть», ОАО «Газпромнефть-МНПЗ», ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез», ОАО «Славнефть-ЯНОС», ОАО «ТАИФ-НК», НК «Роснефть» — Лисичанский НПЗ, ORLEN Lietuva — Мажейкский НПЗ. Идет строительство новых установок «Demerus LPG» в ООО «Роснефть» — Сызранский НПЗ, ООО «Роснефть» — Туапсинский НПЗ, ОАО АНК

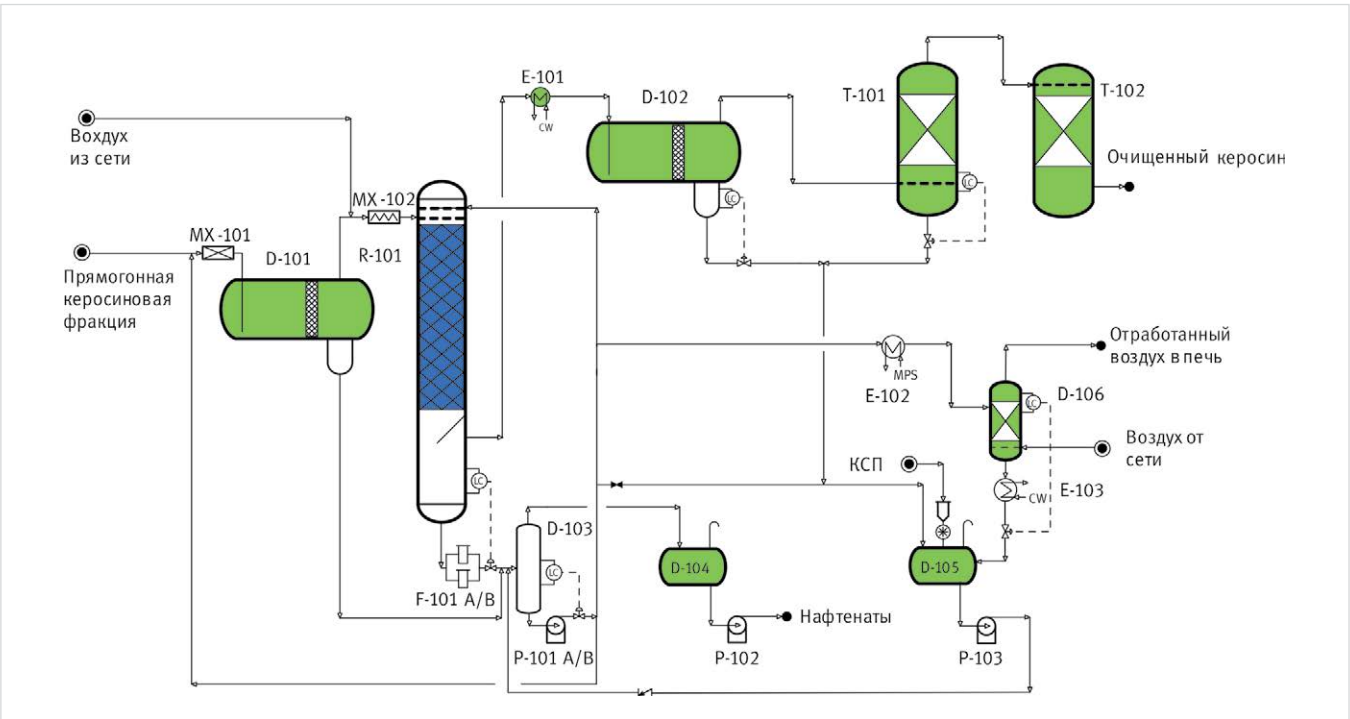


Рисунок – Принципиальная схема процесса «Demerus Jet»

«Башнефть», ОАО «Газпромнефть-МНПЗ», ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез», ОАО «Мозырский НПЗ», ООО «Афипский НПЗ».

Технология очистки керосина от меркаптанов и кислых примесей

Аэропорты России испытывают нехватку авиатоплива в связи с недостаточным объемом его производства на НПЗ. В прямогонном керосине содержание меркаптановой серы в 4–10 раз выше нормы, допустимой по ГОСТ 10227-2013 для авиатоплива (не более 0,003% масс.).

По оценкам фирмы UOP капитальные затраты на гидроочистку керосина, по сравнению с ее щелочной демеркаптанизацией, превышают в 10–20 раз, а эксплуатационные затраты — в 20–50 раз [12]. В этой связи для демеркаптанизации керосиновых фракций с низким содержанием общей серы экономически более оправдано использование процесса окисления коррозионно-активных меркаптанов в инертные дисульфиды кислородом воздуха в щелочной среде при 40–60 °С в присутствии металл-фталоцианиновых катализаторов вместо их гидроочистки. С увеличением ресурсов обессеренной керосиновой фракции на НПЗ по причине введения в эксплуатацию новых установок гидрокрекинга, появилась возможность увеличения выпуска смесевого авиатоплива за счет вовлечения всего объема прямогонного керосина после его щелочной демеркаптанизации.

Общим недостатком зарубежных процессов щелочной демеркаптанизации керосина является нестабильная активность используемых в них катализаторов на угольной основе из-за непрочного адсорбционного взаимодействия каталитически активного компонента (далее — КТК) с пористым носителем, приводящая к постепенному вымыванию КТК из пор носителя и его уносу с очищаемым топливом; образование больших объемов стоков на стадии предвари-тельной очистки керосиновой фракции от кислых примесей с pH = 9–11, содержащих соли нафтеновых кислот, фенолы, крезолы; образование стоков на стадиях водной промывки керосина от унесенного КТК и солевой осушки демеркаптанизированного топлива для обеспечения возможности проведения его последующей доочистки от следов КТК на глинах.

Предлагаемый отечественный процесс "Demerus Jet" [3–6], в отличие от известных процессов "Merox" и "Mericat" [12], проводится с использованием устойчивого к износу фтало-цианинового катализатора на полимерной основе КСМ-Х [7, 8] состав и технология приготовления которого обеспечивают прочное удерживание его каталитически активных компонентов на полимерном носителе, что исключает их унос и обеспечивает большой срок службы КСМ-Х без дополнительной подпитки, позволяя существенно снизить капзатраты и расход реагентов на очистку керосина от меркаптанов, кислых примесей и влаги.

Другой отличительной особенностью процесса "Demerus Jet" является использование в качестве щелочного агента промотора КСП, нерастворимого в керосине. Промотор ускоряет гетерогенно-каталитическую реакцию окислительной дезодорации меркаптановых соединений в керосине, способствуя адсорбции реагирующих веществ и десорбции продуктов реакции с поверхности катализатора. Он обеспечивает одновременную очистку керосиновой фракции от кислых примесей и избыточной влаги, позволяя исключить солевую осушку и образование стоков на стадии предварительной очистки керосиновой фракции от кислых примесей, образовывая на этой стадии товарный продукт — концентрат солей нафтеновых кислот.

Принципиальная схема процесса "Demerus Jet" приведена на рисунке. Прямогонная керосиновая фракция, очищенная от кислых примесей (алифатических, ароматических и нафтеновых кислот, фенолов и т.п.) в D-101, поступает в смеситель МХ-101. В смеситель МХ-101 подается расчетное количество воздуха под давлением 0,8 МПа. Керосиновая фракция с растворенным в ней воздухом поступает в верх реактора R-101. Из емкости D-103 в верх реактора R-101 через распределительное устройство подается промотор окисления. Реакционная смесь проходит сверху вниз реактора R-101 через слой катализатора КСМ-Х, на поверхности которо-го протекает реакция окисления меркаптанов по реакции (1):

$$2RSH + 0,5\ O_2 \rightarrow RSSR + H_2O. \qquad (1)$$

Очищенный от меркаптанов и кислых примесей керосин отделяется в кубе реактора R-101 от промотора и отводится с боковой части куба реактора R-101 через холодильник E-102 в отстойник D-102. Отстоявшийся в отстойнике D-102 от унесенного промотора, керосин направляется последовательно в песчаный фильтр Т-101 и глиняный фильтр Т-102 для тонкой доочистки керосина от следов промотора и на отгрузку потребителю. Отстоявшийся промотор с кармана отстойника D-102 и фильтра Т-101 периодически сбрасывается в емкость D-105.

Промотор, отстоявшийся в кубе реактора R-101, подается в D-103 — емкость отделения нафтенатов от промотора. Нафтенаты отделяются по уровню раздела фаз и поступают в емкость хранения нафтенатов D-104. Отстоявшийся от нафтенатов промотор с куба емкости D-103 насосом Р-101А/В направляется в реактор R-101 и в емкость D-101 для очистки керосина.

Предлагаемая технология успешно прошла пилотные испытания на Московском НПЗ в 1998 и 2008 годах и квалификационные испытания во ВНИИНП [4]. В июне 2017 г. в Республике Ирак, в городе Киркук, осуществлен пуск установки для очистки уайт-спирита от меркаптанов и кислых примесей по технологии "Demerus Jet" на катализаторе КСМ-Х производительностью 40 м^3/сутки. Содержание меркаптановой серы в уайт-спирите до очистки 300 ppm, после очистки — 30 ppm.

Учитывая высокую эффективность и экологичность отечественного процесса "Demerus Jet" представляет интерес его широкое внедрение на НПЗ России, а также в странах ближнего и дальнего зарубежья для решения проблемы дефицита авитоплива вовлечением демеркаптанизированного прямогонного керосина в смесевое топливо с керосином установок гидрокрекинга.

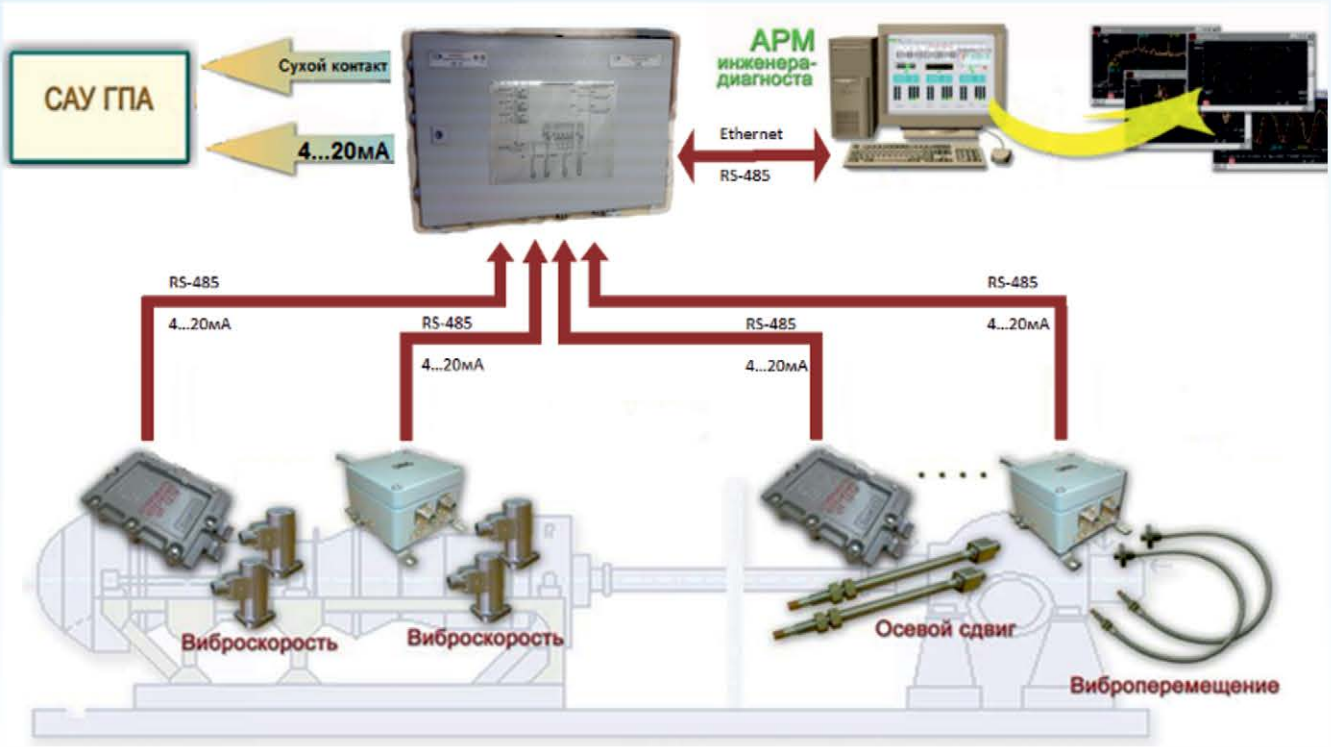
Список литературы

1. Ахмадуллина А.Г., Кижаев Б.В., Нургалиева Г.М., Шабаева А.С. и др. Гетерогенно-каталитическая демеркаптанизация легкого углеводородного сырья // Нефтепереработка и нефтехимия. 1994. № 2. С. 39–41.
2. Ахмадуллин Р.М., Ахмадуллина А.Г., Агаджанян С.И., Васильев Г.Г., Гаврилов Н.В. Демеркаптанизация бутановой фракции в ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖЕГОРОДНЕФТЕОРГСИНТЕЗ» // Нефтепереработка и нефтехимия. 2012. № 3. С. 12–13.
3. Патент РФ №2173330. Способ демеркаптанизации углеводородного сырья, приоритет от 24.04.2000, кл. C10G19/00, C10G19/02, C10G19/08.
4. Samokhvalov A.I., Shabalina L.N., Bulgakov V.A., Akhmadulina A.G. and oth. Demercaptanization of kerosine fraction on polyphthalocyanin catalyst // Химия и технология топлив и масел. 1998. № 2. С. 43–45.
5. Патент РФ №2145972. Способ очистки высококипящих углеводородных фракций от меркаптанов и кислых примесей (ДЕМЕР-КСП), приоритет от 25.05.1998, кл. C10G27/10.
6. Патент РФ №2603635. Способ демеркаптанизации углеводородного сырья приоритет от 27.05.2015, кл. C10G19/02, C10G19/08
7. Патент РФ №2110324. Катализатор для окисления сернистых соединений, приоритет от 16.07.1996, кл. B01J31/18, B01J23/75, B01J21/06
8. Патент РФ №2529500. Катализатор для окисления сернистых соединений, приоритет от 07.08.2012, кл. B01J31/18, B01J23/75, B01J21/06.
9. Вильданов А.Ф., Бажирова Н.Г., Мазгаров А.М., Дмитриченко О.И. и др. Опыт эксплуатации установок очистки бутан-бутиленовой фракции и сточных вод от сернистых соединений на Омском НПЗ с использованием гомогенного и гетерогенного катализаторов // Химия и технология топлив и масел. 2013. № 3. С. 204–210.
10. Фомин В.А., Вильданов А.Ф., Мазгаров А.М., Луговской А.И. Внедрение процесса демеркаптанизации ББФ на ГФУ Рязанского НПЗ // Нефтепереработка и нефтехимия. 1987. № 12. С. 14–15.
11. Копылов А.Ю. Технологии подготовки и переработки сернистого углеводородного сырья на основе экстракционных процессов. Казань: КГТУ, 2010. 396 с.
12. Мейерс Р.А. Основные процессы нефтепереработки. Справочник. СПб: ЦОП «Профес-сия», 2011. 944 с.

ЭНЕРГОГАЗПРИБОР

САРОВ - ВОЛГОГАЗ

Комплексы виброконтрольные КВ-А / Vibration monitoring complexes KV-A



Контроль вибрации компрессоров, газовых турбин / Vibration monitoring of compressors, gas turbines

Датчики перемещения ДП-И / Displasement sensor DP-I

Датчики виброскорости ДВС-И / Vibration velocity sensor DVS-I

Контроль вибрации насосов, электродвигателей, вентиляторов / Vibration monitoring of pumps, electric motors, fans

Аппаратура измерения вибрации ИВА-И, ИВА-М / Absolute vibration measurement equipment IVA-I, IVA-M

Датчики вибрации трёхкоординатные ДВА-И3 / Three-component absolute vibration sensor DVA-I3

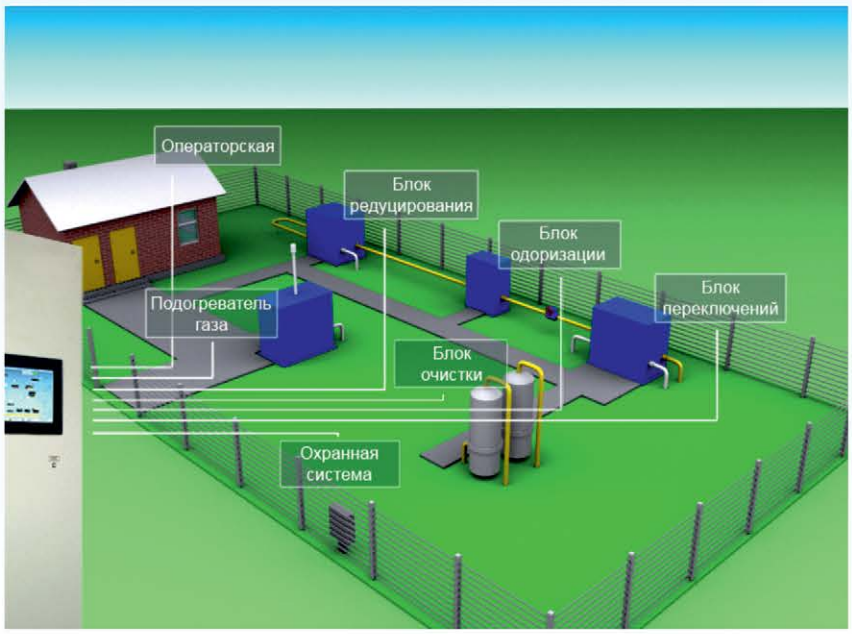
ЗАКАЗ ОБОРУДОВАНИЯ:
ООО "ЭНЕРГОГАЗПРИБОР"
Нижний Новгород, ул.Трудовая, 14
Тел./факс (831) 434-11-23, 434-11-24
www.vvgnn.com, e-mail: info@vvgnn.com

ТЕХНИЧЕСКИЕ КОНСУЛЬТАЦИИ:
ООО "НПО САРОВ-ВОЛГОГАЗ"
Нижегородская обл., г. Саров, Южное шоссе, 12, стр.15
Тел.(83130) 7-53-44, факс (83130) 7-53-45
E-mail: director@volgogaz.com

ENERGOGAZPRIBOR

SAROV - VOLGOGAZ

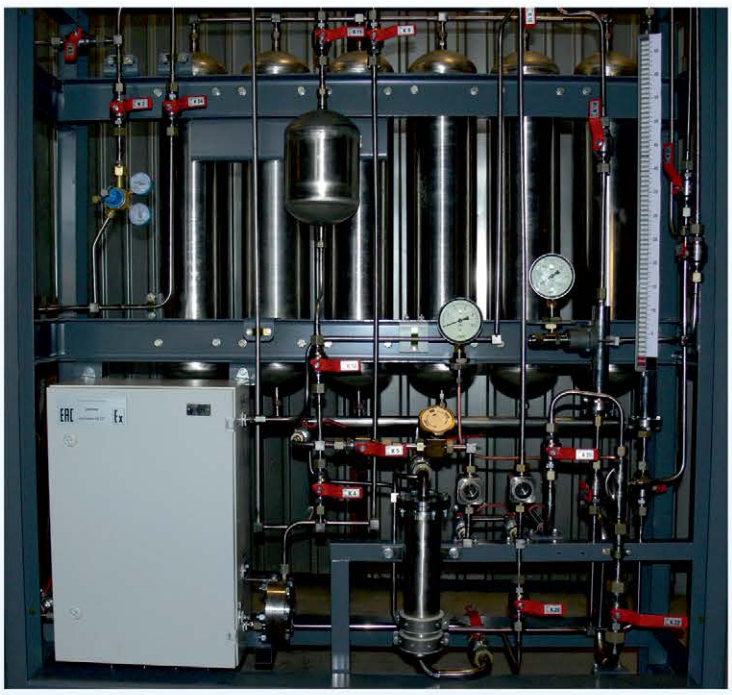
Комплекс измерительно-вычислительный управляющий для ГРС КУРС-НГ/ Measuring and computing complex KURS-NG



Указатель уровня магнитный визуальный РУУ-М / Magnetic liquid-level indicator RUU-M

Автоматизированные системы одоризации газа АСОГ / Automated Gas Odorization Systems ASOG

АСОГ ИЦФР.423314.001-13...15
(блочное исполнение для любых типов ГРС / block design for all types of GDS)



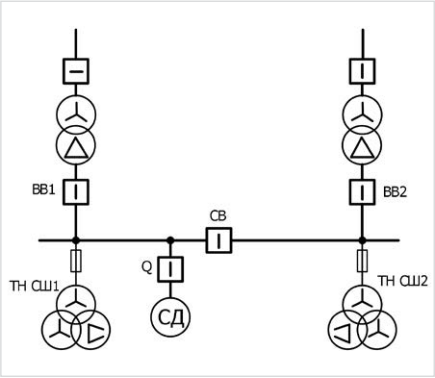
АСОГ ИЦФР.423314.001...-06 (на замену капельницы для любых типов ГРС / to replace the dropper for all types of GDS)

ORDERING EQUIPMENT:
ENERGOGAZPRIBOR, Ltd.
Trudovaya str.14,Nizhny Novgorod, Russia
Tel./fax +7(831) 434-11-23, 434-11-24
www.vvgnn.com, e-mail: info@vvgnn.com

ENGINEERING ADVICE:
SPA SAROV-VOLGOGAZ, Ltd.
Yuzhnoe highway,12, bld.15, N.Novgorod region, Sarov, Russia
Тел.(83130) 7-53-44, факс (83130) 7-53-45
E-mail: director@volgogaz.com

Реализация синхронного включения при БАВР

В статье рассмотрена проблема реализации синхронного включения секционного выключателя (СВ) в комплексе быстродействующего автоматического ввода резерва. Для наглядности приведены экспериментальные результаты и описание алгоритма для точного определения момента выдачи команды на включение секционного выключателя.



Одно из требований к быстродействующему автоматическому вводу резерва (далее — БАВР) — включение секционного выключателя в момент, когда вектора напряжения на «здоровой» секции шин и ЭДС обобщенного двигателя, выбегающего на секцию шин, потерявшую питание, имеют небольшое расхождение по фазе (в [1] указан диапазон до 30°). Это позволяет минимизировать значение переходного тока при включении, однако методические погрешности в определении угла и частоты в цифровых блоках и игнорирование скорости изменения частоты могут привести к нарушению этого требования.

Рассмотрим режим потери питания на секции шин №1 (СШ1), к которой подключен синхронный двигатель (далее — СД). Примем, что напряжение на «здоровой» секции шин №2 (СШ2) неизменно по модулю и частоте (рис. 1).

Уравнение движения вектора напряжения СШ2 имеет следующий вид:

$$\varphi_{\text{СШ2}} = \omega_{\text{ном}} \cdot t + \varphi_{0\,\text{СШ2}}, \qquad (1)$$

где $\varphi_{СШ2}$ – текущая фаза, рад;

$\omega_{ном}$ – номинальная круговая частота (угловая скорость), рад/с;

$\varphi_{0\,СШ2}$ – начальная фаза, рад,

и представляет собой равномерное движение по окружности.

Закон движения вектора напряжения СШ1 зависит от закона выбега двигателя (см. ниже). При потере питания напряжение на СШ1 индуцируется только полем возбуждения двигателя. В этом случае частота и фаза напряжения однозначно связаны с частотой и фазой вращения ротора.

В общем виде закон выбега двигателя есть второй закон Ньютона для вращающихся тел:

$$J\frac{d^2\varphi}{dt^2} = M, \qquad (2)$$

где J – момент инерции вращающихся масс, кг·м^2;

φ – угол поворота ротора относительно заранее выбранной неподвижной оси, рад;

M – суммарный момент сил, действующий на тело, Н·м.

При двукратном интегрировании уравнения (2), в процессе нахождения зависимости $\varphi(t)$, возникает две константы, определяемые начальными условиями:

- φ_0 – начальный угол (угол в начальный момент времени), рад;
- $(d\varphi/dt)_{t=0}=\omega_0$ – начальная угловая скорость, рад/с.

Для выдачи команды на включение СВ необходимо спрогнозировать значение угла в момент времени включения выключателя, что требует знать величину угла между напряжениями — φ_i, значение угловой скорости — ω_i и закон ее изменения во времени.

Проанализируем каждый из этих параметров.

Частота

Расчет частоты в устройствах РЗА может реализовываться различными способами [2, 3]. Примем, что алгоритм без погрешности рассчитывает мгновенную частоту, но имеет некоторое окно усреднения для повышения надежности результата (стандарт [4] регламентирует расчет частоты не более, чем за 60 мс).

Это приводит к тому, что при усреднении значений за время $T_{уср}$, при линейно меняющейся частоте, алгоритм будет давать погрешность, равную:

$$\Delta f = -\dot{f}\,\frac{T_{\text{уср.}}}{2}, \qquad (3)$$

где $\dot{f}$ — скорость изменения частоты, Гц/с;

$T_{уср}$ — время усреднения, с.

Использование частоты с погрешностью (3) при оценке угла, на который повернется вектор напряжения за время включения выключателя, приведет к погрешности по углу, равной:

$$\Delta\varphi_1 = 2\pi \cdot \Delta f \cdot T_{\text{вкл}}. \qquad (4)$$

При этом действительный вектор успеет описать большую дугу, чем это следует из расчета.

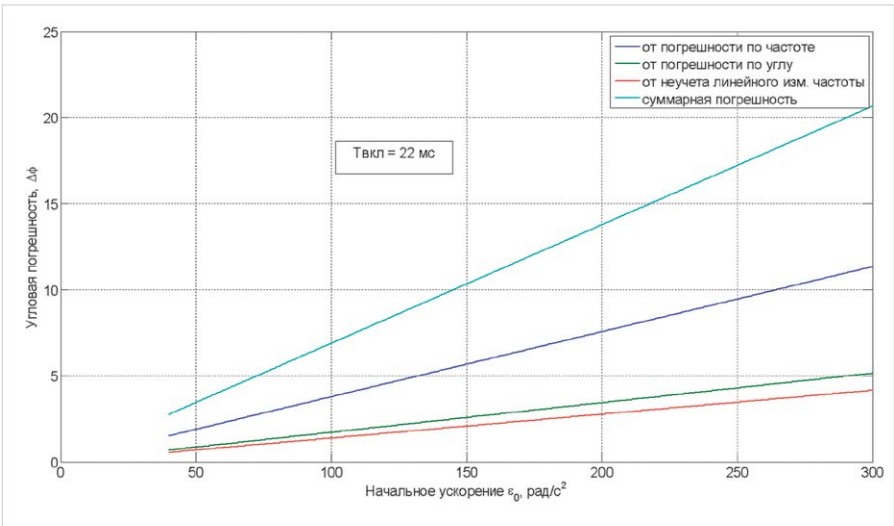


Рис. 2 — Зависимости угловых погрешностей от начального ускорения при использовании быстродействующего выключателя

Угол

Ортогональные составляющие будем выделять с помощью разложения сигнала в ряд Фурье:

$$C = \int_{t-T}^{t} jy \cdot e^{-j\omega t} dt. \quad (5)$$

Так как частота входного сигнала отличается от частоты, используемой для вычисления ортогональных составляющих (см. п. Частота), функция под интегралом равна:

$$y = A \cdot sin\big((\omega + \Delta\omega)t + \varphi\big). \quad (6)$$

Интуитивно можно ожидать что вектор уже не будет неподвижен, а начнет совершать вращение с разностной частотой $\Delta\omega$.

Точное выражение после взятия интеграла имеет вид:

$$C = A \cdot sin\lambda \cdot \left[\frac{1}{\lambda} e^{j(\Delta\omega t + \varphi - \lambda)} - \right.$$
$$\left. - \frac{1}{2\pi + \lambda} e^{-j((2\omega + \Delta\omega)t + \varphi - \lambda)}\right], \quad (7)$$

где $\lambda = \pi\ (\Delta\omega/\omega)$.

Предположение оказалось верным, вектор имеет низкочастотную составляющую $\Delta\omega$. Однако, в дополнение к этому (в соответствии с АЧХ ДПФ), изменилась амплитуда вектора (в $sin\lambda/\lambda$ раз) и добавилась высокочастотная составляющая $2\omega + \Delta\omega$.

Для темы статьи важно, что вектор в среднем всегда отстает от «реального» вектора на угол λ:

$$\Delta\varphi_2 = \pi \frac{\Delta\omega}{\omega}. \quad (8)$$

То есть, при выполнении прогноза действительный вектор уже находится чуть «дальше», чем это предполагает блок.

Закон выбега

Выбег двигателя описывается уравнением [5, 6, 7]:

$$\frac{d\hat{\omega}}{dt} = -\frac{k_{зг}}{\tau_j}[m_0' + (1 - m_0') \cdot \hat{\omega}^{\gamma}], \quad (9)$$

где $k_{зг}$ — коэффициент загрузки двигателя по активной мощности;

τ_j — постоянная инерции системы «двигатель – приводной агрегат», с;

m_0' — приведенный начальный момент сопротивления, $M_0/(k_{зг} \cdot M_{ном})$;

$\hat{\omega}$ — приведенная угловая скорость, $\omega/\omega_{ном}$.

Темп выбега определяется начальным ускорением $(d\hat{\omega}/dt)_{t=0} = -k_{зг}/\tau_j = \hat{\varepsilon}_0$. При реальных начальных ускорениях от 40 до 400 рад/с² [5] отклонение закона изменения угловой скорости (частоты) от линейного за время расчетов и усреднений в блоках РЗА мало. Но также может использоваться предположение о том, что за время включения выключателя частота не меняется. В этом случае погрешность по углу равна:

$$\Delta\varphi_3 = \varepsilon \cdot \frac{T_{вкл.}^2}{2}, \quad (10)$$

где ε — угловое ускорение (производная частоты), рад/с².

Все погрешности имеют одинаковый знак и могут привести к тому, что действительная фаза вектора в момент включения СВ будет отличаться от фазы напряжения «здоровой» СШ больше, чем допускается.

На рис. 2 приведены погрешности по углу в зависимости от значения начального ускорения при использовании быстродействующего выключателя ISM15_Shell_FT2 с электронным модулем управления CM_1501_01(4) с временем включения 22 мс [8]. На рис. 3 — то же при использовании небыстродействующего выключателя с временем включения 50 мс.

Постоянная инерции для газоперекачивающих агрегатов с электродвигателями СТД-4000-2 и нагнетателем 280-12-7 равна 3,25 с [9], что позволяет вычислить начальное ускорение при выбеге — 96,6 рад/с². По графикам видно, что только методическая погрешность будет составлять 7 и 18 градусов соответственно. Учитывая цикличность расчетов блоках, погрешность по углу будет еще увеличена, так как «правильный» момент выдачи команды может попасть на середину программного цикла. При больших значениях начального ускорения и выключателях, включающихся за 70—100 мс, методическая погрешность будет составлять десятки градусов!

В устройстве **БМРЗ-БАВР** производства **ООО «НТЦ «Механотроника»** применяются следующие решения для точного определения момента выдачи команды на включение секционного выключателя:

1. Устройство анализирует не только скорость, но и ускорение вращения векторов секций шин относительно друг друга.
2. Учитывается линейное изменение частоты за время включения выключателя, так как погрешность без учета этого факта зависит квадратично от времени включения.
3. Используется адаптивное изменение порядка фильтра для более быстрой реакции на изменение режима сети. Максимальная величина окна наблюдения равна половине периода, что позволяет не учитывать погрешности по углу при расчете ортогональных составляющих.
4. Предпочтительнее использование быстродействующих выключателей, так как точность прогноза на длительный промежуток времени снижается.

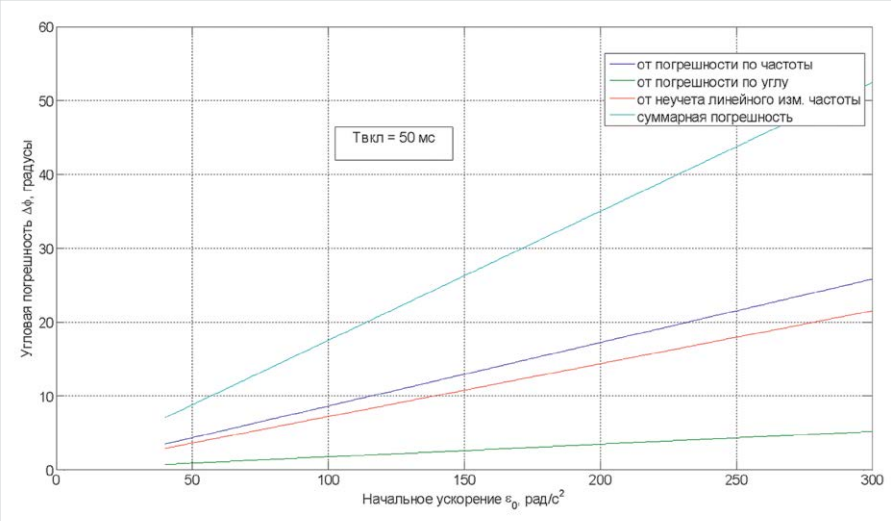


Рис. 3 — Зависимости угловых погрешностей от начального ускорения при использовании небыстродействующего выключателя

Список литературы

1. Устройства быстродействующего автоматического ввода резерва с тиристорным коммутатором напряжением более 1000 В. Общие технические требования. ПАО «Транснефть», 2017.
2. Иванов Н.Г., Солдатов А.В., Наумов В.А., Антонов В.И. Оценка частоты сети в цифровых системах РЗА по переходу через нуль: характеристики точности // Релейная защита и автоматизация. 2013. №4. С. 22–25.
3. Антонов В.И., Наумов В.А., Шевцов В.М. Оценка частоты электрической сети: теоретические основы и практические алгоритмы. Цифровая электротехника: проблемы и достижения. Выпуск 1. Чебоксары: РИЦ СРЗАУ, 2012. 120 с.
4. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Микропроцессорные устройства автоматической частотной разгрузки. Нормы и требования. М.: Системный оператор Единой энергетической системы, 2016. 19 с.
5. Крышнев Ю.В. Исследование динамики выбега синхронных двигателей с учетом характеристик приводных механизмов // Вестник Гомельского государственного технического университета им. П.О. Сухого. 2002. №3–4. С. 74–81
6. Сыромятников И.А. Режимы работы асинхронных и синхронных двигателей. М.: Энергоатомиздат, 1984. 240 с.
7. Курганов В.В., Крышнев Ю.В., Верига Б.А. Учет механической характеристики обобщенного привода в алгоритме быстродействующего самозапуска высоковольтных синхронных электродвигателей // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений. 2007. №2. С. 17–33.
8. Комплекс быстродействующего АВР БАВР10_ШеллFT2_1. Техническая информация. Таврида электрик, 50 с.
9. Беляев А.В. Автоматика и защита на подстанциях с синхронными и частотно регулируемыми электродвигателями большой мощности. СПб: ПЭИПК, 2012. Ч.1. 72 с.

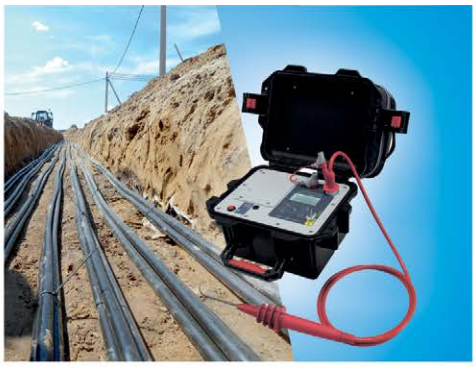
МЕХАНОТРОНИКА
Интеллектуальные устройства релейной защиты

ООО «НТЦ «Механотроника»
г. Санкт-Петербург
тел. 8-800-250-63-60
www.mtrele.ru

«СТАЛКЕР» ПМ-2 МАРКЕРОИСКАТЕЛЬ

Обнаружение всех типов электронных маркеров, которые используются для идентификации подземных коммуникаций.

- Определение положения пассивных и активных электронных маркеров восьми типов: Кабельное ТВ, Газ, ВОЛС, Телеком, Канализация, Водопровод, Электроснабжение, Техническая вода;
- Режим сканирования: поиск одновременно до четырех маркеров различного типа;
- Определение глубины залегания маркера (в зависимости от типа маркера до 2,5 м);
- Питание от двух Ni-Mh аккумуляторов 6 В, 2 А·ч.;
- Степень защиты Ip54.



ПН-20 УСТРОЙСТВО ИСПЫТАТЕЛЬНОЕ

Предназначено для проведения предварительных испытаний постоянным напряжением высоковольтных кабельных линий, изоляторов, муфт, двигателей.

- Установка испытательного напряжения постоянного тока на объекте от 0,5 до 20 кВ;
- Измерение тока утечки от 0,05 до 800 мкА и сопротивление до 20 ГОм;
- Расчет емкости кабельной линии от 0,01 до 10 мкФ;
- Измерение напряжения пробоя разрядников от 0,5 до 20 кВ;
- Измерение переменного напряжения относительно земли от 10 до 700 В;
- Индикация уровня остаточного напряжения на объекте после окончания измерения;
- Установка продолжительности испытания от 1 до 60 мин;
- Габаритные размеры: 275x250x180 мм;
- Масса: не более 5,5 кг.

СТАЛКЕР ВЛ ДЕФЕКТОПОИСКОВЫЙ КОМПЛЕКС

Предназначен для определения в сетях 6–10 кВ воздушных (кабельных) линий однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) и локализации места без отключения линии;

- Нахождение мест повреждения без дополнительных кабельных вставок и искусственного увеличения рабочего тока на землю;
- Применение одного генератора на 2 секции;
- Работа выполняется как с применением генератора при малых токах ОЗЗ от 0,1 А, так и без него при больших значениях тока ОЗЗ (аналогично работе с прибором типа «Квант», «Волна», «Зонт»).

ИСО 9001

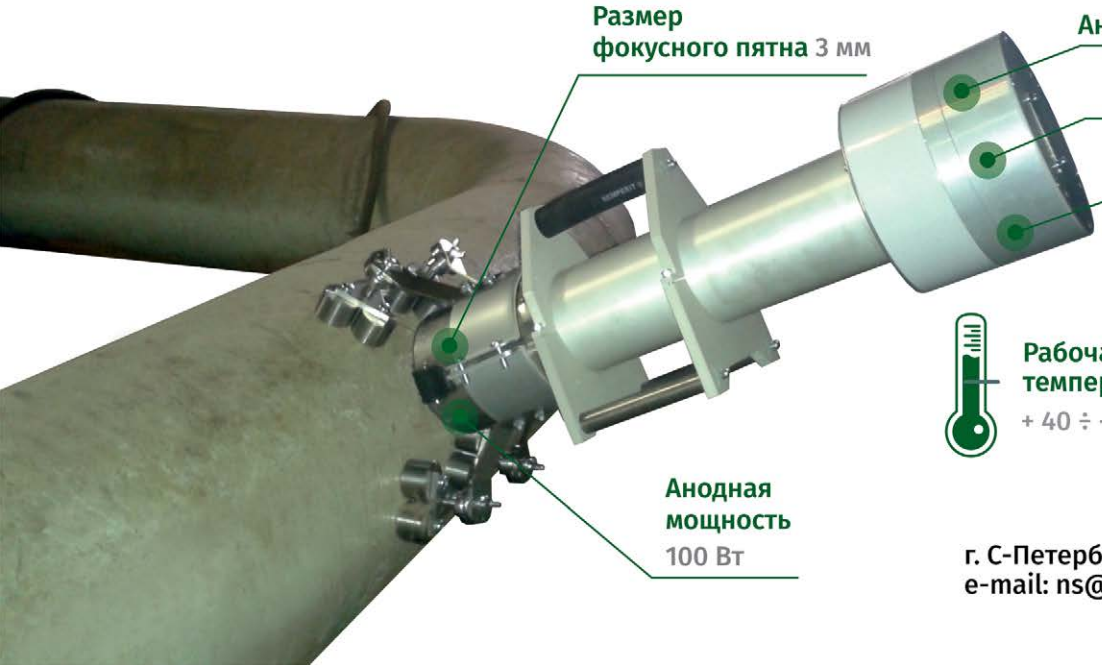
РАДИО-СЕРВИС

АО «НПФ «Радио-Сервис»
426000, г. Ижевск,
а/я 10047; ул. Пушкинская, 268
тел.: (3412) 43-91-44, факс: (3412) 43-92-63
office@radio-service.ru
www.radio-service.ru

SYNTEZ NDT

Переносной рентгеновский аппарат постоянного потенциала «РПД-250 ИС» с торцевым выходом излучения

В аппарате «РПД 250-ИС» используется рентгеновская трубка 0,1БПМ27-250 с торцевым выходом излучения.
Проникновение по стали – 40 мм (AGFA D7(Pb), D=2, F = 400 мм, 10 мин)



Размер фокусного пятна 3 мм

Анодное напряжение 70–230 кВ

Анодный ток 0,2–1,0 мА

Диаграмма излучения 120° (150)

Рабочая температура + 40 ÷ - 40°С

Масса моноблока (без рукояток) 8 кг

Анодная мощность 100 Вт

г. С-Петербург,
e-mail: ns@ndt.net.ru

тел. (812) 448-18-49
моб. +7 911-777-3150

УДК 622.276

Экономические аспекты применения инновационных технологий в нефтегазовой отрасли

А.В. Морозов
к.э.н. доцент[1]
sneg1221@mail.ru

Д.Р. Ачылова
аспирант[1]

К.Ю. Колузаева
м.н.с.[2]

А.В. Валеева
инженер[3]

[1]ФГБОУ ВО «КНИТУ», Казань, Россия
[2]ИПЭН АН РТ, Казань, Россия
[3]ТатНИПИнефть, Бугульма, Россия

Статья рассматривает необходимость применения налогового стимулирования деятельности нефтяных компаний по увеличению добычи нефти и возможность внедрения дифференцированной ставки налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ).

Материалы и методы
Используется понижающий коэффициент к ставке НДПИ, зафиксированной в Налоговом кодексе РФ. Коэффициент зависит от вязкости нефти, рассчитывается по формуле.

Ключевые слова
инновационные технологии, прирост нефтедобычи, налоговое стимулирование, экономическая эффективность

Безотлагательность перехода экономики на новый путь развития требует мощной активизации инновационной деятельности, создания соответствующего научно-технического потенциала. Это позволит реорганизовать национальное хозяйство на основе наукоемкого производства, повернуть вспять тенденцию огромного и все нарастающего отставания России от развитых стран мира в различных сферах деятельности [1].

Основанием для поиска новых направлений совершенствования законодательства Российской Федерации в целях повышения инвестиционной привлекательности пользования недрами служат следующие задачи и проблемы нефтегазовой промышленности [2]:

- отрасль была и остается основным источником формирования доходной части бюджета страны;
- себестоимость продукции российских предприятий находится почти в прямой зависимости от уровня затрат на горюче-смазочные материалы;
- происходит ежегодное естественное падение нефтедобычи, особенно на старых месторождениях;
- ухудшается качественная структура запасов сырьевой базы отрасли, т.е. увеличивается доля трудноизвлекаемых запасов;

Начавшееся «старение» сырьевой базы нефтегазового комплекса, обеспечивающего около 40% доходной части бюджета страны, требует концентрации усилий для продления его эффективного функционирования. В основном это касается принципов налогообложения нефтегазодобывающих предприятий. Одним из главных источников стабилизации нефтедобычи является применение новых технологий и методов увеличения нефтеотдачи (далее — МУН) пластов, с помощью которых удается сохранить стабильность уровней ежегодной добычи нефти [3]. Однако этот показатель отражает предельные возможности отрасли на данном этапе и не имеет тенденции к росту. Стимулирование путем широкомасштабного применения инновационных технологий и МУН пластов по обеспечению прироста нефтедобычи, сохранения добычи на низкорентабельных месторождениях с предоставлением налоговых льгот позволит придать новый импульс инновационному развитию нефтяной отрасли, послужит обеспечению налоговых поступлений государству.

В качестве примера возьмем опыт Республики Татарстан. Основные месторождения республики находятся на поздней стадии разработки. Стабилизация добычи нефти за счет открытия новых месторождений ограничена. Уровни нефтедобычи в республике сохраняются за счет:

- применения новых технологий для разработки выработанных и ранее простаивающих месторождений и месторождений с высоковязкими нефтями;
- создания экономических условий по рентабельной разработке остальных месторождений.

Налоговое стимулирование добычи нефти в Республике Татарстан применялось по трем направлениям:

- снижение ставки акциза на 50%, полное освобождение от роялти, воспроизводство минерально-сырьевой базы (далее — ВМСБ), ввод в разработку новых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами;
- освобождение от налога на имущество при эксплуатации малодебитного и высокообводненного фонда скважин на месторождениях на поздней стадии;
- снижение ставки акциза на дополнительно добытую нефть за счет применения новых технологий, полное освобождение от платы за недра (роялти) и отчислений в фонд ВМСБ.

Применение налогового стимулирования позволяет Республике Татарстан сохранять и даже несколько увеличивать добычу углеводородного сырья за счет МУН, несмотря на то, что в последнее десятилетие наметилась тенденция к падению добычи. Из опыта республики: даже при некотором снижении ставок ряда налогов бюджет получает больше средств вследствие ввода в эксплуатацию новых месторождений, нерентабельных при высоком налогообложении. Также продолжается эксплуатация малодебитных скважин, и применяются новые технологии нефтеотдачи пластов — МУН. К примеру, за последние пятнадцать лет малые нефтяные компании Республики Татарстан ввели в разработку более 70 небольших, ранее простаивающих месторождений с общими извлекаемыми запасами свыше 200 млн тонн, из которых за этот период добыто более 60 млн тонн нефти, при этом суммарные налоговые платежи в бюджет республики превысили более 200 млрд рублей.

Однозначного решения по стимулированию методов добычи нефти высоковязких и трудноизвлекаемых запасов нефти, по выбору той или иной технологии для государственной поддержки, администрированию технологического эффекта МУН, связанного с отсутствием прямого измерения дополнительной добычи нефти, на сегодня не имеется.

При разработке месторождений Республики Татарстан, заслуживающими внимания являются следующие условия: организация полимерного заводнения, тепловые методы для разработки месторождений с высоковязкими нефтями (до 200 мПа·с и более), в т. ч. паротепловое воздействие, а также применение водогазового воздействия. Последнее позволяет организовать систему

повышения пластового давления для таких месторождений и одновременно решить вопрос снижения вязкости добываемой нефти, максимально использовать попутный нефтяной газ, улучшить экологическую ситуацию данного региона. Проблемами, сдерживающими применение вышеперечисленных методов, являются их высокая затратность и повышенные требования к реализации методов, которые могут быть решены дополнительными мерами государственной поддержки по дифференциации налогового стимулирования в зависимости от дебита скважин.

Для повышения экономической эффективности реализуемых инвестиционных проектов следует принять решения по следующим направлениям [4]:

— созданию специального налогового режима для нефтедобывающих компаний;
— разработке механизма предоставления льгот компаниям, реализующим проекты по выработке электрической энергии (например, освобождение от налога на прибыль на срок окупаемости проекта и др.).

Для стимулирования компаний по увеличению добычи нефти, увеличения коэффициента извлечения нефти месторождений с вязкостью менее 200 мПа·с, предлагается сделать ставку налога на добычу полезных ископаемых (далее — НДПИ) дифференцированной. Для этого к ставке НДПИ, зафиксированной в Налоговом кодексе Российской Федерации, предлагается применить понижающий коэффициент, зависящий от вязкости нефти и который будет рассчитываться по формуле:

$$K=1,005-0,005\cdot\mu_н,$$

где $\mu_н$ – вязкость нефти.

Итоги

Предложен способ стимулирования применения инновационных технологий и методов увеличения нефтеотдачи пластов по обеспечению прироста нефтедобычи, создания экономических условий по рентабельной разработке месторождений.

Выводы

Применение налогового стимулирования позволит сохранять и даже несколько увеличивать добычу углеводородного сырья.

Список литературы

1. Валитов Ш.М., Азимов Ю.И., Павлова В.А. Современные системные технологии в отраслях экономики. М.: Проспект, 2015. 500 с.
2. Маренков Н.Л. Инноватика. М.: КомКнига, 2005. 304 с.
3. Шумпетер Й.А. Теория экономического развития. М.: Прогресс, 1982. 401 с.
4. Кузьминов Я.И., Яковлев А.А. Модернизация экономики: глобальные тенденции, базовые ограничения и варианты стратегии. М.: ГУ ВШЭ, 2002. 22 с.

Economics of the innovative technologies for the oil and gas industry

UDC 622.276

Authors:
Aleksandr V. Morozov — Ph.D., associate professor[1]; sneg1221@mail.ru
Dzhumagul' R. Achylova — postgraduate student[2]
Kseniya Yu. Koluzaeva — junior researcher[1]
Anna V. Valeeva — engineer[3]

[1]Kazan National Research Technological University (KNRTU), Kazan, Russian Federation
[2]IPEN Tatarstan Academy of Sciences, Kazan, Russian Federation
[3]TatNIPIneft, Bugulma, Russian Federation

Abstract

The article examines possible fiscal expansion in terms of the oil companies business in order to increase oil production and possible implementation of the graded severance tax rate.

Materials and methods

A step-down coefficient to the severance tax rate fixed by the RF Tax Code is used. The coefficient depends on oil viscosity, and is calculated by the formula.

Results

A way to stimulate the use of the innovative technologies is proposed along with ways to ensure that the oil production grows, and economic conditions are created for the efficient field development.

Conclusions

Fiscal expansion will allow retaining hydrocarbon production and even increasing it slightly.

Keywords

innovative technologies,
oil production growth,
fiscal expansion,
economic efficiency

References

1. Valitov Sh.M., Azimov Yu.I., Pavlova V.A. *Sovremennye sistemnye tekhnologii v otraslyakh ekonomiki* [Modern System Technologies in Economic Sectors]. Moscow: *Prospekt*, 2015, 500 p.
2. Marenkov N.L. *Innovatika* [Innovation Theory]. Moscow: *KomKniga*, 2005, 304 p.
3. Shumpeter Y.A. *Teoriya ekonomicheskogo razvitiya* [The Theory of Economic Development]. Moscow: *Progress*, 1982, 401 p.
4. Kuz'minov Ya.I., Yakovlev A.A. *Modernizatsiya ekonomiki: global'nye tendentsii, bazovye ogranicheniya i varianty strategii* [Modernization of Economy: Global Trends, Basic Limitations, and Strategy Options]. Moscow: HSE University, 2002, 22 p.

КОНФЕРЕНЦ
НЕФТЬ

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

Ижевск. Сентябрь 2018 г.
Методы увеличения нефтеотдачи.
Различные ГТМ на нефтяных месторождениях.

Пермь. Ноябрь 2018 г.
Оптимальное применение оборудования
для ОРЭ, ОРЗиД, ВСП.
Увеличение эффективности его эксплуатации

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.

ДИАПАК
Техническая Диагностика

Надежность и традиции

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

Передовые методы НК

Автоматическое УЗ сканирование
Фазированные решетки
Акустическая эмиссия
Цифровая радиография
Направленные волны

Традиционные методы НК

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

Технологические пакеты

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

Поставка оборудования НК

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

PCMS (Plant Condition Management System)

Программный комплекс управления техническим состоянием промышленного оборудования.

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

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

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

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

A MEMBER OF MISTRAS GROUP, INC.

Ультразвуковые расходомеры «ИРГА-РУ»

ООО «ГЛОБУС» образовано в 1989 году. Со дня основания и по настоящее время предприятие производит и разрабатывает современные контрольно-измерительные приборы для учета расхода и количества газа, пара, тепловой энергии, жидкостей, а также поверочные установки. За прошедшие годы освоен выпуск целого семейства приборов под фирменной маркой «Ирга», обеспечивающих успешное решение задач измерения, диспетчеризации, управления и мониторинга технологических процессов.

Ультразвуковой расходомер «Ирга-РУ»

В феврале 2018 года в Государственный реестр средств измерения была внесена новая разработка предприятия ООО «Глобус» — промышленный времяпролетный ультразвуковой расходомер газа «Ирга-РУ» (далее — расходомер).

Принцип действия ультразвукового расходомера «Ирга-РУ» основан на измерении времени прохождения ультразвуковых импульсов по направлению потока газа в трубопроводе и против него. Возбуждение и прием импульсов производится пьезоэлектрическими преобразователями, которые устанавливаются в цельнометаллический корпус расходомера под углом (от 30 до 45 градусов, в зависимости от исполнения) к направлению потока.

Конструктивно расходомер состоит их трех блоков:

- первичного преобразователя расхода «Ирга-РУП» (далее – «Ирга-РУП»), представляющего собой корпус со встроенными в него ультразвуковыми приемопередатчиками
- электронного блока ВР-100 РУ (далее – ВР-100 РУ), который осуществляет прием-передачу сигналов через ультразвуковые приемопередатчики, их преобразование, обработку и вычисление объемного расхода газа в рабочих условиях с последующим формированием выходного сигнала
- блока питания «Ирга-БП» (далее – «Ирга-БП») со встроенным барьером искрозащиты при необходимости обеспечения взрывозащитных цепей*

* — в невзрывоопасных зонах помещений и наружных установок питание расходомера осуществляется от источника постоянного тока с напряжением питания 5 В.

Электронный блок ВР-100 РУ осуществляет управление ультразвуковыми приемопередатчиками: прием, обработку, преобразование и передачу в вычислительное устройство (ВУ) сигналов, содержащих, в том

Диаметр условного прохода, Ду, мм	Диапазон измерений расхода, м³/ч		Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (Q) в рабочих условиях, %	
	Диапазон 1	Диапазон 2	$0{,}025Q_{max} \le Q \le Q_{max}$	$Q_{min} \le Q \le 0{,}025Q_{max}$
25	0,03–30	0,03–24	± 1,0	± (1,5÷1,0)
32	0,08–160	0,08–120		
40	0,12–240	0,12–180		
50	0,20–400	0,20–300		
80	0,50–1000	0,50–800		
100	0,80–1600	0,80–1200		
150	2,00–4000	2,00–3000		
200	5,00–10000	5,00–8000		
250	8,00–16000	8,00–12000		
300	10,0–20000	10,0–15000		
400	16,0–32000	16,0–24000		
500	25,0–50000	25,0–40000		
700	100–50000		± 2,0	± 5,0
800	160–50000			

Таб. 1 — Метрологические характеристики расходомера

числе, информацию о времени распространения ультразвуковых импульсов, необходимую для вычисления объемного расхода газа в рабочих условиях (ГОСТ 8.611 – 2013):

$$v = \frac{L \cdot (t_2 - t_1)}{2 \cdot t_1 \cdot t_2 \cdot \cos\alpha},$$

где v - скорость потока в трубопроводе

L - расстояние между приемопередатчиками

α - угол между осью установки датчиков и осью трубопровода

t_1 и t_2 - времена распространения УЗ импульсов по потоку и против.

По желанию заказчика управление расходомером может быть реализовано по сети Wi-Fi с использованием обычного мобильного телефона или планшета. В любом случае, защита встроенного ПО реализована предприятием на этапе производства путем установки системы защиты микроконтроллера от чтения и записи.

Расходомер также может поставляться с блоками формирования выходного сигнала «АВ-2» (токовый выходной сигнал 4–20 мА) или «АВ-3» (HART-протокол), барьером искрозащиты.

Конструкция расходомеров исключает возможность несанкционированного влияния на ПО расходомеров и измерительную информацию (таб. 1).

Достоинства ультразвукового расходомера «Ирга-РУ»:

- **Существуют исполнения, не требующие прямых участков (от 25 мм до 200 мм)**
- **Широкий диапазон измеряемых расходов**
- **Отсутствие гидравлического сопротивления**
- **Надежность (нет подвижных механических элементов)**
- **Высокая точность**
- **Быстродействие**
- **Помехозащищенность**

ООО «ГЛОБУС» осуществляет проектирование, монтаж, пусконаладку, гарантийное и послегарантийное обслуживание узлов учета газа, пара, жидкости и количества тепловой энергии. Сервисный отдел оказывает услуги по ремонту и калибровке измерительных приборов с обязательной сдачей в поверку.

Продукция, выпускаемая ООО «ГЛОБУС», сертифицирована, лицензирована и внесена в государственные реестры средств измерений РФ и стран ближнего зарубежья (Азербайджан, Беларусь, Казахстан, Туркменистан, Узбекистан, Украина и др.).

308023, Россия, Белгород,
ул. Садовая, д. 45-а
Т./ф.: +7 (4722) 26-42-50,
26-18-46, 31-33-76
Отдел продаж: sale@irga.ru
Техническое и сервисное обслуживание:
service@irga.ru
Общие вопросы: globus@irga.ru
www.irga.ru

Наименование характеристики	**Значение**
Температура измеряемой среды	от -55 до +170 °С
Температура окружающей среды	от -55 до +80 °С
Максимальное давление измеряемой среды в трубопроводе в зависимости от исполнения	от 0,15 до 32 МПа
По типу выходного сигнала	частотный (от 0 до 1000 Гц) частотный (от 100 до 1100 Гц) токовый (от 4 до 20 мА) HART (выходной сигнал по протоколу HART) числоимпульсный
Степень защиты от воздействия окружающей среды:	
- «Ирга-РУ» с «ВР-100 РУ» - «Ирга-БП»	IP65 IP54
Напряжение питания	от 187 до 242 В
Потребляемая мощность	не более 10 Вт
Габаритные размеры «Ирга-РУ» в зависимости от Ду и исполнения:	
- длина - ширина - высота	от 420 до 2400 мм от 195 до 1020 мм от 242 до 1015 мм
Габаритные размеры «ВР-100 РУ»	не более 115x90x55 мм
Габаритные размеры «Ирга-БП»	не более 210x140x100 мм
Масса «Ирга-РУ» в зависимости от Ду и исполнения	от 2,5 до 456,0 кг
Масса «ВР-100 РУ»	не более 0,6 кг
Масса «Ирга-БП»	не более 1,5 кг
Средняя наработка на отказ	75000 ч
Полный срок службы	15 лет
Маркировка взрывозащиты:	
- «Ирга-РУП» - «ВР-100 РУ» - «Ирга-БП»	0ExiaIICT4 0Exia[ia]IICT5 [Exia]IIC

Таб. 2 — Основные технические характеристики ультразвукового расходомера «Ирга-РУ»

Вихревой расходомер Ирга-РВ на газ

Вихревой расходомер Ирга-РВ на пар

Измерение и регулирование параметров технологических процессов в промышленности

М.В. Богуш
д.т.н., директор

О.В. Зацерклянный
ведущий специалист, разработчик

О.В. Шатуновский
главный инженер

ООО «Пьезоэлектрик», Ростов-на-Дону, Россия

Научно-производственное предприятие ООО «Пьезоэлектрик» создано в 1992 г. на базе НКТБ «Пьезоприбор» Ростовского госуниверситета (ныне ЮФУ), являющегося на протяжении 40 лет основным разработчиком и поставщиком пьезоэлектрических преобразователей для машиностроения, военно-морского флота, ракетно-космической техники страны.

ООО «Пьезоэлектрик» специализируется на разработке и производстве измерительных преобразователей механических и теплофизических величин и вторичной аппаратуры к ним.

Основные виды выпускаемой продукции:

- датчики избыточного, абсолютного, гидростатического давления, разрежения, давления-разряжения и разности давления с аналоговым, цифровым и совмещенным выходными сигналами;
- пьезоэлектрические преобразователи и датчики для измерения импульсных и быстропеременных процессов, в том числе для ультразвуковых и вихревых расходомеров жидкости, нефти, газа и пара;
- датчики и системы контроля и регулирования уровня в резервуарах и колодцах;
- расходомеры и счетчики жидкости, тепла, газа, пара;
- плотномеры и вискозиметры жидкости, нефти и газа вибрационные;
- датчики и системы контроля температуры.

ООО «Пьезоэлектрик» имеет разрешение ФСЭТАН (Госгортехнадзора) РФ на выпуск взрывозащищенного оборудования. Все серийные изделия, являющиеся средствами измерений, внесены в Государственный реестр России.

Создание новых образцов продукции ведется в тесном сотрудничестве с НКТБ «Пьезоприбор» Южного Федерального университета, имеющего лицензии на разработку и производство вооружения, военной и космической техники, а также заключение о соответствии производства стандарту менеджмента качества ISO 9001.

ООО «Пьезоэлектрик» имеет 8 патентов на изобретения РФ. Является эксклюзивным поставщиком пьезоэлектрических преобразователей и датчиков для ультразвуковых расходомеров жидкости и газа, а также вихревых расходомеров газа и пара для всех производителей этой измерительной техники в РФ.

При разработке новых изделий широко используется уникальная методика конечно-элементного моделирования пространственных электротермоупругих изделий с учетом наиболее критичных дестабилизирующих факторов, таких как высокие избыточные давления и широкий диапазон рабочих температур.

ООО «Пьезоэлектрик» разработаны и прошли успешные летные испытания датчики давления для регистрации момента приводнения самолета–амфибии Бе-200.

В 2016 году в рамках ОКР в интересах АО «Транснефть–Центральная Сибирь» ООО «Пьезоэлектрик» разработаны, сертифицированы и прошли всесторонние успешные испытания, включая лабораторные, стендовые и испытания на реальных нефтепромыслах, Плотномеры и Вискозиметры в рамках программы импортозамещения АО «Транснефть–Центральная Сибирь».

Постоянными партнерами ООО «Пьезоэлектрик» являются такие известные предприятия, как:

- ОАО ИПФ «Сибнефтеавтоматика»;
- ЗАО «Даймет» (г. Тюмень);
- ЗАО «Эмис»;
- ЗАО «Уралмонтажавтоматика» (г. Челябинск);
- ОАО «Промприбор» (г. Ливны, Курской обл.);
- ООО «Глобус» (г. Белгород);
- ПАО «Омский каучук» (г. Омск);
- ООО ГК «Турбулентность–Дон»;
- МУП «Теплокоммунэнерго»,;
- ООО «Азия–Дон» (все в г. Ростов-на-Дону);
- ПАО «Тагмет» (г. Таганрог);
- ООО «АНТ Информ» (г. Краснодар);
- ООО «Нефтегазинжиниринг» (г. Москва);
- ООО «НПП Завод МДУ» (г. Новокузнецк);
- ООО «Ирвис» (г. Казань);
- РУП «БЕЛГАЗТЕХНИКА» (г. Минск, Беларусь) и многие другие.

Имеется также опыт поставок продукции ООО «Пьезоэлектрик» в Казахстан, Армению, Приднестровскую Молдавскую республику, Италию и Канаду.

ООО «Пьезоэлектрик» является участником кластера «Южное созвездие», дипломантом конкурсов «Лучшие инновации Дона» и «100 лучших товаров России». В июле 2017 г. ООО «Пьезоэлектрик» отметил свой 25-летний юбилей с момента образования и успешной работы.

Мы заинтересованы в сотрудничестве со всеми организациями, занимающимися проектированием, производством, монтажом и эксплуатацией систем измерений и автоматики энергетического оборудования в различных отраслях промышленности. Надеемся, что наша продукция поможет решить Ваши задачи в области измерения, контроля и регулирования параметров технологических процессов.

Measurement and regulation of process parameters in industry

Authors:
Michail V. Bogush — Sc.D., director;
bmw@piezoelectric.ru
Oleg V. Zatserklyannyy — chief specialist;
zov@piezo.su
Oleg V. Shatunovskiy — chief engineer;
shov@piezo.su

"Piezoelectric" LLC, Rostov-on-Don,
Russian Federation

Scientific and production enterprise "Piezoelectric" LLC was established in 1992 on the foundation of "Piezopribor" SDB of the Rostov State University, which for 40 years has been the main developer and supplier of piezoelectric transducers for mechanic engineering, navy, rocket and space equipment for the country.

"Piezoelectric" LLC specializes in the development and manufacture of measuring transducers for mechanical and thermophysical quantities and secondary equipment for them.

Main types of output products:

- excess pressure sensors, absolute pressure sensors, hydrostatic pressure sensors, under-pressure sensors, discharge-based pressure sensors and differential pressure sensors with analog, digital and combined output signals;
- piezoelectric transducers and sensors for impulse and quick-changing process measurement, as well as for liquid, oil, gas and steam ultrasonic and vortex flowmeters;
- sensors and control and regulating systems for level monitoring in tanks and wells;
- liquid, heat, gas and steam flowmeters and counters;
- liquid, oil and gas vibrational densometers and viscometers;
- temperature sensors and control systems.

"Piezoelectric" LLC has the permission of Federal Service for the Supervision of Environment, Technology and Nuclear Management FSETNM (Gosgortekhnadzor) of the Russian Federation for the production of explosion-proof equipment. All production equipment, which are measuring instruments, are included in the State Register of Russia.

Creation of new product samples is carried out in close cooperation with the "Piezopribor" SDB of the Southern Federal University, which has licenses for the development and production of armament, military and space equipment, and a conclusion on the conformity of production to the ISO 9001 quality management standard.

"Piezoelectric" LLC has 8 invention patents of the Russian Federation. It is an exclusive supplier of piezoelectric transducers and sensors for ultrasonic fluid and gas flowmeters, as well as vortex gas and steam flowmeters for all manufacturers of this measuring equipment in the Russian Federation.

When developing new products, a unique method of finite element modeling for spatial electrothermoelastic products is widely used, taking into account the most critical destabilizing factors, such as high excess pressure and a wide range of operating temperatures.

"Piezoelectric" LLC developed and successfully tested flight pressure sensors to record the moment of the impact of the Be-200 amphibious aircraft.

In 2016, during the framework of the development work in the interests of "Transneft–Central Siberia" JSC, "Piezoelectric" LLC developed, certified and passed comprehensive successful tests, including laboratory, bench and real oilfields. Densitometers and viscosimeters within framework for the "Transneft–Central Siberia" JSC import substitution program.

Permanent "Piezoelectric" LLC partners are such famous companies as:

- Engineering and Production Company "Sibnefteavtomatika" OJSC (Tyumen);
- "Daymet" CJSC (Tyumen);
- "Emis" CJSC (Chelyabinsk);
- "Uralmontazhavtomatika" CJSC (Chelyabinsk);
- "Prompribor" OJSC (Livny, Kursk Oblast);
- "Globus" LLC (Belgorod);
- "Omsky Kauchuk" PJSC (Omsk);
- "Turbulence-Don" GC LLC (Rostov-on-Don);
- "Teplokommunenergo" Municipal Unitary Enterprise (Rostov-on-Don);
- "Asia-Don" LLC (Rostov-on-Don);
- "Tagmet" PJSC (Taganrog);
- "ANT Inform" LLC (Krasnodar);
- "Neftegas Engineering" LLC (Moscow);
- "NPP Zavod MDU" LLC (Novokuznetsk);
- "Irvis" LLC, "Belgaztechnika" RUE (Minsk, Belarus) and many others.

There is also experience in the "Piezoelectric" LLC product delivery to Kazakhstan, Armenia, Transnistria, Italy and Canada.

"Piezoelectric" LLC is a member of the Southern Constellation cluster, a winner of the competitions "The Don best innovations" and "100 best goods of Russia". In July 2017, "Piezoelectric" LLC celebrated its 25th anniversary from the moment of its formation and successful operation.

We are interested in cooperation with all organizations involved in the design, production, installation and maintenance of measurement systems and automation of power equipment in various industries. We hope that our products will help to meet your challenges in the field of measurement, control and regulation of process parameters.

Научно-производственное предприятие
ООО «ПЬЕЗОЭЛЕКТРИК»

344090, Rostov-on-Don,
Milchakov st., 10
+7 (863) 243-45-33, 290-58-22
inbox@piezo.su
www.piezoelectric.ru

Контрольно-измерительные приборы для нефтегазовой отрасли

KROHNE
measure the facts

Компания KROHNE является одним из ведущих мировых производителей и поставщиков инновационных решений в области промышленных измерений.

Мы приглашаем Вас и Ваших коллег посетить наш стенд **№21C01** в зале 2.1 на 18-ой международной выставке «Нефть и газ 2018».

На стенде будет представлена информация по контрольно-измерительному оборудованию компании для коммерческого и технологического учета различных продуктов в нефтегазовой отрасли.

ALTOSONIC 5

ALTOSONIC V12

OPTIWAVE 7500

80 ГГц
технология измерения

EGM™
Контроль вовлечённого газа

OPTIMASS 2400

Контактная информация:
Россия, Самарская обл., Волжский р-н,
массив «Жилой массив Стромилово»
Тел.: +7 (846) 230-04-70,
Факс: +7 (846) 230-03-13
pr@krohne.su

Ex
ИСПОЛНЕНИЕ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОЕ
СУЖ-П-И

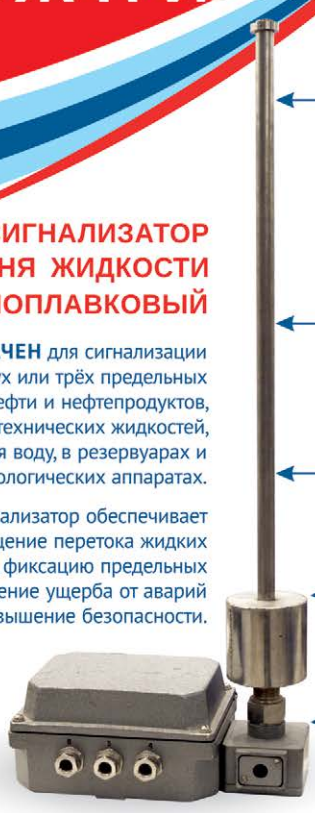
100 ЛЕТ
ЗАВОД «КРАСНОЕ ЗНАМЯ»

ПАО ЗАВОД «КРАСНОЕ ЗНАМЯ»
390043, Россия, г. Рязань, пр. Шабулина, 2а.
+7 (4912) 938-517 post@kznamya.ru

СИГНАЛИЗАТОР УРОВНЯ ЖИДКОСТИ ПОПЛАВКОВЫЙ

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

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



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

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

Преобразователи первичные имеют маркировку взрывозащиты «0ExiaIIBT5» и могут устанавливаться во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок.

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

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

Новые аноды «Бипрон-АЗТ»

Экологичность, предельный срок эффективной работы анода, ограничение землеотведения на расположение анодного заземления

Эти основные принципы и свойства анодных заземлителей существенно сужают возможность выбора материалов. Мы выбрали титан как основу анодного заземлителя и диоксид марганца как электропроводящий слой в виде покрытия на титане.

Для идеальной адгезии покрытия с титановой основой, в целях предотвращения пассивации титановой поверхности, специалисты ООО «Бипрон» разработали и применили инновационные решения. Это касается как физико-химической обработки поверхности анода перед нанесением покрытия, так и технологии его нанесения, в результате которого толщина устойчивого к механическим деформациям слоя покрытия из MnO_2 может достигать до 80 мкм при отсутствии проникающих пор к титановой основе.

Анодные заземлители серии «Бипрон-АЗТ» могут эксплуатироваться при токовой нагрузке до 250 А/м^2 и имеют скорость растворения в пределах 0,01 г/А-год при номинальной токовой нагрузке ~ 10 А. Это позволяет эксплуатировать такие аноды в штатном режиме не менее 30 лет.

Трубчатые аноды «Бипрон-АЗТ» имеют:

- максимальную механическую прочность на изгиб и кручение, что позволяет применять их в грунтах с подвижными слоями, а также в грунтах с недостаточной изученной динамикой водно-почвенного баланса;
- равномерное распределение плотности тока по всей поверхности анода. Отсутствие ярко выраженных «краевых эффектов» — одно из самых важных качеств анода, так как неравномерность плотности тока на его поверхности ведет к образованию локальных зон электрической эрозии;
- эффективную коммутацию комплектной анодной сборки. Все токопроводящие кабели, дренажная трубка и несущий трос проходят внутри полости цилиндров анодов, что обеспечивает дополнительную механическую защиту точек коммутации, при этом количество коммутационных узлов резко снижено за счет применения инновационных схем кабельной сборки.

Важно, что все кабельные соединения в сборке осуществляются в заводских условиях. На трассе выполняется стандартное подключение к катодной станции.

Сортамент титановых трубчатых анодов освоен по диаметру: 38, 45, 51, 60, 76, 89, 102 мм, по толщине стенки (1,0–2,0) мм, по длинам — 500, 1000 мм. Вес одного анодного заземлителя Бипрон-АЗТ размерами 60x1x500 мм с покрытием и биметаллическим тоководом составляет 0,45 кг.

На газопроводе ГРС «Апрелевка» (Московская область) был произведен монтаж двух анодных сборок из 20 и 23 анодов соответственно. За время эксплуатации сборки из анодов нового типа показали принципиальную работоспособность и надежность, включая повышенный диапазон плотности тока.

Зафиксировано хорошее сопротивление с постепенным его снижением с 2,4 Ом до 1,14 Ом. Это связанно с тем, что на объекте в качестве засыпки применялась смесь «МАГ-2000» (производства ООО «Бипрон»), которая при затворении водой образует нерастворимый токопроводящий гидрогель, сохраняющий свои свойства бесконечно долго. «МАГ-2000» не высыхает даже на открытом воздухе в условиях прямых солнечных лучей и температуре +40°С (подтверждено при монтаже заземления на объектах вьетнамской государственной энергетической компании EVN), не замерзает при -60°С, не вымывается грунтовыми водами и имеет отличную адгезию с телом заземлителя. Заземлитель находится в своеобразной токопроводящей «гелевой рубашке» весь срок своей работы.

В процессе эксплуатации анодов «Бипрон-АЗТ», можно выделить основные показатели:

- стабильность сопротивления растекания тока;
- малая растворимость (~ 30 лет);
- относительно малые веса и габариты;
- технологичность монтажа (без привлечения погрузочно-разгрузочных спецсредств);
- снижение затрат при монтаже и эксплуатации;
- надежность и безопасность;
- стоимость сборки.

Бипрон
инновационные технологии электрозащиты
141591, Московская область, Солнечногорский район, дер. Бережки, промзона, стр. 26
+7 (916) 988-50-00
www.bipron.com

Рис. 3 — Трубчатые титановые анодные заземлители с покрытием из диоксида марганца с одним тоководом — (диаметр 38 мм) и с двумя (диаметр 60мм)

В РАМКАХ ПЕТЕРБУРГСКОГО МЕЖДУНАРОДНОГО ГАЗОВОГО ФОРУМА

XXII МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ГАЗОВОГО ХОЗЯЙСТВА

2-5 октября 2018

РОС ГАЗ ЭКСПО

ufi Approved Event

ОРГАНИЗАТОР ВЫСТАВКИ: FarEXPO IFE® PROFESSIONAL EXHIBITION & CONGRESS ORGANIZER

Тел/факс: +7(812) 777-04-07; 718-35-37
st@farexpo.ru
http://rosgasexpo.ru

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА:

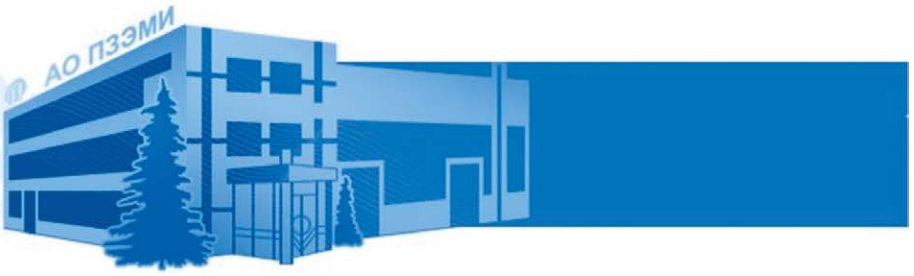
ОРГАНИЗАТОР ФОРУМА: EXPOFORUM

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР:

ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ | ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ | КОРРОЗИЯ ТЕРРИТОРИИ НЕФТЕГАЗ

МЕСТО ПРОВЕДЕНИЯ:
Санкт-Петербург, конгрессно-выставочный центр «ЭКСПОФОРУМ», павильон G, Петербургское шоссе, 64/1

ПОДОЛЬСКИЙ ЗАВОД
ЭЛЕКТРОМОНТАЖНЫХ ИЗДЕЛИЙ



Кабельная арматура на напряжение 1–35 кВ производства АО «Подольский завод электромонтажных изделий»

АО «Подольский завод электромонтажных изделий» — крупнейшее электротехническое предприятие Московской области, работает с 1957 г. Специализируется на разработке и производстве электрощитового оборудования (ЭО) и кабельной термоусаживаемой арматуры (КТА) на среднее и низкое напряжение.

За последние годы на производстве ЭО проведена реконструкция и техническое переоснащение с применением современных технологий и передового высокотехнологичного оборудования. На сегодняшний день завод выпускает: трансформаторные подстанции до 1600 кВА на 10 кВ в бетонной оболочке и утепленные из сэндвич-панелей, киосковые подстанции КТП, КРУ, КСО, панели ЩО-70, вакуумные выключатели и др.

По производству кабельной термоусаживаемой арматуры АО «ПЗЭМИ» является одним их самых крупных предприятий в России с полным циклом изготовления композиционных материалов, термоусаживаемых трубок, перчаток, герметиков, гильз, наконечников для силовых, контрольных и специальных кабелей с различными видами изоляции на напряжение 1–35 кВ.

Номенклатура завода насчитывает более 2500 наименований, это:

- соединительные и концевые муфты внутреннего и наружного исполнения на напряжение до 35 кВ — для кабеля с бумажной пропитанной изоляцией, с изоляцией из сшитого полиэтилена;
- переходные муфты;
- ремонтные муфты без кабельных вставок на 1–10 кВ;
- ответвительные муфты на 1 кВ;
- соединительные переходные комплекты для СИП на 1 кВ;
- муфты с транспозицией экранов для кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10–35 кВ;
- муфты, не распространяющее горение: «НГ-LS», «НГ-HF», «НГ-FRLS»;
- адаптеры;
- уплотнители кабельных проходов;
- ремонтные манжеты;
- и многое другое.

Уже более 20 лет, начиная с 1996 года, завод поставляет КТА во все регионы России и страны СНГ и зарекомендовал себя как надежный поставщик, удовлетворяющий всем требованиям заказчика по номенклатуре, качеству и срокам изготовления.

Годовой объем поставок 220–250 тысяч комплектов. Основными потребителями продукции предприятия являются: ПАО «МОЭСК», ПАО «МОСОБЭНЕРГО», «Татэнерго», «Омскэнерго», «Иркутскэнерго» и другие. Наработана большая статистика по эксплуатации кабельных муфт, которая учитывается при разработке конструкций и материалов, направленных на совершенствование кабельной термоусаживаемой арматуры и расширение номенклатуры.

Создана дилерская сеть по всей России и странах СНГ из 32 представительств со складами в Барнауле, Томске, Екатеринбурге, Красноярске и других городах.

АО «ПЗЭМИ»
142115 Московская область, г. Подольск ул. Правды, д. 31
Тел.+7 (499) 400-51-87, +7 (499) 400-50-82 www.pzemi.ru

автор: коммерческий директор АО «ПЗЭМИ» Старостин Николай Васильевич

выставка **НЕФТЕГАЗ**
Москва, 16–19 апреля
NEFTEGAZ-EXPO.RU

Ключевое отраслевое событие, входящее в десятку лучших мировых выставок нефтегазового оборудования. Проходит при поддержке Минэнерго России, под патронатом ТПП РФ.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ
Москва, 17–18 апреля
OILANDGASFORUM.RU

Первое в современной истории России мероприятие федерального масштаба, организованное Минэнерго России совместно с РСПП, ТПП РФ, Союзом нефтегазопромышленников России и РГО.

8-я КОНФЕРЕНЦИЯ МЕТРОЛОГОВ «ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»
Москва, 16–17 апреля
AMHIM.RU

Ежегодная встреча главных метрологов и технических специалистов всех подразделений ПАО «Газпром нефть» в области автоматизации процессов добычи, хранения и переработки нефти.

ВСЕРОССИЙСКОЕ СОВЕЩАНИЕ ГЛАВНЫХ МЕТРОЛОГОВ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ»
Москва, 18–19 апреля
AMHIM.RU

Рассматриваются вопросы метрологического обеспечения производства в организациях Группы «ЛУКОЙЛ» и перспективные новинки отечественных и зарубежных поставщиков средств автоматизации.

конференция **НЕФТЬ И ГАЗ 2018**
Москва, 23–26 апреля
NEFTEGAZ.GUBKIN.RU

Проводится с целью выявления и поддержки перспективных молодежных научно-исследовательских работ.

конференция и выставка **ИНЖЕНЕРНАЯ И РУДНАЯ ГЕОФИЗИКА 2018**
Алматы, Казахстан, 23–27 апреля
EAGE.RU

Специалисты обменяются мнениями в рамках технических сессий, ознакомятся с разработками от ведущих производителей геофизической техники на выставке и полевой демонстрации.

конференция **ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ**
Минск, Беларусь, 24–26 апреля
RCA.SPE.ORG

Первая конференция SPE в России и Каспийском регионе, посвященная трудноизвлекаемым запасам, пройдет в Минске, Беларусь.

ИРАНСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ САММИТ. ОБМЕН ОПЫТОМ И ТЕХНОЛОГИЯМИ 2018
Тегеран, Иран, 8 мая
TOGSUMMIT.ORG

Уникальная специализированная площадка для диалога представителей нефтегазовой отрасли мировых лидеров из России, Ирана и других стран, организованная российской командой.

форум и выставка **METROLEXPO**
Москва, 15–17 мая
METROL.EXPOPROM.RU

Форум в поддержку государственной политики в области модернизации и технологического развития экономики России.

конференция **СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ КРС И ПНП. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ**
Анапа, 21–26 мая
OILGASCONFERENCE.RU

Конференция традиционно соберёт представителей нефтегазодобывающих и сервисных компаний, научных и производственных предприятий с целью решения актуальных задач отрасли.

конференция **ГАЗОВЫЙ КОНДЕНСАТ**
Москва, 22 мая
CREONENERGY.RU

Ведущая российская бизнес-площадка для обсуждения проблем производителей и потребителей газового конденсата.

выставка **ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ**
Уфа, 22–25 мая
GNTEXPO.RU

В мае 2018 года в Уфе пройдет Российский нефтегазохимический форум и XXVI международная выставка «Газ. Нефть. Технологии». В работе мероприятий примут участие признанные эксперты отрасли не только российского, но и международного масштаба, а также специалисты смежных отраслей.

конференция **НОВАЯ ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ НЕФТЕГАЗОВЫХ И СЕРВИСНЫХ КОМПАНИЙ, Уфа, 23 мая**
NOVTEKBUSINESS.COM

Предстоит обсудить вопросы эффективного применения геофизической техники и технологий для решения сложных геологических и промысловых задач нефтегазовых и сервисных компаний.

выставка **SIGOLD 2018**
Южно-Сахалинск,
23–24 мая

Нейтральная сахалинская деловая площадка для встречи власти и бизнеса, руководителей компаний отраслей ТЭК с поставщиками товаров и услуг.

конференция **ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЙ ХИМИИ**
Уфа, 24 мая
ANRB.RU

Автоматизация процессов в нефтяной и газовой промышленности. Автоматизация управления и обеспечения безопасности процессов на предприятиях ТЭК.

саммит **ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ И НЕТРАДИЦИОННЫЕ ЗАПАСЫ**
Москва, 25 мая
TRIZSUMMIT.RU

Среди акцентов саммита — проблемы государственного стимулирования отрасли и производства импортозамещающей продукции.

конференция **ГЛАВНЫХ МЕТРОЛОГОВ ХИМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**
Воскресенск, 28 мая–1 июня
AMHIM.RU

Традиционное место встречи профессионалов для обсуждения актуальных проблем и поиска решений в области метрологического обеспечения и автоматизации технических процессов.

выставка **CASPIAN OIL & GAS**
Баку, Азербайджан, 29 мая–1 июня
CASPIANOILGAS.AZ

Крупнейшее мероприятие энергетического сектора в Прикаспийском регионе.

конференция **НЕФТЕГАЗСТРОЙ**
Москва, 31 мая
N-G-K.RU

Формирование рынка нефтегазового строительства, практика выбора подрядчиков, создание российских EPC-фирм, увеличение доли российских компаний на рынке.

конференция **ПЕТРОФИЗИКА XXI В**
Петергоф, 4–5 июня
RCA.SPE.ORG

Одним из основных акцентов этого года является тема цифровых и машинных технологий.

конференция **ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ КРС, ПНП, ГНКТ**
Ялта, 4–8 июня
TOGC.INFO

Ловильные работы в ГС, РГС, ЗБС. Телеметрия при КРС, СПО, ОПЗ, РИР, глушении, ловильных работах. Физико-химические обработки ГС. Освоение ГС. Геологические исследования ГС.

конгресс и выставка **СПГ КОНГРЕСС РОССИЯ**
Москва, 6–8 июня
LNGRUSSIACONGRESS.COM

СПГ Конгресс Россия – это международная площадка, где традиционно собираются лидеры СПГ-индустрии со всего мира. Конгресс объединяет более 300 ключевых международных компаний.

14-я Международная выставка НЕФТЬ И ГАЗ / MIOGE 2018
Москва, 18–21 июня
MIOGE.RU

Участие в выставке НЕФТЬ И ГАЗ / MIOGE позволит производителям нефтегазового оборудования увеличить объем продаж, расширить географию и привлечь новых заказчиков.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМ**
Саратов, 26–28 июня
EXPO.SOFIT.RU

Один из старейших нефтегазодобывающих регионов России, где в настоящее время насчитывается более 500 действующих скважин, функционирует крупный нефтеперерабатывающий завод.

конференция **САММИТ РУКОВОДИТЕЛЕЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ И СТРАН СНГ**
Сочи, 28–29 июня
EUROPETRO.RU

Стратегическое мероприятие, направленное на нефте- и газоперерабатывающую отрасль России, стран СНГ и Каспийского региона.

ВОСТОЧНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ
Владивосток, 4–5 июля
EASTRUSSIAOILANDGAS.COM

Форум посвящен реализации важнейших стратегических нефтегазовых проектов региона от Красноярского края до Сахалинской области.

конференция **ГЕОБАЙКАЛ 2018**
Иркутск, 11–17 августа
EAGE.RU

Конференция ориентирована на специалистов в области геологии и геофизики, деятельность которых связана с Восточной Сибирью, Дальним Востоком и Азиатско-Тихоокеанским регионом.

выставка **НЕФТЬ, ГАЗ. НЕФТЕХИМИЯ**
Казань, 4–6 сентября
OILEXPO.RU

Крупнейшее международное мероприятие нефтегазовой отрасли России, отмеченное знаками Всемирной ассоциации выставочной индустрии и Российского Союза выставок и ярмарок.

конференция **ГЕОМОДЕЛЬ 2018**
Геленджик, 10–14 сентября
EAGE.RU

Конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа ежегодно собирает 200–300 ведущих специалистов-практиков и учёных из России и СНГ.

семинар-конференция **ЭКСПЛУАТАЦИЯ — ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА, РЕМОНТ И БУРЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН Севастополь, 10–14 сентября**
TOGC.INFO

Эксплуатация и добыча нефти и газа из горизонтальных скважин, ремонт и восстановление горизонтальных скважин, бурение горизонтальных скважин.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ**
Ижевск, 11–14 сентября
VCUDMURTIA.RU

Демонстрация достижений и возможностей предприятий Удмуртии, регионов РФ и стран зарубежья, чья продукция выпускается для промышленного и топливно-энергетического комплекса.

конференция **НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА**
Москва, 12 сентября
N-G-K.RU

Модернизация нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, взаимодействие с лицензиарами, практика импортозамещения.

конференция **МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ**
Ижевск, 14–15 сентября
KONFERENC-NEFT.RU

Обзор существующих методов и повышение эффективности извлечения нефтей на существующей и поздней стадии разработки месторождений. ОПЗ. ГТМ. ОРЭ.

выставка **НЕФТЬ И ГАЗ. ТЭК**
Тюмень, 18–21 сентября
EXPO72.RU

Обсуждаются перспективы развития нефтегазового комплекса, передовые технологии, опытно-конструкторские, внедренческие и научно-исследовательские проекты.

конференция **СТРОИТЕЛЬСТВО И РЕМОНТ СКВАЖИН**
Сочи, 24–29 сентября
OILGASCONFERENCE.RU

Ежегодный нефтегазовый форум. Площадка для обсуждения проблем в области строительства и ремонта скважин, обмена опытом, презентации новых технологий, оборудования, материалов.

22-25 мая 2018

УФА > ВДНХ ЭКСПО

РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

XXVI международная выставка

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

ufi Approved International Event

Российский союз выставок и ярмарок

ОРГАНИЗАТОРЫ

Правительство Республики Башкортостан

Министерство промышленности и инновационной политики РБ

БВК Башкирская выставочная компания

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА

Министерство энергетики РФ

Минпромторг России

Российское газовое общество

Союз «Торгово-промышленная палата РБ»

Адрес: Уфа, ул. Менделеева, 158

Тел: +7 (347) 246 41 77, 246 41 93

E-mail: gasoil@bvkexpo.ru

@gazneftufa

#газнефтьуфа
#газнефтьтехнологии
#гнт

БВК Башкирская выставочная компания

ЗАБРОНИРОВАТЬ СТЕНД
www.gntexpo.ru

KIOGE Kazakhstan

ufi Approved Event

26-я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ

26th KAZAKHSTAN INTERNATIONAL

OIL & GAS

EXHIBITION AND CONFERENCE

www.kioge.ru

26–28 СЕНТЯБРЯ / SEPTEMBER 2018

АЛМАТЫ, КАЗАХСТАН
ALMATY, KAZAKHSTAN

ГЛАВНАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЫСТАВКА В ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ

THE LEADING OIL & GAS EVENT IN THE CENTRAL ASIA

ОРГАНИЗАТОР
ORGANISED BY

ITE 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

Caspian Oil&Gas
Azerbaijan

Caspian Oil&Gas

ufi Approved Event

25-я Юбилейная Международная Выставка Нефть и Газ Каспия

29 мая - 1 июня 2018

Баку Экспо Центр
Баку, Азербайджан

1994-2018
25 лет

Для дополнительной информации
www.cog.az

ВЕДУЩЕЕ СОБЫТИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ИНДУСТРИИ КАСПИЙСКОГО РЕГИОНА

#CaspianOilandGas www.fb.com/CaspianOilGas

Организаторы

ITE Iteca CASPIAN

ITE MOSCOW (МОСКВА)
Тел. : +7 (499) 750 0828
E-mail: oil-gas@ite-expo.ru
www.caspianoilgas.ru

ITECA CASPIAN (БАКУ)
Тел. : +99412 4041000 / 27
E-mail: oilgas@iteca.az
www.cog.az

MIOGE Moscow

ufi Approved Event

15-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЬ И ГАЗ

18–21 июня 2018

МОСКВА • КРОКУС ЭКСПО
Павильон 3 • залы 13 и 14

www.mioge.ru

ВЕДУЩАЯ ВЫСТАВКА

по результатам опроса профессионалов отрасли

Лучший бренд в группе
Российские нефтегазовые выставки

MIOGE Moscow | ITE

RPGC Moscow

14-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

в рамках выставки
18–19 июня 2018
МОСКВА • КРОКУС ЭКСПО

www.oilgascongress.ru

ФАКТЫ MIOGE 2017

607 компаний-участников Выставки и Конгресса

35 стран-участников Выставки и Конгресса

18 500 посетителей

25 873 кв.м выставочной площади

50 мероприятий Конгресса и Технической программы Выставки

235 докладчиков

1 000 делегатов

ITE

ITE МОСКВА
+7 (499) 750 0828
oil-gas@ite-expo.ru
www.mioge.ru

ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5011
og@ite-events.com
www.oilgas-events.com

Совет Федерации ФС РФ
Государственная Дума ФС РФ
МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
МИНПРОМТОРГ РОССИИ
Министерство природных ресурсов и экологии РФ
РСПП Российский союз промышленников и предпринимателей
Союз нефтегазопромышленников России

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ,
ежегодно объединяющее профессионалов отрасли

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

16–18 апреля 2018
Москва, ЦВК «Экспоцентр»
www.oilandgasforum.ru

18-я международная выставка
НЕФТЕГАЗ–2018

16–19 апреля 2018
Москва, ЦВК «Экспоцентр»
www.neftegaz-expo.ru

12+
Реклама

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
МИНПРОМТОРГ РОССИИ
РСПП
Российское Газовое Общество
СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ
ЭКСПОЦЕНТР МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНГРЕССЫ МОСКВА
Messe Düsseldorf

ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис»

SBS Expo SERVICE

www.ses.net.ru

КАЛЕНДАРЬ ВЫСТАВОК НА 2018 ГОД

Межрегиональная выставка оборудования для нефтегазового комплекса

КОМИ. НЕФТЬ. ГАЗ

УХТА, 17 – 18 октября

Восьмая межрегиональная специализированная выставка

САХАПРОМЭКСПО – 2018. НЕДРА ЯКУТИИ. СПЕЦТЕХНИКА. ЭКОЛОГИЯ. ГАЗИФИКАЦИЯ

ЯКУТСК, 6 – 8 ноября

Двенадцатая межрегиональная специализированная выставка

НИЖНЕВАРТОВСК. НЕФТЬ. ГАЗ – 2018

НИЖНЕВАРТОВСК, 14 – 15 ноября

Тел.: (383) 335-63-50
e-mail: vkses@yandex.ru
www.ses.net.ru

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ
Генеральный информационный партнер

N-G-K.ru
МОСКОВСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

Встречи нефтяников и газовиков с поставщиками и подрядчиками

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental

12 сентября 2018 | НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Модернизация производств для переработки нефти и газа

Вопросы модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, проблемы взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами, стандарты и требования безопасности

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших производителей оборудования для модернизации нефтегазоперерабатывающих предприятий по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База подрядчиков для модернизации НПЗ
- Настенные нефтегазовые карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазоперерабатывающих предприятий

17 октября 2018 | НЕФТЕГАЗСЕРВИС

Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками – нефтегазовыми компаниями

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших нефтесервисных компаний по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтесервисных компаний
- Настенные нефтегазовые карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового сервиса

5 декабря 2018 | НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ

Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками оборудования выступают “Газпром нефть”, “Роснефть”, “ЛУКОЙЛ”, “Газфлот” и другие крупные компании. В условиях введения экономических санкций необходимо быстро освоить производство жизненно важного оборудования, в первую очередь запасных частей

OIL-GAS.RU
- Выявление предприятий, способных работать для шельфа по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База оборудования для нефтегазового шельфа
- Настенные нефтегазовые карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового шельфа

14 марта 2019 | НЕФТЕГАЗСНАБ

Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, практика импортозамещения, оплата и приемка поставленной продукции, информационное обеспечение рынка

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших производителей нефтегазового оборудования по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтегазового комплекса
- Настенные нефтегазовые карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем поставок нефтегазового оборудования

31 мая 2019 | НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских EPC-фирм, увеличение доли российских компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты проводимых работ

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших строительных подрядчиков по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтегазостроительных компаний
- Настенные нефтегазовые карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового строительства

Телефоны: (495) 514-58-56, 514-44-68; факс: (495) 788-72-79; info@n-g-k.ru; n-g-k.ru

Download on the App Store | GET IT ON Google play

Правительство Республики Татарстан

Администрация Альметьевского района и города Альметьевск

Генеральный партнер выставки ООО «САМАРАВОЛГОМАШ»

Выставочная Компания «НОВОЕ ТЫСЯЧЕЛЕТИЕ»

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

TATNEFT

17-Я ДОМАШНЯЯ ВЫСТАВКА ТЕХНОЛОГИЙ, ПОСВЯЩЕННАЯ 75-ЛЕТИЮ НЕФТИ ТАТАРСТАНА

НЕФТЬ. ГАЗ.
ЭНЕРГО. ХИМИЯ. ЭКОЛОГИЯ.
ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

АЛЬМЕТЬЕВСК
17–19 ОКТЯБРЯ 2018

NT-EXPO.RU

NKNH.RU

+7 (8555) 40-64-39
sales@nknh.org.ru

СВЫШЕ

120

НАИМЕНОВАНИЙ ПРОДУКЦИИ

ПАО «Нижнекамскнефтехим» производит продукцию в четырех основных категориях: синтетические каучуки, пластики, мономеры, прочие продукты – и может осуществлять комплексные пакетные поставки каучуков и пластиков.

ВХОДИМ В

ТОП-10

МИРОВЫХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ СИНТЕТИЧЕСКИХ КАУЧУКОВ

Компания является крупнейшим в мире производителем полиизопрена (43% мирового рынка) и находится в тройке ведущих мировых компаний по производству бутиловых и галобутиловых каучуков.

Предлагаем принять участие в торгах на покупку продукции, а также осуществить закупку по прямому контракту.

Генеральный спонсор ХК Нефтехимик

НИЖНЕКАМСКНЕФТЕХИМ

ЭКРА
На правах рекламы
СОХРАНЯЯ ЭНЕРГИЮ
ООО НПП «ЭКРА», г. Чебоксары, пр. И.Яковлева, 3.
Тел./факс: +7 (8352) 22-01-10, 22-01-30.
E-mail: ekra@ekra.ru, www.ekra.ru