№6 (85) ДЕКАБРЬ 2021

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

научно-технический журнал

входит в перечень ВАК

ISSN 2076-6785

РОСНЕФТЬ

Геологическое строение юряхского горизонта

Использование сейсмики для улучшения фильтрационной модели

ЯМР-релаксометрия для анализа кернового материала

Процесс внедрения элизионных вод

ТЕХНОЛОГИИ

Эндогенное развитие Земли и нефтегазоносность

Растворы для низкотемпературных условий бурения

Испытания подсистемы обнаружения нештатных событий на ММГ

CCS SERVICES
www.ccsservices.ru
Thermo SCIENTIFIC
на правах рекламы

ЗНАЙ СВОЙ МЕТАЛЛ!
Экспресс-анализаторы металлов и сплавов Thermo XL5 и APOLLO
Неразрушающий контроль металлов при строительстве и ремонтных работах на нефтехимических и энергетических предприятиях

ООО «НефтеГазПерспектива»

Услуги по внутритрубной диагностике и оценке целостности трубопроводов

О компании

ООО «НефтеГазПерспектива» было основано в июне 2015 года в городе Коломна Московской области. Основным направлением деятельности компании является оказание услуг по внутритрубной диагностике трубопроводов с использованием диагностических комплексов собственной разработки и производства.

Почему мы?

- Внимание ко всем требованиям Заказчиков;
- Высокая организационная мобильность и скорость принятия решений;
- Широкие возможности технических решений;
- Возможность оперативной адаптации оборудования для нестандартных трубопроводов;
- Гибкость в сроках предоставления результатов внутритрубной инспекции.

Департамент разработки

Аналитический департамент

Цех по подготовке и производству оборудования

Испытательный полигон

Полевые работы и дополнительный дефектоскопический контроль

Услуги

Российская Федерация, Московская область, г. Коломна, ул. 2 км Малинского шоссе, 10А

+7 (496) 616-70-08

www.neftegazperspektiva.ru

info@neftegazperspektiva.ru

От идеи к решению, от решения к реализации

ООО «НефтеГазПерспектива»

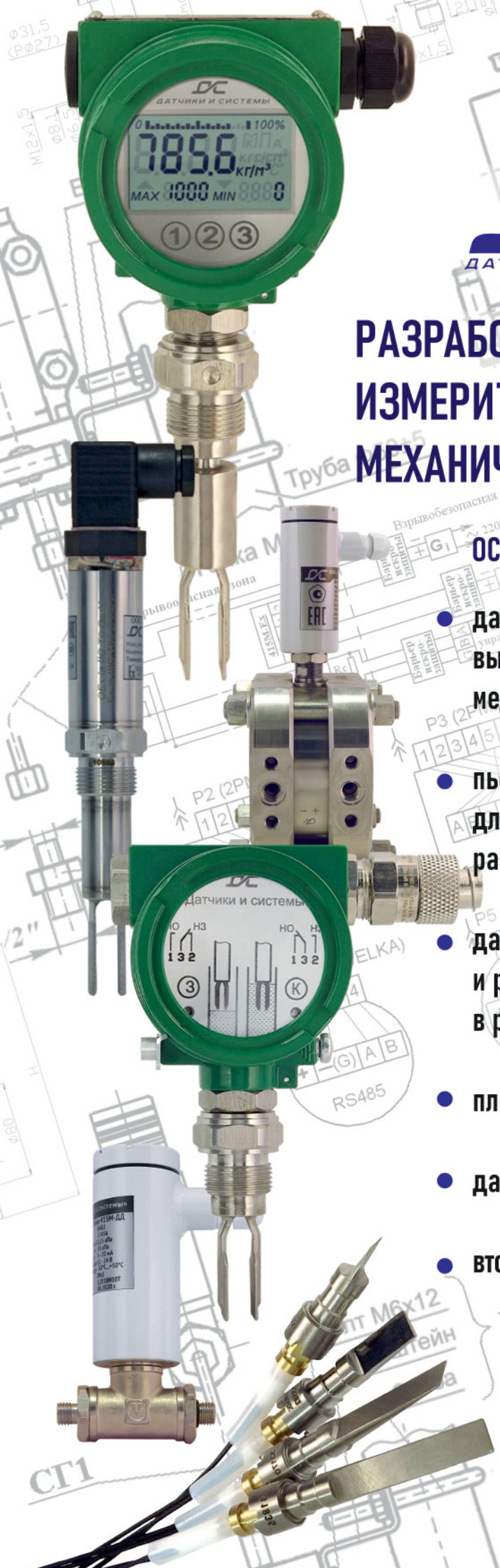
Уважаемые коллеги, партнеры, дорогие друзья!

От лица компании «НефтеГазПерспектива» от всей души примите поздравления с Новым годом и Рождеством!

Пусть наступающий год будет для Вас удачным и плодотворным, наполненным яркими событиями и добрыми делами. Искренне желаю Вам неиссякаемой энергии, благополучия и крепкого здоровья!

Генеральный директор ООО «НефтеГазПерспектива»

Л.Д. Бельская



ДАТЧИКИ И СИСТЕМЫ

РАЗРАБОТКА И ПРОИЗВОДСТВО ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ МЕХАНИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН

ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ВЫПУСКАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ:

- датчики давления с аналоговым и цифровым выходным сигналом для измерения медленно меняющихся и динамических процессов
- пьезоэлектрические преобразователи для ультразвуковых и вихревых расходомеров энергоносителей
- датчики, системы контроля и регулирования уровня в резервуарах и колодцах
- плотномеры жидкости и газа вибрационные
- датчики и системы для измерения температуры
- вторичная аппаратура

Технические решения защищены патентами РФ. Выпускаемые приборы стали дипломантами конкурсов «100 лучших товаров России»

Дорогие коллеги, партнеры, друзья!

Искренне поздравляем вас с новым 2022 Годом! Пусть наступающий год принесет много приятных событий и счастливых моментов.

В этот праздник нам бы очень хотелось пожелать вам финансовую удачу, новые планы на будущее и исполнения поставленных целей.

Крепкого здоровья, удачи и любви вам и вашим близким!

С большим уважением, директор
НПП ООО «Датчики и системы»
Олег Шатуновский

Научно-производственное предприятие ООО «Датчики и системы» было основано в 2013 году. Несмотря на свою относительную молодость, мы уже добились успехов в области разработки и производства. Базой для создания нового предприятия послужил конструкторский отдел НКТБ «Пьезоприбор» Ростовского государственного университета, позднее ставшего частью Южного федерального университета. В сентябре 2019 года был построен производственный цех на территории хутора Ленинаван, Ростовской области, в который перенесены производственные мощности.

С момента возникновения ООО «Датчики и системы» мы находимся в тесном сотрудничестве с компаниями ООО «Пьезоэлектрик» и НКТБ «Пьезоприбор».

Научно-производственное предприятие ООО «Пьезоэлектрик» создано на базе НКТБ «Пьезоприбор» в 1993 году. ООО «Пьезоэлектрик» специализируется на разработке и производстве измерительных преобразователей механических величин.

Услуги компании «Датчики и системы»:

1. **Ремонт — гарантийное и постгарантийное сервисное обслуживание**
2. **Поверка — первичная и межинтервальная поверка приборов. Каждый датчик проходит поверку в Ростовском ЦСМ**

Юридический адрес: г. Ростов-на-Дону, пер. 4-й Мажорный, дом № 3
Фактический адрес: х. Ленинаван, пер. Индустриальный, дом № 3
8 800-600-75-45
8 (863) 206-06-81
inbox@piezo.su

СОДЕРЖАНИЕ

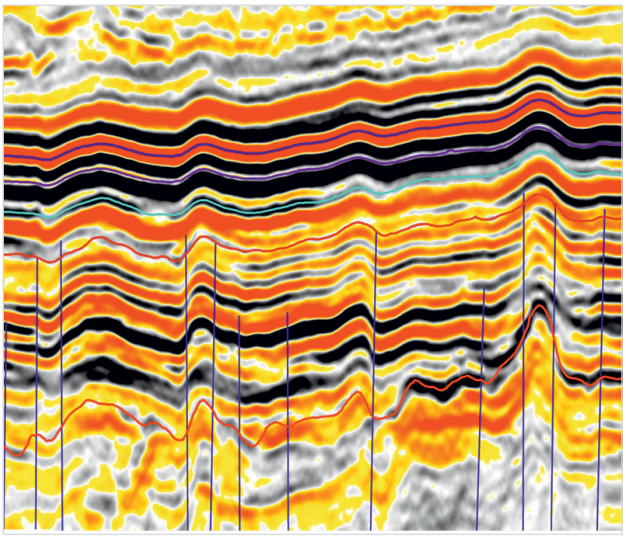
ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

12 ООО «ЭНЕРГАЗ»: ЭНЕРГАЗ — опыт газоподготовки прирастает новыми проектами

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геология

18 Пухарев В.А. Использование результатов анализа сейсмических данных для улучшения прогнозирования фильтрационной модели и дальнейших рекомендаций формирования системы поддержания пластового давления



24 Шевченко И.В. Дегазационно-гравитационная гипотеза эндогенного развития Земли и нефтегазоносность

33 Шустер В.Л. Особенности моделирования низкопроницаемых коллекторов неантиклинальных залежей Ай-Пимского вала

41 Родивилов Д.Б. Петрофизическая основа моделирования процесса внедрения элизионных вод в газоносные отложения Ачимовской толщи

47 Поляков Д.А. Новый подход к внедрению результатов геомеханического моделирования в производственные процессы добывающих обществ ПАО «НК «Роснефть»

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 6 (85) декабрь 2021

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Экспозиция Нефть Газ»

АДРЕС УЧРЕДИТЕЛЯ, ИЗДАТЕЛЯ И РЕДАКЦИИ:
423827, Наб. Челны, Республика Татарстан, Россия
ул. Виктора Полякова, 12Б, помещение 4
+7 (495) 414-34-88

САЙТ: www.runeft.ru

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А, +7 (843) 231-05-46
№ заказа 12-21/08-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 20.12.2021
ТИРАЖ: 1 000 экз.
ПЕРИОДИЧНОСТЬ: 6 номеров в год
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557
СВИДЕТЕЛЬСТВО О РЕГИСТРАЦИИ СМИ:
ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года
Выдано федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор).

ЖУРНАЛ ВКЛЮЧЕН:
в Российский индекс научного цитирования (РИНЦ),
в перечень рецензируемых научных изданий ВАК.
На сайте Научной электронной библиотеки eLIBRARY.RU доступны полные тексты статей.

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

ГРУППА КОМПАНИЙ

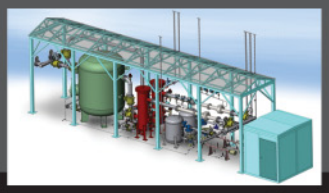
ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА

Дожимные и вакуумные компрессорные станции

Системы комплексной газоподготовки

Блочные пункты подготовки газа

Теплообменное оборудование



Проектирование и производство

Доставка и монтаж

Наладка, испытания, обучение персонала

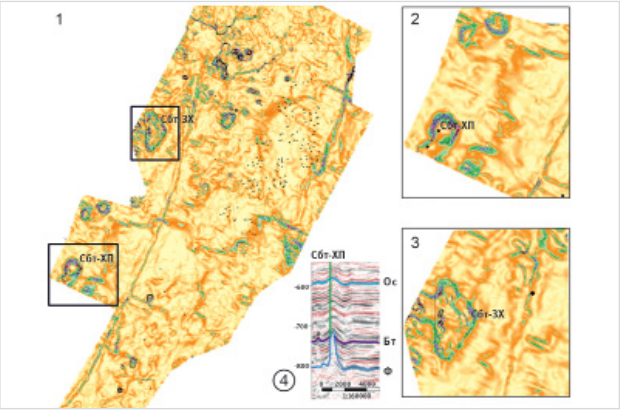
Комплексный сервис, ремонт и модернизация

ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ

info@energas.ru www.energas.ru

52 Калабин А.А. Комплексный подход к интерпретации данных керн/ГИС для изучения трещиноватости отложений Березовской свиты на месторождениях Западной Сибири

58 Оленич П.А. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности юряхского горизонта Среднеботуобинского месторождения



62 Рогозин А.А. Комплексирование данных ЯМР-релаксометрии и электрометрических исследований на примере пород-коллекторов месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Бурение

68 Тулубаев А.Б. Растворы для низкотемпературных условий бурения

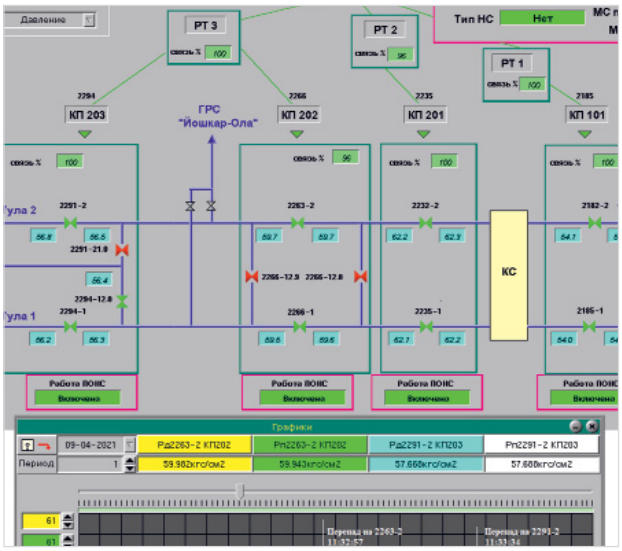
72 Песин М.В. Повышение эффективности бурения и минимизация рисков возникновения аварий при бурении нефтегазовых скважин путем применения циркуляционных переводников

75 Шейкин В.А. Особенности применения метода наклонно направленного бурения для прокладки промысловых трубопроводов

КИПИА

Автоматизация

80 Бухвалов И.Р. Испытания и внедрение подсистемы обнаружения нештатных событий на многониточном магистральном газопроводе



ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:
Шустер В.Л. – д.г.-м.н., академик РАЕН / tshuster@mail.ru

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:
Игнатьева С.Е. / general@runeft.ru

КОРРЕКТОР:
Гунько О.Г. / gunko.ok@mail.ru

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:
Шевцов А.А. / design@runeft.ru
Маркин Д.В. / dima@expoz.ru

ДИРЕКЦИЯ:
Шарафутдинов И.Н. / ildar@expoz.ru
Новикова Ю.А. / office@runeft.ru

РАБОТА С КЛИЕНТАМИ:
Никифоров С.А. / serg@runeft.ru
Корнилов С.Н. / stas@runeft.ru
Сулейманов А. В. / sales@runeft.ru

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:
Helmut Gaertner — Sc.D., ex-president EAGE (Germany)
Tayfun Babadagli — Sc.D., professor (Canada)
Абукова Л.А.— д.г.-м.н., профессор
Алтунина Л.К. — д.т.н., профессор
Баюк И.О. — д.ф.-м.н.
Бектенов Н.А. — д.х.н., профессор (Казахстан)
Богоявленский В.И. — д.г.-м.н., член-корреспондент РАН
Волож Ю.А. — д.г.-м.н.
Гогоненков Г.Н. — д.т.н., профессор
Голофаст С.Л. — д.т.н., профессор
Завидей В.И. — д.т.н., профессор
Индрупский И.М. — д.т.н., профессор
Исаев А.А. — к.т.н
Котельникова Е.Н. — д.г.-м.н., профессор
Морозов В.П. — д.г.-м.н., профессор
Песин М.В. — к.т.н., доцент
Попов С.Н. — д.т.н.
Пунанова С.А. — д.г.-м.н.
Шехтман Г.А. — д.т.н.

РЕАКЦИОННЫЕ ТРУБЫ

Уважаемые коллеги, друзья и партнеры, за прошедший год проделано немало работы, но еще больше предстоит в будущем.

Примите слова искренней благодарности за эффективное сотрудничество в уходящем году. Надеемся, что и в дальнейшем нас ждет благополучный совместный путь, множество успешных стартов и реализованных проектов. А также новых друзей, партнеров и коллег.

Пусть 2022 год принесет много интересных проектов и перспектив и окажется успешным во всех сферах вашей жизни.

От лица предприятия ООО «Реакционные трубы» и от себя лично поздравляю вас с наступающим новым 2022 годом.

Директор ООО «Реакционные трубы»
О.З. Исмайлов

CONTENT

UPSTREAM

Geology

18 Pukharev V.A. Using the results of seismic data analysis to improve the prediction of the filtration model and further recommendations for the formation of a reservoir pressure maintenance system

24 Shevchenko I.V. Degassing-gravitation hypothesis of the Earth and oil and gas potential

33 Shuster V.L. Special features of modeling of low-permeability reservoirs of non-anticlinal deposits of the Ai-Pimsky swell

41 Rodivilov D.B. Petrophysical basis for modeling expelled water in gas saturated reservoirs of the Achimov sequence

47 Polyakov D.A. A new approach to the implementation of the results of geomechanical modeling in the production processes of the Production Companies of "NK "Rosneft" PJSC

52 Kalabin A.A. An integrated approach to core & logging data interpretation to study the fracturing of Berezovsky reservoirs of West Siberian fields

58 Olenich P.A. Geological structure and oil and gas potential of the Yuryakha horizon of Srednebotuobinskoye field

62 Rogozin A.A. Integration of NMR relaxometry data and electrometric studies on the example of reservoir rocks of deposits of the Timan-Pechora oil and gas province

Drilling

68 Tulubaev A.B. Solutions for low-temperature drilling conditions

72 Pesin M.V. Increasing the efficiency of drilling and minimizing the risk of accidents during drilling of oil and gas wells by using circulation sub

75 Sheikin V.A. Features of the application of the directional drilling method for laying field pipelines

SUPPLY

Automation

80 Bukhvalov I.R. Tests and implementation of a subsystem for detecting unusual events at a multi-pipe main gas-pipeline

OIL&GAS EXPOSITION

ISSUE: 6 (85) december 2021

ISSUE DATE: 20.12.2021

CIRCULATION: 1 000 copies

OFFICE:
N.Chelny, Republic of Tatarstan, Russia
Viktor Polyakov st., 12B, room 4
+7 (495) 414-34-88

WEBSITE: www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:
Expozitsiya Neft' Gas, LLC

PRINTED:
Logos typography
Kazan, Republic of Tatarstan, Russia
Portovaya st., 25A
+7 (843) 231-05-46

EDITOR IN CHIEF:
Shuster V.L. — Sc.D., academician of RAS / tshuster@mail.ru

EDITOR:
Svetlana Ignatieva / general@runeft.ru

PROOFREADER:
Oksana Gunko / gunko.ok@mail.ru

DESIGNERS:
Andrey Shevtsov / design@runeft.ru
Dmitriy Markin / dima@expoz.ru

MANAGERS:
Sergey Nikiforov / serg@runeft.ru
Stas Kornilov / stas@runeft.ru
Alexey Suleymanov / sales@runeft.ru

DIRECTORATE:
Ildar Sharafutdinov / ildar@expoz.ru
Julia Novikova / office@runeft.ru

EDITIORIAL BOARD:
Helmut Gaertner — Sc.D. (Germany)
Tayfun Babadagli — Sc.D., professor (Canada)
Abukova L.A.—Sc.D., professor
Altunina L.K. — Sc.D., professor
Ashirmamedov M.A. — Sc.D. (Türkmenistan)
Bayuk I.O. — Sc.D.
Bektenov N.A. — Sc.D., professor (Kazakhstan)
Bogoyavlenskiy V.I. — Sc.D., corr. member, RAS
Vologh Yu.A. — Sc.D.
Gogonenkov G.N. — Sc.D., professor
Golofast S.L. — Sc.D., professor
Zavidei V.I. — Sc.D., professor
Isaev A.A. — Ph.D.
Indrupskiy I.M. — Sc.D., professor
Kotelnikova E.N. — Sc.D., professor
Morozov V.P. — Sc.D., professor
Nikolaev A.V. — Sc.D., professor
Pesin M.V. — Ph.D., assoc. prof.
Popov S.N. — Sc.D.
Punanova S.A. — Sc.D.
Shekhtman G.A. — Sc.D.

Российская разработка, внесен в реестр российского ПО

Инструмент в области решений комплексного управления стоимостью проектов

PM® customer v.7.0

контроль стоимости на всех этапах жизненного цикла проектов

ИНТЕГРАЦИИ

- Импорт **прогнозного прогресса** выполнения из КСГ → Расчет **реального прогнозного бюджета** методом **выполнения**
- Интеграция с **несколькими** базами **Primavera** → Вовлечение **регионально-распределенных компаний**

КОНТРАКТЫ

- Ведение **истории изменения стоимости** → **Контрактация с подрядчиками в рамках** установленных **лимитов**
- **Гибкая** настройка загрузки из **Excel** +начисления (**accruals**) → **Оперативный учет** изменений с площадки

БЮДЖЕТИРОВАНИЕ

- **Расширенные настройки** расчета стоимости во времени → Гибкая привязка к **ключевым событиям проекта**
- Управление расходованием лимита бюджета, отражение **резерва и экономии** → **Прозрачность бюджета для руководства**

ОТЧЕТНОСТЬ

- Ведение неограниченного числа **аналитик** → Формирование **отчетности для заинтересованных лиц**
- Изменение **подхода к хранению** данных в Системе → **Увеличение быстродействия**, снятие ограничений по количеству данных

АРХИТЕКТУРА

- **Объединение** источников данных для внесения **правил расчета стоимости** → **Централизованный контроль бюджета**

Разработано АО «ПМСОФТ». Все права защищены

Заявки на предоставление подробной информации о системе или на демопоказ/вебинар функциональных возможностей присылайте pmsoft@pmsoft.ru

PM®
Группа компаний ПМСОФТ

119021, г. Москва, ул. Россолимо,
д. 17, стр. 3, эт. 4, пом. I, ком. 29
+7 (495) 232-11-00
+7 (495) 669-10-43
pmsoft@pmsoft.ru
www.pmsoft.ru

TÜV NORD ISO 9001

ЭНЕРГАЗ — опыт газоподготовки прирастает новыми проектами

Этой осенью ЭНЕРГАЗ отметил 14-летие. В производственной истории компании прошедший год стал новым этапом профессионального взросления и накопления опыта реализации проектов комплексной газоподготовки на различных объектах нефтегазовой отрасли, электроэнергетики и газоиспользующих предприятий промышленности.

Чем интересен отчет, приуроченный к очередной годовщине деятельности головной компании Группы ЭНЕРГАЗ? Прежде всего, возможностью подвести итоги и оценить новый опыт, понять истоки достигнутого, тщательно проанализировать недоработки. А сделав это, заглянуть за горизонт и наметить векторы дальнейшего развития предприятия и профессионального роста коллектива.

Отметим, начиная с 2007 года ЭНЕРГАЗ поставил 315 технологических установок подготовки и компримирования газа. В электроэнергетике — для обеспечения топливом более 200 газовых турбин и газопоршневых агрегатов суммарной мощностью свыше 6,6 ГВт. В нефтегазовой отрасли наше оборудование осуществляет газоподготовку в составе 62 объектов на 47 месторождениях.

Инженерами ЭНЕРГАЗа наработан уникальный опыт компримирования низконапорного ПНГ (фото 1). В этом сегменте задействовано 126 компрессорных установок, перекачивающих газ с диапазоном входного давления от -0,2 до 0,4 МПа. При этом 57 машин действуют на объектах по сбору и транспортировке газа, а 69 установок подготавливают ПНГ в качестве топлива для энергоцентров месторождений.

География труда энергазовцев обширна. Ряд проектов выполнен в Беларуси, Казахстане, Узбекистане. В России оборудование марки «ЭНЕРГАЗ» подготавливает различные типы газа практически повсюду: от Сахалина до Калининградской области, включая основные нефтегазодобывающие регионы — Тюменскую область, Республику Саха (Якутия), Крайний Север.

На сегодня в активе ЭНЕРГАЗа производство, комплексный ввод в эксплуатацию и обслуживание 315 технологических установок подготовки и компримирования газа для объектов нефтегазовой отрасли и электроэнергетики.

14-й год своей деятельности коллектив отмечает проектами, в которых применены специальные инженерные решения, разработанные под особые требования заказчиков, условия эксплуатации, состав исходного газа, поступающего для комплексной подготовки и компримирования. Приведем конкретные примеры этого года.

На Минской ТЭЦ-3 модернизированы система газоподготовки и схема топливоснабжения ПГУ-230

Высокоэффективная ПГУ электрической мощностью 222 МВт и тепловой мощностью 136 Гкал/ч состоит из газовой турбины GT13E2 (Alstom), котла-утилизатора HRSG/DP01.1 (SES ENERGY) и паровой турбины Т-53/67-8,0 (УТЗ). КПД парогазовой установки — 52,5 %. Основное и резервное топливо — природный газ.

На площадке ПГУ-230 введена дожимная компрессорная станция (ДКС-2), снабжающая энергоблок топливным газом с требуемыми параметрами по чистоте, давлению, температуре и расходу. Это завершило модернизацию (расширение) системы газоподготовки, которая ранее состояла из одной ДКС производства VPT Kompressoren GmbH.

ДКС-2 — это блочно-модульная технологическая установка с интеграцией элементов на единой раме (фото 2). По мощности она вторая среди 234 газовых компрессорных станций винтового типа, введенных ЭНЕРГАЗом. Установка производительностью 38 160 кг/ч компримирует газ до 2,7 МПа и подает его в турбину ПГУ. Расход топлива зависит от изменения нагрузки турбины и контролируется в диапазоне от 0 до 100 %. Для этого применена специальная двухконтурная система регулирования производительности.

Система фильтрации топлива состоит из газо-масляного сепаратора 1-й ступени очистки и коалесцирующего фильтра 2-й ступени. Остаточное содержание примесей в газе на выходе из ДКС-2 составляет не более 1 ppmw (мг/кг). Технологической схемой и конфигурацией элементов предусмотрено устойчивое поддержание проектной температуры топлива (+50 °С).

Модернизирована также схема газоснабжения ПГУ. Эксплуатационная нагрузка между ДКС-1 и ДКС-2 распределена равномерно, при включении одной установки вторая переходит в режим горячего резерва.

С этой целью ЭНЕРГАЗ оснастил компрессорные станции двухуровневой системой автоматизированного управления и регулирования, которая объединила локальные САУ обеих ДКС и интегрировала их в АСУ ТП объекта. Пульт дистанционного управления (автоматизированное рабочее место оператора) размещен в диспетчерской ПГУ.

Техническое сопровождение всех проектов осуществляет компания СервисЭНЕРГАЗ, входящая в Группу ЭНЕРГАЗ. Сервисные инженеры выполняют полный цикл предпусковых мероприятий: шефмонтаж, наладку, собственные и интегрированные испытания, обучение персонала.

На энергоцентре Харасавэйского месторождения введена установка подготовки топливного газа

Энергоцентр создан для обеспечения электричеством объектов строительства в рамках обустройства месторождения. Эксплуатирующая компания и собственник энергоцентра — ООО «Аллокейшен Хаб».

В качестве основного источника электроснабжения применены восемь модульных газопоршневых электростанций ROLT. Шесть ГПЭС выполнены на базе двигателя MWM TCG 2020 V20 (Caterpillar) мощностью 2 МВт, еще две ГПЭС — на базе двигателя MWM TCG 2020 V12 (1,2 МВт). Основной потребитель электроэнергии — вахтовый жилой городок на 5 000 человек.

В составе генерирующего объекта также четыре передвижные автоматизированные газотурбинные электростанции ПАЭС-2500 номинальной мощностью 2,5 МВт каждая. Эти ПАЭС предназначены для электроснабжения гидронамывных установок.

Установка подготовки топливного газа (УПТГ) «ЭНЕРГАЗ» обеспечивает проектные параметры природного газа, добываемого на месторождении, перед подачей в энергоагрегаты. Максимальная производительность

Фото 1. Инженерами ЭНЕРГАЗа наработан уникальный опыт компримирования низконапорного ПНГ

Фото 2. Новая ДКС для газоснабжения ПГУ-230 Минской ТЭЦ-3

Фото 3. Модуль подготовки топливного газа № 1 на площадке энергоцентра Харасавэйского месторождения

Фото 4. Модуль № 2 УПТГ «ЭНЕРГАЗ» для генерирующего оборудования на Харасавэе

установки — 8 000 м³/ч, в том числе: расход газа на ГПЭС — 5 000 м³/ч, на турбины ПАЭС — 3 000 м³/ч.

УПТГ — это многофункциональный комплекс из двух модулей, действующих по каскадной схеме. Модуль подготовки топливного газа № 1 (фото 3) выполнен на открытой раме и предназначен для предварительной сепарации, фильтрации и снижения давления поступающего газа. В состав МПТГ-1 входит следующее технологическое оборудование:

- сепаратор-пробкоуловитель объемом 1 м³;
- двухступенчатый фильтр-коалесцер, степень очистки — 99,9 % для частиц размером свыше 5 мкм;
- узел сбора и хранения газового конденсата с подземным резервуаром объемом 10 м³;
- система редуцирования (давление газа на входе — 12,7 МПа, на выходе — 5,45 МПа).

После первого этапа подготовки топливо направляется в модуль № 2 (фото 4), где происходит его доочистка, измерение расхода, подогрев и дополнительное редуцирование. МПТГ-2 представляет собой блок-бокс, разделенный на отсеки, где размещается оборудование различного назначения:

- система фильтрации с коалесцирующими элементами, степень очистки составляет 100 % для жидкой фракции и 99,9 % для твердых частиц крупнее 3 мкм;
- узел дренажа конденсата с дренажной емкостью объемом 5 м³;
- блок коммерческого учета газа, состоящий из измерительной и контрольной линий с ультразвуковыми расходомерами;
- модуль подогрева газа мощностью 500 кВт на базе кожухотрубного теплообменника;
- четырехлинейная система редуцирования (давление газа на входе — 5,45 МПа, на выходе — 0,45 МПа для ГПЭС и 1,25 МПа для ПАЭС);
- выходной узел контроля качества топлива с измерительно-аналитическим оборудованием;
- блочно-модульная котельная для подготовки теплоносителя, включающая два котлоагрегата общей тепловой мощностью 0,6 МВт.

УПТГ разработана по специальному проекту и изготовлена с учетом условий эксплуатации, характеристик исходного газа, типа и мощности сопряженных газоиспользующих агрегатов, технологических задач и особых проектных требований. Оборудование рассчитано на интенсивный режим эксплуатации.

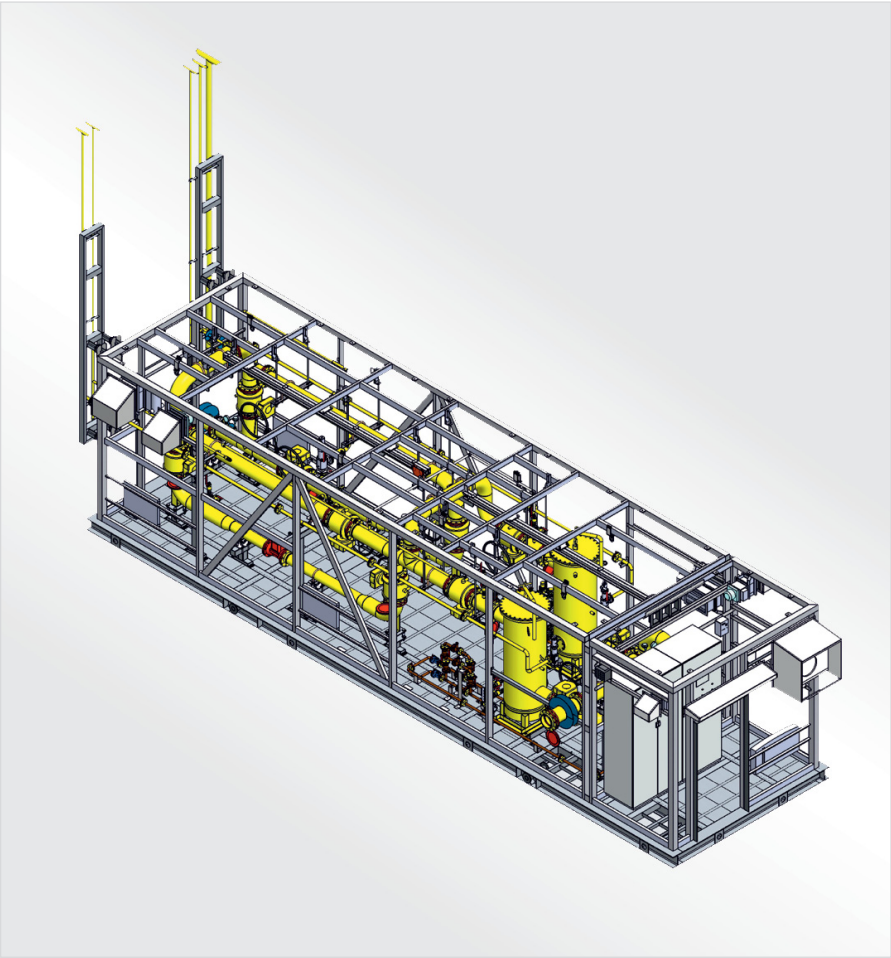


Рис. 1. Макет компоновки пункта подготовки газа для ГТУ на Актобе ТЭЦ

В Республику Казахстан поставлено оборудование топливоподготовки для строящегося энергоблока Актобе ТЭЦ

Этот когенерационный энергоблок создается на базе газотурбинной установки (ГТУ) и интегрируется в технологическую схему ТЭЦ для работы в парогазовом цикле.

Основную генерацию обеспечит газовая турбина SGT-800 (Siemens) электрической мощностью 50 МВт. Из турбины отработавшие горячие газы поступают в котел-утилизатор (ПАО «ЗиО») для выработки пара с давлением 3,0 МПа и температурой 420 °С в объеме 70 тонн в час. Перегретый водяной пар будет направлен на существующие паровые турбины ТЭЦ для вторичной генерации электроэнергии.

Схема с применением парогазовой технологии гарантирует комбинированную выработку энергии, высокую отдачу

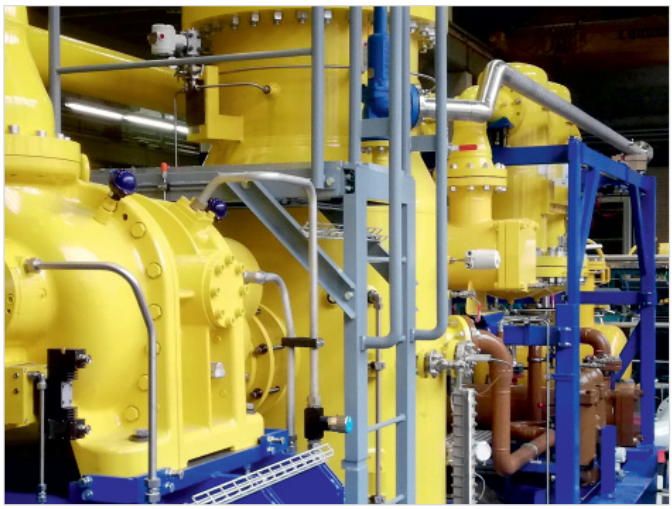


Фото 5. Газокомпрессорное оборудование для строящегося энергоблока в Казахстане

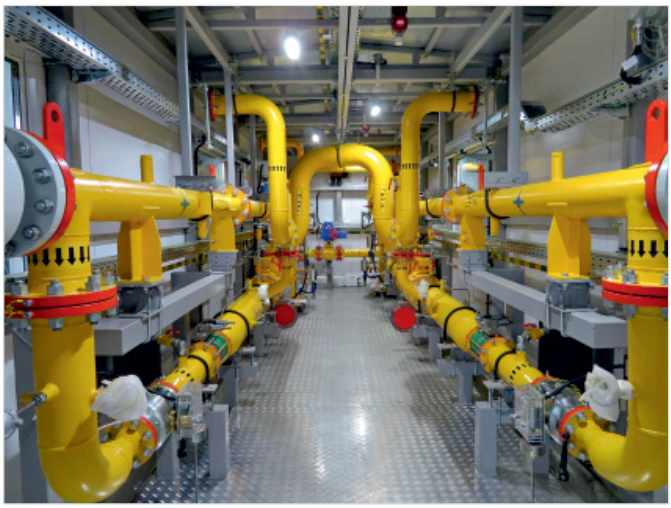


Фото 6. Технологический отсек газорегуляторного пункта на УПН «Уса-Тяжелая нефть»

от использования газового топлива и общую эффективность электростанции. Проектная мощность ГТУ — 57 МВт.

Топливоснабжение нового энергоблока обеспечит система комплексной газоподготовки «ЭНЕРГАЗ» в составе блочного пункта подготовки газа (БППГ) и дожимной компрессорной станции (ДКС).

БППГ, изготовленный ЭНЕРГАЗом по специальному проекту (рис. 1), предназначен для учета, фильтрации и редуцирования газа. Пропускная способность пункта составляет 15 433 м^3/ч — аналогично номинальному расходу топлива на ГТУ.

Технологическая установка имеет сепарационную систему с двухступенчатыми коалесцирующими фильтрами. Эффективность фильтрации газа — 99,9 % для частиц крупнее 3 мкм. Автоматизированный узел сбора и хранения продуктов очистки укомплектован подземным дренажным резервуаром (накопительным баком) объемом 1 м^3, средствами контроля уровня жидкости и удаления конденсата и шлама в передвижную емкость.

Если давление в питающем трубопроводе выше проектных параметров, то газ проходит через модуль редуцирования. Данный элемент БППГ гарантирует снижение и устойчивое поддержание давления на требуемом уровне, а также исключает его перепад на входе в компрессоры ДКС.

Для измерения объема топлива, поступающего в энергоблок, на БППГ установлен двухлинейный блок технологического учета газа с относительной погрешностью не более 2 %. Пункт подготовки газа дополнительно укомплектован выходным узлом контроля качества топлива с измерительно-аналитическим оборудованием.

После предварительной подготовки поток газа направляется в ДКС «ЭНЕРГАЗ» из двух модульных компрессорных установок (КУ), предназначенных для компримирования и подачи топлива в турбину ГТУ под давлением 3,1 МПа. Максимальная производительность каждой КУ — 12 000 кг/ч (фото 5).

Технологической схемой КУ предусмотрено стабильное поддержание расчетной температуры газа, необходимой для нормальной работы турбины. Оптимальная температура топлива установлена производителем турбоагрегата (Siemens) и составляет +60 °С.

С учетом жестких требований к чистоте топливного газа базовая система фильтрации ДКС, состоящая из коалесцирующих фильтров-сепараторов 1-й и 2-й ступеней очистки, усилена дополнительными элементами: 1. линия всасывания каждой компрессорной установки оборудована защитным стрейнером и высокоэффективным фильтром-скруббером; 2. в модули КУ встроены страховочные фильтры тонкой очистки газа. В результате остаточное содержание примесей в топливе на входе в блок отключающей арматуры ГТУ не превышает 0,1 ppmw (мг/кг).

Установки «ЭНЕРГАЗ» поставляются в максимальной заводской готовности (98 %), характеризуются высокой ремонтопригодностью и большим сроком службы. Коэффициент технического использования 0,92+, показатель эксплуатационной надежности превышает 97 %.

Газорегуляторный пункт «ЭНЕРГАЗ» обеспечит топливом печи прямого нагрева нефти на УПН «Уса-Тяжелая нефть»

На установке подготовки нефти осуществляется проект технического перевооружения. Этот объект ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» оснащается блочным газорегуляторным пунктом (фото 6).

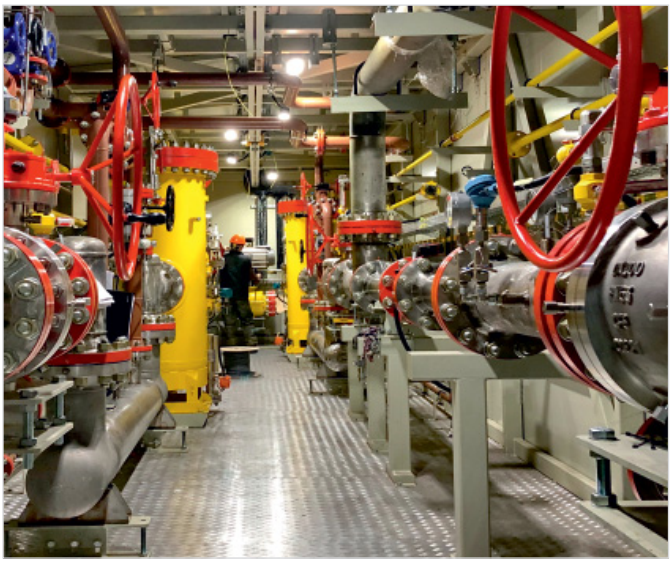


Фото 7. Газоприемная станция «ЭНЕРГАЗ» для пиково-резервного энергоисточника в Белоруссии

Фото 8. Установка рекуперации отпарного газа выполнена на базе компрессорных технологий

ГРПБ — это многофункциональный комплекс, предназначенный для очистки, подогрева и редуцирования газа до стабильных проектных показателей перед его подачей на печи прямого нагрева нефти. Функционал технологической установки включает также измерение расхода и контроль качества газа.

Эффективность фильтрации — 100 % для жидкой фракции и 99,9 % для твердых частиц размером свыше 2 мкм. Снижение давления газа обеспечивается с 1,6...2,5 до 0,6 МПа. Расчетная температура газа на выходе составляет +25 °С. Максимальная производительность — 21 360 нм³/ч.

Основные элементы ГРПБ «ЭНЕРГАЗ»:

- высокоэффективная система фильтрации газа с двухступенчатыми фильтрами-коалесцерами;
- блок коммерческого учета с турбинными расходомерами;
- модуль подогрева газа на базе взрывозащищенных электрических подогревателей с устройством плавной регулировки и блокировки нагрева;
- двухлинейная система редуцирования;
- узел контроля качества газа с анализатором влажности, манометром и термометром, датчиками давления и температуры.

Оборудование газоподготовки поставлено на эксплуатационную площадку.

Фото 9. Дожимная компрессорная станция для ПГУ-65 Минской ТЭЦ-2 на этапе заводских испытаний

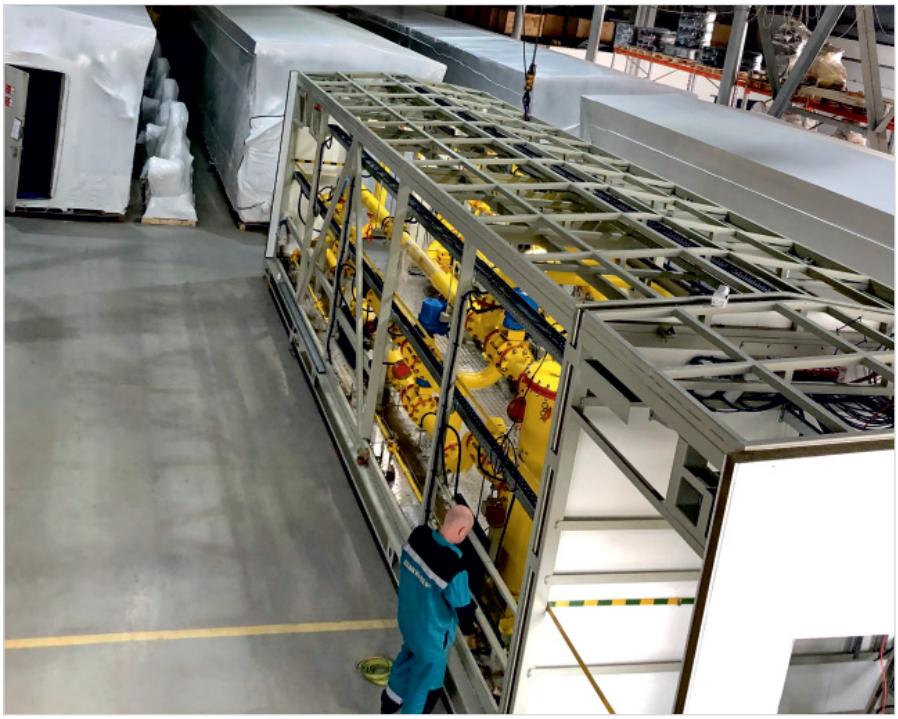


Фото 10. Сборочный цех Группы ЭНЕРГАЗ. Пункт подготовки газа для энергоцентра завода ХАЯТ

Изготовлены газоприемные станции для пиковых электростанций в Республике Беларусь

Здесь реализуется масштабный проект по созданию пиково-резервных энергетических источников на базе газотурбинных установок Siemens SGT-800. Объекты строятся на площадках теплоэлектростанций РУП «Минскэнерго», «Брестэнерго» и «Витебскэнерго».

На Минской ТЭЦ-5 создается газотурбинная электростанция (ГТЭС) мощностью 300 МВт из шести ГТУ SGT-800, на Березовской ГРЭС — ГТЭС-254 МВт (пять турбин), на Лукомльской ГРЭС — ГТЭС-150 МВт (три турбины), на Новополоцкой ТЭЦ — ГТЭС-100 МВт (две турбины). Планируемая наработка каждого пикового энергообъекта — примерно 700 часов в год и до 350 запусков из холодного состояния.

Новые мощности нацелены на повышение надежности и гибкости энергосистемы страны. Газотурбинные энергоблоки будут использоваться в качестве резерва как для существующей инфраструктуры, так и для будущих ветровых, солнечных и атомных электростанций. Проект способствует декарбонизации экономики и переходу на новую структуру энергетики Беларуси.

ЭНЕРГАЗ поставляет комплект оборудования из четырех газоприемных станций (ГПС) — по одной на каждую пиковую ГТЭС. Станции представляют собой пункты подготовки газа (фото 7), которые обеспечат проектные параметры топлива перед его подачей в турбины энергоблоков.

ГПС смонтируют на питающих трубопроводах для очистки, подогрева и измерения расхода газа. Пропускная способность технологических установок составляет от 29 210 до 87 506 м³/ч. Основные элементы ГПС:

- система фильтрации с эффективностью 99,9 % для частиц крупнее 10 мкм;
- модуль подогрева газа на основе кожухотрубного теплообменника;
- узел сбора и хранения конденсата с подземным дренажным резервуаром;
- блок коммерческого учета газа с относительной погрешностью не более 1,5 %;
- выходной узел контроля качества топлива.

Производственный этап завершился цеховыми испытаниями, газоприемные станции подготовлены к транспортировке на объекты.

В состав комплекса по сжижению природного газа КСПГ «Тобольск» интегрируются установки рекуперации отпарного газа

В структуру КСПГ интегрируются две установки «ЭНЕРГАЗ» для рекуперации отпарного газа. Оборудование предназначено для возврата паров метана, образовавшихся в процессе хранения, в производственный цикл сжижения газа.

Установки изготовлены на основе современных компрессорных технологий (фото 8). Давление отпарного газа нагнетается с 0,27 до 1,28 МПа. Производительность каждого агрегата составляет 889 нм³/ч (650 кг/ч). Остаточное содержание примесей на выходе — не более 1 ppmw (мг/кг).

Оборудование под маркой «ЭНЕРГАЗ» полностью автоматизировано и оснащено инженерными системами, включая системы жизнеобеспечения (отопление, вентиляция, освещение) и безопасности (пожарообнаружение, газодетекция, сигнализация, пожаротушение).

На Минской ТЭЦ-2 модернизируется схема газоснабжения парогазового энергоблока

С 2011 года на МТЭЦ-2 действует ПГУ электрической мощностью 65 МВт и тепловой мощностью 52 Гкал/ч. ПГУ-65 включает два энергоблока, каждый состоит из газовой турбины Siemens SGT-600, котла-утилизатора и паровой турбины. Основное топливо — природный газ.

Снабжение энергоблоков топливом осуществляет система газоподготовки, в основе которой дожимная компрессорная станция из трех поршневых установок производства Sichuan Jinxing Compressor Manufacturing.

ЭНЕРГАЗ модернизирует эту систему за счет ввода еще одной ДКС (фото 9), выполненной на базе винтового маслозаполненного компрессора. Производительность новой станции (16 400 м^3/ч) составит 100 % от максимального расхода топлива на две газовые турбины SGT-600, что гарантирует полное дублирование поршневых компрессоров и повышает надежность работы ПГУ. ДКС обеспечит расчетные значения газа по давлению нагнетания (2,481...2,581 МПа) и температуре (до +50 °С).

В ДКС усилена система фильтрации. Входная линия установки оборудована защитным стрейнером. Помимо газо-масляного фильтра-сепаратора 1-й ступени очистки и коалесцирующего фильтра 2-й ступени, стандартно расположенных на линии нагнетания, в блок-модуль встроен дополнительный (страховочный) фильтр тонкой очистки газа. Многоступенчатая каскадная схема гарантирует содержание примесей в газе в пределах 0,5 ppmw (мг/кг) по маслу и не более 5 ppmw по твердым частицам. Для контроля качества газа на выходном коллекторе компрессорной станции устанавливается анализатор содержания аэрозолей масла.

За контроль, управление и безопасность технологических процессов ДКС отвечает двухуровневая система автоматизированного управления и регулирования, которая интегрируется в АСУ ТП ТЭЦ-2.

Особенность проекта — повышенные требования к шумоизоляции оборудования, обусловленные расположением ТЭЦ-2 в центре Минска. Компрессорная станция «ЭНЕРГАЗ» обладает уникальными характеристиками по звуковому давлению за счет применения специальных материалов в конструкции укрытия, использования тихоходных электродвигателей и ограждения АВО.

Оборудование «ЭНЕРГАЗ» обеспечит топливом ПГУ-850 Заинской ГРЭС и увеличит объемы газоснабжения Заинского района Татарстана

На Заинской ГРЭС (АО «Татэнерго») будет построен парогазовый энергоблок мощностью 850 МВт. В рамках проекта ЭНЕРГАЗ поставляет блочный газорегуляторный пункт, предназначенный для резервного газоснабжения ПГУ-850. Параллельно это оборудование обеспечит подачу газа с давлением 0,3 МПа потребителям г. Заинска и газа с давлением 0,6 МПа потребителям Заинского района.

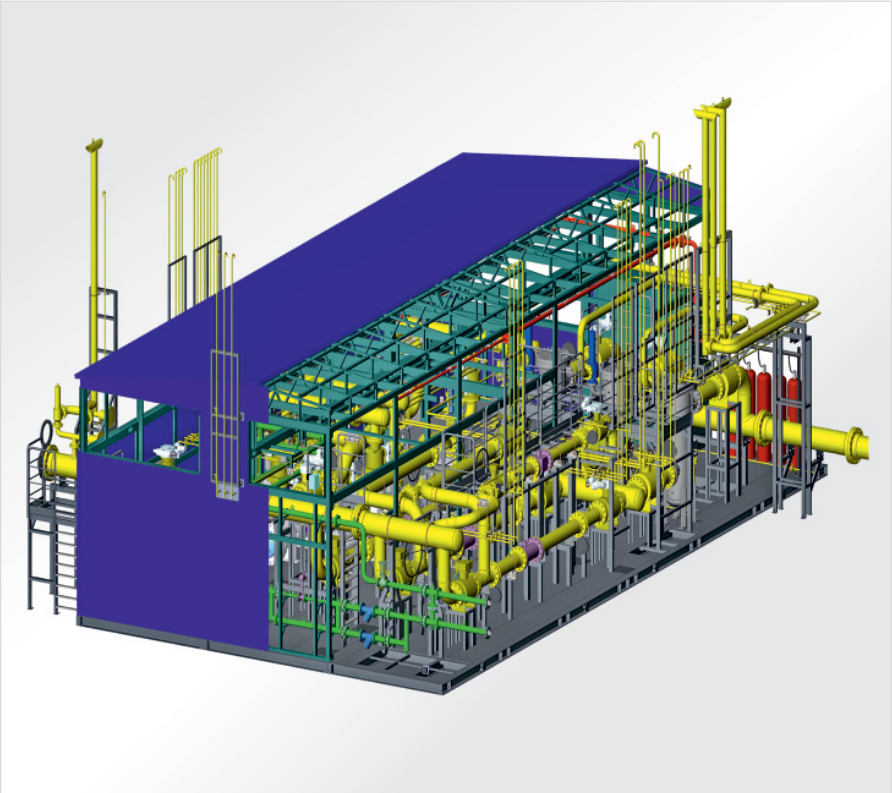


Рис. 2. Модель многоблочной установки газоподготовки

ГРПБ представляет собой многофункциональную установку подготовки газа и состоит из нескольких технологических блок-модулей, состыкованных в единое здание (рис. 2). ГРПБ «ЭНЕРГАЗ» осуществляет фильтрацию и одоризацию газа, редуцирование и стабилизацию давления, а также измерение расхода газа (коммерческий учет). Общая пропускная способность установки — 100 000 м^3/ч.

ЭНЕРГАЗ поставит также дожимную компрессорную станцию в звукоизолирующем укрытии для компримирования подготовленного газа и его транспортировки в качестве топлива на ПГУ-850. Объемная производительность ДКС составляет 17 000 м^3/ч.

Завершено проектирование ГРПБ и ДКС, оборудование газоподготовки и газоснабжения размещено в производство.

Автономный энергоцентр завода ХАЯТ оснащается современным оборудованием газоподготовки

ХАЯТ Россия, подразделение Группы «Хаят Кимья» (Hayat Kimya Sanayi A.S., Турция), наращивает производственные мощности — на Боровской площадке особой экономической зоны «Калуга» строится крупный завод по выпуску бумажной продукции санитарно-гигиенического назначения. Строительство ведется в 2 очереди, каждая из которых рассчитана на выпуск 70 тысяч тонн продукции в год.

Создаваемый автономный (децентрализованный) энергоцентр обеспечит производство собственными энергоресурсами. Электричество даст газотурбинная установка Mars 100 (Solar Turbines) номинальной мощностью 11,35 МВт. Эта ГТУ будет сопряжена с котлом-утилизатором для выработки высокопотенциального технологического пара за счет тепла выхлопных газов турбины.

Помимо когенерационного энергоблока в структуру энергоцентра входит котельная собственных нужд, которая также будет работать на природном газе. Внедряемая на новом заводе «Хаят» система конверсии (преобразования) газа в электроэнергию и теплоресурсы обеспечит КПД на уровне 80 %.

Снабжение турбины и котельной топливом с установленными параметрами чистоты, температуры, давления и расхода гарантирует технологическое оборудование «ЭНЕРГАЗ» — блочный пункт подготовки газа (фото 10) и дожимная компрессорная станция. ДКС проходит этап цеховой сборки, а БППГ изготовлен и доставлен на эксплуатационную площадку.

Над новыми проектами газоподготовки энергазовцы работают творчески и качественно, всегда отвечая профессиональным требованиям заказчиков.

Материал предоставлен пресс-службой Группы компаний ЭНЕРГАЗ.

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

105082, г. 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

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-18-22 УДК 553.98 I Научная статья

Использование результатов анализа сейсмических данных для улучшения прогнозирования фильтрационной модели и дальнейших рекомендаций формирования системы поддержания пластового давления

Пухарев В.А., Гусейн-заде А.Ю., Шалыгина Н.В., Ростенко П.М.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
vapukharev@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
В работе рассмотрено влияние возможных фильтрационных границ на основные показатели в гидродинамической модели. Проведен сравнительный анализ адаптации и прогнозных расчетов вариантов гидродинамической модели без предполагаемых фильтрационных границ и с их наличием. Выданы рекомендации на проведение гидропрослушивания.

Материалы и методы
Материалы: данные сейсмики и гидродинамических исследований скважин, палеотектонические данные, а также литологическое строение вдоль скважин рассматриваемых месторождений.
Методы: анализ собранной информации, введение фильтрационных границ в гидродинамические модели, построение карт разниц плотностей подвижных запасов, сравнительный анализ адаптаций и прогнозных расчетов на гидродинамических моделях с фильтрационными границами и без них.

Ключевые слова
фильтрационные границы, гидродинамическая модель, сейсмические данные, адаптация, пластовая энергетика, прогнозирование

Для цитирования
Пухарев В.А., Гусейн-заде А.Ю., Шалыгина Н.В., Ростенко П.М. Использование результатов анализа сейсмических данных для улучшения прогнозирования фильтрационной модели и дальнейших рекомендаций формирования системы поддержания пластового давления // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 6. С. 18–22. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-18-22

Поступила в редакцию: 21.10.2021

UDC 553.98 I Original Paper

Using the results of seismic data analysis to improve the prediction of the filtration model and further recommendations for the formation of a reservoir pressure maintenance system

Pukharev V.A., Guseinzade A.Y., Shalygina N.V., Rostenko P.M.
“Tyumen oil research center” LLC, Tyumen, Russia
vapukharev@tnnc.rosneft.ru

Abstract
The paper considers the influence of possible filtration boundaries on the main indicators in the hydrodynamic model. A comparative analysis of adaptation and predictive calculations of hydrodynamic model variants without assumed filtration boundaries and with their presence is carried out. Recommendations for conducting hydro-listening have been issued.

Materials and methods
Materials: data from seismic and hydrodynamic studies of wells, paleotectonic data, as well as lithological structures along the wells of the fields under consideration.
Methods: analysis of the collected information, maintenance of filtration boundaries in hydrodynamic models, construction, mapping of the difference in the densities of mobile stocks, comparative analysis of adaptations and predictive calculations on hydrodynamic models with and without filtration boundaries.

Keywords
filtration boundaries, hydrodynamic model, seismic data, adaptation, reservoir energy, forecasting

For citation
Pukharev V.A., Guseinzade A.Y., Shalygina N.V., Rostenko P.M. Using the results of seismic data analysis to improve the prediction of the filtration model and further recommendations for the formation of a reservoir pressure maintenance system. Exposition Oil Gas, 2021, issue 6, P. 18–22. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-18-22

Received: 21.10.2021

Введение

В статье «Опыт использования сейсмических данных при настройке пластового давления в гидродинамической модели» [1] рассматривалась проблема адаптации пластовой энергетики на пилотном месторождении. При настройке модели наблюдались следующие тенденции: в зонах добывающих скважин расчетное пластовое давление выше фактического, в зоне нагнетательных — ниже, отклонения могли достигать 80 %.

В результате комплексного анализа данных сейсмики и гидродинамических исследований (ГДИ) было выдвинуто предположение о наличии между скважинами фильтрационных границ, ограничивающих объемы дренирования, что влияло на темпы падения пластового давления в зонах скважин. При введении непроницаемых фильтрационных границ в гидродинамической модели (ГДМ) сходимость по пластовому давлению выросла с 27 до 67 %. Применение такого метода учета фильтрационных границ позволит минимизировать возможные риски при обосновании проектного фонда для данных месторождений и формировании системы поддержки пластового давления (ППД). Задачами данной работы является обоснование возможных фильтрационных границ на изучаемых месторождениях, а также изучение влияния данных границ на показатели адаптации и прогнозирования фильтрационной модели и, как следствие, формирование рекомендаций по системе ППД и ГДИ.

Геотектонические условия формирования месторождений

Рассматриваемые месторождения 1 и 2 располагаются рядом с пилотным месторождением. Продуктивными пластами для всех месторождений являются средние юрские отложения Тюменской свиты (пласты Ю2, Ю3, Ю14, Ю24).

С точки зрения геологии образование целевых пластов происходило в одинаковых условиях осадконакопления, поэтому фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) рассматриваемых месторождений схожи. В тектоническом отношении рассматриваемые месторождения приурочены к локальным структурам III порядка (рис. 1), формирование которых продолжалось в юрский и меловый периоды и сопровождалось серией тектонических нарушений. Данные тектонические нарушения являются корневыми и идут от фундамента, достигая целевых пластов, что подтверждается сейсмическими временными разрезами, где они уверенно прослеживаются в доюрских интервалах и затухают вверх по разрезу (рис. 2).

Из истории палеотектонического развития изучаемой территории следует, что все структурные элементы контролируются дизъюнктивными нарушениями преимущественно северо-восточного направления. Таким образом, рассматриваемый регион предполагает наличие возможных тектонических нарушений для всех трех месторождений, которые могут являться фильтрационными границами. Как и для пилотного месторождения, при сейсмической интерпретации на территории месторождений 1 и 2 рассчитывался атрибут когерентности, с помощью которого построены карты когерентности, позволяющие отобразить предполагаемую конфигурацию возможных фильтрационных границ [3]. На рисунке 3 представлена карта атрибута когерентность с нанесением итоговых линий фильтрационных границ. На основе данной карты фильтрационные границы вводились в ГДМ для дальнейшего исследования проблемы.

Оценка наличия фильтрационных границ

На месторождении 1 пробурено четыре куста скважин и бурение продолжается. На месторождении 2 пробурено три разведочные скважины. Фактический и проектный фонд месторождений представлен горизонтальными скважинами с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП) (рис. 4).

Следует отметить, что исследование рассматриваемой проблемы на месторождении 1 усложняется ввиду реализации фонда горизонтальных скважин: в отличие от пилотного месторождения, на котором весь фактический фонд нагнетательных и часть добывающих скважин являются наклонно направленными (ННС). Горизонтальные скважины месторождения 1 могут пересекать предполагаемые фильтрационные границы [1]. Вследствие этого зоны дренирования скважин не являются полностью изолированными, поэтому результаты ГДИ будут частично информативны или неинформативны вовсе для обоснования фильтрационных границ [2, 4].

Рис. 1. Выкопировка из «Тектонической карты мезозойских отложений» (Кулахметов Н.Х., Сидоров Д.А., 2004 г.)
Fig. 1. A copy from the "Tectonic map of Mesozoic deposits" (Kulakhmetov N.H., Sidorov D.A., 2004)

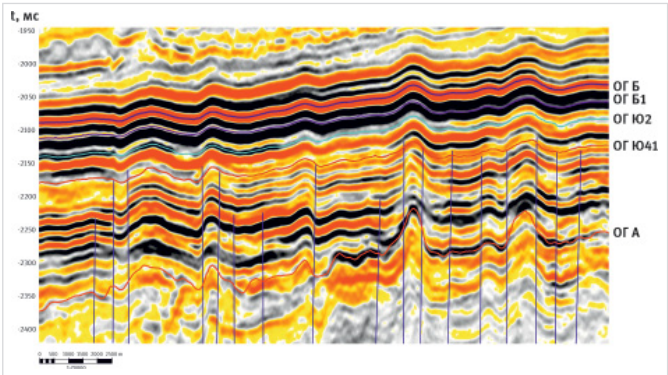


Рис. 2. Сейсмический временной разрез через 1 и 2 месторождение
Fig. 2. Seismic time section through 1 and 2 deposits

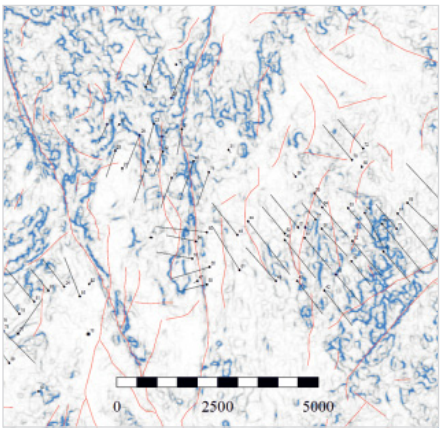


Рис. 3. Карта сейсмического атрибута когерентность
Fig. 3. Map of the seismic attribute coherence

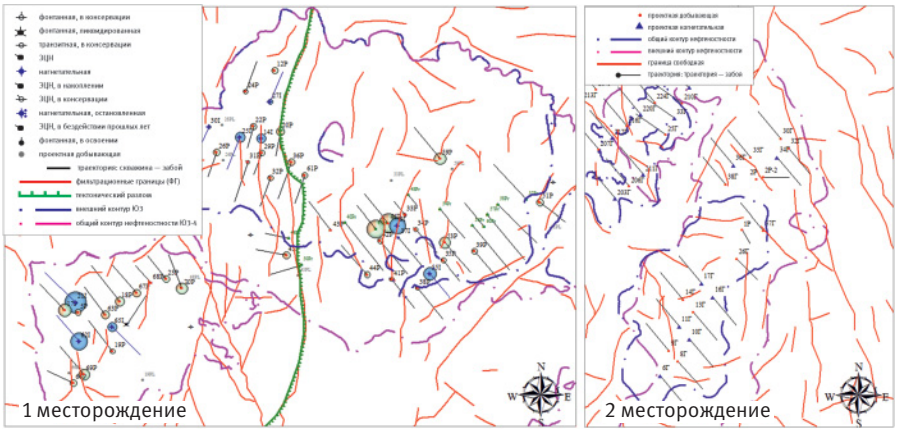


Рис. 4. Карты месторождений 1 и 2 с предполагаемыми фильтрационными границами
Fig. 4. Maps of deposits 1 and 2 with assumed filtration boundaries

Для дополнительной оценки наличия фильтрационных границ принято решение обратиться к разрезам литологии вдоль горизонтальных скважин, пересекающих предполагаемые фильтрационные границы с целью выявления литологической изменчивости коллектора. На рисунке 5 представлены литологические разрезы фактических скважин, где в части ствола наблюдается замещение коллектора более плотными породами, что косвенно является подтверждением существования какой-либо границы.

Аналогичный анализ был проведен по всем горизонтальным скважинам, которые, предположительно, пересекают фильтрационные границы. По результатам анализа литологических разрезов горизонтальных скважин фильтрационные границы введены в ГДМ. Произведены расчеты исторического периода для определения влияния фильтрационных границ на результаты адаптации (рис. 6). По результатам расчетов можно сделать вывод, что ввод фильтрационных границ в ГДМ оказал ограниченное влияние на адаптацию пластового и забойного давлений; на обводненность повлиял в сторону незначительного увеличения.

Несмотря на несущественное влияние введенных фильтрационных границ на адаптацию месторождения 1, ввиду небольшого исторического периода, принято решение оценить влияние на прогнозные показатели месторождений 1 и 2, на степень выработанности запасов и эффективности реализуемой системы поддержания пластового давления.

По результатам прогнозного расчета для

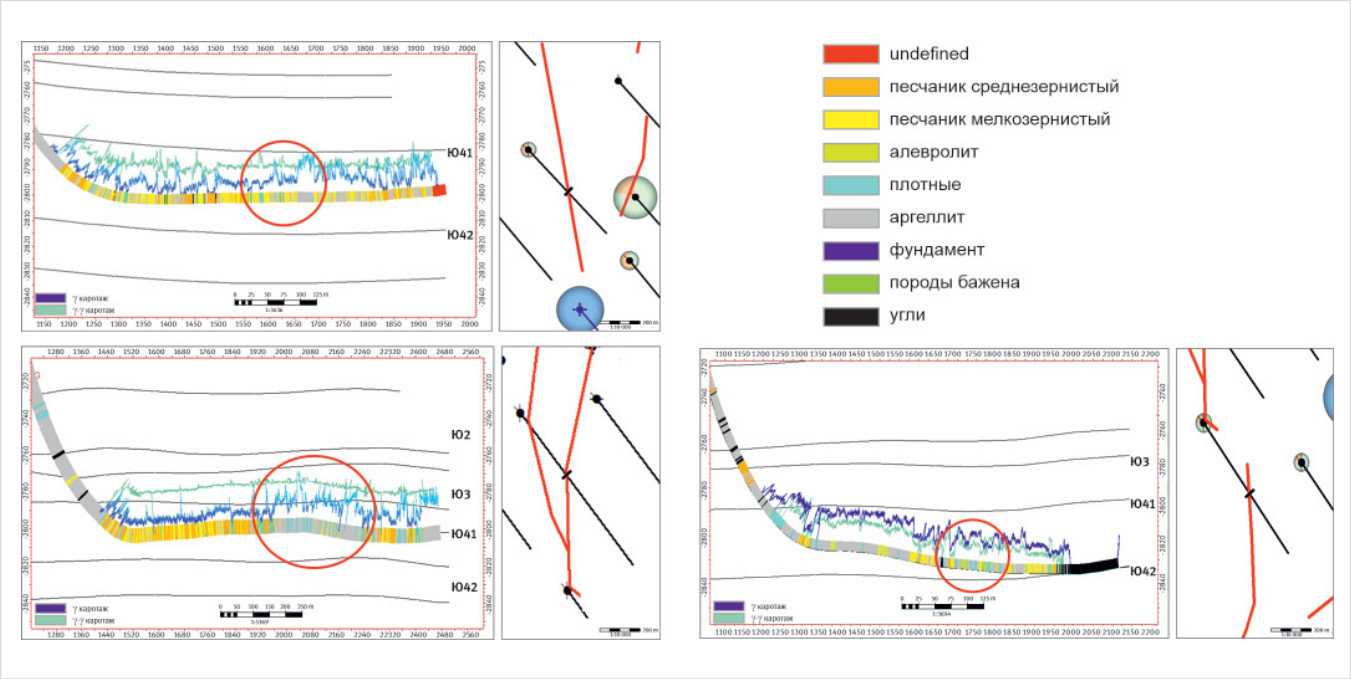


Рис. 5. Литологические разрезы вдоль скважины и карта участка локализации фильтрационных границ относительно траектории скважины
Fig. 5. Lithological section along well and a map of the localization site of filtration boundaries relative to the well trajectory

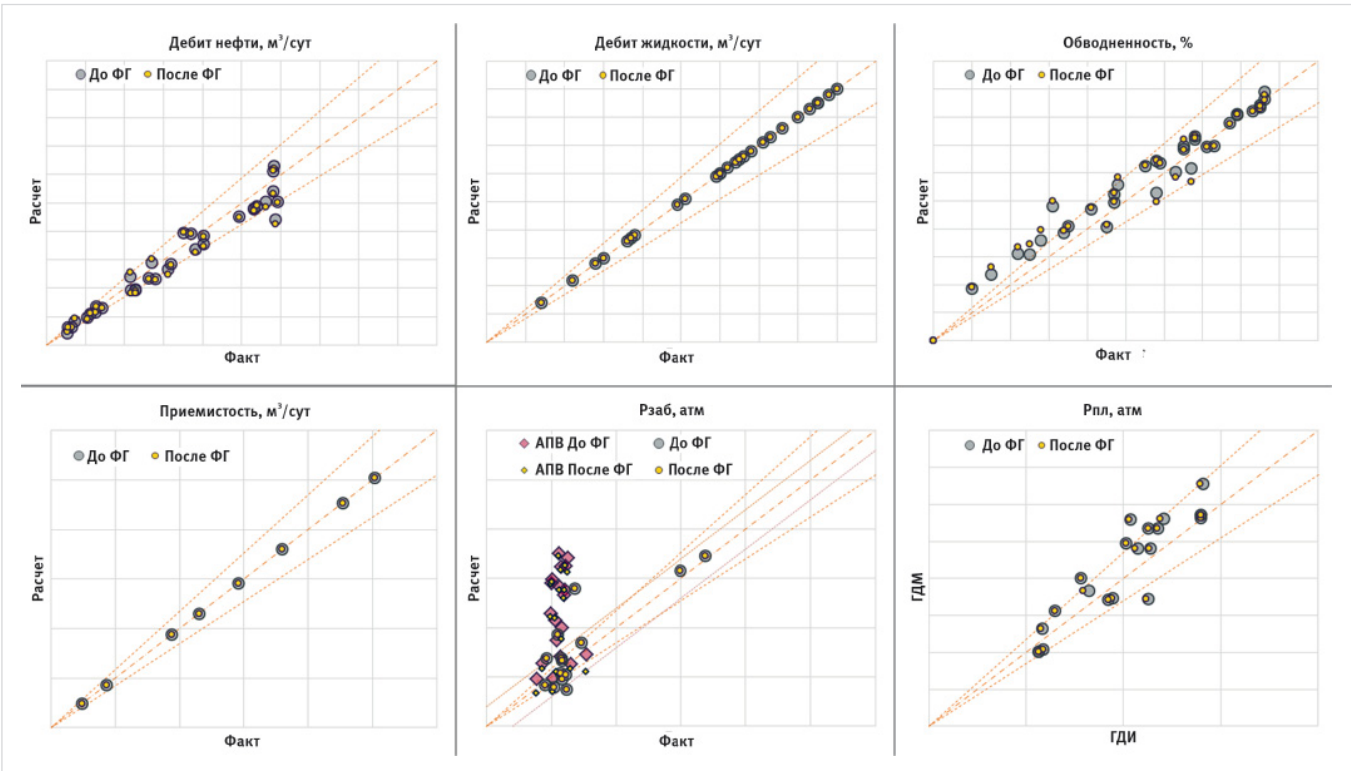


Рис. 6. Сравнение кросс-плотов адаптации и динамики Рпл двух ГДМ без/с фильтрационными границами
Fig. 6. Comparison of adaptation cross-rafts and Rpl dynamics of two CDMS without/with filtration boundaries

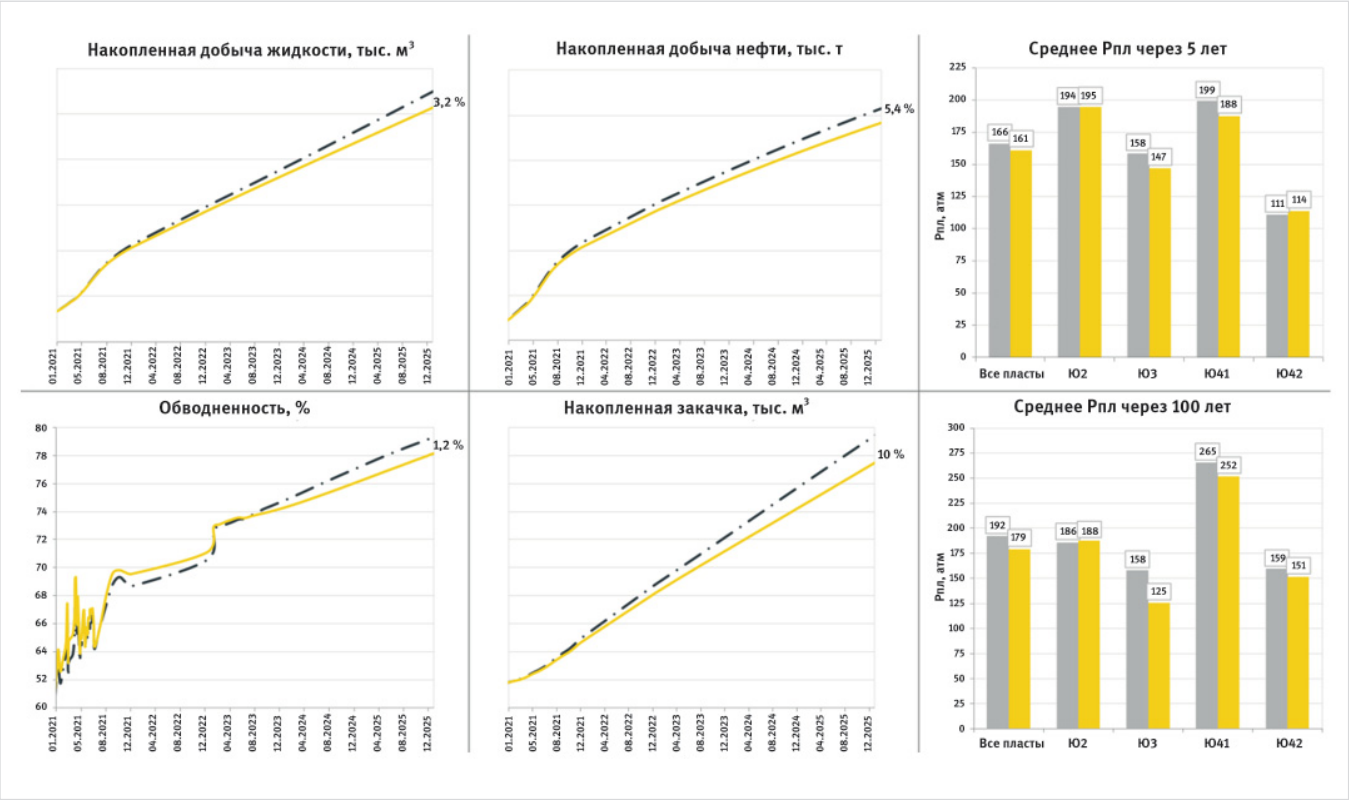


Рис. 7. Графики прогнозных показателей месторождения 1 в сравнении: ГДМ без/с фильтрационными границами с учетом актуального проектного фонда
Fig. 7. Graphs of forecast indicators of field 1 in comparison: GDM without/with filtration boundaries, taking into account the current project fund

месторождения 1 наблюдается снижение накопленных показателей через 5 лет: накопленной нефти на 3,2 %, жидкости на 5,4 %, закачки на 10 % и пластового давления на целевом пласте Ю14. Через 100 лет пластовое давление ниже в варианте с введенными фильтрационными границами (рис. 7), поскольку часть горизонтальных участков добывающих скважин оказалась изолированной от нагнетательных.

Рекомендации по формированию системы ППД

На месторождениях 1 и 2 через 100 лет локализуются невыработанные запасы нефти (рис. 8). Анализ результатов расчетов на ГДМ месторождения 1 с фильтрационными границами позволяет определить районы, в которых необходимо ППД.

В районе скважин 32Р-36Р-61Р (рис. 9 б) наблюдается зона невыработанных запасов. Изолированность переведенной в нагнетание скважины 61Р фильтрационными границами приводит к неэффективной закачке и, как следствие, к снижению пластового давления на скважинах 36Р (на 26 атм (20 %) и 29 атм (15 %) на пластах Ю3 и Ю41 соответственно в сравнении с ГДМ без фильтрационных границ) и 32Р (на 50 атм (63 %) и 34 атм (26 %) на пластах Ю3 и Ю41 соответственно), которая впоследствии отключается. В связи с этим рекомендуется перевести в ППД скважину 36Р, а 61Р оставить в добыче.

В районе проектной скважины 54Р аналогичная ситуация (рис. 9 в). Свести к минимуму риски наличия зон невыработанных запасов и просадки пластового давления позволит ввод нагнетательной скважины с отработкой между скважинами 34Р и 54Р. В районе скважины 43Р ряд добывающих скважин изолирован фильтрационной границей от нагнетательной скважины 40Pr, в результате в районе

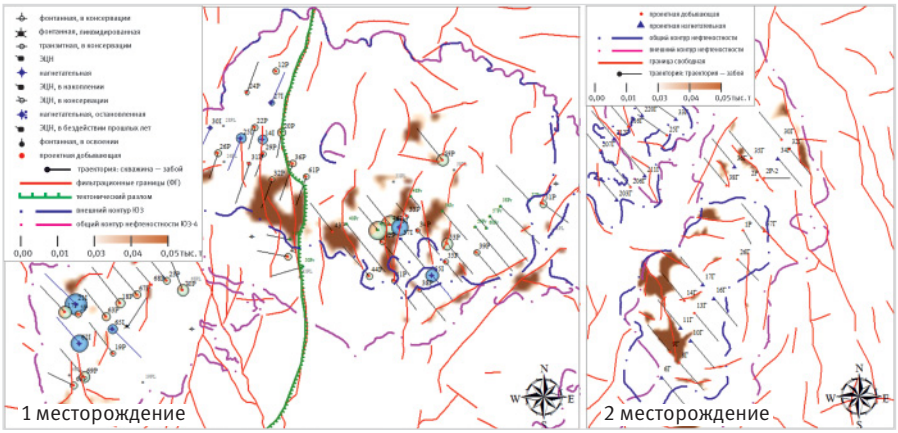


Рис. 8. Карты разниц плотностей подвижных запасов ГДМ без/с фильтрационными границами
Fig. 8. Maps of the difference in the density of mobile stocks of GDM without/with filtration boundaries

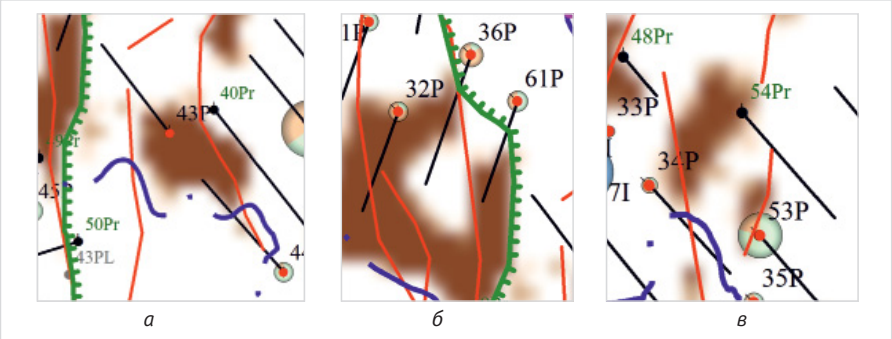


Рис. 9. Увеличенная карта разниц плотностей подвижных запасов ГДМ с фильтрационными границами в зонах невыработанных запасов
Fig. 9. Enlarged map of the difference in the densities of mobile reserves of GDM with filtration boundaries in the zones of unprocessed reserves

скважин на последнюю дату разработки присутствуют остаточные запасы. В связи с этим, для целей формирования системы ППД, рекомендуется два варианта. Вариант № 1: бурение и ввод нагнетательной скважины западнее от стоящей скважины 44Р. Вариант № 2: перевод в ППД скважины 44Р после длительной отработки.

Аналогичная ситуация отмечается на месторождении 2, где наблюдается снижение накопленных показателей нефти и жидкости в среднем на 8 % и на 9,6 % закачки. Данный факт связан с тем, что добывающие скважины в рассматриваемых районах полностью изолированы от нагнетательных скважин фильтрационными границами. С целью минимизации рисков по невыработке запасов в указанных районах рекомендуется в дальнейшем провести гидропрослушивание, чтобы подтвердить или опровергнуть наличие предполагаемых фильтрационных границ, а также определить степень их проницаемости. В случае подтверждения непроницаемых фильтрационных границ необходимо пересмотреть сформированную систему ППД и учесть рекомендации, приведенные ранее.

Поскольку зоны дренирования скважин не изолированы полностью друг от друга, результаты ГДИ малоинформативны для исследования рассматриваемой проблемы. Однако в зонах пересечения предполагаемых фильтрационных границ с фактическими горизонтальными скважинами наблюдается литологическая изменчивость коллектора по стволу скважины, что косвенно указывает на наличие фильтрационных границ. Прогнозные расчеты по месторождениям 1 и 2 позволили определить потенциальные зоны невыработанных запасов в ГДМ с введенными фильтрационными границами и предложить участки для проведения гидропрослушивания пласта между скважинами, чтобы минимизировать в дальнейшем риски при планировании системы ППД.

Итоги

Применение авторской методики для улучшения прогнозирования фильтрационной модели позволило определить потенциальные зоны невыработанных запасов в ГДМ с введенными фильтрационными границами. Были предложены участки для проведения гидропрослушивания пласта между скважинами в целях минимизации рисков при планировании переводов скважин в ППД.

Выводы

В ходе данной работы установлено, что тектоническое строение рассматриваемого региона не исключает возможность существования фильтрационных границ на месторождениях 1 и 2. Фильтрационные границы существенно не влияют на адаптацию месторождения 1, ввиду реализации фонда горизонтальных скважин с МГРП, однако оказывают влияние на прогнозные показатели месторождений 1 и 2, что влияет на степень выработанности запасов. Ухудшение прогнозных показателей ГДМ с фильтрационными границами подтверждает необходимость в разработке этих месторождений горизонтальными скважинами. Кроме того, рекомендуется учитывать положение этих границ при разработке сетки проектных скважин, а также проводить гидропрослушивание в межскважинном пространстве в районах с предполагаемыми фильтрационными границами при планировании систем заводнения и ввода новых скважин.

Литература

1. Акимов А.Г., Гусейн-заде А.Ю., Пухарев В.А., Шалыгина Н.В. Опыт использования сейсмических данных при настройке пластового давления в гидродинамической модели // Геология нефти и газа. 2020. № 6. С. 87–96.
2. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. М.: Институт компьютерных исследований, 2012. 894 с.
3. Орехов А.Н., Амани Мангуа Марк М. Информативность геометрических атрибутов для прогнозирования трещиноватости коллекторов на примере месторождения углеводородов Томской области // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2019. Т. 330. № 9. С. 230–238.
4. Роберт Эрлагер мл. Гидродинамические исследования скважин. Москва – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004, 467 с.

ENGLISH

Results

The use of the author's methodology to improve the prediction of the filtration model made it possible to determine potential zones of unprocessed reserves in the GDM with the introduced FG. Sites were proposed for conducting hydraulic monitoring of the formation between wells in order to minimize risks when planning well transfers to the PPD.

Conclusions

In the course of this work, it was found that the tectonic structure of the region under consideration does not exclude the possibility of the existence of filtration boundaries at fields 1 and 2. Filtration boundaries do not significantly affect the adaptation of field 1, due to the implementation of the fund of horizontal wells with MGRP, but they affect the forecast indicators of fields 1 and 2, which affects the degree of depletion of reserves. The deterioration of the forecast indicators of the GDM with filtration boundaries confirms the need for the development of these fields by horizontal wells. In addition, it is recommended to take into account the position of these boundaries when developing a grid of design wells, as well as to conduct hydraulic monitoring in the inter-well space in areas with proposed filtration boundaries when planning flooding systems and commissioning new wells.

References

1. Pukharev V.A., Guseinzade A.YU., Akimov A.G., Shalygina N.V. Experience in using seismic data when setting reservoir pressure in a hydrodynamic model. Oil and Gas Geology, 2020, issue 6, P. 87–96. (In Russ).
2. Kremenetsky M.I., Ipatov A.I., Gulyaev D.N. Information support and technologies for hydrodynamic modeling of oil and gas deposits. Moscow: Institut kompyuternykh issledovaniy, 2012, 894 p. (In Russ).
3. Orekhov A.N., Amani Mangoua Marc M. Informativity of geometric attributes for predicting reservoir fractures on the example of hydrocarbons deposit in Tomsk region. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Engineering of georesources. 2019, Vol. 330, issue 9, P. 230–238. (In Russ).
4. Robert Erlager Jr. Hydrodynamic research of wells. Moscow – Izhevsk: Institut kompyuternykh issledovaniy, 2004, 467 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Пухарев Валерий Александрович, эксперт по сейсморазведке, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: vapukharev@tnnc.rosneft.ru

Гусейн-заде Алекпер Юрий-оглы, руководитель группы, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Ростенко Полина Михайловна, специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Шалыгина Наталья Владимировна, специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Pukharev Valery Aleksandrovich, expert in seismic exploration, "Tyumen oil research center" LLC, Tyumen, Russia.
Corresponding author: vapukharev@tnnc.rosneft.ru

Guseinzade Alekper Yuri-ogly, group leader, "Tyumen oil research center" LLC, Tyumen, Russia

Rostenko Polina Mikhailovna, specialist, "Tyumen oil research center" LLC, Tyumen, Russia

Shalygina Natalia Vladimirovna, specialist, "Tyumen oil research center" LLC, Tyumen, Russia

Hytera HyTalk

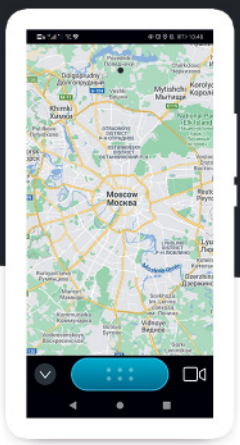
Коммуникационное решение PPT на основе общедоступной сети

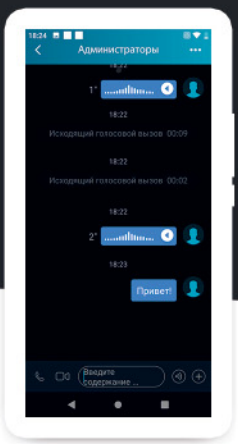
Hytera HyTalk — коммуникационное решение PPT, основанное на общедоступных сетях 3G/4G/WLAN. С его помощью можно получить доступ к различным услугам связи, включая PPT-передачу голоса, видео и мультимедийных данных, а также встроенные функции управления и диспетчеризации

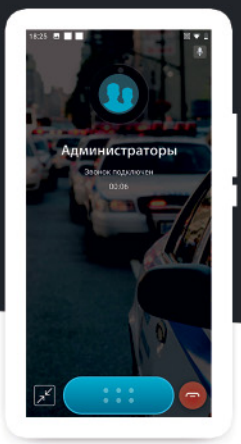
Геопозиционирование

Записи переговоров

Мгновенная связь через PTT (Нажми и говори)







E-mail: *info@hytera.ru*

Тел.: *+7 (495) 669 68 90*

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-24-31 УДК 551 I Научная статья

Дегазационно-гравитационная гипотеза эндогенного развития Земли и нефтегазоносность

Шевченко И.В.
Управляющая Компания «КорСарНефть», Москва, Россия
ivshevch@dol.ru

Аннотация
Вопросы, связанные с происхождением системы Земля – Луна, до сих пор находятся в фазе активного обсуждения. Ответы на эти вопросы связаны со стремлением прояснить основные физические механизмы, определившие развитие нашей планеты, влияющие на процессы в ядре, мантии и литосфере. Такие ответы позволяют по-новому взглянуть на историю геологических событий и на условия формирования месторождений полезных ископаемых, а также на новые перспективы их поиска.
Существующие доктрины геологического развития Земли и системы Земля – Луна, по мнению автора, не дают исчерпывающих ответов на большое количество важных вопросов. Не находят убедительного объяснения движущие силы и причины геолого-тектонических процессов в литосфере.
Поставлена задача построения гипотезы происхождения системы Земля – Луна, логично объясняющей геологические, химические и физические особенности Земли, причины отличия облика и характера развития нашей планеты от других планет земной группы.
Кроме того, задачей данного исследования было выявление основных сил, влияющих на динамическое развитие Земли, и их взаимосвязь с факторами, контролирующими формирование месторождений углеводородов (УВ).

Материалы и методы
Статья представляет собой краткое изложение гравитационно-дегазационной гипотезы эндогенного развития Земли, в основе которой лежит рассмотрение взаимодействия гравитационных и дегазационных процессов как двух основных факторов, определяющих развитие нашей планеты.

Ключевые слова
водород, история и механизмы развития Земли, происхождение Луны, глобальная дегазация Земли, глубинный флюидопоток, перспективы нефтегазоносности

Для цитирования
Шевченко И.В. Дегазационно-гравитационная гипотеза эндогенного развития Земли и нефтегазоносность // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 6. С. 24–31. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-24-31

Поступила в редакцию: 07.12.2021

UDC 551 I Original Paper

Degassing-gravitation hypothesis of the Earth and oil and gas potential

Shevchenko I.V.
“Corsarneft” Management Company, Moscow, Russia
ivshevch@dol.ru

Abstract
Issues related to the origin of the Earth-Moon system are still in the phase of active discussion. The answers to these questions are associated with the desire to clarify the main physical mechanisms that determined the development of our planet, affecting the processes in the core, mantle and lithosphere. Such answers allow us to take a fresh look at the history of geological events and at the conditions for the formation of mineral deposits, as well as at new prospects for their search.
The existing doctrines of the geological development of the Earth and the Earth-Moon system, according to the author, do not give exhaustive answers to a large number of important questions. The driving forces and causes of geological-tectonic processes in the lithosphere do not find a convincing explanation. The task is to construct a hypothesis of the origin of the Earth-Moon system, which logically explains the geological, chemical and physical features of the Earth, the reasons for the difference in the appearance and nature of the development of our planet from other planets of the Terrestrial group. In addition, the task of this study was to identify the main forces that affect the dynamic development of the Earth and their relationship withhe factors that control the formation of hydrocarbon deposits.

Materials and methods
The article is a summary of the gravitational-degassing hypothesis of the endogenous development of the Earth, which is based on the consideration of the interaction of gravitational and degassing processes as two main factors determining the development of our planet.

Keywords
hydrogen, history and mechanisms of development of the Earth, the origin of the moon, global degassing of the Earth, deep fluid flow, oil and gas prospects

For citation
Shevchenko I.V. Degassing-gravitation hypothesis of the Earth and oil and gas potential. Exposition Oil Gas, 2021, issue 6, P. 24–31. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-24-31

Received: 07.12.2021

Многие мировые тенденции направлены сегодня в сторону «озеленения» энергетики, однако актуальность поисков и использования углеводородов, скорее всего, сохранится в последующие несколько сотен лет. Производство самого чистого «зеленого» водорода с использованием электролиза воды требует слишком больших затрат энергии. Основные варианты производства водорода в любом случае связаны с использованием технологий переработки метана и требуют постоянного наличия достаточного количества этого газа.

Такой уникальный жидкий минерал, как нефть, навсегда останется идеальным сырьем для растущей и разветвляющейся по видам продукции химической индустрии. При этом глобальная утилизация углерода и его соединений при производстве водорода из природного газа выглядит вполне решаемой технической задачей, что позволяет сделать основной вид производимого водорода не серым, желтым или голубым, а в конечном итоге зеленым. Поэтому попытки отказа от использования природных углеводородов выглядят преждевременными, непродуманными и безответственными.

В особенности для Российской Федерации, обладающей развитой инфраструктурой для добычи и транспортировки УВ, поисково-разведочные работы на нефть и газ с целью восполнения ресурсной базы будут актуальными еще многие десятилетия.

Поиски и добыча углеводородов сдерживаются не только возросшими экологическими требованиями, но и высокой стоимостью поисково-разведочных работ и их невысокой эффективностью. Последние десятилетия снижается число открытий крупных и гигантских месторождений УВ. Традиционные теоретические подходы, применяемые в нефтегазовой геологии, дают неполное представление о причинах неравномерного распределения зон накопления УВ сырья в земной коре (рис. 1). Поисково-разведочный процесс требует дальнейшего совершенствования, которое может базироваться на новых вариантах понимания особенностей происхождения углеводородов и формирования их крупных скоплений. Такое понимание может способствовать развитию новых алгоритмов поиска УВ, которые увеличат успешность и эффективность поисковых работ в долгосрочной перспективе. Продвижение к такому пониманию невозможно только в рамках вопросов нефтегазовой геологии и требует комплексного анализа всех аспектов геологического развития Земли в целом как единой системы.

Рассмотрение альтернативных вариантов физического и геологического развития Земли может содействовать появлению таких новых подходов к поисковому процессу.

Принципы униформизма/актуализма оказались слишком узкими для понимания истории Земли. Попытки отследить закономерности этого развития на основе наблюдаемых тенденций оказались исчерпанными. Попытки найти четкие закономерности и последовательности в геологических процессах пока не увенчались успехом. Существующие доктрины развития не охватывают все то разнообразие строения литосферы Земли, с которым сталкиваются сегодня геологи. История Земли, особенно в первые 3,5 млрд лет, не поддается интерпретации с точки зрения предлагаемых сценариев развития. Земля по многим параметрам выглядит уникальной по сравнению с другими планетами Солнечной системы.

Наша планета включена представителями астрономических наук в так называемую земную группу (Земля, Марс, Венера, Меркурий), однако одновременно обладает некоторыми свойствами группы планет-гигантов и их спутников.

Характеристики уникальности Земли по отношению к планетам земной группы:

- постоянное наличие большого количества воды на поверхности (начиная с катархея);
- наличие в земной коре огромного количества гранитоидов, отсутствующих в значительных объемах на других планетах;
- наличие мощной магнитосферы;
- наличие атмосферы, гидросферы и литосферы со значительным содержанием азота и кислорода;
- активные и разнообразные геологические и тектонические процессы в земной коре;
- наличие двух основных типов земной коры и коры переходного типа. Выраженный контраст между двумя основными типами коры;
- присутствие крупного спутника (Луны), гравитационно связанного с Землей, с химическим составом внешних слоев близким к составу внешней оболочки Земли;
- асимметричность формы планеты;
- наличие значительных объемов различных видов углеводородов в осадочном чехле и фундаменте;
- наличие жизни.

Модель Ниццы [25, 26, 30, 31], которая в настоящее время признается наиболее адекватно описывающей раннее развитие Солнечной системы, допускает, что в период первых сотен млн лет после формирования планет земной группы ледяные объекты, находящиеся за периметром орбит Сатурна и Юпитера, в результате обмена моментами импульсов не только «выталкивались» в дальние зоны Солнечной системы, но и, приобретая эллиптически вытянутые орбиты, «вталкивались» в зону планет земной группы. Исходя из этого, можно предполагать, что молодая Протоземля столкнулась с крупным объектом, которому в многочисленных исследовательских работах было присвоено название «Тея». Тея вполне могла быть ледяной планетезималью, вероятно, из пояса Койпера, несколько меньшей по размеру и по массе, чем Протоземля.

Можно предположить, что Тея представляла собой мигрирующую планетезималь с вытянутой эллиптической орбитой, сформированной в результате гравитационных взаимодействий с Сатурном и/или Юпитером. По нашему мнению, Тея была планетезималью, состоящей преимущественно из водяного и метанового льда, со значительным количеством углерода, азота и серы. С ядром, вероятно, состоящим в основном из кремния, по своему составу, строению и размеру напоминающая сегодняшний Титан или сильно увеличенную в размерах Цереру, застрявшую при своем движении из периферии Солнечной системы в поясе астероидов, на которой при ее небольшом размере количество воды превышает общее количество воды на Земле. Более четырех с половиной миллиардов лет назад количество таких небесных тел, и больших по размеру, было, по-видимому, значительным до того, как они были поглощены или захвачены молодыми планетами-гигантами.

С учетом известного состава Титана возможно, что состав Теи включал в себя воду, метан, углекислоту, азот, серу. Столкновение привело к частичному разрушению верхних оболочек Протоземли, но в конце концов к слиянию двух объектов. В результате столкновения часть вещества мантии Протоземли была потеряна. Металлическое ядро Протоземли захватило значительный объем вещества ледяного тела, которое интегрировалось в структуру ядра нашей планеты (рис. 2).

В результате удара огромное количество обломков первичной коры и мантии пыли, паров и ионной плазмы было выброшено на большое расстояние от поверхности Земли. Из части этой материи в дальнейшем сформируется Луна. Мнение о подобном происхождении нашего спутника достаточно широко распространено [22, 23, 24, 27, 28, 29]. Столкновение привело к кратковременному разогреву и расплавлению конгломерата Протоземли и Теи. Основная масса холодной Теи, включая кремниевое ядро, под воздействием ударного импульса и сильного притяжения протоядра Земли «засасывается» в зону нижней мантии и металлического ядра Протоземли. Водородная плазма совместно с примесями атомов кислорода, углерода, серы и азота сорбируется

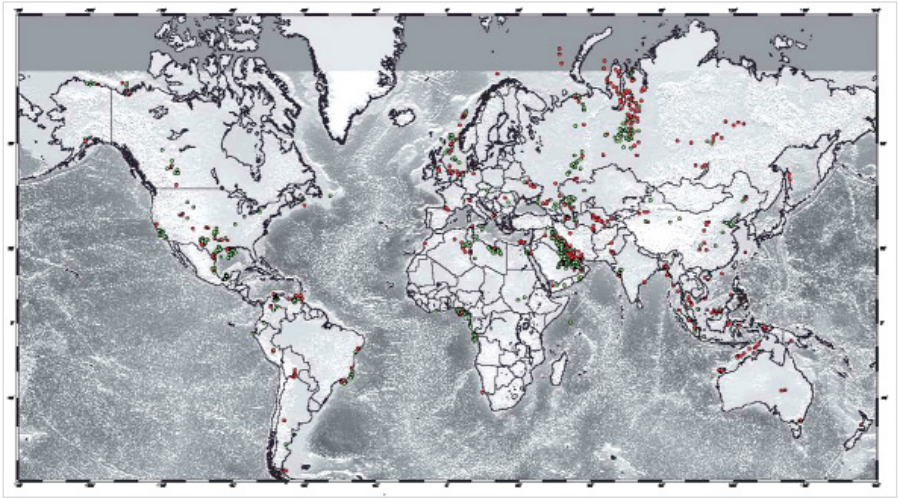


Рис. 1. Неравномерность распределения крупнейших месторождений углеводородов в мире. Зеленый цвет – нефть. Красный цвет – газ
Fig. 1. Uneven distribution of the largest hydrocarbon fields in the world. Green – oil. Red – gas

квазиметаллическим ядром Протоземли, мгновенно существенно меняя его состав.

В результате окклюзии атомов легких элементов в металлические решетки вещества ядра возникают соединения типа гидридов, карбидов. Первичная концентрация всех элементов, включая радиоактивные элементы в ядре Протоземли, нарушается и принимает новый хаотичный порядок распределения.

По мнению автора, неоднородность состава изначально металлического ядра Земли, вызванная его катастрофической гидридизацией в процессе столкновения/частичного слияния Земли с крупным ледяным телом на ранней стадии развития планеты, является основной причиной уникальности Земли, основным двигателем ее развития.

Механизм дифференциации тяжелых элементов, ведущий к формированию, росту и уплотнению внутреннего ядра, являлся важным элементом развития Земли, особенно в плане формирования зон с критическим содержанием радиоактивных элементов в ядре, т.к. без радиогенного разогрева дегазационные циклы были бы не возможны.

Радиоактивный разогрев уплотняющегося внутреннего ядра в результате длительной плотностной дифференциации вещества в первые 2 млрд лет после столкновения, начиная с протерозоя, приводил к локальному радиогенному разогреву внутреннего ядра и к циклической водородной дегазации водорода и других легких элементов из внутреннего и внешнего ядра в результате разрыва ионных связей, распада гидридов, карбидов, нитридов и т.д. и формирования диффузных потоков внутри внешнего ядра и нижней мантии, а также восходящих дегазационных потоков в верхнюю мантию. Эти потоки выносили в верхнюю мантию совместно с легкими элементами и некоторые тяжелые элементы из ядра и нижней мантии.

Циклы дегазации существенно различались по интенсивности и по химическому составу дегазационных потоков. Первыми доминирующими дегазационными элементами были, вероятно, те, которые имели наиболее слабые физико-химические связи с металлами ядра. Это, скорее всего, азот, кремний, углерод и сера, затем кислород и только потом водород. Поэтому циклы дегазации отличались по масштабу и по составу летучих компонентов. Это влияло на химизм процессов в нижней и верхней мантии, а затем и на геологические процессы в астеносфере и коре. Последовательность таких циклов определяла динамику развития литосферы и атмосферы.

В начале каждого цикла дегазации на границе внешнего ядра и нижней мантии возникают зоны, насыщенные водородом и легкими примесями (кислородом, углеродом, азотом, серой), которые создают зоны разуплотнения и гравитационной нестабильности в нижней мантии.

Избыточное давление на границе внешнего ядра приводит к прорыву дегазационных потоков и к продвижению разуплотненного вещества в верхнюю мантию, а также создает предпосылки для дальнейшего заполнения разряженных разуплотненных субвертикальных зон более тяжелым окружающим веществом под воздействием гравитационного поля. Это приводит к вертикальному и горизонтальному перемещению вещества в нижней и верхней мантии.

В результате дегазации внутреннего ядра оно уменьшается в размерах, а внешнее ядро и особенно мантия за счет поступления легких элементов сильно увеличиваются в объеме. Увеличение объема мантии происходит за счет того, что дегазированные из внутреннего ядра легкие элементы, которые находятся внутри сверхплотных кристаллических решеток ядра, не занимают там дополнительный объем, а, наоборот, содействуют уплотнению вещества ядра. Попадая в мантию, они создают объем в виде протонного газа во внешнем ядре и низах нижней мантии, а затем в верхней мантии реализуют себя в различных видах химических соединений с другими связями, генерируя при этом значительное увеличение объема вещества. В результате этих процессов происходит увеличение объема Земли, в основном за счет увеличения объема мантии.

Увеличение объема мантии в масштабе геологического времени существования Земли было скачкообразным, синхронным с дегазационной цикличностью, медленным до палеозойского периода и резко ускорившимся на границе палеозоя и мезозоя, достигнув максимума в мезозое и постепенно сглаживаясь в кайнозое.

Перемещение вещества, связанное с дегазацией ядра и гравитационным выравниванием вещества в пределах почти симметричной квазишарообразной геометрии Земли, является основной движущей силой всех глубинных процессов Земли. Силы гравитации предопределяют геоидную форму планеты, компенсируя аномалии плотности вещества, создаваемые дегазационными циклами — передвижением вещества во всех внутренних сферах. Инерция (запаздывание реакции) гравитационного поля Земли на изменения, вызываемые дегазационными потоками, объясняет наличие асимметрии Земли и гравитационные аномалии различных порядков. Энергетический потенциал Земли как термодинамической системы связан с наличием гидридов и примесей в металлическом ядре, а также энергией определенного количества радиогенных элементов в веществе ядра. Самая высокая плотность вещества Земли и самый большой размер ядра среди планет земной группы являются дополнительными показателями уникального энергетического потенциала (рис. 3). Этот энергетический потенциал Земли, являющейся открытой термодинамической системой, больше, чем у остальных планет земной группы, однако он постоянно растрачивается в процессе водородно-углекислотной дегазации и диссипации легких элементов в верхних слоях атмосферы. Основным теплоносителем является водород, подчиненное значение имеют углерод, кислород, азот и сера. Объемы диссипации водорода и гелия в период бурной дегазации, по-видимому, были на порядки больше современных.

Современные процессы и масштабы диссипации требуют дополнительного изучения и уточнения.

Начиная с фанерозоя, наиболее значительные движения вещества, связанные с дегазацией и гравитационным выравниванием, происходят уже в верхней мантии, где эти перемещения имеют самый разнообразный характер: латеральный и вертикальный. Глубинная циркуляция между верхней мантией и нижней мантией, по-видимому, продолжает происходить постоянно, но все менее интенсивно. Доминирующим направлением движения вещества в фанерозойское время было движение вещества вверх от ядра к поверхности планеты.

Рис. 2. Протоземля столкнулась с ледяным телом из пояса Койпера. В результате столкновения основная часть вещества мантии Протоземли была потеряна. Металлическое ядро Протоземли захватило значительный объем вещества ледяного тела, которое интегрировалось в структуру ядра нашей планеты
Fig. 2. Proto-Earth collided with an icy body from the Kuiper belt. As a result of the collision, the bulk of the material of the Proto-Earth mantle was lost. The metal core of Proto-Earth captured a significant volume of the substance of the ice body, which was integrated into the structure of the core of our planet

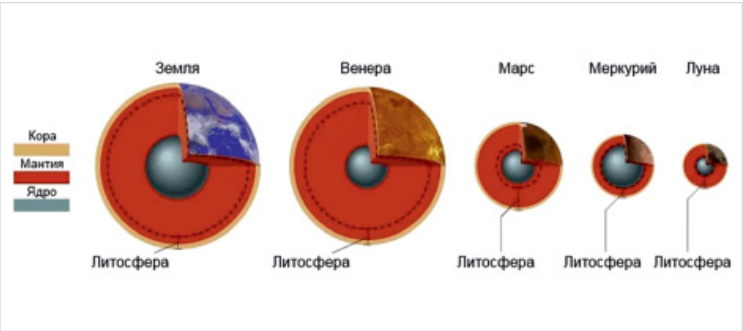


Рис. 3. Земля имеет самое большое ядро среди планет земной группы и самую высокую плотность вещества, что может служить косвенным подтверждением того, что до столкновения размер нашей планеты был больше, чем в настоящее геологическое время. Сегодняшняя Венера — это примерно то, что представляла бы собой Земля, если бы не пережила столкновение с Теей, только меньшего размера
Fig. 3. The Earth has the largest core among the planets of the "terrestrial" group and the highest density of matter, which may serve as an indirect confirmation that the size of our planet was larger before the collision. Today's Venus is roughly what the Earth would be if it had not experienced a collision with Thea, only of a smaller size

Вещество верхней мантии постоянно перемещается и передает часть своего движения литосфере. Распределение этого воздействия на литосферу происходит по всей поверхности Земли.

Самые разнообразные деформации в литосфере, включая орогенез, рифтогенез, формирование и развитие срединно-океанических хребтов, разломов, лениаментов, надвиговые/поддвиговые деформации, шарьяжи, складчатость различных типов и различные комбинации этих дислокаций являются отражением сложных дегазационно-гравитационных движений вещества в верхней мантии. Об этом свидетельствуют также «вихревая» геометрия разрывных и раздвиговых дислокаций больших сегментов океанской и «океанизированной» коры [12] и локальные структуры горизонтального сдвига с кулисообразным распределением разрывных нарушений в сегментах континентальной коры [17]. Интенсивность таких движений вещества, их площадное распределение и геометрия в верхней мантии обусловлены комбинацией воздействия процессов дегазации и гравитации.

На участках максимального горизонтального движения из-за трения происходит нагрев и расплавление вещества верхней мантии и литосферы и формируется слой астеносферы.

Океаны в их геологическом понимании являются следствием значительного увеличения объема верхней мантии, произошедшего в мезокайнозое, в результате крупнейшего дегазационного цикла, возникновения новых больших сегментов базальтовой коры и в итоге растаскивания, деградации и океанизации протерозойских, архейских и палеозойских сегментов гранитной коры.

Дегазация и гравитация воздействовали и воздействуют на поверхность планеты постоянно, но неравномерно по площади и с разной интенсивностью. Наиболее активно дегазируется поверхность и находящаяся под ней мантия молодой океанической коры. По мере завершения основной фазы дегазации объем подстилающей мантии, освобождающийся от легких элементов, уменьшается, вещество дегазированной верхней мантии уплотняется за счет латерального перераспределения гравитационного давления. При этом может происходить субрадиальное «сжатие» огромных участков подстилающей океанскую кору мантии. Возможно, подобные процессы могли являться причиной формирования глубоких желобов, окружающих Тихий океан, а также быть одной из причин особенностей строения определенных сегментов Средиземного, Черного и Каспийского морей.

Граничные зоны океанической и континентальной коры имеют различные типы сочленения и взаимодействия, включая различные формы поддвигов и надвигов. Под воздействием дегазационных и гравитационных процессов отдельные сегменты океанской коры чаще могут погружаться под континентальную кору. Явление «субдукции», по мнению автора, является разновидностью взаимодействия океанской коры с граничащей континентальной корой в результате «наползания» участков континентальной коры на фрагменты океанской коры в условиях гравитационного сжатия больших участков мантии под океанской корой.

Взаимодействие океанской и континентальной коры на таких участках может иметь пульсирующий режим, зависящий от характера совместного или поочередного влияния дегазационных и гравитационных процессов в мантии на данный участок комбинированной коры. Об этом свидетельствуют чередующиеся во времени и соседствующие друг с другом зоны растяжения и сжатия в северной и западной частях тихоокеанской окраины. Наличие зон погружения океанской коры под континентальную представляет собой лишь частный случай взаимодействия океанской и континентальной коры, присущий исключительно отдельным сегментам Тихого океана и Карибского моря.

Дегазация и гравитационное выравнивание являются двумя основными процессами, контролирующими развитие планеты. Перечисленные выше факторы объединяются автором в базисные положения дегазационно-гравитационной гипотезы эндогенного развития Земли. Безусловно, третьим крайне важным фактором, требующим отдельного обсуждения и оказавшим влияние на развитие Земли, является внешнее воздействие, включая столкновения с различными космическими объектами.

Вопросы дегазации Земли давно находятся в центре внимания ведущих исследователей Земли [1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 25]. По сей день не существует единого мнения о причинах дегазации, ее реальных масштабах, динамике в процессах развития Земли и о роли дегазации в процессах развития внутренних оболочек Земли, литосферы, атмосферы и гидросферы. Отдельным глубоко обсуждаемым вопросом является роль дегазации в генезисе УВ [1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 14, 15, 16,25].

Вопросам альтернативного развития Земли, связанным с влиянием дегазации, посвящены работы известных исследователей [6, 7, 8, 9, 10, 14, 15, 16]. Существующая теория гидридной Земли, разработанная В.Н. Лариным, геохимическая кислородно-водородная модель Земли, предложенная Н.П. Семененко, ряд работ и положений, выработанных А.А. Маракушевым, составили базис для предлагаемой автором дегазационно-гравитационной гипотезы. Все перечисленные исследователи по-своему видели причины наличия соединений водорода в ядре планеты, взаимосвязь между гидридным изначальным составом ядра Земли и основные физические механизмы развития планеты; по-разному трактовалось ими и влияние эндогенных процессов на эволюцию литосферы, а также на связь истории развития планеты с происхождением различных полезных ископаемых. Предлагаемая автором гипотеза представляет собой самостоятельное видение происхождения земного водорода при принятии выработанного В.Н. Лариным механизма дегазации ядра и увеличения объема мантии. Однако последовательность и масштабы цикличности дегазации предлагаются автором рассматривать не как равномерные по всему ядру, а изначально локальные, различные по составу дегазационных элементов, по объему и по физическим и геологическим последствиям. Автором разделяется мнение Н.П. Семененко о гораздо более широком, чем водородный, химическом составе дегазации. Механизмы развития литосферы выглядят в предлагаемой гипотезе иначе и не имеют связи с механизмами, предлагаемыми в теории тектоники литосферных плит, а предлагаемый В.Н. Лариным механизм «тектоногена» рассматривается как один из многих вариантов воздействия дегазационного вещества на литосферу.

Развитие Земли в рамках дегазационно-гравитационной гипотезы:

- геологическое и тектоническое развитие происходило неравномерно и подчинялось различным факторам на протяжении времени существования планеты. Приближенно эту историю можно разделить на две основные части: «до столкновения» и «после». Стадию «после столкновения» можно разделить на пять основных периодов: a) начальная бурная дегазация и первичное гравитационное выравнивание; b) формирование гранитной литосферы в результате переплавления начальной коры в присутствии большого количества воды (кислорода), дифференциация глубинного вещества в мантии я ядре. Затем герметизация и снижение уровня дегазации из-за наличия новой гранитной оболочки. Продолжительная консервация тектонических процессов; c) возобновление локальной дегазации в результате увеличения температуры из-за ядерных реакций в сегментах уплотненного ядра, возобновление тектонической активности; d) стадия максимальной дегазации. Увеличение объема и активного движения вещества мантии. Начало и бурное развитие процесса океанизации, растаскивание и деградация гранитной литосферы; e) затухание главного цикла дегазации, прекращение увеличения объема мантии. Гравитационное перераспределение вещества — активный орогенез;
- все периоды известной складчатости связаны с отдельными крупными циклами дегазации, которые имеют отношение к последним трем периодам (c, d, e), обозначенным в предыдущем пункте;
- диффузионные процессы в ядре прошли активную фазу, хотя до сих пор не завершены полностью и носят сложный итерационный характер, в связи с цикличностью ядерной активности во внутреннем ядре. Концентрация радиоактивных элементов в локальных зонах приводит к ядерным реакциям, провоцирующим дегазационные циклы и выбросы легких элементов из ядра в нижнюю мантию. Гравитация контролирует распределение дегазационных потоков через диффузионные процессы в нижней, средней и верхней мантии. Наиболее активное латеральное перемещение вещества происходит в верхней мантии. Во время интенсивных циклов дегазации гравитационное выравнивание «запаздывает» во всех оболочках планеты. Запаздывание гравитационного выравнивания тем сильнее, чем глубже оболочка;
- верхняя мантия и астеносфера неравномерно разуплотнены в результате накопления продуктов дегазации в зонах граничных с литосферой;
- латеральные и вертикальные движения в верхней мантии контролируются воздействием гравитационного поля и интенсивностью дегазационного разуплотнения вещества на границе верхней мантии и литосферы. Эти движения могут иметь разнонаправленный характер и приводят к медленному обмену веществом средней и верхней мантии. Движения вещества в верхней мантии приводят к дислокациям в земной коре, которые в отдельных случаях могут иметь обратимый характер и зависят в своём структурном развитии от текущих векторов движения вещества

на некоторых участках верхней мантии, от интенсивности подтока дегазационных порций на границу с литосферой, а также от скорости расформирования под подошвой коры скоплений глубинных газов и от изменения насыщения верхней мантии лёгкими элементами под данным участком коры, в процессе дегазации происходящей через проницаемые зоны литосферы. Таким образом, верхняя мантия воздействует на литосферу, вызывая разнонаправленные перемещения отдельных участков коры и соответствующие им многочисленные и многообразные деформации различных типов коры;

- циклическая и фоновая дегазация вещества внутреннего ядра во внешнее ядро и в мантию, создающая перемещение протонного газа во внешнем ядре, являются причиной существования магнитного поля и его инверсий. Инверсии магнитного поля контролируются процессами гравитационной компенсации вещества во внешнем ядре, а также внешним гравитационным воздействием на Землю;
- подвижные пояса обязаны своим происхождением зонам длительного квазилинейного разуплотнения вещества верхней мантии, являются и являлись в прошлом зонами компенсации латеральных и вертикальных движений в верхней мантии, связанных с выравниванием гравитационного поля Земли после активных внедрений в мантию дегазационных выбросов. Подобные пояса переживали периоды растяжения, сжатия и периоды разнонаправленных вертикальных движений. В определенные периоды жизни пояса превращались в зоны протяженных прогибов, формирующих моря с участками переходной коры, а затем испытывали разновозрастной орогенез. Некоторые из подвижных поясов были преддверием зон роста океанической коры, некоторые остановились в развитии на стадии молодых рифтов, некоторые сохранили основные черты включая латеральную и/или вертикальную подвижность до наших дней (Гималайско-Альпийский складчатый пояс, Кордильеры, Анды), некоторые завершили свое развитие, превратившись в сублинейные горные системы (Урало-Монгольский складчатый пояс, Аппалачи);
- океанская кора является результатом расширения Земли в палеозое, мезозое и кайнозое. Континентальная кора формировалась длительный период времени вокруг древних кратонов, начиная с катархея по мезозой, в результате многократного переплавления базальтов в граниты, переотложения и метаморфизма гранитоидных пород в гранитогнейсы в условиях значительного изначального содержания воды и легких компонентов. Воздействие дегазации и гравитации на океанскую и континентальную кору различно. Океанская кора появилась исключительно за счет роста объема мантии и расширения Земли, а также за счет деградации континентальной коры и вовлечения ее в процесс океанизации [13]. Вся появившаяся в последние 350 млн лет океанская кора постоянно находилась под одновременным воздействием сил неравномерного расширения и сил гравитации, испытывала линейные перемещения по линиям хребтов и трансформных разломов, что визуально прослеживается в виде сеток линеаментов по всей поверхности океанской коры.

Рис. 4. В США почти 100 % всех шельфовых территорий были запланированы к лицензионному конкурсному распределению для производства поисковых работ на нефть и газ уже в самом начале XXI столетия
Fig. 4. In the United States, almost 100 % of all offshore areas were planned for licensing and competitive distribution for the production of prospecting works for oil and gas at the very beginning of the XXI century

Континентальная кора, являясь значительно более мощной и жесткой, при одновременном воздействии сил расширения и гравитации ведет себя по-другому. Она растрескивается, образуя островные архипелаги, окруженные океанской корой и корой переходных типов, испытывает погружение в зонах зарождения тектоногенов (тектоноген — зона коры, подверженная интенсивному локальному воздействию дегазации [6, 7]) и воздымание в зонах угасания тектоногенов. Континентальная кора подвергалась влиянию сил расширения мантии и гравитации одновременно с воздействием растягивающих и сжимающих действий, связанных с гравитационной компенсацией/выравниванием геоидной формы Земли, что приводило к образованию различных дополнительных видов складчатости и различных по протяженности зон растяжения коры, чехла и иных тектонических форм (надвигов, шарьяжей, поднадвигов, кручений). Отдельные блоки литосферы континентальной и океанической в результате вышеописанных воздействий испытывают взаимное влияние, приводящее к коллизиям в граничных областях данных блоков, включая надвиги, поддвиги. Движения коры в результате воздействия разнонаправленных перемещений вещества верхней мантии принимали разновекторные характеристики, включая «вихревые» движения, приводящие к возникновению в осадочном чехле разноразмерных, структурных объектов с круговым «цветковым» или «кулисным» разломным оперением [17]. Все эти процессы вызывают вязкое трение в астеносфере с повышением температуры и жесткое трение в литосфере, что вместе является триггером для сейсмоактивности и магматизма, а также для прорыва флюидов дегазации через фундамент в осадочный чехол;

- дегазация является основным фактором, влияющим на состав и эволюцию атмосферы. Часть легких элементов при движении вверх через атмосферу вовлечена в процесс диссипации, что приводит к исчерпанию энергетического потенциала Земли.

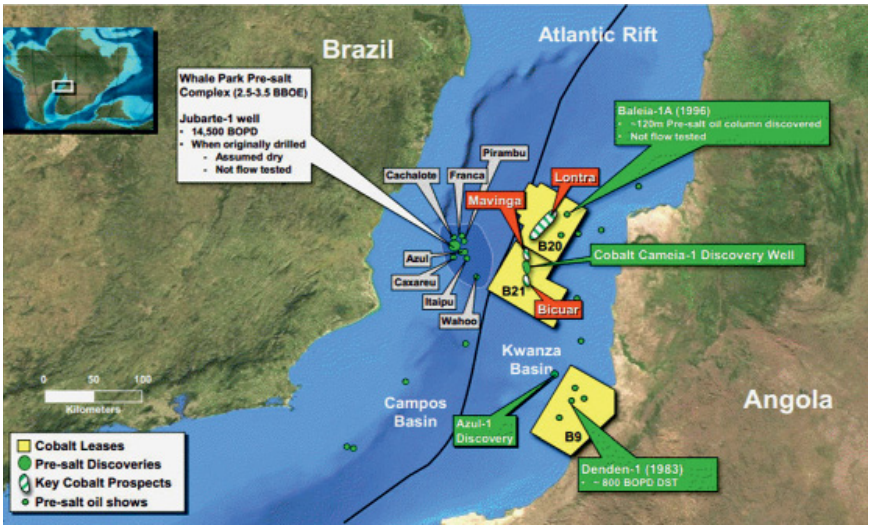


Рис. 5. Распределение открытых и предполагаемых месторождений УВ в подсолевых отложениях в краевых частях пассивных океанических окраин акватории Атлантического океана (зеленый цвет)
Fig. 5. Distribution of discovered and prospective hydrocarbon deposits in subsalt sediments in the marginal parts of the passive oceanic margins of the Atlantic Ocean (green)

Аспект нефтегазоносности исходя из дегазационно-гравитационной гипотезы

Дегазационно-гравитационная гипотеза позволяет иначе взглянуть на многие вопросы, связанные с происхождением различных видов полезных ископаемых, включая металлогенез, а также на существующие проблемы нефтегазовой геологии и по-иному рассматривать перспективы новых открытий.

Неравномерность распределения уже известных запасов углеводородов в недрах Земли не находит уверенных объяснений в рамках существующих доктрин развития планеты (рис. 1).

Дегазационно-гравитационная гипотеза дает ключ к пониманию факторов, влияющих на неравномерность распространения крупных и гигантских месторождений нефти и газа в различных сегментах земной коры.

Вертикальные дегазационные потоки водорода, метана, углекислоты и воды, прорываясь из верхней мантии в ослабленные зоны литосферы, относительно быстро дегазируются в атмосферу или создают зоны глубинной начальной аккумуляции метана и других легких газов, часть из которых в дальнейшем может, медленно мигрируя через разломные и пористые зоны фундамента и чехла, формировать газовые и нефтяные месторождения. Нефтяные скопления развиваются там, где для метана и водорода возникают условия формирования простейших соединений с азотом, фосфором и серой в присутствии сообществ литосферных микроорганизмов, подвергающих флюидопоток сложной многоступенчатой эволюции, трансформируя его в сложные жидкие углеводороды, которые в дальнейшем в дисперсном состоянии вместе с газом мигрируют вверх к ловушкам аккумуляции [21].

Первичные водонасыщенные осадочные породы, с большой степенью вероятности, являлись колыбелью жизни на Земле. Первые миллиарды лет жизнь на Земле была представлена именно простейшими: археями, прокариотами и т.д., многочисленные семейства которых по мере погружения сегментов осадочного чехла приспособились к жизни на огромных глубинах. Потоки глубинных флюидов являлись источником необходимых энергопроизводящих веществ и катализаторов для всего разнообразия процессов подземной жизни. Способность к продолжительному анабиозу обеспечивает многомиллионнолетнюю выживаемость представителей подземного микромира в периоды временных изменений условий среды. Баланс температуры и давления определяет максимальные глубины выживаемости микроорганизмов.

Природный газ, при наличии технических возможностей, может быть найден под любыми надежными барьерами в условиях континентальной, переходной и морской коры, до глубин, составляющих несколько десятков тысяч метров. Вероятность открытия зон газонакопления в нестандартных коллекторах с высоким содержанием водорода возрастает с глубиной. Большая часть запасов природных газов пока не открыта из-за технической недосягаемости. Нефть, как правило, находят там, где присутствуют континентальные или постконтинентальные водонасыщенные осадочные породы или проницаемые породы фундамента, в которых сложились условия для существования многоэтажного мира подземной биоты. Максимальная глубина залегания нефтяных залежей, которые будут обнаружены в будущем, из-за температурных ограничений вряд ли превысит 15 000 м.

Мощные дегазационные потоки через океанскую кору в основном рассеиваются в гидросфере и атмосфере из-за отсутствия стабильных покрышек. Поэтому основные объекты поиска нефти и газа представляют собой участки коры континентального или переходного типов, имеющие каналы, разломы или зоны трещиноватости, обеспечивающие условия для вертикальной миграции и аккумуляции дегазационных флюидов под зонами хороших покрышек. Большой интерес представляют собой как внутренние моря, так и почти все континентальные окраины и шельфовые акватории, зоны заливов, дельт и палеодельт, имеющие развитый осадочный чехол (рис. 4). В комбинации с дегазационным потенциалом океанской и переходной коры наличие коллекторов и надежных покрышек в окраинных сегментах шельфа может быть хранилищем существенных запасов УВ, отдельные из которых могут быть восполняемыми [20]. Дополнительно, в ближайшем будущем, при дальнейшем развитии методов сейсморазведки и иных методов отдельным перспективным направлением может стать поиск залежей газа под базальтовыми покрышками на акваториях океанов, не имеющих осадочного чехла.

Крупные и гигантские скопления УВ связаны с сегментами литосферы, испытавшими продолжительные по времени и/или значительные по объему проявления дегазационного флюидопотока, в тех случаях, когда на таких участках литосферы присутствуют крупные резервуары и надежные региональные покрышки.

Базовые положения для поисковых задач, направленных на идентификацию крупных скоплений УВ, исходя из дегазационно-гравитационной гипотезы предполагают:

1. наличие глубинных механизмов формирования углеводородов в результате глубинной дегазации, позволяющее считать, что основные ресурсы/запасы УВ до сих пор не были открыты

из-за различных технических ограничений поискового процесса и могут быть открыты в дальнейшем;
2. поиски углеводородов в породах фундамента и глубокозалегающих отложениях приобретают новый существенный интерес;
3. выявление структурных особенностей, связанных с неотектоническими событиями (современными, четвертичными и неогеновыми), включая идентификацию структур горизонтального сдвига [17], служащих важным фактором для миграции дегазационных флюидов через фундамент в осадочный чехол, представляет огромный интерес в плане обнаружения «свежих» зон аккумуляции УВ в разновозрастных отложениях;
4. одной из поисковых задач становится выявление восполняемых зон накопления УВ, в первую очередь зон аккумуляции природных газов;
5. основными целями для поиска крупных и гигантских скоплений УВ являются:
   - зоны развития рифтов, унаследованного или циклического типа;
   - наложенные континентальные и морские впадины, включая впадины внутриконтинентальных и окраинных морей;
   - зоны деградации континентальной коры в граничных зонах океанов и окраинных морей;
   - континентальные локальные или линейные зоны трещиноватости фундамента, обеспечивающие подпитку осадочного чехла дегазационными флюидами из подкорового пространства;
   - комбинации перечисленных выше элементов;
6. большая часть шельфовых акваторий, включая пассивные окраины континентов, также является целью для поиска значительных по запасам скоплений УВ (рис. 4, 5). Причиной этому является наличие в подобных зонах периодически проницаемых «стыковых» нарушений между разными блоками коры.

Важным для понимания региональной нефтегазоносности на уровне бассейнов является изучение «проницаемости» или палеопроницаемости фундамента, связанной с разломами и трещиноватостью, субвертикальными трубными каналами в фундаменте и осадочном разрезе каждого изучаемого бассейна. Крайне актуальными становятся методы глубинного исследования фундамента. Выявление морфологических и геофизических признаков проницаемости осадочного чехла и фундамента в результате неотектонической активности в локальном масштабе, включая структуры растяжения фундамента и чехла, «структуры горизонтального сдвига» [17], на уровне бассейнов, с использованием данных сейсморазведки, космосъемки, становится одной из основополагающих задач при поиске новых зон аккумуляции УВ.

Степень «проницаемости» фундамента и части осадочного чехла для водородно-метановой дегазации, интенсивность дегазационных потоков и время их проявления, а также набор коллекторов и герметичность покрышек определяют текущий ресурсный потенциал бассейна. Возраст, тип пород осадочного чехла, их физические и коллекторские свойства, а также степень насыщения фундамента и осадочного чехла микроорганизмами определяют тип и разновидности углеводородов в залежах.

Основными факторами, контролирующими формирование гигантских и крупных скоплений УВ в пределах нефтегазоносного бассейна, являются:
- наличие на локальном участке континентальной или переходной коры зон долговременной или недавней глубинной дегазации, обусловленной глубинными газовыми скоплениями в подкоровом пространстве или прорывами дегазационного вещества в осадочный чехол;
- наличие хорошо развитых коллекторов и покрышек в стратиграфических горизонтах осадочного чехла или фундамента бассейна;
- насыщение пород фундамента и осадочного чехла микроорганизмами, влияющими на многостадийную переработку дегазационного вещества в сложные органические соединения, формирующие состав нефтяных залежей;
- уровень неотектонической активности на исследуемом участке.

Неотектонические процессы и землетрясения, увеличивающие «проницаемость» фундамента и осадочного чехла, являются дополнительным важным фактором для понимания условий формирования месторождений сланцевой нефти и сланцевого газа. Комбинация наличия выдержанного распространения покрышек и нижезалегающих сланцевых пород определенного типа на значительных площадях, расположенных над глубинными зонами аккумуляции газов дегазации, при воздействии неотектонических движений, генерирующих развитие систем трещиноватости, в настоящее время (и в прошлом) предопределяют высокую вероятность формирования крупных зон газонакопления в слабопроницаемых сланцевых породах, в том числе на небольших глубинах. В случае наличия микроорганизмов в сланцевых и подстилающих породах и фундаменте в этих же условиях формируются залежи сланцевой нефти.

Итоги

Предложена новая гипотеза динамического развития Земли, определяющая основными эндогенными факторами влияния глобальную дегазацию и гравитацию.
Использование положений данной гипотезы позволяет по-новому взглянуть на историю и движущие силы развития литосферы, причины дегазации и ее роль в формировании крупнейших зон нефтегазонакопления.

Выводы

В рамках предложенной гипотезы даются объяснения причинам уникальности физического, химического и геологического отличия Земли от планет своей группы. Предложен новый подход к определению перспектив нефтегазоносности и их связь с процессами дегазации.

Литература

1. Валяев Б.М. Проблема генезиса нефтегазовых месторождений: теоретические аспекты и практическая значимость // Генезис углеводородных флюидов и месторождений. М.: Геос, 2006. С. 14–22.
2. Дмитриевский А.Н. Теоретические основы и механизмы формирования энергоактивных и флюидонасыщенных зон Земли. М.: ГЕОС, 2011. 33 с.
3. Шустер В.Л., Пуанова С.А. Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих доюрских отложений Западной Сибири // Георесурсы. 2018. Том 20. № 2. С. 67–80.
4. Кропоткин П.Н. Дегазация Земли и происхождение углеводородов // Всесоюзного химического общества им. Д.И. Менделеева. 1986. Том XXXI. № 5. С. 60–67.
5. Кудрявцев Н.А. Глубинные разломы и нефтяные месторождения. Ленинград: Гостоптехиздат, 1963. 220 с.
6. Ларин В.Н. О роли водорода в развитии Земли. Научные собрания. М.: ИМГРЭ, 1971. Вып. 6. 79 с.
7. Ларин В.Н. Наша Земля (Происхождение, состав, строение и развитие изначально гидридной Земли). М.: Агар, 2005. 242 с.
8. Маракушев А.А. Происхождение и эволюция Земли и других планет Солнечной системы. М.: Наука, 1992. 204 с.
9. Маракушев А.А. Происхождение Земли и природа ее эндогенной активности. М.: Наука, 1999. 252 с.
10. Маракушев А.А., Маракушев С.А. Происхождение и флюидная эволюция Земли // Пространство и время. 2010. № 1. С. 98–118.
11. Никитин М. Происхождение жизни. От туманности до клетки. М.: АНФ, 2016. 542 с.
12. Мирлин Е.Г., Кононов М.В., Миронов Ю.В. Вихревые движения в литосфере при океаногенезе // Фундаментальные исследования океанов и морей. Кн. 2. М.: Наука, 2006. С. 86–111.
13. Орленок В.В. История океанизации Земли. Калининград: Янтарный сказ, 1998. 248 с.
14. Семененко Н.П. Континентальная кора. Киев: Наукова думка, 1975. 198 с.
15. Семененко Н.П. Геохимическая кислородно-водородная модель Земли. Киев: Наукова думка, 1974. 16 с.
16. Семененко Н.П. Кислородно-водородная модель Земли. Киев: Наукова думка, 1990. 246 с.
17. Тимурзиев А.И. Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: тектонофизический и флюидодинамический аспекты (в связи с нефтегазоносностью). М.: Центральная геофизическая экспедиция, 2009. 40 с.
18. Шевченко И.В. Изучение перспектив нефтегазоносности Южного Каспия на основе новых представлений о геодинамическом развитии региона // Экспозиция Нефть Газ. 2013. № 4. С. 9–15.
19. Шевченко И.В., Силкин С.А. Изучение распределения концентраций водорода в осадочном чехле юго-западной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Экспозиция Нефть Газ. 2015. № 6. С. 49–51.
20. Шевченко И.В. О восполняемости запасов углеводородов // Экспозиция Нефть Газ. 2017. № 2. С. 28–33.
21. Шевченко И.В. Дегазация Земли, простейшие формы жизни и углеводороды // Экспозиция Нефть Газ. 2017. № 7. С. 12–17.
22. Хейзен Р. История Земли. Москва: АНФ, 2018. 390 с.
23. Asphaug E. Impact origin of the Moon? Annual review of Earth and planetary sciences, 2014, issue 42, P. 551–578. (In Eng).
24. Canup R.M., Asphaug E. Origin of the Moon in a giant impact near the end of the Earth formation. Nature, 2001, Vol. 412, P. 708–712. (In Eng).

25. Gold T., Soter S. The deep Earth gas hypothesis. Scientific American, 1980, Vol. 242, issue 6, P. 154–161. (In Eng).
26. Goldblatt C., Zahnle K.J., Sleep N.H., Nisbet E.G. The eons of Chaos and Hades. Solid Earth, 2010, issue 1, P. 1–3. (In Russ).
27. Lock S.J., Stewart S.T. The structure of terrestrial bodies: impact heating, corotation limits and synestias. JGR Planets, 2017, Vol. 122, issue 5, P. 950–982. (In Eng).
28. Lock S.J., Stewart S.T., Petaev M.I., Leinhardt Z., Mace M.T., Jacobsen S.B., Cuk M.The origin of the Moon within a terrestrial synestia. JGR Planets, 2018, Vol. 123, issue 4, P. 910–951. (In Eng).
29. Martin H., Albarède F., Claeys P. et al. Building of habitable planet. Earth, Moons and Planets, 2006, Vol. 98, issue 1–4, P. 97–151. (In Eng).
30. Montmerle T., Augereau JC., Chaussidon M. et al. Solar System formation and early evolution: the first 100 million years. Earth, Moons and Planets, 2006, vol. 98, issue 1–4, P. 39–95. (In Eng).
31. Morbidelli A., Levison H.F., Tsiganis K., Gomes R. Chaotic capture of Jupiter's Trojan asteroids in the early Solar System. Nature, 2005, Vol. 435, issue 7040, P. 462–465. (In Eng).

ENGLISH

Results
A new hypothesis of the Earth's dynamic development is proposed, which determines the main endogenous factors of influence – global degassing and gravity. The use of the provisions of this hypothesis allows us to take a fresh look at the history and driving forces of the development of the lithosphere, the causes of degassing and its role in the formation of the largest zones of oil and gas accumulation.

Conclusions
Within the framework of the proposed hypothesis, explanations are given for the reasons for the uniqueness of the physical, chemical and geological differences between the Earth and the planets of its group. A new approach to determining the prospects for oil and gas content and their relationship with degassing processes is proposed.

Referens

1. Valyaev B.M. The problem of genesis of oil and gas fields: theoretical aspects and practical importance. Genezs hydrocarbon fluids and deposits. Moscow: Geos, 2006, P. 14–22. (In Russ).
2. Dmitrievsky A.N. Theoretical foundations and mechanisms of formation and fluid-saturated zones of the Earth. Moscow: GEOS, 2011, 33 p. (In Russ).
3. Schuster V.L., Puanova S.A. A new approach to the prospects of the oil and gas bearing of deep-seated Jurassic deposits in the Western Siberia. Georesources, 2018, Vol. 20, P. 67–80. (In Russ).
4. Kropotkin P.N. Degassing of the Earth and the origin of the hydrocarbons. Journal of the all-union chemical society D.I. Mendeleeva, 1986, Vol. XXXI, issue 5, P. 60–67. (In Russ).
5. Kudryavtsev N.A. Deep faults and oil fields. Leningrad: Gostoptekhizdat, 1963, 220 p. (In Russ).
6. Larin V.N. On the role of hydrogen in the development of the Earth. Scientific meetings. Moscow: IMGRE, 1971, issue 6, 79 p. (In Russ).
7. Larin V.N. Our Earth (Genesis, composition, structure and development of original hydride Earth). Moscow: Agar, 2005, 242 p. (In Russ).
8. Marakushev A.A. Origin and evolution of the Earth and the other planets of the solar system. Moscow: Nauka, 1992, 204 p. (In Russ).
9. Marakushev A.A. Origin of the Earth and its endogenic activity. Moscow: Nauka, 1999, 252 p. (In Russ).
10. Marakushev A.A., Marakushev S.A Origin and fluid evolution of the Earth. Space and time, issue 1, P. 98–118. (In Russ).
11. Nikitin M. Life genesis. From nebula to cell, Moscow, ANF, 2016 (In Russ).
12. Mirlin E.G., Kononov M.V., Mironov Y.V. Basic researches of oceans and seas, Moscow. (In Russ).
13. Orlenok V.V. History of Oceanization of the Earth. Kaliningrad: Yantarny skaz, 1998, 248 p. (In Russ).
14. Semenenko N.P. Continental crust. Kiev: Naukova dumka, 1975, 198 p. (In Russ).
15. Semenenko N.P. Geochemical oxygen-hydrogen model of the Earth. Kiev: Naukova dumka, 1974, 16 p. (In Russ).
16. Semenenko N.P. Oxygen-hydrogen model of the Earth. Kiev: Naukova dumka, 1990, 246 p. (In Russ).
17. Timurziev A.I. The latest shear tectonics of sedimentary basins: tectonophysical and fluid-dynamic aspects (in connection with oil and gas content). Moscow: Tsentralnaya geofizicheskaya ekspeditsiya, 2009, 40 p. (In Russ).
18. Shevchenko I.V. The South Caspian oil and gas perspectives study based on new conception of the regional geodynamic development. Exposition Oil Gas, 2013, issue 4, P. 9–15. (In Russ).
19. Shevchenko I.V., Silkin S.A. The study of the hydrogen concentration structure in the sedimentary cover of the South-Western part of the Volga-Ural oil and gas province. Exposition Oil Gas, 2015, issue 6, P. 49–51. (In Russ).
20. Shevchenko I.V. Recruitment rate of hydrocarbon reserves. Exposition Oil Gas, 2017, issue 2, P. 28–33. (In Russ).
21. Shevchenko I.V. Earth degassing, elementary life forms and hydrocarbons. Exposition Oil Gas, 2017, issue 7, P. 12–17. (In Russ).
22. Hazen R. The story of Earth. Moscow, ANF, 2018, 390 c. (In Russ).
23. Asphaug E. Impact origin of the Moon? Annual review of Earth and planetary sciences, 2014, issue 42, P.551–578. (In Eng).
24. Canup R.M., Asphaug E. Origin of the Moon in a giant impact near the end of the Earth formation. Nature, 2001, Vol. 412, P. 708–712. (In Eng).
25. Gold T., Soter S. The deep Earth gas hypothesis. Scientific American, 1980, Vol. 242, issue 6, P. 154–161. (In Eng).
26. Goldblatt C., Zahnle K.J., Sleep N.H., Nisbet E.G. The eons of Chaos and Hades. Solid Earth, 2010, issue 1, P. 1–3. (In Russ).
27. Lock S.J., Stewart S.T. The structure of terrestrial bodies: impact heating, corotation limits and synestias. JGR Planets, 2017, Vol. 122, issue 5, P. 950–982. (In Eng).
28. Lock S.J., Stewart S.T., Petaev M.I., Leinhardt Z., Mace M.T., Jacobsen S.B., Cuk M. The origin of the Moon within a terrestrial synestia. JGR Planets, 2018, Vol. 123, issue 4, P. 910–951. (In Eng).
29. Martin H., Albarède F., Claeys P. et al. Building of habitable planet. Earth, Moons and Planets, 2006, Vol. 98, issue 1–4, P. 97–151. (In Eng).
30. Montmerle T., Augereau JC., Chaussidon M. et al. Solar System formation and early evolution: the first 100 million years. Earth, Moons and Planets, 2006, vol. 98, issue 1–4, P. 39–95. (In Eng).
31. Morbidelli A., Levison H.F., Tsiganis K., Gomes R. Chaotic capture of Jupiter's Trojan asteroids in the early Solar System. Nature, 2005, Vol. 435, issue 7040, P. 462–465. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Шевченко Игорь Валерьевич, к. г.-м. н., технический советник, Управляющая Компания «КорСарНефть», Москва, Россия
Для контактов: ivshevch@dol.ru

Shevchenko Igor Valerevich, ph.d. of geologo-mineralogical sciences, technical adviser, "Corsarneft" Management Company, Moscow, Russia
Corresponding author: ivshevch@dol.ru

Представительство компании MOXA
www.moxa.com; russia@moxa.com;
+7 495 287 09 29

Упростите развертывание полевой локальной сети

с использованием сверхкомпактных универсальных промышленных неуправляемых коммутаторов

Для удовлетворения потребностей быстрорастущих промышленных сетей, компанией MOXA была разработана новая серия промышленных неуправляемых Ethernet-коммутаторов — EDS-2000 с очень компактными размерами, которая обеспечивает надежность, гибкость и легкое развертывание сети для широкого круга промышленных приложений.

Серия EDS-2000

Сверхкомпактная конструкция для удобного размещения в шкафах управления

Повышенная эффективность передачи данных с помощью функций QoS и BSP

Автоматические оповещения об отказах в системе электропитания и сбоях в работе портов

До 2 гигабитных комбинированных портов для высокоскоростных и гибких восходящих каналов

Резервные входы питания с диапазоном от 9,6 до 60 В постоянного тока

Надежная работа в условиях экстремального холода и жары

Сверхкомпактный размер

EDS-2000-EL

Линейка промышленных неуправляемых коммутаторов от компании MOXA обеспечивает максимальную надежность, что дает им возможность выдерживать экстремальные условия, завоевывать доверие и удовлетворять требованиям клиентов по всему миру посредством тысяч долгосрочных развертываний по всему миру.

Широкий набор опций

- Опции Full Gigabit
- Варианты медных и оптоволоконных кабелей
- Функции QoS и BSP для эффективного трафика
- Резервные входы питания
- Рабочая температура от -40 до +75 °C
- Разнообразные промышленные сертификаты

EDS-2000

Базовый
Лучшее предложение

Расширенный
Порты высокой плотности

Стандарт
Усиленная конструкция

Full Gigabit
Широкая полоса пропускания

	EDS-2000-EL	EDS-2000-ML	EDS-200A	EDS-G200/G300
Характеристики	• Сверхкомпактный размер • QoS, BSP DIP-коммутатор • Металлический/пластиковый корпус	• Высокая плотность портов • QoS, BSP DIP-коммутатор • Предупреждение о релейном выходе	Резервные двойные входы 12/24/48 В постоянного тока	• Оптоволоконные гигабитные соединения • Поддержка Jumbo-кадров для улучшения производительности
Ethernet-порты	5/8	10/16/18	5/8	5/8
Гигабитные порты	–	2	–	5/8
Оптовол. порты	до 1	до 2	до 2	до 2
Раб. температура	От -10 до +60 °C / от -40 до +75 °C (-T модели)			
Промышленные сертификаты	CE/FCC, UL 61010-2-201, EN 62368-1 (LVD), CISPR (EN 55032)	C1D2, ATEX, IECEx, DNV**, EN 50121-4, NEMA TS2, UL 61010-2-201	C1D2, ATEX, IECEx, DNV, ABS, LR, NK, EN 50121-4, NEMA TS2, UL 508	

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-33-39 УДК 553.98 (571.1) I Научная статья

Особенности моделирования низкопроницаемых коллекторов неантиклинальных залежей Ай-Пимского вала

Шустер В.Л. [1], **Волошин М.Г.** [2], **Тюкавкина О.В.** [1], **Волошина Е.В.** [2], **Капитонова И.Л.** [3]
[1]Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия,
[2]ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе», Москва, Россия,
[3]ФГАОУ ВО «Российский университет дружбы народов», Москва, Россия
tov.sing@mail.ru

Аннотация
В работе рассмотрены вопросы детального построения 3D-моделей для увеличения положительного эффекта при решении вопросов картирования тонкослоистых коллекторов пласта $АС_{12}$ и повышения эффективности извлечения запасов углеводородов из неантиклинальных, низкопроницаемых залежей в пределах длительно разрабатываемых месторождений. Предложенный авторами подход к моделированию поможет оценить сложность строения залежи пласта $АС_{12}$ в пределах разрабатываемых месторождений Ай-Пимского вала и соседних площадей Метельной группы поднятий, а также оценить возможность обнаружения перспективных нефтенасыщенных зон и в некотором смысле исключить значительные затраты и рискованные инвестиции на постановку поисковых работ.

Материалы и методы
Результаты отражены в виде рисунков, графических иллюстраций из программы Petrel, выводов.

Ключевые слова
низкопроницаемый коллектор, неантиклинальная залежь, моделирование, фильтрационно-емкостные свойства

Для цитирования
Шустер В.Л., Волошин М.Г., Тюкавкина О.В., Волошина Е.В., Капитонова И.Л. Особенности моделирования низкопроницаемых коллекторов неантиклинальных залежей Ай-Пимского вала // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 6. С. 33–39. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-33-39

Поступила в редакцию: 17.11.2021

UDC 553.98 (571.1) I Original Paper

Special features of modeling of low-permeability reservoirs of non-anticlinal deposits of the Ai-Pimsky swell

Shuster V.L. [1], **Voloshin M.G.** [2], **Tyukavkina O.V.** [1], **Voloshina E.V.** [2], **Kapitonova I.L.** [3]
[1]Oil and Gas Research Institute RAS, Moscow, Russia, [2]Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geo-logical Prospecting, Moscow, Russia,
[3] Peoples' Friendship University of Russia (RUDN University), Moscow, Russia
tov.sing@mail.ru

Abstract
In this paper are examined the issues of using 3D modeling to increase the positive effect when solving the issues of mapping thin-layered reservoirs of the AC_{12} formation and increasing the efficiency of extracting hydrocarbon reserves from non-anticlinal, low-permeability reservoirs within long-term developed fields. The approach to modeling proposed by the authors will help to assess the complexity of the reservoir structure of the AC_{12} formation within the developed fields of the Ai-Pimsky swell and adjacent areas of the Blizzard group of uplifts, as well as assess the possibility of detecting promising oil-saturated zones and, in a sense, exclude significant costs and risky investments for setting up prospecting works.

Materials and methods
The results are in the form of figures, graphic illustrations from the Petrel program and conclusions.

Keywords
low-permeability reservoir, non-anticlinal reservoir, modeling, reservoir properties

For citation
Shuster V.L., Voloshin M.G., Tyukavkina O.V., Voloshina E.V., Kapitonova I.L. Special features of modeling of low-permeability reservoirs of non-anticlinal deposits of the Ai-Pimsky swell. Exposition Oil Gas, 2021, issue 6, P. 33–39. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-33-39

Received: 17.11.2021

В настоящее время оценка ресурсной базы продуктивных горизонтов месторождений Западной Сибири, которые находятся длительное время в эксплуатации, является одним из самых актуальных вопросов, ответ на который может быть дан только при «индивидуальном» подходе к изучению залежи и определению вектора исследований, обусловленного как геологическими, так и технологическими особенностями объекта разработки.

Актуальность исследований обусловлена фактором инвестирования нефтяными компаниями средств в основном на доизучение длительно разрабатываемых месторождений с относительно высокой степенью разбуренности площади. При этом завершающая стадия разработки месторождений требует применения усовершенствованных методов изучения сложнопостроенных объектов, в том числе неантиклинальных залежей, с помощью комплексирования разнородной геолого-промысловой информации, качественной интерпретации данных сейсморазведки (2D, 3D, МГОТ), ГИС и бурения для построения адекватных моделей и подсчета запасов нефти и газа. При этом особое внимание должно уделяться скважинным данным: группировке скважинных данных по качеству; полноте и равномерности их распределения по площади исследуемого участка; выявлению возникающих неточностей (например, погрешностей при регистрации сигналов в зондах, при измерениях инклинометрии, в скважинных отбивках реперов и др.).

Картирование тонкослоистого коллектора в условиях разнородной геолого-промысловой информации, оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллектора по вертикали (стволу скважины) и по латерали, выявление участков для первичного разбуривания исследуемой площади.

На основании обобщения исследований, проведенных авторами [1], которые суммировали материал по нижне-среднеюрским отложениям Западной Сибири и выявили отчетливые закономерности в развитии процессов осадконакопления, обусловленные многими причинами, в том числе колебаниями уровня сибирских морей [1], стало возможным детализировать геолого-промысловые данные в уже установленных границах горизонтов, пачек, свит, подсвит глинистого состава, отвечающих времени повышения уровня сибирских морей и преимущественно песчано-алевритовых толщ, отвечающих времени регрессий. Эта особенность строения разрезов отражена в региональных корреляционных стратиграфических схемах отложений Западной Сибири, утвержденных МСК РФ в 1991 и 2004 гг., а также в работах [2–4], и явилась основой для выделения нефтегазогеологических подразделений (комплексов, подкомплексов и экранирующих толщ, продуктивных и перспективных пластов-коллекторов).

С позиций литолого-фациального районирования в ранне-среднеюрском сибирском бассейне выделяются следующие фациальные области, по площади примерно соответствующие основным структурно-тектоническим единицам территории: морская Ямало-Гыданская, переходная Обь-Тазовская и субконтинентальная Обь-Иртышская (рис. 1).

Выбранный для исследования район расположен в пределах Обь-Тазовской переходной области, которая разделяется на Обь-Иртышскую, Нижнеобскую, Надымскую, Фроловскую, Уренгойскую, Варьеганскую, Часельскую, Приенисейскую, Нюрольскую и Тымскую. Ориентировка фациальных зон преимущественно меридиональная [1, 5].

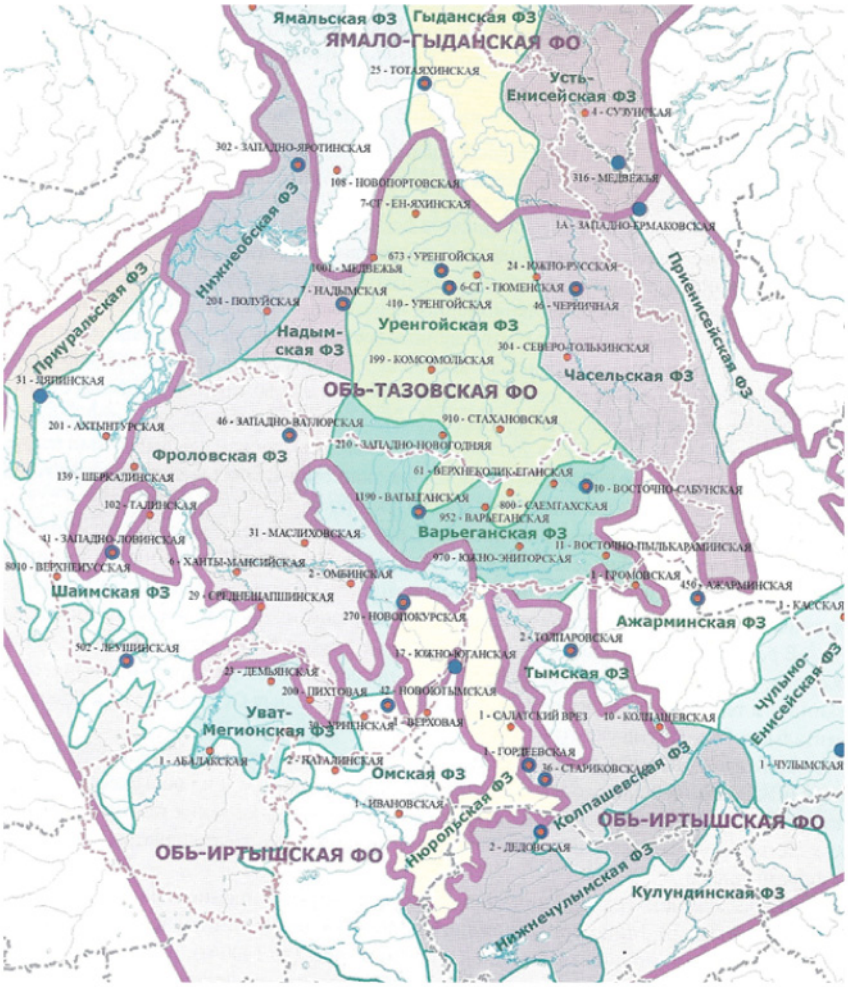


Рис. 1. Схема фациальных районов отложений Западной Сибири [1]
Fig. 1. Scheme of facies regions of deposits of Western Siberia [1]

Ай-Пимкий вал расположен в пределах Фроловской зоны, которая продолжает к югу Надымскую зону и тяготеет к краевой зоне седиментационного бассейна, характеризуется разрезами небольшой мощности (660 м) и отчасти выпадением нижних горизонтов юрской системы, отличается глинизацией основных продуктивных пластов валанжина, небольшими мощностями и линзовидным строением готерив-барремских песчаников, низкодебитностью резервуаров и сложным строением залежей, обусловленных наличием многочисленных экранов и низкой разведанностью. Продуктивность в пределах рассматриваемых месторождений выявлена в пластах $ЮС_2$ (тюменская свита), $ЮС_0$ (баженовская свита), $Ач_4$, $Ач_3$ и $Ач_1$ (ачимовская толща ахской свиты), $БС_{2-3}$ (ахская свита), $АС_{12}$, $АС_{11}$ и $АС_{10}$ (черкашинская свита). Все залежи имеют сложное зональное строение. В связи с подсчетом запасов и разработкой таких объектов встает вопрос об их детальном изучении [2, 5–8].

В целом литолого-фациальное районирование отложений определяет конструкцию региональной стратиграфической схемы, поэтому необходим выбор единых принципов для моделирования неантиклинальных залежей. Так как в основу фациального районирования положены четыре основополагающих признака: генезис отложений, стратиграфическая полнота разрезов, их мощность и состав осадков [1–4], при моделировании это основные этапы установления площади, перспективной для постановки поисково-разведочных работ. Хотелось бы отметить, что на завершающей стадии разработки месторождений, т.е. этапе их доразведки, эти принципы достаточно актуальны, так как позволяют систематизировать материал и понять степень «однотипности»

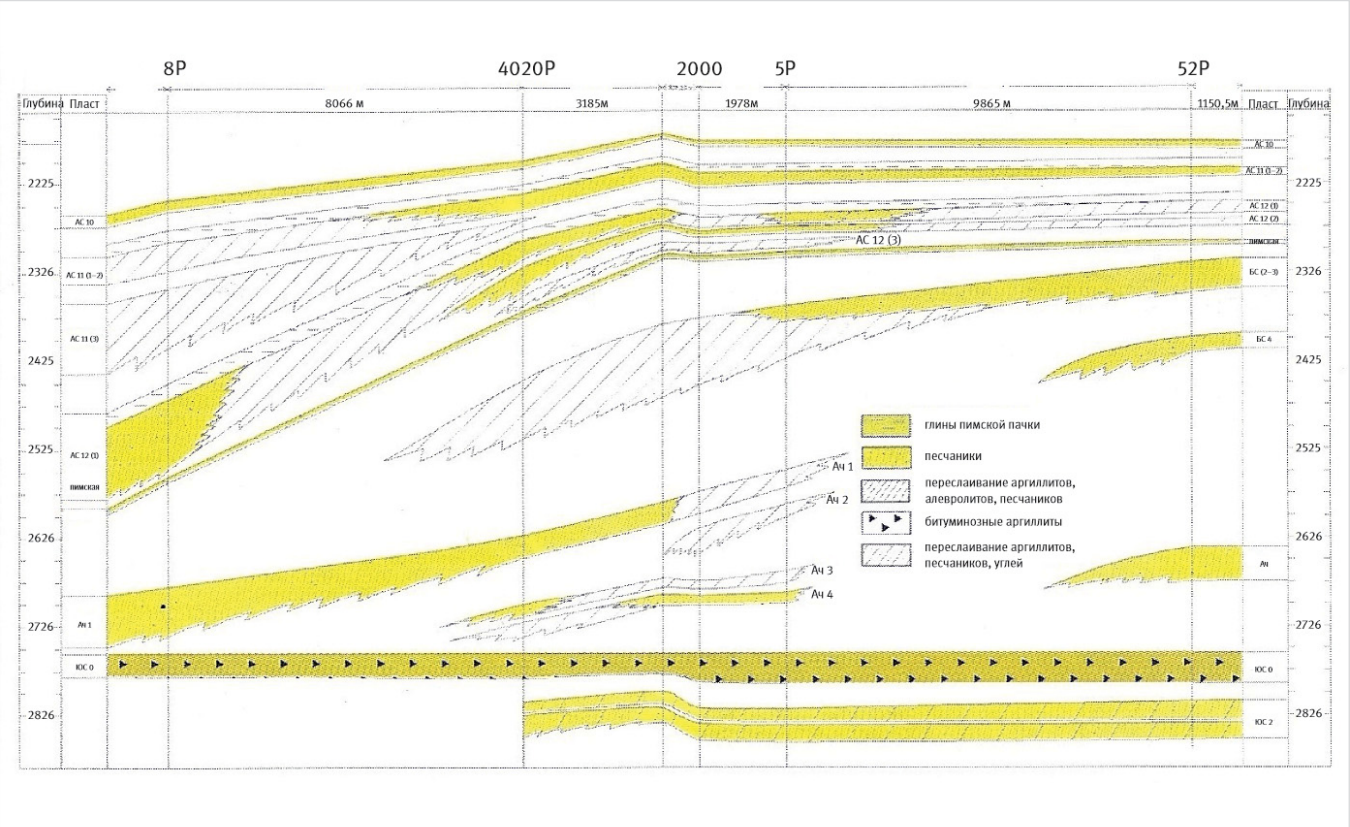


Рис. 2. Палеогеологический разрез верхнеюрских-нижнемеловых отложений на Ай-Пимском месторождении, по данным [7]
Fig. 2. Paleogeological section of the Upper Jurassic-Lower Cretaceous deposits at the Ai-Pimskoye field according to the data [7]

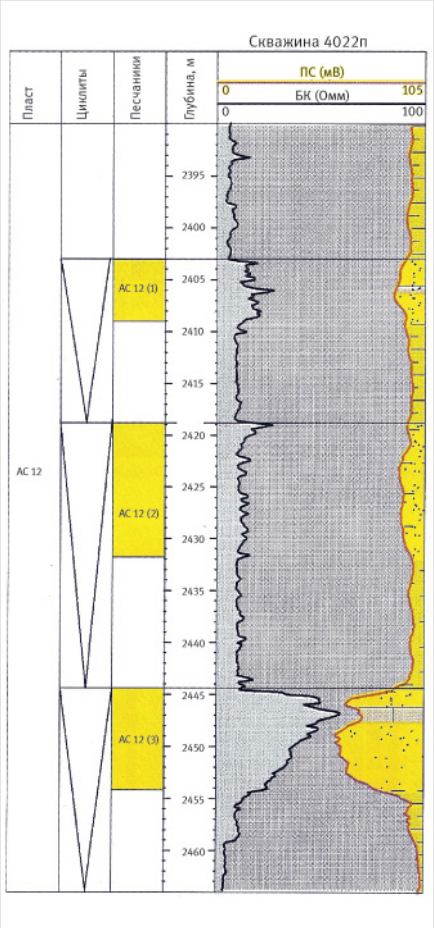


Рис. 3. Строение пласта $АС_{12}$ в скважине 4022 на Ай-Пимском месторождении [7]
Fig. 3. Structure of the AC_{12} formation in well 4022 at the Ai-Pimskoye field [7]

геолого-промысловых данных для того, чтобы отобрать «наиболее качественные» для процесса моделирования.

Глубоководный режим осадконакопления, создавшийся в поздней юре, сохранился в неокоме. Клиноформные комплексы неокома имеют вертикальные амплитуды клиноформ, возрастающие с востока на запад от 200 до 400–500 м, что свидетельствует об увеличении глубин неокомского бассейна от берриаса к готериву [2, 9, 10]. Следовательно, формирование неокомских отложений происходило не только путем засыпания седиментационной емкости, возникшей при кимериджской и волжской трансгрессиях, но и вследствие более мелких — зональных и субрегиональных неокомских — трансгрессий. Глинистые пачки, маркирующие этапы трансгрессий, имеют литогенетические признаки, указывающие на относительно глубоководные условия их формирования. Такими глинистыми пачками являются: быстринская, пимская, сармановская, савуйская, покачевская, чеускинская и ряд других, иногда не имеющих собственного названия в готериве и валанжине (рис. 2) [7], которые могут быть маркирующими горизонтами при построении поисковых и локальных моделей.

Согласно данным авторов [7], для пласта $АС_{12}$ вероятно наличие нескольких самостоятельных залежей в отдельных песчаных линзах. Строение пласта очень сложное. Кроме того, что он развит по площади спорадически в виде отдельных песчаных тел, он очень неоднороден по разрезу и имеет тонкослоистое строение. Мощность песчаных прослоев составляет 1–5 см и реже достигает 20–35 см, хотя все они практически насыщены нефтью.

В целом такой «слоеный пирог», в котором при наличии довольно больших общих толщин, достигающих 25–80 м, эффективные толщины незначительны и равны 2–10 м. В палеогеографическом плане отложения пласта $АС_{12}$ представляют собой отложения песчаных аккумулятивных тел, развитых на бровке шельфа [7].

В силу особенностей строения рассматриваемых объектов, а именно тонкослоистого строения разреза, небольших эффективных толщин коллекторов, наличия многочисленных зон выклинивания и замещения песчаных отложений глинами при их моделировании требуется использование методов и комплексов исследований, включая: трехмерную сейсморазведку, палеотектонические построения, оценку ФЕС при установлении условий осадконакопления.

Трехмерная сейсморазведка — наличие качественных сейсмических материалов достаточной плотности, что позволит определить пространственное расположение песчаных тел; ГИС (разномасштабная акустика, гамма-каротаж, ВИКИЗ). Однако необходимо, чтобы все эти данные имелись по каждой скважине и были сопоставимы [8, 10–13].

Характеристики пород, определенные по керну, очень важны для проведения фациального анализа, для выявления условий осадконакопления, для построения петрофизических зависимостей, контроля за изменением геофизических параметров, а также для оценки ФЕС неантиклинальных залежей. Тем более что на сегодняшний день геофизики не могут предложить надежные алгоритмы, способные работать в тонкослоистых разрезах.

Палеотектонические построения. На первом этапе, используя алгоритм «скользящего окна», подробно представленный в работе авторов [13], был проанализирован имеющийся материал, сформирована локальная база данных (ЛБД) для построения каркаса залежи и установлены зоны ВНК. При этом главным условием для установления

границы площади полигона для моделирования являлось определение распространения песчано-алевролитовых тел (ПАТ) согласно палеотектоническому фактору, т.е. было установлено, что ПАТ приурочены к достаточно плоским горизонтальным или слабонаклонным площадкам — ступеням в клиноформном комплексе или сформированы вдоль зоны перегиба (зоны бровки палеошельфа). Причем полоса песчаников клиноформного комплекса отделена от бровки палеошельфа четкой полосой градиентов, однозначно фиксируемой по временным и структурным картам пимской пачки. Наличие зон градиентов наблюдается и между отдельными ПАТ в пределах каждой из полос. Так, в районе скв. 2000 и 4020п развиты две самостоятельные песчаные линзы, которые «подныривают» одна под другую, то есть имеют «мозаичное» строение друг относительно друга через зону перегиба и представлены выше на рисунке 2 [7].

Такие особенности можно установить по данным сейсморазведки, иногда выраженные ПАТ достаточно хорошо выражены — могут быть отражены на структурных картах (приуроченность к разным приподнятым зонам) и являться своеобразными проверочными реперами при построении модели.

Оценка ФЕС. После региональной и детальной корреляции неокомских отложений в пределах Ай-Пимского вала (Ай-Пимское, Западно-Чигоринское, Назаргалеевское, Биттемское месторождения) в границах пласта $АС_{12}$ выделено три самостоятельных циклита: $АС^1_{12}$, $АС^2_{12}$, $АС^3_{12}$. В основании каждого из них — глины, в кровле — песчаники. Наблюдается увеличение зернистости пород снизу вверх по разрезу каждого из циклитов (рис. 3) [2, 3, 6, 7, 9, 14].

Литологически весь разрез представлен по типу «слоеного пирога».

Пласт $АС_{12}$ представлен частым переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Мощность песчаных и алевритовых прослоев не превышает 10 см. Нефтенасыщенными являются не все прослои песчаников, а лишь те из них, в которых карбонатность не превышает 5 %. По минералогическому составу песчаники и алевролиты пласта $АС_{12}$ относятся к аркозовым, с содержанием обломков пород от 10–15 до 25 %. В песчаниках и алевролитах пласта $АС_{12}$ отмечается очень высокое содержание цемента (от 10–20 до 40–50 %). По типу цемента песчано-алевритовые отложения пласта $АС_{12}$ можно разделить на две группы. Первая — с пленочным и порово-пленочным цементом, где поры выполнены в основном каолинитом и хлоритом, а пленки — хлоритом и гидрослюдой. Вторую группу составляют песчаники и алевролиты с базальным и порово-базальным цементом. Поры здесь выполнены в основном карбонатным материалом [7, 14].

Такие песчаники могли формироваться на бровке палеошельфа при дефиците поступающего обломочного материала. Следовательно, ждать здесь хороших коллекторских свойств не приходится. Фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов в пласте $АС_{12}$ очень низкие. Пористость, изменяясь от 1,1 до 20,8 %, в среднем равна 16,8 %. Проницаемость варьирует от 0,01 до $5{,}3\times10^{-3}$ мкм^2, а в среднем составляет $0{,}84\times10^{-3}$ мкм^2, что соответствует коллекторам 5 и 6-го класса [15]. Значение водоудерживающей способности меняется от 26,1 до 95,5 %, средневзвешенное значение равно 49,9 %. Причем все эти характеристики несколько выше в породах

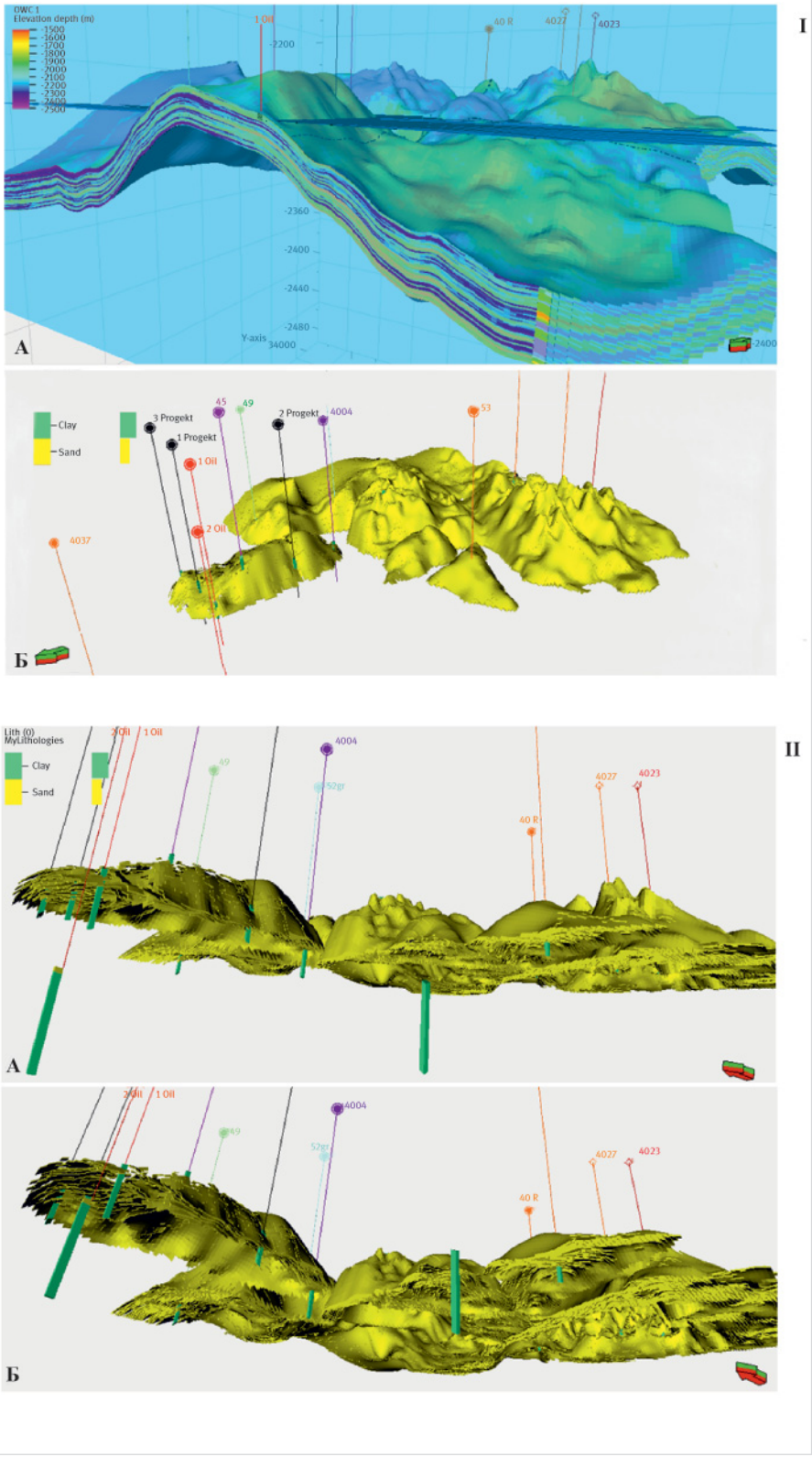


Рис. 4. Граница ВНК для продуктивной части пласта $АС^1_{12}$
I. А — граница ВНК в пределах Ай-Пимского и Западно-Чигоринского месторождений;
Б — Куб NTG. «Отсечение» продуктивной части $АС^1_{12}$ ВНК, наличие песчаной фракции (количественное)
II. А — распространение песчаных фракций в меридиональном направлении;
Б — та же модель, повернутая «выше» к альтитуде устья, для наглядности изображения сложности строения пласта
Fig. 4. OWC boundary for the productive part of the AC^1_{12} formation
I. A – OWC border within the Ai-Pimskoye and Zapadno-Chigorinskoye fields;
Б – NTG Cube. "Cutting off" of the productive part of the AC^1_{12} OWC, the presence of the sand fraction (quantitative)
II. A – distribution of sand fractions in the meridional direction; Б – the same model, turned "higher" to the wellhead altitude, for clarity of depicting the complexity of the reservoir structure

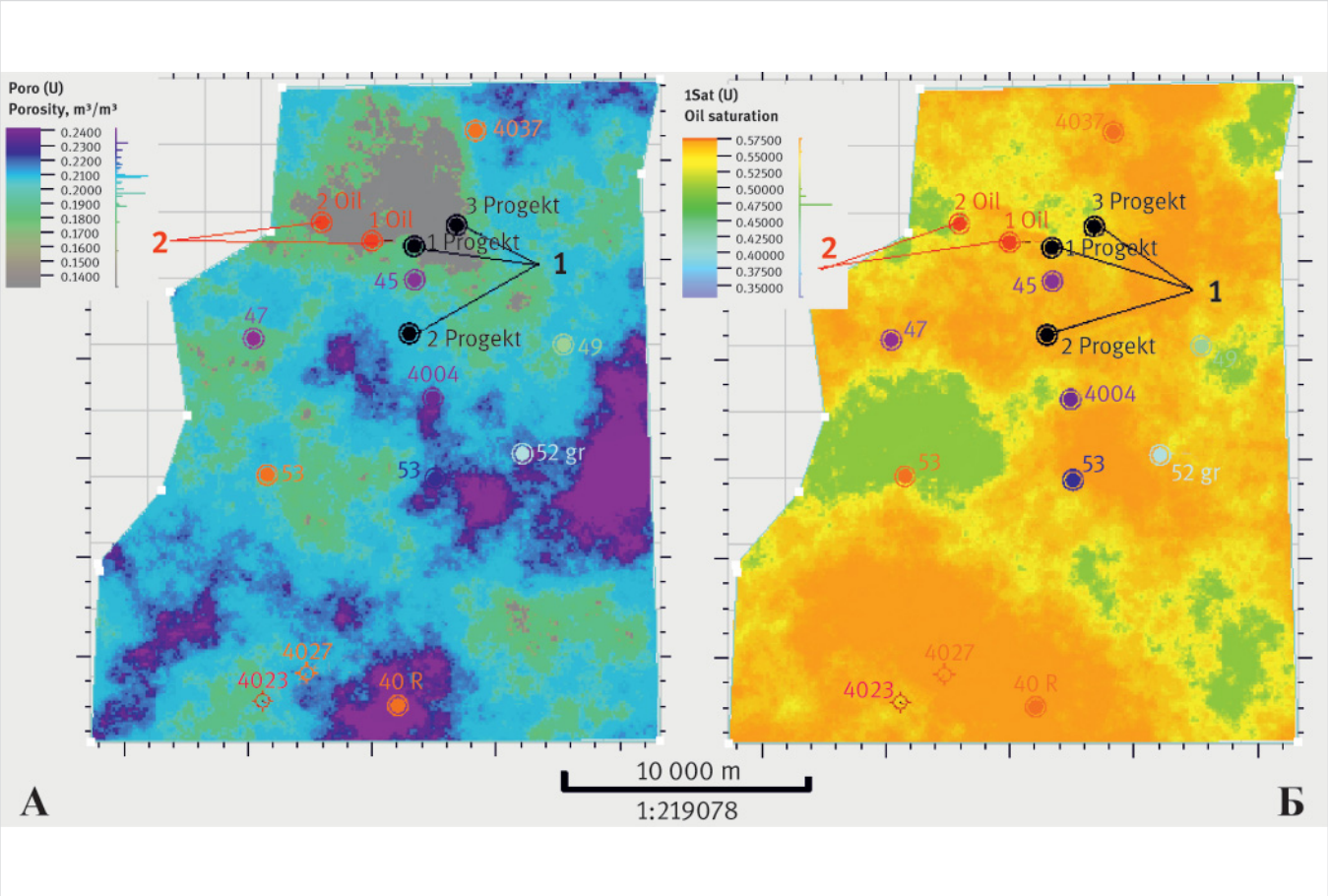


Рис. 5. 2D-модели пласта $АС_{12}$ для пропластка $АС^{3}_{12}$
А — параметр «пористость»; Б — параметр «проницаемость»;
1 — скважины, пробуренные в 2019 г.; 2 — скважины, предлагаемые к бурению
Fig. 5. 2D model of the AC_{12} reservoir for the AC^{3}_{12} interlayer
А – parameter "porosity"; Б – parameter "permeability";
1 – wells drilled in 2019; 2 – wells proposed for drilling

нижнего циклита $АС^{3}_{12}$. Так, средневзвешенное значение пористости в пласте $АС^{3}_{12}$ составляет 20,1 %, тогда как в пластах $АС^{1}_{12}$ и $АС^{2}_{12}$ эти значения равны 17,8 и 18,4 % соответственно. Значения $К_{ву}$ по пластам распределяются следующим образом: для $АС^{1}_{12}$ средневзвешенное значение водоудерживающей способности равно 56,3 %, для $АС^{2}_{12}$ — 49,7 %, для $АС^{3}_{12}$ — 45,7 %.

После детального установления параметров фильтрационно-емкостных свойств необходимо внести полученные данные в локальную базу данных (ЛБД) и для разных пропластков задать пересчетные параметры в модуле Facies Modeling (ПК Petrel) [4, 16–20]. Проблематика геологического и гидродинамического 3D-моделирования, увязки данных керна и ГИС, анализа оценки полученных результатов рассматривалась в ряде интересных, на наш взгляд, работ авторов [20–23].

Построение водонефтяного контакта велось для каждого блока индивидуально. По всем залежам ВНК имеет диапазон изменений несколько метров, т.е. не является константой (рис. 4).

По результатам построений поисковых моделей (площадь 100–120 км²) можно отметить следующие особенности:

- ввиду сложности строения залежи пласта $АС_{12}$, включающей самостоятельные пропластки $АС^{1}_{12}$, $АС^{2}_{12}$, $АС^{3}_{12}$, зона ВНК соответствует глубинам залегания пласта от -2 296 до -2 507 минус отметка (OWC) по результатам моделирования (рис. 4 I. А). По площади Ай-Пимского месторождения залежь имеет размеры более 30×34 км, разделяясь на самостоятельные залежи в северной и северо-западной частях. При этом четко прослеживается, что в северной части залежи ВНК для каждого пропластка самостоятельный. По площади Западно-Чигоринского месторождения залежь имеет размеры 11×25 км и единый ВНК. По всему фонду скважин тщательно проверено соответствие контакта по вертикали интерпретации ГИС и введенным в скважины поправкам.

Построение кубов литологии проводилось в несколько этапов. Дискретные кубы литологии строились методом Seguential Indicator Simulation (SIS). В качестве вертикального тренда использовался материал сейсморазведки и установленная граница отражающего горизонта (ОГ) — М, а в качестве горизонтального — построенная по скважинным данным и отредактированная вручную карта Net To Gross (NTG) песчаной части пласта с хорошими коллекторскими свойствами. Куб NTG показывает объем в каждой ячейке коллектора и неколлектора (отношение мощности проницаемых разностей к высоте ячейки). Путем осреднения стохастических реализаций построен куб NTG. Для каждой залежи и каждого пропластка с учетом построения ВНК подобрана своя отсечка, позволяющая точнее выйти на объем нефтенасыщенных пород (рис. 4 II).

В результате исследований построены 2D и 3D-модели для параметров: «пористость», «проницаемость», «нефтенасыщенность». Основными критериями подобия двухмерной и трехмерной моделей являлись: объем нефтенасыщенных пород, визуальное подобие карт эффективных нефтенасыщенных толщин, а также максимальное соответствие конфигурации залежи, априорно введенным в модель линиям выклинивания, замещения и внешнего контакта.

В целом для всех выполненных построений получена хорошая сходимость по картам из куба литологии в нефтенасыщенной зоне и 2-мерным подсчетным картам эффективных нефтенасыщенных толщин. В качестве наглядной демонстрации представим модели для пропластка $АС^{3}_{12}$ (рис. 5).

Обоснование скважин, предлагаемых к бурению, следующее: на рисунке 5 указаны скважины 1 Progekt и 2 Progekt (пробуренные в северной части залежи), а также 1 Oil – 2 Oil, которые пробурены ранее на пласт $АС_{11}$ (залегающий выше). По результатам первичного моделирования видно, что эти скважины (1 Oil — 2 Oil) вскрывают только среднюю и нижнюю части пласта $АС_{12}$ (т.е. $АС^{2}_{12}$ и $АС^{3}_{12}$). При этом результаты исследования петрографических, фильтрационно-емкостных и коллекторских свойств свидетельствуют, что пропласток $АС^{3}_{12}$ нефтеносный и обладает более высокими коллекторскими свойствами. На основании построенных 3D-карт (параметр «проницаемость») видно, что

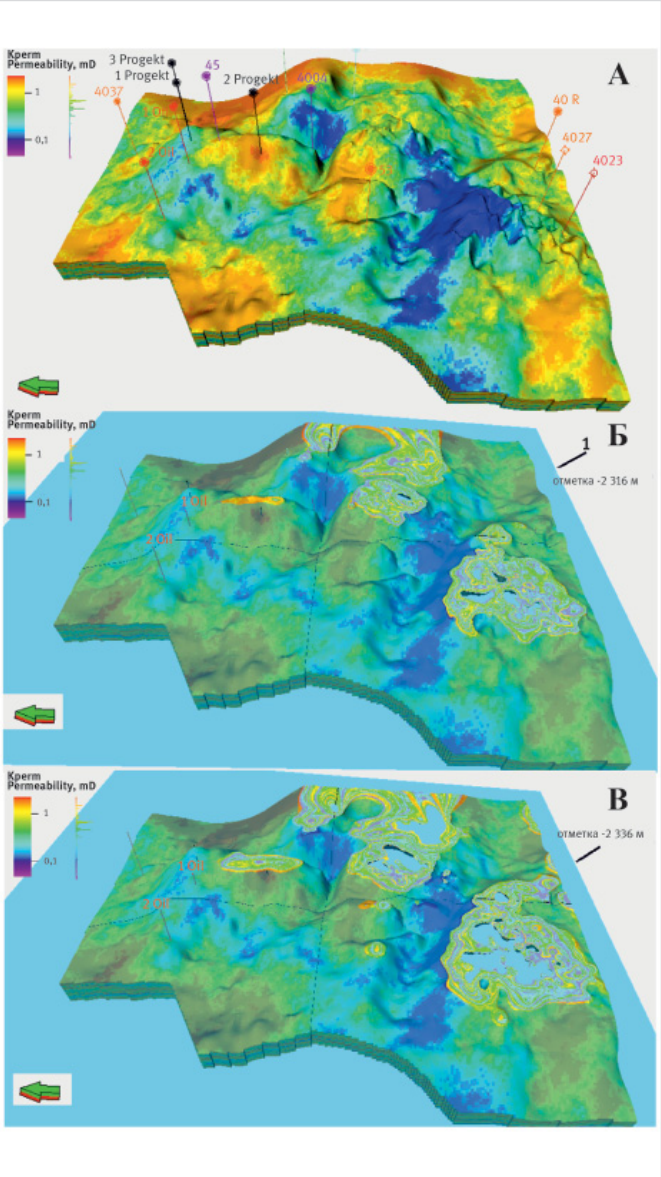


Рис. 6. 3D-модели пласта $АС_{12}$ для пропластков $АС^{1}_{12}$, $АС^{2}_{12}$, $АС^{3}_{12}$ (параметр «проницаемость»)
1 — плоскость среза параметра «проницаемость» на каждые 20 м от кровли пласта (2 296 м) (А, Б, В). Скважины 1 Oil и 2 Oil, предлагаемые к бурению
Fig. 6. 3D model of the AC_{12} formation for the AC^{1}_{12}, AC^{2}_{12}, AC^{3}_{12} interlayers ("permeability" parameter)
1 – plane of cut of the parameter "permeability" for every 20 meters from the top of the reservoir (2 296 m) (А, Б, В). Wells 1 Oil and 2 Oil proposed for drilling

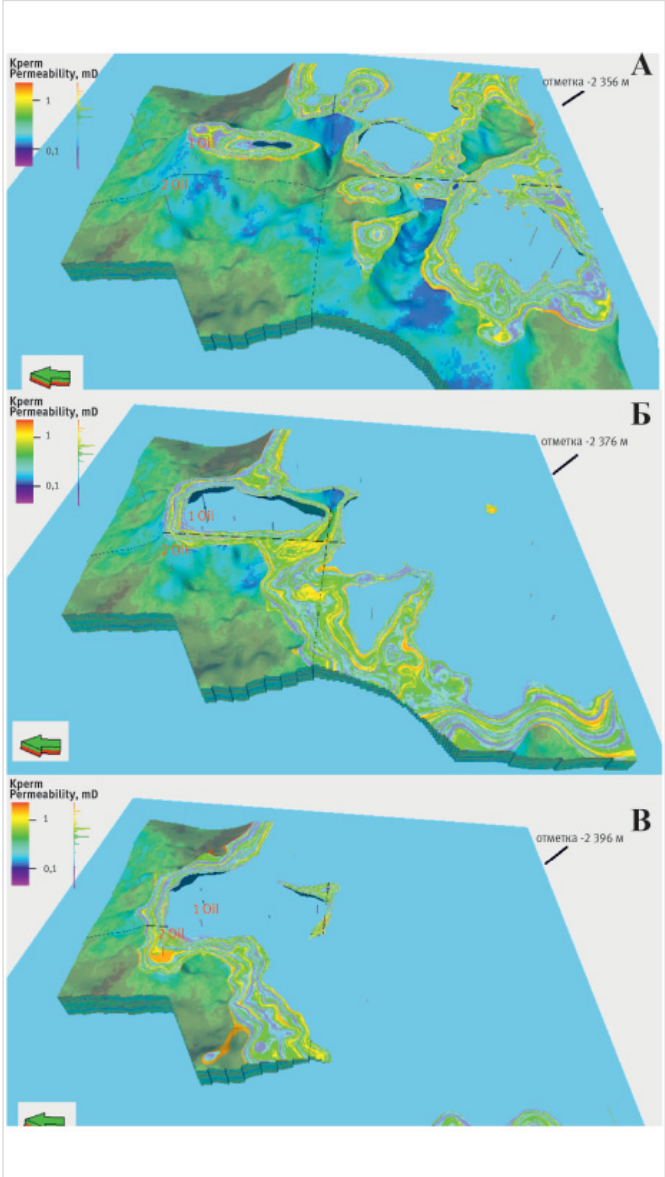


Рис. 7. 3D-модели пласта $АС_{12}$ для пропластков $АС^{1}_{12}$, $АС^{2}_{12}$, $АС^{3}_{12}$ (параметр «проницаемость»)
1 — плоскость среза параметра «проницаемость» на каждые 20 м от кровли пласта (2 296 м) (А, Б, В). Скважины 1 Oil и 2 Oil, предлагаемые к бурению
Fig. 7. 3D model of the AC_{12} formation for the AC^{1}_{12}, AC^{2}_{12}, AC^{3}_{12} interlayers ("permeability" parameter)
1 – plane of cut of the parameter "permeability" for every 20 meters from the top of the reservoir (2 296 m) (А, Б, В). Wells 1 Oil and 2 Oil proposed for drilling

лучшие его значения наблюдаются в северо-западных частях исследуемой площади (рис. 6, 7), поэтому при добуривании скважин 1 Oil и 2 Oil на пласт $АС_{12}$ могут быть получены хорошие дебиты. Также бурение горизонтального ствола в этих участках будет эффективным.

При построении геологической модели по параметру «проницаемость» для обоснования перспективности бурения скважин 1 Oil и 2 Oil с помощью инструмента Manipulate plane (tools) были выполнены «горизонтальные срезы» плоскостью сечения модели по пласту $АС_{12}$ для понимания параметра «проницаемость» по вертикали. Начальная отметка была принята – 2 296 м (кровля), «срезы» выполнены через каждые 20 м, это дало возможность увидеть количественные характеристики проницаемости по вертикали на отметках — -2 316, -2 336, -2356, -2376, -2396, -2 416 м. По результатам построений можно отметить, что предложенный вариант добуривания скважин в северо-западном направлении перспективен. Для повышения качества построения модели использовался вариограммный анализ [24], модуль Data Analysis (ПК Petrel). Оценка достоверности моделей была создана путем сопоставления данных дебитов по фонду скважин отдельных месторождений Ай-Пимского вала и данных, полученных при моделировании.

В связи с тем, что детальные выводы представлены по окончании каждого вида работ (промежуточных и итоговых построений моделей) в подразделе «Итоги», в заключение авторы приводят только основные выводы по площади Ай-Пимского вала в целом:

- малые эффективные толщины, низкие значения гранулометрических характеристик, а следовательно, и коллекторских свойств пород пласта $АС_{12}$ обусловлены условиями его осадконакопления, которое происходило на бровке палеошельфа при дефиците поступающего туда обломочного материала в связи с удаленностью от крупных аллювиальных источников питания шельфа;
- в процессе моделирования, безусловно, возникают сложности на этапе формирования ЛБД, когда появляется ряд вопросов необходимости включения или исключения определенных скважин, разнородных и разновариантных геолого-промысловых параметров, что может быть решено путем дополнительных геостатистических исследований, обсуждений, выбором наиболее

эффективного, на взгляд авторов, алгоритма формирования ЛБД и построения итоговых моделей;
- для повышения эффективности процесса добычи нефти из неантиклинальных залежей с наличием тонких переслаивающихся пропластков необходимо иметь оптимальную геологическую модель, учитывающую как строение самого резервуара, так и движение флюидов в нем.

Итоги

Проведен анализ результатов исследования литолого-петрографических особенностей низкопроницаемых коллекторов. Дополнена база данных для построения модели залежи пласта $АС_{12}$ (ГИС, результаты исследования ФЕС и др.). Построены детальные 3D-модели насыщенности низкопроницаемых коллекторов Ай-Пимского вала.

Выводы

Применение Data Analysis (ПК Petrel) позволило провести геологостатистическую обработку данных. Выявлены зоны распространения низкопроницаемых коллекторов, перспективные для первоочередного разбуривания. Уточнены границы выклинивания пласта $АС_{12}$.

Литература

1. Мухер А.Г., Мясникова Г.П., Девятов В.П. Стратиграфо-корреляционная основа детальных моделей Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа Югры. Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2009. Том 1. С. 245–262.
2. Стратиграфия и палеогеография мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь). Екатеринбург: УГГУ, 2010. 257 с.
3. Гришкевич В.Ф. Макроструктура берриас-аптских отложений Западной Сибири и ее использование при построении информационных технологий в геологии нефти и газа: монография. Тюмень: ИздатНаукаСервис, 2005. 116 с.
4. Жемчугова В.А. Практическое применение резервуарной седиментологии при моделировании углеводородных систем: учебное пособие. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2014. 344 с.
5. Волков В.А. Гончарова В.Н. Об истории тектонического развития территории Фроловской мегавпадины // Вестник недропользователя. 2015. № 27.
6. Кропотова Е.П., Панченко Н.Ф. Литолого-петрографическая характеристика пород пласта $АС_{11}$ Назаргалеевского месторождения // Вопросы геологии, бурения и разработки нефтяных и газовых месторождений Сургутского региона. Екатеринбург: Путиведъ, 2001. № 3. С. 117–125.
7. Топычканова Е.Б., Ермакова С.А., Усманов И.Ш. Особенности геологического строения пласта $АС_{12}$ на Ай-Пимском и Западно-Чигоринском месторождениях // Вопросы геологии, бурения и разработки нефтяных и газовых месторождений Сургутского региона. Екатеринбург: Путиведъ, 2001. № 3. С. 91–105.
8. Шустер В.Л., Тюкавкина О.В., Вересович А.А. Геологоразведочные работы по выявлению и картированию сложнопостроенных, неантиклинальных ловушек месторождений Западной Сибири // Технологии нефти и газа. 2019. № 5. С. 37–41.
9. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р., Недосекин А.С., Зари С.М. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности нижнемеловых отложений в пределах Среднемессояхского вала и Большехетской впадины на Севере Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2011. № 7. С. 11–20.
10. Гатина Н.Н., Гаврилов С.С., Горбунова А.О., Ким О.О., Тихомиров Е.В. Опыт применения сейсмоседиментологических исследований для картирования неантиклинальных ловушек на примере территории юго-восточного склона Среднемессояхского вала // Геология нефти и газа. 2015. № 3. С. 14–21.
11. Курчиков А.Р., Бородкин В.Н., Попов Ю.Л. Сейсмогеологическое картирование сейсмофациальных комплексов неокома в пределах Пур-Тазовской нефтегазоносной области // Известия вузов. Нефть и газ. 2012. № 6. С. 19–23.
12. Левянт В.Б., Ампилов Ю.П., Колесов В.В., Глоговский В.М, Коростышевский Н.Б., Птецов С.Н. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа. М.: 2006. 40 с.
13. Пермякова И.С., Тюкавкина О.В. Геостатистический алгоритм коррекции скважинных данных в структурных построениях // Геофизика, 2019. № 2. С. 23–29.
14. Тюкавкина О.В. Уточнение геологической модели пластов группы АС // Технологии нефти и газа. 2018. № 5. С. 25–31.
15. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. М.: Недра, 1969. 389 с.
16. Булыгин Д.В. Прикладные аспекты геологических законов в свете задач моделирования строения природного резервуара // Сборник докладов научно-технич. конф., посвященной 60-летию ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть». Набережные Челны: Экспозиция Нефть Газ, 2016. 460 с.
17. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа. М: Недра, 1984. 256 с.
18. Надеждин О.В., Зайруллина Э.И. Алгоритмы поточечной увязки керна и ГИС по глубине // Сборник тезисов XI Всероссийской науч.-техн. конф. «Актуальные проблемы нефтегазового комплекса России». М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. С. 46–52.
19. Регламент по созданию постоянно-действующих геолого-технологических моделей. РД 153-39.0-047-00. М.: Министерство энергетики РФ, 2000. 129 с.
20. Страхов П.Н. Давыдова Е.А., Сачек К.Г., Еремин Ю.Г. Комплексирование информации о разномасштабных неоднородностях при геологическом моделировании залежей нефти и газа // Нефтяное хозяйство. 2020, № 7. С. 82–87.
21. Большаков М.Н., Скибицкая Н.А., Марутян О.О., Халиуллина А.Ф., Никулин Б.А. Привязка данных по керну к материалам ГИС — важный этап построения цифровой модели месторождения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2017. № 3. С. 5–10.
22. Закиров С.Н. Проблематика 3D геологического, гидродинамического моделирования и их следствия в недропользовании // Моделирование геологического строения и процессов разработки — основа успешного освоения нефтегазовых месторождений. Казань: Слово, 2018. С. 36–39.
23. Закиров С.Н., Аникеев Д.П. Технологии скважин и алгоритмы интерпретации результатов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. № 2. С. 16–21.
24. Закревский К.Е., Попов В.Л. Вариограммный анализ геологических тел // Экспозиция Нефть Газ. 2018. № 1. С. 27–31.

ENGLISH

Results

The analysis of the results of the study of lithological and petrographic features of low-permeability reservoirs has been carried out. The database for building a reservoir model of the AC_{12} formation has been updated (well logging, results of reservoir properties research, etc.). Detailed 3D saturation models of low-permeability reservoirs of the Ai-Pimsky swell were built.

Conclusions

Application of Data Analysis (PC Petrel) made it possible to carry out geological and statistical data processing. The zones of distribution of low-permeability reservoirs, which are promising for priority drilling, have been identified. The boundaries of wedging out of the AC_{12} formation have been clarified.

References

1. Mukher A.G., Myasnikova G.P., Devyatov V.P. Stratigraphic-correlation basis of detailed models of Western Siberia. Ways of realizing the oil and gas and ore potential of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug of Yugra. Khanty-Mansiysk: IzdatNaukaServis, 2009, Vol. 1, P. 245–262. (In Russ).
2. Stratigraphy and paleogeography of the Mesozoic-Cenozoic sedimentary cover of the Shaim oil and gas region (Western

Siberia). Yekaterinburg: UGGU, 2010, 257 p. (In Russ).
3. Grishkevich V.F. Macrostructure of the Berriasian-Aptian deposits of Western Siberia and its use In the construction of information technologies in the geology of oil and gas: monograph. Tyumen: IzdatNaukaServis, 2005, 116 p. (In Russ).
4. Zhemchugova V.A. Practical application of reservoir sedimentology in modeling hydrocarbon systems: textbook. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2014, 344 p. (In Russ).
5. Volkov V.A., Goncharova V.N. On the history of tectonic development of the territory of the Frolov megadepression. Bulletin of the subsoil user, 2015, issue 27. (In Russ).
6. Kropotova E.P., Panchenko N.F. Lithological and petrographic characteristics of the Nazargaleevskoye field. Issues of geology, drilling and development of oil and gas fields in the Surgut region. Yekaterinburg: Putived, 2001, issue 3, P. 117–125. (In Russ).
7. Topychkanova E.B., Ermakova S.A., Usmanov I.Sh. Features of the geological structure of the AC_{12} formation at the Ai-Pimskoye and Zapadno-Chigorinskoye fields. Issues of geology, drilling and development of oil and gas fields in the Surgut region. Yekaterinburg: Putived, 2001, issue 3, P. 91–105. (In Russ).
8. Shuster V.L., Tyukavkina O.V., Veresovich A.A. Geological exploration work to identify and map complex, non-anticlinal traps of Siberian mining areas. Oil and Gas Technologies, 2019, issue 5, P. 37–41. (In Russ).
9. Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Nedosekin A.S., Zaripov S.M. Geological structure and prospects of oil and gas content of the Lower Cretaceous deposits within the Srednemessoyakhsky swell and the Bolshekhetskaya depression in the north of Western Siberia. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2011, issue 7, P. 11–20. (In Russ).
10. Gatina N.N., Gavrilov S.S., Gorbunova A.O., Kim O.O., Tikhomirov E.V. Experience of using seismic sedimentological studies for mapping non-anticlinal traps on the territory of the southeastern slope of the Srednemessoyakhsky swell. Geology of oil and gas, 2015, issue 3, P. 14–21. (In Russ).
11. Kurchikov A.R., Borodkin V.N., Popov Yu.L. Seismogeological mapping of seismic facies complexes of the Neocomian within the Pur-Taz oil and gas region. Oil and gas studies, 2012, issue 6, P. 19–23. (In Russ).
12. Levyant V.B., Ampilov Yu.P., Glogovskij V.M., Kolesov V.V., Korostyshevskij N.B., Ptecov S.N. Methodical recommendations on the use of seismic data (2D, 3D) for calculating oil and gas reserves. Moscow, 2006, 40 p. (In Russ).
13. Permyakova I.S., Tyukavkina O.V. Geostatistical Algorithm for Correction of Well Data in Structural Constructions. Geophysics, 2019, issue 2, P. 23–29. (In Russ).
14. Tyukavkina O.V. Refinement of the geological model of strata of the AC group. Oil and Gas Technologies, 2018, issue 5, P. 25–31. (In Russ).
15. Khanin A.A. Oil and gas reservoir rocks and their study. Moscow: Nedra, 1969, 389 p. (In Russ).
16. Bulygin D.V. Applied aspects of geological laws in the light of considering the problems of modeling the structure of a natural reservoir. Collection of reports scientific and technical, Conf., dedicated to the 60th anniversary of TatNIPIneft PJSC Tatneft, Naberezhnye Chelny: Exposition Oil Gas, 2016, 460 p. (In Russ).
17. Muromtsev V.S. Electrometric geology of sandy bodies – lithological traps of oil and gas. Moscow: Nedra, 1984, 256 p. (In Russ).
18. Nadezhdin O.V., Zayrullina E.I. Algorithms of point-to-point core alignment and well logging by depth. Sat. theses of the XI All-Russian scientific and technical. conf. “Actual problems of the oil and gas complex of Russia”, Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2016, P. 46–52. (In Russ).
19. Regulations for the creation of permanent geological and technological models. RD 153-39.0-047-00, Moscow: Ministry of Energy of the Russian Federation, 2000, 129 p. (In Russ).
20. Strakhov P.N., Davydova E.A., Sachek K.G., Eremin Yu.G. Complex modeling of information about different-scale heterogeneities in geological modeling of oil and gas deposits. Oil Industry, 2020, issue 7, P. 82–87. (In Russ).
21. Bolshakov M.N., Skibitskaya N.A., Marutyan O.O., Khaliullina A.F., Nikulin B.A. Binding of core data to logging data is an important stage in the construction of digital models of the field. Actual problems of oil and gas, 2017, issue 3, P. 5–10. (In Russ).
22. Zakirov S.N. Problems of 3D geological, hydrodynamic modeling and their consequences in subsoil use. Modeling of the geological structure and development processes is the basis for the successful development of oil and gas fields. Kazan: Slovo, 2018, P. 36–39. (In Russ).
23. Zakirov S.N., Anikeev D.P. Well technologies and algorithms for interpretation of results. Actual problems of oil and gas, 2018, issue 2, P. 16–21. (In Russ).
24. Zakrevsky K.E., Popov V.L. Variogram analysis of geological bodies. Exposition Oil Gas, 2018, issue 1, P. 27–31. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Шустер Владимир Львович, д.г.-м.н., главный научный сотрудник Института проблем нефти и газа Российской академии наук, Москва, Россия

Волошин Михаил Григорьевич, студент по направлению «Прикладная геология», специализация «Геология нефти и газа», ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе», Москва, Россия

Тюкавкина Ольга Валерьевна, к.г.-м.н., старший научный сотрудник Института проблем нефти и газа Российской академии наук, Москва, Россия
Для контактов: tov.sing@mail.ru

Волошина Елена Витальевна, студент по направлению «Прикладная геология», специализация «Геология нефти и газа», ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе», Москва, Россия

Капитонова Ирина Леонидовна, старший преподаватель департамента недропользования и нефтегазового дела, ФГАОУ ВО «Российский университет дружбы народов», Москва, Россия

Shuster Vladimir Lvovich, doctor geological and mineralogical sciences, chief researcher, Oil and Gas Research Institute RAS, Moscow, Russia

Voloshin Mikhail Grigorevich, student in the direction “Applied Geology”, specialization “Oil and Gas Geology”, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geo-logical Prospecting, Moscow, Russia

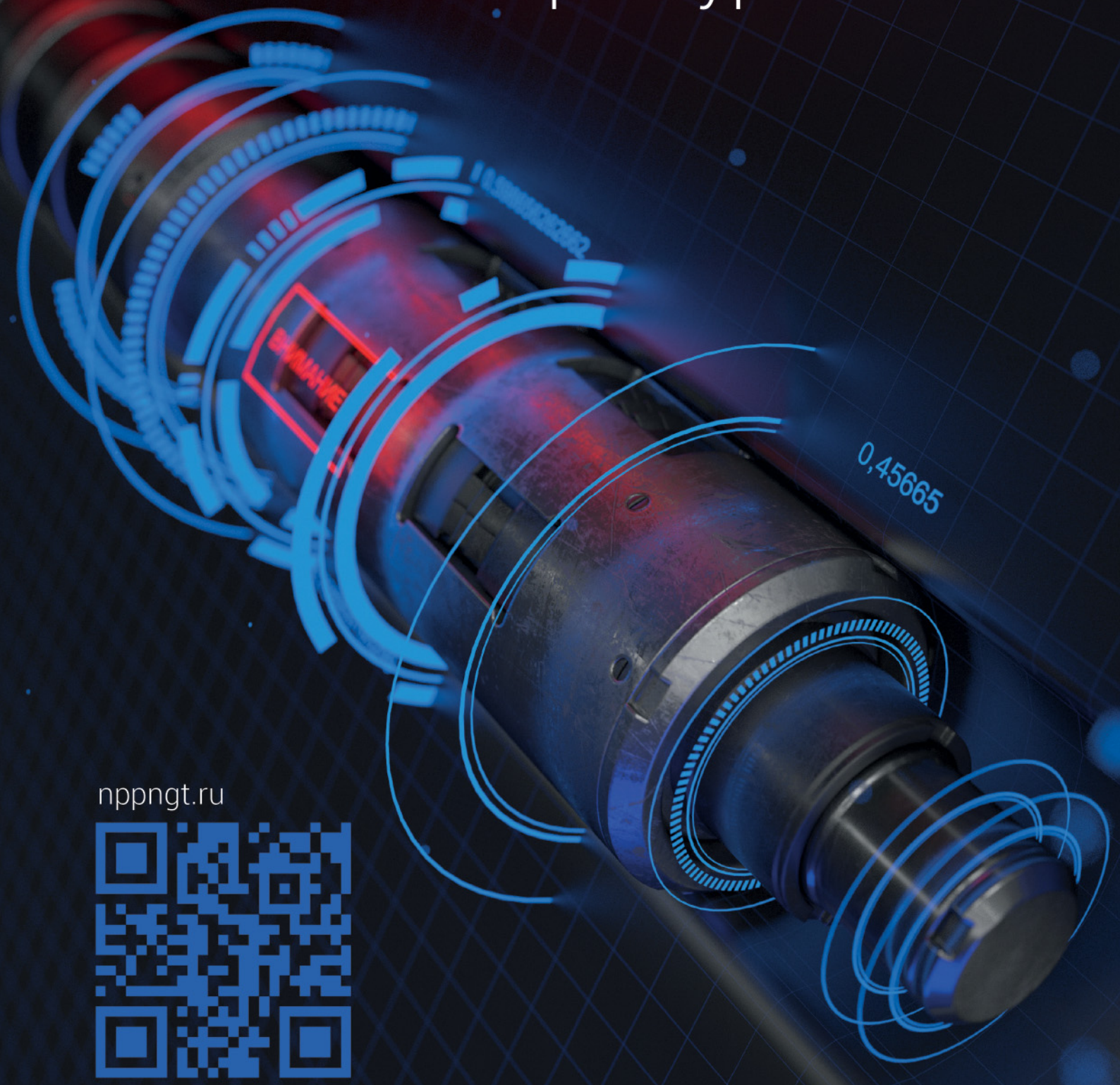
Tyukavkina Olga Valerevna, ph.d. of geologo-mineralogical sciences, senior researcher, Oil and Gas Research Institute RAS, Moscow, Russia
Corresponding author: tov.sing@mail.ru

Voloshina Elena Vitalevna, student in the direction “Applied geology”, specialization “Oil and gas geology”, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geo-logical Prospecting, Moscow, Russia

Kapitonova Irina Leonidovna, senior lecturer of the department of subsoil use and Oil and Gas Engineering, RUDN University, Moscow, Russia

НЕФТЕГАЗОВЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ

Пакера-пробки разбуриваемые

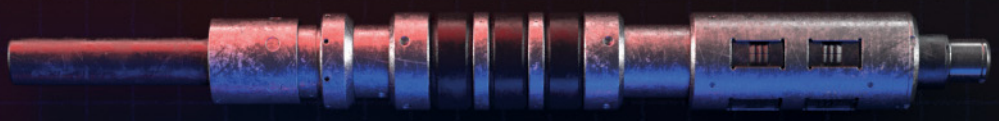


nppngt.ru

Тюмень, ул. Гилёвская Роща, 6
+7 (3452) 93-31-77

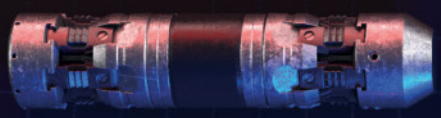
НЕФТЕГАЗОВЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ

ПБС-РКИ



Извлекаемая пакер пробка для проведения РИР, ГРП или консервации скважины с возможностью последующего извлечения

ПБС-РПД-100



Пакер имеет конструкцию, обеспечивающую прочность и герметичность под давлением до 100 МПа

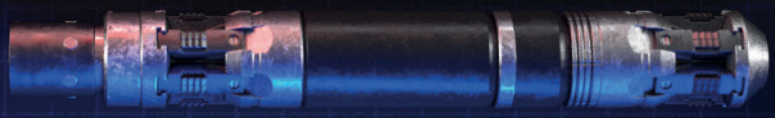
ПБС-РКУ

Универсальный пакер пробка, позволяющий проводить тампонажные работы в подпакерной зоне, удерживающий давление в обоих направлениях

ПБС-РПД

Временная или постоянная изоляция пласта, как опора под клин-отклонитель при зарезке боковых стволов

ПБС-РПД-ОС



Для герметичного разобщения интервалов нефтяных и газовых скважин в необсаженных (открытых) стволах

ПБС-РПД-Б

Для герметичного разобщения интервалов нефтяных и газовых «бутылочных» скважин

ПБС-РК

Ремонтно-изоляционные работы с закачиванием тампонажных растворов под пакер

nppngt.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-41-45 УДК 550.8 I Научная статья

Петрофизическая основа моделирования процесса внедрения элизионных вод в газоносные отложения Ачимовской толщи

Родивилов Д.Б., Гречнева О.М., Натчук Н.Ю., Русанов А.С.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
dvrodivilov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
Современный этап геологического изучения ачимовских отложений Западной Сибири характеризуется достаточно большим объемом промысловой информации, свидетельствующей о наличии зон свободной (подвижной) воды. Изучение природы обводненности продуктивных пластов и моделирование данного процесса являются приоритетными направлениями снижения рисков эксплуатационного бурения на лицензионных участках Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. За основу работы принята гипотеза образования подобных зон за счет внедрения элизионных вод, высвободившихся из уплотненных глин при тектонодинамическом сжатии пород и образовании локального структурного поднятия в газоносном пласте. Работа посвящена созданию петрофизической основы для моделирования процесса обводнения пласта согласно описанному механизму.

Материалы и методы
На основе специальных исследований кернового материала ачимовских отложений проведена адаптация электрической модели коллектора к условиям опреснения поровой воды, а также разработана его фильтрационная модель (для системы «газ-вода») по методологии «LET». Итогом является комплексирование моделей в единую модель насыщенности и ее верификация результатами испытаний скважин.

Ключевые слова
ачимовские отложения, элизионные воды, электрическая модель насыщенности, фильтрационная модель «LET»

Для цитирования
Родивилов Д.Б., Гречнева О.М., Натчук Н.Ю., Русанов А.С. Петрофизическая основа моделирования процесса внедрения элизионных вод в газоносные отложения Ачимовской толщи // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 6. С. 41–45. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-41-45*

Поступила в редакцию: 10.11.2021

UDC 550.8 I Original Paper

Petrophysical basis for modeling expelled water in gas saturated reservoirs of the Achimov sequence

Rodivilov D.B., Grechneva O.M., Natchuk N.Yu., Rusanov A.S.
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
dvrodivilov@tnnc.rosneft.ru

Abstract
The current stage of geological study of the achimov deposits of Western Siberia is characterized by a sufficiently large volume of field data, indicating the presence of free (mobile) water zones. The study of the nature of water-cut of net reservoirs and modeling of this process are priority areas for reducing risks of operational drilling within the licensed areas of the Urengoskoye oil and gas condensate field. The work is based on the hypothesis of such zones formation due to expelled water released from compacted clays during tectonic-dynamic compression of rocks and formation of a local structural uplift in the gas saturated reservoir. The paper is devoted to creating a petrophysical basis for modeling the process of reservoir water-cut according to the described mechanism.

Materials and Methods
Based on special analysis of core from the achimov deposits, the electrical model of the reservoir was matched to the conditions of pore water desalting and its flow model (gas-water system) was built according to “LET” methodology. As a result, all models were integrated into a single saturation model that was verified by well test results.

Key words
achimov deposits, expelled water, electrical model of saturation, flow model “LET”

For citation
Rodivilov D.B., Grechneva O.M., Natchuk N.Yu., Rusanov A.S. Petrophysical basis for modeling expelled water in gas saturated reservoirs of the Achimov sequence. Exposition Oil Gas, 2021, issue 6, P. 41–45. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-41-45

Received: 10.11.2021

Ачимовские продуктивные отложения являются основным объектом разработки на территории Восточно-Уренгойского лицензионного участка (ВУ ЛУ). Сложность геологического строения неструктурных ловушек Ачимовской толщи обусловлена разнонаправленной литолого-петрофизической неоднородностью, низкими фильтрационно-емкостными свойствами и многокомпонентным составом углеводородов (нефть, газ, вода). Однако основная проблема освоения связана с неподчинением характера насыщенности антиклинально-гравитационной концепции формирования залежей углеводородов.

Проблема трудно прогнозируемой насыщенности ачимовских клиноформ проявляется на газовых месторождениях-гигантах севера Западной Сибири (Уренгойское, Ямбургское) в основном в виде локализованных зон обводнения продукции [1, 2]. На нефтяных месторождениях, например, Имилорском, особенности обводненности продукции рассматриваются в рамках концепции «пятнистой» насыщенности разреза [3, 4].

Настоящая работа является развитием гипотезы формирования зоны свободной воды на ВУ ЛУ в результате внедрения элизионных вод, высвободившихся из-за сжатия глинистых толщ, которое произошло вследствие тектонической активности и формирования локального поднятия в пласте $Ач_5$, в южной части ЛУ [5].

Данная гипотеза является весьма новой, и несмотря на то, что находит свое отражение на соседних участках и месторождениях-аналогах, она требует надежную доказательную базу, которая может быть получена в результате гидродинамического моделирования. Однако для этого необходимо разработать петрофизическую основу путем решения следующих задач:

- разработать гибкую электрическую модель коллектора, которая сможет учитывать изменение характеристик токопроводящей среды на фоне опреснения исходной пластовой воды в результате разбавления ее пресными элизионными водами;
- на основе результатов обработки определений относительных фазовых проницаемостей (ОФП) на керне в системе «газ-вода» разработать модель движения двухфазного потока через поровое пространство коллектора в зависимости от его фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС);
- провести интеграцию электрической и фильтрационной моделей для целей разработки инструмента оценки характера насыщенности коллекторов по данным ГИС.

Адаптация электрической модели коллектора

Согласно фундаментальным работам авторов [6–8], воды, отжатые из глин, обладают очень низкой минерализацией и являются практически пресными. Таким образом, базовое значение минерализации для пластов Ачимовской толщи Уренгойского региона равное 10 г/л, в случае внедрения элизионных вод, будет снижаться в зависимости от интенсивности этого процесса.

По сообщениям различных исследователей [1, 9, 10], минерализация вод ($C_в$) Ачимовской толщи Уренгойского месторождения характеризуется значительным диапазоном изменения от 4,9 до 14,8 г/л. В нашем случае для водогазовой зоны условно достоверное значение минерализации — это 3,7 г/л. Проба получена после 15 суток работы скважины при накопленном объеме воды 1 957 м³. Естественно, что такие существенные отклонения от базовой величины $C_в$ могут приводить к значительным ошибкам при оценке коэффициента водонасыщенности ($K_в$) с применением системы взаимосвязей Арчи—Дахнова [11, 12]. Этот эффект обусловлен более активным включением двойного электрического слоя в общую проводимость породы при снижении минерализации свободной воды [13, 14].

Для целей моделирования влияния минерализации на УЭС водонасыщенных пород проведена серия экспериментов с насыщением одной коллекции из 20 образцов моделями вод с различной минерализацией: 4, 7, 10, 20 и 50 г/л. В результаты исследований аппроксимированы классическим уравнением для параметра пористости ($P_п$):

$$P_п = a / K_п^{\,m} \qquad (1)$$

где $K_п$ — коэффициент пористости (д. ед.); a и m — эмпирические коэффициенты, которые имеют тесные корреляционные связи с УЭС моделей вод ($\rho_в$) (рис. 1 а). Это обстоятельство позволяет на основе уравнения (1) разработать универсальную трехмерную зависимость параметра пористости от $K_п$ и $\rho_в$, в графическом виде представленную на рисунке 1 б.

Фильтрационная модель коллектора

Характеристики относительной фазовой проницаемости изучены на 35 составных моделях пласта (11 из них по ВУ ЛУ) в процессе выполнения экспериментов по стационарной фильтрации в системе «газ-вода». Обработка результатов проводилась по методологии «LET» [15].

Принцип нормировки и выбор «концевых» точек (S_{wcr}, $1\text{-}S_{gcr}$, K_{rgr}, K_{rwr}) кривых ОФП представлен на рисунке 2. Стоит отметить, данный подход отличается от классических для петрофизики представлений о выборе критических значений тем, что в качестве $K_в$* (S_{wcr}) и $K_в$** ($1\text{-}S_{gcr}$) принимаются не первые фактические точки подъема кривых ОФП (или критические значения функции Баклея—Леверетта), а значения, соответствующие ½ между этими и последующими точками. Данный принцип базируется на устранении возможной статической ошибки, связанной с «мертвым» окном между фактическими замерами фазовых проницаемостей. Нормировка насыщенности не отличается от принципа, предложенного еще Р. Коллинзом [13], согласно которому нормированная водонасыщенность (S_{wn}), а также нормированные ОФП по газу (K_{rgn}) и воде (K_{rgw}) равны:

$$S_{wn} = \frac{S_w - S_{wcr}}{1 - S_{wcr} - S_{gcr}} \qquad (2)$$

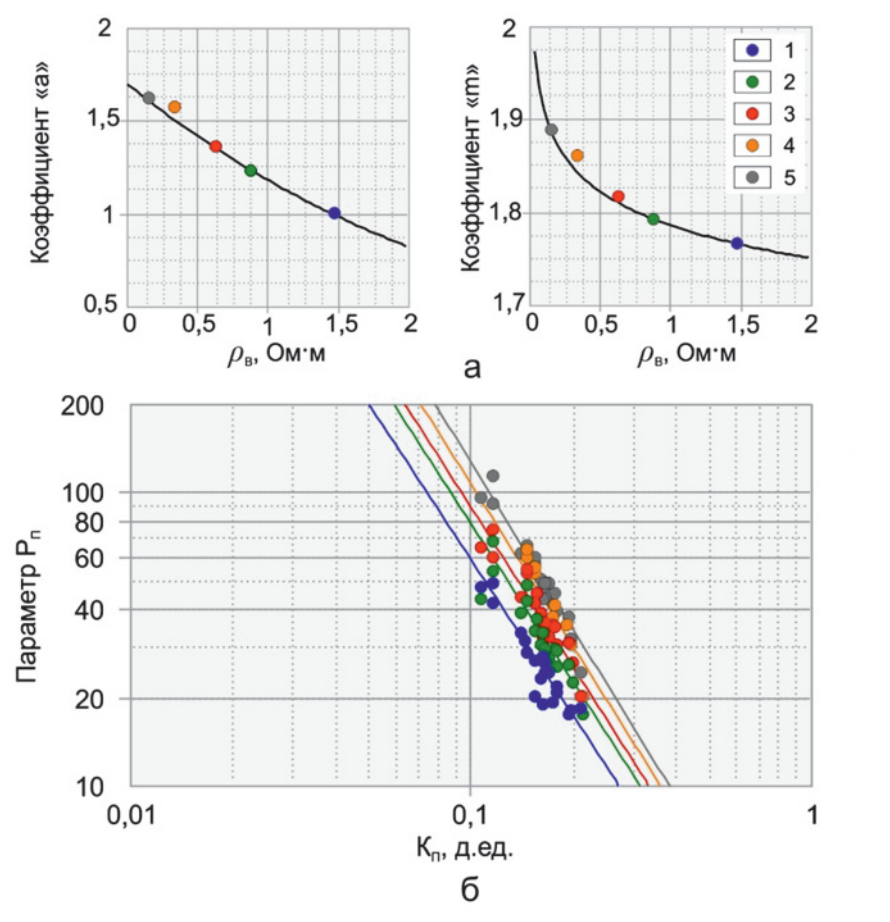


Рис. 1. Адаптация электрической модели к условиям непостоянства минерализации: а — зависимости коэффициентов «а» и «m» от УЭС моделей вод; б — итоговая трехмерная зависимость параметра пористости от коэффициента пористости и УЭС моделей. Водминерализация моделей пластовых вод, г/л: 1 — 4, 2 — 7, 3 — 10, 4 — 20, 5 — 50
Fig. 1. Electrical model matching to salinity inconstancy conditions: a – function of "a" and "m" coefficients vs. electrical resistivity model; б – final 3D function of FVF vs. porosity and electrical resistivity model. Formation water salinity models, g/l: 1 – 4, 2 – 7, 3 – 10, 4 – 20, 5 – 50

$$K_{rgn} = \frac{K_{rg}}{K_{rgr}} \quad (3)$$

$$K_{rwn} = \frac{K_{rw}}{K_{rwr}} \quad (4)$$

Согласно методологии «LET», уравнения аппроксимации для нормированных ОФП по газу и воде имеют вид:

$$K_{rgn} = \frac{(1 - S_{wn})^{L_g}}{(1 - S_{wn})^{L_g} + E_g \times S_{wn}^{T_g}} \quad (5)$$

$$K_{rwn} = \frac{S_{wn}^{L_w}}{S_{wn}^{L_w} + E_w \times (1 - S_{wn})^{T_w}} \quad (6)$$

где L_g, E_g, T_g и L_w, E_w, T_w — это эмпирические коэффициенты, отвечающие за форму кривых ОФП для газа и воды соответственно. Значения коэффициентов определяются при аппроксимации данных, как это показано на рисунке 2 б.

Далее водонасыщенность и ОФП «денормируется» с помощью корреляционных связей для «концевых» точек. После «денормирования» уравнения (5) и (6) преобразуются в трехмерные зависимости фазовой проницаемости (по газу и воде) от коэффициентов водонасыщенности и абсолютной проницаемости. Разработанная таким образом фильтрационная модель отражает процесс пропитки водой газонасыщенного пласта и движение двухфазного потока через коллектор в зависимости от его абсолютной проницаемости.

Модель насыщенности коллектора

Метод комплексирования электрической и фильтрационной моделей для оценки характера насыщенности пород-коллекторов предложен Б.Ю. Вендельштейном еще в 1979 г [16]. Принцип комплексирования заключается в решении системы уравнений относительно УЭС пласта ($\rho_п$):

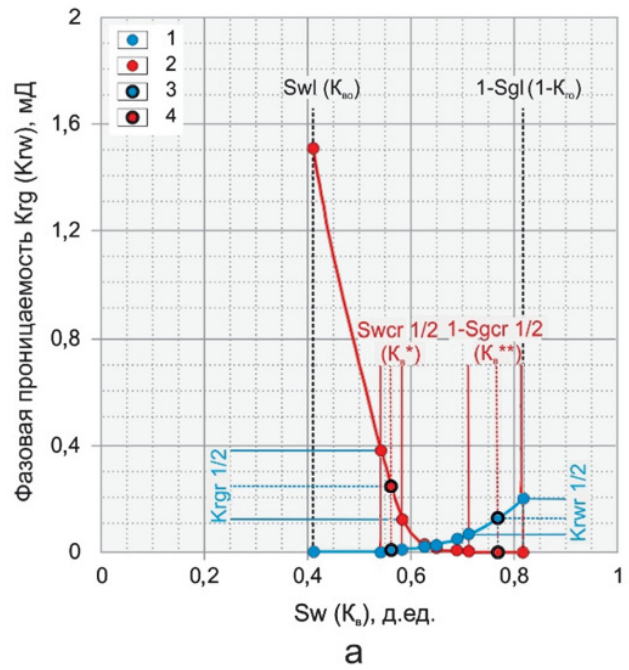
$$\begin{cases} \rho_п = P_п \times P_н \times \rho_в \\ P_п = \rho_{вп} / \rho_в = a / K_п^{\,m} \\ P_н = \rho_п / \rho_{вп} = 1 / K_в^{\,n} \\ K_в^{*} = c^{*} / K_п^{\,d^{*}} \\ K_в^{**} = c^{**} / K_п^{\,d^{**}} \end{cases} \quad (7)$$

Решение системы (7) выполняется отдельно для критического значения $K_в$* (граница между чисто газовой и водогазовой зонами насыщенности) и $K_в$** (граница между водогазовой и чисто водной зонами). При этом корреляционные зависимости для критических значений разработаны с учетом принципов выбора «концевых» точек для методологии «LET» (рис. 3). Коэффициенты a и m приняты как функции, выведенные ранее эмпирическим путем (рис. 1). В графическом виде разработанная таким образом модель насыщенности представлена на рисунке 4.

На данный момент верифицировать разработанную модель возможно только путем сопоставления с геолого-геофизическими характеристиками (УЭС, $K_п$) пород по испытанным интервалам, в зонах для которых минерализация вод известна. Стоит отметить, что для подобного анализа необходимо использовать только данные по интервалам испытаний, в которых не применялись меры по интенсификации притока (гидроразрыв пласта). К сожалению, в районе водогазовой зоны (ВГЗ) этому условию соответствует только одна скважина, информация по которой отражена на рисунке 4 б.

При фиксированном значении минерализации 10 г/л модель насыщенности для чистой газовой зоны (ЧГЗ) подтверждается фактическими данными — все точки лежат выше границы $K_в$* в зоне однофазного насыщения газом (рис. 4). Также результаты испытаний со смешанным притоком в скважине (в районе ВГЗ) соответствуют минимальному значению минерализации воды 3,7 г/л, однако данный факт не означает, что это значение можно распространить для всей зоны.

В условиях, вероятно, неравномерного внедрения пресных элизионных вод в залежь описание распределения минерализации пластовой воды по площади и разрезу является нетривиальной задачей. Однако без решения этой проблемы применение разработанной модели будет иметь значительную степень неоднозначности при определении $K_в$ и характера насыщенности коллекторов в районе ВГЗ.



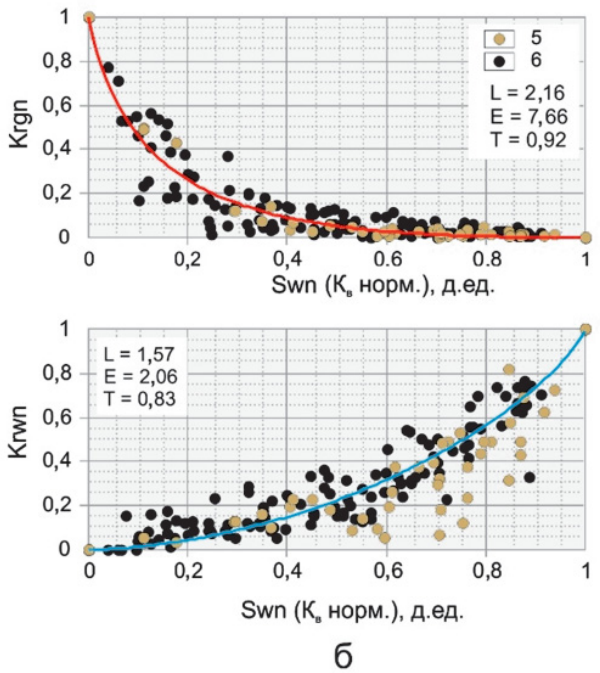


Рис. 2. Схематичное отражение принципа выбора «концевых» точек — а и аппроксимация нормированных значений ОФП (по газу и воде) методологии «LET» — б

1, 2 — фактические замеры фазовой проницаемости по воде и газу; 3, 4 — «концевые» точки при нормировке кривых фазовых проницаемостей; 5, 6 — нормированные значения фактических данных по ОФП-исследованиям керна Восточно-Уренгойского и соседних лицензионных участков

Fig. 2. Schematic representation of a principle for selecting end points – a and approximation of standardized values of relative permeability (gas and water) by LET methodology – b

1, 2 – actual measurements of gas and water permeability; 3, 4 – end points when standardizing phase permeability curves; 5, 6 – standardized values of actual data on relative permeability of core from the Vostochno-Urengoysky and neighboring license areas

Заключение

Последующее развитие модели возможно в рамках уточнения характера опреснения (изменения исходной минерализации), которое можно произвести посредством гидродинамического моделирования и сопоставления результатов с фактическими данными по испытаниям и освоению скважин.

Итоги

Проведенный комплексный анализ результатов исследования керна ачимовских отложений Восточно-Уренгойского лицензионного участка позволил разработать модели, которые описывают процесс фильтрации воды через газонасыщенную породу и изменение характеристик токопроводящей среды (УЭС пород) по мере опреснения свободной воды.

Выводы

Комплексирование разработанных электрической и фильтрационной моделей позволит прогнозировать степень, а следовательно, и характер насыщенности пород в процессе заводнения пласта. Последующее развитие подхода возможно в рамках уточнения характера опреснения (изменения исходной минерализации), которое можно произвести посредством гидродинамического моделирования и сопоставления результатов с фактическими данными по испытаниям и освоению скважин.

Литература

1. Плешанов Н.Н., Пескова Д.Н., Забоева А.А., Наумов А.А., Останков А.В., Ниткалиев И.М. Комплексный анализ факторов, влияющих на прогноз зон подвижной воды в ачимовских пластах на лицензионных участках компании «Газпром нефть» // PROнефть. Профессионально о нефти. 2020. № 3. С. 16–25.
2. Калашникова М.П., Яневиц Р.Б., Натчук Н.Ю., Ситдиков Р.Р. Моделирование характера насыщения на основе сейсмического прогноза петрофизических параметров (на примере ачимовских отложений месторождения в ЯНАО) // Нефтяная провинция. 2019. № 3. С. 115–128.
3. Кузнецов А.В., Шаламова В.И., Вершинина И.В., Коваленко М.А., Гильманова Н.В., Баженова Е.С. Опыт построения ГДМ в условиях флюидальной неоднородности продуктивных пластов Имилорского месторождения // Недропользование XXI век. 2018. № 6. С. 146–155.
4. Касаткин В.Е., Гильманова Н.В., Москаленко Н.Ю. и др. Анализ текстурной неоднородности ачимовских резервуаров Имилорского месторождения при оценке характера насыщения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2016. № 11. С. 18–23.
5. Гречнева О.М. Гипотеза формирования подвижной воды в ачимовских пластах Уренгойского месторождения // Газовая промышленность. 2021. № 3. С. 32–37.
6. Крюков П.А. Методы выделения почвенных растворов // Современные методы исследования физико-химических свойств почв: Вып. 2. М.: АН ССР, 1947. 251 с.
7. Флерова Л.И. О содержании йода и брома в поровых растворах мезозойских отложений Западной Сибири // Известия

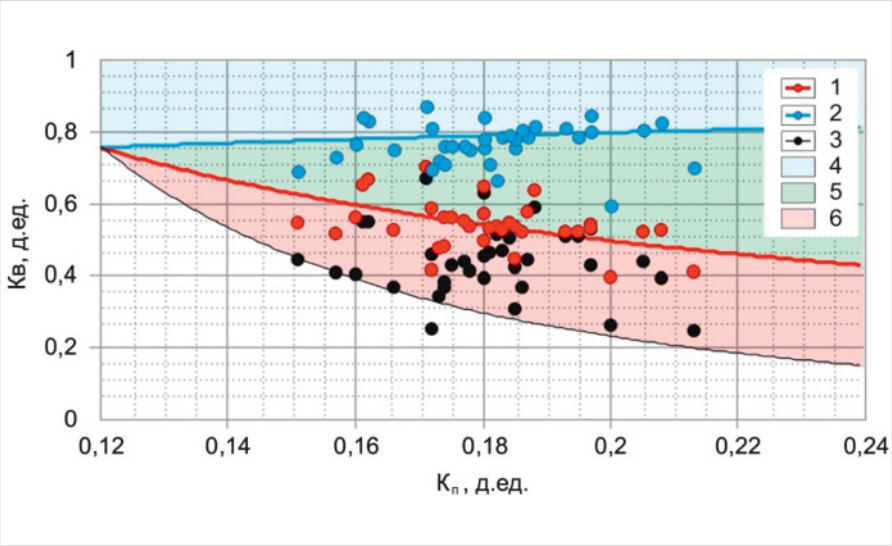


Рис. 3. Обоснование границ двухфазной фильтрации по зависимостям критических значений водонасыщенности от пористости пород
1, 2 — уравнения аппроксимации $К_в$ (S_{wcr}) и $К_в$**(1-S_{gcr}); 3 — граница области точек $К_{во}$;*
4, 5, 6 — зоны насыщения коллектора водой, водой с газом и газом
Fig. 3. Justification of two phase flow boundaries based on the function of critical water saturation vs. rock porosity
1, 2 – equations for approximating S_w (S_{wcr}) and S_w**(1-S_{gcr}); 3 – outline of swirr points area $S_{во}$;*
4, 5, 6 – zones of reservoir saturation with water, water and gas, gas

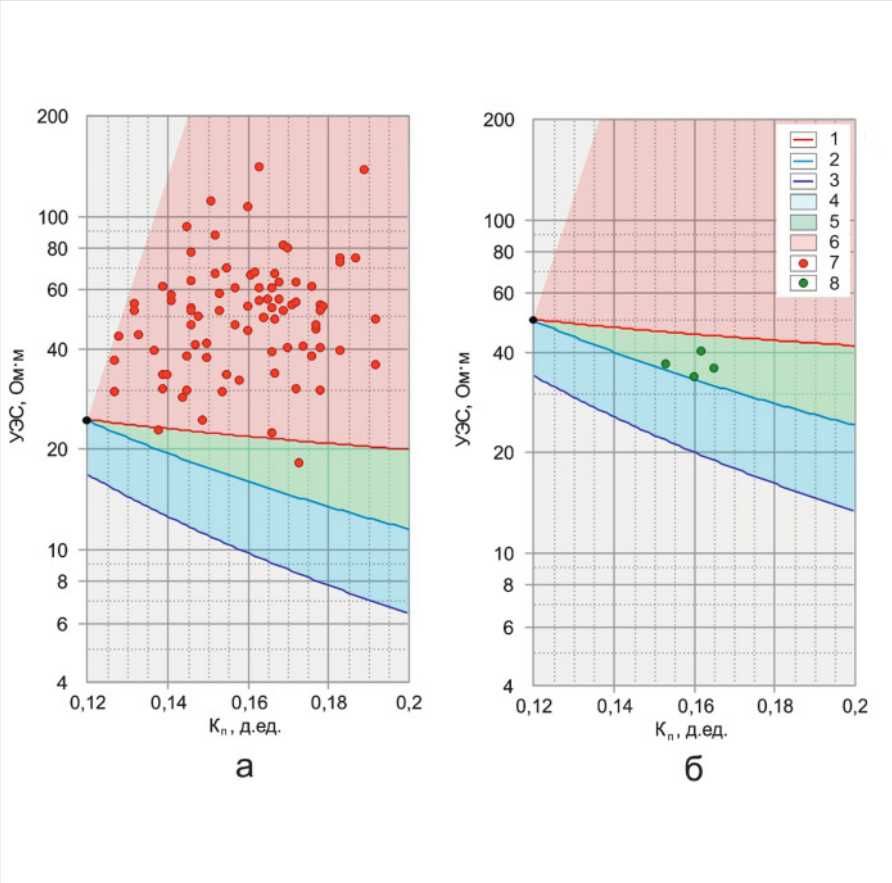


Рис. 4. Сопоставление модели насыщенности с фактическими характеристиками коллекторов в интервалах испытаний скважин в чисто газовой зоне при $С_в$ = 10 г/л — а, водогазовой зоне при $С_в$ = 3,7 г/л — b
1, 2, 3 — уравнения аппроксимации для УЭС при $К_в$, $К_в$** и $К_в$ = 1 д. ед.; 4, 5, 6 — зоны насыщения коллектора водой, водой с газом, и газом; 7, 8 — интервалы коллектора, при испытании которых получен газ, вода с газом*
Fig. 4. Saturation model vs. actual reservoir properties in well testing intervals in net gas pay zone at S_w = 10 g/l – a, Water-Gas zone at S_w = 3,7 g/l – b
1, 2, 3 – equations for electrical resistivity approximation at S_w, S_w** and S_w = 1 un.frac.;*
4, 5, 6 – zones of reservoir saturation with water, water and gas, gas; 7, 8 – intervals with gas, water with gas obtained while testing

высших учебных заведений. Геология и разведка. М., 1966. № 6. С. 96–100.
8. Котова М.С. Об изменении состава и минерализации поровых вод при выжимании их из глин // Записки ЛГИ: 1965. Том 48. № 2. С. 88–97.
9. Мухидинов Ш.В., Беляков Е.О. Определение интервалов с наличием подвижной воды в отложениях ачимовской толщи // PROнефть. Профессионально о нефти. 2020. № 4. С. 34–39.
10. Абукова Л.А., Абрамова О.П., Кошелев А.В. и др. Исходный состав пластовых вод как основа гидрохимического контроля за разработкой ачимовских отложений Уренгойского НГКМ. Приоритетные направления развития Уренгойского комплекса. М.: Недра, 2013. С. 171–181.
11. Кобранова В.Н. Петрофизика. М.: Недра, 1986. 392 с.
12. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика. (Физика горных пород). М.: ФГУП Нефть и газ, 2004. 368 с.
13. Вендельштейн Б.Ю., Элланский М.М. Влияние адсорбционных свойств породы на зависимость относительного сопротивления от коэффициента пористости. М.: Недра, 1964. С. 181–193.
14. Мамяшев В.Г. Петрофизические модели пород осадочного чехла Западно-Сибирской равнины. «Обоснование параметров подсчета запасов нефти и газа в отложениях Западной Сибири». Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. 152 с.
15. Lomeland F., Ebeltoft E., Thomas W.H. A new versatile relative permeability correlation. International symposium of the society of core analysts held. Canada Toronto, 2005, 21–25 August, 12 p. (In Eng).
16. Вендельштейн Б.Ю. Геофизические критерии продуктивного нефтяного коллектора, основанные на законах фазовой проницаемости. М.: Труды МИНХиГП, № 144. 1979, С. 20–30.

ENGLISH

Results
The comprehensive analysis of the study of core from the achimov deposits of the Vostochno-Urengoyskoe license area allowed building models that describe the process of water flowing through gas-saturated rock and changes in conductivity parameters (rocks electrical resistivity) as free water desalting.

Conclusion
Integration of electrical and flow models will make it possible to predict the degree and, consequently, the nature of rocks saturation in the process of reservoir flooding. The subsequent development of the approach is possible within the framework of clarifying the nature of desalting (changes in the initial salinity), which can be carried out through dynamic modeling and comparing the results with the actual data on wells testing and development.

References
1. Pleshanov N.N., Pescova D.N., Zavoeva A.A. Complex analysis of factors that influenced on water saturation forecast of achimov formation at gazpromneft licence blocks. Proneft. Professionally about oil, 2020, issue 3, P. 16–25. (In Russ).
2. Kalashnikova M.P., Yanevits R.B., Natchuk N.Yu., Sitdikov R.R. Modeling of saturation behavior based on seismic forecast of petrophysical parameters (on the example of Achimov deposits of a field in YANAO). Neftyanaya Provintsiya, 2019, issue 3, P. 115–128. (In Russ).
3. Kuznezov A.V., Shalamova V.I., Vershinina I.V. The experience of building a hydrodynamic model in the conditions of fluid heterogeneity of productive strata of the Imilorsky field. Nedropolzovanie XXI vek, 2018, issue 6, P. 146–155. (In Russ).
4. Kasatkin V.E., Gilmanova N.V., Moskalenko N.Yu. Analysis of Achimov reservoirs' texture heterogeneity of Imilorsky deposit when assessing the nature of saturation. Geology, geophysics and development of oil and gas deposits, 2016, issue 11, P. 18–23. (In Russ).
5. Grechneva O.M. The hypothesis of gravitational water development in Achimov formations. Gas industry, 2021, issue 3, P. 32–37. (In Russ).
6. Kryukov P.A. Methods for identifying soil solutions. Modern methods of analysis of soil physical-chemical properties: Edition 2. Moscow: AN SSR, 1947, 251 p. (In Russ).
7. Flerova L.I. On the content of iodine and bromine in pore solutions of Mesozoic deposits in Western Siberia. Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration, 1966, issue 6, P. 96–100. (In Russ).
8. Kotova M.S. On the changes of pore water composition and salinity when pressing out of clay. Journal of Mining Institute, 1965, Vol. 48, issue 2, P. 88–97. (In Russ).
9. Mukhidinov S.V., Belyakov E.O. Determination of mobile water in reservoirs of Achimov thickness. Proneft. Professionally about oil, 2020, issue 4, P. 34–39. (In Russ).
10. Abukova L.A., Abramova O.P., Koshelev A.V. The initial composition of formation water as a basis of hydrochemical control of development of the Achimov deposits of the Urengoyskoye oil gas condensate field. Priority directions of the Urengoyskoye complex development. Moscow: Nedra, 2013, P. 171–181. (In Russ).
11. Kobranova V.N. Petrophysics. Moscow: Nedra, 1986, 392 p. (In Russ).
12. Dobrynin V.M., Wendelstein B.Yu., Kozhevnikov D.A. Petrophysics (Physics of rocks). Moscow: FGUP Neft i gaz, 2004, 368 p. (In Russ).
13. Wendelstein B.Yu., Ellansky M.M. The influence of rocks adsorptive properties on the dependence of relative resistivity from porosity. Moscow: Nedra, 1964, issue 40, P. 181–193. (In Russ).
14. Mamiashev V.G. Petrophysical models of sedimentary cover of West Siberian Plain. Justification of oil and gas estimate parameters for West Siberia deposits. Tyumen: TyumGNGU, 2014, P. 152. (In Russ).
15. Lomeland F., Ebeltoft E., Thomas W.H. A new versatile relative permeability correlation. International symposium of the society of core analysts held. Canada Toronto, 2005, 21–25 August, 12 p. (In Eng).
16. Wendelstein B.Yu. Geophysical indicators of a productive oil reservoir based on the laws of phase permeability. Moscow: MINHiGP, issue 144, 1979, P. 20–30. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Родивилов Данил Борисович, к.г.-м.н., эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: dvrodivilov@tnnc.rosneft.ru

Гречнева Олеся Михайловна, заместитель начальника управления, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Натчук Никита Юрьевич, начальник отдела, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Русанов Александр Сергеевич, заместитель генерального директора по газовым проектам, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Rodivilov Danil Borisovich, ph.d. of geological and mineralogical sciences, expert, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: dvrodivilov@tnnc.rosneft.ru

Grechneva Olesya Mikhailovna, deputy head of division, "Tyumen petroleum research Center" LLC, Tyumen, Russia

Natchuk Nikita Yurievich, head of department, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Rusanov Aleksandr Sergeevich, deputy general director for gas projects, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

БМРЗ-150

Оптимальное решение для цифровых подстанций

Устройства серии БМРЗ-150 предназначены для выполнения функций релейной защиты и автоматики различных присоединений напряжением 6–35 кВ и относятся к семейству компактных устройств БМРЗ, которые могут быть установлены в местах с ограниченным пространством.

МЭК 61850

Резервирование:
- RSTP
- PRP
- HSR

Поддержка протоколов связи:

- МЭК 61850 (подтвержденное соответствие производительности Goose сообщений техническим требованиям ПАО «ФСК ЕЭС»)
- МЭК 60870-5-104
- Modbus-TCP
- МЭК 60870-5-101/103
- Modbus-RTU
- SNTP, PTPv1, TSIP, NMEA

Интерфейсы связи:

- 2 x Ethernet (RJ-45 или оптический)
- 2x RS-485
- RS-422 (синхронизация времени)
- USB

Единое ПО для устройств НТЦ «Механотроника» с графическим редактором гибкой логики

Сертификат соответствия International Users Group IEC 61850 Edition 2

ООО «НТЦ «Механотроника» более 30 лет разрабатывает и производит интеллектуальные устройства релейной защиты и автоматики. Развиваясь и совершенствуясь, предприятие наращивает выпуск существующих устройств и решений и создает новые, превосходящие по своим параметрам продукцию мирового уровня.

МЕХАНОТРОНИКА
Интеллектуальные устройства релейной защиты

198206, Санкт-Петербург, ул. Пионерстроя, д. 23, лит. А
Единый телефон тех. поддержки: **8 (800) 250-63-60**

www.mtrele.ru

Реклама

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-47-50 УДК 550.82 I Научная статья

Новый подход к внедрению результатов геомеханического моделирования в производственные процессы добывающих обществ ПАО «НК «Роснефть»

Поляков Д.А. [1], **Павлов В.А.** [1], **Морева В.А.** [1], **Ельсов П.В.** [1], **Самойлов М.И.** [2], **Нечаев А.С.** [3]
[1]ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия,
[2]ООО «РН-ЦЭПиТР», Тюмень, Россия, [3]ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия
dapolyakov4@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
Рассмотрен успешный опыт внедрения геомеханического моделирования в производственные процессы блока «Разведка и добыча» на базе головного НИПИ ПАО «НК «Роснефть». Внедрение подразумевает использование геомеханического моделирования для задач оптимизации бурения разведочных и эксплуатационных скважин, проведение мероприятий по интенсификации притока и корректировки системы разработки.

Материалы и методы
Для построения геомеханических моделей использован метод конечных элементов. Для внедрения полученных результатов использован проектный подход и работа в мультидисциплинарной команде.

Ключевые слова
геомеханическое моделирование, гидроразрыв пласта, устойчивость ствола, безопасная депрессия

Для цитирования
Поляков Д.А., Павлов В.А., Морева В.А., Ельсов П.В., Самойлов М.И., Нечаев А.С. Новый подход к внедрению результатов геомеханического моделирования в производственные процессы добывающих обществ ПАО «НК «Роснефть» // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 6. С. 47–50. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-47-50

Поступила в редакцию: 05.07.2021

UDC 550.82 I Original Paper

A new approach to the implementation of the results of geomechanical modeling in the production processes of the Production Companies of “NK “Rosneft” PJSC

Polyakov D.A. [1], **Pavlov V.A.** [1], **Moreva V.A.** [1], **Elsov P.V.** [1], **Samoilov M.I.** [2], **Nechaev A.S.** [3]
[1]“Tyumen oil research center” LLC, Tyumen, Russia, [2]“RN-TSEPiTR” LLC, Tyumen, Russia,
[3]“NK “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia
dapolyakov4@tnnc.rosneft.ru

Abstract
The successful experience of geomechanical modeling implementation into the production processes of the “Exploration and production” block on the basis of the head research and development institute of “NK “Rosneft” PJSC is considered. The implementation implies the use of geomechanical modeling for drilling optimization of exploration and production wells, taking measures to stimulate the inflow and to adjust the development system.

Materials and methods
The finite element method was used to build geomechanical models. To implement the results obtained, a project approach and work in a multi-disciplinary team were used.

Keywords
geomechanical modeling, hydraulic fracturing, wellbore stability, safe drawdown

For citation
Polyakov D.A., Pavlov V.A., Moreva V.A., Elsov P.V., Samoilov M.I., Nechaev A.S. A new approach to the implementation of the results of geomechanical modeling in the production processes of the Production Companies of “NK “Rosneft” PJSC. Exposition Oil Gas, 2021, issue 6, P. 47–50. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-47-50

Received: 05.07.2021

Введение

Развитие геомеханического моделирования в России позволило расширить применение данного типа моделирования для решения конкретных проблем недропользователей [1, 2]. Однако зачастую инженеры по геомеханике сталкиваются с проблемами, основной из которых является отсутствие необходимых и достаточных данных для моделирования и низкое качество их интерпретации. В результате геомеханическая модель, построенная со значительными допущениями, имеет низкую достоверность и не решает поставленные задачи.

Процесс геомеханического моделирования является малой частью всего спектра задач, обеспечивающих качественное внедрение модели.

Определение минимального набора необходимых комплексов геофизических исследований скважин (ГИС), исследований

кернового материала, числа опорных скважин и объема необходимых дополнительных исследований для каждого типа скважин является базовым для начала формирования качественной геомеханической модели.

Вопрос изученности объекта или месторождения всеми необходимыми видами исследований поднимается уже на этапе разработки, что неизбежно приведет к увеличению затрат на эксплуатационное бурение. На проектах, сопровождаемых ООО «ТННЦ», происходит вовлечение специалистов-геомехаников на этапе разведочных работ для обсуждения необходимых комплексов ГИС, интервалов отбора керна с учетом имеющихся проблем и последующих планов по разработке тех или иных целевых горизонтов (рис. 1).

После сбора всей необходимой информации начинается подготовка к построению геомеханической модели. В [3] представлены типы керновых исследований упруго-прочностных свойств горных пород в зависимости от решаемых задач.

На этапе поисково-разведочных работ основная задача — безаварийное бурение вертикальных и наклоннонаправленных (ННС) поисково-разведочных скважин. Эту задачу возможно решить инструментами 1D геомеханического моделирования. Используя результаты 1D геомеханической модели, можно оценить плотность бурового раствора для минимизации обрушений и поглощений, выбрать оптимальные углы вскрытия осложненных интервалов, оптимизировать конструкцию обсадной колонны, определить упругие свойства и напряжения для проектирования гидроразрыва пласта, определить максимально допустимую депрессию для снижения выноса твердой фазы при освоении и эксплуатации скважин [4–6].

При бурении первых горизонтальных скважин (ГС) на лицензионном участке (ЛУ) для уточнения геомеханической модели в компоновку низа буровой колонны (КНБК) рекомендуется включать специальные комплексы: запись плотностного каротажа, акустической кавернометрии и эквивалентно циркуляционной плотности (ЭЦП) на забое.

Перечень исследований, необходимых для повышения точности геомеханической модели, в общем в виде представляется так:

Рис. 1. Комплексы ГИС в зависимости от решаемых задач
Fig. 1. GIS complexes according to the current tasks

- запись ЭЦП в процессе строительства скважин (2–3 скважины на каждом кусте);
- многорычажная кавернометрия в ННС, акустическая кавернометрия в ГС (2–3 скважины на каждом кусте);
- замер высоты роста трещины в ННС (1 скважина в год);
- микросейсмика при выполнении многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) в ГС (1 скважина в год);
- запись акустического широкополосного каротажа (АКШ) и гамма-гамма плотностного каротажа (ГГКп) как минимум на 1 скважине каждого нового куста;
- вынос твердой фазы в процессе эксплуатации скважин (постоянно);
- анализ результатов бурения (постоянно);
- анализ графиков закачки в нагнетательных скважинах (постоянно).

В периметре ПАО «НК «Роснефть» геомеханическое моделирование с внедрением результатов реализовано на ряде месторождений: Харампурском, Северо-Хохряковском, Русском и других. Как правило, объект моделирования представляет собой низкопроницаемый коллектор, стратегия разработки которого предполагает реализацию технологии ГС с МГРП.

При моделировании газового коллектора ПК$_1$ Харампурского месторождения [7] выполнены анализ рисков проводки горизонтального ствола с точки зрения бурения и оценка предельных депрессий эксплуатации скважин для минимизации риска пескопроявления. Основными результатами работы являются: учет буровых рисков при проектировании новых скважин (рис. 2a) и определение допустимых депрессий при эксплуатации скважин в зависимости от прочности пород, в которых проложен горизонтальный ствол (рис. 2b).

Геомеханическое моделирование Северо-Хохряковского месторождения [8] выполнено для снижения рисков при бурении скважин в нестабильных глинисто-аргиллитистых пластах, оптимизации дизайна гидроразрыва пласта (ГРП) и определения давления

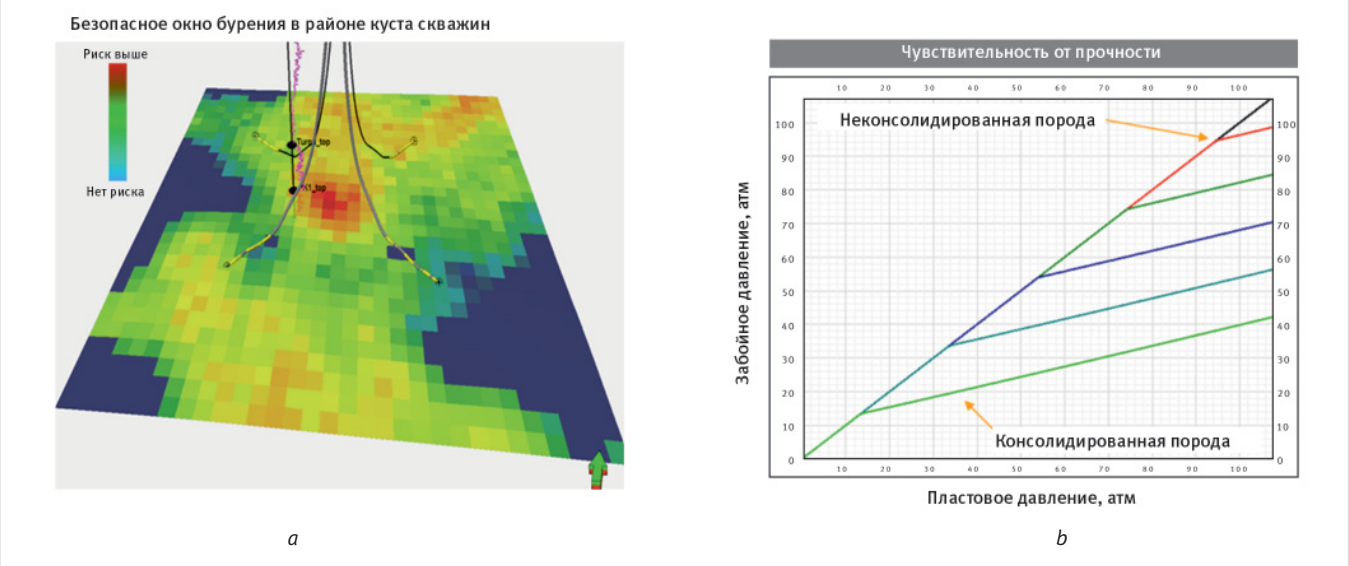


Рис. 2. Безопасное окно бурения по площади одной из кустовых площадок — a и зависимость безопасной депрессии от прочности при эксплуатации скважины — b
Fig. 2. Safe drilling window over the area of one of the well pads – a and dependence of safe drawdown on strength during well operation – b

авто-ГРП при закачке флюида в пласт в целях поддержания пластового давления.

Для слабосцементированного коллектора с целью добычи высоковязкой нефти на основе геомеханической модели разработаны палетки определения допустимого забойного давления добывающей скважины в зависимости от проницаемости и неоднородности продуктивного пласта в призабойной зоне скважины. Данная работа выполнялась посредством 4D геомеханического моделирования с учетом изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта под влиянием разработки [9].

Процесс геомеханического сопровождения разработки залежей углеводородов заключается в совмещенном геолого-геомеханическом и гидродинамическом моделировании.

3D геомеханическая модель применяется в основном при моделировании «новых месторождений», где изменения пластового давления носят локальный характер в окрестности разведочных скважин. Основные цели, которые решает модель: оптимизация эксплуатационного бурения на этапе бурения первых эксплуатационных скважин, оптимизация заканчивания, минимизация выноса твердой фазы. В случае геомеханического моделирования более зрелых месторождений спектр задач, решаемых 3D-моделью, сужается — необходимо переходить к полноценному 4D геомеханическому моделированию.

Ключевая особенность геомеханического моделирования в случае 4D — учет перераспределения напряжений в моделируемом объеме горных пород с каждым временным шагом. Этот метод воспроизводит процесс деформации целевых интервалов в процессе разработки, что позволит учесть эффекты, имеющие характер накапливания (разворот горизонтальных напряжений, увеличение контраста напряжений между коллектором и глинистыми перемычками) [10].

Принципиальный подход к организации рабочего процесса учитывает как особенности работы отдела разработки проектов геомеханики, так и взаимодействие со смежными структурами и конечным потребителем результатов.

Использование геомеханического моделирования предполагает взаимодействие с различными службами добывающих обществ (ДО) и проектных институтов (рис. 3).

Итоги

Предложенный подход описывает процесс внедрения геомеханического моделирования в полный цикл освоения месторождения углеводородов. Представлены ключевые этапы внедрения результатов:

- планирование разведочного бурения — составление программы исследований в стволе скважины, выбор интервалов отбора керна, сопровождение строительства первых разведочных скважин;
- оптимизация программы бурения вертикальных и наклоннонаправленных скважин, подготовка данных для моделирования ГРП;
- оптимизация схемы пробной разработки месторождения. Расчет устойчивости ствола при бурении ГС, выбор оптимального интервала проводки горизонтального ствола. Подготовка данных для моделирования МГРП;
- оценка рисков при эксплуатационном и уплотняющем бурении. Определение перераспределения напряженно-деформированного состояния в зоне, затронутой разработкой.

Выводы

Перед реализацией каждого последующего этапа геомеханического моделирования производится оценка рисков и экономической эффективности внедрения результатов. Принятие инвестиционного решения на каждом последующем шаге должно быть обусловлено не только подсчетом прямых затрат, но и прогнозированием долгосрочного положительного эффекта за счет повышения эффективности как разработки месторождения в части экономии на капитальных затратах, так и добычи полезных ископаемых.

Литература

1. Павлов В.А., Лушев М.А., Корельский Е.П., Ласкин П.Г. Развитие геомеханического моделирования в России // Технологии нефти и газа. 2017. № 6. С. 3–9.
2. Вашкевич А.А., Жуков В.В., Овчаренко Ю.В., Бочков А.С., Лукин С.В. Развитие комплексного геомеханического моделирования в ПАО «Газпром нефть» // Нефтяное хозяйство. 2016. № 12. С. 16–19.
3. Фадеева В.А., Самойлов М.И., Павлов В.А., Субботин М.Д., Поляков Д.А., Павлюков Н.А., Кудымов А.Ю. Использование предварительной 1D геомеханической модели для планирования исследований керна // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 2020. № 7. С. 29–35.
4. Павлов В.А., Поляков Д.А., Субботин М.Д., Меликов Р.Ф., Павлюков Н.А., Поспелова Т.А. К вопросу импортозамещения в геомеханическом моделировании // Технологии нефти и газа. 2019. № 2. С. 3–9.
5. Ляпин И.Н., Королев Д.О., Коровин И.Ю., Корнев А.Ю., Коваль М.Е., Попов А.А. Опыт применения геомеханического моделирования на этапе проектирования скважин // Нефть. Газ. Новации. 2019. № 10. С. 17–20.
6. Кондратьев С.А., Шарафеев Р.Р., Новокрещенных Д.В., Ракитин Е.Л., Головнин А.В. Использование результатов промыслово-геофизических исследований скважин для расчета напряжений при моделировании гидроразрыва пласта // Нефтепромысловое дело. 2021. № 7. С. 26–34.
7. Меликов Р.Ф., Павлов В.А., Павлюков Н.А., Пташный А.В., Красников А.А., Субботин М.Д., Королёв А.Ю., Лознюк О.А. Оптимизация проводки и параметров эксплуатации

Рис. 3. Концептуальная схема взаимодействия отдела разработки проектов геомеханики со структурными подразделениями Компании
Fig. 3. Conceptual scheme of interaction betweenthe department of geomechanics projects development and the structural divisions of the Company

горизонтальных скважин при разработке пласта ПК$_1$ Харампурского НГКМ // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Москва. 2018. 15–17 октября. SPE-191635.
8. Поляков Д.А., Павлов В.А., Павлюков Н.А., Поленов С.В., Донцов Э.Н., Черных Д.Г., Голубков Д.Е., Самойлов М.И. Интегрированный подход к планированию бурения, многостадийного гидроразрыва пласта и эксплуатации скважин на основе цифровой геомеханической модели залежи с учетом влияния разработки // Нефтепромысловое дело. 2019. № 11. С. 44–50.
9. Иванцов Н.Н., Павлов В.А. Обоснование оптимальных режимов эксплуатации горизонтальных скважин в слабосцементированных коллекторах // Нефтепромысловое дело. 2019. № 11. С. 92–95.
10. Павлов В.А., Павлюков Н.А., Субботин М.Д., Коваленко А.П., Янтудин А.Н., Абдуллин В.С., Шехонин Р.С., Головизнин А.Ю. Обоснование режимов эксплуатации скважин сеноманской газовой залежи Харампурского месторождения по результатам геомеханического моделирования // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 2. С. 31–33.

ENGLISH

Results

The proposed approach describes the process of implementing geomechanical modeling in the full cycle of hydrocarbon field development. The key stages of implementing the results are presented:

- planning of exploratory drilling – drawing up a research program in the wellbore, choosing core sampling intervals, supporting the construction of the first exploratory wells;
- optimization of the drilling program for vertical and horizontal wells, preparation of data for hydraulic fracturing modeling;
- optimization of the field trial development scheme. Calculation of the stability of the trunk when drilling horizontal wells, selection of the optimal interval of the horizontal trunk wiring. Preparation of data for modeling multi-stage hydraulic fracturing;
- risk assessment during operational and compaction drilling. Determination of the redistribution of the stress-strain state in the zone affected by the development. Optimization of the operation of the injection wells system.

Conclusions

Risk and cost benefit assessment of results implementation is made before each geomechanics modelling stage realization making investment decision should be determined by both direct cost estimation and forecasting long-term benefits. It should be done improving efficiency of field development regarding both economy in capital charges and oil production improvement.

References

1. Pavlov V.A., Lushev M.A., Korelskiy E.P., Laskin P.G. Development of geomechanical modeling in Russia. Oil and Gas Technologies, 2017, issue 6, P. 3–9. (In Russ).
2. Vashkevich A.A., Zhukov V.V., Ovcharenko Yu.V., Bochkov A.S., Lukin S.V. Development of integrated geomechanical modeling at Gazprom Neft PJSC. Oil industry, 2016, issue 12, P. 16–19. (In Russ).
3. Fadeeva V.A., Samoilov M.I., Pavlov V.A., Subbotin M.D., Polyakov D.A., Pavlyukov N.A., Kudymov A.Yu. Using a preliminary 1D geomechanical model for core research planning. Geology, geophysics and oil field development, 2020, issue 7, P. 29–35. (In Russ).
4. Pavlov V.A., Polyakov D.A., Subbotin M.D., Melikov R.F., Pavlyukov N.A., Pospelova T.A. On the issue of import substitution in geomechanical modeling. Oil and gas technologies, 2019, issue 2, P. 3–9. (In Russ).
5. Lyapin I.N., Korolev D.O., Korovin I.Yu., Kornev A.Yu., Koval M.E., Popov A.A. Experience in application of geo-mechanical simulation at the stage of well designing. Neft. Gas. Novacii, 2019, issue 10, P. 17–20. (In Russ).
6. Kondratyev S.A., Sharafeev R.R., Novokreschennykh D.V., Rakitin E.L., Golovnin A.V. Use of the results of field-geophysical research of wells to calculate stress in simulation of hydraulic fracturing. Oilfield engineering, 2021, issue 7, P. 26–34. (In Russ).
7. Melikov R.F., Pavlov V.A., Pavlyukov N.A., Ptashny A.V., Krasnikov A.A., Subbotin M.D., Korolev A.Yu., Loznyuk O.A. Well placement and operation parameters optimization of horizontal wells in the development of the PK$_1$ reservoir of the Kharampurskoye oil and gas condensate field. Russian petroleum technology conference SPE, Moscow, 2018, October 15–17, SPE-191635. (In Russ).
8. Polyakov D.A., Pavlov V.A., Pavlyukov N.A., Polenov S.V., Dontsov E.N., Chernykh D.G., Golubkov D.E., Samoilov M.I. Integrated approach to planning of drilling, multi-stage fracturing and well operation on the basis of digital geomechanical model taking into account influence of field development. Oilfield engineering, 2019, issue 11, P. 44–50. (In Russ).
9. Ivantsov N.N., Pavlov V.A. Substantiation of optimal operating modes of horizontal wells in poorly cemented reservoirs. Oilfield engineering, 2019, issue 11, P. 92–95. (In Russ).
10. Pavlov V.A., Pavlyukov N.A., Subbotin M.D., Kovalenko A.P., Yantudin A.N., Abdullin V.S., Shekhonin R.S., Goloviznin A.Yu. Justification of the wells production conditions of the cenomanian gas reservoir of the Kharampurskoye field based on the results of geomechanical modeling. Exposition Oil Gas, 2021, issue 2, P. 31–33. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Поляков Дмитрий Александрович, главный специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: dapolyakov4@tnnc.rosneft.ru

Павлов Валерий Анатольевич, к.т.н., начальник отдела,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Морева Виктория Александровна, ведущий специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Ельсов Павел Владимирович, начальник управления,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Самойлов Михаил Иванович, начальник управления,
ООО «РН-ЦЭПиТР», Тюмень, Россия

Нечаев Александр Сергеевич, менеджер, ПАО «НК «Роснефть»,
Москва , Россия

Polyakov Dmitry Aleksandrovich, chief specialist,
“Tyumen oil research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: dapolyakov4@tnnc.rosneft.ru

Pavlov Valery Anatolievich, ph.d., department head,
“Tyumen oil research center” LLC, Tyumen, Russia

Moreva Victoria Alexandrovna, leading specialist,
“Tyumen oil research center” LLC, Tyumen, Russia

Elsov Pavel Vladimirovich, head of department,
“Tyumen oil research center” LLC, Tyumen, Russia

Samoilov Mikhail Ivanovich, head of department,
“RN-TSEPiTR” LLC, Tyumen, Russia

Nechaev Alexander Sergeevich, manager, “NK “Rosneft” PJSC,
Moscow, Russia

Огнезащитные оболочки iSHELL AF

iSHELL
изоляционные оболочки

Помогут выиграть время на отключение оборудования во время пожара, предотвращая каскадный эффект его развития

Назначение

1. **Защита** дорогостоящего оборудования в случае пожара
2. **Сохранение** работоспособности оборудования во время пожара
3. **Тепло-, звуко-, виброизоляция** оборудования

Для чего

- Приводы
- Арматура
- КИПиА
- Емкости, резервуары
- Другое оборудование, нуждающееся в противопожарной защите

ФЛАГМАН

8 (800) 555 1008
www.gkflagman.com

Подписывайтесь на нас в Instagram @gkflagman

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-52-55 УДК 553.98.061.43 I Научная статья

Комплексный подход к интерпретации данных керн/ГИС для изучения трещиноватости отложений Березовской свиты на месторождениях Западной Сибири

Калабин А.А., Митрофанов Д.А., Гордеев А.О.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
aakalabin@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
В статье представлены подходы, разработанные при интерпретации естественной трещиноватости, проявляющейся в кремнистых отложениях Березовской свиты на месторождениях Западно-Сибирского бассейна. Изучение выполнялось на керновом материале и данных записей методов геофизических исследований (ГИС).
В результате исследования трещин на керне были идентифицированы небольшие макротрещины и микротрещиноватость, проведена типизация и классификация трещин по генетическим признакам, выполнено детальное изучение трещинного пространства и связанные с ним вторичные процессы минералообразования.
Комплексирование результатов изучения кернового материала и данных ГИС позволило выделить естественные трещины, пропущенные при первичной интерпретации микроимиджеров, исключить ошибочно выделенные и техногенные трещины, ориентировать в пространстве трещины, выделенные на керне, а также выйти за границы разрешающей способности приборов и спрогнозировать по ГИС интенсивную трещиноватость малых размеров.

Материалы и методы
Материалы: результаты разномасштабного изучения трещин на керне, методы геофизических исследований скважин (микроимиджеры, акустический каротаж АКШ).
Методы: комплексирование, макроописание кернового материала, классификация трещин по генетическим признакам, интерпретация трещин по данным ГИС.

Ключевые слова
Березовская свита, кремнисто-глинистые отложения, трещиноватость, переинтерпретация, микроимиджеры, Quanta Geo, FMI, D-OBMI, акустический каротаж, Sonic Scanner, анизотропия, керн

Для цитирования
Калабин А.А., Митрофанов Д.А., Гордеев А.О. Комплексный подход к интерпретации данных керн/ГИС для изучения трещиноватости отложений Березовской свиты на месторождениях Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 6. С. 52–55.
DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-52-55

Поступила в редакцию: 11.11.2021

UDC 553.98.061.43 I Original Paper

An integrated approach to core & logging data interpretation to study the fracturing of Berezovsky reservoirs of West Siberian fields

Kalabin A.A., Mitrofanov D.A., Gordeev A.O.
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
aakalabin@tnnc.rosneft.ru

Abstract
The paper describes the approaches to the interpretation of natural fracturing based on the core and special logging materials.
Multi-scale core studies of fracturing allow to describe micro-fracturing and small macro-fractures, as well as to classify the types of large macro-fractures, to study the features of the void space, assess the influence of diagenetic processes, and quite reliably classify the fractures according to their genetic characteristics, or to classify them as human-induced.
Integration of core and logging data allowed to define orientation of fractures interpreted from the core, to identify the fractures overlooked during the initial interpretation of microimagers data, to exclude false and induced fractures, as well as to go beyond the tools’ resolution and estimate intense small-scale fracturing.

Materials and methods
Materials: the results of a core-based multi-scale study of fractures and special logging methods (microimagers, full-wave sonic log).
Methods: integration, macro-description of core materials, classification of fractures by genetic characteristics, interpretation of fractures by well logging data.

Keywords
Berezovsky formation, siliceous-clayey deposits, fracturing, reinterpretation, microimagers, Quanta Geo, FMI, D-OBMI, sonic logging, Sonic Scanner, anisotropy, core

For citation
Kalabin A.A., Mitrofanov D.A., Gordeev A.O. An integrated approach to core & logging data interpretation to study the fracturing of Berezovsky reservoirs of West Siberian fields. Exposition Oil Gas, 2021, issue 6, P. 52–55. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-52-55

Received: 11.11.2021

Кремнисто-глинистые породы Березовской свиты центральной части Западной Сибири характеризуются наличием естественной трещиноватости [1, 2], которая в условиях ультранизкой матричной проницаемости опоковидных пород является необходимым условием получения промышленных дебитов газа. В этой связи вопрос качественного изучения трещиноватости пород играет особую роль.

Результаты детального анализа особенностей седиментации и тектонического развития территорий на региональном уровне [1], а также использование разномасштабного подхода к изучению естественной трещиноватости на керне [2] позволили выявить несколько типов трещиноватости пород Березовской свиты. При этом были определены параметры трещин, генезис, взаимодействие разных систем между собой, их стадиальность, установлены характерные процессы вторичного минералообразования, развитые по трещинам и околотрещинному пространству, и их преобладающее влияние на фильтрационные свойства резервуара.

С целью перехода от изученных интервалов к разрезам, не охваченным керновыми исследованиями, был разработан и реализован комплексный подход к интерпретации трещиноватости по данным кернового материала и специальных методов геофизических исследований скважин (микроимиджеров, акустического каротажа АКШ).

Хорошее качество данных Quanta Geo позволяет выполнять задачи интерпретации:

- определение углов и азимутов падения геологических объектов для всего интервала исследования;
- проведение структурного анализа;
- определение направления максимального и минимального горизонтального напряжения;
- оценка трещиноватости.

Данные FMI и D-OBMI позволяют провести литологический анализ с выделением отдельных прослоев до 1 см и выделением только крупных трещин и разломов.

По данным Sonic Scanner возможно выделение только интервалов (более 15 см) вертикальной (HTI) анизотропии и сопоставление их с интервалами вертикальной или наклонной трещиноватости.

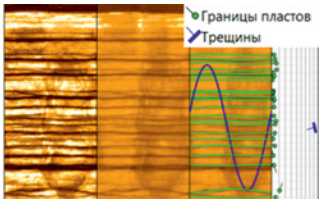
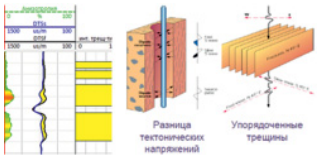
Перед проведением взаимной интерпретации и оценки параметров трещиноватости по данным керна и специальных методов ГИС необходимо понимать различия в разномасштабности методов и имеющиеся ограничения для выделения и типизации трещин [4]. Выходные параметры трещин, которые возможно получить по каждому из методов, приведены в таблице 1.

Переинтерпретация имиджеров в части выделения трещиноватости подразумевает пересмотр всего интервала записи, оценку достоверности выделенных трещин при оперативной интерпретации и довыделение пропущенных трещин.

Большинство опорных скважин с записью микроимиджеров пробурены на растворах углеводородной основы (РУО). Основные отличия связаны с сопротивлением заполняющей жидкости открытых трещин. Так, открытые трещины в скважинах на РУО будут сопоставимы залеченным высокоомным минералом и обладать повышенным сопротивлением, в то время как в скважинах на растворах водной основы (РВО) открытые трещины наоборот будут обладать пониженным сопротивлением.

При взаимной интерпретации трещин по данным керна и микроимиджеров необходимо учитывать, что трещины описываются в 2D-плоскости и их угол задается относительно оси керна, в то время как в пространстве и на имиджерах данные трещины могут иметь отличающиеся углы падения. Прямое сопоставление углов трещин, определенных по керну и на имиджерах, возможно при условии наличия литологических несогласий по оси трещины. На рисунке 1 схематично представлены варианты отображения трещин на керне, имиджерах и в объеме по результатам проведения томографии.

Табл. 1. Типизация трещин по результатам изучения керна, данных микроимиджеров и АКШ
Tab. 1. Fracture typification based on the results of core study, microimagers and Sonic Scanner data

	Керн	Электрическими микроимиджерами (Q-Geo, DOBMI)	АКШ (Sonic Scanner)
Пример выделяемых трещин			
Разрешающая способность (выделяемых трещин)	длина больше 0,1 см ∠° любой (относительно керна)	длина трещины от 30 см ∠° меньше или больше 90°	Интервалы вертикальной анизотропии (трещиноватости) от 15 см
Направление трещин (С-Ю)	нет возможности определить (керн не ориентирован)	с точностью ± 2° (отдельно выделяемых трещин)	преобладающее направление HTI анизотропии
Определение угла трещины	только относительно оси керна	+	угол не определяется
Типизация трещин	- открытые/закрытые - тектонические - кливажа/разрыва - техногенные (исключены) - литогенетические	- тектонические - техногенные - литогенетические (по границам пропластков)	только как интервалы HTI анизотропии

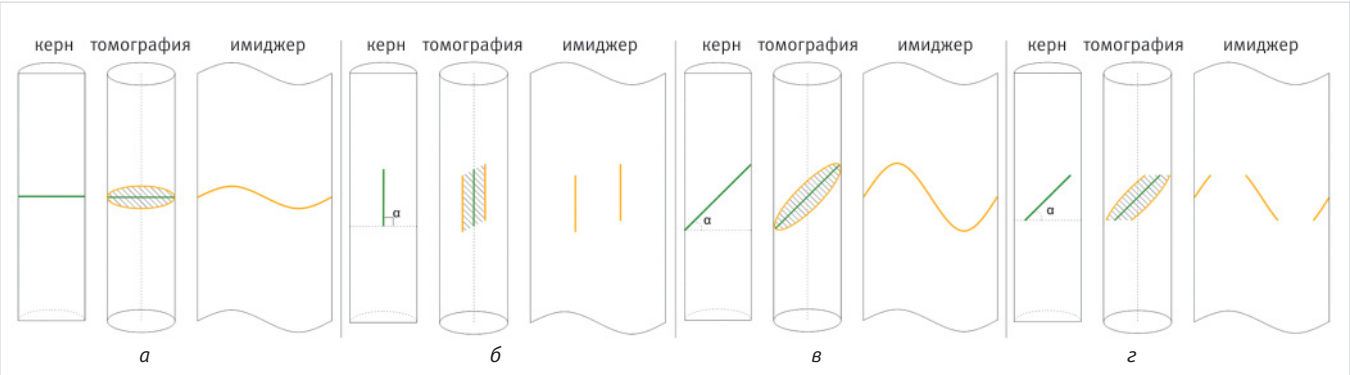


Рис. 1. Схематичное отображение трещин с разными углами падения на керне, методах томографии и микроимиджерах: а — горизонтальная; б — вертикальная; в — полносекущая под углом α; г — частичносекущая под углом к α
Fig. 1. Schematic representation of fractures with different angles of incidence on core, tomography methods and microimagers: а – horizontal; б – vertical; в – full-secant at an angle α; г – partially-secant at an angle to α

Так, субгоризонтальные трещины, выделяемые на керне, могут иметь различный угол падения ввиду того, что на фотографии керна мы видим только секущую часть (рис. 1 а–в). Короткие трещины, не секущие всю колонку керна, будут отображаться на имиджерах как части синусоиды (рис. 1 г).

Для задач переинтерпретации данных микроимиджеров при оценке параметров трещиноватости, выделенной по керну, разработан алгоритм выделения и характеризации трещин. На первом этапе проводится детальная увязка керна к данным имиджеров на основе прямого сопоставления и выделения реперных интервалов [3]. Параллельно проводится контроль глубин керна и отобранных образцов, коррекция последовательности выноса и укладки (рис. 2).

Далее проводится сопоставление крупных трещин или разломов, выделенных по микроимиджерам и/или керну.

1. В случае, когда трещины выделяются как по керну, так и по имиджерам:
- длина трещины, угол, азимут принимаются по микроимиджерам;
- типизация и параметры трещин принимаются по керну.
2. В случае, когда трещины выделены по имиджерам, но не описаны по керну:
- данные трещины исключаются из интерпретации, т.к. трещины могут быть наведенными по результатам обработки микроимиджеров либо относиться к техногенным по результатам анализа по керну.
3. В случае, когда трещины выделены по керну, но пропущены или не учтены на имиджерах:
- трещины выделяются по имиджерам;
- угол, азимут и длина трещины определяются по имиджеру;
- типизация и параметры трещины принимаются по керну.

Следующим шагом проводится определение интервалов трещиноватости (мелких трещин), выделенных на керне, но не зафиксированных по имиджерам:
- сопоставляется и ассоциируется трещинный интервал на имиджере (рис. 3);
- плотность трещин, типизация и параметры для интервала принимаются по описанию керна;
- выделяются аналогичные интервалы на имиджерах и АКШ;
- преобладающее направление трещин в интервале принимается по АКШ или трендам.

На следующем этапе фиксируются литогенетические трещины, описанные по керну (рис. 4):
- направление литогенетических трещин по имиджерам принимается в соответствии с границами внутрипластовой слоистости;
- принимаются параметры, замеренные по керновым исследованиям.

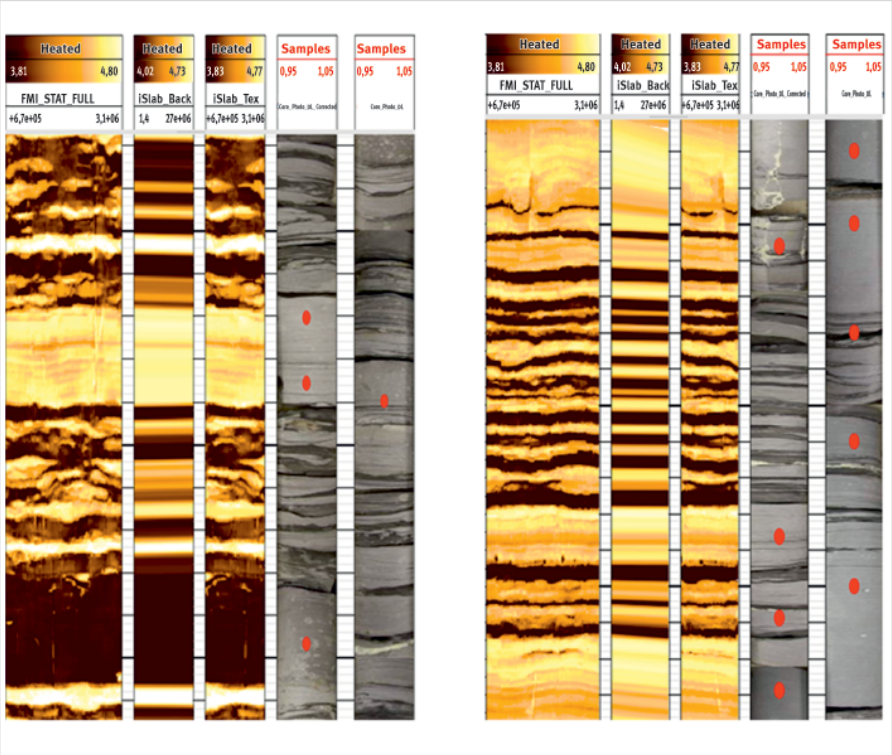


Рис. 2. Пример детальной увязки керна и микроимиджеров
Fig. 2. An example of detailed alignment of the core and microimagers

Для обеспечения описания разреза максимально достоверными исследованиями трещиноватости принят следующий алгоритм комбинирования интерпретации по керну и микроимиджерам (рис. 5).

При сопоставлении интенсивности HTI анизотропии по АКШ с трещиноватостью, выделенной по керну и микроимеджерам, на качественном уровне была отмечена хорошая корреляция, при анализе количественных определений интенсивности различными методами устойчивых связей выявлено не было. Вследствие этого данные о трещиноватости по АКШ были использованы в качестве вспомогательной, низко достоверной информации в условиях отсутствия каких-либо других источников.

Итоги

Обобщение данных специальных исследований керна, микроимиджеров и АКШ, в ходе интерпретации трещиноватости, позволило существенно повысить достоверность, идентифицировать системы трещин, находящиеся за пределами разрешающей способности приборов ГИС, определить параметры и генетические типы трещин, определить направление и угол распространения трещин, выделенных на керне.

Выводы

Комплексирование разномасштабных методов определения параметров трещиноватости позволяет значительно увеличить статистику и качество определений данного параметра резервуара [5]. Наиболее достоверный комплекс исследований параметров трещиноватости включает в себя керновые исследования, запись высокоразрешающих имиджеров (Q-Geo) и кросс-дипольного широкополосного акустического каротажа (Sonic Scanner).

Наличие результирующего набора данных предоставляет возможность создать концептуальную модель развития систем трещин, определить факторы, влияющие на наличие того или иного типа трещин, выполнить площадной прогноз и определить наиболее перспективные участки залежей УВС.

Литература

1. Нассонова Н.В., Дистанова Л.Р., Калабин А.А., Девятка Н.П. Региональные и локальные факторы формирования

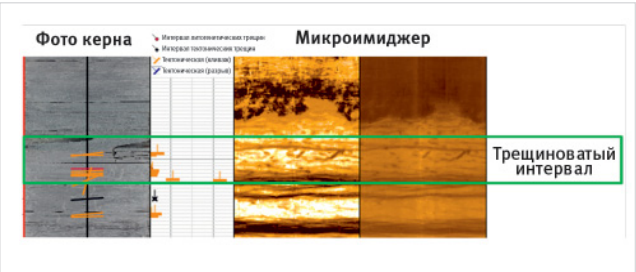


Рис. 3. Пример ассоциации трещиноватого интервала на имиджерах
Fig. 3. An example of a fractured interval association with the microimagers

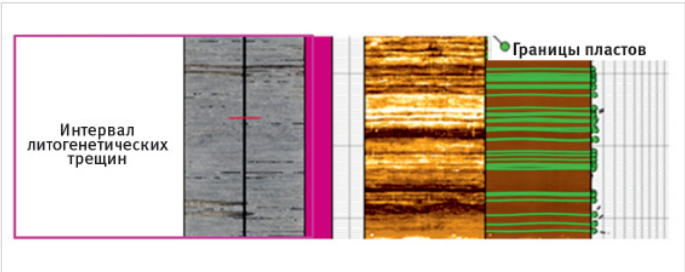


Рис. 4. Пример сопоставления интервала литогенетических трещин с электрическими имиджерами
Fig. 4. An example of the lithogenetic fractures interval matching with the microimagers

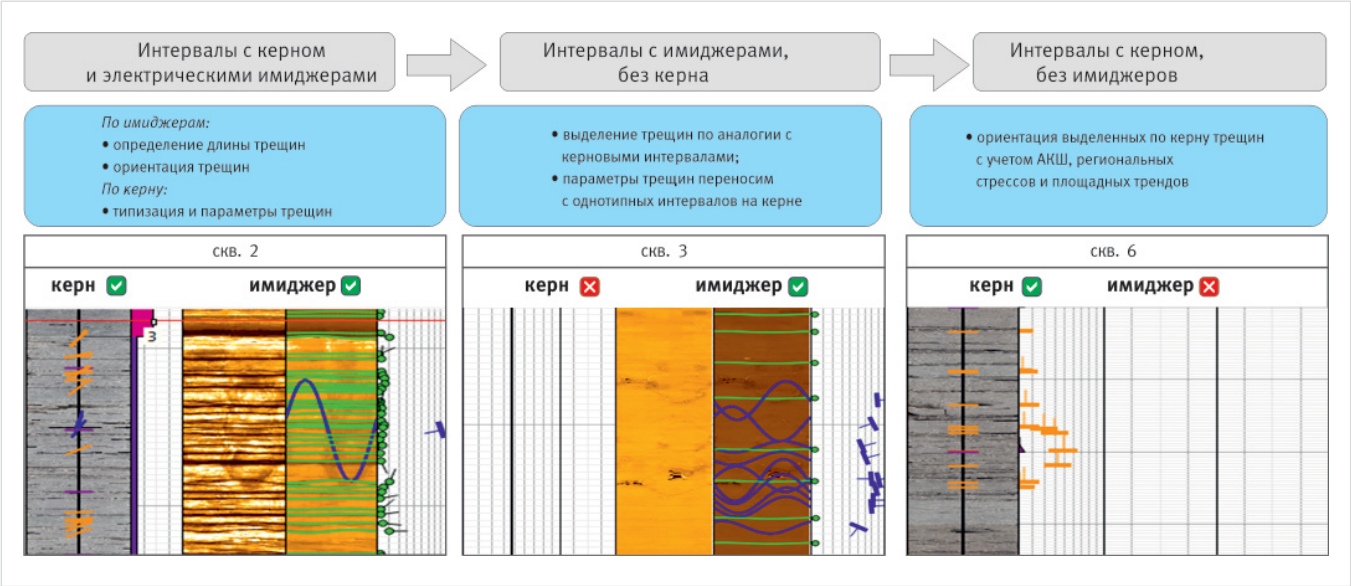


Рис. 5. Алгоритм комплексной интерпретации трещиноватости по данным керна и ГИС
Fig. 5. A complex fractures interpretation algorithm based on the core data and special logging methods

трещиноватости в глинисто-кремнистых отложениях нижнеберезовской подсвиты // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020, № 1. С. 19–25.
2. Калабин А.А., Чертина К.Н., Нассонова Н.В., Девятка Н.П. Трещиноватость кремнисто-глинистых пород пласта НБ$_1$ Березовской свиты центральной части Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 1. С. 30–33.
3. Зрячих Е.С., Сергеев М.С., Чугаева А.А., Лапоногов А.М. Использование метода электрического микросканирования для привязки полноразмерного керна // Вестник Пермского университета. Геология. 2018. Том 17. № 1. С. 33–40.
4. Мусин К.М., Сингатуллина Р.Р., Хусаинов В.М. Комплексный подход к изучению трещиноватости карбонатных коллекторов // Neftegaz. RU. 2013. № 10. С. 40–43.
5. Beicip-Franlab. Природно-трещиноватые резервуары. От анализа и моделирования трещин к моделированию пласта и разработке месторождения. Курс лекций. Москва, 2007.

ENGLISH

Results

Integrating the SCAL, microimagers, and full-wave sonic data, as part of fracturing interpretation, made it possible to significantly increase the reliability, identify fracture systems that are beyond the logging tools' resolution, determine the parameters and genetic types of fractures, and define the direction and propagation angle of fractures identified on the core.

Conclusion

The combination of various-scale methods to determine the fracturing parameters can significantly improve the statistics and quality of defining these reservoir parameter [5]. The most reliable set of fracture parameters studies includes core studies, high-resolution imagers (Q-Geo), and cross-dipole broadband sonic logging (Sonic Scanner).

The resulting data set allows to build a conceptual model of fracture systems development, to determine the factors affecting the presence of one or another type of fracture, to make areal estimates, and to identify the most promising zones of hydrocarbon deposits.

References

1. Nassonova N.V., Distanova L.R., Kalabin A.A., Devyatka N.P. Regional and local factors of cracking formation in clay-silicon deposits of the Nizhneberezovskaya subsuite. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2020, issue 1, P. 19–25. (In Russ).
2. Kalabin A.A., Chertina K.N., Nassonova N.V., Devyatka N.P. Fracturing of siliceous clayey rocks of the NB$_1$ formation of the Berezovskaya suite in the central part of Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2021, issue 1, P. 30–31. (In Russ).
3. Zryachikha E.S., Sergeev M.S., Chugaevab A.A., Laponogovb A.M. Using the method of electrical microscanning for referencing a full-length core. Bulletin of Perm University. Geology, 2018, Vol. 17, issue 1, P. 33–40. (In Russ).
4. Musin K.M., Singatullina R.R., Khusainov V.M. An integrated approach to the study of fracturing of carbonate reservoirs. Neftegaz. RU, 2013, issue 10, P. 40–43. (In Russ).
5. Beicip-Franlab. Naturally fractured reservoirs. From fracture analysis and modeling to reservoir modeling and field development. Lecture course, Moscow, 2007. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Калабин Артемий Александрович, главный инженер проекта управления научно-технического развития, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: aakalabin@tnnc.rosneft.ru

Митрофанов Денис Андреевич, главный специалист управления научно-технического развития, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Гордеев Александр Олегович, главный менеджер управления научно-технического развития, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Kalabin Artemiy Aleksandrovich, chief project engineer, scientific and technical development division, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: aakalabin@tnnc.rosneft.ru

Mitrofanov Denis Andreevich, chief specialist, scientific and technical development division, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Gordeev Aleksandr Olegovich, chief manager, scientific and technical development division, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Самарский государственный технический университет (СамГТУ) —

это крупный научно-образовательный центр Самарского региона, где ведется подготовка специалистов для энергетической, нефтегазодобывающей, химической и нефтехимической, машиностроительной, транспортной, пищевой, оборонной отраслей, сферы информационных технологий, приборостроения, материаловедения и металлургии, биотехнологий и промышленной экологии.

В перечне основных профессиональных образовательных программ ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет» представлены программы всех уровней высшего образования.

Институт нефтегазовых технологий (ИНГТ)

является структурным подразделением Самарского государственного технического университета, осуществляющим многоуровневую подготовку обучающихся по следующим программам высшего образования:

Бакалавриат:

- Бурение нефтяных и газовых скважин
- Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти
- Охрана окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов
- Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
- Оборудование нефтегазопереработки
- Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов

Специалитет:

- Геология месторождений нефти и газа
- Физические процессы нефтегазового производства

Магистратура:

- Промышленная экология и рациональное использование природных ресурсов
- Мониторинг территорий с высокой антропогенной нагрузкой
- Техносферная безопасность в нефтегазовой отрасли
- Пожарная и промышленная безопасность объектов нефтегазовой отрасли
- Строительство наклонно-направленных и горизонтальных скважин
- Разработка нефтяных месторождений
- Трубопроводный транспорт углеводородов

Ольга Нечаева
директор института нефтегазовых технологии, кандидат технических наук

– Развивая научно-инновационную, образовательную и практико-ориентированную деятельность, мы решаем стратегическую задачу подготовки квалифицированных кадров для нефтегазовои отрасли. Наши студенты получают самые востребованные на рынке труда профессии и гарантии трудоустройства. Это, безусловно, ключевые факторы для правильного выбора своего будущего!

Технологический фокус института нефтегазовых технологий направлен на решение проблем в области строительства скважин, геомеханического 3D-моделирования, повышения нефтеотдачи пластов, экологического мониторинга, ресурсо- и энергосберегающих технологий нефтепереработки и нефтехимии, оптимизации технологий генерации водорода.

На базе института нефтегазовых технологий функционируют:

- **Проектно-исследовательский и образовательный центр «Инжиниринг объектов нефтегазового комплекса»;**
- **Научно-аналитический центр «Промышленная экология».**

Прямая сфера деятельности центров направлена на кросс-сегментное взаимодействие вуза с индустриальными партнерами и повышение эффективности научно-образовательной экосистемы.

Коллектив института нефтегазовых технологий и института дополнительного образования Самарского государственного технического университета поздравляет коллег с новым 2022 годом!

Хотим пожелать рекордных достижений и побед в новом году, свершений и перспективных планов, здоровья и отличного настроения!

Желаем неиссякаемых запасов добра, счастья и благополучия. Пусть жизнь будет наполнена яркими красками, бьёт фонтаном успех и укрепляется сила духа!

Институт дополнительного образования Самарского государственного технического университета (ИДО СамГТУ)

ПРОГРАММЫ ПЕРЕПОДГОТОВКИ ОТ 256 ЧАСОВ

- Бурение нефтяных и газовых скважин
- Бурение и эксплуатация нефтяных скважин на морском шельфе
- Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений
- Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов
- Охрана окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов
- Геология и геофизика
- Капитальный ремонт скважин
- Геолого-технологические исследования
- Проектирование, сооружение, эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ
- Автоматизация производственных процессов
- Энергетика
- Экономика ТЭК
- Управление персоналом

Формы занятий: тренинги, лекции, дискуссии, круглые столы, деловые игры, лабораторные практикумы и практические занятия в тренажерных классах. Объем и содержание программ корректируются по потребности предприятия.

Организация, проведение обучения и повышение квалификации:

- педагогических и научно-педагогических работников;
- инженерного состава;
- отраслевых специалистов.

Переподготовка кадров среднего и высшего профессионального образования.
Обучение рабочим специальностям.
Обучение по всем лицензированным направлениям и специальностям, аттестация, выдача документов государственного образца.

Институт нефтегазовых технологий
Россия, г. Самара,
ул. Ново-Садовая, д. 10, каб. 102
+7 (846) 279-03-20
ingt@samgtu.ru
www.samgtu.ru/ingt

Дирекция ИДО СамГТУ
Россия, г. Самара,
ул. Первомайская, д. 18, каб. 415
+7 (846) 242-36-95
+7 (846) 279-03-34
ido@samgtu.ru
www.ido.samgtu.ru
www.umac.samgtu.ru

САМАРСКИЙ ПОЛИТЕХ
Опорный университет

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-58-61 УДК 553.98 I Научная статья

Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности юряхского горизонта Среднеботуобинского месторождения

Оленич П.А. [1], **Бухарова И.А.** [1], **Новикова М.С.** [1], **Хорольский Г.О.** [1], **Чиргун А.С.** [2]
[1]ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, [2]ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», Иркутск, Россия
paolenich@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
Работа основана на обобщении результатов поисково-разведочного и эксплуатационного бурения, результатов исследования керна, а также сейсмических данных. Для прослеживания закономерностей распространения пластов выполнена корреляция юряхского горизонта в пределах Среднеботуобинского месторождения и проведено сопоставление полученных результатов с другими месторождениями Непско-Ботуобинской антеклизы. Изучены особенности геологического строения юряхского горизонта, проведена оценка ресурсов.

Материалы и методы
Материалы: данные ГИС скважин, результаты исследования керна, результаты интерпретации сейсморазведки Среднеботуобинского месторождения.
Методы: корреляция пластов, построение петрофизической модели, анализ сейсмических исследований.

Ключевые слова
Восточная Сибирь, Непско-Ботуобинская антеклиза, Среднеботуобинское месторождение, Юряхский горизонт, ресурсный потенциал, сейсморазведка, трудноизвлекаемые запасы

Для цитирования
Оленич П.А., Бухарова И.А., Новикова М.С., Хорольский Г.О., Чиргун А.С. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности юряхского горизонта Среднеботуобинского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 6. С. 58–61.
DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-58-61

Поступила в редакцию: 11.11.2021

UDC 553.98 I Original Paper

Geological structure and oil and gas potential of the Yuryakha horizon of Srednebotuobinskoye field

Olenich P.A. [1], **Bukharova I.A.** [1], **Novikova M.S.** [1], **Khorolsky G.O.** [1], **Chirgun A.S.** [2]
[1]"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia, [2]"Taas-Yuryakh Neftegazodobycha" LLC, Irkutsk, Russia
paolenich@tnnc.rosneft.ru

Abstract
The study is based on generalizing the results of exploration and development drilling, the results of core studies, as well as seismic data. To define the reservoir distribution patterns, the Yuryakha horizon was correlated within the Srednebotuobinsky field and the results were compared with other fields of the Nepa-Botuobinsky anteclise. The features of the geological structure of the Yuryakha horizon were studied, and the resources were estimated.

Materials and methods
Materials: well logging data, core study results, seismic data interpretation results on the Srednebotuobinskoye field.
Methods: reservoir correlation, petrophysical modeling, seismic analysis.

Keywords
East Siberia, Nepa-Botuobinskaya anteclise, Srednebotuobinskoye field, Yuryakha horizon, resource potential, seismic exploration, hard-to-recover reserves

For citation
Olenich P.A., Bukharova I.A. Novikova M.S., Khorolsky G.O., Chirgun A.S. Geological structure and oil and gas potential of the Yuryakha horizon of Srednebotuobinskoye Field. Exposition Oil Gas, 2021, issue 6, P. 58–61. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-58-61

Received: 11.11.2021

Введение
Среднеботуобинское месторождение расположено в пределах Мирнинского выступа Непско-Ботуобинской антеклизы Республики Саха (Якутия). Месторождение является одним из крупнейших по запасам нефти и газа в Восточной Сибири. В 1970-х гг. здесь впервые на Сибирской платформе была доказана промышленная нефтегазоносность вендских и кембрийских отложений в крупных масштабах, и месторождение стало полигоном для отработки технологий бурения и вскрытия продуктивных горизонтов в условиях аномально низких пластовых давлений и низких температур. Однако до недавнего времени центром изучения являлись терригенные отложения венда — ботуобинский горизонт, где сосредоточена большая часть запасов. Изучению карбонатных отложений кембрия (осинского и юряхского горизонтов) уделялось гораздо меньше внимания — опытно-промышленная эксплуатация и апробация технологии добычи из низкопроницаемых карбонатных отложений начата только в 2018 г.

(осинский горизонт). Запасы юряхского горизонта на данный момент не числятся на Государственном балансе, однако в ряде скважин наблюдались различные признаки продуктивности (нефтенасыщенный керн, незначительные притоки углеводородов при испытании и опробовании). В результате проведенных геологоразведочных работ в 2019–2020 гг. в непосредственной близости от Среднеботуобинского месторождения открыто несколько месторождений, основные запасы которых сосредоточены в отложениях юряхского горизонта. В данной работе изучено геологическое строение и оценен ресурсный потенциал юряхского горизонта в пределах Среднеботуобинского месторождения.

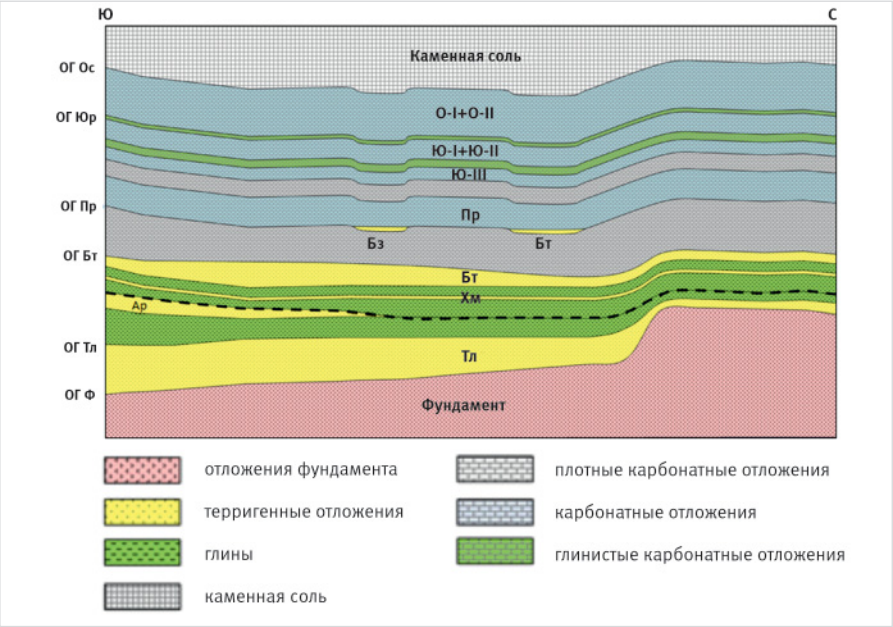


Рис. 1. Схематический геологический разрез продуктивной части Среднеботуобинского месторождения: Тл — талахский горизонт; Хм — хамакинский горизонт; Бт — ботуобинский горизонт; Бз — базальный горизонт; Пр — преображенский горизонт; Ю-III — нижнеюряхский горизонт; Ю-I+Ю-II — верхнеюряхский горизонт; О-I+О-II — осинский горизонт

Fig. 1. Schematic geological section of the productive part of Srednebotuobinskoye field: Tl – talakhsky horizon; Khm – khamakinsky horizon; Bt – botuobinsky horizon; Bz – bazalny horizon ; Pr – preobrazhensky horizon; J-III – nizhneyuryakhsky horizon; J-I+J-II – verhneyuryakhsky horizon; O-I+O-II – osinsky horizon

Геологическое строение юряхского горизонта

Юряхский горизонт приурочен к кровле вендско-нижнекембрийского карбонатного комплекса, перекрывающегося галогенно-сульфатно-карбонатными породами билирской свиты. От вышележащего осинского горизонта его отделяет небольшая карбонатная пачка в подошве билирской свиты мощностью от 0,5 до 5,2 м, составляя в среднем 3 м (рис. 1).

В юряхское время на территории Среднеботуобинского месторождения в обстановке мелководного шельфа накапливались неоднородные по составу преимущественно хемогенные карбонатные отложения, в различной степени обогащенные алевритовой примесью и органогенно-обломочными разностями [3].

Юряхский горизонт и его стратиграфический аналог (усть-кутский — рис. 2) повсеместно распространены на территории Непско-Ботуобинской антеклизы и представлены доломитами и известняками, нередко породы в различной степени сульфатизированы и засолонены [4]. В пределах горизонта выделены два основных циклита — Ю-I+Ю-II (Ук-I) и Ю-III (Ук-II), разделенных между собой глинистой перемычкой мощностью до 20 м.

В пределах Среднеботуобинского месторождения пласт Ю-I+Ю-II имеет относительно выдержанную мощность — общие толщины изменяются от 33,2 до 40,9 м, составляя в среднем 37,3 м. Литологически пласт представлен преимущественно глинистыми и известковистыми доломитами, реже известняками, также встречаются ангидриты и доломитовые мергели. Маломощная перемычка между пластами Ю-I и Ю-II толщиной от 0,4 до 1,4 м уверенно прослеживается на всей территории месторождения. Литологически она представлена глинистыми и сульфатизированными доломитами. В пределах Среднеботуобинского месторождения данная перемычка не может являться флюидоупором вследствие своей маломощности. Однако в северо-западном районе Непско-Ботуобинской антеклизы ее толщина достигает 5–7 м и она разделяет пласт Ю-I+Ю-II на два гидродинамически изолированных объекта (рис. 2).

Пласт Ю-III однозначно выделяется в нижней части юряхской свиты, общая мощность пласта стабильна на всей территории месторождения и изменяется от 17 до 31 м, составляя в среднем 22,2 м. Литологически пласт представлен доломитами светло-темно-серыми и известковистыми. На большей части месторождения пласт представлен плотными непроницаемыми породами. Между пластами Ю-I+Ю-II и Ю-III развита пачка глинистых доломитов верхнеюряхской подсвиты. Мощность перемычки изменяется от 8 до 13 м, составляя в среднем 10 м.

Отличительной особенностью строения пласта Ю-III для данной территории является наличие органогенных построек (биостромов), приуроченных к выступам фундамента. По данным керна скважины Сбт-ХП биостромы представлены кавернозными дендролитами — окаменелыми останками водорослей, на поверхности которых развивались известьосаждающие бактерии. Некоторые исследователи отмечают, что скважины, давшие значительные притоки углеводородов из юряхского (усть-кутского) горизонта, пробурены как раз в зонах погребенных выступов фундамента [2]. Можно предположить, что в юряхское время выступы фундамента были ярко выражены в рельефе, в пределах которых активно формировались биогермные постройки и накапливались продукты их разрушения. Можно предположить, что распространение коллекторов с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) в пласте Ю-III ожидается только в пределах выступов фундамента, и по мере

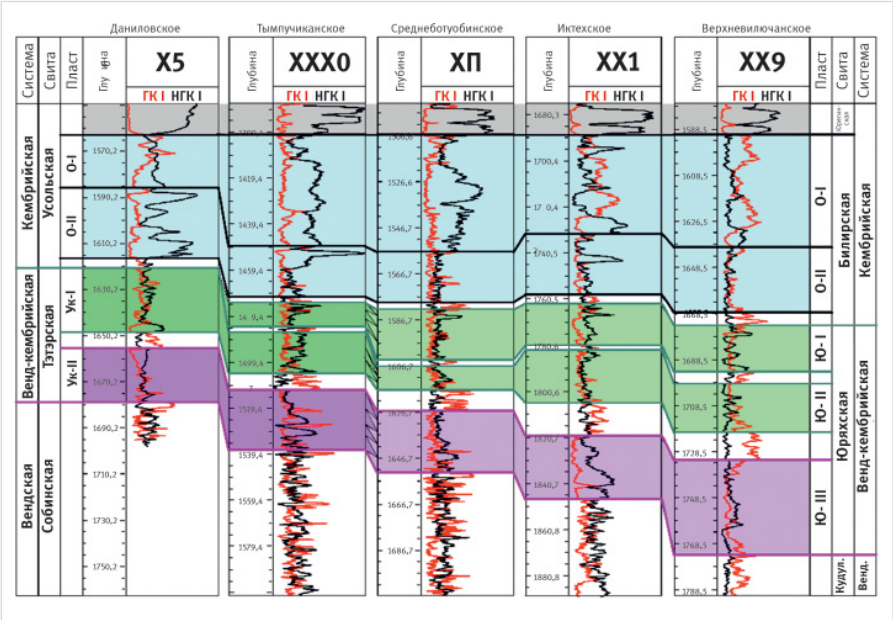


Рис. 2. Схема корреляции пластов юряхского и осинского горизонтов по месторождениям Непско-Ботуобинской антеклизы

Fig. 2. Correlation of the yuryakha and osinsky reservoirs for the Nepa-Botuobinsky anteclise fields

удаления от них ФЕС резко ухудшаются. На Среднеботуобинском месторождении это предположение подтверждается данными скважин. На большей части месторождения пласт Ю-III представлен непроницаемыми микрокристаллическими доломитами, и только в скважинах Сбт-ХП и Сбт-3Х, приуроченных к выступам фундамента, выделяется коллектор мощностью до 11 м (при общей мощности пласта 20 м).

По данным сейсморазведки МОГТ 3D выступы фундамента отображаются на горизонтальных срезах кубов разных модификаций как кольцевые элементы и картируются довольно четко. Одним из прогнозных параметров для выделения и геометризации зон распространения органогенных построек в межскважинном пространстве выбран структурный параметр, а именно карта углов наклона по кровле фундамента. Структурный фактор, контролирующий области развития органогенных построек, является основным. Комплексная интерпретация данных керна, ГИС и сейсморазведки позволила выделить предполагаемые области развития органогенных построек. В пределах Среднеботуобинского месторождения выявлено несколько небольших зон, аналогичных районам скважин Сбт-ХП и Сбт-3Х (рис. 3), где можно прогнозировать улучшенные ФЕС и углеводородное насыщение в интервале нижнеюряхского горизонта.

Перспективы нефтегазоносности

Продуктивность юряхского горизонта доказана на группе месторождений Непско-Ботуобинской антеклизы [1]. Залежи имеют нефтяное, газонефтяное и газовое насыщение. Ближайшими месторождениями с доказанной промышленной нефтегазоносностью являются Курунгское, Кыттыгасское, Иктехское и Верхневилючанское. Дебиты газа на данных месторождениях после соляно-кислотной обработки (СКО) достигают 504 тыс. м^3/сут (Иктехское), а нефти до 30 м^3/сут (Верхневилючанское).

В пределах Среднеботуобинского месторождения в ряде поисково-разведочных скважин из пластов Ю-I+Ю-II и Ю-III получены притоки углеводородов (нефти, газа и конденсата). Максимальный дебит нефти составил 5,5 м^3/сут, газа 55,95 тыс. м^3/сут.

Анализ результатов исследования керна

В пласте Ю-III, как было отмечено ранее, проницаемые интервалы приурочены преимущественно к зонам развития органогенных построек, за их пределами пласт непроницаем или слабо проницаем. Проницаемые интервалы в пласте Ю-I+Ю-II распространены повсеместно, однако породы характеризуются довольно низкими ФЕС. Как видно из гистограммы, более 61 % образцов характеризуются проницаемостью менее 2 мД. Исходя из этого, была оценена зависимость Кпр(Кп) с целью отнесения запасов к трудноизвлекаемым (ТрИЗ). Полученная зависимость удовлетворяет всем требованиям приказа: пласт освещен керном равномерно по площади и по разрезу, количество образцов 849, вынос керна из интервалов отбора составляет более 75 %. Коэффициент корреляции связи Кпр(Кп) — 0,88. Отнесения запасов пласта Ю-I+Ю-II к ТрИЗ позволяет снизить налоговую нагрузку на недропользователя посредством получения льготы со стороны государства, что может сделать будущую разработку пласта более рентабельной.

При анализе результатов исследования керна пласта Ю-I+Ю-II по разрезу замечено, что на ФЕС значительное влияние оказывают вторичные преобразования: частичное засолонение коллектора, которое развито преимущественно в верхней части пласта, соответствующей зоне продуктивного насыщения. Несмотря на это, в кровельной части по данным керна выделен интервал с относительно высокими значениями Кпр. Данный интервал охарактеризован керном в пяти скважинах, в трех из которых признаки засолонения отсутствуют. В скважинах, разрез которых представлен доломитами без признаков засолонения, среднее значение Кпр составляет 8,5, 61,7 и 144,4 мД соответственно, а в скважинах с выявленными признаками засолонения Кпр составляет 0,6 и 1,0 мД соответственно.

Особенности интерпретации ГИС

Для оценки величины ресурсов проинтерпретированы материалы ГИС и проанализированы данные керна по всем скважинам месторождения и части скважин сопредельных участков. В процессе оценки ресурсов обозначилась высокая степень неопределенности при установлении характера насыщения, которая связана с неоднозначностью определения критического значения УЭС (УЭСкр). При построении графика сопоставления пористости, УЭС и результатов испытания использовались данные с учетом осинского горизонта ввиду недостаточного количества собственных испытаний. Величина УЭСкр, характеризующая безводные притоки газа или нефти, изменяется в зависимости от величины Кп: от 114,4 Омм (при Кп = 0,076 д.ед.) до 215,9 Омм (при Кп = 0,156 д.ед.).

В диапазоне от 50,7 Омм (при Кп = 0,096 д.ед.) до 215,9 Омм (при Кп = 0,156 д.ед) может быть получен как чистый однофазный приток продукта или воды, так и двухфазный приток газа или нефти и воды.

При интерпретации ГИС юряхского горизонта только в 17 % пропластков насыщение определено как «нефть» либо «продукт»,

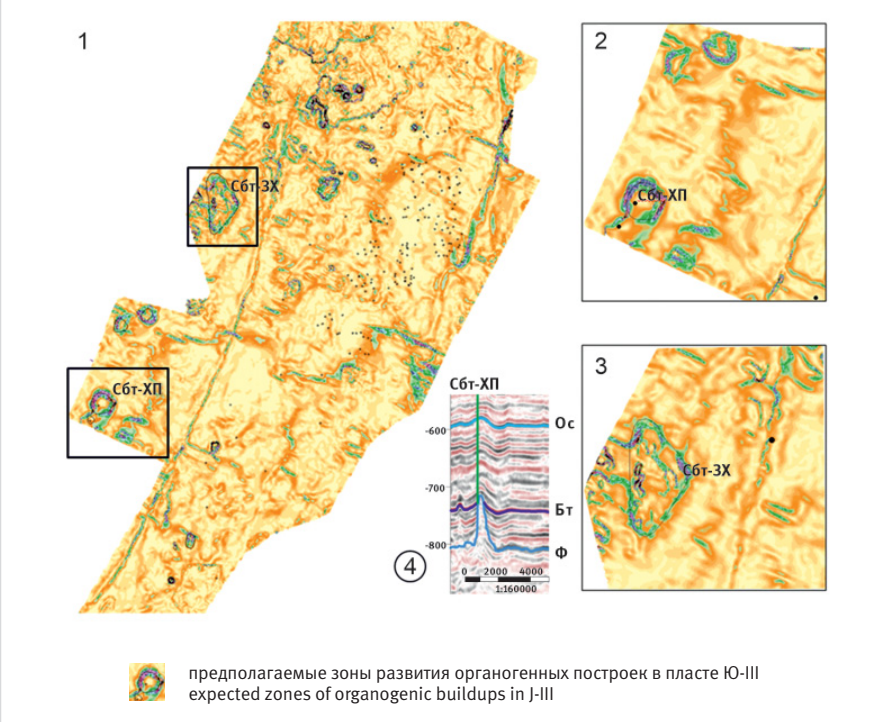


Рис. 3. Картирование зон выступов фундамента по данным сейсморазведки МОГТ 3D:
1 — карта углов наклона поверхности фундамента; 2 — положение скважины Сбт-ХП;
3 — положение скважины Сбт-3Х; 4 — сейсмический разрез через скважину Сбт-ХП
Fig. 3. Mapping the basement high zones based on 3D seismic data:
1 – basemen surface slope map; 2 – location of well Sbt-XP; 3 – location of well Sbt-3X;
4 – seismic section through well Sbt-XP

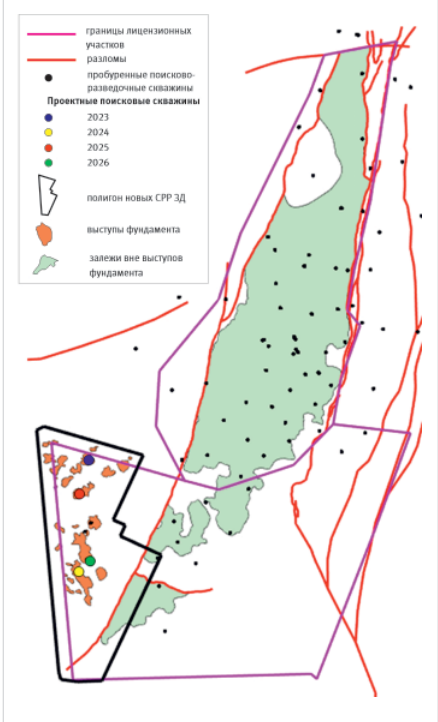


Рис. 4. Программа ГРР 2022–2026 для юряхского горизонта
Fig. 4. 2022–2026 Geological exploration program for the yuryakha horizon

по остальным скважинам насыщение определено как «неясно».

По данным ГИС в скважине Сбт-XX4P однозначно определить положение ВНК не представляется возможным, ввиду обширной зоны неоднозначности УЭС, однако в скважине проведены промысловые геофизические исследования по определению интервалов и состава притока. По данным промысловых геофизических исследований притоки воды отмечаются ниже абсолютной отметки 1197 м, по данным испытаний из интервалов 1181,5–1189 м и 1194–1207,5 м получен приток нефти дебитом 3,9 м^3/сут и воды дебитом 24,6 м^3/сут. По данным ГИС коллекторы характеризуются высокими значениями УЭС, признаки воды ниже условного ВНК по данным ГИС отсутствуют. УВНК в скважине принят на а.о. 1196,3 м по подошве последнего нефтенасыщенного по данным ГИС коллектора.

Высокие значения УЭС в водонасыщенных прослоях юряхского горизонта могут объясняться большими зонами проникновения и особенностями литологии, а именно включениями ангидритов, кристаллов сульфатов, соли и битума.

Оценка ресурсного потенциала

В пласте Ю-I+Ю-II коллекторы имеют практически повсеместное распространение, выделены три залежи нефти, продуктивность которых определена по данным керна, испытаний и ГИС. Учитывая особенности строения пласта Ю-III, залежи можно прогнозировать только в районе выступов фундамента, выделенных по данным сейсмики МОГТ 3D.

Для уточнения геологического строения месторождения недропользователем были проведены дополнительные сейсморазведочные работы МОГТ 3D в западной части месторождения, ранее не изученной сейсморазведочными работами МОГТ 3D полностью. В результате был выделен целый ряд зон выступов фундамента, в которых можно прогнозировать залежи углеводородов с улучшенными ФЕС. На основе этих данных в период 2022–2026 гг. в выделенные перспективные зоны запланированы к бурению четыре поисковые скважины, целевым объектом которых являются пласты юряхского горизонта Ю-I+Ю-II и Ю-III (рис. 4).

По результатам проведенной оценки основные ресурсы юряхского горизонта сосредоточены в пласте Ю-I+Ю-II. В пласте Ю-III залежи имеют ограниченное распространение и приурочены только к зонам выступов фундамента.

Для дальнейшего детального изучения пластов юряхского горизонта с целью уточнения его углеводородного потенциала и добычных возможностей необходимо продолжать отбор и лабораторные исследования керна, проб пластового флюида и проведение специальных методов ГИС.

Итоги

Юряхский горизонт на большей части месторождения характеризуется низкими ФЕС, что объясняется частичным засолонением коллектора. На основе анализа данных керна нефтяные залежи пласта Ю-I+Ю-II можно отнести к трудноизвлекаемым запасам (ТрИЗ). Зоны с улучшенными ФЕС приурочены только к районам биогермных построек и имеют ограниченное развитие по площади месторождения, положение которых довольно четко выделяется по данным сейсморазведки МОГТ 3D.

Выводы

В пластах юряхского горизонта выявлены значительные запасы нефти, однако коллекторы характеризуются низкими ФЕС, зоны улучшенных ФЕС, приуроченные к органогенным постройкам, можно довольно уверенно прогнозировать по данным сейсморазведки МОГТ 3D.

Литература

1. Бурова И.А. Карбонатные коллекторы вендско-нижнекембрийского нефтегазоносного комплекса Восточной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2010, Т. 5. № 2. 18 с.
2. Гайдук А.В., Филичев А.В. Влияние палеорельефа фундамента на формирование залежей УВ в венд-раннекембрийском осадочном чехле Сибирской платформы. Геоевразия 2018. Современные методы изучения и освоения недр Евразии. М.: ПолиПРЕСС, 2018. С. 229–234.
3. Губина Е.А. Перспективные объекты нефтегазопоисков в венд-нижнекембрийских карбонатных отложениях Непско-Ботуобинской антеклизы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2012. Т. 7. № 3. 12 с.
4. Лемешко М.Н., Поцелуев А.А. и др. Критерии локального прогноза пород-коллекторов в карбонатных отложениях усть-кутского горизонта // Георесурсы, 2017. Т. 19. № 2. С. 122–128.

ENGLISH

Results

The yuryakha horizon is characterized by poor reservoir properties in most of the field which is explained by partial reservoir halitization. Based on the core data analysis, the oil deposits of J-I+J-II can be classified as “hard-to-recover” reserves. The zones with higher reservoir properties are confined only to the areas of bioherm buildups and have a limited lateral development, their position is quite clearly interpreted from 3D seismic data.

Conclusions

Significant oil reserves have been identified in the Yuryakha reservoirs, and although the net reservoirs are characterized by poor reservoir properties, zones of higher reservoir properties associated with organogenic buildups can be rather reliably predicted using 3D seismic data.

References

1. Burova I.A. Carbonate reservoirs of the Vendian-Lower cambrian petroleum complex, Eastern Siberia. Petroleum Geology.Theoretical and Applied Studies. 2010, Vol. 5, issue 2, 18 p. (In Russ).
2. Gaiduk A.V., Filichev A.V. Influence of the basement paleorelief on the formation of hydrocarbon deposits in the Vendian-Early Cambrian sedimentary cover of the Siberian Platform, Geoeurasia. Modern methods of studying and developing the subsoil of Eurasia. Moscow: PoliPRESS, 2018. P. 229–234. (In Russ).
3. Gubina E.A. Perspective objects for oil and gas prospecting in the Vendian-Lower cambrian carbonate rocks of the Nepa-Botuoba anteclise. Oil and Gas Geology. Theory and Practice, 2012, Vol. 7, issue 3, 12 c. (In Russ).
4. Lemeshko M.N., Potseluev A.A. et al. authors. Criteria for local forecast of reservoir formations in carbonate Vendian-Cambrian deposits of the Ust-Kutskian horizon. Georesources, 2017, Vol. 19, issue 2, P. 122–128. (In Russ)

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Оленич Павел Александрович, главный специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: paolenich@tnnc.rosneft.ru

Бухарова Ирина Александровна, начальник отдела,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Новикова Мария Сергеевна, специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Хорольский Герман Олегович, ведущий специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Чиргун Александр Сергеевич, начальник управления,
ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», Иркутск, Россия

Olenich Pavel Aleksandrovich, chief specialist,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: paolenich@tnnc.rosneft.ru

Bukharova Irina Aleksandrovna, head of department,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Novikova Mariya Sergeevna, specialist,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Khorolsky German Olegovich, lead specialist,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Chirgun Aleksandr Sergeevich, head of division,
“Taas-Yuryakh Neftegazodobych” LLC, Irkutsk, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-62-66 УДК 551 I Научная статья

Комплексирование данных ЯМР-релаксометрии и электрометрических исследований на примере пород-коллекторов месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Рогозин А.А., Игнатьева Т.С., Чурков А.В.
ООО «НК «Роснефть-НТЦ», Краснодар, Россия
aarogozin@ntc.rosneft.ru

Аннотация
Удельная поверхность пор и проницаемость керна являются одними из важнейших параметров при изучении пород-коллекторов. При этом их определение стандартными методами, такими как капилляриметрия и прямые фильтрационные исследования, может сопровождаться разрушением образцов и занимать длительное время. В данной статье рассматривается информативность метода ЯМР-релаксометрии для изучения этих параметров, а также применимость комплексного анализа фильтрационно-емкостных свойств и характеристик порового пространства горных пород с привлечением данных электрометрии насыщенных образцов керна. Как будет показано ниже, комплексирование данных различных методов позволяет определить для каждого литотипа такой параметр ЯМР, как поверхностная релаксивность.
В статье проведен расчет и сравнительный анализ значений удельной поверхности пор, определенной разными методами; показана применимость некоторых эмпирических и полуэмпирических методик расчета проницаемости; определены константы релаксивности для различных литотипов пород-коллекторов месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Материалы и методы
Лабораторные исследования методом ЯМР-релаксометрии, пермеаметрия, определение УЭС горных пород.

Ключевые слова
ядерно-магнитный резонанс, релаксивность, пористость, проницаемость, времена релаксации, удельная поверхность пор, извилистость пор, электрические свойства

Для цитирования
Рогозин А.А., Игнатьева Т.С., Чурков А.В. Комплексирование данных ЯМР-релаксометрии и электрометрических исследований на примере пород-коллекторов месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 6. С. 62–66. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-62-66

Поступила в редакцию: 08.09.2021

UDC 551 I Original Paper

Integration of NMR relaxometry data and electrometric studies on the example of reservoir rocks of deposits of the Timan-Pechora oil and gas province

Rogozin A.A., Ignateva T.S., Churkov A.V.
"NK "Rosneft-STC" LLC, Krasnodar, Russia
aarogozin@ntc.rosneft.ru

Abstract
The specific pore surface and core permeability are one of the most important parameters in the study of reservoir rocks. At the same time, their determination by standard methods, such as capillarimetry and direct filtration studies, can be accompanied by the destruction of samples and take a long time. This article discusses the informative value of the NMR-relaxometry method for studying these parameters, as well as the applicability of a comprehensive analysis of the filtration-capacitance properties and properties of the pore space of rocks using electrometry data of saturated core samples. As will be shown below, combining the data of various methods allows us to determine for each lithotype such an NMR parameter as surface relaxivity.
The article presents a calculation and comparative analysis of the values of the specific pore surface determined by different methods; the applicability of some empirical and semi-empirical methods for calculating permeability is shown; relaxation constants for various lithotypes of reservoir rocks of the Timan-Pechora oil and gas province are determined.

Materials and methods
Laboratory studies by NMR-relaxometry, permeometry, determination of UES of rocks.

Keywords
nuclear magnetic resonance, relaxability, porosity, permeability, relaxation times, specific pore surface, pore tortuosity, electrical properties

For citation
Rogozin A.A., Ignateva T.S., Churkov A.V. Integration of NMR relaxometry data and electrometric studies on the example of reservoir rocks of deposits of the Timan-Pechora oil and gas province. Exposition Oil Gas, 2021, issue 6, P. 62–66. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-62-66

Received: 08.09.2021

Метод ЯМР-релаксометрии является одним из наиболее информативных и неинвазивных методов анализа кернового материала в лабораторных условиях. Как отмечается в ряде работ российских и зарубежных авторов [1–3], данный метод перспективен для анализа «сложных» коллекторов: рыхлых, слабосцементированных, глинистых, трещиноватых и нефтематеринских пород. Но, наряду с широким спектром потенциально решаемых задач, имеется и ряд ограничений и сложностей в реализации некоторых методик ЯМР-релаксометрии.

Интерпретация данных, полученных при исследованиях насыщенных образцов керна методом ЯМР, в ряде случаев сталкивается с трудно решаемыми проблемами. Основное соотношение между параметрами продольной релаксации имеет вид [4, 5]:

$$\frac{1}{T_1} = \frac{1}{T_{1b}} + \rho_1 \times \frac{S}{V}, \qquad (1)$$

где T_1 — время продольной релаксации, с;

T_{1b} — время продольной релаксации неограниченного объема флюида, с;

ρ_1 — поверхностная релаксивность T_1 (скорость релаксации T_1 на единице площади зерен), м/с;

S/V — удельная поверхность заполненных флюидом пор, 1/м.

В случае регистрации параметров поперечной релаксации:

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2b}} + \rho_2 \times \frac{S}{V} + \frac{1}{T_{2diffusion}}, \qquad (2)$$

где T_2 — время поперечной релаксации, с;

T_{2b} — время поперечной релаксации неограниченного объема флюида, с;

ρ_2 — поверхностная релаксивность T_2 (скорость релаксации T_2 на единице площади зерен), м/с;

S/V — удельная поверхность заполненных флюидом пор, 1/м;

$T_{2diffusion}$ — диффузионная составляющая поперечной релаксации, с.

Параметры T_1 и T_2 являются регистрируемыми, так же как и релаксация в свободном объеме насыщающего флюида. В идеальном случае выполняется соотношение $T_{1b} \approx T_{2b}$. Остальные слагаемые уравнений (1) и (2) являются неразрешимыми без привлечения специальных методов исследований для установления удельной поверхности пор (капилляриметрии, порометрии) или применения специальных технических средств для учета диффузионной составляющей (приставки в виде катушки, создающей регулируемый градиент магнитного поля), повышающих сложность и стоимость исследовательского оборудования. Существующие обобщенные петрофизические зависимости дают в лучшем случае лишь полуколичественную оценку таких параметров, как удельная поверхность пор и проницаемость. С достаточно высокой точностью без привлечения других методик анализа методом ЯМР-релаксометрии определяется лишь общая пористость.

В настоящей статье предложен метод комплексирования данных ЯМР-релаксометрии и электрометрии на примере группы месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции для получения дополнительной информации как при интерпретации сведений ЯМР-релаксометрии с использованием материалов исследований электрических свойств пород, так и для расчета электрических параметров керна из данных ЯМР. Фактический объем использованного материала составил около 700 образцов керна, представленного как терригенными, так и карбонатными породами.

Как известно, одним из самых востребованных петрофизических параметров системы порода-флюид является проницаемость. Несмотря на то, что на протяжении нескольких последних десятилетий в специализированной литературе было предложено множество эмпирических зависимостей проницаемости от различных петрофизических параметров, вопрос точности получаемых расчетных данных и применимости отдельных зависимостей для различных литотипов пород и геологических формаций является до сих пор актуальным [7]. Наряду с чисто эмпирическими зависимостями, некоторыми авторами предложены уравнения, получаемые из основных физических законов. Так, Йозефом Козени была предложена зависимость для расчета проницаемости, основанная на законах Дарси и Пуазейля для пучка извилистых поровых каналов. В интерпретации М.Р.Дж. Вилли и М.Б. Спэнглера [1] уравнение выглядит следующим образом:

$$K_{ПР} = \left(\frac{1}{K_{ps}\sqrt{\tau}\, S_{Vgr}^2} \right) \frac{K_П^3}{\left(1 - K_П\right)^2}, \qquad (3)$$

где $K_{ПР}$ — коэффициент проницаемости, мД;

K_{ps} — коэффициент учета формы пор;

τ — извилистость пор;

S_{Vgr} — удельная поверхность пористого материала, 1/м;

$K_П$ — коэффициент пористости, доли ед.

Коэффициент формы пор K_{ps} для горных пород принимает различные значения в зависимости от сферичности и окатанности зерен породы и достигает 6 в случае сферических пор. Извилистость порового канала τ легко может быть рассчитана из данных электрических исследований по зависимости М.Р.Дж. Вилли и А. Гарднера [2]:

$$\tau = \left(P_П \times K_П^2 \right)^2, \qquad (4)$$

где $P_П$ — параметр пористости;

$K_П$ — коэффициент пористости, доли ед.

Для расчета удельной поверхности пор S_{Vgr} воспользуемся простыми соображениями, отражающими геометрию изогнутых цилиндрических каналов:

$$V_{пор} = S_{Vgr} \times L_0 \tau, \qquad (5)$$

$$\varphi = \frac{S_{пор}}{S_0}, \qquad (6)$$

$$K_п = \frac{V_{пор}}{V_0}, \qquad (7)$$

где L_0 — длина образца, м;

φ — просветность или поверхностная пористость;

$S_{пор}$ и $V_{пор}$ — суммарная площадь сечения поровых каналов и объем пор, м² и м³ соответственно;

S_0 и V_0 — площадь сечения цилиндрического образца и его объем, м² и м³ соответственно.

Рассматривая совместно уравнения (6) и (7), получаем:

$$\frac{\varphi}{K_п} = S_{Vgr} \times L_0. \qquad (8)$$

Что, в свою очередь, при рассмотрении поровых каналов в геометрии изогнутых цилиндрических трубок, а также с учетом соотношения (6)

$$\varphi = \frac{\tau}{P_п} \qquad (9)$$

может быть представлено в следующем виде:

$$S_{Vgr} = \frac{\tau}{P_п \times K_п \times L_0}. \qquad (10)$$

Уравнение (10) позволяет получать требуемые для дальнейших расчетов параметры прямыми измерениями геометрических значений цилиндрических образцов керна и их электрических свойств в насыщенном состоянии.

Коэффициент пористости $K_п$ легко и надежно определяется по результатам ЯМР-релаксометрии. Таким образом, неопределенными в уравнении (3) остается 2 параметра: коэффициент проницаемости и удельная поверхность пор. В зависимости от поставленных задач сторонними методами может определяться один из пары этих параметров. Проницаемость, для последующего расчета удельной поверхности пор, можно определить с помощью пермеаметра, и в зависимости от условий проведения исследований будет получена абсолютная или эффективная проницаемость. Исходя из этих предположений, может быть рассчитана абсолютная поверхность пор (т.е. полная поверхность зерен сухой чистой породы) или поверхность пор, смоченных остаточным флюидом. Безусловно, это применимо и при определении указанных параметров в пластовых условиях. Удельная поверхность пор, для последующего расчета проницаемости, может быть определена из исследований электрических свойств насыщенных пород, по уравнениям (8) или (10).

Косвенным итогом комплексного использования данных ЯМР-релаксометрии и электрических исследований может быть определение поверхностной релаксивности для пород отдельных геологических формаций и определенного литотипа. Полученные константы могут быть использованы в дальнейшем, в уравнении (1), для оперативного определения удельной поверхности пор только по данным ЯМР без привлечения других методов исследований.

При определении поверхностной релаксивности (в нашем случае относительно времени T_1) исходили из положения, что в случае некавернозной водонасыщенной породы T_{1b} много больше обратной величины поверхностной релаксивности ρ_1 и удельной поверхности пор. В данном случае первым членом

уравнения (1) можно пренебречь и, используя указанное соотношение, легко вычислить ρ_1.

Таким образом, используя приведенные выше предпосылки: сферичность пор для уравнения (3), а также расчетные уравнения для извилистости, просветности и удельной поверхности пор, по данным электрических исследований, — были вычислены Кпр керна по воде как насыщающему флюиду. На рисунке 1 приведено сопоставление полученных расчетных величин и прямых замеров методом газовой пермеаметрии.

Сопоставление данных, рассчитанных предложенным методом, с результатами фильтрационных исследований (ограниченная коллекция, фильтрация насыщающим флюидом в режиме установившего ламинарного потока) показывает хорошую сходимость результатов, что отображено в таблице 1 и представлено на рисунке 1.

Табл. 1. Сопоставление расчетных $K_{пр}$ и определенных прямым методом
Tab. 1. Comparison of calculated K_{pr} and those determined by the direct method

Условный номер образца	Кпр по результатам прямых фильтрационных исследований, мД	Кпр расчетным методом, мД
1	3,45	2,70
2	1,02	0,90
3	1,28	2,74
4	1,68	1,31

На рисунке 2 показано сопоставление значений удельной поверхности пор, рассчитанных по результатам электрометрии по уравнению (10) и по результатам замеров методом ЯМР-релаксометрии с привлечением данных определения Кпр методом газовой пермеаметрии исходя из зависимости (3).

Видно, что оба предложенных метода расчета удельной поверхности пор дают в большинстве случаев сходные результаты, что наиболее показательно при значениях удельной поверхности выше 0,01 1/м. Разброс значений объясняется тем, что для расчетов использовалась модель сферических пор, в то время как коэффициент формы пор K_{ps} для различных пород может изменяться. Косвенным итогом комплексного использования данных ЯМР-релаксометрии и электрических исследований может быть определение поверхностной релаксивности для пород отдельных геологических формаций и определенного литотипа. Полученные константы могут быть использованы в дальнейшем, в уравнении (1), для оперативного

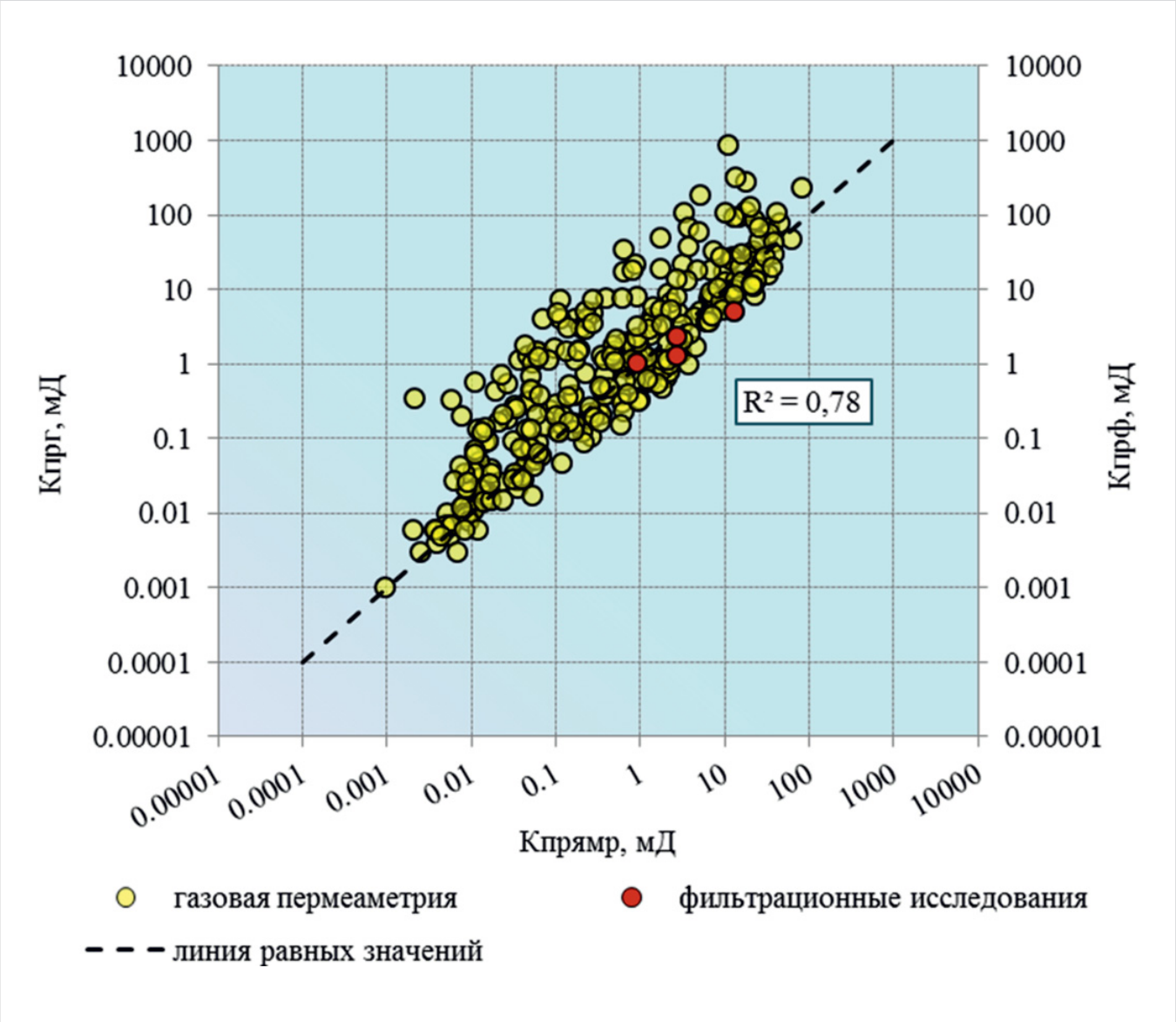


Рис. 1. Сопоставление значений проницаемости $K_{прг}$, определенных методом газовой пермеаметрии, расчетных значений $K_{пр}$ ямр, полученных из результатов ЯМР-релаксометрии и электрических исследований, и прямых замеров $K_{прф}$ при фильтрационных исследованиях
Fig. 1. Comparison of the values of the K_{prg} permeability determined by the gas permeometry method, the calculated values of the nmr K_{pr} obtained from the results of NMR relaxometry and electrical studies, and direct measurements of the Kprf during filtration studies

определения удельной поверхности пор только по данным ЯМР без привлечения других методов исследований. Исходя из того, что время релаксации в объеме значительно больше времени релаксации на поверхности, мы пренебрегаем в дальнейших расчетах первым членом уравнения (1). Исходя из этой предпосылки рассчитана поверхностная релаксивность:

$$\rho_1 = \frac{1}{S_{Vgr}} \times \frac{1}{T_1}, \qquad (11)$$

где T_1 — время продольной релаксации, с;

ρ_1 — поверхностная релаксивность T_1 (сила релаксации T_1 на поверхностях зерен), (м·с)$^{-1}$;

S_{Vgr} = S/V — удельная поверхность заполненных флюидом пор, 1/м.

По результатам комплексного исследования 253 образцов керна, исходя из уравнений (10) и (11), рассчитаны значения поверхностной релаксивности ρ_1, а также средние значения для укрупненных литотипов пород, рассматриваемых в работе (табл. 2).

Сопоставление средних арифметических значений и медиан для различных пород позволяет увидеть степень расхождения результатов (наличие выбросов) и их отклонения от нормального распределения. Так, очевидно, что распределение результатов наиболее близко к нормальному и имеет наименьшее количество выбросов в случае песчаников и алевролитов, т.е. для терригенных пород в силу более выдержанных характеристик пористой среды. Наиболее подвержены неоднородности свойств поверхностной релаксации доломиты, в меньшей степени — известняки, в значительно меньшей степени (сопоставимой с терригенными породами) — силициты и спонголиты: для них выражено значительное отклонение среднего арифметического значения от медианы, что говорит о наличии

Табл. 2. Значения поверхностной релаксивности ρ_1 для различных литотипов
Tab. 2. The values of the surface relaxivity ρ_1 for different lithotypes

Укрупненный литотип	Поверхностная релаксивность ρ_1, м·с$^{-1}$	
	Среднее арифметическое	Медиана
Силициты+спонголиты	0,49	0,39
Алевролиты+песчаники	0,61	0,48
Известняки	0,54	0,26
Доломиты	1,78	0,70

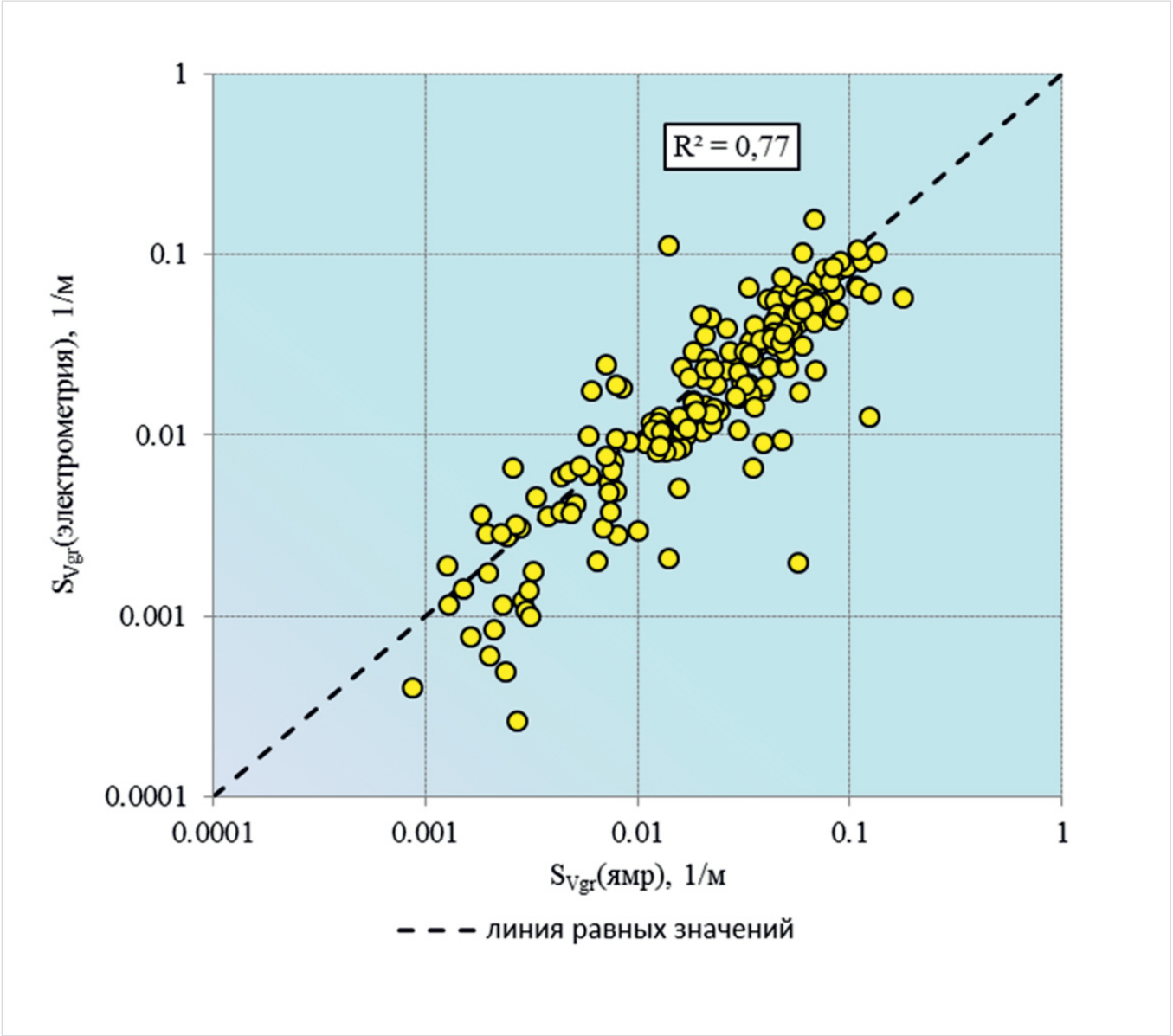


Рис. 2. Сопоставление значений удельной поверхности пор, полученных методом комплексирования данных ЯМР и газовой пермеаметрии S_{Vgr} (ямр), и из результатов электрометрических исследований S_{Vgr} (электрометрия)
Fig. 2. Comparison of the values of the specific pore surface obtained by combining NMR and gas permeometry S_{Vgr} (nmr), and from the results of electrometric studies S_{Vgr} (electrometry)

выбросов и отклонении совокупности от нормального распределения. В свою очередь, это означает неравномерный состав или наличие ферромагнитных включений, а также наличие трещиноватости в данных породах, более выраженной в представленной коллекции образцов у карбонатов, менее выраженной в кремневых породах.

Таким образом, при рассмотрении данных поверхностной релаксивности ρ_1, исходя из ненормальности распределений полученных выборок, более оправданным считается в дальнейшем применение медианного значения параметра.

Итоги

Проведена оценка проницаемости по жидкости различными методами, определены константы релаксивности для оперативных расчетов.

Выводы

По результатам проведенных исследований можно сделать выводы:

- Расчет проницаемости по комплексу данных ЯМР (полная пористость, удельная поверхность пор) и электрометрии (просветность, извилистость и удельная поверхность пор) показал хорошую сходимость результатов с прямыми измерениями проницаемости по жидкости и газу. Это открывает возможность оценки проницаемости образцов в тех случаях, когда измерение другими методами невозможно или экономически не выгодно.
- Выполнено определение коэффициента релаксивности для отдельных литотипов в целях последующего оперативного расчета удельной поверхности и, как следствие, проницаемости пород без привлечения данных электрометрии и пермеаметрии.
- В дальнейшем анализе полученных результатов возможно уточнение коэффициента формы пор K_{pr} для различных литотипов для более точного расчета проницаемости.

Литература

1. Wyllie M.R.J., Spangler M.B. Application of electrical resistivity measurements to problems of fluid flow in porous media. AAPG Bulletin, 1952, Vol. 36, issue 2, P. 359–403. (In Eng).
2. Archie G.E. Classification of carbonate reservoir rocks and petrophysical considerations. AAPG Bulletin, 1952, Vol. 36, issue 2, P. 278–298. (In Eng).
3. Ромм Е.С. Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород. М.: Недра, 1966. 283 с.
4. Джордж Р. Коатес, Ли Чи Хиао, Манфред Д. Праммер Каротаж ЯМР. Принципы и применение. Хьюстон: Халлибуртон Энерджи Сервисез, 2011. 338 с.
5. Джафаров И.С., Сынкаевский П.Е., Хафизов С.Ф. Применение метода ядерно-магнитного резонанса для характеристик состава и распределения пластовых флюидов. М.: Химия, 2002. 439 с.
6. Джеббар Тиаб, Эрл Ч. Доналдсон Петрофизика: Теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов. М.: Премиум инжиниринг, 2009. 862 с.
7. Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрографическими методами. М.: ВНИГНИ, 1978. 381 с.

ENGLISH

Results

The fluid permeability was evaluated by various methods, the relaxation constants for operational calculations were determined.

Conclusions

- The calculation of permeability from a set of NMR data (total porosity, specific pore surface) and electrometry (lumen, tortuosity and specific pore surface) showed good convergence of the results with direct measurements of permeability in liquid and gas. This opens up the possibility of assessing the permeability of samples in cases where measurement by other methods is impossible or economically unprofitable.
- The reactivity coefficient was determined for individual lithotypes for the subsequent operational calculation of the specific surface area without involving electrometry data.
- It is possible to refine the pore shape coefficient K_{pr} for different lithotypes: the selection of the constant that gives the greatest convergence of the K_{pr} (calculated and measured).

References

1. Wyllie M.R.J., Spangler M.B. Application of electrical resistivity measurements to problems of fluid flow in porous media. AAPG Bulletin, 1952, Vol. 36, issue 2, P. 359–403. (In Eng).
2. Archie G.E. Classification of carbonate reservoir rocks and petrophysical considerations. AAPG Bulletin, 1952, Vol. 36, issue 2, P. 278–298. (In Eng).
3. Romm E.S. Filtration properties of fractured rocks. Moscow: Nedra, 1966, 283 p. (In Russ).
4. George R. Coates, Li Chi Hao, Manfred D. Example NMR logging. Principles and application. Houston: Halliburton Energy Services, 2011, 338 p. (In Russ).
5. Jafarov I.S., Syngaevsky P.E., Khafizov S.F. Application of the nuclear magnetic resonance method for the characteristics of the composition and distribution of reservoir fluids. Moscow: Khimiya, 2002, 439 p. (In Russ).
6. Jebbar Tiab, Earl Ch. Donaldson Petrophysics: Theory and practice of studying the reservoir properties of rocks and the movement of reservoir fluids. Moscow: Premium inzhiniring, 2009, 862 p. (In Russ).
7. Methodological recommendations for the study of oil and gas reservoir rocks by physical and petrographic methods, Moscow: VNIGNI, 1978, 381 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Рогозин Александр Анатольевич, начальник отдела ООО «НК «Роснефть–НТЦ», Краснодар, Россия
Для контактов: aarogozin@ntc.rosneft.ru

Игнатьева Татьяна Сергеевна, инженер 1 категории ООО «НК «Роснефть–НТЦ», Краснодар, Россия

Чурков Александр Викторович, заведующий лабораторией ООО «НК «Роснефть–НТЦ», Краснодар, Россия

Rogozin Aleksandr Anatolevich, head of department of “NK “Rosneft-STC” LLC, Krasnodar, Russia
Corresponding author: aarogozin@ntc.rosneft.ru

Ignateva Tatyana Sergeevna, engineer of the 1st category of “NK “Rosneft-STC” LLC, Krasnodar, Russia

Churkov Aleksandr Viktorovich, head of the laboratory of “NK “Rosneft-STC” LLC, Krasnodar, Russia

КОРДА
ГРУППА КОМПАНИЙ

БЫСТРОСЪЁМНАЯ ИЗОЛЯЦИЯ ДЛЯ ОБОРУДОВАНИЯ И ПРИБОРОВ

По индивидуальным размерам
Для всех отраслей

- Теплотехнический и акустический расчет
- 3D сканирование оборудования
- Проектирование, 3D моделирование
- Монтаж, сервисное обслуживание

198095, г. Санкт-Петербург,
ул. Розенштейна, д. 21, офис 508
8 (812) 449-60-40, 8 (800) 500-05-19

zayavka@korda.spb.ru
www.isomax.ru

10.24412/2076-6785-2021-6-68-71

УДК 622.24 I Научная статья

Растворы для низкотемпературных условий бурения

Тулубаев А.Б., Королева И.А., Казанцева А.М., Попова Ж.С.
Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
tulubaevab@tyuiu.ru

Аннотация
В статье представлены результаты лабораторных исследований перфторэтилизопропилкетона, способного работать в условиях отрицательных температур.

Материалы и методы
Синтетическое вещество кетонового ряда, исследование физико-химических свойств.

Ключевые слова
буровой раствор, фторкетон, криогенное бурение, устойчивость ствола скважины, многолетнемерзлые горные породы

Для цитирования
Тулубаев А.Б., Королева И.А., Казанцева А.М., Попова Ж.С. Растворы для низкотемпературных условий бурения // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 6. С. 68–71. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-68-71

Поступила в редакцию: 18.10.2021

UDC 622.24 I Original Paper

Solutions for low-temperature drilling conditions

Tulubaev A.B., Koroleva I.A., Kazanceva A.M., Popova Zh.S.
Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
tulubaevab@tyuiu.ru

Abstract
The article presents the results of laboratory studies of perfluoroethylisopropyl ketone capable of operating under negative temperatures.

Materials and methods
A synthetic substance of the ketone series, the study of physical and chemical properties.

Keywords
drilling mud, fluoroketone, cryogenic drilling, wellbore stability, permafrost

For citation
Tulubaev A.B., Koroleva I.A., Kazanceva A.M., Popova Zh.S. Solutions for low-temperature drilling conditions // Exposition Oil Gas, 2021, issue 6, P. 68–71. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-68-71

Received: 18.10.2021:

Введение

Многообразие типов буровых растворов и их рецептур, с одной стороны, показывает огромный арсенал решений, позволяющий успешно проводить работы по строительству скважин практически в любых геологических и термобарических условиях. С другой же стороны, такое множество вариантов говорит о сложности физико-химических процессов, происходящих как внутри гетерогенных систем, так и при взаимодействии промывочного агента с минералами, сланцами, пластовыми водами, углеводородами и прочими компонентами геологического разреза. Именно при взаимодействии с компонентами горных пород происходят условия, определяющие безаварийность процесса бурения, последующее качество крепи скважины и ее долговечность.

Исходя из необходимости предотвращения осложнений выработан подход к подбору типа бурового раствора, основанный на его инертности. Простыми примерами такого подхода являются вскрытие нефтенасыщенного пласта нефтяным раствором или разбуривание солевых отложений соленасыщенной жидкостью. При помощи удельного веса жидкости можно частично скомпенсировать перераспределение горного давления, также немаловажным является сохранение температурного режима. Изучаемая технология криогенного бурения основана на использовании бурового раствора с отрицательной температурой, что также соответствует данному подходу, если рассматривать бурение интервалов, сложенных многолетними мерзлыми породами.

Существует и другой подход, который заключается в управлении процессами взаимодействия скважинной жидкости и горной породы. Исключаются процессы, ведущие к нарушению устойчивости стенок скважины, и наоборот, формируются и запускаются взаимодействия, повышающие их устойчивость. При отрицательных температурах поровая жидкость способна к фазовому переходу, тем самым влияя на прочностные и фильтрационные свойства прискважинной зоны массива горных пород.

Объект и методы исследований

В настоящее время достаточно широко применимы растворы на углеводородной основе, дисперсной средой которых является нефть, дизельное топливо, минеральное масло. В зарубежной практике у неводных буровых растворов (NADFs) в качестве основы применяется дизельное топливо или синтетические углеводороды, а в качестве дисперсной фазы — рассолы, ацетаты, нитраты и гликоли. Для регулирования фильтрационных, реологических свойств растворов используют различные химические добавки. По заключениям форума Международной Ассоциации производителей нефти и газа (OGP) в качестве основы наиболее применимы синтетические низко- или незначительно-ароматические жидкости, а также высокоочищенные минеральные масла, которые

имеют более низкий температурный диапазон применения.

Кроме высокой пожароопасности данных рецептур, экологической опасности и сложности в управлении свойствами они не могут в полной мере решить проблемы устойчивости ствола скважины и качества строительства в целом. Также стоит отметить, что услуги по сопровождению бурения с применением углеводородных промывочных систем весьма существенны по стоимости и могут достигать десятков миллионов рублей на скважину. Таким образом, поиск новых решений в области промывки скважин остается весьма актуальным [1].

Технология криогенного бурения [1] предусматривает создание в скважине отрицательной температуры, для чего необходим поиск жидкостей на безводной основе с низкой температурой кристаллизации. Применение данной технологии, при подтверждении своей эффективности, позволит предотвратить основные виды осложнений при строительстве скважин, особенно характерные для районов залегания многолетних мерзлых пород [2]. В перспективе технология криогенного бурения может стать революционной, обеспечив возможность бурения скважин в осложненных условиях по сложным траекториям, и в некоторых случаях облегчить конструкцию скважин.

Для предотвращения растепления горных пород и кавернообразования предположим применение промывочной жидкости с отрицательной температурой. При этом возможно сохранение естественной температуры грунта (от 0 до -8 °С) вплоть до 500 м, а также еще большее понижение температуры в стволе скважины для предотвращения дальнейшего обвала пород.

В качестве растворов с низкой интенсивностью теплообмена применимы растворы солей. Солевые растворы имеют пониженную температуру замерзания, которая может достигать минус 55 °С. Несмотря на, казалось бы, приемлемые температурные свойства, имеются и негативные моменты, которые заключаются главным образом в пониженной температуре плавления льда, а также в повышенной коррозии металлов и др. Процесс растепления мерзлых пород в среде солевого раствора при отрицательных температурах можно объяснить гидратацией ионов в поверхностном слое, что, во-первых, сопровождается выделением тепла, во-вторых, ионизация поверхностного слоя приводит к снижению температуры кристаллизации воды. Интенсивность гидратационных процессов будет пропорциональна концентрации солей на контактирующей поверхности скважинной жидкости и горной породы.

Для бурения скважин во льдах применение жидкостей с отрицательными температурами является необходимостью. Технология RAID предусматривает использование в качестве промывочных жидкостей синтетического продукта ESTISOL 140, не смешивающегося с водой. Данное вещество является пожароопасным, с температурой вспышки 75 °С, несмотря на температуру замерзания до минус 90 °С. Также существует опыт применения хладонов, в частности гидрохлорфторуглерода — HCFC-141b, который был запрещен в промышленности как вещество, разрушающее озоновый слой. Университетом США (IDDO) была испытана жидкость, где одним из компонентов является вещество HFE-7100, представляющее собой смесь двух неотделимых изомерных химических веществ: метоксинонафторизобутана и метоксинонафторбутана. Экспериментальные испытания М. Герасимова показали, что система теряет стабильность в определенных температурных условиях [1].

В настоящее время рассматривается использование в качестве промывочного агента специального синтетического вещества кетонового ряда — перфторэтилизопропилкетона. В общем понятии кетоны представляют собой органические соединения, которые содержат карбонильную группу (атом углерода, двойную связанную с атомом кислорода), которая является односвязной с двумя углеводородными группами, полученными химическими реакциями окисления, гидролиза и др. окислением вторичных спиртов. Типичные представители кетонов: ацетон, ацетоуксусная кислота, бета-гидроксибутират. Кетоны упоминаются в органической теории образования нефти. В молекуле перфторэтилизопропилкетона все атомы водорода заменены на прочно связанные с углеродной решеткой атомы фтора (рис. 1). Такие свойства делают вещество инертным во взаимодействии с другими молекулами [3].

В физическом понимании вещество при нормальных условиях представляет собой бесцветную прозрачную жидкость со слабовыраженным запахом, которая тяжелее воды в 1,6 раза, является эффективным диэлектриком, с электрической проницаемостью 2,3. Температура кипения этого вещества при давлении 1 атм составляет 49,2 °С, температура замерзания — минус 108 °С, что позволяет его использовать при отрицательных температурах. Благодаря молекулярному строению вещество не смешивается с водой и не взаимодействует с большинством органических и неорганических соединений. Не разрушает озоновый слой. Вещество имеет высокий коэффициент безопасности, минимальную токсичность, которая основана на низкой растворимости фторкетонов в воде. Из экспертного заключения ФБУЗ Центра гигиены и эпидемиологии в Владимировской области за подписью зам. главного врача: запах,

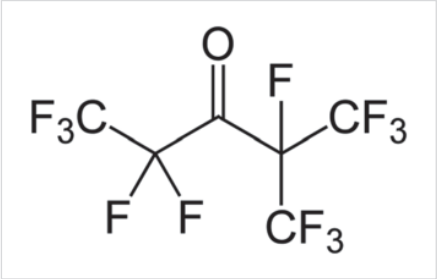


Рис. 1. Молекулярная структура перфторэтилизопропилкетона
Fig. 1. Molecular structure of perfluoroethylisopropyl ketone

балл — не более 1; индекс токсичности, % — 70–120, что относится к малой токсичности; раздражающее действие, балл — на кожные покровы и слизистые оболочки — 0–4; сенсибилизирущее действие — отсутствие. Данное вещество используется в системах пожаротушения в качестве огнетушащего вещества, поэтому можно утверждать, что оно не горюче и не взрывоопасно.

Исследования физико-химических свойств перфторэтилизопропилкетона были проведены в лаборатории Центра перспективных исследований и инновационных разработок Тюменского индустриального университета. В рамках исследований на первом этапе изучались: скорость фазового перехода в газообразное состояние, зависимость плотности и кинематической вязкости от температуры.

Определение скорости испарения фторкетона проводились в колбах с различными внутренними диаметрами, что позволило установить зависимость от площади поверхности контакта с воздушной средой. Изучалось концентрирование и возможность конденсирования насыщенных паров фторкетона в условиях движущейся воздушной массы, в статических условиях и приближенных условиях подобных наличию гидрозатвора (рис. 2). Изменение и поддержание температуры эксперимента осуществлялось с помощью жидкостного термостата [4].

Измерения по определению плотности фторкетона проводились при различных температурах (рис. 3). Для охлаждения вещества до температуры -15 °С применялся криотермостат, а дальнейшее нагревание образца осуществлялось жидкостным термостатом. Значение плотности определялось с помощью ареометров АОН-1 [4].

Определение кинематической вязкости осуществлялось на вискозиметре ВПЖ-4 (D = 0,37 мм) [5]. Изменение и поддержание температуры эксперимента осуществлялось также с применением жидкостного термостата (рис. 4).

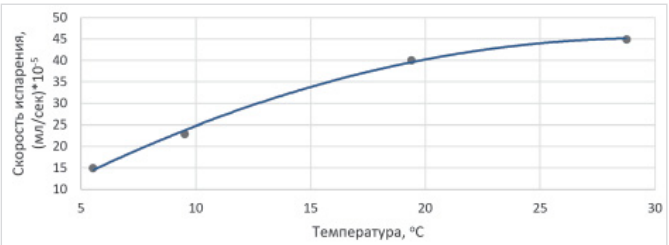


Рис. 2. График зависимости скорости испарения фторкетона от температуры
Fig. 2. Graph of the dependence of the rate of evaporation of fluoroketone on temperature

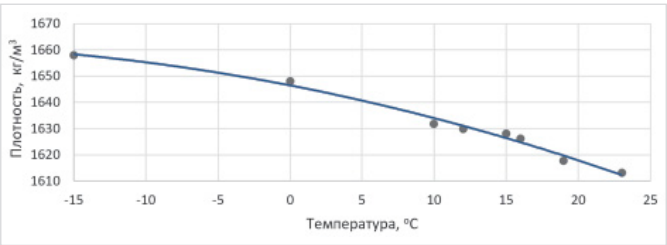


Рис. 3. График зависимости плотности фторкетона от температуры (должна быть прямая)
Fig. 3. Graph of dependence of fluoroketone density on temperature

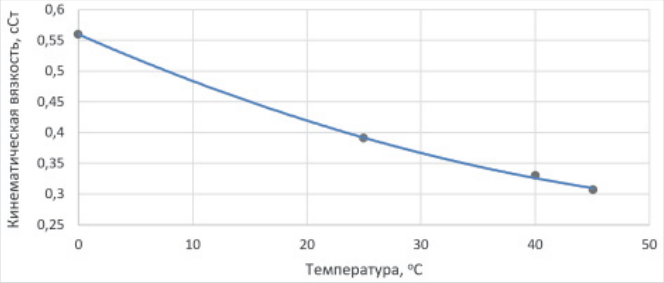


Рис. 4. График зависимости кинематической вязкости фторкетона от температуры
Fig. 4. Graph of the dependence of the kinematic viscosity of fluoroketone on temperature

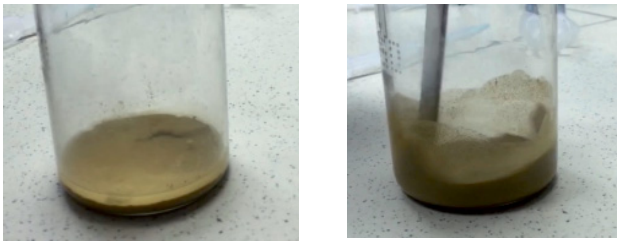


Рис. 7. Взаимодействие фторкетона с глинопоршком (ПБМБ)
Fig. 7. Interaction of fluoroketone with a clay pot (beneficiated bentonite)

На втором этапе исследований проводились эксперименты по определению наличия взаимодействия фторкетона с жидкостями различного природного происхождения: дистиллированной водой, сырой нефтью и растительным маслом (рис. 5). Образцы подвергались механическому перемешиванию лабораторным шпателем, а затем надежно закреплялись на платформе настольного шейкера ПЭ-6500 и в течение 15 минут активно перемешивались.

По результатам экспериментов выявлено, что жидкости не смешиваются как в чистом виде, так и при наличии некоторых распространенных эмульгаторов (натрий лаурил сульфанол). В силу высокой плотности фторкетон концентрируется у основания колбы, вытесняя менее плотную жидкость.

При добавлении гелеобразующего агента в систему фторкетон-эмульгатор-вода образовывается неустойчивая пена (рис. 6 а), которая быстро разрушается с течением времени, однако с добавлением масла растительного происхождения формируется устойчивая вязкая пенная система, которая не разрушается при условии обеспечения герметичности сосуда хранения (рис. 6 б).

Также в процессе исследований рассматривалось взаимодействие фторкетона и бентонитовых глин (марки ПБМБ). При добавлении фторкетона в мерный цилиндр, содержащий глинопорошок (5 грамм), и дальнейшем перемешивании не происходило образования суспензии: глина концентрировалась у основания цилиндра, вытесняя фторкетон в верхнюю часть сосуда (рис. 7 а). В процессе перемешивания глина оседала на стенках цилиндра, но по окончании эксперимента осталась в исходном состоянии (рис. 7 б).

Также был проведен тест по набуханию глинопорошка ПБМА (вых. 18,0 м^3/т) на фторкетоне. Результат оказался нулевым.

Для получения эмульсии фторкетон смешивался с различными спиртами и растворителями:

- фторкетон растворяется в растворителе НЕФРАС С2 80/120. Для образования раствора нет необходимости в механическом воздействии. При введении фторкетона шприцем он равномерно распределяется по объему растворителя, не образуя видимой границы разделения фаз (рис. 8 а);
- при введении фторкетона в сосуд с изопропиловым спиртом появляется видимая граница раздела фаз, но при механическом перемешивании или при использовании шейкера полученный раствор остается однородным. В процессе смешивания веществ выделяется значительное количество газа, что служит доказательством протекания между двумя веществами химической реакции (рис. 8 б);
- этиленгликоль не вступает в реакцию с фторкетоном, однако при использовании шейкера происходит образование мелкодисперсной эмульсии, которая со временем распадается на исходные компоненты (рис. 8 в);
- при добавлении ПЭГ (полиэтиленгликоль) и резорцина образуется гораздо более стойкая эмульсия (рис. 8 г).

Дальнейшая задача заключается в подборе поверхностно-активного вещества (ПАВ). Перспективным также является создание эмульсии на основе фторкетона. Для этого необходимо осуществить подбор эмульгатора. После выбора состава эмульсии в лаборатории Центра перспективных исследований и инновационных разработок Тюменского индустриального университета будут осуществлены дальнейшие исследования раствора для мерзлых пород, в том числе структурно-механические, реологические и фильтрационные свойства, а также управление ими.

Итоги

На основании полученных экспериментальных данных можно сделать следующие выводы:

- плотность фторкетона существенно увеличивается с уменьшением температуры, что ограничивает диапазоны допустимых температур применения в качестве промывочной жидкости;
- фторкетон инертен к пластовым флюидам и горным породам (в частности в отношении бентонитовых глин как к источнику осложнений, связанных с их гидратацией и набуханием);

Рис. 5. Смешение чистых жидкостей:
а — фторкетон + окрашенная вода;
б — фторкетон + сырая нефть;
в — фторкетон + растительное масло
Fig. 5. Mixing clean liquids:
а – fluoroketone + colored water;
б – fluoroketone + crude oil;
в – fluoroketone + vegetable oil

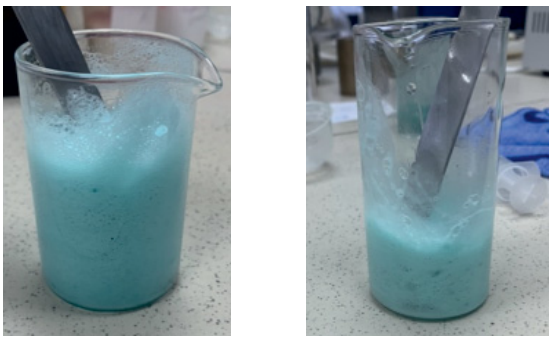
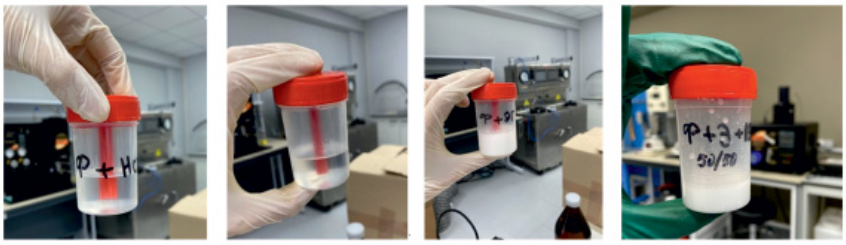


Рис. 6. Образование пенных систем в присутствии фторкетона:
а — добавление гелеобразующего агента в систему фторкетон-эмульгатор-вода с образованием неустойчивой пены;
б — гелеобразующий агент + система фторкетон-эмульгатор-вода + растительное масло с образованием устойчивой вязкой пены
Fig. 6. Formation of foam systems in the presence of fluoroketone:
а – adding a gelling agent to the fluoroketone-emulsifier-water system with the formation of an unstable foam; б – gelling agent + fluoroketone-emulsifier-water + vegetable oil system with the formation of a stable viscous foam



а б в г

Рис. 8. Смешивание фторкетона со спиртами
Fig. 8. Mixing fluoroketone with alcohols

- обладает низкой температурой кристаллизации (-108 °С), является ингибитором тепловых реакций и имеет низкий класс опасности [6].

Выводы

Проведенные исследования позволяют предположить, что при дальнейшем изучении свойств перфторэтилизопропилкетона возможно создание промывочной жидкости для криогенного бурения, которая позволит минимизировать риски возникновения осложнений, связанных с растеплением толщи многолетнемерзлых пород. В дальнейшем планируются работы по более детальному исследованию процессов испарения (в особенности проведение тестов при отрицательных температурах), определению плотности вещества в более широких пределах температур, подбору эмульгатора для создания устойчивой эмульсии и реагентов для придания необходимых параметров промывочной жидкости.

Литература

1. Тулубаев А.Б. Технология криогенного бурения нефтяных и газовых скважин // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири. Тюмень: ТИУ, 2018. С. 145–149.
2. Кузнецов В.Г. и др. Напряженно-деформированное состояние крепи скважин в криолитозоне. М.: Недра, 2003. 154 с.
3. Тулубаев А.Б., Паникаровский Е.В. Научно-технологические аспекты и перспективы применения технологии «криогенного бурения скважин» // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2020. № 3. С. 54–62.
4. ГОСТ 18481–81. Ареометры и цилиндры стеклянные. Общие технические условия. М.: Стандартинформ, 2007.
5. ГОСТ 33768–2015. Метод определения кинематической вязкости и расчет динамической вязкости прозрачных и непрозрачных жидкостей. М.: Стандартинформ, 2019.
6. Биспен Т.А., Масленников И.Г., Молдавский Д.Д., Феничев И.М. Получение перфторэтил-изопропилкетона из гексафторпропена // Известия СПбГТИ(ТУ). 2016. № 37. С. 29–31.

ENGLISH

Results

Based on the obtained experimental data, the following conclusions can be drawn:

- the density of fluoroketone increases significantly with decreasing temperature, which limits the range of permissible temperatures for use as a flushing fluid;
- fluoroketone is inert to formation fluids and rocks (in particular, in relation to bentonite clays as a source of complications associated with their hydration and swelling);
- has a low crystallization temperature (-108 °C), is an inhibitor of thermal reactions and has a low hazard class [6].

Conclusions

The studies carried out suggest that further study of the properties of perfluoroethylisopropyl ketone can create a drilling fluid for cryogenic drilling, which will minimize the risks of complications associated with thawing of permafrost strata. In the future, work is planned on a more detailed study of evaporation processes (in particular, testing at negative temperatures), determining the density of a substance in a wider range of temperatures, selecting an emulsifier to create a stable emulsion and reagents for imparting the necessary parameters of the flushing fluid.

References

1. Tulubaev A.B. Technology of cryogenic drilling of oil and gas wells. the state, trends and problems of the development of oil and gas potential of Western Siberia: Proceedings of the International Conference. Tyumen: industrial University of Tyumen, 2018, P. 145–149. (In Russ).
2. Kuznetsov V.G. and others. Stress-strain state of well supports in the cryolithozone Moscow: Nedra, 2003, 154 p. (In Russ).
3. Tulubaev A.B., Panikarovskii E.V. Scientific and technological aspects and prospects for application of the technology “cryogenic drilling of wells”. Oil and gas studies, 2020, issue 3, P. 54–62. (In Russ).
4. GOST 18481–81. Glass hydrometers and cylinders. General specifications. Moscow: Standartinform, 2019. (In Russ).
5. GOST 33768–2015. Method for determination of kinematic viscosity and calculation of dynamic viscosity of transparent and opaque liquids. Moscow: Standartinform, 2019. (In Russ).
6. Bispen T.A., Maslennikov I.G., Moldavskiy D.D., Fenichev I.M. Production of rerfluoroethyl-isopropylketone from hexafluoropropene. Izvestiya SPbGTI(TU), 2016, issue 37, P. 29–31. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Тулубаев Андрей Борисович, к.т.н., доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
Для контактов: tulubaevab@tyuiu.ru

Королева Ирина Алексеевна, бакалавр кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

Казанцева Агата Михайловна, магистр кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

Попова Жанна Сергеевна, старший преподаватель кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

Tulubaev Andrey Borisovich, ph.d. of engineering sciences, associate professor, department of oil and gas well drilling, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
Corresponding author: tulubaevab@tyuiu.ru

Koroleva Irina Alekseevna, bachelor department of oil and gas well drilling, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

Kazantseva Agata Mikhaylovna, master department of oil and gas well drilling, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

Popova Zhanna Sergeevna, senior lecturer, department of oil and gas well drilling, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-72-74 УДК 622.243.92 I Научная статья

Повышение эффективности бурения и минимизация рисков возникновения аварий при бурении нефтегазовых скважин путем применения циркуляционных переводников

Песин М.В. [1], **Халтурин О.А.** [1], **Макаренков Е.С.** [1], **Макаров В.Ф.** [1], **Сахаутдинов Т.И.** [1, 2]
[1]ПНИПУ, Пермь, Россия, [2]ООО «СК «Буровое оборудование», Пермь, Россия
m.pesin@mail.ru

Аннотация
Основой исследования явились нормативно-правовые документы Российской Федерации в области промышленной и экологической безопасности.
Исследуется эффективность применения циркуляционного переводника в качестве профилактической меры по минимизации рисков возникновения аварийных ситуаций при бурении нефтегазовых скважин на месторождениях Западной Сибири.
В данной статье описана конструкция циркуляционного переводника, которая защищена патентом на полезную модель, описаны устройство и принцип работы переводника, результаты его промысловых испытаний. Исследуется эффективность применения циркуляционного переводника серии DECS ООО «СК «Буровое оборудование» в качестве профилактической меры по минимизации рисков возникновения аварийных ситуаций при бурении нефтегазовых скважин.
На основе полученных результатов исследований предложено техническое решение для повышения эффективности бурения и минимизации рисков возникновения аварий.

Материалы и методы
Промышленная безопасность опасных производственных объектов.

Ключевые слова
нефтяные и газовые скважины, промышленная безопасность, поглощение бурового раствора, циркуляционный переводник

Благодарность
Работа была подготовлена при поддержке: кафедры «Инновационные технологии машиностроения» механико-технологического факультета ПНИПУ, ГК Ай Ди Эс навигатор, Baker Hughes, Weatherford, ЗАО «ТЕХНОБУРСЕРВИС», ООО «ГЕРС Инжиниринг», ООО «Центр горизонтального бурения».

Для цитирования
Песин М.В., Халтурин О.А., Макаренков Е.С., Макаров В.Ф., Сахаутдинов Т.И. Повышение эффективности бурения и минимизация рисков возникновения аварий при бурении нефтегазовых скважин путем применения циркуляционных переводников // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 6. С. 72–74. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-72-74

Поступила в редакцию: 18.11.2021

UDC 622.243.92 I Original Paper

Increasing the efficiency of drilling and minimizing the risk of accidents during drilling of oil and gas wells by using circulation sub

Pesin M.V. [1], **Khalturin O.A.** [1], **Makarenkov E.S.** [1], **Makarov V.F.** [1], **Sakhautdinov T.I.** [1, 2]
[1]PSTU, Perm, Russia, [2]"SC "Drilling equipment" LLC, Perm, Russia
m.pesin@mail.ru

Abstract
The basis of the study was the regulatory and legal documents of the Russian Federation in the field of industrial and environmental safety.
The effectiveness of the use of a circulation sub as a preventive measure to minimize the risks of emergency situations when drilling oil and gas wells in the fields of Western.
This article describes the design of the circulation sub, which is protected by a patent for a utility model, describes the device and the principle of operation of the translator, the results of its field tests. The effectiveness of the use of the DECS series circulation translator by "SK "Drilling equipment" LLC as a preventive measure to minimize the risks of emergency situations when drilling oil and gas wells is investigated.
Based on the obtained research results, a technical solution is proposed to improve drilling efficiency and minimize the risks of accidents.

Materials and methods
Industrial safety of hazardous production facilities.

Keywords
oil and gas wells, industrial safety, drilling mud absorption, circulation sub

For citation
Pesin M.V., Khalturin O.A., Makarenkov E.S., Makarov V.F., Sakhautdinov T.I. Increasing the efficiency of drilling and minimizing the risk of accidents during drilling of oil and gas wells by using circulation sub // Exposition Oil Gas, 2021, issue 6, C. 72–74. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-72-74

Received: 18.11.2021

Введение

Нефтяные и газовые скважины, являясь горнотехническими сооружениями, представляют собой опасные производственные объекты (согласно определению, данному Федеральным законом от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [1]).

Одним из самых главных рисков для всех вовлеченных в процесс строительства скважин является поглощение бурового раствора. Трещиноватые, кавернозные породы, породы с повышенной проницаемостью — потенциально поглощающие объекты, поэтому подобная проблема актуальна для большинства нефтегазоносных провинций России: в Волго-Уральском регионе (Оренбургская область, Башкортостан), на месторождениях Западной Сибири, в Тимано-Печорском регионе (Республика Коми) и в Восточной Сибири.

Поглощение бурового раствора, сопровождающееся снижением гидростатического давления на стенки скважины, создает благоприятные условия для газонефтеводопроявлений (ГНВП), ведет к осыпям и обвалам горных пород в ствол скважины, что нарушает целостность ствола скважины. Поглощение может привести как к дифференциальному, так и к механическому прихватам инструмента и потере оборудования, к рискам дополнительной работы с хим. реагентами для людей, к существенным затратам времени и средств на преодоление сложившихся ситуаций, а также к гибели людей [3].

ГНВП представляет собой выброс газа/нефти/воды из продуктивного пласта в скважину через устье на поверхность за очень короткое время, способный разрушить устьевое оборудование, основание и мачту буровой установки. Газ и нефть в короткое время воспламеняются и дотла выжигают все на сотни метров вокруг. Буровая установка сгорает в считанные минуты. Выброс разделяется на управляемый (фонтан) и неуправляемый. Управляемый выброс ликвидируется силами бригады, при неуправляемом привлекаются специальные службы МЧС и военные.

Выбросы происходят из-за несоответствия давления столба бурового раствора пластовому, поглощения в несовместимых геологических зонах (верхний пласт проявляет, нижний поглощает), поглощения в очень проницаемом продуктивном горизонте. Обычно самый действенный способ ликвидировать выброс — закачать в скважину на противодавлении большое количество бурового раствора. Плотность раствора при этом должна обеспечивать противодавление пластовому давлению воды/нефти/газа. При одновременном поглощении необходимо использовать наполнители так, чтобы закольматировать проницаемый газоносный горизонт [2].

В отдельных случаях все вышеперечисленные факторы приводят к потере скважины, гибели людей, значительному экологическому ущербу и огромным финансовым затратам на ликвидацию последствий [3].

Борьба с аварийными ситуациями должна осуществляться до момента их появления, то есть на более ранних стадиях, когда затраты на их ликвидацию и опасность для обслуживающего персонала и окружающей среды минимальны.

Циркуляционный переводник серии DECS

Циркуляционный переводник серии DECS буровой колонны относится к устройствам выборочной подачи текучей среды в ствол скважины. Техническая задача — это повышение надежности, упрощение управления траекторией подачи текучей среды, снижение гидравлических потерь, улучшение эксплуатационных характеристик и борьба с аварийными ситуациями.

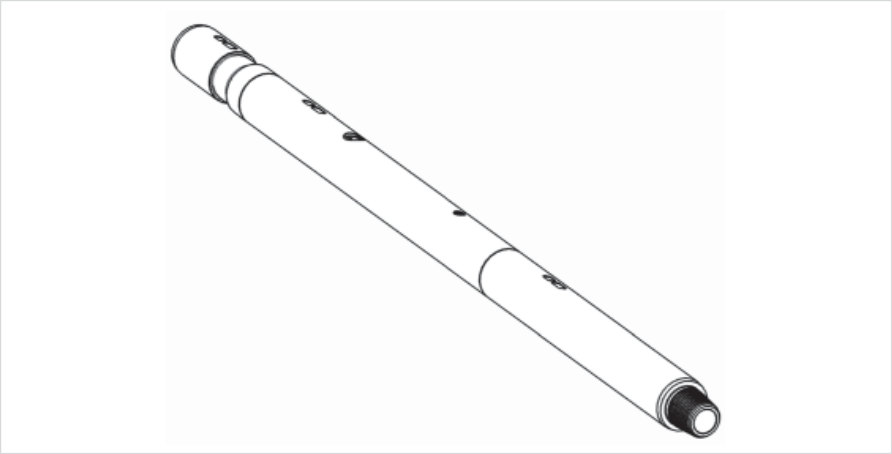


Рис. 1. Циркуляционный переводник бурильной колоны
Fig. 1. Circulating drill string sub

Переводник циркуляционный — циркуляционный клапан — служит для борьбы с поглощениями бурового раствора, позволяет переключать поток жидкости из внутреннего пространства буровой колонны в затрубное при бурении нефтяных и газовых скважин, устанавливается в компоновку низа бурильной колонны (КНБК).

Управление режимами работы данных переводников осуществляется без проведения спуско-подъемных операций (СПО) при помощи управляющих шаров, забрасываемых внутрь бурильной колонны на поверхности и доставляемых к переводнику потоком бурового раствора.

Данный переводник рекомендован для постоянного включения в КНБК в качестве профилактической меры по минимизации рисков возникновения аварийных ситуаций и задействуется в следующих случаях:

- закачка всех типов кольматационных и тампонажных материалов в зоны поглощения промывочной жидкости, прокачивание которых через нижележащие элементы КНБК не желательно;
- улучшение очистки ствола скважины путем увеличения расхода промывочной жидкости (в частности при бурении горизонтальных скважин и скважин с большим отходом забоя от вертикали);
- отсечение нижележащей компоновки от попадания окалины и затвердевшего бурового раствора при наращивании бурильной колонны;
- кислотные обработки, включая работы по ликвидации аварий, связанных с прихватом бурильного инструмента.

Внутри корпуса клапана (1) расположен подпружиненный поршень (2). В исходном состоянии поршень упирается в гайку (3). Поршень имеет седло (4), позволяющее улавливать шар активации и удерживать его от продавливания вниз (по ходу течения жидкости) с регламентированным усилием (соответствует давлению деактивации).

Для предотвращения попадания управляющих шаров и посторонних предметов в нижележащие элементы (по ходу движения промывочной жидкости), ниже клапана установлен шароуловитель (6). Шароуловитель содержит корзину (7), предусматривающую улавливание и накопление управляющих шаров, при этом обеспечивая проток жидкости через шароуловитель.

Промысловые испытания

В России на объектах нефтегазовой промышленности Западной Сибири компании, бурившие скважины с использованием циркуляционных переводников серии DECS, неоднократно приводили их в действие для борьбы с поглощением бурового раствора, что позволило им снизить потери бурового раствора и избежать возникновения других осложнений или аварий [3].

Применение циркуляционных переводников также позволило:

- улучшить очистки ствола скважины;
- сохранить нижележащие элементы КНБК от зашламовывания, попадания посторонних предметов, связанных с нарушением правил и ведения работ;
- сохранить нижележащую компоновку при кислотных обработках, связанных с прихватом бурильного инструмента.

За одну операцию циркуляционные переводники серии DECS превосходили по числу выполненных циклов все стандартные инструменты, имеющиеся на рынке.

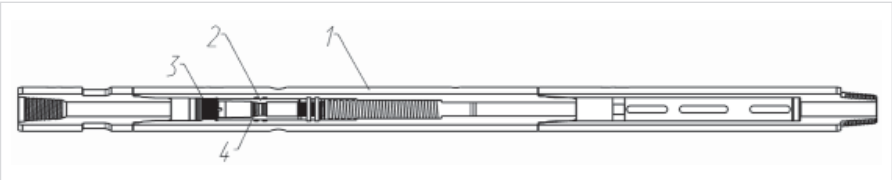


Рис. 2. Циркуляционный переводник бурильной колоны: пробки (2 шт.), установленные в радиальные резьбовые отверстия корпуса образуют порты, соединяющие в открытом положении внутритрубное и затрубное пространство
Fig. 2. Circulating drill string sub: plugs (2 pcs.) installed in the radial threaded holes of the body form ports, connecting the in-pipe and annular spaces in the open position

Итоги
Предложены решения для поддержания целостности ствола скважины; снижения рисков дифференциального и механического прихватывания бурового оборудования; предотвращения человеческих жертв.

Выводы
К сожалению, на сегодняшний день нет универсального средства для предупреждения или предотвращения поглощения при бурении кавернозных или сильно трещиноватых пластов.
Особой эффективностью и надежностью отличаются технологии бурения с применением специализированного оборудования, а именно использование циркуляционных переводников серии DECS, что является обоснованным и экономически эффективным методом борьбы с поглощениями без опасения зашламовывания и попадания посторонних предметов в нижележащие элементы КНБК, а также для качественной очистки горизонтальных и наклонных участков скважин.
Сейчас многие буровые компании, пытаясь уменьшить расходы, предпочитают сэкономить на дополнительных инструментах в КНБК. Однако стоимость аренды циркуляционного переводника ничтожно мала в свете вероятных потерь бурового раствора, а тем более отягощенных последствий.

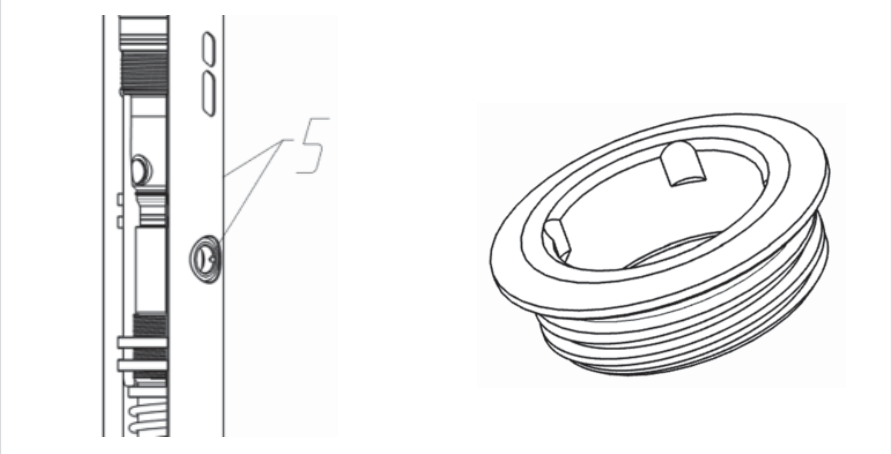


Рис. 3. Порты
Fig. 3. Ports

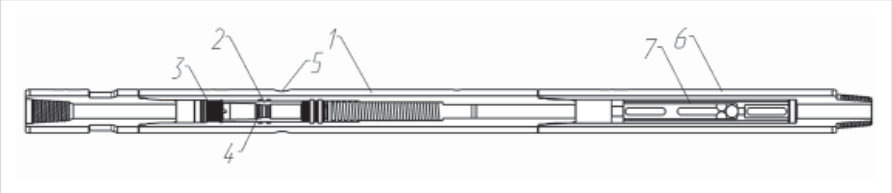


Рис. 4. Шароуловитель
Fig. 4. Ball trap

Литература

1. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 № 116-ФЗ.
2. Бурение — Осложнения и ликвидация. URL: https://engineering-ru.livejournal.com/439850.html
3. Технология за Круглым Столом: Поглощения бурового раствора. 3 сентября, 2016. URL: https://rogtecmagazine.com/технология-за-круглым-столом-поглоще/?lang=ru

ENGLISH

Results
Maintain the integrity of the borehole; reduce the risks of differential and mechanical tack; avoid human casualties.

Conclusions
Unfortunately, today there is no universal means to prevent or prevent absorption when drilling cavernous or highly fractured formations.
According to the results of the study, the use of circulation sub of the DECS series at the facilities of the oil and gas industry in Western Siberia showed an increase in the technical and economic indicators of drilling and minimized the risks of accidents during the construction of wells.
Now many drilling companies, trying to reduce costs, prefer to save on additional tools in the directional-drilling assembly (DDA). However, the cost of renting a circulation translator is negligible in light of the likely losses of drilling mud, and even more so the burdened consequences.

References

1. Federal Law «On industrial safety of hazardous production facilities» dated 21.07.1997 N 116-FZ.
2. Drilling-Complications and liquidation. URL: https://engineering-ru.livejournal.com/439850.html
3. Technology at the Round Table: drilling mud Absorption. September 3, 2016. URL: https://rogtecmagazine.com/технология-за-круглым-столом-поглоще/?lang=ru

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Песин Михаил Владимирович, д.т.н., профессор, декан механико-технологического факультета ПНИПУ, Пермь, Россия
Для контактов: m.pesin@mail.ru

Макаренков Евгений Сергеевич, аспирант кафедры «Инновационные технологии машиностроения», ПНИПУ, Пермь, Россия

Макаров Владимир Федорович, д.т.н., профессор, заместитель заведующего кафедрой «Инновационные технологии машиностроения» механико-технологического факультета, ПНИПУ, Пермь, Россия

Сахаутдинов Тимур Ильдусович, аспирант кафедры «Инновационные технологии машиностроения» ПНИПУ, главный инженер ООО «СК «Буровое оборудование», Пермь, Россия

Pesin Mikhail Vladimirovich, doctor of technical sciences, professor, dean of the faculty of mechanics and technology of PSTU, Perm, Russia
Corresponding author: m.pesin@mail.ru

Makarenkov Evgeniy Sergeevich, postgraduate student of the department of innovative technologies of mechanical engineering, faculty of mechanics and technology, PSTU, Perm, Russia

Makarov Vladimir Fedorovich, doctor of technical sciences, professor, deputy head of the department of innovative technologies of mechanical engineering, faculty of mechanics and technology, PSTU, Perm, Russia

Sakhautdinov Timur Ildusovich, postgraduate student of the department of innovative technologies of mechanical engineering of PSTU, chief engineer of “SC “Drilling equipment” LLC, Perm, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-75-78 УДК 553.98 (571.1) I Научная статья

Особенности применения метода наклонно направленного бурения для прокладки промысловых трубопроводов

Шейкин В.А.
АО «ТомскНИПИнефть», Томск, Россия
sheykinva@tomsknipi.ru

Аннотация
В статье рассмотрены особенности применения метода наклонно направленного бурения (ННБ) при пересечении трубопроводами существующих коммуникаций. Обосновано использование альтернативного вида выполнения инженерных изысканий — георадиолокационного обследования — который позволяет выявить возможные скрытые осложнения. Георадиолокационное обследование при этом исключает дискретный характер исследований массива грунта и позволяет определить более полно геологические характеристики для целей проектирования переходов методом наклонно направленного бурения.

Материалы и методы
Использованы фактические данные и условия для одного из объектов проектирования АО «ТомскНИПИнефть», а также результаты георадиолокационного обследования. Обследование достоверно показало наличие уплотненных объектов и разуплотненных зон. В результате была выбрана оптимальная траектория для подземного перехода методом наклонно направленного бурения.

Ключевые слова
наклонно направленное бурение, инженерные изыскания, геология, георадиолокационное обследование

Для цитирования
Шейкин В.А. Особенности применения метода наклонно направленного бурения для прокладки промысловых трубопроводов // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 6. С. 75–78. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-75-78

Поступила в редакцию: 26.10.2021

UDC 553.98 (571.1) I Original Paper

Features of the application of the directional drilling method for laying field pipelines

Sheikin V.A.
“TomskNIPIneft” JSC, Tomsk, Russia
sheykinva@tomsknipi.ru

Abstract
The article discusses the directional drilling method when pipelines intersect existing communications. The use of an alternative type of engineering survey – GPR survey method – to identify hidden complications is justified. At the same time, the GPR survey excludes the discrete nature of the soil mass studies and gives us fully the geological characteristics for designing transitions by the directional drilling method.

Materials and methods
The authors used the actual data for one of the design objects “TomskNIPIneft” JSC and the results of the geo-radiation survey. The survey reliably showed the presence of compacted objects and decompressed zones. As a result, the optimal trajectory for the underpass was chosen by the method of directional drilling.

Keywords
directional drilling, engineering surveys, geology, GPR survey method

For citation
Sheikin V.A. Features of the application of the directional drilling method for laying field pipelines. Exposition Oil Gas, 2021, issue 6, P. 75–78. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-75-78

Received: 26.10.2021

Актуальность

Горизонтальное (наклонное) направленное бурение — многоэтапная технология бестраншейной прокладки подземных инженерных коммуникаций с помощью специализированных мобильных буровых установок, позволяющих вести управляемую проходку по криволинейной траектории, расширять скважину, протягивать трубопровод [1].

Метод ННБ активно применяется в городской среде, позволяя выполнить прокладку коммуникаций (трубопроводов, кабелей и др.) с минимальным повреждением городской инфраструктуры, что в свою очередь существенно сокращает сроки реализации нового перехода. К примеру, при прокладке трубопровода методом ННБ под асфальтированной дорогой городской трафик функционирует в штатном режиме [4].

В связи с необходимостью выполнения переходов трубопроводами через водные

преграды, различные коммуникации сторонних владельцев, метод ННБ может быть практически безальтернативным [3]. Ввиду сложности реализации строительства переходов коммуникаций методом ННБ может возникнуть ряд негативных ситуаций, таких как:

- отказ в полной проходке или расширении скважины (упор в непроходимый грунт/породу, недостаток мощности буровой установки, иное);
- обрушение скважины ННБ;
- дефекты защитного футляра/рабочего трубопровода (гофры, смятие, обрывы);
- потеря траектории и точки выхода пилотной трубы;
- нестыковка участка ННБ с участком линейной части трубопровода.

Отдельного внимания для урегулирования обозначенных проблем в части отказа при осуществлении проходки или расширении скважины заслуживает использование дополнительного метода выполнения инженерных изысканий — георадиолокационного обследования. Это связано с тем, что применяемые на данный момент методы инженерно-геологических изысканий не всегда обеспечивают достоверное представление о геологическом строении разреза профиля трассы. В частности, при проектировании подземных коммуникаций основным техническим средством является разведочное бурение скважин. К значительному недостатку данной технологии можно отнести дискретный характер исследований массива по разрезам отдельных скважин. Даже с учетом реализации сети скважин разведочного бурения эти исследования не дают полностью достоверного представления о геологическом строении на межскважинных участках, о фактическом изменении инженерно-геологических и гидрогеологических характеристик в нетронутом массиве [2]. Применение геофизических методов обследования в таком случае повышает эффективность геологических исследований, позволяя на ранних стадиях выполнения проектных работ подземной инфраструктуры осуществить технические решения в большей степени проработанными, что в свою очередь минимизирует дополнительные риски при выполнении строительно-монтажных работ (СМР), а также благоприятно скажется на сроках выполнения переходов.

Учитывая тенденции современного мира и нефтегазовой отрасли в целом по стремительному применению инноваций, позволяющих повышать качество выполняемых работ, снижая всевозможные отягощающие риски как на этапе проектных работ, так и при выполнении СМР, внедрение метода георадиолокационного обследования на наиболее важных участках, переходов методом ННБ оказывает благоприятное влияние на качественные показатели итоговой реализации проекта.

Георадарное зондирование

Геофизические (георадарные) исследования рекомендуется выполнять для решения следующих задач: поиска пустот, трещин, зон разуплотнения, древних эрозионных врезов, захороненных конструкций (старых фундаментов), погребенных древних колодцев, свалок, захоронений, заброшенных коллекторов и других коммуникаций [2].

Геофизический мониторинг проводится также с целью наблюдения за состоянием грунтов, фундаментов зданий и сооружений, находящихся в зоне ведения работ при проведении СМР и на стадии проектирования инженерных подземных коммуникаций, в том числе бестраншейными методами (рис. 1).

Помимо традиционных геофизических методов, на застроенных территориях может быть использован частный случай, метод радиоволнового зондирования с помощью георадара — переносного импульсного радиолокатора, позволяющего осуществлять разделение сред с различной диэлектрической проницаемостью по отраженному сигналу. Георадарное зондирование не требует свободного пространства для развертывания необходимой аппаратуры, может эффективно применяться в условиях тесной застройки, в том числе с интенсивным движением транспорта, а также при наличии помех в зоне воздействия объектов сильного радио- и электромагнитного излучения, затрудняющих использование других геофизических методов.

Необходимость геофизического (георадарного) мониторинга как на этапе проектирования, так и в период осуществления строительства инженерных подземных коммуникаций, определяется возможными ошибками на этапах разработки технических решений и осуществления строительства подземных сооружений, которые приводят к нарушениям естественного гидрогеологического режима подземных вод, что иногда приводит к подтоплениям и размывам грунта, а также может быть обусловлено обнаружением сложно проходимых геологических участков, валунов, полостей, которые могут привести к просадкам или провалам грунта и, как следствие, невозможности дальнейшей реализации строительства без применения дополнительных мероприятий. В зависимости от каждого конкретного случая могут потребоваться различные решения: от применения механических установок ННБ с более мощным тяговым усилием, а также дополнительного оборудования, доталкивателя, до невозможности реализации перехода и развертывания работ на параллельном участке, учитывая выявленные усложняющие факторы, что в свою очередь негативно отражается на финансовых и временных затратах.

Опыт применения георадарного обследования на объектах строительства

В ходе выполнения СМР на одном из объектов при реализации перехода трубопроводом методом ННБ через водную преграду произошла аварийная ситуация. По факту проработки технических решений по урегулированию сложившейся ситуации был предложен к применению метод георадиолокационного обследования.

Георадиолокационное обследование грунтов по оси трассы ННБ было выполнено с целью определения наличия посторонних предметов в стволе скважины ННБ и вне его, а также возможных затрудняющих строительство факторов (рис. 2):

- геологическая структура слоев грунта;
- аномалии геологического строения, суффозионные воронки, провалы, оползни, зоны разуплотнения, увлажнения, просадок и т.п.;
- вертикальные буровые шнеки или брошенные штанги ННБ (могут быть причиной повреждения изоляции трубопровода).

В данном примере трасса ННБ в районе реки проходит в массиве аллювиальных осадочных пород. Георадарный разрез, выполненный по оси трассы проходки, позволяет уточнить литологические границы участка обследования. Трасса ННБ и георадарный профиль на обследуемом участке пересекают несколько существенных структур:

- долину реки, самую глубокую структуру на обследованном участке, прослеживается до отметки 26–27 м;
- объект, расположенный под малыми протоками на участке 400–450 м, на отметках до 23–24 м;
- три структуры глубиной до 10–12 м.

Все обозначенные структуры врезаны или вложены в массив более древних морских осадочных пород или аллювиальных отложений большой долины реки.

Проблемный участок проходки ННБ приходится на вход трассы из массива аллювиальных отложений большой долины реки на участке 250–270 м на глубине 14–15 м. Литологические границы «более молодых» палеоструктур, вложенных в массив «более древних» осадочных пород, часто связаны с резким изменением свойств пород

Рис. 1. Геофизическое обследование трассы ННБ
Fig. 1. Geophysical survey of the underground passage route

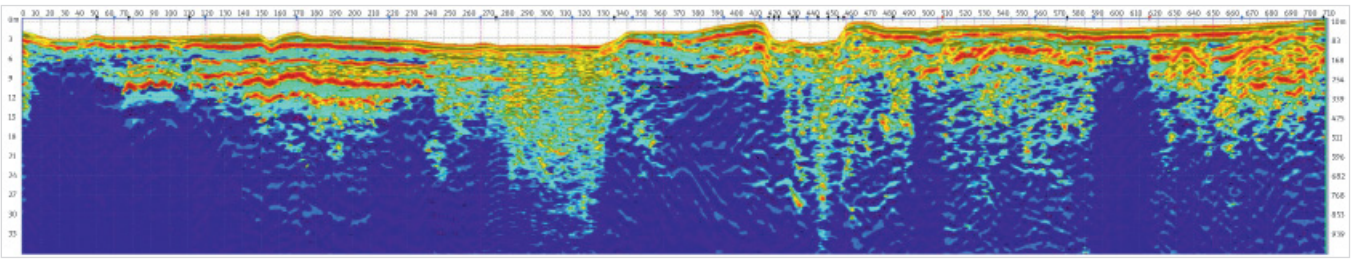


Рис. 2. Георадарный разрез по оси скважины
Fig. 2. Georadar section along the axis of the well

(влажности, плотности, гранулометрического состава и т.п.). На бортах и в подошве речной долины возможно наличие локальных крупнообломочных объектов.

По результатам георадарного обследования по трассе ННБ подводного перехода для рассматриваемого примера было установлено:

- трасса скважины ННБ на обследуемом участке пересекает несколько крупных структур;
- на границах (борта и подошва) долины реки выявлены контрастные протяженные плотные объекты. На проблемном участке трассы ННБ (250–270 м) на глубине 14–15 м георадарный разрез фиксирует радиообразы в виде гипербол. Такие радиообразы характерны для отдельных локальных объектов, имеющих существенно более высокую плотность, чем вмещающая среда. В поле зрения георадара попали как минимум три таких объекта. Эти три объекта регистрируются в проблемной зоне на глубине проходки трассы ННБ. Наличие таких локальных объектов на трассе проходки скважины ННБ может существенно осложнить проходку или сделать ее невозможной;
- над ожидаемым местом положения скважины на участке под рекой регистрируется практически повсеместно вертикальная зона разуплотненного грунта. Зона разуплотнения (или размыва) направлена вверх от горизонта проходки;
- вертикально расположенного брошенного бурового инструмента в грунтах по обследованному участку проходки ННБ и на расстоянии до 5 м по обе стороны от нее не обнаружено;
- горизонтальных металлических штанг в зоне ожидаемого на георадарном разрезе местоположения скважины ННБ не обнаружено.

Исходя из полученного георадарного обследования, а также учитывая требования [2], был запроектирован новый профиль перехода методом ННБ через водную преграду и при выполнении СМР проблем при расширении скважины, протаскивании защитного футляра в скважину и рабочего трубопровода в защитный футляр не возникло, переход успешно реализован (рис. 3).

Итоги

В результате проведенной работы удалось избежать осложнений при строительстве перехода и исключить возможные потери времени и ресурсов, связанные с попаданием траектории перехода в «неблагоприятные» зоны. Показано, что при наличии разнородной геологической структуры необходимо применять геофизический мониторинг в процессе строительства, а также при наличии факторов, препятствующих применению традиционных способов выполнения инженерных изысканий.

Выводы

Зачастую стандартные методики по выполнению инженерных изысканий не могут отображать фактическую геологическую ситуацию, ввиду того что информация по геологическому разрезу формируется на основании буровых колон, которые имеют определенный шаг между собой. На основании буровых колон формируется геологический чертеж, и в ряде случаев аномалии геологического строения, провалы, зоны разуплотнения, увлажнения, просадок и т.п. могут не попадать в объем выполненных инженерных изысканий. Таким образом, необходимо применять альтернативные методы изысканий, которые благодаря своему техническому вооружению, а также технологическому опыту позволяют выполнить проектирование, основываясь на разносторонних материалах, с большей точностью, что повышает качество проектирования, снижая часть возможных рисков при выполнении СМР.

Необходимость выполнения георадарного обследования участка территории планируемого перехода методом ННБ на этапе проектирования должна определяться индивидуально с учетом выполненных геологических изысканий стандартными способами. Учитывая факт вероятного отсутствия осложненных геологических условий, применение георадарного обследования совместно со стандартными инженерными изысканиями может привести к необоснованному увеличению затрат на осуществление проекта в целом. Таким образом, метод георадарного обследования целесообразно применять в следующих ситуациях:

- по факту выполнения стандартных инженерных изысканий и наличия на них мест, сигнализирующих о возможных проблемных участках в межскважинном пространстве геологического профиля;
- по факту возникновения аварийной ситуации при осуществлении СМР, не позволяющей завершить строительство перехода методом ННБ. В таком случае есть вероятность того, что выполненные инженерные изыскания не отображают корректно всю фактическую геологическую ситуацию и при смещении оси перехода относительно участка незавершенного строительства с целью исключения повторения обозначенной ситуации.

Литература

1. Освоение подземного пространства. Прокладка подземных инженерных коммуникаций методом горизонтального направленного бурения. СТО НОСТРОЙ 2.27.17-2011. М.: БСТ, 2012. 145 с.
2. Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть V. Правила производства работ в районах с особыми природно-техногенными условиями. СП 11-105-97. М.: ФГУП ПНИИИС Госстроя России, 2003. 40 с.

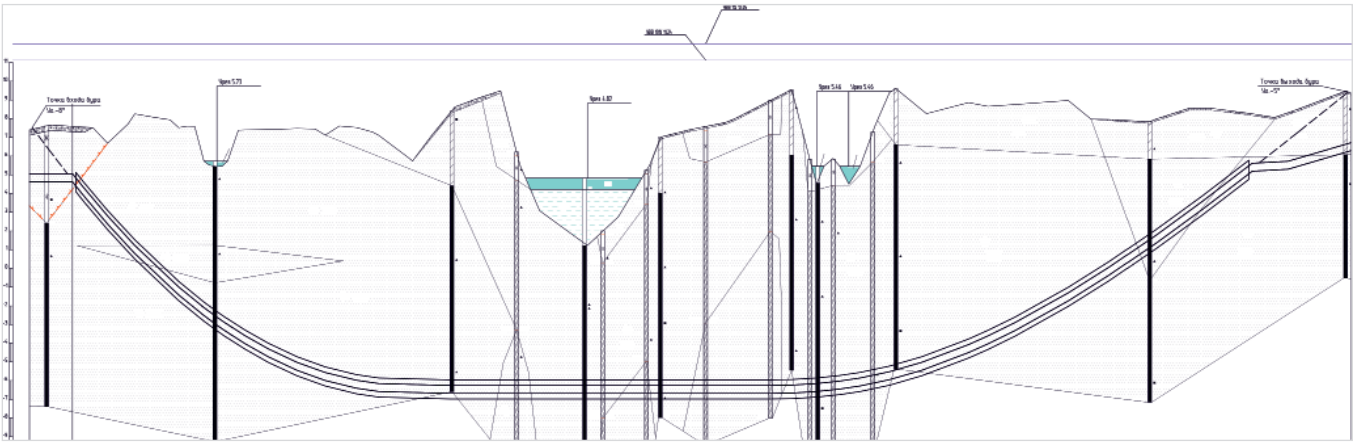


Рис. 3. Переход методом ННБ через водную преграду
Fig. 3. Transition water barrier with directional drilling method

3. Агарков А.М., Межуев Д.С., Тихонов А.А. Технология прокладки коммуникаций методом горизонтально-направленного бурения // Инновационная наука. 2017. № 5. С. 43.
4. Метод бестраншейной прокладки газопровода. URL: https://tsgnb.ru/blog-gnb/223-metod-bestransheynoy-prokladki-gazoprovoda.html (дата обращения 05.05.2021 г.).

ENGLISH

Results

As a result of the work, it was possible to avoid risks during the construction of the underpass and eliminate possible losses of time and resources associated with getting the trajectory of the transition into "unfavorable" zones. It is shown that in the presence of a heterogeneous geological structure, it is necessary to apply geophysical monitoring during construction, as well as in the presence of factors that prevent the use of traditional methods of performing engineering surveys.

Conclusions

Often, standard methods for performing engineering surveys cannot reflect the actual geological situation. The sampling points of the soil in this case have a certain step between them. Therefore, in some cases, anomalies of the geological structure, sinkholes, zones of decompression, humidification, subsidence may be missed when performing engineering surveys. Therefore, it is necessary to use alternative methods of research that have greater accuracy. This improves the quality of design, reducing some of the possible risks when performing construction and installation work.

The need to perform a georadar survey when planning a transition by the directional drilling method should be determined individually. At the same time, it is necessary to exclude an unreasonable increase in the costs of the project as a whole. It is advisable to use the GPR survey method in the presence of signs of possible problem areas, in the event of an emergency during the implementation of construction and installation works.

References

1. Development of underground space. Laying of underground utilities by the method of horizontal directional drilling. Organization standard NOSTROY 2.27.17-2011. Moscow: BST, 2012, 145 p. (In Russ).
2. Engineering geological site investigations for construction. Part V. Rules of work in areas with special natural and man-made conditions. Set of rules 11-105-97. Moscow: FGUP PNIIIS Gosstroya Rossii, 2003, 40 p. (In Russ).
3. Agarkov A.M., Mezhuyev D.S., Tikhonov A.A. Technology of laying communications by horizontal directional drilling. Innovative Science, 2017, issue 5, P. 43. (In Russ).
4. Trenchless gas pipeline laying method. URL: https://tsgnb.ru/blog-gnb/223-metod-bestransheynoy-prokladki-gazoprovoda.html (accessed 05.05.2021). (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Шейкин Вячеслав Александрович, ведущий инженер отдела трубопроводного транспорта, АО «ТомскНИПИнефть», Томск, Россия
Для контактов: sheykinva@tomsknipi.ru

Sheykin Vyacheslav Aleksandrovich, lead engineer of the pipeline transport department "Tomsk Petroleum institute" JSC, Tomsk, Russia
Corresponding author: sheykinva@tomsknipi.ru

межрегиональная специализированная выставка
САХАПРОМЭКСПО
1 - 3 марта 2022 г. ЯКУТСК
НЕДРА ЯКУТИИ. ГОРНОЕ ДЕЛО.
УГОЛЬ МАЙНИНГ. ЗОЛОТОДОБЫЧА.
СПЕЦТЕХНИКА. ЭКОЛОГИЯ. ЭНЕРГО.
СВЯЗЬ. БЕЗОПАСНОСТЬ.
Организаторы:
SibExpo SERVICE Выставочная компания Сибэкспосервис г. Новосибирск
САХАЭКСПОСЕРВИС Выставочная компания СахаЭкспоСервис г. Якутск
ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ
Генеральный информационный партнер
Тел: 8 (383) 3356350, e-mail: vkses@yandex.ru, www.ses.net.ru

РФЯЦ-ВНИИЭФ
РОСАТОМ

Филиал ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ»
«Научно-исследовательский институт
измерительных систем им. Ю.Е. Седакова»

ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫЕ КОМПЛЕКСНЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ ПРОМЫШЛЕННОЙ АВТОМАТИЗАЦИИ

Филиал ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ» «Научно-исследовательский институт измерительных систем им. Ю.Е. Седакова» – современный научно-производственный комплекс радиоэлектронного профиля. Основан 23 февраля 1966 года. Институт имеет развитую эффективную инфраструктуру с полным производственно-технологическим циклом: от проведения научных исследований, проектирования, изготовления и испытаний до комплектной поставки наукоемкой продукции заказчику «под ключ» и обеспечения сервисного сопровождения приборов и систем в течение всего жизненного цикла.

Исследование и разработка → Инжиниринг → Производство → Комплектная поставка

Директор НИИИС –
Андрей Юлиевич Седаков, лауреат премии правительства РФ в области науки и техники, д.т.н., профессор

Основные направления деятельности:

- Исследования, разработка, изготовление приборов и систем автоматики в интересах Росатома.
- Разработка, изготовление, внедрение программно-аппаратных средств и автоматизированных систем управления технологическими процессами объектов топливно-энергетического комплекса, включая атомные электростанции.
- Проектирование и серийное изготовление изделий твердотельной микроэлектроники.

Решение вопросов безопасности предприятий энергетики

Безопасность транспорта газа

Подсистема обнаружения нештатных событий

Обнаружение в реальном масштабе времени и информирование оперативного диспетчерского персонала ЛПУ о нештатных событиях на многониточных магистральных газопроводах.

Безопасность электроэнергетики

Программно-технический комплекс мониторинга и диагностики трансформаторного оборудования

Непрерывный мониторинг и оценка текущего состояния трансформаторного оборудования на основе действующей нормативно-технической документации

Информационная безопасность

Российская программная платформа СКАДА АТОМ-НН

- ПП СКАДА АТОМ-НН внесена в реестр отечественного ПО
- Успешно прошла сертификационные испытания на соответствие требованиям ПАО «Газпром нефть»
- Поставляется на объекты дочерних обществ ПАО «НК «Роснефть» в составе «верхнего уровня» АСУ ТП

Тел.: +7(831) 465-49-90
Факс: +7(831) 466-87-52

г. Нижний Новгород, Бокс №486, 603951
E-mail: niiis@niiis.nnov.ru www.niiis.nnov.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-80-84 УДК 65.011.56 I Научная статья

Испытания и внедрение подсистемы обнаружения нештатных событий на многониточном магистральном газопроводе

Бухвалов И.Р., Евсеев С.В.
РФЯЦ-ВНИИЭФ «НИИИС им. Ю.Е. Седакова», Нижний Новгород, Россия
telemeh@niiis.nnov.ru

Аннотация
Целью данной работы является описание процесса испытаний подсистемы обнаружения нештатных событий (ПОНС) УНК ТМ на многониточном магистральном газопроводе (ММГ).
В работе представлены:
• принцип создания стенда для отладки и проверки ПОНС на основе математической модели реального времени и карты ММГ в виде графа;
• комплекс испытаний и их результаты в части работы ПОНС по обнаружению нештатных событий;
• достигнутые технические характеристики ПОНС.

Материалы и методы
Натурные эксперименты для определения характеристик фронта, амплитуды и длительности перепада давления газа, возникающих при «частичном разрыве» ММГ, а также скорость распространения перепада давления газа по ММГ. Испытания на действующем ММГ.

Ключевые слова
телемеханика, испытания, нештатные события, технические характеристики

Для цитирования
Бухвалов И.Р., Евсеев С.В. Испытания и внедрение подсистемы обнаружения нештатных событий на многониточном магистральном газопроводе // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 6. С. 80–84. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-80-84

Поступила в редакцию: 02.11.2021

UDC 65.011.56 I Original Paper

Tests and implementation of a subsystem for detecting unusual events at a multi-pipe main gas-pipeline

Bukhvalov I.R., Evseev S.V.
RFNC-VNIIEF “NIIIS named after Yu. Sedakova”, Nizhny Novgorod, Russia
telemeh@niiis.nnov.ru

Abstract
The present paper objective is the test process description of the subsystem for detecting unusual events (SDUE) Unified Telemechanics Complex (UTC) at a multi-pipe main gas-pipeline (MGP).
The paper presents:
• a principle of designing a test bench for debugging and checking SDUE on the basis of on-line mathematical model and MGP map as a flow chart;
• the tests complex and their results referred to SDUE operation for detecting unusual events;
• obtained specifications of SDUE.

Materials and methods
Full-scale experiments for defining front characteristics, amplitude and duration of the gas pressure drop caused by “partial pipeline rapture” of the main gas pipeline (MGP) as well as gas pressure drop propagation rate in MGP. Tests at operating gaspipeline.

Keywords
telemechanics, tests, unusual events (UE), specifications

For citation
Bukhvalov I.R., Evseev S.V. Tests and implementation of a subsystem for detecting unusual events at a multi-pipe main gas-pipeline. Exposition Oil Gas, 2021, issue 6, P. 80–84. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-80-84

Received: 02.11.2021

Введение

Для контроля технологических параметров и дистанционного управления запорной арматурой линейной части (ЛЧ) многониточных магистральных газопроводов (ММГ) ПАО «Газпром» используются системы линейной телемеханики. Информация от датчиков и исполнительных устройств поступает в контролируемый пункт (КП) телемеханики и по каналам связи передается на диспетчерский пункт линейного производственного управления (ЛПУ), где отображается на экране пульта управления (ПУ). Количество КП в системе телемеханики в большинстве случаев варьируется от 2 до 30, при этом суммарное количество датчиков давления на всех КП может достигать до 200 шт. Диспетчер анализирует поступающую информацию и вводит команды управления запорной арматурой, при этом функции диспетчера на этом не заканчиваются. В зоне его ответственности большой объем работ, связанный с работой компрессорной станции, выдачей разрешений на работы и контроль их выполнения, формирование баланса прихода и расхода газа, отчеты перед центральной диспетчерской службой газотранспортного предприятия и т.д. Таким образом, диспетчер не имеет возможности постоянного наблюдения за состоянием газопроводов ЛЧ ММГ. При возникновении нештатных событий (НС), требующих принятия оперативных решений для их локализации, диспетчеру зачастую требуется время на анализ технологической конфигурации участка ММГ, определение типа и местонахождения НС, решение вопроса об очередности выдачи команд на запорную арматуру. Все эти действия происходят в стрессовой обстановке и часто приводят к непреднамеренным ошибкам [1, 2], что грозит существенной потерей товарного газа, опасностью для жизни и здоровья людей, а также увеличением вреда для экологии.

В связи с этим возник вопрос о необходимости автоматизированного анализа данных для раннего обнаружения НС, с использованием только штатных аппаратных средств телемеханики без установки дополнительного оборудования.

В 2018 г. в филиале РФЯЦ-ВНИИЭФ «НИИИС им. Ю.Е. Седакова» была завершена разработка подсистемы обнаружения нештатных событий для телемеханики УНК ТМ [1, 2], позволяющая выявлять на линейной части ММГ утечку газа или разрыв ММГ, несанкционированную перестановку линейных кранов, переток газа между ММГ с разными газодинамическими режимами транспорта. В основу ПОНС были положены методы и алгоритмы, описанные в патенте РФЯЦ-ВНИИЭФ [3].

В марте 2020 г. была утверждена «Дорожная карта по взаимодействию ПАО «Газпром» с промышленным комплексом Нижегородской области», раздел 2 которой посвящен «Организации адаптации и внедрения подсистемы обнаружения нештатных событий (ПОНС)». Куратором работ от ПАО «Газпром» было назначено газотранспортное предприятие ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород», местом проведения испытаний — Моркинское ЛПУ МГ.

Сформированный план проведения испытаний и опытной эксплуатации ПОНС в Моркинском ЛПУ МГ включал в себя следующие основные пункты:

- заводские испытания ПОНС с использованием стенда;
- предварительные испытания на объекте;
- проведение опытной эксплуатации;
- приемочные испытания.

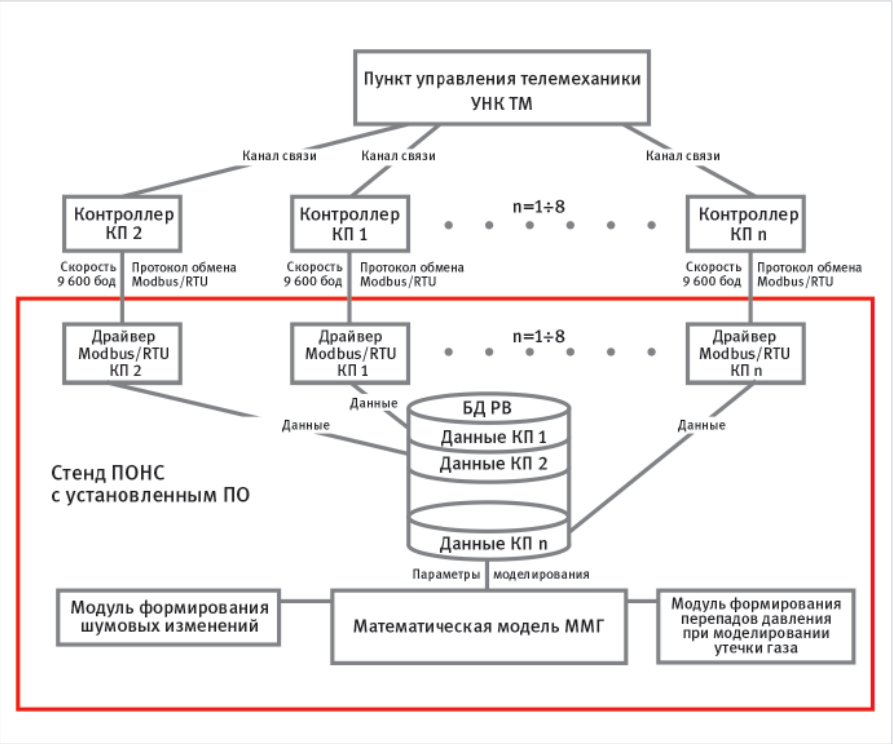


Рис. 1. Структурная схема стенда
Fig. 1. Test bench structural chart

Стенд ПОНС

Для проведения заводских испытаний был разработан стенд на основе программного обеспечения (ПО) математической модели (ММ) тренажера диспетчера ЛПУ [4].

ПО стенда позволяет (рис. 1):

- моделировать информацию о транспорте газа по ЛЧ и компрессорным цехам (КЦ) в реальном масштабе времени с точностью до секунды;
- формировать информацию о нештатных событиях на ЛЧ:
  - несанкционированная перестановка кранов;
  - неполное закрытие или открытие любых кранов;
  - аварийные ситуации, возникающие при частичном или полном разрыве газопроводов, и многие другие.
  - аварийные ситуации, возникающие

В процессе создания стенда потребовалась доработка ПО стенда в части:

- подключения драйверов обмена данными с контроллерами КП УНК ТМ по протоколу обмена Modbus/RTU;
- формирования перепадов давления при моделировании утечек газа.

Для формирования перепадов давления в ПО ММ был использован алгоритм представления ММГ в виде весового неориентированного графа, где вершинами служат датчики давления, а весами — расстояния между этими датчиками. Дополнительной вершиной выступает место «утечки/разрыва». Был реализован алгоритм Дейкстры, осуществляющий поиск кратчайшего расстояния между вершинами неориентированного графа и точкой «утечки/разрыва». Значения на всех датчиках давления, до которых может дойти волна давления от «разрыва», остаются на уровне последнего вычисленного значения до начала моделирования «разрыва», что обеспечивает моделирование перепада давления для датчика по истечении времени прихода перепада (рис. 2).

Заводские испытания

До проведения заводских испытаний было разработано ПО КП комплекса телемеханики УНК ТМ Моркинского ЛПУ МГ на базе ОС РВ QNX 4.25 для контроллеров CPC108. ПО КП и ПУ было дополнено модулями ПОНС.

Для проверки ПОНС было проведено более 500 экспериментов с созданием нештатных событий. Такое количество экспериментов объясняется необходимостью проверки 14 возможных комбинаций транспорта газа на участке Моркинского ЛПУ и необходимостью проверки правильности работы ПОНС при имитации «разрывов» ММГ различной степени в 13 возможных участках возникновения НС.

При проведении заводских испытаний были подтверждены следующие технические характеристики ПОНС:

- погрешность определения мест «разрыва» ММГ не более 1 км на всех участках контролируемого ММГ Моркинского ЛПУ при различных конфигурациях транспорта газа;
- выявление перепадов давления газа не менее 0,1 кгс/см^2;
- определение нештатной перестановки кранов при изменении давления газа на датчиках до и после крана на 0,35 кгс/см^2.

Предварительные испытания

Для проведения предварительных испытаний была разработана и утверждена «Программа и методика предварительных испытаний», в которой имитация «разрыва» ММГ и нештатной перестановки кранов проводилась путем стравливания газа с датчиков давления.

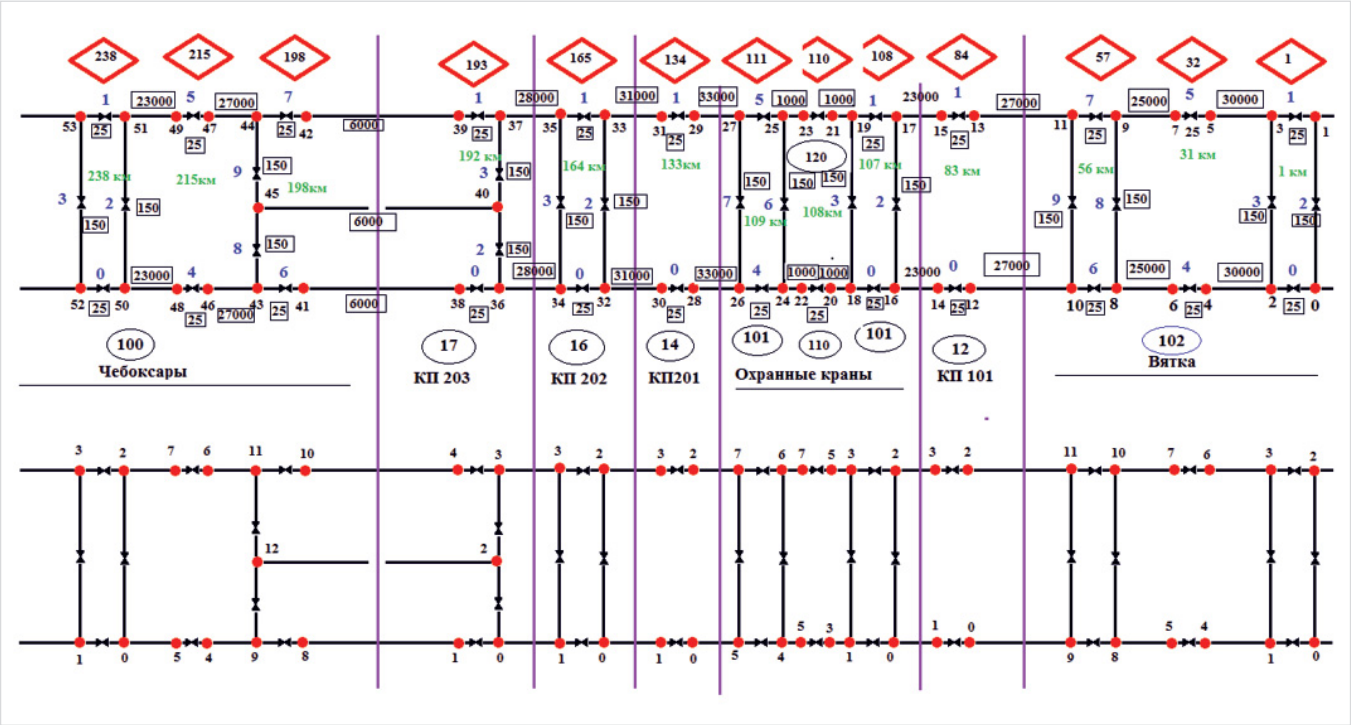


Рис. 2. Граф моделируемого ММГ с номерами вершин
Fig. 2. Flow chart of the simulated MGP with peaks numbers

При проведении предварительных испытаний была подтверждена работоспособность ПОНС в части обнаружения нештатной перестановки кранов и «разрывов» ММГ, однако подтвердить уровень минимального фиксируемого перепада давления и точность обнаружения места «разрыва» ММГ методика, основанная на ручном стравливании газа с датчиков давления, не позволила.

Кроме того, при проведении неподготовленного эксперимента со стравливанием газа через свечной кран на компрессорной станции (КС) перепад давления не был обнаружен на КП в 25 км от КС, что оставило нерешенным вопрос о зоне чувствительности ПОНС, а также привело к необходимости проведения натурных экспериментов, связанных со стравливанием газа, максимально приближенным к реальному частичному разрыву ММГ.

Натурные эксперименты

Основной целью натурных экспериментов было определение характеристик фронта, амплитуды и длительности перепада давления газа, возникающих при «частичном разрыве» ММГ, а также скорости распространения перепада давления газа по ММГ.

Для проведения первого эксперимента был выбран участок ММГ между КП 202 и КП 203 на отводе к ГРС «Йошкар-Ола».

Имитация проводилась путем сброса газа через свечной кран Ду200 мм на отводе резким открытием на 100 % на 60 секунд. ПОНС зафиксировал перепад на КП 202 в 6 км от места стравливания размером 0,18 кгс/см^2 и не зафиксировал перепад 0,06 кгс/см^2 на КП 203 в 23 км от места стравливания (рис. 3). Форма перепада давления газа и его временные характеристики, зафиксированные на КП, полностью совпадали с формой и временными характеристиками, зафиксированными на месте проведения эксперимента при открытии свечного крана. Исходя из тенденций изменения давления газа в натурном эксперименте, при «частичном разрыве» ММГ, соотносимом площадью сечения со свечным краном, система телемеханики УНК ТМ (не оснащенная ПОНС) сформировала бы аварийный сигнал по изменению давления (уставка 1 кгс/см^2) на КП 202 не ранее 5 минут от начала стравливания, а на КП 203 через 20 минут, что подтверждается реальными аварийными событиями, зафиксированными УНК ТМ [2]. По проведенным расчетам скорость распространения перепада давления составила в среднем 430 м/с, что подтверждало теоретические данные по скорости звука в метане.

По результатам натурных экспериментов было доработано ПО ПОНС в части уменьшения минимального значения определения перепада давления с 0,1 до 0,06 кгс/см^2.

Опытная эксплуатация и приемочные испытания

Во время работ по внутритрубной диагностике ПОНС неоднократно фиксировала проход устройства внутритрубной диагностики (УВТД) через кран в виде сообщения «Закрытие крана» при возникновении разницы между давлением до и после крана выше 0,35 кгс/см^2 и скорости прохождения УВТД менее 5 м/с.

При восстановлении потоков газа на КС после выхода УВТД образовались перепады давления, фиксируемые ПОНС в виде сообщения «Первый перепад» (рис. 4).

Аналогичные результаты фиксировались и при плановых перестановках кранов.

Для проведения приемочных испытаний была подготовлена и согласована программа и методика, включающая в себя имитации «разрывов», максимально приближенных к реальным разрывам, и имитации различных вариантов реальной нештатной перестановки кранов. Имитация проводилась стравливанием газа из ММГ и перестановкой кранов.

В результате проведенных работ по имитации «разрыва» ММГ на участке между КП 202 и КП 203 (отводе к ГРС «Йошкар-Ола») ПОНС зафиксировала переданные КП 202 и КП 203 сообщения о перепадах (0,06–0,21 кгс/см^2) в виде экстренных сигналов и определила место разрыва с погрешностью 200 м (рис. 5). Аналогичные результаты по размерам перепадов и погрешностям обнаружения места фиксировались и при имитации «разрывов» ММГ на участках охранных площадок КС в 25 км от КП телемеханики.

Итоги

В ходе приемочных испытаний были подтверждены заявленные характеристики и получены существенно лучшие результаты:

- погрешность определения мест утечки газа не более 0,3 км;
- минимальный размер выявляемого перепада давления составил 0,06 кгс/см^2;
- за время опытной эксплуатации «ложных» сообщений ПОНС не зафиксировано;
- зона чувствительности ПОНС от места «разрыва» ММГ до КП телемеханики при стравливании газа через свечной кран Ду200 мм составила не менее 24 км, а при стравливании газа через свечной кран Ду300 мм составила более 25 км.

Разработанное программное обеспечение ПОНС УКН ТМ в процессе комплекса испытаний подтвердило заявленные при разработке технические характеристики.

Выводы

По результатам опытной эксплуатации и приемочных испытаний ПОНС в Моркинском ЛПУ МГ ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» комиссия решила:

- рекомендовать ввести ПОНС УНК ТМ Моркинского ЛПУ МГ в промышленную эксплуатацию;
- рекомендовать применение ПОНС УНК ТМ на объектах телемеханики ПАО «Газпром».

Разработанные методы, алгоритмы и ПО ПОНС позволили определять тип и место возникновения НС на ММГ с использованием системы телемеханики.

Была доказана возможность определения НС

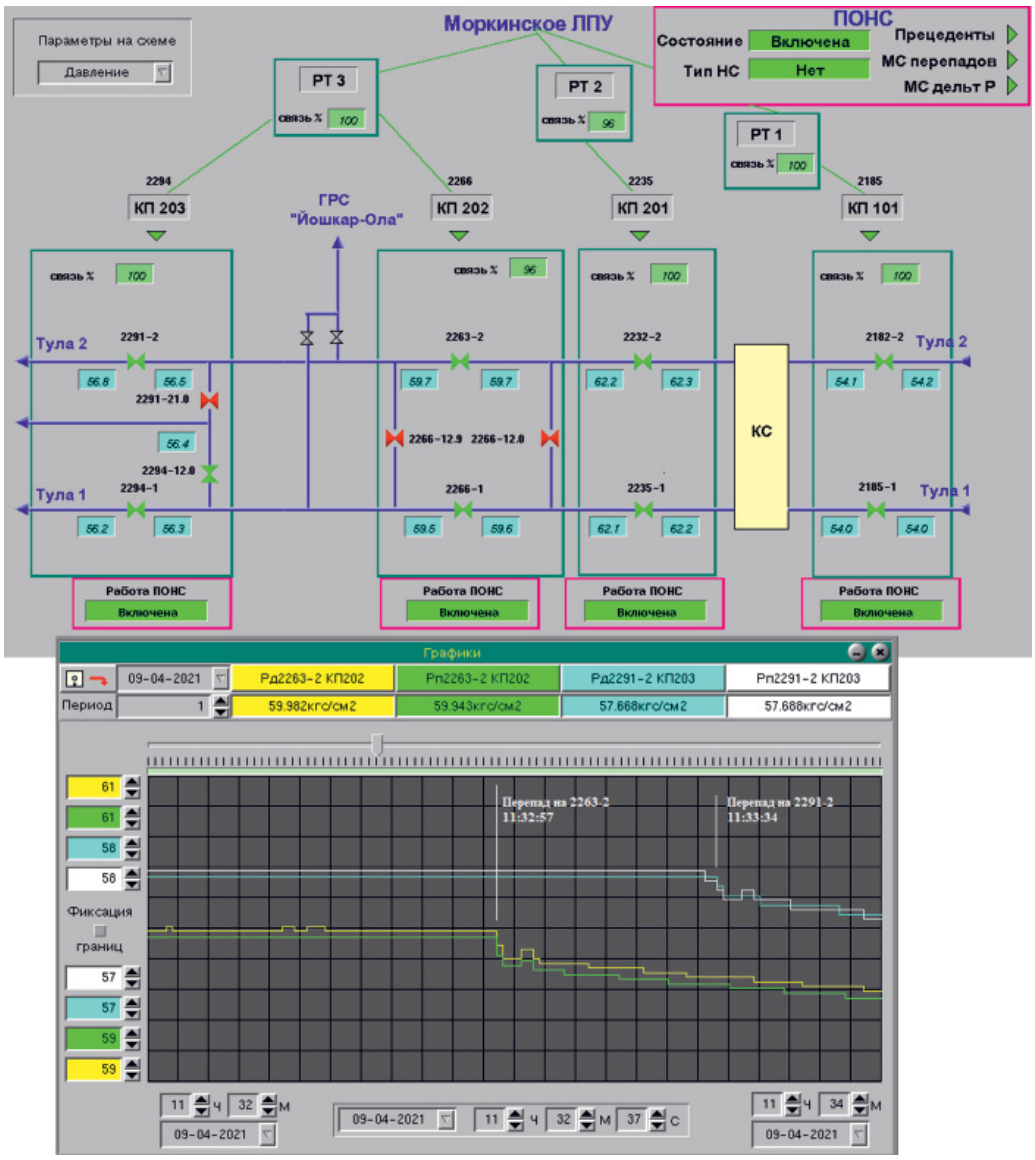
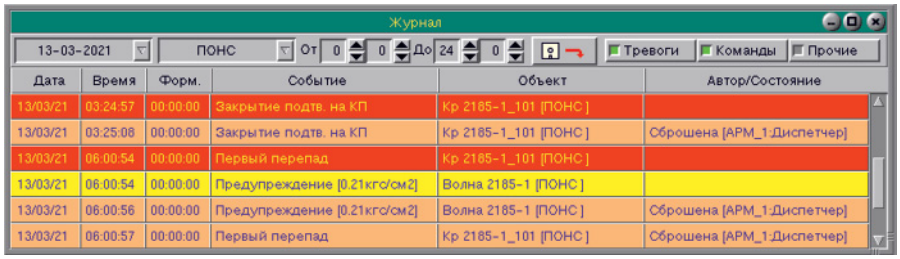


Рис. 3. Мнемосхема ПУ и график давления газа по нитке «Ямбург-Тула 2» на КП 202 и КП 203 при натурном эксперименте
Fig. 3. Mimic panel of PCR and gas pressure plot on "Yamburg-Tula 2" pipeline at RS 202 and RS 203 when providing a full-scale experiment

без применения дополнительного аппаратного обеспечения.

Литература

1. Евсеев С.В. Проблема определения места утечки на многониточном магистральном газопроводе штатными средствами линейной телемеханики // Экспозиция Нефть Газ. 2019. № 6. С. 70–72.
2. Евсеев С.В. Решение задач раннего обнаружения нештатных событий на линейной части многониточного магистрального газопровода средствами системы линейной телемеханики // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 4. С. 74–76.
3. Акимов Н.Н., Андриянычева С.Б., Анисимов А.И., Бухвалов И.Р., Евсеев С.В., Лотов В.Н. Способ обнаружения нештатной ситуации на многониточном магистральном газопроводе. Патент на изобретение № 2700491. 2019.
4. Бухвалов И.Р. Методы и алгоритмы информационной поддержки управления газотранспортной системой: диссертация канд. технических наук. Владимир, 2007. 133 с.

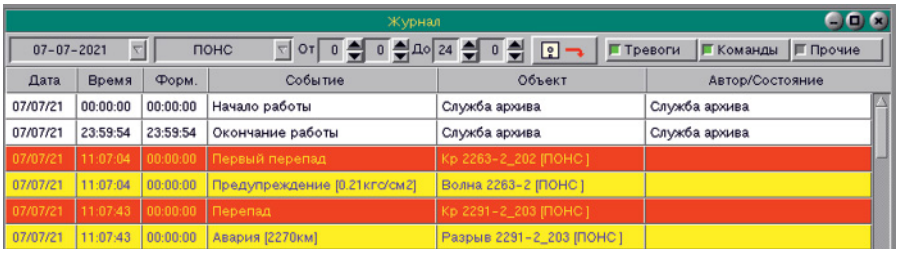


Журнал

13-03-2021 | ПОНС | От 0 0 До 24 0 | Тревоги | Команды | Прочие

Дата	Время	Форм.	Событие	Объект	Автор/Состояние
13/03/21	03:24:57	00:00:00	Закрытие подтв. на КП	Кр 2185-1_101 [ПОНС]	
13/03/21	03:25:08	00:00:00	Закрытие подтв. на КП	Кр 2185-1_101 [ПОНС]	Сброшена [АРМ_1:Диспетчер]
13/03/21	06:00:54	00:00:00	Первый перепад	Кр 2185-1_101 [ПОНС]	
13/03/21	06:00:54	00:00:00	Предупреждение [0.21кгс/см2]	Волна 2185-1 [ПОНС]	
13/03/21	06:00:56	00:00:00	Предупреждение [0.21кгс/см2]	Волна 2185-1 [ПОНС]	Сброшена [АРМ_1:Диспетчер]
13/03/21	06:00:57	00:00:00	Первый перепад	Кр 2185-1_101 [ПОНС]	Сброшена [АРМ_1:Диспетчер]

Рис. 4. Фрагмент журнала событий ПУ УНК ТМ при прохождениях УВТД
Fig. 4. A part of UTC CR event log when passing in-line diagnostics device



Журнал

07-07-2021 | ПОНС | От 0 0 До 24 0 | Тревоги | Команды | Прочие

Дата	Время	Форм.	Событие	Объект	Автор/Состояние
07/07/21	00:00:00	00:00:00	Начало работы	Служба архива	Служба архива
07/07/21	23:59:54	23:59:54	Окончание работы	Служба архива	Служба архива
07/07/21	11:07:04	00:00:00	Первый перепад	Кр 2263-2_202 [ПОНС]	
07/07/21	11:07:04	00:00:00	Предупреждение [0.21кгс/см2]	Волна 2263-2 [ПОНС]	
07/07/21	11:07:43	00:00:00	Перепад	Кр 2291-2_203 [ПОНС]	
07/07/21	11:07:43	00:00:00	Авария [2270км]	Разрыв 2291-2_203 [ПОНС]	

Рис. 5. Фрагмент журнала событий ПУ УНК ТМ при имитации разрыва ММГ
Fig. 5. A part of UTC CR event log when simulating a pipeline rapture

Results

The claimed performances were proved within the acceptance tests and sufficiently better results were obtained:

- error of detecting gas leak location – at most 0,3 km;
- minimal size of the detected differential pressure was 0,06 kgf/cm^2;
- there were no "false" SDUE messages registered within operational test;
- SDUE range of sensitivity from MGP "rapture" location to telemechanics RS when blowing gas using Du200 mm vent valve was at least 24 km, and when blowing gas using Du300 mm vent valve it was more than 25 km.

The developed UTC SDUE software proved the claimed technical specifications within the full-scale tests.

Conclusions

On the basis of SDUE experimental operation and acceptance tests at Morkinskoye LOS of "Gazprom Transgaz Nizhny Novgorod" MGP a committee made the following decisions:

- recommend to introduce UTC SDUE of Mokinskoye MGP LOS into commercial operation;
- recommend to use UTC SDUE at telemechanics objects of "Gazprom" JSC.

The developed SDUE SW methods and algorithms provided UE type and location detection at MMGP using the telemechanics system.

There was proved the possibility of detecting UE without applying additional hardware.

References

1. Yevseyev S.V. Problem of defining leakage at multi line gas-main pipeline by standard linear telemetering gear. Exposition Oil Gas, 2019, issue 6, P. 70–72. (In Russ).
2. Yevseyev S.V. Problem solving for emergency early detection at gas-main multi-pipeline linear part by linear telemechanics systems Exposition Oil Gas, 2020, issue 4, P. 74–76. (In Russ).
3. Akimov N.N., Andriyanycheva S.B., Anisimov A.I., Bukhvalov I.R., Evseev S.V., Lotov V.N. Emergency situation detection method on multi-thread main pipeline. Patent for invention № 2700491, 2019. (In Russ).
4. Bukhvalov R.I. Methods and algorithms for information support of control of gas transport system. Vladimir, 2007, 133 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Бухвалов Иван Ревович, к.т.н., ведущий научный сотрудник, филиал РФЯЦ-ВНИИЭФ «НИИИС им. Ю.Е. Седакова», Нижний Новгород, Россия

Евсеев Сергей Владимирович, начальник отдела, филиал РФЯЦ-ВНИИЭФ «НИИИС им. Ю.Е. Седакова», Нижний Новгород, Россия
Для контактов: telemeh@niiis.nnov.ru

Bukhvalov Ivan Revovich, ph.d. of technical sciences, leading research scientist, branch of RFNC-VNIIEF "NIIIIS named after Yu.Ye. Sedakov", Nizhny Novgorod, Russia

Evseev Sergey Vladimirovich, head of department, branch of RFNC-VNIIEF "NIIIIS named after Yu.Ye. Sedakov", Nizhny Novgorod, Russia
Corresponding author: telemeh@niiis.nnov.ru

ATYRAU
OIL&GAS KAZAKHSTAN

19-я Северо-Каспийская региональная выставка «Атырау Нефть и Газ»

6 - 8 апреля 2022

Казахстан, Атырау

Подробная информация:

www.oil-gas.kz

Iteca

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ · МИНПРОМТОРГ РОССИИ · ТПП РФ · РСПП · Российское Газовое Общество · СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ · VDMA Process Plant and Equipment · ЭКСПОЦЕНТР · Messe Düsseldorf

24-27.05 2022 УФА

ВДНХ ЭКСПО
ул.Менделеева,158

ОРГАНИЗАТОРЫ

ПРАВИТЕЛЬСТВО РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ, ЭНЕРГЕТИКИ И ИННОВАЦИЙ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

БВК БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РФ

СОДЕЙСТВИЕ

СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ

СОЮЗ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

СПГ Национальная Ассоциация сжиженного природного газа

НАУЧНО-ПРОМЫШЛЕННАЯ АССОЦИАЦИЯ АРМАТУРОСТРОЕНИЯ

АССОЦИАЦИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБОТЧИКОВ И НЕФТЕХИМИКОВ РОССИИ

НАЦИОНАЛЬНАЯ АССОЦИАЦИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕРВИСА

РОССИЙСКИЙ СОЮЗ ХИМИКОВ

Российский нефтегазохимический форум

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

30-я юбилейная специализированная выставка

30 лет выставке

- Разведка и добыча нефти и газа
- IT-технологии в нефтегазовой отрасли
- СПГ: производство, транспорт, распределение
- Инновации газовой отрасли
- Автоспецтехника
- Техника и оборудование для газомоторного топлива
- Нефтегазопереработка и нефтехимия
- Системы безопасности и противопожарная техника
- Поставка и сбыт нефти, газа и нефтепродуктов

МЕРОПРИЯТИЯ ПРОВОДЯТСЯ С УЧЕТОМ ВСЕХ ТРЕБОВАНИЙ РОСПОТРЕБНАДЗОРА

По вопросам выставки
Бронь стенда www.gntexpo.ru
+7 (347) 246-41-77 gasoil@bvkexpo.ru

По вопросам форума
Регистрация на форум www.gntforum.ru
+7 (347) 246-42-81 kongress@bvkexpo.ru

gazneftufa, gnt_forum GasoilTube #газнефтьуфа #гнт #gasoilexpo #гнтфорум

Администрация Альметьевского района и города Альметьевск

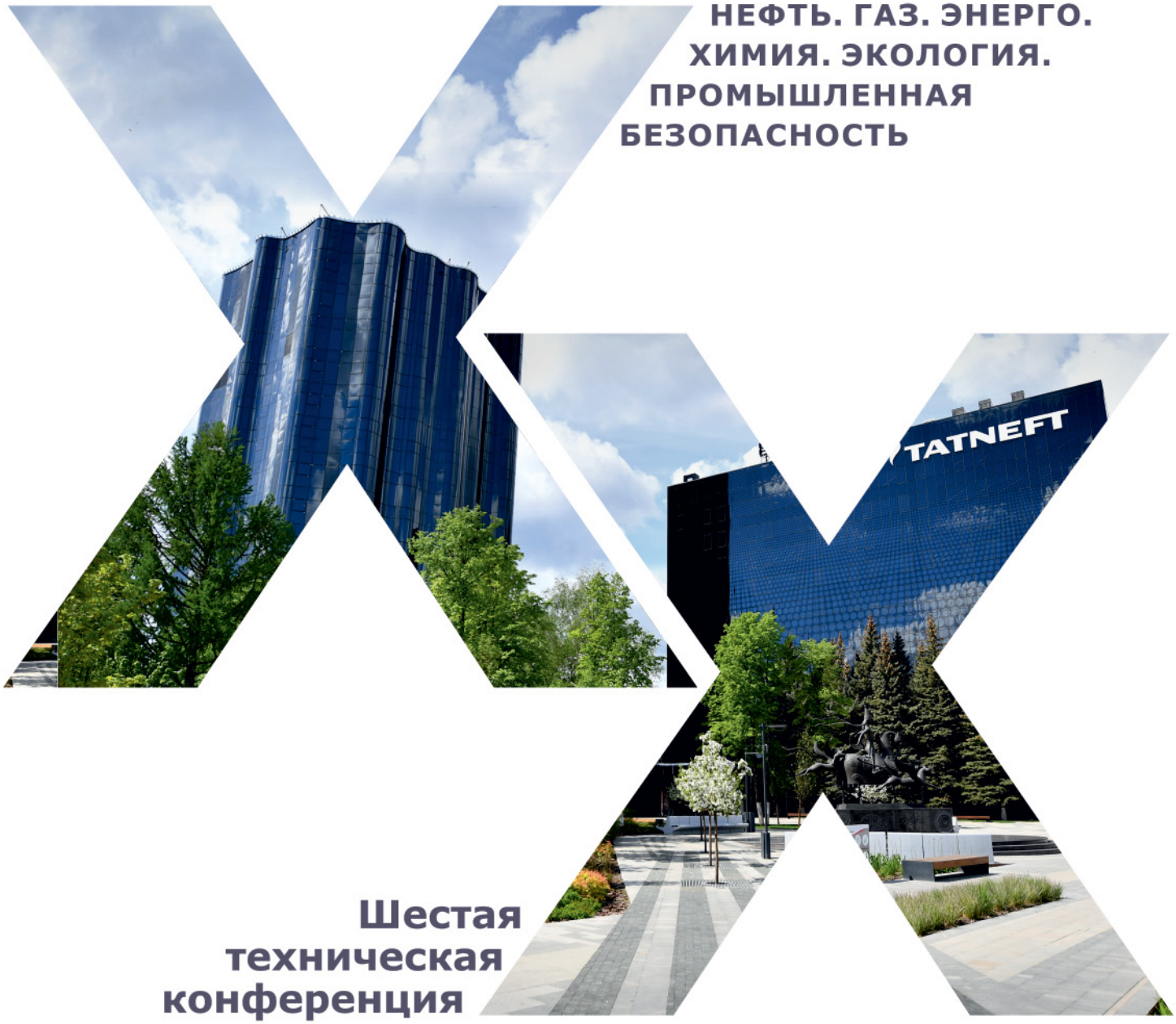
TATNEFT

Выставочная Компания «НОВОЕ ТЫСЯЧЕЛЕТИЕ»

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

20-Я ЮБИЛЕЙНАЯ ВЫСТАВКА ТЕХНОЛОГИЙ

НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО. ХИМИЯ. ЭКОЛОГИЯ. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ



Шестая техническая конференция

«Технологии нефтедобычи и промышленная безопасность»

АЛЬМЕТЬЕВСК
19-21 ОКТЯБРЯ 2022

NT-EXPO.RU

С 2002 года основной поставщик реакционного оборудования. Модернизированные установки каталитического риформинга производств аммиака и метанола. Надёжный партнер и поставщик

РЕАКЦИОННЫЕ ТРУБЫ

ПРОИЗВОДСТВО

- центробежнолитых труб парового риформинга
- радиантных змеевиков в сборе
- горячих выходных коллекторов
- фитингов и арматуры

Рабочая температура 750 °С
до 1 150 °С рабочее давление до 5,0 Н/мм^2

1 Завод полного цикла
INTEGRATED WORKS

2 Научно-технический центр
RESEARCH AND ENGINEERING CENTRE

3 Литейное производство
CASTHOUSE PRODUCTION

4 Механосборочное производство
MECHANICAL ASSEMBLY PRODUCTION

5 Производственные площади - более 10 000 м2
PRODUCTION AREA - MORE THAN 10,000 M2

6 Лаборатория контроля качества
QUALITY CONTROL LABORATORY

7 Производительность участка центробежного литья - более 1800 отливок труб в год или более 500 тонн/год
CENTRIFUGAL CASTING CAPACITY - OVER 1,800 PIPE CASTINGS PER YEAR OR MORE THAN 500 TONNES PER YEAR

8 Производительность участка статического литья - 100 тонн/год.
STATIC CASTING CAPACITY - 100 TONNES/YEAR

Данная продукция находит широкое применение на химических, нефтехимических, нефтеперерабатывающих предприятиях

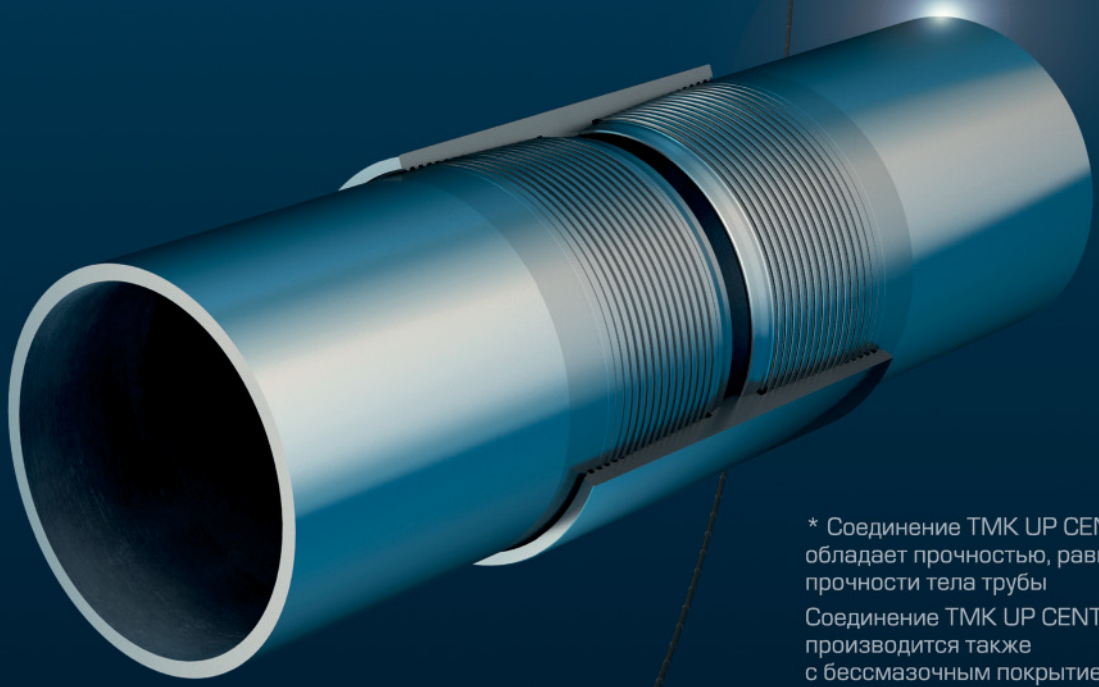
Россия, 445045,
Самарская обл., г. Тольятти,
Поволжское шоссе, 32
+7 987 165 12 22
info@reactionpipes.ru
www.reactionpipes.ru

ТМК 20 лет

НА ПИКЕ ВЫСОКИХ ТЕХНОЛОГИЙ

TMK UP CENTUM

100% эффективность* соединения



* Соединение TMK UP CENTUM обладает прочностью, равной прочности тела трубы

Соединение TMK UP CENTUM производится также с бессмазочным покрытием GREENWELL

CO_2 CAL-4 Cr 13

ТМК

101000, Россия, Москва, ул. Покровка, д. 40, стр. 2а

тел.: +7 495 775-7600, факс: +7 495 775-7601

www.tmk-group.ru