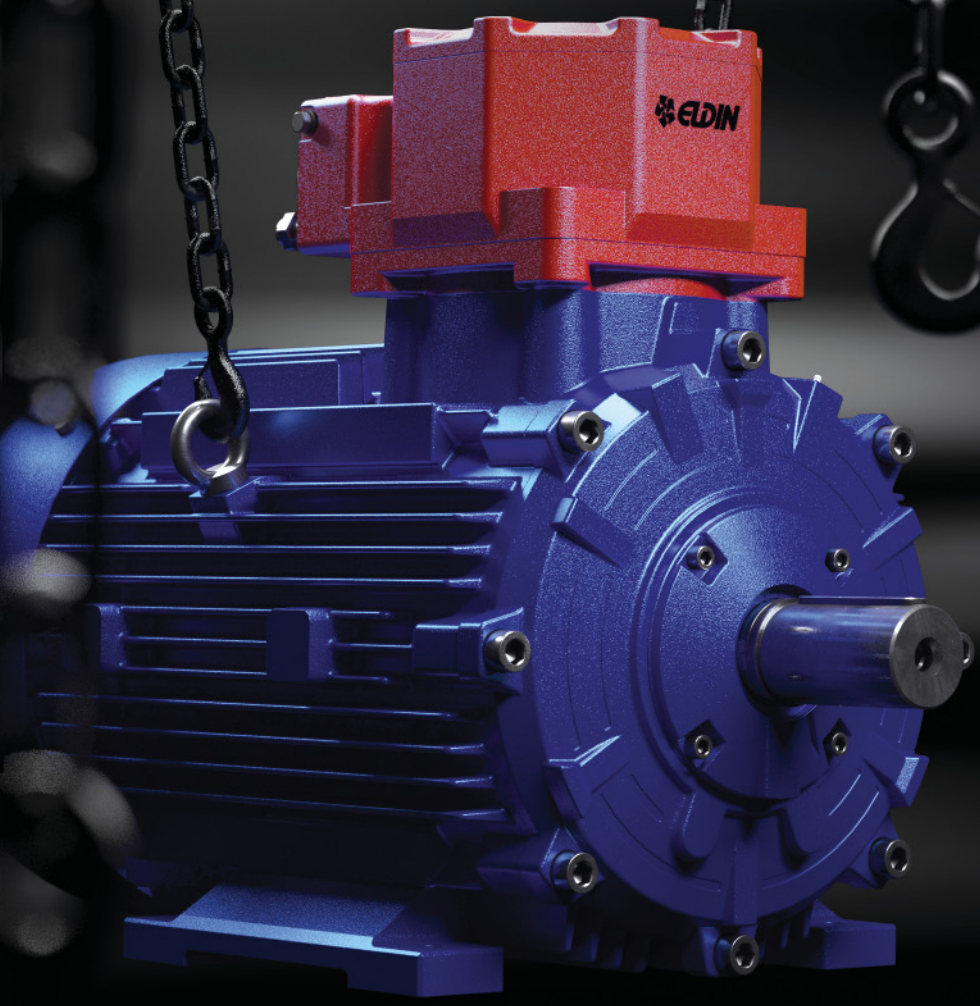
№7 (92) НОЯБРЬ 2022

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

Научно-технический журнал входит в перечень ВАК

ISSN 2076-6785



РОСНЕФТЬ

Шельф
Северо-Западной Камчатки

Фациальный анализ
Приобского месторождения

Модификация дизайнов
ГРП на ГС

Оптимизация
системы разработки коллекторов

Декарбонизация
нефтегазовой отрасли

ЛУКОЙЛ

Освоение ГС
при помощи сдвоенных пакеров

Моделирование отложений
Тюменской свиты

ГАЗПРОМ

«Газпром недра»
постоянное движение вперед

ELDIN

ПРОИЗВОДСТВО ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

серии BA, BRA, предназначенных для работы во взрывоопасных зонах

eldin.ru

ЭКРОС
группа компаний

ПРОИЗВОДСТВО ЛАБОРАТОРНОЙ МЕБЕЛИ

Высококачественная цельнометаллическая лабораторная мебель серий:
«Экология» **мебель лабораторная**
«Практика» **мебель лабораторная**
«Эврика» **мебель для учебных заведений**

Широкий ассортимент изделий:
лабораторные столы,
столы-мойки,
шкафы вытяжные,
шкафы демонстрационные,
шкафы для хранения,
тумбы и полки,
столы ученические,
столы преподавателя и т.д.

ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ МЕБЕЛЬНОГО ИНТЕРЬЕРА ЛАБОРАТОРИЙ

Компания «ЭКРОСХИМ» имеет в своем составе подразделения, отвечающие за разработку, производство и продвижение на рынок лабораторного и аналитического оборудования, лабораторной и ученической мебели, государственных стандартных образцов, пластиковой посуды и вискозиметров.

Крупный российский производитель лабораторного и аналитического оборудования

ЭКРОСХИМ
WWW.ECOHIM.RU
ГРУППА КОМПАНИЙ ЭКРОС

ООО «ЭКРОСХИМ»
Тел.: +7 812 322-96-00, 449-31-22, 449-31-23
info@ecohim.ru
www.ecohim.ru

таграс
нефтесервисный холдинг

Полевые сейсморазведочные работы 2D, 3D, 4D

Сейсморазведочные работы в транзитных зонах 2D, 3D

Морская сейсморазведка 2D, 3D

ВСП/НВСП

Полевые гравиразведочные, электроразведочные магниторазведочные работы

4D сейсмический мониторинг шельфовых месторождений

Обработка и интерпретация данных

НАМ ОТКЛИ

ТНГ-Групп

ЖАЕТСЯ ЗЕМЛЯ

- Геофизические исследования в открытом стволе скважины;
- Геофизические исследования в обсаженном стволе скважины
- Каротаж в процессе бурения скважины (MWD/LWD)
- Гидродинамические исследования скважины
- Прострелочно-взрывные работы
- Геолого-технологические исследования
- Геохимические исследования

ТНГ-Групп
423236, Россия, РТ, Бугульма,
ул. Ворошилова, 21
+7 (85594) 7-75-12
+7 (85594) 7-75-87 (факс)
tng@tng.ru

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

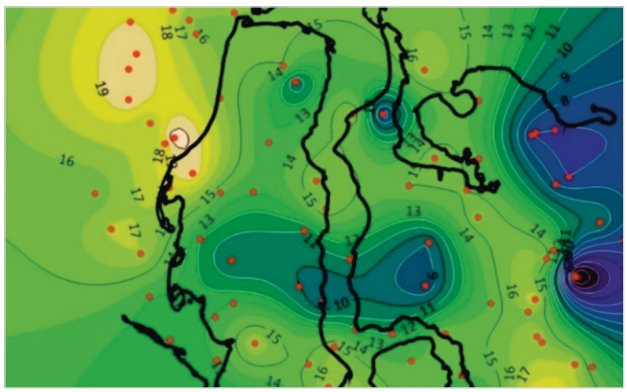
12 ООО «Газпром Недра»: «Газпром недра» — постоянное движение вперед

Геология

15 Мигманов Р.Р. Автоматизированный алгоритм подбора объекта-аналога на основе теории нечетких множеств

20 Ванин В.А. Перспективы шельфа Северо-Западной Камчатки в свете новых обобщений

26 Зинатуллина Л.И. Оценка перспектив нефтегазоносности доюрских и нижне-среднеюрских отложений полуостровов Ямал и Гыдан



34 Киришев А.С. Опыт моделирования отложений Тюменской свиты на примере Новомостовского, Западно-Новомостовского месторождений Западной Сибири

40 Волошина Р.Р. Фациальные обстановки отложений неокома северной части Приобского нефтяного месторождения

44 Галиев Р.Р. Палеотектонический анализ северной части Приобского нефтяного месторождения

Бурение

50 Песин М.В. Расчет и моделирование рационального момента затяжки при сборке бурильных труб

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Добыча

57 Пызыков В.Ф. Выделение проблем, связанных с освоением горизонтальных скважин при помощи сдвоенных пакеров

62 Капишев Д.Ю. Выбор оптимальной системы разработки сверхнизкопроницаемых коллекторов на примере Эргинского лицензионного участка Приобского месторождения

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 7 (92) ноябрь 2022

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 11-22/08-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 21.11.2022
ТИРАЖ: 1 000 экз.
ПЕРИОДИЧНОСТЬ: 7 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

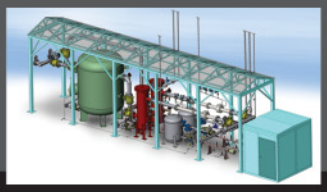
ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА

Дожимные и вакуумные компрессорные станции

Системы комплексной газоподготовки

Блочные пункты подготовки газа

Теплообменное оборудование



Проектирование и производство

Доставка и монтаж

Наладка, испытания, обучение персонала

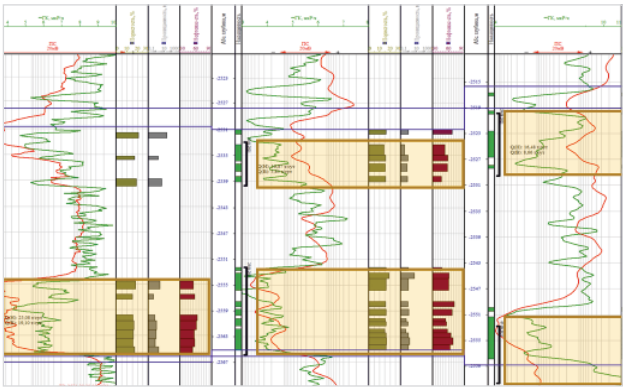
Комплексный сервис, ремонт и модернизация

ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ

info@energas.ru www.energas.ru

66 Абдрахманова Э.К. Повышение эффективности разработки новыхнефтегазоконденсатных залежей за счет применения методики выбора объекта-аналога (часть 1)

72 Садыков А.М. Опыт и перспективы применения низковязких жидкостей при гидроразрыве пласта в зонах с пониженными фильтрационно-емкостными свойствами и близким водо-нефтяным контактом



80 Садыков А.М. Инновационные дизайны ГРП и рекомендации по выводу скважин на режим в условиях сверхнизкопроницаемых коллекторов на примере Эргинского ЛУ Приобского месторождения

Оборудование

86 ООО «НПФ «Модуль»: Проблемы экологии нефтяных месторождений и пути их решения

Газовая промышленность

88 Супрун А.Н. Геохимический анализ воды как инструмент прогнозирования газоводяного контакта

ТРАНСПОРТИРОВКА

Трубопровод

94 Кулаков М.И. Система обнаружения и локализации дефектов (размышления на тему)

КИПИА

Программное обеспечение

97 Прозорова Г.В. Разработка мобильного приложения для оперативного описания керна в полевых условиях

ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Экология

102 Холодионова А.С. Основные аспекты декарбонизации нефтегазовой отрасли России

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

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
Закиров Э.С. — 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.

ГОТОВЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА И РЕМОНТА СКВАЖИН

Тампонажные смеси ArcCem

Область применения:
цементирование скважин с забойными температурами от -5 до +25 °С
(интервалы многолетнемерзлых пород)

Быстросхватывающиеся смеси для ликвидации поглощений и РИР

Область применения:

- установка изоляционных мостов в скважинах с забойными температурами до +60 °С
- для ремонтно-изоляционных работ по ликвидации межколонных перетоков

Основные особенности материалов:

- широкая линейка растворов по плотности (1,5–1,9 г/см^3)
- быстрый набор начальной прочности (1450 Psi за 6–8 ч)
- регулируемые сроки схватывания и время загустевания до 70 Вс (от 60 мин)
- лучшая текучесть тампонажной смеси (не менее 220 мм)
- низкая водоотдача (при +20 °С не более 150 мл/30 мин)

Центр технологий применения продуктов SAMARAGIPS
+7 (846) 277 79 97 (доб. 4074)
+7 (937) 991 31 24
medvedev.y@samaragips.ru
www.samaragips.ru

CONTENT

UPSTREAM

15 Migmanov R.R. Automated algorithm for selecting an analogue object based on the theory of fuzzy sets

20 Vanin V.A. Prospects of the North-West Kamchatka shelf supported by new data integration

26 Zinatullina L.I. Estimation of the oil and gas potential of pre-Jurassic and lower- middle jurassic deposits of the Yamal and Gydan Peninsulas

34 Kirishev A.S. Experience of modeling deposits of the Tyumen formation on the example of the Novomostovskogo, Zapadno-Novomostovskogo fields Western Siberia

40 Voloshina A.A. Facies conditions of neocomian deposits of the northern part of the Priobskoye oil field

44 Galiev R.R. Paleotectonic analysis of the northern part of the Priobskoye oil field

50 Pesin M.V. Calculation and modeling of rational tightening torque when assembling drill pipes

57 Pyzykov V.F. Identification the problems the completion of horizontal wells with the assistance of dual packers

62 Kapishev D.Yu. The choice of the optimal system for the development of ultra-low-permeable reservoirs on the example of the Erginsky license area on the Priobskoye field

66 Abdrakhmanova E.K. Improving the efficiency of development new oil and gas condensate reservoirs using a method for selecting an analogue

72 Sadykov A.M. Experience and prospects for the use of low-viscosity fluids during hydraulic fracturing in zones with poor reservoir quality and vicinity of water-oil contact

80 Sadykov A.M. Innovative hydraulic fracturing designs and recommendations for putting wells into production in conditions of ultra-low-permeability reservoirs on the example of the Erginsky license block of the Priobskoye field

88 Suprun A.N. Geochemical analysis of water as an instrument for gas-water contact predicting

MIDSTREAM

94 Kulakov M.I. Defect search and localization system (thoughts on the subject)

SUPPLY

97 Prozorova G.V. Development of a mobile application for operational core description in the field environment

INDUSTRIAL SAFETY

102 Kholodionova A.S. Key decarbonization aspects of Russian petroleum industry

OIL&GAS EXPOSITION

ISSUE: 7 (92) november 2022

ISSUE DATE: 21.11.2022

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

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
Zakirov E.S. – 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.

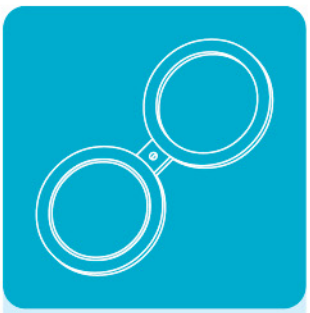
ОНИКС

РАБОТАЕМ С 2006 ГОДА

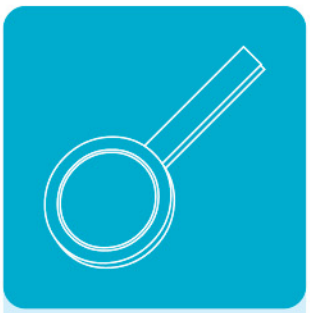
ПРОИЗВОДИТЕЛЬ И ПОСТАВЩИК ФЛАНЦЕВЫХ СОЕДИНЕНИЙ ИЗ МАРОК СТАЛИ: НА СТ20, 09Г2С, 12Х18Н10Т, 10Х17Н13М2Т И ДР.

ПРОИЗВОДСТВО ПОЛНОГО ЦИКЛА

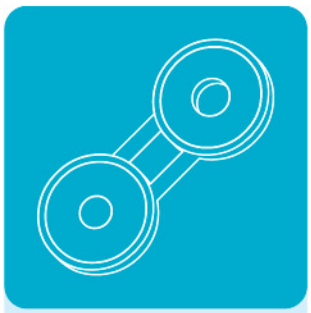
Поворотные и фланцевые заглушки



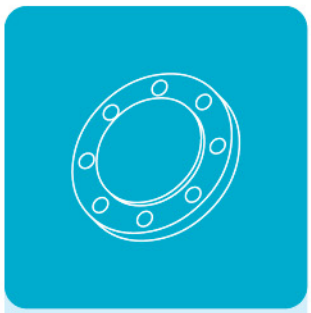
Т-ММ 25-01-06



Т-ММ 25-01-06 с рукояткой

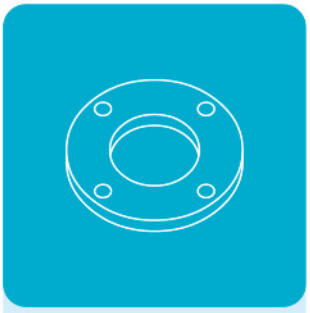


АТК 26-18-5-93

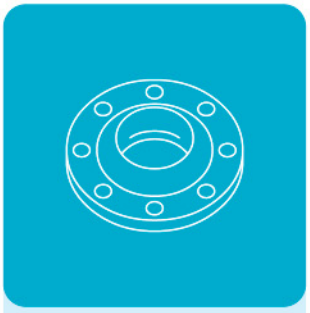


АТК 24.200.02-90 ГОСТ 34785-21

Фланцы по ГОСТ 33259-15

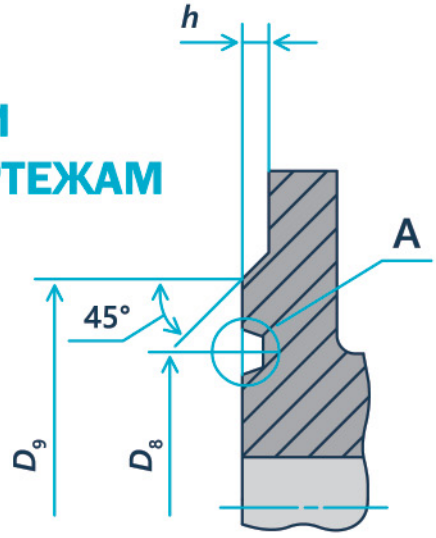


Плоские тип 01



Воротниковые тип 11

ДЕТАЛИ ПО ЧЕРТЕЖАМ



Москва 8 499 673-3838
Санкт-Петербург 8 812 328-3838
Екатеринбург 8 343 384-3838

info@onyxspb.ru

onyxspb.ru

«Газпром недра» — постоянное движение вперед

11 октября 2022 года ООО «Газпром недра» отметило 60-летие со дня своего исторического образования. Но значение этой даты выходит за рамки юбилея одной компании: по сути, она вмещает в себя шесть десятилетий становления и развития отечественной газовой геофизики.

На торжественном собрании, которое по случаю круглой даты прошло в Москве в концертном зале ПАО «Газпром», обращаясь к собравшимся, генеральный директор ООО «Газпром недра» Всеволод Черепанов отметил, что импульсом к зарождению этой важнейшей сферы производства послужило открытие в нашей стране первых газовых месторождений в 40-е годы прошлого века. «С 1962 года, когда было принято решение о создании на базе Московской поисково-разведочной экспедиции треста «Союзбургаз» производственных геофизических партий, геофизическое направление росло, совершенствовалось, и уже в 1969 году был создан самостоятельный трест «Союзгазгеофизика». По мере ввода новых месторождений геофизическая отрасль развивалась, создавались новые направления. Я не смогу сейчас перечислить все республики СССР, куда геофизики приходили вслед за открытием месторождений», — кратко обозначил Всеволод Владимирович основные вехи богатой истории отрасли и подчеркнул, что новой отправной точкой в ее развитии стало образование многопрофильной компании «Газпром недра».

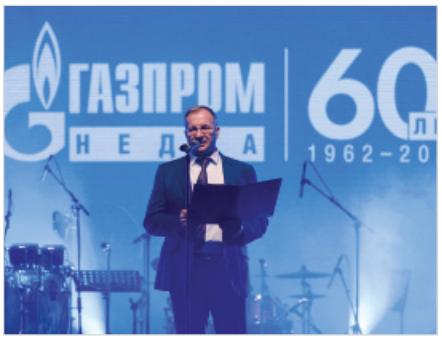
Сегодня ООО «Газпром недра» выполняет роль единого оператора ПАО «Газпром» по проведению полного цикла геологоразведочных работ и активно принимает участие в реализации долгосрочной программы развития минерально-сырьевой базы (МСБ) корпорации до 2040 года: от формирования предложений по развитию МСБ до подсчета запасов углеводородного сырья и постановки их на баланс в Государственной комиссии по запасам.

В области геофизического сервиса филиалы ООО «Газпром недра» выполняют не только традиционные геофизические исследования и работы, но и предоставляют заказчикам более 30 дополнительных видов услуг в области технического и информационного сопровождения жизненного цикла скважин и месторождений: геофизическое сопровождение строительства нефтяных и газовых скважин, прострелочно-взрывные работы, вертикальное сейсмопрофилирование, полевые геофизические исследования, капитальный ремонт и оптимизацию работы скважин.

Одно из важных и объемных направлений деятельности ООО «Газпром недра» — оказание услуг по геофизическому сопровождению при создании и контроле за эксплуатацией подземных хранилищ газа. С этой целью в компании создана многоуровневая система геолого-геофизического мониторинга ПХГ.

Конкурентоспособность предприятия, помимо огромного отраслевого опыта, обеспечивают разветвленная сеть и широкая территориальная представленность подразделений. В активе компании 7 территориальных управлений, 14 производственных и научно-производственных филиалов, расположенных в основных газодобывающих регионах страны, около 270 специализированных полевых отрядов и партий, собственный сертифицированный метрологический центр.

Важно и то, что, разрастаясь и становясь все более сложной, структура компании остается гибкой, мобильной, способной диверсифицировать свою деятельность и решать любые сложные и масштабные задачи.



Генеральный директор компании Всеволод Черепанов

ООО «Газпром недра» успешно участвует в реализации всех основных перспективных проектов ПАО «Газпром», которые определяют будущее нефтегазовой отрасли страны, в частности, таких как мегапроект «Ямал» и Восточная газовая программа, а также освоение континентального шельфа России, признанное одной из стратегических государственных задач. ПАО «Газпром» является лидером по объемам и эффективности проведения геологоразведочных работ в Арктике, поэтому руководство ООО «Газпром недра» уделяет особое внимание повышению научно-технического потенциала в области реализации шельфовых проектов в акваториях северных морей за счет внедрения инновационных методов и самого передового опыта в технологический процесс.

Росту эффективности изучения недр способствует активное применение в практике новейших цифровых технологий,

позволяющих получать более качественные данные и оптимизировать производственные процессы. Поступательное развитие единого информационного пространства геолого-геофизической и промысловой информации дает возможность специалистам ПАО «Газпром» и дочерних обществ комплексно контролировать и анализировать процессы исследования и разработки месторождений на протяжении всего их жизненного цикла.

В 2021 году в ООО «Газпром недра» открыт отраслевой Центр строительства скважин (ЦСС) для обеспечения круглосуточного геологического и инженерно-технологического сопровождения строительства эксплуатационных скважин на месторождениях ПАО «Газпром» с помощью инструментов удаленного мониторинга. Работа Центра уже продемонстрировала значительный рост показателей эффективности бурения. Но цифровая трансформация ЦСС продолжается: планируется, что в дальнейшем специалисты Центра смогут сопровождать все этапы строительства эксплуатационных скважин. Это значительно снизит затраты на бурение и повысит рентабельность освоения месторождений.

Успешный опыт запуска ЦСС призван помочь ООО «Газпром недра» в реализации еще одного перспективного проекта — создании Центра управления геофизическими исследованиями, который станет связующим звеном между филиалами предприятия, производственными объектами и пользователями информации в лице газодобывающих компаний. Предполагается, что новый «цифровой» Центр предоставит дополнительное пространство для развития мощному блоку скважинного геофизического сервиса.

Тесный сплав научных и производственных направлений — одна из отличительных характеристик компании, на которую обратил внимание выступивший на юбилейном собрании заместитель генерального директора — главный инженер ООО «Газпром недра» Вячеслав Плотников. «В стране на пальцах одной руки можно пересчитать те предприятия, которые ведут подобную деятельность, — с гордостью сказал Вячеслав Леонидович. — Наша работа, во-первых, очень плотно связана с наукой, а во-вторых, это тяжелый физический труд». Он напомнил собравшимся о том, что и в этот праздничный день многие работники компании находятся «в поле», назвав своих коллег «вечными тружениками геологической и геофизической отрасли».

В настоящий момент трудовой коллектив предприятия насчитывает порядка 4 500 работников. Ежегодно свыше 200 из них награждаются ведомственными и корпоративными наградами. В ООО «Газпром недра» трудятся 22 обладателя нагрудного знака «Первооткрыватель месторождения», учрежденного Министерством природных ресурсов и экологии Российской Федерации, а пятеро из них награждены неоднократно. В честь юбилейной даты почетные грамоты и благодарности ПАО «Газпром» и ООО «Газпром недра» получили еще 70 представителей компании. «За 60 лет проходят полный цикл некоторые месторождения, за 60 лет реки меняют свои русла, а наша компания только увеличивает функционал и компетенции. Это уникальное явление не только для геофизической отрасли, но и для народного хозяйства в целом», — сказал, поздравляя коллег, заместитель генерального директора — главный геолог ООО «Газпром недра» Александр Трусов, подчеркнув, что предприятие производит

Геофизики перед выездом на скважину, 60-е-годы

Геофизические исследования на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении

колоссальный объем труда как интеллектуального, так и физического на фоне сложных климатических условий и географических перемещений. Александр Игоревич связал производственные достижения компании с тем, что ее главной ценностью являются люди. «За 20 лет работы в компании у меня ни разу не было ощущения, что она старая или стареет, — признался главный геолог. — Мы — это молодость и энергия!»

Это заявление компания ежегодно подтверждает своими успехами и достижениями. 27 октября 2022 года в Москве в ходе пленарного заседания XVI конференции «Нефтегазсервис-2022» состоялось награждение лучших нефтесервисных компаний по итогам ежегодного опроса ключевых потребителей сервисных услуг нефтегазового комплекса России. Рейтинг проводился по 16 номинациям среди 60 российских нефтегазовых компаний.

ООО «Газпром недра» участвует в «ТЭК рейтинге» с 2017 года и неоднократно признавалось лучшим в различных номинациях. В этом году компания стала лидером уже в четвертый раз, получив наивысшую оценку в номинации «Геофизические исследования и работы в скважинах».

60-летие ООО «Газпром недра» послужило поводом вновь обратиться к истории компании, осмыслению ее богатого опыта и перспектив. И стало еще одним доказательством того, что целью крупных и успешных предприятий является постоянное движение вперед с опорой на прошлое и силами, которые придает образ будущего. «У истоков ООО «Газпром недра» стояли несколько геофизических партий, при этом саму юбилейную дату можно смело считать суммой достижений всех подразделений компании, которыми она прирастала на этом длинном пути, — считает Всеволод Черепанов. — Сегодня наше предприятие уже является неотъемлемой частью высокоинтеллектуального, наукоемкого и технологичного бизнеса, а завтра, я уверен, мы способны и готовы выйти на новые рубежи развития».

ГАЗПРОМ НЕДРА

117418, г. Москва,
ул. Новочеремушкинская, д. 65

+7 (495) 719-57-75
+7 (3452) 54-09-61

office@nedra.gazprom.ru
www.nedra.gazprom.ru

АСО
БЕЖЕЦКИЙ КОМПРЕССОР

Ведущий российский производитель компрессорного оборудования

8 (800) 550-46-17
sales@asobezh.ru
www.asobezh.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2022- 7-15-19

УДК 553.98 I Научная статья

Автоматизированный алгоритм подбора объекта-аналога на основе теории нечетких множеств

Мигманов Р.Р., Зиазев Р.Р., Галиуллин М.М.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
rrmigmanov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
Работа посвящена созданию и апробации инструмента поиска и ранжирования объектов-аналогов из базы данных разработки месторождений на основе теории нечетких множеств. Реализованный функционал позволяет выбирать задачи и целевые параметры, по которым подбираются объекты-аналоги. В алгоритме введены весовые показатели для каждой задачи соответственно, основанные на экспертном мнении и статистике. Результат работы инструмента позволяет воспользоваться существующим опытом разработки схожих объектов из базы данных и восполнить недостающую информацию.

Материалы и методы
Выполнен анализ существующих инструментов по подбору объектов-аналогов, сформирована цифровая база данных объектов-аналогов и опрошены эксперты. Разработан алгоритм по поиску и ранжированию объектов-аналогов с использованием нечеткой логики. Проведена апробация и оценка работы инструмента на различных месторождениях.

Ключевые слова
подбор аналогов, нечеткая логика, разработка месторождений

Для цитирования
Мигманов Р.Р., Зиазев Р.Р., Галиуллин М.М. Автоматизированный алгоритм подбора объекта-аналога на основе теории нечетких множеств // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7. С. 15–19. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-15-19

Поступила в редакцию: 25.10.2022

UDC 553.98 I Original Paper

Automated algorithm for selecting an analogue object based on the theory of fuzzy sets

Migmanov R.R., Ziazev R.R., Galiullin M.M.
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
rrmigmanov@tnnc.rosneft.ru

Abstract
The work is devoted to the creation and testing of a tool for searching and ranking objects-analogues from the field development database based on the theory of fuzzy sets. The implemented functionality allows you to select tasks and target parameters, according to which analogous objects are selected. The algorithm introduces weight indicators for each task, respectively, based on expert opinion and statistics. The result of the tool allows you to use the existing experience in developing similar objects from the database and fill in the missing information.

Materials and methods
The analysis of existing tools for the selection of analogue objects was carried out, a digital database of analogue objects was formed and experts were interviewed. An algorithm for searching and ranking analogous objects using fuzzy logic has been developed. Approbation and evaluation of the tool operation at various fields was carried out.

Keywords
selection of analogues, fuzzy logic, field development

For citation
Migmanov R.R., Ziazev R.R., Galiullin M.M. Automated algorithm for selecting an analogue object based on the theory of fuzzy sets. Exposition Oil Gas, 2022, issue 7, P. 15–19. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-15-19

Received: 25.10.2022

Введение
Высокая стоимость исследований зачастую приводит к необходимости работать в условиях дефицита информации об объекте разработки. В свою очередь, объект разработки есть совокупность определенных физико-математических параметров, включающих структурные свойства породы, геолого-физические показатели продуктивных пластов и характеристики пластового флюида. Используя вышеописанные параметры, можно математически описать степень «близости» двух и более объектов. Решение подобной задачи позволит отбирать «однотипные» объекты и использовать их в качестве аналогов для различных задач [1].

С целью восполнения недостающей информации по объектам и минимизации трудозатрат в работе разработан автоматизированный алгоритм. Инструмент позволяет найти и ранжировать с использованием математических вычислений наиболее подходящие аналоги. Под математическими вычислениями подразумевается теория нечетких множеств, описывающая неточные свойства, а также задающая «степень принадлежности» тому или иному свойству-параметру.

Разработанный инструмент по подбору объектов-аналогов позволяет не только восполнить недостающие геологические данные, но и получить информацию по системам разработки, характеристике вытеснения, темпам падения жидкости, стартовым дебитам и результатам испытаний разведочных скважин.

Для определения объекта-аналога в инструменте реализована возможность выбора задачи подбора: для составления проектно-технического документа, выбора третичного метода воздействия, оптимизации системы разработки в рамках опытно-промышленных работ (ОПР), гидродинамического моделирования, подготовки инвестиционного меморандума.

Существующие же инструменты в полной мере выполняют главную функцию — подбор объекта-аналога. Однако в разработанном алгоритме реализованы дополнительные функции:

- возможность задать пользовательскую настройку;
- возможность выбора задачи подбора объекта-аналога;
- наличие в инструменте знаний и опыта экспертов.

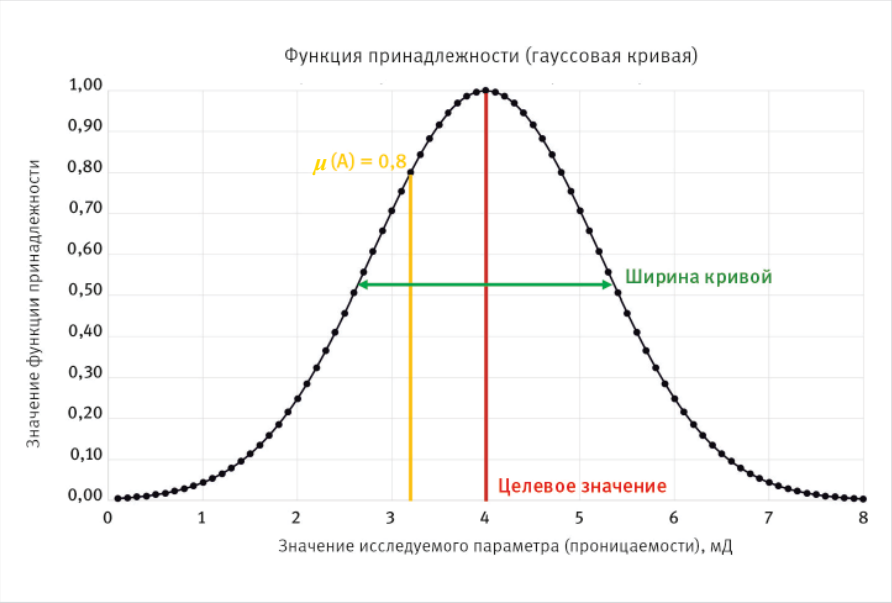


Рис. 1. Один из видов функции принадлежности
Fig. 1. One of the types of membership function

Теория нечетких множеств

В классической теории множеств принадлежность различных элементов множеству оценивается через бинарные термины — элемент либо принадлежит данном множеству, либо нет. Для нечеткой логики возможно оценивать нестрогую градуированную меру (степень) принадлежности элементов множеству: подобная оценка определяется функцией принадлежности (в пределах от 0 до 1, где 1 — строго принадлежит множеству). Функция принадлежности — это некоторый критерий нечеткости. Этот критерий может быть описан, например, за счет мнения экспертов или статистики. Четкая логика же (традиционный подход) не позволяет правильно интерпретировать неточные и некатегоричные данные [2]. Например, если между числами четкого множества возникает любое минимальное отличие, то одному из чисел присваивается уже значение 0 (не принадлежит множеству). Теория нечетких множеств призвана исправить подобную интерпретацию. Это является важным аспектом в задачах выбора аналогов, поскольку в четких множествах определить численное отличие близких, например, по геолого-физическим параметрам объектов будет невозможно.

На рисунке 1 показан вид функции принадлежности. Графику характерно следующее:

- каждому значению параметра соответствует значение функции принадлежности — степень принадлежности (например, $\mu(A) = 0{,}8$);
- ширина кривой задает критичность параметра, то есть скорость изменения. Если ширина кривой будет мала, то незначительному изменению X сопоставляется минимальное/максимальное значение принадлежности множеству;
- целевому значению соответствует максимум графика функции. Однако это не является обязательным условием.

Методика работы алгоритма

Решением в работе является алгоритм, позволяющий по целевым параметрам и базе данных разработки месторождения математически определить наиболее «близкий» объект месторождения. Под «близостью» понимается степень принадлежности того или иного параметра из базы данных к целевому параметру.

На вход алгоритма подается набор целевых параметров объекта месторождения, учет которых опционален. Далее алгоритм, используя только выбранные параметры, для каждой строки и каждого параметра из базы данных рассчитывает функцию принадлежности по формулам (1) и (2):

$$\mu(x) = e^{-\frac{(x-b)^2}{2\sigma^2}}, \qquad (1)$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}(x - \bar{x})^2}, \qquad (2)$$

где b — значение целевого параметра; x — значение параметра объекта-аналога; σ — среднеквадратичное отклонение выборки по параметру из базы данных; n — количество учитываемых параметров при поиске объекта-аналога (зависит от насыщенности базы данных); $\bar{x}$ — среднее значение по выборке из базы данных.

После чего рассчитывается итоговая оценка схожести по каждому объекту, называемая единым комплексным критерием и рассчитываемая по формуле (3):

$$C = \sqrt[\sum_{i=1}^{n} w_i]{\prod_{i=1}^{n} \mu_i^{w_i}}, \qquad (3)$$

где w_i — вес i-го параметра; μ_i — функция принадлежности i-го параметра, рассчитанная по формуле (1).

Для более точного определения объекта-аналога в инструменте реализована возможность выбора задачи подбора объекта-аналога из предложенного списка: составление проектно-технического документа,

Табл. 1. Распределение весовых показателей для задач поиска аналогов
Tab. 1. Distribution of weight indicators for the tasks of searching for analogues

Параметр	ПЗ/ПТД*	ГДМ*	ИМ/ИПРР*	Третичный метод воздействия	Оптимизация разработки
Проницаемость	0,85	0,56	0,95	0,8	0,94
Пористость	0,82	0,95	0,25	0,67	0,32
Коэффициент песчанистости	0,83	0,92	0,72	0,51	0,71
Расчлененность пласта	0,81	0,86	0,77	0,64	0,73
Динамическая вязкость нефти	0,85	0,93	0,84	0,94	0,81
Начальная температура пласта	0,51	0,71	0,12	1,00	0,11
Сжимаемость нефти	0,73	0,97	0,51	0,62	0,53
Сжимаемость воды	0,62	0,23	0,45	0,47	0,35
Сжимаемость породы	0,72	0,41	0,31	0,55	0,29

*ПЗ/ПТД — подсчет запасов / проектно-технический документ, ГДМ — гидродинамическая модель, ИМ/ИПРР — инвестиционный меморандум / интегрированный проект развития региона.

выбор третичного метода воздействия, оптимизация системы разработки в рамках ОПР, гидродинамическое моделирование, подготовка инвестиционного меморандума и пользовательская настройка. В каждой из перечисленных выше целей распределение значений весов отлично [3]. Например, параметр «температура пласта» не важен при подготовке инвестиционного меморандума. В этом случае наличие весов в степенях функций принадлежности и совместного умножения всех функций позволяет снизить влияние при минимальном значении функции принадлежности и не оказывать влияния при максимальном значении. Такая постановка максимально учитывает важность параметров поиска и их разницу с целевыми параметрами [4].

Следует подчеркнуть, что веса для каждой задачи подобраны статистическим методом согласно экспертному мнению. Для этого проведен опрос экспертного состава, в котором было необходимо расставить весовые показатели (от 0 до 1) по их экспертному мнению для каждого параметра решаемых задач алгоритма. Дальнейшая построенная статистика по весам прописана в инструменте для всех соответствующих задач (табл. 1).

Для универсальности инструмента все целевые параметры разделены на две группы: качественные и количественные. К качественным параметрам при реализации алгоритма отнесены параметры, представленные в таблице 2. К количественным показателям относятся пористость, проницаемость, расчлененность пласта и др. (рис. 2).

Алгоритм позволяет отфильтровать по тем качественным параметрам, которые изначально выбраны перед запуском. Если принимается решение не использовать нефтегазоносную провинцию или тип ловушки как целевой качественный параметр, то алгоритм не учитывает их. Важно отметить, что в инструменте отсутствует предустановка качественных параметров и строгая необходимость в них при поиске объектов-аналогов отсутствует.

На данный момент алгоритм поддерживает учет более 90 параметров, включающих геологию, разработку, подсчет запасов, испытание скважин и технологические характеристики [5]. Также предусмотрена возможность применения пользовательской настройки с заданием произвольных весов и количества параметров. Дополнительно реализована функция подгрузки параметров по месторождению, позволяющая осуществить поиск и ранжирование объектов-аналогов по загруженному объекту из базы данных.

Полученный список десяти наиболее подходящих по комплексному критерию объектов-аналогов отображается на выходе. По отобранным аналогам реализована возможность просмотра процента схожести аналогов, а также значения функции принадлежности по каждому из параметров. Таблица с результатами подбора объектов-аналогов представлена на рисунке 3. По умолчанию в таблице отображаются параметры, выбранные пользователем перед запуском алгоритма.

В инструменте предусмотрена возможность визуализации информации в виде графиков с сопоставлением параметров по аналогам (рис. 4).

С целью получения данных по подобранным объектам-аналогам добавлено пользовательское меню, которое позволяет визуализировать всю информацию, хранящуюся в базе данных, в том числе:

- характеристики вытеснения объектов-аналогов;
- темпы падения жидкости объектов-аналогов;
- результаты испытаний разведочных скважин;
- запускные показатели по новым скважинам;
- плотности сеток скважин и т.д.

Тестирование и полученные результаты

Функционал и математический аппарат разработанного алгоритма апробированы на фактических месторождениях ООО «РН-Уватнефтегаз». При тестировании выбирались близкие к фактическим целевые

Табл. 2. Качественные параметры, реализованные в алгоритме
Tab. 2. Qualitative parameters implemented in the algorithm

№	Параметры (качественные)
1	Нефтегазоносная провинция
2	Стратиграфическая принадлежность, ярус
3	Свита (стратиграфическое подразделение)
4	Группа пород
5	Обстановка осадконакопления
6	Фазовое состояние
7	Тип ловушки
8	Тип пустотного пространства
9	Аквифер
10	Система расстановки скважин
11	Соотношение добывающих/ нагнетательных скважин
12	Стадия разработки месторождения
13	Режим разработки (истощение/ заводнение)
14	Вид испытания
15	Продукт (нефть, газ, конденсат, вода)
16	С ГРП / без ГРП

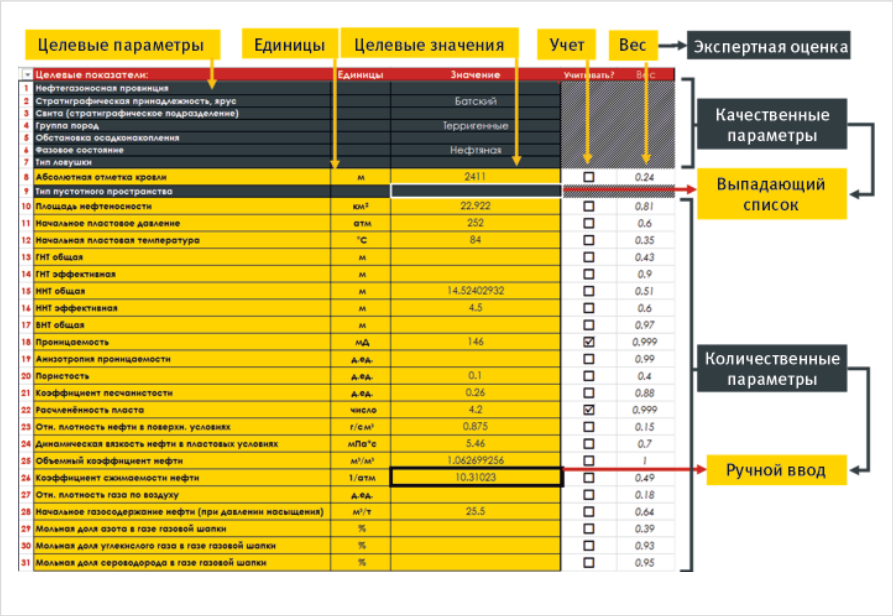


Рис. 2. Главное окно алгоритма
Fig. 2. Main window of the algorithm

Рис. 3. Таблица с результатами поиска аналога
Fig. 3. Table with analogue search results

значения и проверялся выходной список объектов-аналогов по составленным комплексным критериям.

Пример использования алгоритма представлен на рисунке 5. Задача поиска аналога выбрана — «подготовка инвестиционного меморандума» (необходимость в обосновании оптимальной системы разработки для нового месторождения по объекту-аналогу).

Выбранныепараметры: $K_{пр}$=2,00мД (вес1), K_p = 4,00 (вес 0,25), $K_{пор}$ = 0,16 (вес 0,65).

В рассматриваемом примере объект-аналог № 1 имеет схожесть 98 %, т.к. проницаемость имеет достаточно близкое целевое значение, а значениям пористости и расчлененности пласта присвоены маленькие веса. При выборе объекта-аналога № 1 как основного получено проектное решение по системе разработки по данному объекту из базы данных:

- система расстановки скважин — рядная ГС;
- плотность сетки скважин — 34 га/скв.;
- расстояние между рядами — 400 м.

Также исходя из ранжированных объектов-аналогов можно получить данные по фактическим темпам падения жидкости и характеристике вытеснения с целью прогнозирования профиля добычи для рассматриваемого объекта (рис. 6).

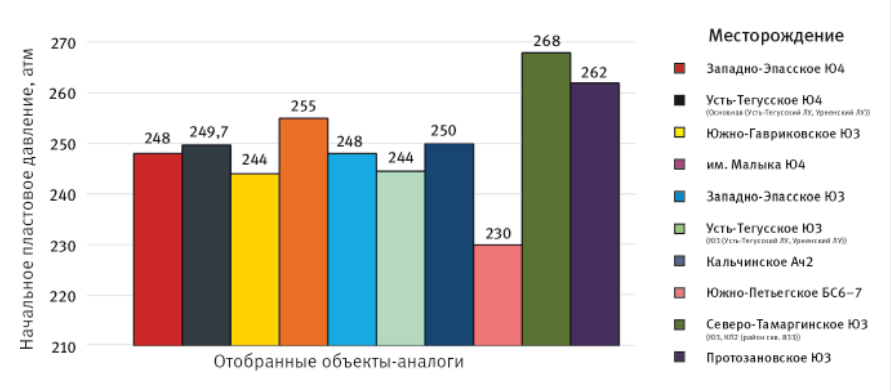


Рис. 4. Пример графика в сравнении с другими отобранными аналогами
Fig. 4. Example of a graph in comparison with other selected analogues

Обл.	№	Целевые показатели:	Единицы	Объект исследования	РАДОНЕЖСКОЕ ЮС2	НЕМЧИНОВСКОЕ Ю4 (Ю4/1, Ю4/2)	НЕМЧИНОВСКОЕ Ю2-3	ПИХТОВОЕ Ю3
РАЗРАБОТКА	18	Проницаемость	мД	2.000	1.800	1.900	1.800	1.600
	20	Пористость	д.ед.	0.160	0.150	0.150	0.160	0.140
	22	Расчленённость пласта	число	4.000	4.000	3.000	6.000	4.000
ИТОГ:		Схожесть	%		98.1	97.4	96.7	92.6
		Учитывать аналог			☑	☑	☑	☑
				Состояние месторождения:	Разрабатывается	Разрабатывается	Разрабатывается	Разрабатывается

Рис. 5. Пример использования алгоритма
Fig. 5. An example of using the algorithm

Итоги

В целом результаты, полученные при апробации разработанного алгоритма, соответствуют фактическим объектам-аналогам месторождений ООО «РН-Уватнефтегаз», определенным в процессе ручного поиска аналогов. Таким образом, предлагаемый алгоритм позволяет восполнить недостающую информацию по разрабатываемым объектам, а также дает возможность любому специалисту производить поиск аналогов на уровне эксперта.

Выводы

- Результаты соответствуют фактическим объектам-аналогам, определенным в процессе ручного поиска аналогов.
- Алгоритм позволяет значительно сократить усилия и время при подборе объектов-аналогов.
- Решение задачи реализовано с применением математической теории нечетких множеств.
- Выполненная оцифровка знаний экспертов в виде весовых параметров повышает точность определения объектов-аналогов и позволяет специалисту любого уровня корректно отбирать аналоги.
- Инструмент позволяет определять аналоги под задачи пользователя и при необходимости производить весовую оценку для различных параметров.

Литература

1. Вологин И.С., Исламов Р.Р., Нигматуллин Ф.Н., Харисова А.В., Лознюк О.А. Методика выбора объекта-аналога для нефтегазовой залежи по геолого-физическим характеристикам // Нефтяное хозяйство. 2019. № 12. С. 124–127.
2. Медынская М.К. Теория нечетких множеств. Понятие нечеткого множества // Международная конференция по мягким вычислениям и измерениям. 2015. Т. 1. С. 46–48.
3. Никифоров Д.В., Глухих И.Н. Усовершенствованный подход выбора объектов-аналогов при проектировании разработки месторождений с помощью вывода по прецедентам // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. № 10. С. 106–111.
4. Поднебесных А.В., Хафизов А.Р. Методика экспресс-оценки выбора объекта-аналога для залежей углеводородного сырья на основе их геологических признаков // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. № 3.С. 9–18.
5. Орлова И.О., Захарченко Е.И., Скиба Н.К., Захарченко Ю.И. Методический подход к классификации месторождений и поиску месторождений-аналогов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. № 12. С. 16–18.

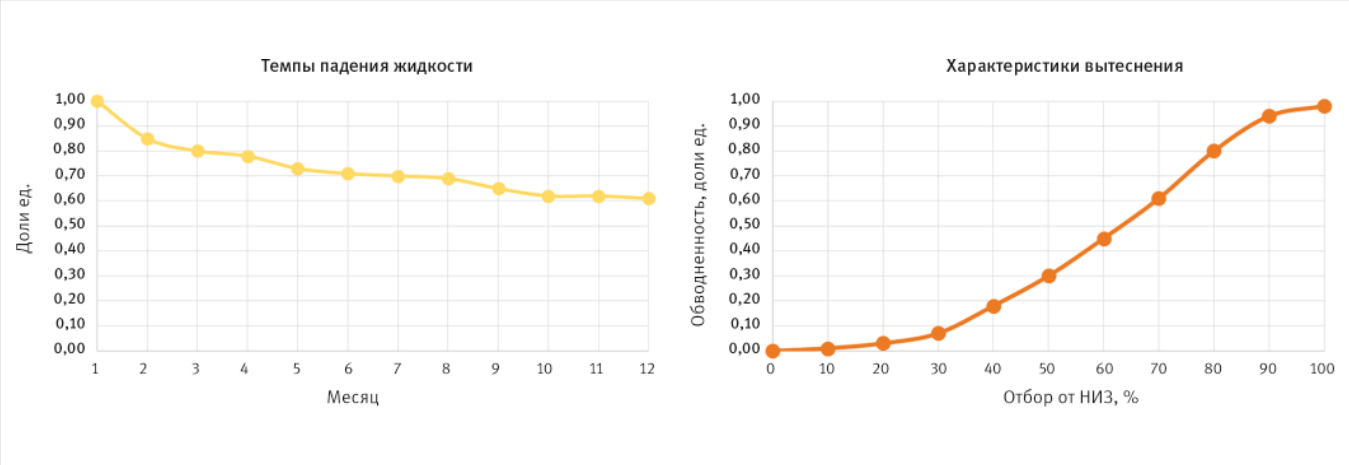


Рис. 6. Нормированные темпы падения жидкости и характеристика вытеснения объекта-аналога
Fig. 6. Normalized rates of liquid fall and displacement characteristic of an analogue object

Results

In general, the results obtained during the testing of the developed algorithm correspond to the actual objects-analogues of the fields of "RN-Uvatneftegaz" LLC, determined in the process of manual search for analogues. Thus, the proposed algorithm makes it possible to fill in the missing information on the objects being developed, and enables any specialist to search for analogues at the expert level.

Conclusions

- The results correspond to the actual objects-analogues, determined in the process of manual search for analogues.
- The algorithm allows you to significantly reduce the effort and time when selecting an object-analogues.
- The solution of the problem is implemented using the mathematical theory of fuzzy sets.
- Digitization of expert knowledge in the form of weight parameters increases the accuracy of determining analogues and allows a specialist of any level to correctly select analogues.
- The tool allows you to determine analogues for the user's tasks and, if necessary, make a weight estimate for various parameters.

References

1. Vologin I.S., Islamov R.R., Nigmatullin F.N., Harisova A.V., Loznyuk O.A. Methodology for selecting an analogous object for oil and gas reservoirs to geological and physical characteristics. Oil industry, 2019, issue 12, P. 124–127. (In Russ).
2. Medynskaya M.K. Fuzzy set theory. The concept of fuzzy sets. International Conference on soft computing and measurement, 2015, Vol. 1, P. 46–48. (In Russ).
3. Nikiforov D.V., Glukhikh I.N. Improved method of analogues-objects selection when designing oil and gas fiels development by using case-based reasoning. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2020, issue 10, P. 106–111. (In Russ).
4. Podnebesnyh A.V., Khafizov A.R. Technique express estimation of analogue object for hydrocarbon reserves on the basis of their geological signs. Problems of gathering, treatment and transportation of oil and oil products, 2019, issue 3, P. 9–18. (In Russ).
5. Orlova I.O., Zakharchenko E.I., Skiba N.K., Zakharchenko Yu.I. Methodical approach to fields classification and fields-analogues prospecting. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2014, issue 12, P. 16–18. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Мигманов Руслан Рамилевич, ведущий специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: rrmigmanov@tnnc.rosneft.ru

Зиазев Рамиль Ришатович, начальник отдела,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Галиуллин Марат Мугаммирович, директор по разработке месторождений ХМАО, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Migmanov Ruslan Ramilevich, leading specialist,
"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: rrmigmanov@tnnc.rosneft.ru

Ziazev Ramil' Rishatovich, head of department,
"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Galiullin Marat Mugammirovich, director of field development KhMAO, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис»
SIB Expo SERVICE
www.ses.net.ru

Одиннадцатая межрегиональная специализированная выставка
САХАПРОМЭКСПО – 2022
ЯКУТСК, 26–27 октября 2022

Семнадцатая межрегиональная специализированная выставка
ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ
НОВЫЙ УРЕНГОЙ, 23–24 марта 2023

+7 (383) 335 63 50
vkses@yandex.ru
www.ses.net.ru

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ
Генеральный информационный партнер

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-20-24 УДК 553.981.2 I Научная статья

Перспективы шельфа Северо-Западной Камчатки в свете новых обобщений

Ванин В.А.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
vavanin@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
Шелиховский бассейн в северо-восточном секторе Охотского моря остается слабоизученным редкой сетью 2D сейсмических профилей, поисково-разведочное бурение в пределах бассейна не проводилось. На текущей региональной стадии изученности бассейна внимание привлекают достаточно крупные поисковые структуры, однако основные проблемы здесь связаны с большими геологическими рисками и неопределенностями. Обобщение результатов исследований разных лет, с учетом открытий в аналогичном бассейне, позволяет выявить ряд закономерностей и дополнительных аргументов в пользу перспективности рассматриваемой территории.

Материалы и методы
Выполнен комплексный анализ результатов геолого-геофизических исследований и публикаций разных лет, относящихся к суше Северо-Западной Камчатки и прилегающему шельфу. Проведены аналогии с недавними открытиями в другом одновозрастном бассейне Азиатской окраины. Предложен подход к адресной оценке ресурсного потенциала структур малоизученной территории.

Ключевые слова
Камчатский шельф, Шелиховский бассейн, рифт, эоцен, палеоцен, сейсморазведка, обнажения

Для цитирования
Ванин В.А. Перспективы шельфа Северо-Западной Камчатки в свете новых обобщений // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7. С. 20–24. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-20-24

Поступила в редакцию: 24.10.2022

UDC 553.981.2 I Original paper

Prospects of the North-West Kamchatka shelf supported by new data integration

Vanin V.A.
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
vavanin@tnnc.rosneft.ru

Abstract
The Shelikhovsky basin in the northeast of the sea of Okhotsk remains poorly covered by rare 2D seismic profiles, the basin has not been studied by the exploration drilling. At the current regional stage of the basin knowledge, attention is attracted by rather large promising areas, but the main challenges here are associated with high geological risks and uncertainties. Summarizing the results of the studies of different years, taking into account discoveries in a similar basin, allows to identify a number of patterns and additional arguments in favor of the prospects within the area of interest.

Materials and methods
The comprehensive analysis of the results of geological and geophysical studies and publications of different years related to the North-West Kamchatka and the adjacent shelf has been carried out. Analogies have been found in the recent discoveries in another one-age basin of the Asian margin. An approach to the targeted assessment of the resource potential of the structures within the underexplored region has been proposed.

Keywords
Kamchatka shelf, Shelikhovsky basin, rift, eocene, paleocene, seismic exploration, outcrops

For citation
Vanin V.A. Prospects of the North-West Kamchatka shelf supported by new data integration. Exposition Oil Gas, 2022, issue 7, P. 20–24. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-20-24

Received: 24.10.2022

В 2005 г. 2D-сейсморазведкой в Шелиховском бассейне выявлен ряд структур, наиболее крупные из них Кахтанская и Пенсепельская. Важным обстоятельством здесь являются нефтегазопроявления в скважинах, пробуренных на близлежащей суше полуострова — в Воямпольском прогибе. Они установлены в терригенных отложениях снатольской и ковачинской свит среднего-позднего эоцена. При испытаниях получены небольшие притоки преимущественно газа, максимально 70 тыс. м^3/сут, что принципиально подтверждает активность нефтегазовых систем бассейна. Отмечалась [1] недостаточно высокая эффективность геолого-разведочных работ, связанная с низкими модификациями сейсмики, малым ее объемом и аварийностью бурения. В 2008 г. более 170 км юго-западнее Пенсепельской структуры на шельфе (Западно-Камчатский бассейн) пробурена поисковая скважина Западно-Сухановская-1, которая оказалась «сухой».

В данном районе установлены меловые, палеоценовые, эоценовые и олигоценовые нефтегазоматеринские толщи. До сих пор наименее изученным остается ранний палеоцен-эоценовый этап эволюции Западной Камчатки [2], а на его долю приходится большая часть разреза. Рассматриваемый район Камчатки входит в систему мезокайнозойских рифтовых впадин, протянувшихся на 3 тыс. км вдоль окраины Азиатского континента от Сиамского залива на юге до Берингова моря на севере [3]. В юго-западной части пояса, на территории Китая, выявлено несколько десятков месторождений нефти и газа, где

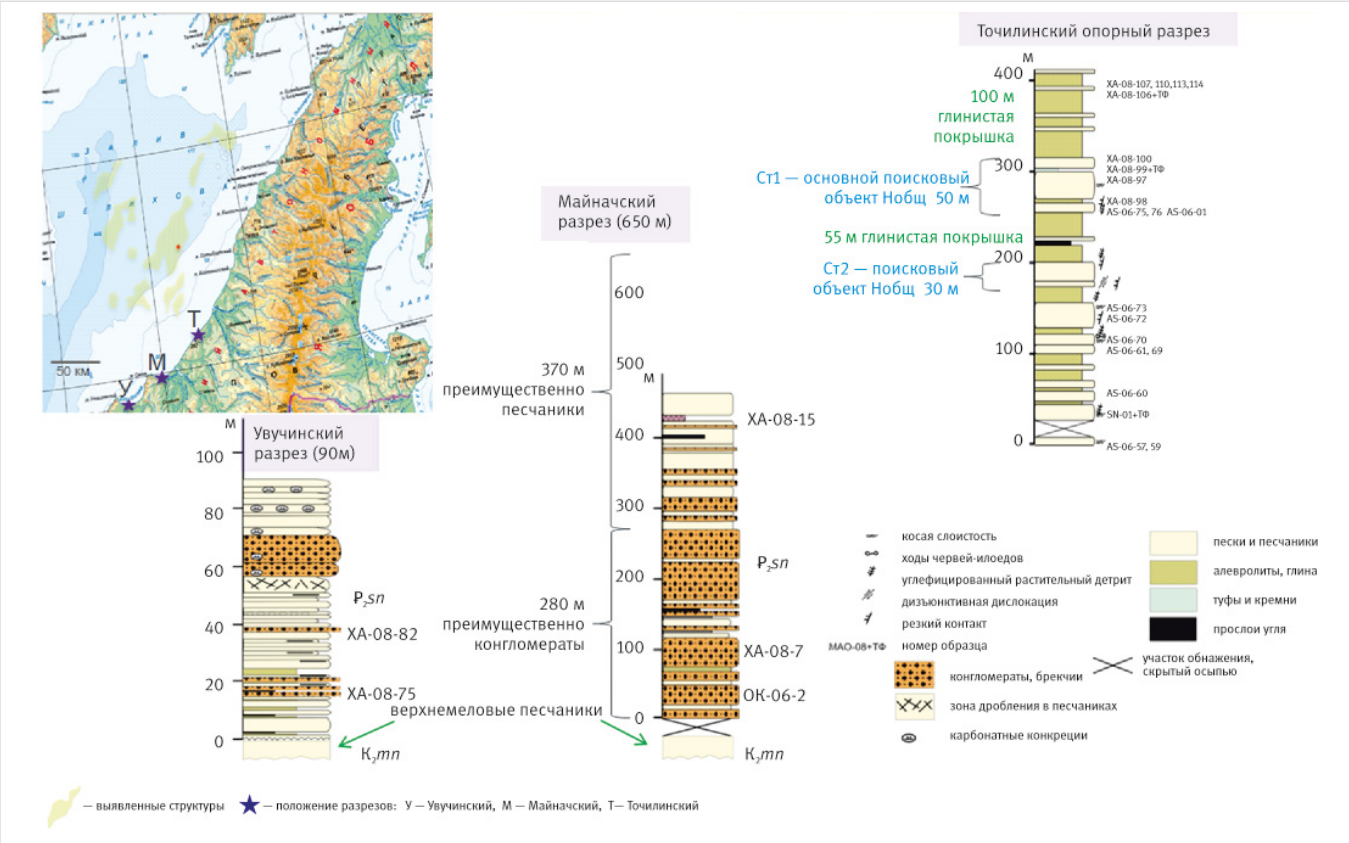


Рис. 1. Строение снатольской свиты в обнажениях [2]
Fig. 1. The structure of the Snatol formation in outcrops [2]

промышленно продуктивны меловые и палеогеновые формации. Эти же стратиграфические интервалы перспективны и на рассматриваемой территории. На северо-восточном окончании Восточно-Азиатского рифтового пояса, в Анадырском бассейне, открыто несколько месторождений углеводородов (УВ). Отсутствие открытий в Шелиховском бассейне связывается не с перспективностью, а лишь с его недостаточной изученностью. Исследованиями [4] установлено, что максимальная глубина погружения кровли эоцена в заливе Шелихова — 7 км. По результатам 2D бассейновой модели [4] центральная и северная части Шелиховского бассейна, к которым и относится группа рассматриваемых структур, признаны наиболее привлекательными для поиска УВ. Особым фактором перспективности следует считать приуроченность описываемых структур к зоне рифта. В публикации 2015 г. [5] Пенсепельская группа ловушек также рассматривается как приоритетный элемент поисковых работ.

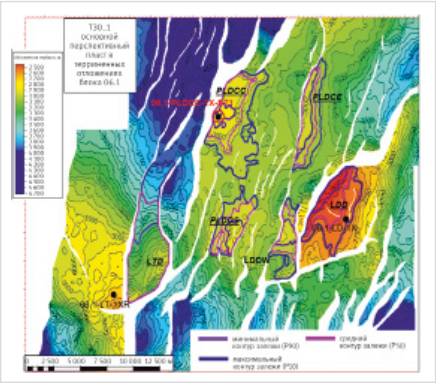


Рис. 2. Поисковые объекты нижнего миоцена на шельфе Вьетнама
Fig. 2. The Lower Miocene Prospects in the Vietnam shelf

Ближайший к рассматриваемым поисковым структурам (рис. 1) район Камчатки — Тигильский. Здесь выходы снатольской свиты занимают значительную площадь. Наиболее полный разрез свиты — Майначский — расположен южнее Кахтанской структуры (рис. 1 отмечена красной точкой). Здесь общая мощность свиты 650 м. В 75 км к югу от Кахтанской структуры на побережье Охотского моря расположен Точилинский опорный разрез. Слагающие его породы образуют крупную антиклинальную складку, в ядре которой выходят отложения снатольской свиты. Породы свиты залегают субгоризонтально, в разрезе обнажается только верхняя часть снатольской свиты общей толщиной 400 м. Для песчаников установлены мелководные условия накопления: косая слоистость, знаки ряби, ходы илоедов. По составу породы относятся к кварц-полевошпатовым граувакам, мезомиктовые и аркозовые песчаники по классификации Шутова [2]. Кварц представлен моно- и поликристаллическими зернами, часто хорошо окатанными, с небольшими газово-жидкостными включениями, практически отсутствуют фрагменты метаморфических пород.

Другой важной особенностью Точилинского разреза являются мощные глинистые пачки в верхней части снатольской свиты — потенциальные породы-покрышки. На рисунке 1 можно идентифицировать как минимум 2 потенциально перспективных поисковых объекта: песчаник Ст1 общей мощностью 50 м, перекрытый глинистой толщей 100 м, и нижележащий песчаник Ст2 общей толщиной 30 м под 55 м глинистым пластом.

Автором в рамках региональных исследований на Вьетнамском шельфе был изучен аналогичный по возрасту и в некотором смысле по принципиальному строению бассейн Азиатской окраины. В 2019 г. на пририфтовой структуре PLDCC открыты 2 залежи жирного газа — в нижнем миоцене и верхнем олигоцене. При этом структура PLDCC гипсометрически заведомо ниже поднятий LT и LDD (разбуренных в 1990-е годы), где указанные горизонты оказались водоносны. Анализ успешности ГРР показал, что, при прочих равных условиях, структуры, максимально близкие к зоне генерации УВ, имеют наибольшую вероятность открытия залежей. Как правило, внутририфтовые и пририфтовые зоны имеют высокоамплитудные разломы премущественной ориентации, совпадающей с направлением развития самого рифта. Они существенно затрудняют миграцию УВ из зоны генерации (рифта) к удаленным от нее ловушкам.

Как показывает пример (рис. 2), даже вдоль системы разломов, но на удалении от рифта, структура LT оказалась бесперпективной. Очевидно, глубокие локальные прогибы тоже генерируют УВ, но их объемы значительно меньше, чем в зоне рифта, и в лучшем случае обеспечивают лишь мелкие скопления. Безусловно, миграция к удаленным от рифта ловушкам во многом зависит от объемов генерации, типа и свойств флюда, литологических барьеров и проводимости разломов на пути миграции. Но даже при имеющихся данных 3D-сейсморазведки на стадии поиска особенно последний фактор с большим трудом поддается адекватной оценке. Следовательно, чтобы минимизировать все перечисленные риски, первоочередными для опоискования должны быть внутририфтовые и пририфтовые структуры.

Используя очевидную параллель с одновозрастным бассейном Вьетнама, удаленность более 30 км от рифта и система ЮЗ–СВ простирания амплитудных разломов на пути миграции УВ не позволяют

рассчитывать на открытия крупных скоплений УВ на всей материковой части Воямпольского прогиба. Соответственно, несколько структур вдоль оси рифта могут рассматриваться как первоочередные для опоискования.

С учетом вышеизложенного можно говорить о потенциальной привлекательности данных структур, но пока лишь с точки зрения их геометрии и локализации: размера структур, их приуроченности к зоне рифта, а также подтвержденной активности нефтегазоматеринских толщ на ближайших участках суши. Далее возникают следующие вопросы: сколько поисковых объектов ожидать в разрезе, каковы свойства коллекторов, закономерности их развития, наличие покрышек? Учитывая результаты испытаний в скважинах Воямпольского прогиба, песчаники снатольской и ковачинской свит эоцена на данной территории видятся как основные поисковые объекты. Данные отложения доступны для изучения и в обнажениях прибрежной части Западной Камчатки. В 2016 г. по изучаемому району опубликованы новые результаты исследований в части литологии и петрографии снатольской и ковачинской свит, реконструкции палеогеографии бассейна в палеоцен-эоценовое время [2]. Впервые для среднеэоценовых песчаников показано постоянство их состава как по латерали, так и по вертикали.

Для дальнейшего анализа возможна увязка 2D сейсмических профилей с обнажениями, учитывая, что среднемиоценовое несогласие одинаково хорошо прослеживается как на временных разрезах, так и в обнажениях пород. Это позволяет получить тренды изменения подсчетных параметров от глубоких скважин Воямпольского прогиба к прибрежным обнажениям и осуществить прогноз этих параметров далее на район шельфовых структур. В рамках работ одной из зарубежных компаний [6] были проведены изучения свойств песчаников напанской и снатольской свит эоцена в десяти обнажениях в пределах Воямпольской впадины. Исследования выявили тренд устойчивого увеличения песчанистости указанных отложений от 0,15 до 0,80 д. ед. в направлении с юго-запада на северо-восток. Ближайшим на расстоянии около 80 км к югу от Кахтанской структуры оказалось обнажение с $K_{пес}$ = 0,80 д. ед. и минимальной толщиной песчаников 80 м. В целом по всем обнажениям вероятностные толщины песчаников P90/P50/P10 — 40/90/200 м соответственно. Пористость песчаников в обнажениях изменяется в диапазоне 18–39 %, проницаемость 2–2 620 мД.

В этой же связи стоит обратить внимание на последовательную корреляцию разрезов палеоцена от бухты Квачина на юго-западе к Тигильскому, Паланскому и Пенжинскому стратиграфическим районам на северо-востоке (рис. 3). Видно, что общая толщина хулгунской свиты резко возрастает от бухты Квачина в сторону Тигильского района. В Тигильском районе в составе палеоцена, кроме хулгунской свиты, появляется еще 3 стратиграфические единицы. Дальше на северо-восток к Пенжинскому району стартиграфический диапазон и толщина палеоцена вновь увеличиваются, и если в районе бухты Квачина его общая толщина менее 1 км, то в Пенжинском районе толщина только геткилнинской свиты (средняя часть палеоцена) составляет 1,4 км, при этом свита представлена крупнозернистыми песчаниками.

Положение Кахтанской и Пенсепельской структур относится к зоне перехода от Тигильского к Паланскому стратиграфическому району. Нижнепалеогеновые толщи на западе Камчатки обнажены хуже, чем эоценовые, поэтому до сих пор строение палеоцена остается недоизученным. В целом же устойчивое расширение стратиграфического диапазона и увеличение мощности палеоцена от бухты Квачина к Пенжинской губе потенциально увеличивает его поисковый потенциал в этом направлении. Такое строение палеоцена хорошо согласуется с тем обстоятельством, что в северо-восточном направлении от бухты Квачина к Пенжинской губе последовательно возрастает влияние двух источников сноса обломочного материала — Кони-Тайгоносского горного массива и реки Палео-Пенжина.

Для оценки привлекательности структур существенно важным становится понимание их положения относительно источников сноса обломочного материала и описанных обнажений. Результаты интерпретации 2D-сейсморазведки в заливе Шелихова указывают на отсутствие осадков палеоцен-нижнеолигоценового комплекса в полосе, соединяющей полуостров Тайгонос с полуостровами Пьягина и Кони (рис. 5). Следовательно уже к началу палеоцена эта полосовидная область являлась зоной денудации и представляла собой единый горный массив. В южной части полуострова Тайгонос развит пояс гранитоидов, внедрение которых произошло в альбе 103±0,5 млн лет (Ar–Ar метод) [7]. Таким образом, литологический состав горного массива характеризует его как источник обломочного материала для высокоемких коллекторов практически с конца раннего мела.

Направления сноса терригенных обломков в конце мела — начале палеоцена могли выглядеть так, как показано на рисунке 4. К югу от мыса Теви, в районе, отмеченном флажком, обнажаются терригенные породы геткилнинской свиты палеоцена (Гладенков и др., 1997 г.). Язычковые иероглифы и асимметричные знаки ряби на подошвах песчаных слоев указывают на то, что снос терригенного материала происходил в восточном и юго-восточном направлениях. На это же указывает ориентировка косой слоистости, часто наблюдающейся в верхних частях пластов. К северу от Кони-Тайгоносской горной гряды (Гижигинская губа), по-видимому, существовал мелководный залив или озеро, где толщина палеоцен-нижнеолигоценового комплекса минимальна.

Из рисунка 4 также видно, что область изучаемых поисковых структур в конце мела — палеогене находится гораздо ближе к источнику сноса, чем прибрежные обнажения и глубокие скважины Воямпольского прогиба, что является позитивным фактором с точки зрения ожидаемого качества коллекторов поисковых объектов в пределах структур шельфа. Причем это относится не только к палеогену, но и к верхнемеловому интервалу разреза. Поздемеловые песчаники майначской свиты обнажены в Увучинском и Майначском разрезах, что в 120–150 км южнее Кахтанской структуры, т.е. более удаленно от источника сноса, нежели район перспективных поднятий шельфа.

Дополнительным аргументом могут служить выводы о том, что идея о палеогеновой Охотоморской суше может быть

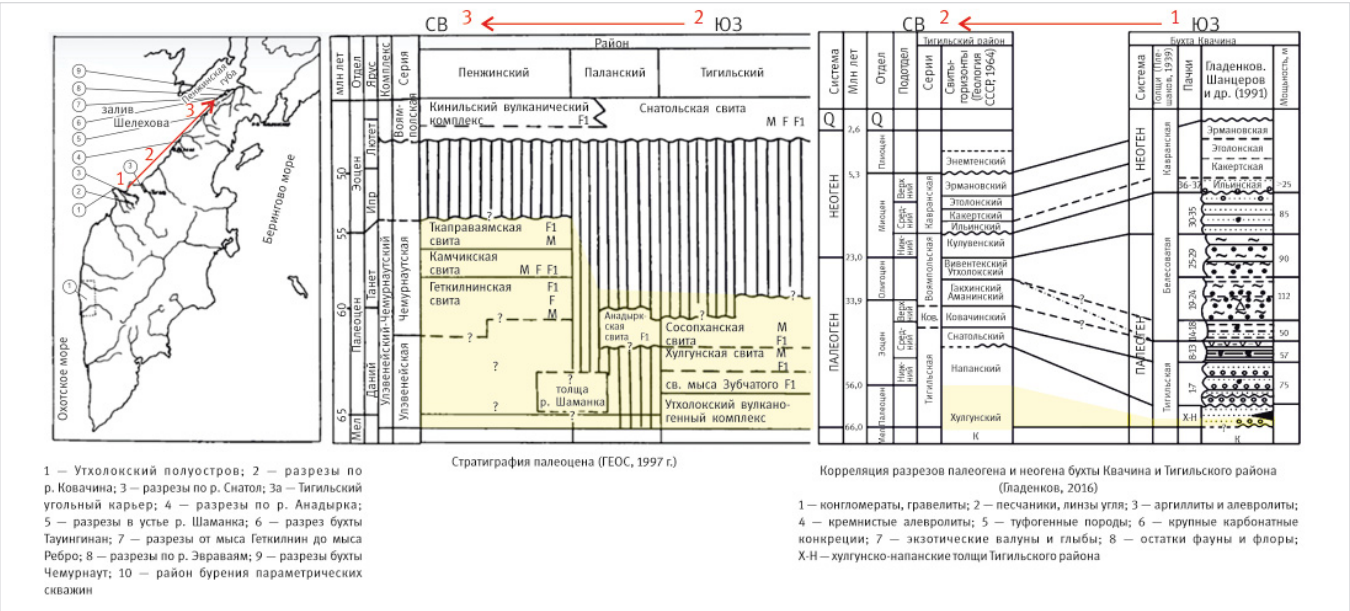


Рис. 3. Расширение стратиграфического диапазона палеоцена с юго-запада на северо-восток
Fig. 3. Extension of the Paleocene stratigraphic range from Southwest to Northeast

распространена и на позднемеловое время [8]. Подтверждением предположения служат данные о граничных скоростях поверхности фундамента Охотоморского блока, которые существенно выше, нежели таковые на шельфе Северо-Западной Камчатки, где тот же меловой горизонт представлен терригенными комплексами.

В 2008 г. [9] показано, что в пределах рассматриваемой территории в палеоцене уже существовал обширный Сосновско-Укоэлятский осадочный бассейн. Но в его истории был еще один очень важный этап: коллизия Ачайваям-Валагинской островной дуги с окраиной Азиатского континента в режиме обдукции. Она завершилась во 2-й половине эоцена (40 млн лет назад), существенно сузив Лесновско-Укоэлятский бассейн с дислокацией его осадков в определенных частях. Геолого-тектонические интерпретации региональной сети профилей технологии магнитотеллурических зондирований МТЗ, выполненные в т.ч. с учетом сейсмической активности 2006 г. и опубликованные в 2008 г. [10], достаточно четко определяют положение фрагмента палеосубокеанической плиты в зоне коллизии. Фронт Ачайваям-Валагинской островной дуги не проник в область перспективных структур, заняв свое положение около 150 км восточнее и превратив там осадочный чехол в метаморфический фундамент.

Касательно эпохи эоцена доказано [2] возникновение дополнительного источника сноса с хребта аккретированной Ачайваям-Валагинской дуги. На начальном этапе выносились конгломераты, основными поставщиками которых были фрагменты вулканической островной дуги. Позже грубообломочная толща сменяется песчаниками, меняются источники сноса, поступает мелкообломочный материал, перемещение которого, согласно замерам косой слоистости, происходило с севера (Кони-Тайгоносский массив) и северо-востока (р. Палео-Пенжина). Причем речная сеть Палео-Пенжины поставляет основную массу обломочного материала [2]. По-видимому, как раз этим и объясняется

Рис. 4. Схема толщин палеоцен-нижнеолигоценового комплекса [1] с дополнениями автора 2022
Fig. 4. The gross thicknesses scheme of the paleocene-lower oligocene complex [1] with author's additions 2022

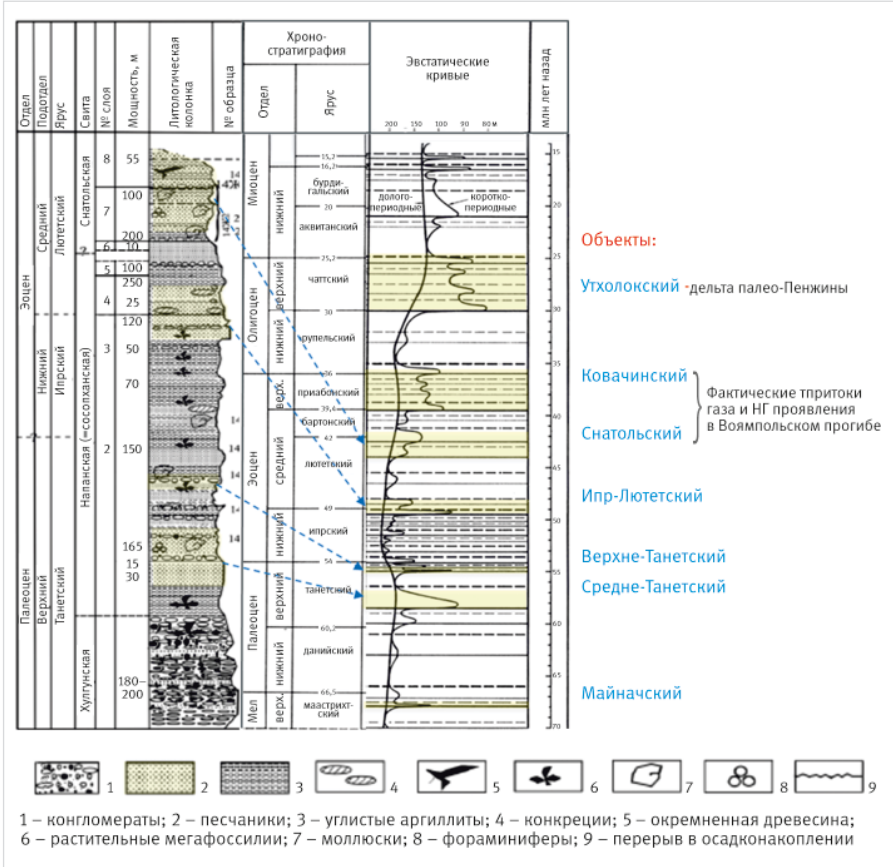


Рис. 5. Обоснование выделения поисковых объектов Шелиховского бассейна в разрезе
Fig. 5. Justification of the allocation of search objects of the Shelikhovsky basin by section

тренд возрастающей на северо-восток песчанистости эоцена в обнажениях.

В начале олигоцена исследуемая область пережила период масштабной трансгрессии. В это время сформировались породы, ставшие впоследствии покрышкой ковачинского верхне-эоценового объекта. Конец олигоцена (Chattian) характеризуется максимальной для всего палеогена регрессией моря, когда его уровень понизился примерно на 400 м. Одновременно с отступлением моря следует снова ожидать проградацию дельтового комплекса вдоль Пенжинской долины. Однако в зоне Кахтанской и Пенсепельской структур по данным 2D-сейсморазведки видно, что породы олигоцена и миоцена выходят на поверхность дна Шелиховского залива. Таким образом область поискового интереса в интервале олигоцена сдвигается на северо-восток в связи с присутствием мощнейшей транспортной артерии — реки Палео-Пенжина. По результатам исследований ВНИГРИ (2009 г.), в утхолокское время (поздний олигоцен) мощная речная дельта могла существовать на северо-востоке рассматриваемой области [11], что попадает в район Тевинской структуры. Здесь в предполагаемой зоне разгрузки позднеолигоценовой дельты по результатам переинтерпретации 2D-сейсмики [4] выделяются крупные поднятия, однако очень редкая сеть профилей не позволяет уверенно их геометризовать. Требуются дополнительные 3D сейсморазведочные работы. Продуктивность утхолокской свиты подтверждена на Средне-Кунжикской площади Западной Камчатки — обнаружены промышленные скопления газа. А нефтегазогенерационный потенциал олигоцена во всем мире оценивается очень высоко. Кроме того, в нижней части разреза Тевинской структуры, на основании вышеизложенного, под дельтовым комплексом утхолокской свиты могут залегать высокопесчанистые отложения эоцена, палеоцена и верхнего мела.

Относительно недавно опубликована сводная стратиграфическая колонка палеогеновых отложений среднего течения р. Снатол [12] Тигильского района (рис. 5). Учитывая, что связь изучаемого бассейна с открытым океаном очевидна, данная колонка была сопоставлена с глобальной эвстатической кривой [13]. В результате выявлена четкая связь появления песчаников в изучаемом интервале разреза с периодами глобальных регрессий. Соответственно в трансгрессивные циклы формировались преимущественно морские глины — потенциальные породы-покрышки. Исходя из этого в Шелиховском бассейне можно выделить, по крайней мере, 7 поисковых объектов (рис. 5). Учитывая, что породы почти всех указанных 7 поисковых объектов представлены в прибрежных обнажениях Северо-Западной Камчатки, существует возможность получить диапазон подсчетных праметров для оценки ресурсов и прогноза добычи (толщина, пористость, проницаемость и др.) прямыми методами с помощью портативных приборов и путем отбора образцов для лабораторных исследований. Также доступны для изучения и их потенциальные покрышки.

Возникновение в составе источника сноса протяженного пояса гранитоидов в альбе потенциально открывает перспективы образования качественных коллекторов также в периоды сеноманской и туронской регрессий позднего мела. Коньяк-кампан сопровождались продолжительной трансгрессией и, вероятно, представляют собой мощную покрышку. Требуются дополнительные исследования и интерпретации.

Итоги

В свете проведенных обобщений пририфтовые и внутририфтовые структуры северо-восточной части Шелиховского бассейна являются наиболее привлекательными, исходя из их непосредственной близости к основной зоне генерации УВ. Это минимизирует риск затрудненной миграции УВ в удаленные от рифта ловушки через систему высокоамплитудных разломов. Выполненный анализ позволил также обосновать количество поисковых объектов в разрезе и пути получения вероятностного диапазона их параметров для адресной оценки ресурсного потенциала территории. В описанном секторе Охотского моря с определенной степенью вероятности можно ожидать открытие крупного многопластового месторождения.

Выводы

Результаты исследования могут быть использованы для планирования программы геолого-разведочных работ и лицензирования на шельфе Северо-Западной Камчатки, в том числе для уточненной оценки ресурсного потенциала ловушек и экономической целесообразности дальнейшего изучения региона.

Литература

1. Петровская Н.А. Изучить геологическое строение и выполнить оценку перспектив нефтегазоносности Магаданского и Шелиховского бассейнов в Охотском море (государственный контракт № ПС-02-06/1796). Южно-Сахалинск: ФГУП Дальморнефтегеофизика, 2005. 81 с.
2. Хисамутдинова А.И. Палеогеновый этап развития Западно-Камчатского осадочного бассейна (Тигильский район): литология, геохронология, палеогеография. М., 2016. 123 с.
3. Кровушкина О.А., Жаров А.Э. Тектоническая эволюция и строение осадочных бассейнов северной части Охотского моря // Геология нефти и газа. 2003. № 1. С. 21–27.
4. Обмётко В.В. Региональное изучение Арктического и Дальневосточного шельфов. СПб.: Арктический научный центр. 2012. 65 с.
5. Харахинов В.В., Астафьев Д.А., Калита М.А., Корчагин О.А., Игнатова В.А., Наумова Л.А. Возможности открытия новых месторождений углеводородов на шельфах Сахалина и Западной Камчатки // Вести газовой науки. 2015. № 2. С. 21–35.
6. Kamchatka onshore exploration program. Tigil geotechnical review. CEP International Petroleum Ltd, 2008, 64 p. (In Eng).
7. Мазарович А.О. Строение Корякско-Камчатской области. Охотское и Берингово моря. МГУ. Лекция 18, 2006. 56 с.
8. Гладенков Ю.Б., Гладенков А.Ю., Бордунов С.И. и др. Опорный разрез кайнозоя Западно-Камчатской структурно-формационной зоны. М.: Геокарт-ГЕОС, 2018. 205 с.
9. Шапиро М.Н., Соловьёв А.В., Хоуриган Д.К. Латеральная изменчивость тектонических структур в зоне эоценовой коллизии островной дуги с континентом (Камчатка) // Геотектоника. 2008. С. 70–91.
10. Нурмухамедов А.Г., Мороз Ю.Ф. Особенности геологического строения северо-восточной части Корякско-Камчатской складчатой области по данным глубинных геофизических исследований // Вестник КРАУНЦ. Науки о земле. 2008. № 1. С. 125–133.
11. Прищепа О.М. Нефтегазоносность Северо-Западного и Восточных регионов России. СПб.: ВНИГРИ, 2009. 270 с.
12. Запорожец Н.И., Ахметьев М.А., Соловьёв А.В. и др. Шкала морского нижнего палеогена Западной Камчатки (Тигильский район) по диноцистам // Бюллетень Московского общества испытателей природы. Отдел геологический. 2015. Т. 90. № 1. С. 18–41.
13. Carter R.C. Two models: global sea-level change and sequence stratigraphic architecture. Sedimentary Geology, 1998, issue 122, P. 23–36. (In Eng).

ENGLISH

Results

In view of the analysis performed, the prerift and intrarift structures of the northeastern part of the Shelikhov basin are the most promising due to their vicinity to the main hydrocarbon (HC) kitchen. This minimizes risks of HC migration to traps at a distance from the rift through a system of high-amplitude faults. The analysis also made it possible to justify the number of prospecting targets in the section and probabilistic range of their parameters for targeted assessment of the resource potential within the area. In the described sector of the Sea of Okhotsk, with a certain degree of probability, we can expect the discovery of a large multi-zone field.

Conclusions

The study results can be used for drafting a program of geological exploration and licensing on the shelf of northwest Kamchatka, including for an updated assessment of the resource potential of traps and the economic feasibility of further study of the region.

References

1. Petrovskaya N.A. To study the geological structure and evaluate the prospects of oil and gas potential of the Magadan and Shelikhovsky basins in the Sea of Okhotsk (State Contract №ПС-02-06/1796). Yuzhno-Sakhalinsk: FSUE DalMorNegteGeofizika, 2005, 81 p. (In Russ).
2. Khisamutdinova A.I. Paleogene stage of development of the West Kamchatka sedimentary basin (Tigilsky district): lithology, geochronology, paleogeography. Moscow: 2016, 123 p. (In Russ).
3. Krovushkina O.A., Zharov A.E. Tectonic evolution and structure of sedimentary basins of the Northern part of Okhotsk Sea. Oil and gas geology, issue 1, 2003, P. 21–27. (In Russ).
4. Obmetko V.V. Regional study of the Arctic and Far Eastern shelves. St. Petersburg: Arctic scientific center, 2012, 65 p. (In Russ).
5. Kharakhinov V.V., Astaviev D.A., Kalita M.A., Korchagin O.A., Ignatova V.A., Naumova L.A. Possibilities of discovery of new hydrocarbon deposits on the shelves of Sakhalin and Western Kamchatka. Vesti Gazovoi Nauki, 2005, issue 2, P. 21–35. (In Russ).
6. Kamchatka onshore exploration program. Tigil geotechnical review. CEP International Petroleum Ltd, 2008, 64 p. (In Eng).
7. Mazarovich A.O. The structure of the Koryak-Kamchatka region. Okhotsk and Bering Seas. Lecture 18, 2006 56 p. (In Russ).
8. Gladenkov Yu.B., Gladenkov A.Yu., Bordunov S.I. et al. The cenozoic key section of the West Kamchatka structural-formational zone. Moscow: Geokart-GEOS, 2018, 205 p. (In Russ).
9. Shapiro M.N., Soloviev A.V., Khourigan D.K. Lateral structural variability in zone of eocene Island-arc-continent collision, Kamchatka. Geotectonics. 2008. P. 70–91. (In Russ).
10. Nurmukhamedov A.G., Moroz Yu.F. Geologic features of the North-Eastern part of the Koryak-Kamchatka Folded area according to the data from deep geophysical survey. Bulletin of Kamchatka regional association “Educational-scientific center”. Earth sciences, 2008, issue 1, P. 125–133. (In Russ).
11. Prishchepa O.M. Oil and gas potential in the Northwestern and Eastern regions of Russia. Saint Petersburg: VNIGRI, 2009, 270 p. (In Russ).
12. Zaporozhets N.I., Akhmetyev M.A., Soloviev A.V. et al. Marine lower paleogene of Western Kamchatka (Tigil region) on dinocysts. Bulletin of the Moscow society of nature testers. Department of geology, 2015, Vol. 90, issue 1, P. 18–41. (In Russ).
13. Carter R.C. Two models: global sea-level change and sequence stratigraphic architecture. Sedimentary Geology, 1998, issue 122, P. 23–36. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

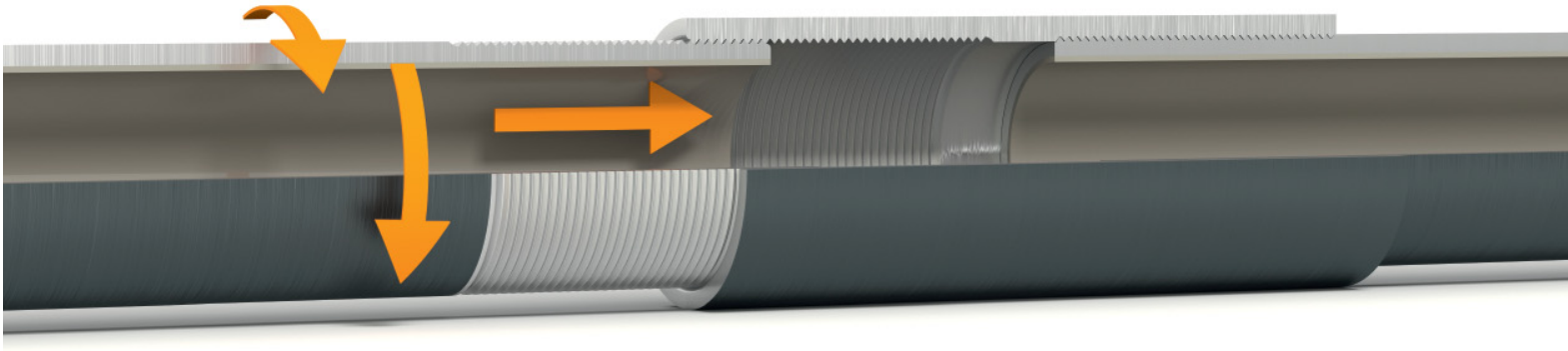
Ванин Валерий Александрович, главный менеджер управления по геологии и разработке месторождений новых и зарубежных активов, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: vavanin@tnnc.rosneft.ru

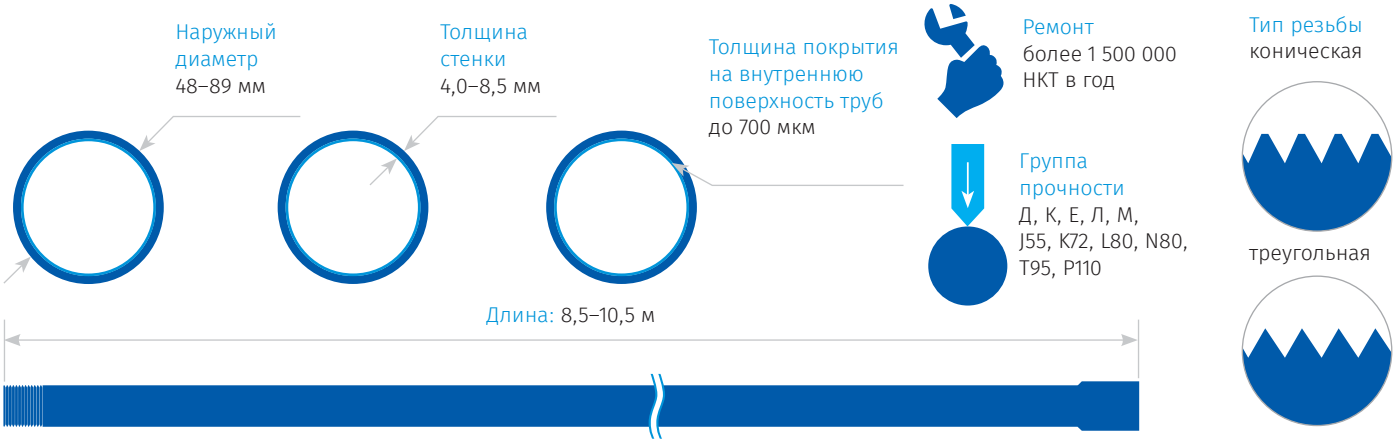
Vanin Valerii Aleksandrovich, head manager of subsurface division of new and foreign assets, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Contact details: vavanin@tnnc.rosneft.ru

Насосно-компрессорные трубы ГОСТ 633-80 ТУ 53366-2009

Изготовление и ремонт насосно-компрессорных труб

Насосно-компрессорные трубы применяются в процессе эксплуатации нефтяных и газовых скважин для транспортировки жидкостей и газов внутри обсадных колон, а также для ремонтных и спуско-подъемных работ.





Процесс изготовления труб включает весь комплекс операций:

- 100 % входной контроль трубных заготовок от надёжных поставщиков
- Шаблонирование высокоточными калибрами
- Нарезание и упрочнение резьб
- Комплектация муфтами необходимого класса прочности
- Поставка труб с резьбами типа Премиум©
- Гидроиспытания P_{max} до 1 000 кгс/см^2
- Нанесение внутренних защитных полимерных покрытий ТРЭПП® и Amercoat©
- 100 % выходной контроль готовой продукции методами неразрушающего контроля
- Упаковка и маркировка под требования Заказчика
- Обеспечение полного цикла ремонта НКТ

Технология и комплекс оборудования для диагностики и ремонта обеспечивают полный цикл восстановления насосно-компрессорных труб, состоящий из следующих видов технологических операций:

- мойка;
- механическая чистка труб;
- шаблонирование;
- дефектоскопия;
- отворот муфт;
- удаление дефектных участков трубы;
- зачистка и контроль резьбы;
- перенарезка резьбы;
- наворот муфт;
- гидроиспытания;
- замер длины;
- клеймение;
- комплектация защитными колпачками;
- формирование транспортных пакетов.

Современные методы неразрушающего контроля (ультразвук, электромагнитный контроль, спектротест и прочее) позволяют:

- определить остаточную толщину стенки трубы;
- определить дефекты как на поверхности, так и в теле трубы;
- определить химический состав структуры металла;
- распределять насосно-компрессорные трубы по группам прочности.

Предприятие выполняет услуги по нанесению полимерных покрытий на внутреннюю поверхность труб диаметром от 60 до 89 мм.

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

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-26-33 УДК 553.98 I Научная статья

Оценка перспектив нефтегазоносности доюрских и нижне-среднеюрских отложений полуостровов Ямал и Гыдан

Зинатуллина Л.И.
Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
zinatullina@ipng.ru

Аннотация
В статье приведены результаты дифференцированной вероятностной многокритериальной оценки перспектив нефтегазоносности нижне-среднеюрских и доюрских отложений по 47 перспективным объектам, расположенным на севере Западной Сибири.

Материалы и методы
Использованы геолого-геохимические материалы по 47 месторождениям, расположенным на севере ЗСНГП: данные по строению исследуемой территории разреза и литолого-фациального состава разреза, данные ФЕС пород-коллекторов, а также геохимические показатели, такие как Сорг (%), стадия катагенеза, интенсивность эмиграции жидких углеводородов (УВ) (тыс. т/км^2), интенсивность генерации газообразных УВ (тыс. м^3/км^2).
Применен метод количественной (вероятностной) оценки перспектив нефтегазоносности слабоизученных нижне-среднеюрских и доюрских отложений на основе использования ряда геолого-геохимических параметров.

Ключевые слова
нефть, газ, перспективы нефтегазоносности, Западная Сибирь, доюрские и нижне-среднеюрские отложения, параметры продуктивности, полуостров Ямал, полуостров Гыдан

Для цитирования
Зинатуллина Л.И. Оценка перспектив нефтегазоносности доюрских и нижне-среднеюрских отложений полуостровов Ямал и Гыдан // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7. С. 26–33. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-26-33

Поступила в редакцию: 14.11.2022

UDC 553.98 I Original Paper

Estimation of the oil and gas potential of pre-Jurassic and lower- middle jurassic deposits of the Yamal and Gydan Peninsulas

Zinatullina L.I.
Oil and Gas Research Institute RAS, Moscow, Russia
zinatullina@ipng.ru

Annotation
The article presents the results of a differentiated probabilistic multi-criteria assessment of the prospects for oil and gas potential of the Lower Middle Jurassic and pre-Jurassic deposits for 47 promising objects located in the north of Western Siberia.

Materials and methods
Geological and geochemical materials were used for 47 deposits located in the north of the West Siberian oil and gas province: data on the structure of the study area of the section and the lithofacies composition of the section, data on the FES filtration-volumetric parameters of reservoir rocks, as well as geochemical indicators such as TOC (%), stage of catagenesis, intensity emigration of liquid hydrocarbons (thousand tons/km^2), intensity of generation of gaseous hydrocarbons (thousand m^3/km^2).
The method of quantitative (probabilistic) assessment of the oil and gas potential of poorly studied lower- middle jurassic Jurassic and pre-Jurassic deposits based on the use of several geological and geochemical parameters has been applied.

Keywords
oil, gas, oil and gas prospects, Western Siberia, pre-Jurassic and Lower-lower- middle jurassic deposits, productivity parameters, Yamal and Gydan Peninsulas

For citation
Zinatullina L.I. Estimation of the oil and gas potential of pre-Jurassic and lower- middle jurassic deposits of the Yamal and Gydan Peninsulas. Exposition Oil Gas, 2022, issue 7, P. 26–33. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-26-33

Received: 14.11.2022

Введение

На исследуемой территории, несмотря на большой объем поискового бурения, очень мало скважин, вскрывших нижне-среднеюрские и доюрские отложения. Глубокие горизонты севера Западной Сибири на сегодняшний день являются наименее изученными в регионе. Данные отложения обладают значительным ресурсным потенциалом и перспективны для открытия новых, в том числе крупных по запасам, месторождений УВ.

Геологическое строение и нефтегазоносность глубоких горизонтов в регионе изучались И.И. Нестеровым, А.Э. Конторовичем, В.С. Бочкаревым, А.М. Брехунцовым, А.Н. Дмитриевским, И.А. Плесовских, В.А. Скоробогатовым, Б.В. Монастыревым, А.Д. Дзюбло, В.Л. Шустером и другими. Вопрос о перспективности этого интервала остается открытым. Автором предпринята попытка оценить перспективы нефтегазоносности отложений глубоких горизонтов на современном уровне изученности.

На севере Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в верхней, преимущественно меловой, части разреза установлена региональная газоносность. Поставлена задача исследовать перспективы нефтегазоносности нижнего этажа — нижне-среднеюрских и палеозойских отложений.

Для оценки перспектив нефтегазоносности глубоких горизонтов использован следующий набор геологических параметров: оцениваются свойства пород-коллекторов, пород-флюидоупоров, их литолого-фациальная характеристика, фильтрационно-емкостные свойства и геохимические показатели, такие как Сорг (%), стадия катагенеза, интенсивность эмиграции жидких УВ (тыс. т/км^2), интенсивность генерации газообразных УВ (тыс. м^3/км^2). Геохимическими параметрами оценивается нефтегазообразующий потенциал разреза (исследуемого интервала — нижнеюрские и доюрские отложения).

В проведенных исследованиях для оценки перспектив нефтегазоносности использованы следующие параметры: тип полученного притока, возрастной интервал притока, благоприятность тектонического положения, благоприятность литолого-фациальных особенностей разреза, плотность нефтегазовых

Рис. 1. Обзорная карта исследуемого региона
Fig. 1. Overview map of the region under study

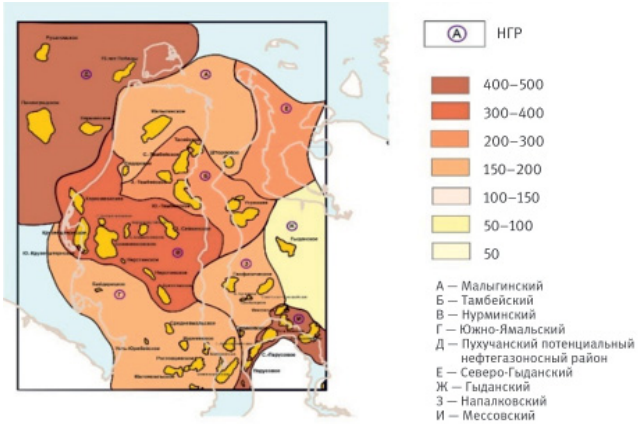


Рис. 4. Схема плотности геологических ресурсов (составлена Л.И. Зинатуллиной по материалам [2, 5] 2022 г.)
Fig. 4. Diagram of the density of geological resources (compiled by L.I. Zinatullina based on materials [2, 5] 2022)

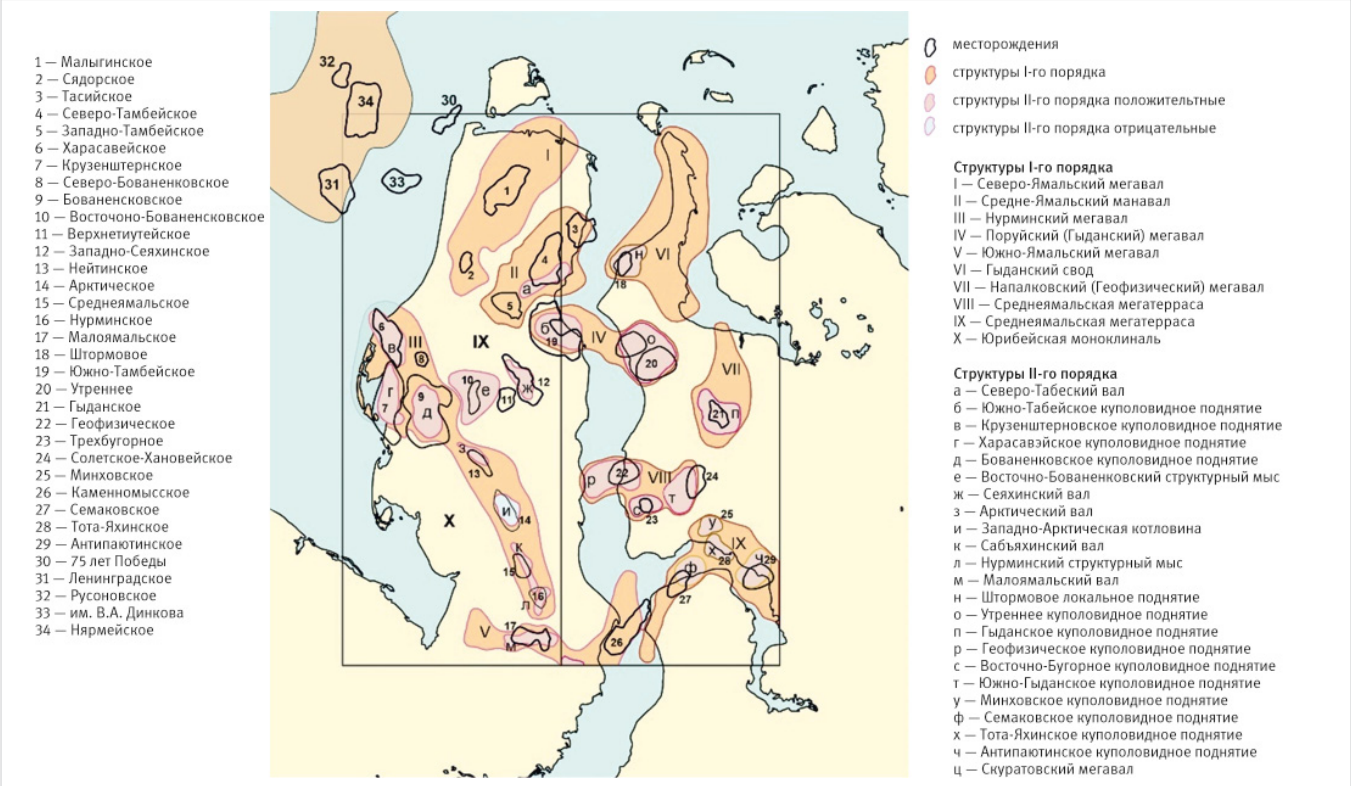


Рис. 2. Схема тектонических элементов (составлена Л.И. Зинатуллиной по материалам [1–5] 2022 г.)
Fig. 2. Scheme of tectonic elements (compiled by L.I. Zinatullina based on materials [1–5] 2022)

Табл. 1. Фактические данные по месторождениям (составлена Л.И. Зинатуллиной по материалам [6, 9, 11] 2022 г.)
Tab. 1. Actual data on deposits (compiled by L.I. Zinatullina based on materials [6, 9, 11] 2022)

№ объекта на карте	Месторождение	Критерий										
		Тип полученного притокаУВ	Возрастной интервал притока УВ	Степень благоприятности объекта с тектонической позиции	Степень благоприятности по литолого-фациальной пзиции, м	Плотность ресурсов тыс.т/км^2	Содержание Сорг в породах, %	Стадия катагенеза	Открытая пористость, %	Проницаемость, п*10-15	Интенсивность эмиграции жидких УВ (тыс.т/км^2)	Интенсивность генерации газообразных УВ (тыс.м^3/км^2)
		1	2	4	5	6	8	9	10	11	12	13
Южная акватория Карского моря (Северо-Ямальская НГО)												
1	75 лет Победы	Г	$К_{1-2}/ХМ_{6-7}$ $ХМ_{8-9}$	В прогибах и моноклиналях	70–150	500–600	1,5–2,0	ГЗН/$МК_3$	23	?	1 000–2 000	1 000–2 000
2	Ленинградское	ГК	$К_1/А_1$	На валах и сводах	70–150	500–600	1,5–2,0	ГЗГ/$МК_4$	25	?	1 000–2 000	1 000–2 000
3	Русановское	ГК	$К_1/А_7$	На валах и сводах	70–150	500–600	1,5–2,0	ГЗН/$МК_3$	21	?	1 000–2 000	1 000–2 000
4	им. В.А. Динкова	ГК	$К_1/ПК_1$ $ПК_5$ $К_2/ПК_{7-9}$ $ХМ_{6-7}$ $ХМ_{8-9}$ $ТП_{1-9}$	На валах и сводах	70–150	500–600	1,5–2,0	ГЗН/$МК_3$	?	?	1 000–2 000	1 000–2 000
5	Нярмейское	Г	$К_2/ПК_{1-3}$	В прогибах и моноклиналях	70–150	500–600	1,5–2,0	ГЗГ/$МК_4$	?	?	1 000–2 000	1 000–2 000
Полуостров Ямал (Ямальская НГО)												
6	Малыгинское	ГК	$J_{1-2}/Ю_{2-3}$, $Ю_{6-7}$	На валах и сводах	150–300	500–600	1,1	ГЗН/$МК_3$	14–15	?	1 000–2 000	1 000–2 000
7	Тасийское	ГК, Г	$К_1/БЯ_{10-12}$	На валах и сводах	70–150	‹ 400	1,2	ГЗН/$МК_2$	14–16	?	1 000–2 000	1 000–2 000
8	Западно-Тамбейское	ГК	$J_2/Ю_{6-7}$	Между валами и сводами	70–150	‹ 400	0,96	ГЗН/$МК_2$	15	?	1 000–2 000	1 000–2 000
9	Северо-Тамбейское	ГК	$J_2/Ю_2$	На валах и сводах	150–300	400–500	1,1	ГЗН/$МК_1$	15	?	1 000–2 000	1 000–2 000
10	Сядорское	Г	$К_2/ПК_1$	На валах и сводах	70–150	‹ 400	1,1	ГЗН/$МК_2$	29	?	1 000–2 000	1 000–2 000
11	Южно-Тамбейское	ГК	$К_1/ТП_{16-26}$	На валах и сводах	150–300	‹ 400	0,84	ГЗН/$МК_2$	16–18	?	1 000–2 000	1 000–2 000
12	Харасавейское	ГК	$J_2/Ю_2$ $J_1/Ю_3$	На валах и сводах	70–150	400–500	1,85	ГЗН/$МК_2$	15	?	500–1 000	500–1 000
13	Крузенштернское	ГК	$К_1/БЯ_2$	На валах и сводах	150–300	400–500	1,6	ГЗН/$МК_2$	18	?	500–1 000	500–1 000
14	Южно-Крузенштернское	Г	К1/ТП9	На валах и сводах	150–300	400–500	1,5	ГЗН/$МК_2$	22	?	500–1 000	500–1 000
15	Северо-Бованенковское	Г	$К_1/ТП_1$	На валах и сводах	150–300	500–600	1,8	ГЗГ/$МК_4$	26	?	500–1 000	500–1 000
16	Восточно-Бованенсковское	Г	$К_2$, $J_{1-2}/ПК_1$, PZ	На валах и сводах	70–150	500–600	1,9	ГЗН/$МК_3$	30	?	500–1 000	500–1 000
17	Верхне-Тиутейское	Г	$К_2/ПК_1$	Между валами и сводами	70–150	‹ 400	1,9	ГЗН/$МК_2$	33	?	500–1 000	500–1 000
18	Бованенсковское	ГК	$J_2/Ю_{2-3}$ $J_1/Ю_{6-7}$ $J_1/Ю10$ $J_1/Ю_{12}$, PZ	На валах и сводах	150–300	500–600	0,95	ГЗН/$МК_2$	15	0,5–2,9	500–1 000	500–1 000
19	Западно-Сеяхинское	ГК	$К_1/БЯ_{5-9}$	На валах и сводах	70–150	‹ 400	0,77	ГЗН/$МК_2$	16	?	500–1 000	500–1 000
20	Нерстинское	Г	$К_2/ПК_1$	В прогибах и моноклиналях	70–150	‹ 400	0,87	ГЗН/$МК_3$	28	?	500–1 000	500–1 000
21	Байдарацкое	ГК	$К_1/БЯ_4$	В прогибах и моноклиналях	70–150	‹ 400	0,83	ГЗН/$МК_1$	20	?	150–500	150–500
22	Нейтинское	ГК	$К_1/ТП_{26}$	Между валами и сводами	70–150	‹ 400	0,75	ГЗН/$МК_1$	20	136	150–500	150–500
23	Арктическое	Н	$К_1/БЯ_{10}$	На валах и сводах	70–150	400–500	0,95	ГЗН/$МК_2$	17–18	1	150–500	150–500
24	Среднеямальское	Н, ГК	$К_1/БЯ_{10-12}$	На валах и сводах	70–150	‹ 400	0,82	ГЗН/$МК_1$	18–20	31	150–500	150–500
25	Нурминское	ГК	$К_1/ТП_{25}$	На валах и сводах	150–300	‹ 400	0,78	ГЗН/$МК_1$	21	?	150–500	150–500
26	Усть-Юрибейское	Г	$К_1/БЯ_{10}$	В прогибах и моноклиналях	70–150	‹ 400	0,71	ГЗН/$МК_1$	24	?	150–500	150–500
27	Хамбатейское	ГК	$К_1/БЯ_{18}$	На валах и сводах	70–150	‹ 400	0,91	ГЗН/$МК_2$	17	?	150–500	150–500
28	Ростовцевское	Н	$К_1/НП_{4-7}$	На валах и сводах	150–300	‹ 400	0,78	ГЗН/$МК_1$	20	6	150–500	150–500
29	Новопортовское	НГК, ГК	PZ, $J_{1-2\ тюм}$, $Ю_{1-2}$	На валах и сводах	150–300	500–600	2	ГЗН/$МК_1$	18	24	150–500	150–500
30	Малоямальское	ГК	$J_2/Ю_{2-4}$	На валах и сводах	150–300	500–600	0,81	ГЗН/$МК_1$	18	?	150–500	150–500
Обская губа (Ямальская НГО, Гыданская НГО)												
31	Северо-Каменномысское	ГК	$К_2/ТП_{26}$	На валах и сводах	70–150	‹ 400	0,91	ГЗН/$МК_2$	18	?	150–500	150–500
32	Каменномысское	Г	$К_2/ПК_1$	На валах и сводах	70–150	‹ 400	0,83	ГЗН/$МК_2$	28	?	150–500	150–500
33	Каменномысское-море	Г	$К_2/ПК$	На валах и сводах	70–150	‹ 400	0,82	ГЗН/$МК_2$	32	?	150–500	150–500
34	Штормовое	Г	$К_1/ПК_{10}$	На валах и сводах	150–300	400–500	1,2	ГЗН/$МК_3$	21	?	150–500	150–500
35	Утреннее	ГК	$К_1/БГ_8$	На валах и сводах	150–300	‹ 400	0,93	ГЗН/$МК_3$	20	?	500–1 000	500–1 000
36	Геофизическое	ГК	$J_2/Ю_2$	На валах и сводах	150–300	400–500	0,91	ГЗН/$МК_1$	20	?	500–1000	500–1 000
Полуостров Гыдан (Гыданская НГО)												
37	Гыданское	Г	$К_1/БГ_{12}$	На валах и сводах	150–300	500–600	0,94	ГЗН/$МК_1$	15	?	1 000–2 000	1 000–2 000
38	Солетское-Хановейское	ГК	$К_1/ТП_{16-20}$	На валах и сводах	70–150	‹ 400	0,82	ГЗН/$МК_2$	20	?	500–1000	500–1000
39	Восточно-Бугорное	Г	$К_1/ТП_5$	Между валами и сводами	70–150	‹ 400	0,71	ГЗН/$МК_3$	24	?	500–1 000	500–1 000
40	Трехбугорное	Г	$К_1/ТП_{21}$	На валах и сводах	70–150	‹ 400	0,85	ГЗН/$МК_3$	20	?	500–1000	500–1000
41	Минховское	Г	$К_1/ТП_{14}$	На валах и сводах	70–150	‹ 400	0,86	ГЗН/$МК_2$	20	?	500–1 000	500–1 000
42	Восточно-Минховское	Н, Г, ГК	$К_1/ТП_{4-5}$	Между валами и сводами	150–300	‹ 400	0,82	ГЗН/$МК_2$	24	?	500–1000	500–1000
43	Тота-Яхинское	Г	$К^2/ПК_1$	На валах и сводах	70–150	‹ 400	0,86	ГЗН/$МК_2$	33	?	500–1 000	500–1 000
44	Антипаютинское	Г	$К_2/ПК_1$	На валах и сводах	70–150	‹ 400	0,84	ГЗН/$МК_1$	30	?	500–1000	500–1000
45	Семаковское	Г	$К_2/ПК_1$	На валах и сводах	70–150	‹ 400	0,81	ГЗН/$МК_2$	29	?	500–1 000	500–1 000
46	Северо-Парусовое	Г	$К_1/ТП_4$	Между валами и сводами	70–150	‹ 400	0,81	ГЗГ/$МК_4$	27	?	500–1000	500–1000
47	Парусовое	Н	$К_1/БУ_3$	На валах и сводах	70–150	400–500	0,83	ГЗН/$МК_3$	16	56	500–1 000	500–1 000

геологических ресурсов, фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород-коллекторов, а также геохимические параметры, характеризующие нефтегазогенерационный потенциал (рис. 2–6).

На основе собранных данных по перечисленным параметрам была составлена таблица фактического материала (табл. 1).

Наличие извлеченной нефти на исследуемых объектах выводится на первое место, так как сегодня поставлена задача по максимизации добычи нефти, поэтому в первую очередь максимальная оценка присвоена тем месторождениям, где уже получен приток нефти.

Определение возрастного интервала полученного притока позволяет выявить, насколько вероятна добыча УВ из горизонтов, залегающих на больших глубинах.

Благоприятными тектоническими условиями при формировании УВ скоплений в глубоких горизонтах характеризуются валы, куполовидные поднятия структуры, осложненные тектоническими нарушениями.

Известно, что для обоснования выбора направлений и районов поисков крупных и крупнейших зон концентрации ресурсов нефти и газа большое значение имеют палеотектонические реконструкции. По результатам проведенного палеотектонического анализа определено, что территория развивалась унаследовано, а устойчивое прогибание территории создало благоприятные условия для нефтегазообразования, в свою очередь, последующие тектонические процессы создали хорошие условия для нефтегазонакопления.

Приведенная схема (рис. 2) использована для оценки благоприятных условий для нефтегазообразования по тектоническому фактору.

Литолого-фациальный анализ позволил выделить в исследуемом интервале разреза наиболее перспективные зоны с точки зрения распространения по площади пород-коллекторов, пород-флюидоупоров и пород, обладающих нефтегазоматеринскими свойствами. Так, в нижне-среднеюрских отложениях выделяется ряд толщ, способных потенциально генерировать УВ. Такими толщами являются: абалакская ($J_{2\text{-}3}$ab), гольчихинская (J_2-K_1gl), распространенная в Гыданской НГО, леонтьевская (J_2ln) и лайдинская (J_2ld) — только на п-ве Гыдан, так как мощности толщ на полуострове Ямал недостаточно для реализации генерационного потенциала, а также китербютская (K_1kt) и левинская (K_1lv).

В интервале разреза к толщам с хорошим коллекторским потенциалом относятся: малышевская (J_2 ml), вымская (J_2 vm), надояхская ($J_{1\text{-}2}$ nd), шараповская (J_1 sp) и зимняя (J_1 zm) (рис. 3).

На исследуемой территории структура начальных суммарных ресурсов (НСР) нефти и газа достаточно благоприятна для развития нефтегазопоисковых работ (рис. 4).

Проведенный анализ данных по фильтрационно-емкостным свойствам продуктивных горизонтов нижне-среднеюрских отложений свидетельствует о неравномерном распределении по площади значений пористости и проницаемости. Так, значения открытой пористости варьируют в малышевском комплексе от 7 до 24 %, в вымском от 10 до 15 % и в джангодском от 5 до 15 % (рис. 3). Проницаемость в целом по всему исследуемому интервалу низкая — от 0,5 до 2 мД и с глубиной уменьшается. В нижнеюрском комплексе и в отложениях палеозоя данных

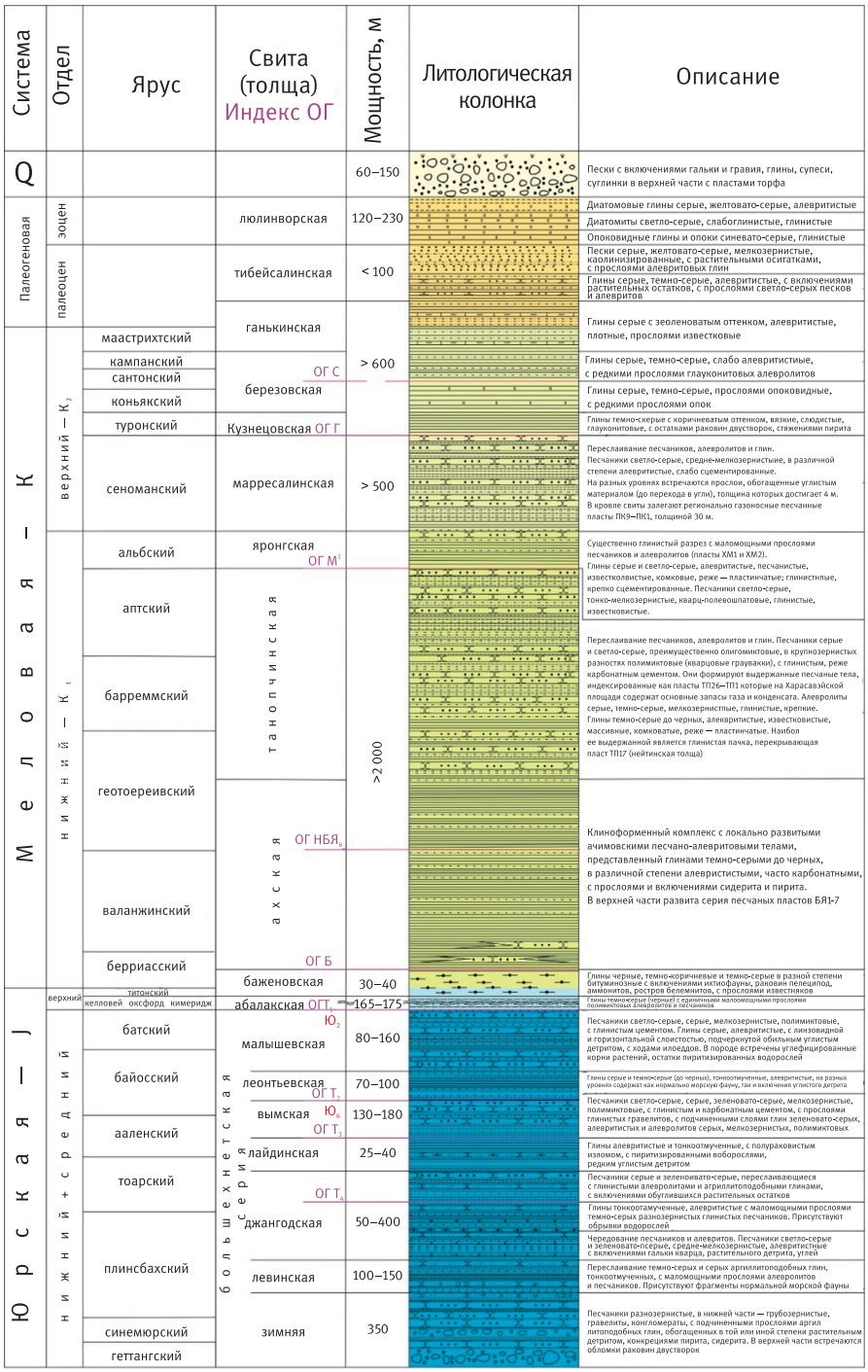


Рис. 3. Сводный литолого-стратиграфический разрез исследуемой территории
Fig. 3. Consolidated lithological and stratigraphic section of the study area

по определению открытой пористости и проницаемости нет [3–5, 10, 7].

С позиции геохимического фактора, влияющего на условия нефтегазонакопления, благоприятным является: относительно высокое содержание Сорг (%), умеренная и достаточная катагенетическая прогретость недр и высокий реализованный генерационный потенциал.

По результатам проведенного анализа геолого-геохимических материалов по 47 перспективным объектам на Ямальском и Гыданском полуостровах и прилегающей акватории Карского моря в глубокозалегающих (нижне-среднеюрских, триасовых, палеозойских) отложениях проведена многокритериальная оценка перспектив нефтегазоносности по 11 геолого-геохимическим показателям, влияющим на формирование нефтегазовых скоплений и последующее ранжирование по степени перспективности на «слои» и по дополнительным показателям «очередность» в «слое». Для этого в геолого-математической программе «Выбор» по каждому из использованных параметров была дана оценка по построенным нами картам или по опубликованным материалам по каждому из 47 объектов (табл. 1–4).

После построения шкал всех критериев перед переходом к модельным расчетам необходимо определить группу основных (доминирующих) критериев, наиболее значимых для решения выбранной задачи и отражающих благоприятное воздействие использованных факторов на формирование скоплений нейти или газа.

Основу модели «Выбор» составляют программы «Слой» и «Доминанта», разработанные и реализованные во ВНИИСИ [6]. Первая программа позволяет на основе отобранных основных доминирующих показателей дифференцировать совокупность исследуемых объектов по значениям показателей на «слои» равнозначных по степени благоприятности объектов. Вторая программа — «Доминанта» — позволяет по дополнительным показателям выявить очередность ввода структур в поисково-разведочное бурение внутри «слоя» [6, 8].

На основе оценки по комплексу геолого-геохимических параметров вероятностные оценки перспектив нефтегазоносности распределились следующим образом.

В первом «слое» по нефтегазовой перспективности оказались следующие месторождения: Русановское, Северо-Тамбейское, Сядорское, Тасийское, Ленинградское, Гыданское, Бованенсковское, Восточно-Бованенсковское, Крузенштернское, Харасавейское, Южно-Крузенштернское, Малыгинское, Южно-Тамбейское, 75 лет Победы и им. В.А. Динкова, что говорит об их большей перспективности по сравнению со вторым и третьим «слоями» (табл. 4).

В результате проведенных модельных расчетов выявлены перспективные зоны по наиболее важным при формировании нефтегазоносных скоплений в глубокозалегающих отложениях геолого-геохимическим показателям. Таким образом, на территориях со слабой изученностью подобный подход к пониманию перспектив нефтегазоносности позволяет оценить направления поисково-разведочных работ и выявить первоочередные перспективные объекты.

Табл. 2. Вероятностная оценка геолого-геохимических параметров, являющихся наиболее значимыми факторами при формировании нефтегазового скопления
Tab. 2. Probabilistic assessment of geological and geochemical parameters, which are the most significant factors in the formation of an oil and gas accumulation

Параметры; номер расчетного параметра в таблице 2	Вероятности значений		
	1	0,9	0,8
Геолого-геофизические параметры			
Тип полученного притока УВ; 1	Нефть	Нефтегазо-конденсат	Газоконденсат, газ
Возрастной интервал притока УВ; 2	T+PZ Образования фундамента	J1-2	K1-2
Степень благоприятности по тектонической позиции; 3	На валах и сводах	Между валами и сводами	В прогибах и моноклиналях
Степень благоприятности по литолого-фациальной позиции; 4	Мощность продуктивных пластов 150-300м	Мощность продуктивных пластов 70-150м	‹ 70м
Плотность ресурсов тыс.т/км^2; 5	500–600	400–500	‹ 400
Степень благоприятности по позиции фильтрационно-емкостных свойств; 6, 7	kп= 9–23 %	kп= 5–9 %	kп= ‹ 5–4 %
	Kпр = ›1 мкм^2	Kпр = 0,01–1 мкм^2	Kпр = ‹ 0,01 мкм^2
Геохимические параметры			
Стадия катагенеза; 8	ГЗН (МК1-МК2)	ГЗГ(МК2-МК3)	‹МК3(АК) и ‹ПК
Содержание Сорг в породах, %; 9	2,5–3,0	2,0–2,5	1,5–2,0
Интенсивность эмиграции жидких УВ (тыс.т/км^2); 10	1 000–2 000	500–1 000	150–500
Интенсивность генерации газообразных УВ (тыс.м^3/км^2); 11	› 500	250–500	100–250

Итоги

По результатам модельных расчетов на Ямальском и Гыданском полуостровах и в прилегающей акватории Карского моря в глубокозалегающих (нижне-среднеюрских, триасовых, палеозойских) отложениях по 47 объектам проведена многокритериальная оценка перспектив нефтегазоносности и локализованы наиболее перспективные зоны нефтегазонакопления и месторождения, в которых с высокой долей вероятности будут обнаружены нефтегазоконденсатные скопления. Перспективные объекты на сводах и валах приурочены к антиклинальным поднятиям. Эти перспективные объекты можно ожидать в основном на северо-западе изученной территории с продолжением в акваторию Карского моря. На полуострове Гыдан перспективной для обнаружения объектов в глубоких горизонтах может оказаться западная его часть.

Выводы

Опираясь на проведенные исследования глубокопогруженных нижне-среднеюрских и доюрских отложений, можно сделать вывод о том, что обнаружение скоплений нефти и газа в глубоких горизонтах изученной территории и акватории весьма вероятно.

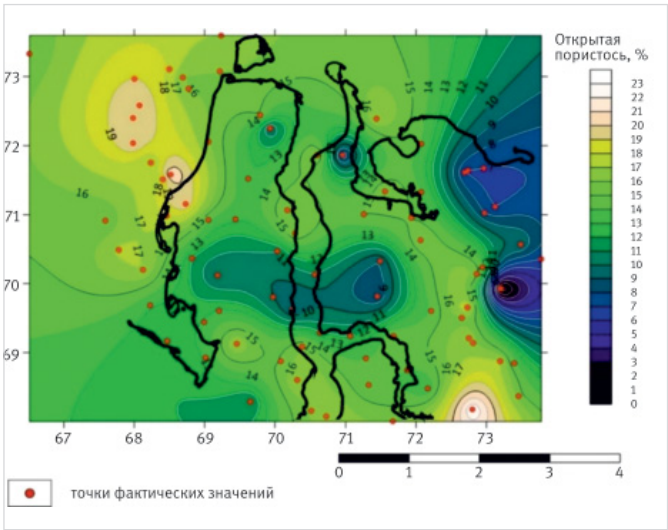


Рис. 5. Карта распределения значений открытой пористости (%) в нижне-среднеюрских отложениях (составлена Л.И. Зинатуллиной по материалам [2, 4] 2022 г.)
Fig. 5. Distribution map of open porosity (%) values in Lower-Middle Jurassic deposits (compiled by L.I. Zinatullina based on materials [2, 4] 2022)

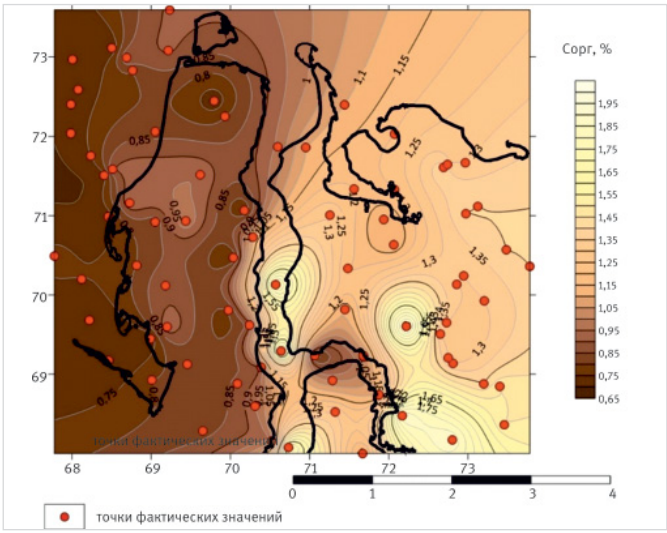


Рис. 6. Карта распределения Сорг (%) в нижне-среднеюрских отложениях (составлена Л.И. Зинатуллиной по материалам [2, 4, 7] 2022 г.)
Fig. 6. Distribution map of TOC (%) in the Lower-Middle Jurassic deposits (compiled by L.I. Zinatullina based on materials [2, 4, 7] 2022)

Табл. 3. Вероятностные значения 11 параметров по 47 месторождениям для выбора очередности ввода первоочередных объектов в поисково-разведочное бурение в нижне-среднеюрских и доюрских отложениях
Tab. 3. Probabilistic values of 11 parameters for 47 fields to select the order of putting priority objects into exploration drilling in the Lower-Middle Jurassic and pre-Jurassic deposits

№ объекта на карте	Месторождение	Критерий											Расчет по параметрам					
		Тип полученного притока УВ	Возрастной интервал притока УВ	Степень благоприятности объекта с тектонической позиции	Степень благоприятности по литологофациальной позиции, м	Плотность ресурсов тыс. т/км^2	Открытая пористость, %	Проницаемость	Содержание Сорг в породах, %	Стадия катагенеза	Интенсивность эмиграции жидких УВ (тыс. т/км^2)	Интенсивность генерации газообразных УВ (тыс. м^3/км^2)	Вар. 1	Вар. 2	Вар. 3	Вар. 4	Вар. 5	Вар. 6
													Все (1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11)	(1,3,4,6,7,8,9,10,11)	(1,3,9)	(3,6,8)	(1,8,10)	(3,8,11)
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	Результаты расчетов по параметрам (6 вариантов)					
Южная акватория Карского моря (Северо-Ямальская НГО)																		
1	75 лет Победы	0,8	0,8	0,8	1	1	1	0,8	1	0,9	1	1	0,37	0,46	0,58	0,80	0,80	0,80
2	Ленинградское	0,8	0,8	1	1	1	1	0,8	1	0,8	1	1	0,41	0,51	0,64	1,00	1,00	1,00
3	Русановское	0,8	0,8	1	1	1	1	0,8	1	0,9	1	1	0,46	0,58	0,72	1,00	1,00	1,00
4	им. В.А. Динкова	0,8	0,8	1	1	1	0,8	0,8	1	0,9	1	1	0,37	0,46	0,72	1,00	1,00	1,00
5	Нярмейское	0,8	0,8	0,8	1	1	0,8	0,8	1	0,8	1	1	0,26	0,33	0,51	0,80	0,80	0,80
Полуостров Ямал (Ямальская НГО)																		
6	Малыгинское	0,8	0,9	1	0,9	1	1	0,8	0,9	0,9	1	1	0,42	0,47	0,72	0,90	0,72	1,00
7	Тасийское	0,8	0,8	1	0,9	0,8	1	0,8	0,9	1	1	1	0,33	0,52	0,80	0,72	0,72	1,00
8	Западно-Тамбейское	0,8	0,9	0,9	0,9	0,8	1	0,8	0,8	1	1	1	0,30	0,41	0,72	0,58	0,64	0,90
9	Северо-Тамбейское	0,8	0,9	1	0,9	0,9	1	0,8	0,9	1	1	1	0,42	0,52	0,80	0,81	0,72	1,00
10	Сядорское	0,8	0,8	1	0,9	0,8	1	0,8	0,9	1	1	1	0,33	0,52	0,80	0,72	0,72	1,00
11	Южно-Тамбейское	0,8	0,8	1	0,9	0,8	1	0,8	0,8	1	1	1	0,29	0,46	0,80	0,64	0,64	1,00
12	Харасавейское	0,8	0,9	1	0,9	0,9	1	0,8	1	1	0,9	0,9	0,38	0,47	0,80	0,90	0,72	0,81
13	Крузенштернское	0,8	0,8	1	0,9	0,9	1	0,8	1	1	0,9	0,9	0,34	0,47	0,80	0,90	0,72	0,81
14	Южно-Крузенштернское	0,8	0,8	1	0,9	0,9	1	0,8	1	1	0,9	0,9	0,34	0,47	0,80	0,90	0,72	0,81
15	Северо-Бованенковское	0,8	0,8	1	0,9	1	1	0,8	1	0,8	0,9	0,9	0,30	0,37	0,64	1,00	0,72	0,81
16	Восточно-Бованенсковское	0,8	1	1	1	1	1	0,8	1	0,9	0,9	0,9	0,47	0,47	0,72	1,00	0,72	0,81
17	Верхне-Тиутейское	0,8	0,8	0,9	0,9	0,8	1	0,8	1	1	0,9	0,9	0,27	0,42	0,72	0,72	0,72	0,73
18	Бованенсковское	0,8	0,9	1	1	1	1	0,9	0,8	1	0,9	0,9	0,42	0,47	0,80	0,80	0,58	0,81
19	Западно-Сеяхинское	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,9	0,9	0,21	0,33	0,80	0,64	0,58	0,81
20	Нерстинское	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	1	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,15	0,24	0,58	0,51	0,58	0,65
21	Байдарацкое	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,8	0,8	0,13	0,21	0,64	0,51	0,51	0,51
22	Нейтинское	0,8	0,8	0,9	0,8	0,8	1	0,9	0,8	1	0,8	0,8	0,17	0,27	0,72	0,58	0,51	0,58
23	Арктическое	1	0,8	1	0,8	0,9	1	0,8	0,8	1	0,8	0,8	0,24	0,33	1,00	0,72	0,64	0,64
24	Среднеямальское	0,9	0,8	1	0,9	0,8	1	0,9	0,8	1	0,8	0,8	0,24	0,37	0,90	0,64	0,58	0,64
25	Нурминское	0,8	0,8	1	0,9	0,8	1	0,8	0,8	1	0,8	0,8	0,19	0,29	0,80	0,64	0,51	0,64
26	Усть-Юрибейское	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,8	0,8	0,13	0,21	0,64	0,51	0,51	0,51
27	Хамбатейское	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,8	0,8	0,17	0,26	0,80	0,64	0,51	0,64
28	Ростовцевское	1	0,8	1	0,9	0,8	1	0,9	0,8	1	0,8	0,8	0,27	0,41	1,00	0,64	0,64	0,64
29	Новопортовское	0,9	1	1	0,9	1	1	1	0,9	1	0,8	0,8	0,47	0,47	0,90	0,90	0,65	0,64
30	Малоямальское	0,8	0,9	1	0,9	1	1	0,8	0,8	1	0,8	0,8	0,27	0,29	0,80	0,80	0,51	0,64
Обская губа (Ямальская НГО, Гыданская НГО)																		
31	Северо-Каменномысское	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,8	0,8	0,17	0,26	0,80	0,64	0,51	0,64
32	Каменномысское	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,8	0,8	0,17	0,26	0,80	0,64	0,51	0,64
33	Каменномысское-море	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,8	0,8	0,17	0,26	0,80	0,64	0,51	0,64
34	Штормовое	0,8	0,8	1	0,9	0,9	1	0,8	1	1	0,8	0,8	0,27	0,37	0,80	0,90	0,64	0,64
35	Утреннее	0,8	0,8	1	1	0,8	1	0,8	0,8	0,9	0,8	0,8	0,19	0,29	0,72	0,64	0,51	0,64
36	Геофизическое	0,8	0,9	1	1	0,9	1	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,30	0,37	0,72	0,72	0,58	0,81
Полуостров Гыдан (Гыданская НГО)																		
37	Гыданское	0,8	0,8	1	1	1	1	0,8	0,8	1	1	1	0,41	0,51	0,80	0,80	0,64	1,00
38	Солетское-Хановейское	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,9	0,9	0,21	0,33	0,80	0,64	0,58	0,81
39	Восточно-Бугорное	0,8	0,8	0,9	0,8	0,8	1	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,17	0,27	0,65	0,58	0,58	0,73
40	Трехбугорное	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,19	0,30	0,72	0,64	0,58	0,81
41	Минховское	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,9	0,9	0,21	0,33	0,80	0,64	0,58	0,81
42	Восточно-Минховское	0,9	0,8	0,9	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,9	0,9	0,21	0,34	0,81	0,58	0,65	0,73
43	Тота-Яхинское	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,9	0,9	0,21	0,33	0,80	0,64	0,58	0,81
44	Антипаютинское	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,9	0,9	0,21	0,33	0,80	0,64	0,58	0,81
45	Семаковское	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,9	0,9	0,21	0,33	0,80	0,64	0,58	0,81
46	Северо-Парусовое	0,8	0,8	0,9	0,8	0,8	1	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,15	0,24	0,58	0,58	0,58	0,73
47	Парусовое	0,8	0,8	1	0,8	0,9	1	0,9	0,8	0,9	0,9	0,9	0,24	0,34	0,72	0,72	0,58	0,81

Табл. 4. Вероятностные оценки перспектив нефтегазоносности исследуемых объектов
Tab. 4. Probabilistic estimates of the prospects for oil and gas potential of the studied objects

«Слой» – «Доминанта»					
Наиболее перспективный слой объектов		Второй слой объектов		Третий слой объектов	
Вероятность (0,58–0,46)		Вероятность (0,45– 0,33)		Вероятность (0,32–0,21)	
Русановское	0,58	Верхне-Тиутейское	0,42	Штормовое	0,37
Северо-Тамбейское	0,52	Западно-Тамбейское	0,41	Трехбугорное	0,30
Сядорское	0,52	Ростовцевское	0,41	Нурминское	0,29
Тасийское	0,52	Геофизическое	0,37	Утреннее	0,29
Ленинградское	0,51	Северо-Бованенковское	0,37	Малоямальское	0,29
Гыданское	0,51	Среднеямальское	0,37	Восточно-Бугорное	0,27
Бованенсковское	0,47	Восточно-Минховское	0,34	Нейтинское	0,27
Восточно-Бованенсковское	0,47	Антипаютинское	0,33	Хамбатейское	0,26
Крузенштернское	0,47	Минховское	0,33	Северо-Каменномысское	0,26
Харасавейское	0,47	Семаковское	0,33	Каменномысское	0,26
Южно-Крузенштернское	0,47	Тота-Яхинское	0,33	Каменномысское-море	0,26
Малыгинское	0,47	Арктическое	0,33	Северо-Парусовое	0,24
Новопортовское	0,47	Западно-Сеяхинское	0,33	Парусовое	0,24
Южно-Тамбейское	0,46	Нярмейское	0,33	Нерстинское	0,24
75 лет Победы	0,46	Солетское-Хановейское	0,33	Байдарацкое	0,21
им. В.А. Динкова	0,46			Усть-Юрибейское	0,21

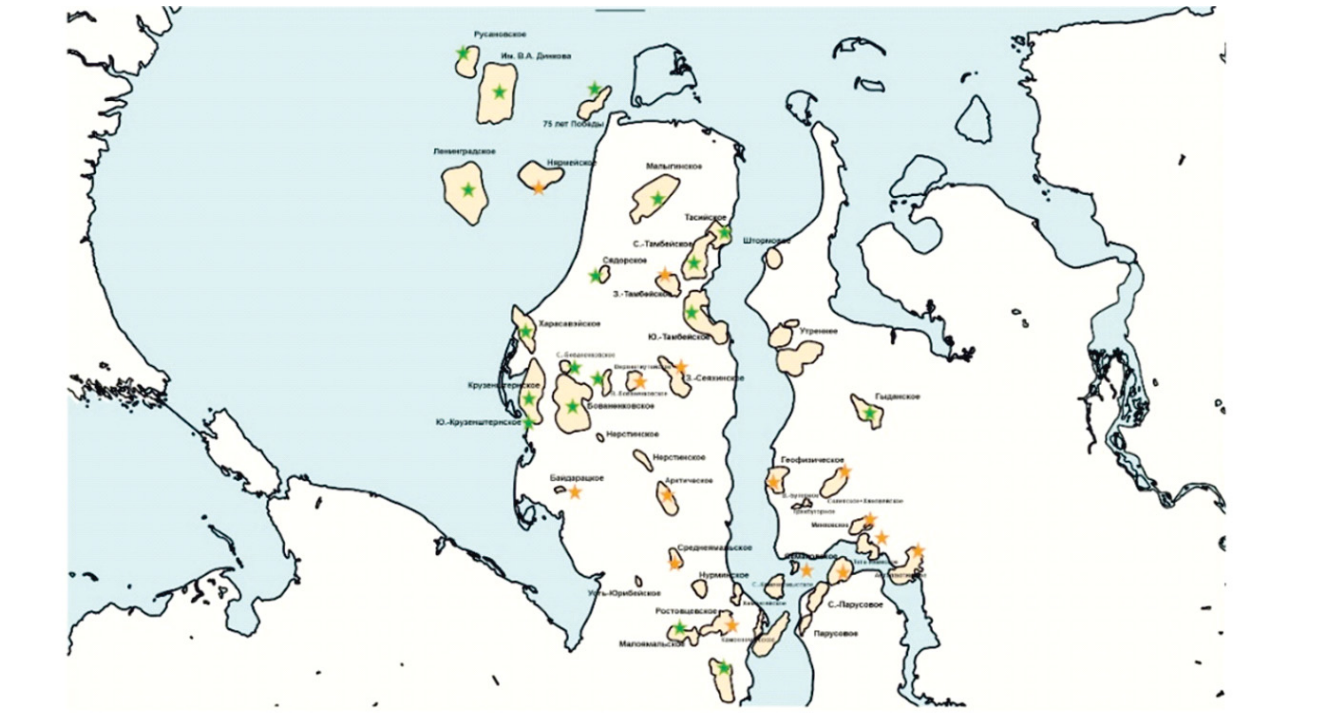


Рис. 7. Локализация наиболее перспективных зон и месторождений УВ по результатам модельных расчетов
Fig. 7. Localization of the most promising zones and hydrocarbon deposits based on the results of model calculations

Литература

1. Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Дещеня Н.П. и др. Геолого-тектонические модели севера Западной Сибири и проблема поиска залежей УВ в глубоких горизонтах // Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геологоразведочных работ. Пермь, 2000. С. 201–202.
2. Бурштейн Л.М., Высоцкий В.И., Габриэцянц Г.А. и др. Карта нефтегазоносности территории Российской Федерации по состоянию на 01.01.2017. Масштаб 1:5 000 000. Составители: А.П. Афанасенков, А.М. Брехунцов. Главный редактор: П.Н. Мельников. Москва: ФГБУ «ВНИГНИ», 2021.
3. Дзюбло А.Д., Маслов В.В., Сидоров В.В., Шнип О.А. Прогноз и оценка углеводородного потенциала меловых и юрских отложений шельфа Карского моря по результатам геологоразведочных работ // SOCAR Proceedings Special. 2021. № 2. С. 141–148.
4. Зинатуллина Л.И. Формирование базы геолого-геофизических и геохимических данных для оценки перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих отложений Ямальского полуострова // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 2. С. 10–13.
5. Скоробогатов В.А., Строганов Л.В., Копеев В.Д. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. 352 с.
6. Швембергер Ю.Н., Шустер В.Л., Меркулова О.Н. Многокритериальность и выбор альтернативы в поисково-разведочных работах на нефть и газ. М.: Геоинформцентр, 2003. 48 с.
7. Шишкин М.А., Файбусович Я.Э., Шкарубо С.И., Назаров Д.В. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1 : 1 000 000 (третье поколение). Серия Западно-Сибирская. Лист R-42 – п-ов Ямал. Объяснительная записка. СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2015. 386 с.
8. Шустер В.Л., Зинатуллина Л.И. Особенности перспектив нефтегазоносности нижне-среднеюрских отложений Бованенковско-Харасавейского НГР Западной-Сибири // Экспозиция нефть газ. 2018. № 2. С. 18–20.
9. Шустер В.Л., Пунанова С.А. Методический подход к вероятностной количественной оценке перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих отложений севера Западной Сибири // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. № 3. 6 с.
10. Шустер В.Л., Пунанова С.А. Обоснование перспектив нефтегазоносности юрско-палеозойских отложений и образований фундамента Западной Сибири // Георесурсы. 2016. Т. 18. № 4. Ч. 2. С. 337–345.
11. Шустер В.Л., Пунанова С.А. Перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих юрских и доюрских отложений севера Западной Сибири в нетрадиционных ловушках // Георесурсы. 2021. Т. 23. № 1. С. 30–41.

ENGLISH

Results

Based on the results of model calculations on the Yamal and Gydan Peninsulas and the adjacent waters of the Kara Sea in deep-seated (Lower-Middle Jurassic, Triassic, Paleozoic) deposits for 47 objects, a multi-criteria assessment of the prospects for oil and gas content was carried out and the most promising oil and gas accumulation zones and fields were localized, in which with a high proportion probability, oil and gas condensate accumulations will be discovered. Promising objects on domes and shafts are confined to anticlinal uplifts. These promising objects can be expected mainly in the north-west of the territory with a continuation into the Kara Sea. On the Gydan Peninsula, its western part may be promising for detecting objects in deep horizons.

Conclusions

Based on the analyzes performed, in the study of deep-immersed Lower-Middle Jurassic and pre-Jurassic deposits, it can be concluded that the detection of industrial oil and gas inflows in deep horizons is possible with a high degree of probability.

References

1. Bochkarev V.S., Brekhuntsov A.M., Deshchenya N.P., Bochkarev V.S., Brekhuntsov A.M., Deshchenya N.P. et al. Geological-tectonic models of the north of Western Siberia and the prospects of hydrocarbon deposits in deep horizons. Coll. papers: Criteria for assessing oil and gas content below industrially developed depths and determining priority areas for geological exploration. Perm, 2000, P. 201–202. (In Russ).
2. Burshtein L.M., Vysotsky V.I., Gabrietsyants G.A. et al. Editor-in-chief: Melnikov P.N. Map of oil and gas content of the territory of the Russian Federation as of 01/01/2017. Scale 1:5 000 000. Compiled by: Afanasenkov A.P., Brekhuntsov A.M., VNIGNI, Moscow, 2021. (In Russ).
3. Dzyublo A.D., Maslov V.V., Sidorov V.V., Shnip O.A. Forecast and assessment of hydrocarbon potential of cretaceous and jurassic deposits of the Kara sea shelf based on the results of geological exploration. SOCAR Proceedings Special, 2021, issue 2, P. 141–148. (In Russ).
4. Zinatullina L.I. Formation of a base of geological-geophysical and geochemical data for assessing the prospects of oil and gas potential of deep deposits of the Yamal peninsula. Exposition Oil Gas, 2020, issue 2, P. 10–13. (In Russ).
5. Skorobogatov V.A., Stroganov L.V., Kopeev V.D. Geological structure and gas and oil potential of Yamal. Moscow: Nedra-Businesscenter, 2003, 352 p. (In Russ).
6. Shvemberger Yu.N., Shuster V.L., Merkulova O.N. Multi-criteria and choice of alternatives in prospecting and exploration for oil and gas. Moscow: Geoinformtsentr, 2003, 48 p. (In Russ).
7. Shishkin M.A., Faibusovich Ya.E., Shkarubo S.I., Nazarov D.V. et al. State Geological Map of the Russian Federation. Scale 1:1,000,000 (third generation). Series West Siberian. Sheet R-42 - Yamal P. Explanatory note. St. Petersburg: Cartographic factory VSEGEI, 2015, 366 p. (In Russ).
8. Shuster V.L., Zinatullina L.I. Justification for the petroleum potential of the lower and mid jurassic sediments of the Bovanenkovo-Kharasaveisk petroleum province of the West Siberia. Exposition Oil Gas, 2018, issue 2, P. 18–20. (In Russ).
9. Shuster V.L., Punanova S.A. Methodical approach to the probable quantitative evaluation of the prospects of the oil and gas regional deposits of Northwestern Siberia. Actual problems of oil and gas, 2018, issue 3, 6 p. (In Russ).
10. Shuster V.L., Punanova S.A. Justification of the prospects for oil and gas potential of the Jurassic-Paleozoic deposits and formations of the basement of Western Siberia. Georesources, 2016, Vol. 18, issue 4, Part 2, P. 337–345. (In Russ).
11. Shuster V.L., Punanova S.A. Oil and gas potential of the deep-lying jurassic and pre-jurassic deposits of the North of Western Siberia in unconventional traps. Georesources, 2021, Vol. 23, issue 1, P. 30–41. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Зинатуллина Лилия Ильдаровна, младший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
Для контактов: zinatullina@ipng.ru

Zinatullina Liliya Ildarovna, junior research scientist, Oil and Gas Research Institute RAS, Moscow, Russia
Corresponding author: zinatullina@ipng.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-34-38

УДК 550.98 I Научная статья

Опыт моделирования отложений Тюменской свиты на примере Новомостовского, Западно-Новомостовского месторождений Западной Сибири

Киришев А.С., Головкина М.В., Панферова Е.Ю., Дручин В.С., Доценко А.С.
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Тюмень, Россия
artem.kirishev@lukoil.com

Аннотация
В работе рассмотрены два месторождения (Новомостовское, Западно-Новомостовское) с залежами в отложениях средней юры (тюменская свита), расположенные в Шаимском нефтегазоносном районе. Как известно, залежи преимущественно континентальных отложений имеют сложное геологическое строение и характеризуются существенной неоднородностью по разрезу, не выдержаны по латерали, имеют в целом низкие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС). В рамках работ по промышленному подсчету запасов создана числовая трехмерная геологическая модель продуктивных пластов $Ю_3$–$Ю_5$, в которой локализованы песчаные тела перспективных объектов руслового генезиса и выполнена дифференцированная оценка запасов УВ для русловых и пойменных обстановок осадконакопления.

Материалы и методы
Данная модель послужит более надежной детализированной основой для выполнения проектного технологического документа на разработку месторождения, также позволит оптимизировать размещение поисково-разведочного и эксплуатационного проектного фонда скважин в отложениях тюменской свиты, определить точность запасов.

Ключевые слова
нефть, скважина, керн, запасы нефти, Тюменская свита, пласт, палеоканал

Для цитирования
Киришев А.С., Головкина М.В., Панферова Е.Ю., Дручин В.С., Доценко А.С. Опыт моделирования отложений Тюменской свиты на примере Новомостовского, Западно-Новомостовского месторождений Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7. С. 34–38.
DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-34-38

Поступила в редакцию: 25.10.2022

UDC 550.98 I Original Paper

Experience of modeling deposits of the Tyumen formation on the example of the Novomostovskogo, Zapadno-Novomostovskogo fields Western Siberia

Kirishev A.S., Golovkina M.V., Panferova E.Y., Druchin V.S., Dotsenko A.S.
“LUKOIL-Engineering” LLC “KogalymNIPIneft” branch office, Tyumen, Russia
artem.kirishev@lukoil.com

Abstract
The work examined two deposits (Novomostovskoye, Zapadno-Novomostovskoye) with deposits in the deposits of the middle yura (Tyumen formation) located in the Shaim oil and gas area. As you know, deposits of mainly continental deposits have a complex geological structure and are characterized by significant heterogeneity in the section, not sustained in lateral, and have generally low filtration and capacitive properties. As part of the work on the industrial calculation of the reserves, a numerical three-dimensional geological model of productive layers of the U_3–U_5 was created, in which sandy bodies of promising objects of channel genesis were localized and a differentiated assessment of hydrocarbon reserves for r track and floodplain surgery was performed.

Material and methods
This model will serve as a more reliable detailed basis for the implementation of the project technological document for the development of the field, will also optimize the placement of the exploration and production fund of wells in the deposits of the Tyumen formation, determine the accuracy of reserves.the basis for the implementation of the project technological document for the development of deposits, as well as will optimize the placement of the exploration and production fund of wells.

Keywords
oil, well, core, oil reserves, Tyumen formation, layer, paleochannel

For citation
Kirishev A.S., Golovkina M.V., Panferova E.Y., Druchin V.S., Dotsenko A.S. Experience of modeling deposits of the Tyumen formation on the example of the Novomostovskogo, Zapadno-Novomostovskogo fields Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2022, issue 7, P. 34–38. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-34-38

Received: 25.10.2022

Новомостовское и Западно-Новомостовское нефтяные месторождения расположены на территории Советского района Ханты-Мансийского автономного округа.

Тюменская свита месторождений включает пласты $Ю_2$–$Ю_7$. Общая толщина отложений меняется в диапазоне 80–120 м, в среднем составляя 95 м. Продуктивность связана с пластами $Ю_2$–$Ю_6$. Месторождение открыто в 2002 г. и к настоящему времени разбурено эксплуатационными скважинами на 90 % (расстояние между соседними скважинами изменяется от 500 до 1 000 м). Несмотря на высокую степень изученности глубоким бурением, существующие геологические модели не позволяли объяснить высокую начальную обводненность эксплуатационных скважин и резкое падение дебита продукции за первый год работы скважин в чисто нефтяных зонах залежей.

В рамках промышленного подсчета запасов авторами сделана попытка построения трехмерной геологической и гидродинамической моделей, которые будут соответствовать особенностям разработки месторождений. В качестве основы для трехмерного геологического моделирования использованы схемы условий осадконакопления и прогнозы зон развития палеорусел, созданные коллективом авторов Ingenix Group и головного офиса ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» в рамках работы по специализированной переобработке и переинтерпретации сейсморазведочных работ. На Новомостовском и Западно-Новомостовском месторождениях выделение участков развития палеорусел выполнено на основе комплексного анализа волновой картины, детального изучения седиментационных срезов и карт RGB-суммы (по кубам после спектральной декомпозиции) совместно с анализом керна и облика кривых ГИС. Протяженность палеоканалов составляет от 1 до 9 км, общие толщины достигают 33 м [2] (рис. 1).

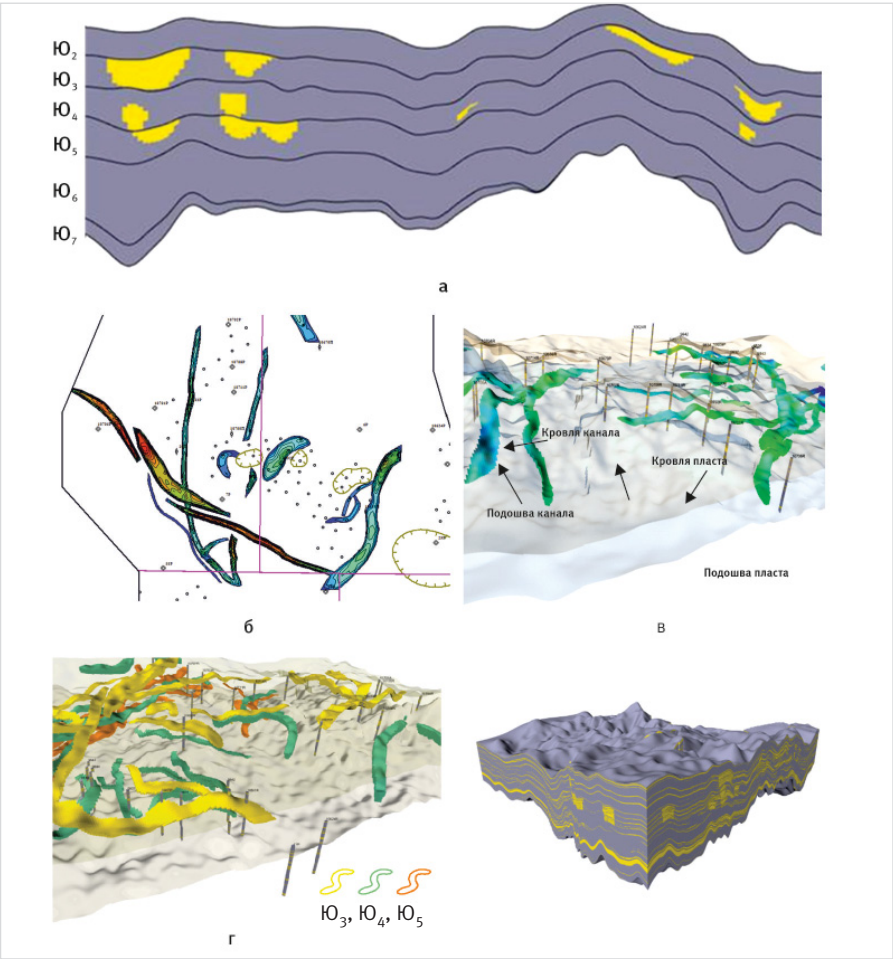


Рис. 2. Результат структурного моделирования и дискретные параметры геометрического объема каналов пластов $Ю_3$, $Ю_4$, $Ю_5$ в 3D-модели
Fig. 2. The result of structural modeling and discrete parameters of the geometric volume of the channels of the reservoirs U_3, U_4, U_5 in a 3D model

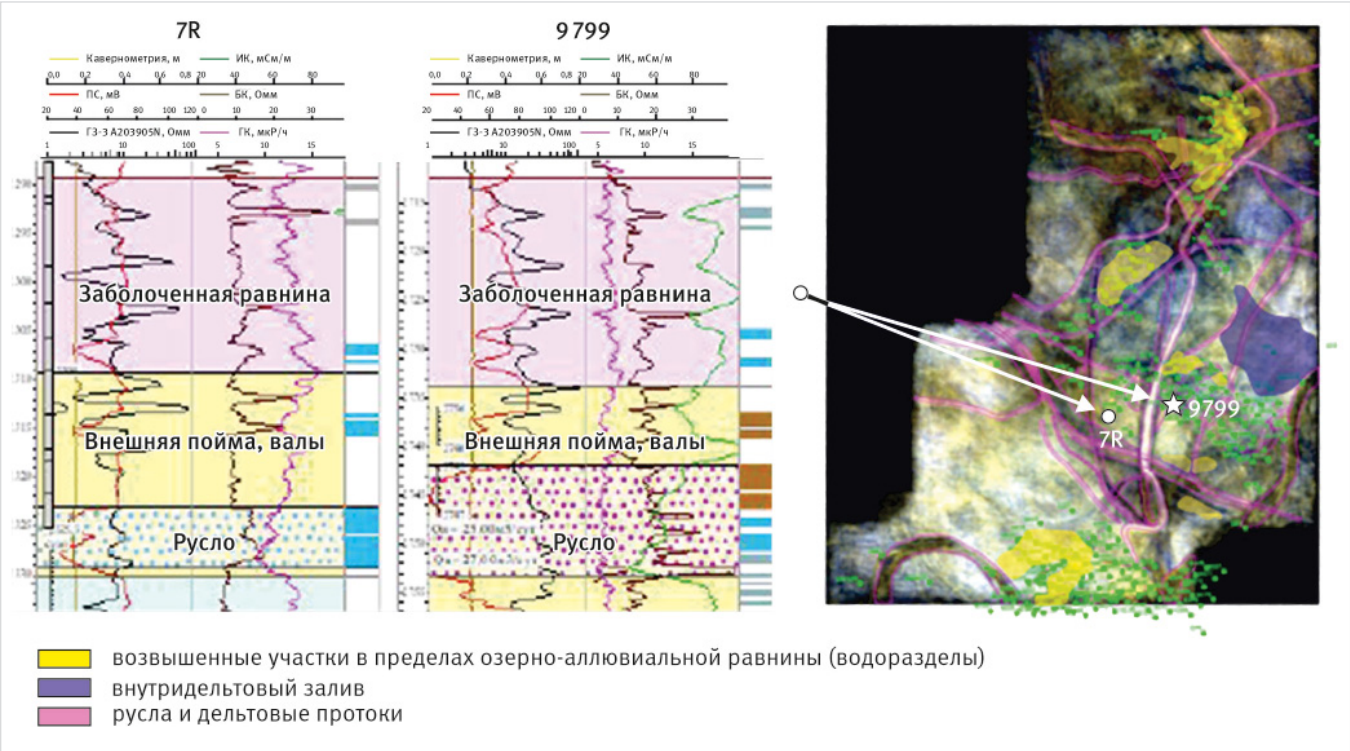


Рис. 1. Фрагмент схемы RGB-суммы для интервала пласта $Ю_3$ без интерпретации и с вынесенной интерпретацией с нанесенными элементами русел [2]
Fig. 1. A fragment of the RGB-sum scheme for the interval of the U_3 reservoir without in with rendered interpretation with applied channel elements [2]

В рамках работ по трехмерному геологическому моделированию при подсчете запасов залежей продуктивного интервала пластов $Ю_2$–$Ю_6$ применен алгоритм, описанный в работах [6, 7]. Ниже кратко представлены основные этапы моделирования.

Структурный каркас построен по стандартным алгоритмам. За основу были взяты поверхности по отражающим сейсмическим горизонтам от кровли пласта $Ю_2$ (ОГ Т) до доюрского основания (ОГ А).

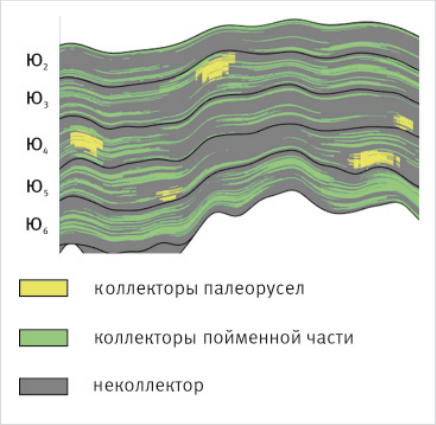


Рис. 3. Пример разреза куба литологии толщи пластов $Ю_2$–$Ю_6$
Fig. 3. Example of a section of a lithology cube U_2–U_6

Для каждого из выделенных по материалам обработки сейсморазведочных работ палеоканалов по скважинным данным построены карты общих толщин (рис. 2б). По материалам корреляции для каждого из выделенных палеоканалов определено пространственное положение относительно стратиграфической кровли пласта, к которому он приурочен. Палеоканал может занимать всю толщину пласта, может быть приурочен к верхней или нижней его части, в соответствии с этим построены дополнительные поверхности кровли и подошвы палеоканалов, которые последовательно встроены в структурную модель [4] (рис. 2а). На рисунке 2в на примере пласта $Ю_3$ проиллюстрирован результат структурного моделирования поверхностей русловых тел и их взаимоувязка в объеме пласта. Следующим этапом геологического моделирования стало распространение параметра литологии и фильтрационно-емкостных свойств в трехмерной модели. Для распространения параметров от скважин, характеризующих пойменные и русловые обстановки осадконакопления, были построены дискретные параметры, описывающие геометрию палеоканалов (рис. 2г).

Моделирование параметра литологии выполнялось поэтапно [1]. В пластах $Ю_2$, $Ю_6$ параметр литологии отстраивался по стандартной методике. При моделировании пластов $Ю_3$, $Ю_4$, $Ю_5$ в первую очередь был создан параметр литологии в пределах перспективных объектов (палеоканалов), далее — выполнено моделирование параметра литологии в «пойменной» части пласта. Разрез куба литологии интервала пластов $Ю_2$–$Ю_6$ показан на рисунке 3.

Отметим, что по результатам моделирования куба литологии выявлены палеорусла, для которых характерно отсутствие литологической связи с коллекторами в пойменной части. В то же время для части палеорусел отмечена литологическая сообщаемость с коллекторами пойменной части пласта (рис. 3).

Результаты комплексного анализа данных исследования керна, испытаний и промысловой геофизики позволили уточнить петрофизическую модель месторождения, однако разделения алгоритмов интерпретации для пойменных и русловых отложений получить не удалось в связи с недостаточностью отбора керна из палеоканалов.

Статистический анализ результатов распределения значений коэффициента открытой пористости (Кп) и начальной нефтенасыщенности (Кнн), полученных по результатам трехмерного моделирования, отдельно по продуктивной пойменной части и палеоруслам пластов $Ю_3$, $Ю_4$, $Ю_5$ (рис 4, 5, табл. 1), показывает, что отличия фильтрационно-емкостных свойств существуют. В связи с улучшенными коллекторскими свойствами коллекторов, вскрытых скважинами,

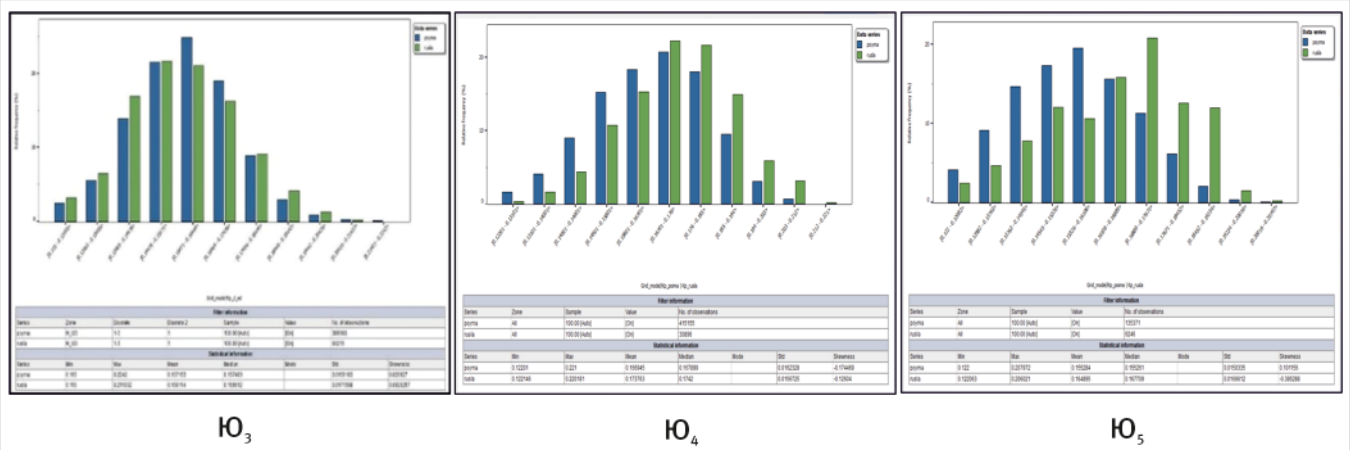


Рис. 4. Распределение пористости по 3D-кубу в каналах (зеленый цвет) и пойменной части пласта (синий цвет) $Ю_3$, $Ю_4$, $Ю_5$
Fig. 4. Distribution of porosity in the 3D cube in the channels (green) and floodplain (blue) U_3, U_4, U_5

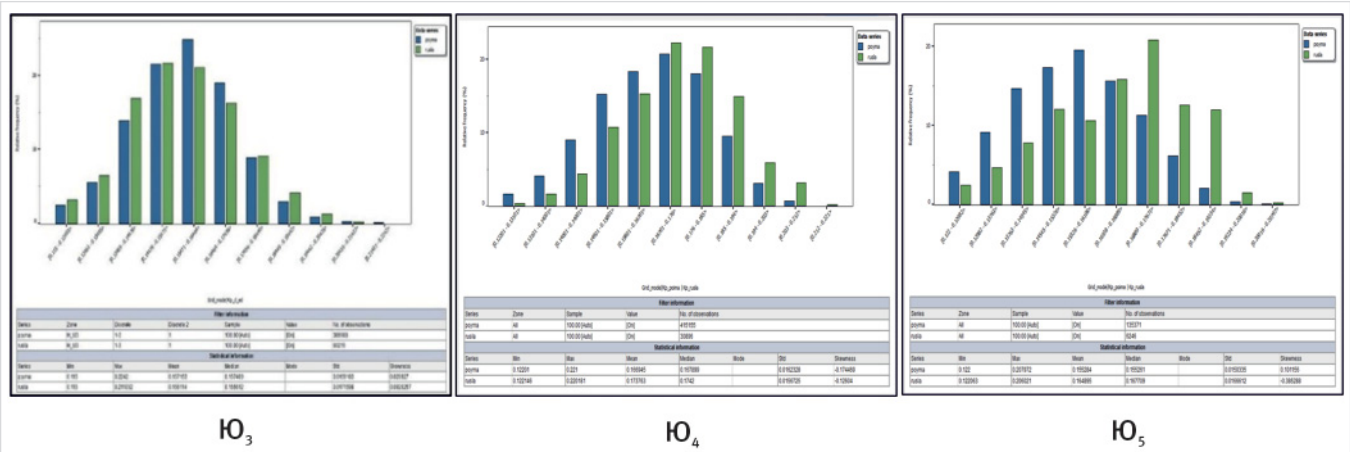


Рис. 5. Распределение нефтенасыщенности по 3D-кубу в каналах (зеленый цвет) и пойменной части пласта (синий цвет) $Ю_3$, $Ю_4$, $Ю_5$
Fig. 5. Distribution of oil saturation in the 3D cube in the channels (green) and floodplain (blue) U_3, U_4, U_5

пробуренными в отложения палеорусел, средние значения пористости и нефтенасыщенности в палеоруслах выше, чем в пойме [3].

Особенно четко различия видны на гистограммах распределения пористости и начальной нефтенасыщенности по пластам $Ю_4$ и $Ю_5$. «Скачок» значений пористости и начальной нефтенасыщенности (рис. 6) на границе выделенных в трехмерной модели фациальных зон может являться препятствием для фильтрации флюидов в пределах залежи.

Для проверки гидродинамической связи пойменной и русловой части залежи выполнен анализ результатов расчета 3D гидродинамической модели на участке залежи, где ведется добыча нефти из скважины в зоне палеоруслa, а закачка воды для поддержания пластового давления осуществляется в скважину, вскрывшую пойменные отложения. На рисунке 6 представлен разрез распределения начального и текущего Кнн в районе добывающей скважины 9 803, вскрывшей русло, и нагнетательной 9 801, попавшей в пойменную часть.

Разрез гидродинамической модели на текущее состояние разработки демонстрирует наличие гидродинамической связи между отложениями поймы и палеоруслa: уменьшение начальной нефтенасыщенности в пойменных отложениях, связанное с миграцией нефти в сторону добывающей скважины. Гидродинамическая связь пойменной и палеорусловой части коллектора, по-нашему мнению, может быть либо первичной при незначительной разнице свойств коллекторов, либо проявляться в процессе разработки после проведения гидроразрыва пласта.

Одна из основных целей выполненного в рамках подсчета запасов трехмерного геологического моделирования — дифференцированная оценка запасов раздельно в высокопродуктивных частях и вмещающих их породах. В целом по продуктивным пластам тюменской свиты в зонах палеоканалов сосредоточено 12 % запасов нефти, в пойменных частях — 88 % [5]. Распределение запасов в палеоканалах и пойменных частях пластов $Ю_3$, $Ю_4$, $Ю_5$ приведено в таблице 2.

Проведенная работа по адаптации гидродинамической модели на историю разработки позволила выявить участки активных остаточных запасов нефти в палеоканалах и в пойменных отложениях и запланировать мероприятия по дальнейшей разработке Новомостовского и Западно-Новомостовского месторождений.

Итоги

Созданная при подсчете запасов числовая трехмерная геологическая модель продуктивных пластов $Ю_3$–$Ю_5$ Новомостовского и Западно-Новомостовского месторождений позволила локализовать песчаные тела перспективных объектов руслового генезиса, выполнить моделирование ФЕС и дифференцированную оценку запасов для русловых и пойменных обстановок осадконакопления. Результаты работы станут основой для выполнения проектного технологического документа на разработку месторождений, а также позволят оптимизировать размещение поисково-разведочного и эксплуатационного фонда скважин.

Вывод

На основе результатов интерпретации 3D-сейсморазведки, данных описаний и анализов керна и промысловой геофизики получен

Табл. 1. Распределение значений Кп и Кнн в каналах и пойменной части тюменских отложений пластов $Ю_3$, $Ю_4$, $Ю_5$ Новомостовского и Западно-Новомостовского месторождений
Tab. 1. Distribution of Kp and Knn values in the channels and floodplain of the Tyumen deposits U_3, U_4, U_5 of the Novomostovskoye, Zapadno-Novomostovskoye

Пласт	Фациальный тип	Кп, д. ед.	Кнн, д. ед.
$Ю_3$	палеоканал	0,166	0,414
	пойма	0,157	0,392
$Ю_4$	палеоканал	0,174	0,448
	пойма	0,167	0,424
$Ю_5$	палеоканал	0,165	0,463
	пойма	0,155	0,418
В целом по пластам $Ю_3$–$Ю_5$	палеоканал	0,168	0,432
	пойма	0,163	0,432

Табл. 2. Распределение запасов в палеоканалах и пойменных частях тюменских отложений пластов $Ю_3$, $Ю_4$, $Ю_5$ Новомостовского и Западно-Новомостовского месторождений
Tab. 2. Distribution of reserves in paleochannels and floodplain parts of the Tyumen deposits U_3, U_4, U_5 of the Novomostovskoye, Zapadno-Novomostovskoye

Пласт	Запасы нефти, %	
$Ю_3$	палеоканал	15
	пойма	85
$Ю_4$	палеоканал	12
	пойма	88
$Ю_5$	палеоканал	5
	пойма	95
В целом по пластам $Ю_3$ – $Ю_5$	палеоканал	12
	пойма	88

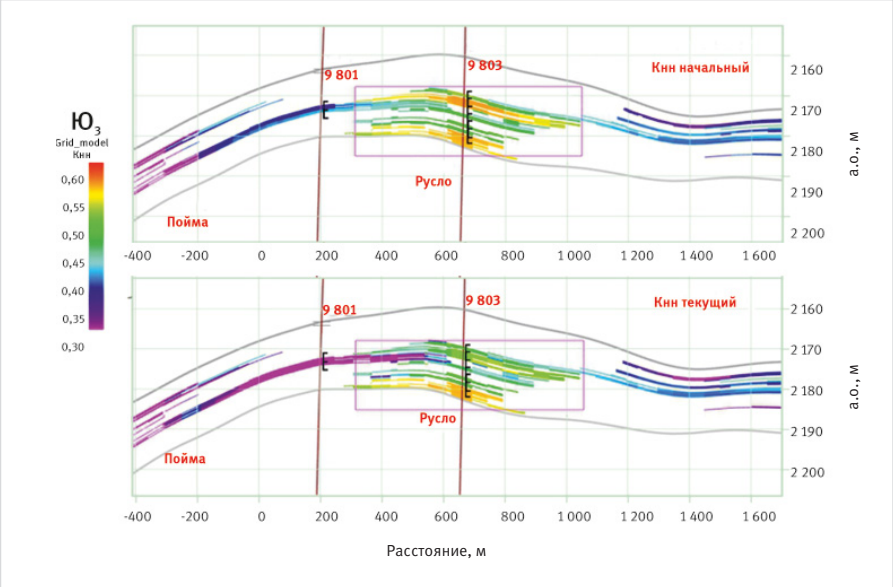


Рис. 6. Распределение начального и текущего Кнн в разрезе скважин русловой и пойменной фаций
Fig. 6. Distribution of initial and current Knn in the section of wells of channel and floodplain facies

опыт моделирования продуктивных отложений тюменской свиты. Предложен способ моделирования отложений тюменской свиты Новомостовского и Западно-Новомостовского месторождений, позволяющий выполнить геометризацию в разрезе песчаных палеоканалов, обладающих улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами. Результаты цифровой модели можно использовать в качестве основы для оценки запасов углеводородов и для гидродинамических расчетов.

Литература

1. Закревский К.Е., Майсюк Д.М., Сыртланов В.Р. Оценка качества 3D-моделей. М.: Маска, 2008. 272 с.
2. Копылов В.Е., Калугин А.А. Отчет «Специализированная переобработка и переинтерпретация геолого-геофизической информации с целью создания новой концептуальной сейсмологической модели среднеюрских отложений Новомостовского месторождения». Договор № 17С2655. Москва, 2019.
3. Гаврилов С.С. Трехмерное геологическое моделирование природных резервуаров на основе литолого-фациального анализа (на примере юрских и нижнемеловых отложений Западной Сибири). Диссертация. М., 2008.
4. Барабошкин Е.Ю. Практическая седиментология (терригенные резервуары). Пособие по работе с керном. Тверь: ГЕРС, 2011. 140 с.
5. Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Москва – Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. 258 с.
6. Калугин А.А., Алексеева А.Д., Торопов Э.С., Стариков В.С. Моделирование петрофизических кубов на примере пластов группы АВ Ватьеганского месторождения // Актуальные проблемы нефтегазовой отрасли, 2020. С. 63–65.
7. Алексеева А.Д., Доценко А.С., Дручин В.С., Калугин А.А. Особенности геологического трехмерного моделирования нефтяных залежей неоднородных коллекторов тюменской свиты на основе концептуальной модели // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. 2021. № 4. С. 50–58.

ENGLISH

Results

The numerical three-dimensional geological model of the productive layers of the U_3–U_5 Novomostovsky and Zapadno-Novomostovsky deposits created during the calculation of reserves made it possible to localize the sand bodies of promising objects of channel genesis, to perform modeling of the filtration and capacitive properties and a differentiated assessment of reserves for channel and floodplain sedimentation environments.

The results of the work will become the basis for the implementation of the project technological document for the development of deposits, and will also optimize the placement of the exploration and production fund of wells.

Conclusions

Based on the results of interpretation of 3D seismic exploration, data from core descriptions and analyses and field geophysics, the experience of modeling productive deposits of the Tyumen formation was obtained. A method for modeling the deposits of the Tyumen formation of the Novomostovsky and Zapadno-Novomostovsky deposits is proposed, which allows geometrization in the section of sandy paleochannels with improved filtration and capacitance properties. The results of the digital model can be used as a basis for estimating hydrocarbon reserves and for hydrodynamic calculations.

References

1. Zakrevskiy K.E., Maisyuk D.M., Syrtlanov V.R. Evalution of the quality of 3D models. Moscow: Maska, 2008, 272 p. (In Russ).
2. Kopylov V.E., Kalugina A.A. Report “Specialized reprocessing and re-interpretation of geological and geophysical information in order to create a new conceptual seismological model of the Middle Jurassic deposits of the Novomostovskoye field”. Contract № 17C2655. Moscow, 2019. (In Russ).
3. Gavrilov S.S. Three-dimensional geological nodeling of natural reservoirs based on lithological facies analysis (on the example of jurassic and lower cretaceous deposits of Western Siberia). Dissertation. Moscow: 2008. (In Russ).
4. Baraboshkin E.Y. Practical sedimentology Terrigenous reservoirs. Handbook for working with core. Tver: GERS, 2011, 140 p. (In Russ).
5. Petersilie V.I., Poroskun V.S., Yatsenko G.G. Methodological recommendations for the calculation of geological reserves of oil and gas by volumetric method. Moscow – Tver: VNIGNI, NPC “Tvergeofizika”. 2003. (In Russ).
6. Kalugin A.A., Alekseeva A.D., Toropov E.S., Starikov V.S. Model physical cubic meters on the example of the layers of the AV Vatyegan field group. Topical problems of the oil and gas industry, 2020, P. 63–65. (In Russ).
7. Alekseeva A.D., Dotsenko A.S., Druchin V.S., Kalugin A.A. Peculiarities of three-dimensional geological modelling of oil deposits in nonhomogeneous reservoirs of Tyumen formation through a conceptual model. Proceedings of Gubkin Russian state university of oil and gas, 2021, issue 4, P. 50–58. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Киришев Артем Самвелович, начальник отдела в области геологического моделирования, оценки запасов и ресурсов месторождений нефти и газа, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Тюмень, Россия
Для контактов: artem.kirishev@lukoil.com

Головкина Марина Владимировна, ведущий специалист в области геологического моделирования месторождений нефти и газа, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Тюмень, Россия

Панферова Елена Юрьевна, инженер в области геологии нефти и газа, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Тюмень, Россия

Дручин Виталий Сергеевич, к.г.-м.н., заместитель директора филиала по научной работе в области геологии, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Тюмень, Россия

Доценко Александр Сергеевич, ведущий специалист в области геологии нефти и газа, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Тюмень, Россия

Kirishev Artem Samvelovich, head of the department in the field of geological modeling for the assessment of reserves and resources of oil and gas fields, “LUKOIL-Engineering” LLC “KogalymNIPIneft” branch office, Tyumen, Russia
Corresponding author: artem.kirishev@lukoil.com

Golovkina Marina Vladimirovna, leading specialist in the field of geological modeling of oil and gas fields, “LUKOIL-Engineering” LLC “KogalymNIPIneft” branch office, Tyumen, Russia

Panferova Elena Yuryvna, specialist in the field of oil and gas geology, “LUKOIL-Engineering” LLC “KogalymNIPIneft” branch office, Tyumen, Russia

Druchin Vitaly Sergeyevich, candidate of science of geologo-mineralogical sciences, “LUKOIL-Engineering” LLC “KogalymNIPIneft” branch office, Tyumen, Russia

Dotsenko Alexander Sergeevich, leading specialist in the field of oil and gas geology, “LUKOIL-Engineering” LLC “KogalymNIPIneft” branch office, Tyumen, Russia

НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

МИНЕРАЛЬНО-
ПОЛИМЕРНЫЕ
ПОКРЫТИЯ

МПП
ТЮКОН
КОРРОПАЙП 50

ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ

ТРУБОПРОВОДЫ
И РЕЗЕРВУАРЫ

ЭКОЛОГИЧНАЯ, ЭФФЕКТИВНАЯ, СОВРЕМЕННАЯ АНТИКОРРОЗИЙНАЯ ЗАЩИТА ДЛЯ ТРУБОПРОВОДОВ И РАЗЛИЧНЫХ СТАЛЬНЫХ КОНСТРУКЦИЙ

АНТИКОРРОЗИЙНАЯ ЗАЩИТА

50+
ЛЕТ СРОК СЛУЖБЫ

Специализированное управление • 87
Москва, Смоленский бульвар, д. 24, стр. 2.
+7 (499) 248 74 82, +7 (915) 478 0578, факс: +7 (499) 248 3472.
info@su87.ru, su87.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-40-43 УДК 550.8.053 I Научная статья

Фациальные обстановки отложений неокома северной части Приобского нефтяного месторождения

Галиев Р.Р.[1], **Абдрахимов Р.И.**[2], **Волошина А.А.**[1], **Новиков А.П.**[1]
[1]ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия, [2]ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
nas.voloshina2012@yandex.ru

Аннотация
В работе представлены результаты построения фациальной модели неокомских отложений северной части Приобского нефтяного месторождения на основе сейсмофациального анализа и интерпретации керновой и геофизической скважинной информации.
Для получения качественных результатов анализа использован инструмент интерпретации, основанный на технологии «нейронных сетей». Применен статистический подход при определении оптимального количества сейсмоклассов.
Новая литолого-фациальная модель более точно отражает состояние запасов нефти, легла в основу геологического представления о строении месторождения, защищенного в 2020 году, использовалась при принятии проектных решений, позволив увеличить динамику добычи.

Материалы и методы
Рассматриваемый участок изучен 194 скважинами с отбором керна и сейсморазведочными исследованиями в объеме более 2 800 км^2. Для проведения сейсмофациального анализа по целевым интервалам меловых отложений использовано программное обеспечение трехмерной сейсмостратиграфической интерпретации Stratimagic компании Paradigm. Были привлечены материалы работ [1] и [2], описывающие региональное развитие мезозойско-кайнозойских отложений на территории Приобской нефтегазоносной зоны.

Ключевые слова
фациальные обстановки осадконакопления, клиноформенные отложения, сейсмофациальный анализ, керн, ГИС, атрибутный анализ

Для цитирования
Галиев Р.Р., Абдрахимов Р.И., Волошина А.А., Новиков А.П. Фациальные обстановки отложений неокома северной части Приобского нефтяного месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7. С. 40–43. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-40-43

Поступила в редакцию: 02.11.2022

UDC 550.8.053 I Original Paper

Facies conditions of neocomian deposits of the northern part of the Priobskoye oil field

Galiev R.R.[1], **Abdrahimov R.I.**[2], **Voloshina A.A.**[1], **Novikov A.P.**[1]
[1]"RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia, [2]"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
nas.voloshina2012@yandex.ru

Abstract
The paper presents the results of constructing a facies model of the Neocomian deposits of the northern part of the Priobskoye oil field based on seismic facies analysis and interpretation of core and geophysical well information.
To obtain qualitative analysis results, an interpretation tool based on the technology of "neural networks" was used. A statistical approach is applied to determine the optimal number of seismic classes.
The new lithological-facies model more accurately reflects the state of oil reserves, formed the basis of the geological representation of the structure of the field protected in 2020, was used in making design decisions, allowing to increase the dynamics of production.

Materials and methods
The site under consideration has been studied by 194 wells with core sampling and seismic surveys in the amount of more than 2 800 km^2. The software of the three-dimensional seismostratigraphic interpretation of Stratimagic by Paradigm company was used to carry out seismic facies analysis for the target interval of Cretaceous sediments. The materials of works [1] and [2] describing the regional development of Mesozoic-Cenozoic deposits on the territory of the Priobskaya oil and gas bearing zone were involved.

Keywords
facies sedimentation conditions, clinoform deposits, seismofacial analysis, core, GIS, attribute analysis

For citation
Galiev R.R., Abdrahimov R.I., Voloshina A.A., Novikov A.P. Facies conditions of neocomian deposits of the northern part of the Priobskoye oil field. Exposition Oil Gas, 2022, issue 7, P. 40–43. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-40-43

Received: 02.11.2022

Актуальность

Прогнозирование изменений свойств осадочных отложений является актуальной задачей на всех стадиях разведки и разработки месторождения. Геофизические методы исследования, такие как сейсморазведочные, на сегодняшний день становятся обязательным условием полноценного изучения месторождений. Однако такие методы имеют большую погрешность в интерпретации данных, но без них невозможен процесс выбора участков месторождения для дальнейшего более детального анализа [3].

Помехой для проведения сейсмофациального анализа могут послужить: ограниченный спектр сейсмических сигналов, плохое качество записи, наличие большого числа влияющих геологических факторов, которые приводят к неоднозначной интерпретации параметров волновых полей [4, 5]. В связи с этим в данной работе рассмотрен подход проведения сейсмофациального анализа с опорой на керновую и геофизическую скважинную информацию, включающую оценку форм сейсмотрасс, подбор оптимального количества классов для построения информативных карт и использование пропорциональных срезов по кубу амплитуд.

Отложения осадочного чехла Западной Сибири в основном представлены терригенными породами. Их промысловые характеристики зависят от множества факторов, в том числе от условий формирования [6]. Знания обстановки осадконакопления значительно облегчают задачу прогнозирования пород-коллекторов на всех этапах освоения месторождения [7].

Наиболее перспективными являются отложения ачимовской толщи, которые представлены ловушками неструктурного типа и характеризуются литологической изменчивостью коллекторов. В таких условиях анализ изменения характеристик сейсмической записи является первым шагом для оценки изменения фациальной неоднородности резервуара.

Согласно общепринятой методике сейсмофациального анализа, подбор количества классов форм сейсмических сигналов проводится на основе знаний об обстановках осадконакопления и определения комплексов фаций по керну и геофизических исследований скважин (ГИС). Авторы статьи предлагают дополнительно использовать фактор оптимального количества сейсмоклассов, что позволяет детализировать итоговые прогнозные карты распространения песчаных тел и таким образом повысить достоверность геологических карт.

Цель работы

Целью данной работы является восстановление фациальных обстановок осадконакопления пластов ачимовской толщи северного участка Приобского нефтяного месторождения по результатам сейсмических исследований в комплексе со скважинной информацией. Данный подход использован для решения следующих задач: уточнение границ распространения залежей; построение карт эффективных нефтенасыщенных толщин с учетом обстановок осадконакопления и сейсмической информации; корректировка стратегии разбуривания месторождения.

Результаты и обсуждения

Согласно теории, при помощи сейсморазведки можно определить аномалии волнового поля, которые обусловлены различным распространением волн в горных породах. Одним из параметров волнового поля являются динамические характеристики, которые находят отражение в сейсмической трассе. Изменение динамических характеристик связано с изменением литологии пласта, петрофизических свойств породы. Сейсмофациальный анализ, выполненный на исследуемой территории, подразумевает анализ сейсмических трасс, а именно их форм [8]. Так, породы, сформировавшиеся в единых палеогеографических условиях, должны иметь идентичную форму трассы. Вследствие этого ранжирование трасс является одной из основных задач сейсмофациального анализа. На практике разрешающая способность сейсмических исследований бывает недостаточной для фациальной детализации разрезов скважин, как по колонкам керна и ГИС [9]. В этом случае аномалии волнового поля сопоставляются не с отдельно взятой фацией, а с комплексом фаций, например, фаций конусов выноса (распределительные каналы, песчаные лопасти). При этом отождествление аномалий волнового поля с подобным комплексом фаций вполне оправдано для целей картирования границ распространения крупных песчаных линз глубоководных конусов выноса, как в рассматриваемом примере.

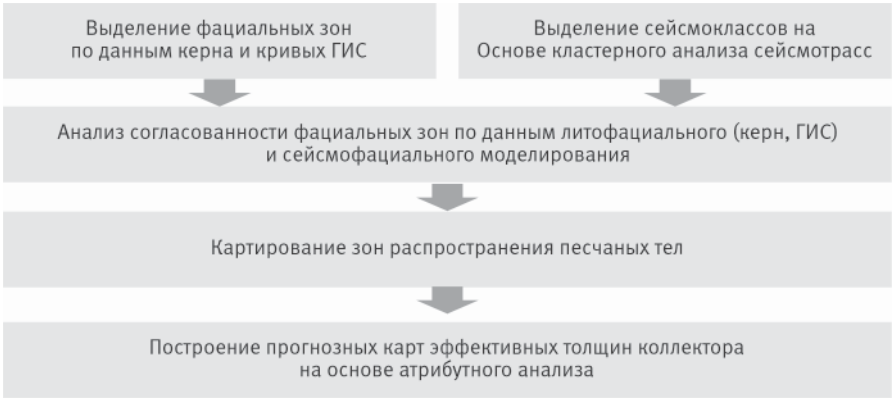


Рис. 1. Методика проведения сейсмофациального анализа
Fig. 1. Methodology of seismic facies analysis

Сейсмофациальный анализ является давно испытанным и апробированным инструментом сейсмогеологии, который основывается на привязке сейсмических аномалий, выделяемых по форме сейсмотрасс, с информацией, полученной по скважинам (рис. 1).

Результатом проведения сейсмофациального анализа (рис. 1) является прогнозирование литологии межскважинного пространства.

На первоначальном этапе работы были определены фации по разрезу скважин с керном, типовые каротажные диаграммы, соответствующие тем или иным фациальным комплексам, и закартированы условные границы распространения данных фациальных комплексов. Рассматриваемый клиноформный пласт представлен двумя типами отложений: мелководно-морские и глубоководно-морские. К мелководно-морским отнесены фации шельфовых баров, характеризующиеся «вытянутостью» в северо-восточном направлении. К глубоководно-морским отнесены фации лопастей конусов выноса, а также палеоканалы, по которым проходила разгрузка осадочного материала [10, 11].

На рисунке 2 представлена литофациальная модель пласта, построенная по данным ГИС и керна. Мелководно-морской тип осадконакопления однозначно определяется по скважинным данным (косая и волнистая слоистость по керну, высокая степень сортировки осадков, характерная регрессивная форма кривых ПС и ГК). Граница распространения данного типа отчетливо прослеживается по характерным признакам (керн, ГИС) и вытянута в субмеридиональном направлении — зоны 1, 2, 3 на рисунке 2.

Субпараллельно кромке палеошельфа формировались отложения склонового шлейфа. Западнее склона пласт представлен глинистыми отложениями дна палеобассейна и глубоководных конусов выноса, наложенных друг на друга (по данным ГИС и керна). Палеоструктурный план по отражающему горизонту (ОГ) в подошве пласта подтверждает мелководный тип осадков пласта в восточной части месторождения и глубоководный — в северо-западной и юго-западной частях изучаемого района. Отличительной особенностью западной части пласта являются обширные зоны глинизации (зона дна палеобассейна), которые значительно отличаются по литологическому составу от зон лопастей выноса. Данное обстоятельство находит отражение и в изменении волновых характеристик на карте сейсмоклассов.

Кластеризация сейсмических трасс и построение карт сейсмоклассов является следующим этапом работ. Как правило, процесс кластеризации заключается в визуальной идентификации рисунков отражения сейсмических трасс и распределения их по классам фаций [12]. Подобный интерпретационный процесс имеет ряд существенных недостатков и требует больших временных затрат в случае ручной обработки, что вносит в результаты анализа значительный авторский субъективизм. Программный комплекс трехмерной сейсмической стратиграфической интерпретации использует технологию «нейронной сети» (neural network), которая способна распознавать и классифицировать сейсмические трассы по разнообразию их формы записи. Процедура предусматривает создание «интерпретационного окна» между соседними ОГ, в котором рассматриваются волновые аномалии, представляющие поисковый интерес. Конечной целью изучения исследуемого интервала является построение карты фаций.

Обработка сейсмических данных также подразделяется на два этапа. На первом этапе различные формы трасс в рассматриваемом интервале анализируются «нейронной сетью», которая создается последовательностью синтетических трасс. Эта последовательность хорошо представляет многообразие форм в интервале и организует синтетические

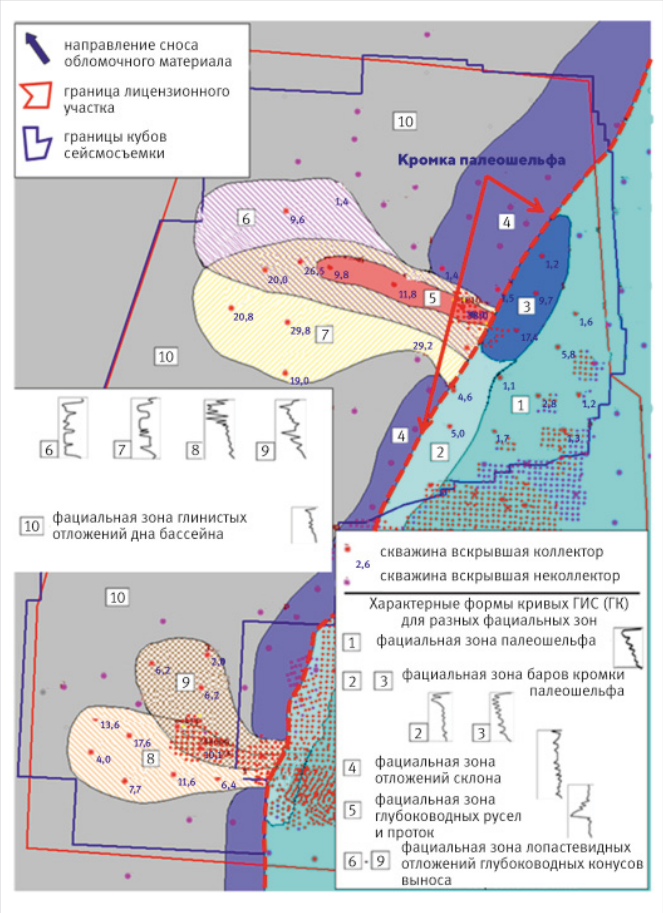


Рис. 2. Схема распространения фаций по данным ГИС и керна
Fig. 2. Scheme of facies distribution according to GIS and core data

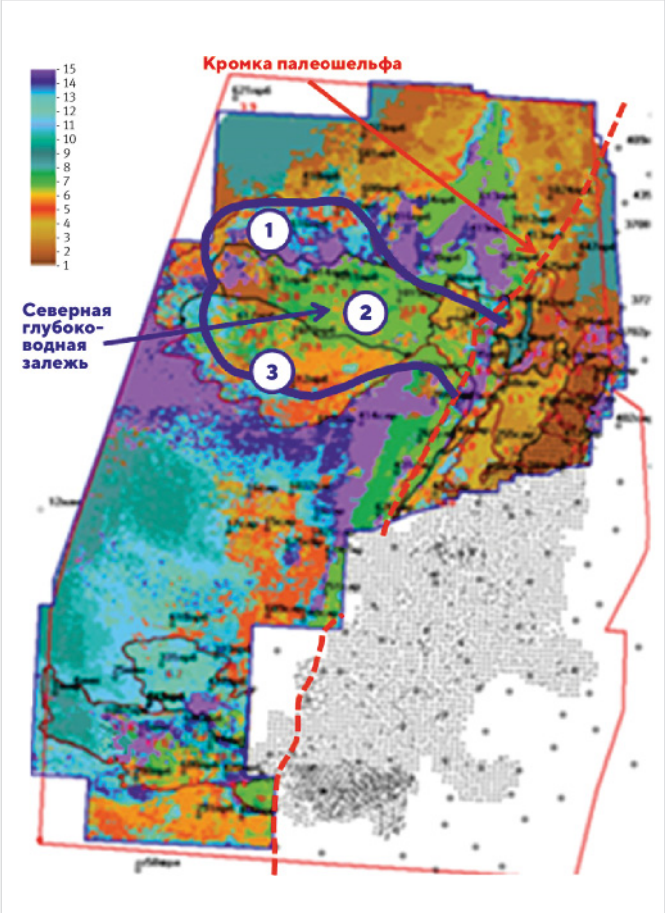


Рис. 4. Карта сейсмофаций по кубу сейсмических амплитуд
Fig. 4. A map of seismophations along the cube of seismic amplitudes

трассы, придавая каждой из них цвет и номер. На втором этапе по порядку определяется степень тождественности каждой трассы в интервале со всеми синтетическими, присваивается цвет и номер той, с которой она лучше совпадает [13]. Полученные результаты используются для построения 2D-карты сейсмических фаций, которая является картой сходства реальных трасс с рядом синтетических.

Одной из задач при группировке сейсмотрасс является определение достаточного количества классов, к которым следует относить сейсмические трассы. Для различных обстановок осадконакопления данный параметр варьируется, однако должен отражать все возможные фациальные зоны на исследуемой территории. Как правило, участок

Рис. 3.График зависимости коэффициентов корреляции между модельными трассами исходя из количества модельных трасс
Fig. 3. Plot of correlation coefficients between model traces, depending on the number of model traces

недр не всегда бывает разбурен достаточным количеством скважин, вследствие чего не все фациальные зоны могут быть вскрыты, а значит общее количество фаций (комплекса фаций) неизвестно [14]. Поэтому авторы предлагают использовать статистический подход при определении оптимального количества классов. Смысл подхода заключается в том, чтобы определить количественные критерии отличия типовых трасс друг от друга при изменении числа классов. Для этого были рассчитаны карты сейсмофаций с количеством классов в диапазоне от пяти до 30. Далее были рассчитаны коэффициенты взаимной корреляции между полученными модельными трассами, соответствующими классам сейсмофаций. Как видно из графика (рис. 3), оптимальное количество модельных трасс составляет 15, так как после этого происходит эффект «насыщения» — и модельные трассы перестают отличаться друг от друга и не несут новой информации.

Карта сейсмофаций рассчитывалась между ОГ, которые отождествляются с кровлей и подошвой соответствующего пласта. Следующим действием было сопоставление карты геологических фаций и сейсмической информации (карта сейсмоклассов) и итоговое картирование границ фациальных зон и границ замещения коллектора.

Глубоководная залежь на севере рассматриваемого района, по данным интерпретации сейсмических данных, представлена как минимум тремя конусами выноса, наложенными друг на друга (рис. 4). Эффективная толщина изменяется от 1,4 до 29,8 м. Таким образом, использование сейсмических данных позволило достоверно определить южные и западные границы распространения залежи и значительно их расширить.

Мелководно-морские отложения рассматриваемого объекта охвачены сейсмическими исследованиями только в северо-восточной части месторождения. На картах сейсмофаций прослеживается субмеридиональная вытянутость цветовых областей, что указывает на выдержанность литологии и свойств в данном направлении. Эффективная толщина изменяется от 1,1 до 9,7 м.

В результате построения литолого-фациальной модели месторождения достоверно определены границы песчаной линзы глубоководной залежи на севере месторождения, что позволило оптимизировать систему разработки; сменить тип заканчивания добывающих скважин; в местах наложения конусов выноса уплотнить проектную сетку; в краевых частях реализовать рядное уплотнение горизонтальными скважинами. Выполненный комплекс мероприятий позволил повысить эффективность разработки: выбрать оптимальный способ заканчивания скважин и повысить качество прогнозных показателей новых скважин. По результатам бурения скважин 2020–2021 гг., пробуренных в краевых частях конусов выноса, запускной дебит нефти горизонтальных скважин в 2,5 раза превышает дебит наклонно направленных скважин.

Итоги

В результате проведенного сейсмофациального анализа отложений неокома северной

части Приобского нефтяного месторождения уточнены границы залежи и распределение свойств коллектора в межскважинном пространстве для целей оптимизации разработки месторождения.

Выводы

Итоговая литолого-фациальная модель легла в основу принятия решений при планировании системы разработки месторождения, которые позволили увеличить динамику добычи нефти.

Литература

1. Карогодин Ю.Н. и др. Приобская нефтеносная зона Западной Сибири: Системно-литмологический аспект. Новосибирск: СО РАН, 1996. 252 с.
2. Конторович В.А. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири // Геология и геофизика. 2009. Т. 50. № 4. С. 461–474.
3. Авербух А.Г., Чернобыльская А.М., Хавкин В.С. Математическое моделирование волновых полей как основа комплексной интерпретации сейсмической, промыслово-геофизической и геологической информации. М.: ВНИИОЭНГ, 1985. 79 с.
4. Гогоненков Г.Н. Изучение детального строения осадочных толщ сейсморазведкой. М.: Недра, 1987. 222 с.
5. Крылов Д.Н., Кучеря М.С., Наумова Л.А., Рыбальченко В.В. Особенности проведения сейсмофациального анализа по данным оптимизированной статистической фильтрации площадных характеристик отраженных волн // Геология нефти и газа. 2013. № 1. С. 59–67.
6. Карогодин Ю.Н. Ритмичность осадконакопления и нефтегазоносность. М.: Недра, 1974. 177 с.
7. Егоров С.В., Приезжев И.И. Сейсмогеологическое моделирование с целью определения влияния полноты исходной информации и геологических условий на результат прогноза емкостных свойств коллекторов по сейсмическим данным // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2020. Т. 15. № 2. С. 1–12.
8. Бондарев В.И. Сейсморазведка // Современные проблемы науки и образования. 2009. № 1. С. 81–82.
9. Байков В.А., Рыкус М.В., Рыжиков Е.А., Ахметов Ч.Р. Применение математических технологий обработки данных каротажа при построении фациальных моделей терригенных пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. 2019. № 9. С. 12–15.
10. Буторин А.В. Строение продуктивного клиноформного пласта по данным сейсморазведки // Геофизика. 2015. № 1. С. 10–18.
11. Жарков А.М. Особенности геологического строения и прогноз распространения залежей углеводородов в ачимовской толще Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2016. Т. 11. № 4. 10 с.
12. Ольнева Т.В. Сейсмофациальный анализ. Образы геологических процессов и явлений в сейсмическом изображении. СПб.: Нефтегазовый инжиниринг, 2017. 152 с.
13. Абдрахимов Р.И., Галиев Р.Р., Сулейманов Д.Д. Комплексная интерпретация данных сейсморазведки для прогноза распространения песчаных тел и повышения эффективности бурения //Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2011. №. 3. С. 4–7.
14. Приезжев И.И., Солоха Е.В., Манрал С. Фациальный анализ по форме сейсмического сигнала // Геофизика. 2014. № 1. С. 63–67.

ENGLISH

Results

As a result of the seismic facies analysis of the Neocomian deposits of the northern part of the Priobskoye oil field, the boundaries of the deposit and the distribution of reservoir properties in the inter-well space were clarified for the purpose of optimizing the development of the field.

Conclusions

The final lithofacial model formed the basis for decision-making when planning the field development system, which allowed to increase the dynamics of oil production.

References

1. Karogodin Yu.N. The Priob oil zone in West Siberia: System-lithmological aspect. Novosibirsk: SB RAS, SPC UIGGM, 1996, 252 p. (In Russ).
2. Kontorovich V.A. The meso-cenozoic tectonics and petroleum potential of West Siberia. Geology and geophysics, 2009, Vol. 50, issue 4, P. 461–474. (In Russ).
3. Averbukh A.G., Chernobylskaya A.M., Havkin V.S. Mathematical modelling of wave fi elds as a foundation of complex interpretation of seismic, fi eld geophysical and geological information. Moscow: VNIIOENG, 1985, 79 p. (In Russ).
4. Gogonenkov G.N. Exploring the detailed structure of sedimentary strata by seismic survey. M.: Nedra, 1987, 222 p. (In Russ).
5. Krylov D.N., Kucherya M.C., Naumova L.A., Ribalchenko V.V. Distinctive features of seismic attributes facial analysis based on optimized surface statistic filtration. Oil and gas geology, 2013, issue 1, P. 59–67. (In Russ).
6. Karogodin Yu.N. The rhythm of sedimentation and oil and gas. M.: Nedra, 1974, 177 p. (In Russ).
7. Egorov S.V., Priezzhev I.I. Seismogeological modeling in order to determine the influence of the completeness of initial information and geological conditions on the result of forecast of poro-perm reservoirs properties. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika. 2020, Vol. 15, issue 2, P. 1–12. (In Russ).
8. Bondarev V.I. Seismic prospecting. Modern Problems of Science and Education. Surgery, 2009, issue 1, P. 81–82. (In Russ).
9. Baykov V.A., Rykus M.V., Ryzhikov Ye.A., Akhmetov Ch.R. Use of mathematical technologies for processing geophysical logging to build facial models of terrigenous reservoir rocks. Oil industry, 2019, issue 9, P. 12–15. (In Russ).
10. Butorin A.V. Structure of productive clinoform horizon by seismic data. Geophysics, 2015, issue 1, P. 10–18. (In Russ).
11. Zharkov A.M. Geological structure and forecast of hydrocarbon accumulation distribution in Achimov formation of Western Siberia. Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika, 2016, Vol. 11, issue 4, 10 p. (In Russ).
12. Olneva T.V. Seismofacial analysis. Images of geological processes and phenomena in seismic imaging. St. Petersburg: Oil and gas engineering, 2017, 152 p. (In Russ).
13. Abdrahimov R.I., Galiev R.R., Sulejmanov D.D. Comprehensive interpretation of seismic data for forecasting the spread of sand bodies and improving drilling efficiency. Scientific and technical bulletin “NK “Rosneft” JSC, 2011, issue 3, P. 4–7. (In Russ).
14. Priezzhev I.I., Soloxa E.V., Manral S. Facies analysis by seismic waveform. Geophysics, 2014, issue 1, P. 63–67. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Волошина Анастасия Александровна, главный специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
Для контактов: nas.voloshina2012@yandex.ru

Галиев Руслан Рамилович, эксперт, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Абдрахимов Роберт Иршатович, старший менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Новиков Андрей Петрович, заместитель начальника управления, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Voloshina Anastasia Alexsandrovna, main specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: nas.voloshina2012@yandex.ru

Galiev Ruslan Ramilovich, expert, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Abdrakhimov Robert Irshatovich, senior manager, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Novikov Andrey Petrovich, deputy head of the department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-44-48 УДК 550.8.053 I Научная статья

Палеотектонический анализ северной части Приобского нефтяного месторождения

Галиев Р.Р.[1], **Волошина А.А.**[1], **Новиков А.П.**[1], **Абдрахимов Р.И.**[2]
[1]ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия, [2]ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
nas.voloshina2012@yandex.ru

Аннотация
На примере северной части Приобского нефтяного месторождения проанализированы условия формирования локальных нефтеперспективных объектов посредством палеореконструкции.
Северная часть Приобского месторождения осложнена валообразным и локальным Ханты-Мансийским поднятием второго порядка, отдельными локальными поднятиями: Селияровским, Восточно-Селияровским, а также промежуточными поднятиями: Восточно-Ханты-Мансийским, Светлым и Горшковским. В северной части участка выделяется Северо-Тундринская локальная впадина. От нее на северо-запад протягивается узкая Западно-Сахалинская впадина (Северо-Мансийский врез), к которой с запада примыкает Горшковское локальное поднятие.
В результате работы было установлено, что основные структурные элементы сформировались в раннеюрское время, а наиболее масштабные тектонические деформации происходили на рубежах баррем-аптского и сеноман-туронского времени, что может свидетельствовать о наличии структурных ловушек в терригенных отложениях нижнего мела. Впоследствии деформации имели затухающий характер — и поэтому не были сформированы пути миграции углеводородов и, как следствие, не было предпосылок к расформированию залежей.

Материалы и методы
Выделение тектонических нарушений выполнялось классическим способом с применением различных сейсмических атрибутов, использующихся при данном виде интерпретации: кубов когерентности, углов наклона, азимутов и мгновенных углов наклона (Instantaneous Dip), которые позволяет рассчитать программный комплекс Kingdom Suite фирмы SMT [1].
Структурно-тектонический анализ и реконструкция истории геологического развития проводились на основе изучения серий структурных карт, карт мощностей и профилей выравнивания по скважинам [2]. Для детальной проработки отдельных участков использовались сейсморазрезы и пропорциональные срезы, отражающие как современную структуру осадочного чехла, так и палеоструктуры для различных рубежей геологического прошлого.

Ключевые слова
палеотектонический анализ, тектонические нарушения, реконструкция, история геологического развития, морфология, рельеф, изопахический треугольник

Для цитирования
Галиев Р.Р., Волошина А.А., Новиков А.П., Абдрахимов Р.И. Палеотектонический анализ северной части Приобского нефтяного месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7. С. 44–48. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-44-48

Поступила в редакцию: 11.11.2022

UDC 550.8.053 I Original Paper

Paleotectonic analysis of the northern part of the Priobskoye oil field

Galiev R.R.[1], **Voloshina A.A.**[1], **Novikov A.P.**[1], **Abdrahimov R.I.**[2]
[1]"RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia, [2]"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
nas.voloshina2012@yandex.ru

Abstract
On the example of the northern part of the Priobskoye oil field, the conditions for the formation of local oil-prospective objects through paleoreconstruction are analyzed.
The northern part of the Priobskoye deposit is complicated by the shaft-like and local Khanty-Mansi uplift of the second order, separate local uplifts: Seliyarovskoye, Vostochno-Seliyarovskoye, as well as intermediate elevations: East Khanty-Mansiysk, Svetloye and Gorshkovskoye. In the northern part of the deposit, the North Tundra local Depression stands out. From it to the northwest stretches the narrow West Sakhalin Depression (North Mansiysk cut), to which the Gorshkov local uplift adjoins from the west.
As a result of the work, it was found that the main structural elements were formed in the Early Jurassic time, and the most extensive tectonic deformations occurred at the boundaries of the Barrem-Aptian and Cenomanian-Turonian time, which may indicate the presence of structural traps in the terrigenous deposits of the Lower Cretaceous. Subsequently, the deformations had a damping character and, therefore, hydrocarbon migration routes were not formed, and, as a result, there were no prerequisites for the dissolution of deposits.

Materials and methods
The tectonic disturbances were isolated in a classical way using various seismic attributes used in this type of interpretation: coherence cubes, tilt angles, azimuths and instantaneous tilt angles (Instantaneous Dip), which can be calculated by the Kingdom Suite software package of SMT [1].
Structural-tectonic analysis and reconstruction of the history of geological development were carried out on the basis of studying a series of structural maps, capacity maps and alignment profiles for wells [2]. For detailed study of individual sections, seismic sections and proportional sections were used, reflecting both the modern structure of the sedimentary cover and paleostructures for various boundaries of the geological past.

Keywords
paleotectonic analysis, tectonic disturbances, reconstruction, history of geological development, morphology, relief, isopachic triangle

For citation
Galiev R.R., Voloshina A.A., Novikov A.P., Abdrahimov R.I. Paleotectonic analysis of the northern part of the Priobskoye oil field. Exposition Oil Gas, 2022, issue 7, P. 44–48. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-44-48

Received: 11.11.2022

Актуальность проблемы

Сейсморазведочные исследования помогают решать задачи, связанные с моделированием строения исследуемых объектов с помощью кинематического и динамического анализов, в том числе построение структурно-тектонической модели [3]. Деформация осадочного чехла в результате тектонических движений является одним из факторов, определяющих перспективность углеводородных ловушек. Например, изменение структурного плана в момент формирования отложений, постседиментационные тектонические движения, которые оказывают воздействие на возможные пути миграции углеводородов (УВ) и не только, могут влиять на перспективность геологических объектов [4].

На рассматриваемой площади установлены только вертикальные деформации осадочного чехла. Элементов горизонтального сдвига не наблюдается [5]. Данное обстоятельство позволяет применить рассмотренную ниже методику для анализа тектонической активности в различные периоды времени.

Новизна работы заключается в доработке общепринятого метода изучения тектонических движений на основе изопахического треугольника статистической обработкой поверхностей и построением кросс-плотов, а также вычислением коэффициентов корреляции для сравниваемых карт поверхностей, что позволяет вычислить направление и интенсивность тектонических движений для любой области карты или любого структурного элемента на изучаемой площади в различные геологические периоды.

Цель работы

Целью работы является проведение детальной палеореконструкции рассматриваемой территории для восстановления тектонического развития и классифицирования морфологических особенностей основных структурных элементов территории.

Результаты и обсуждения

Северная часть Приобского месторождения осложнена валообразным и локальным Ханты-Мансийским поднятием второго порядка, отдельными локальными поднятиями: Селияровским, Восточно-Селияровским; а также промежуточными поднятиями: Восточно-Ханты-Мансийским, Светлым и Горшковским. В северной части участка выделяется Северо-Тундринская локальная впадина. От нее на северо-запад протягивается узкая Западно-Сахалинская впадина (Северо-Мансийский врез), к которой с запада примыкает Горшковское локальное поднятие (рис. 1).

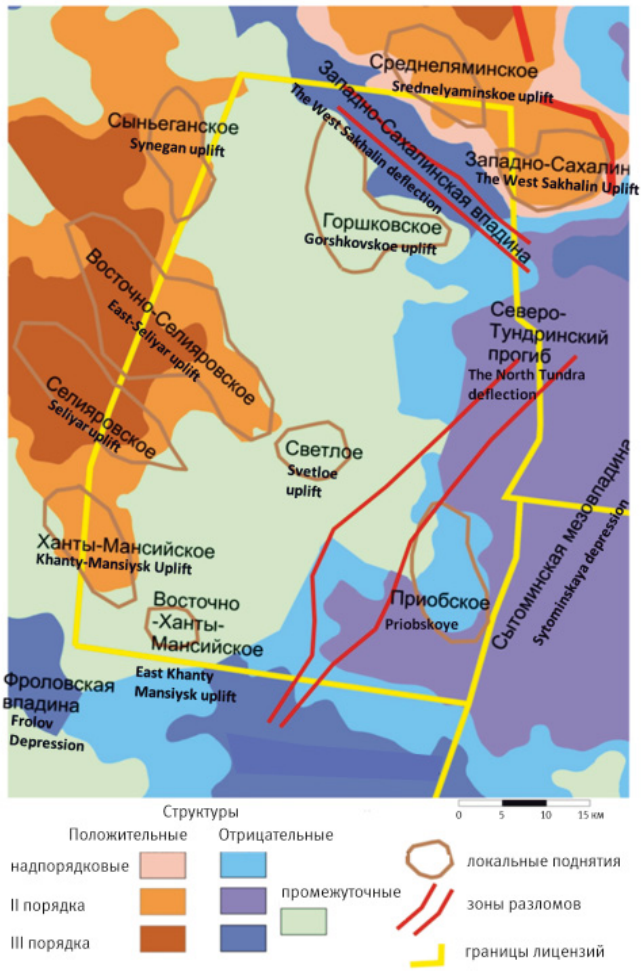


Рис. 1. Тектоническая карта по подошве осадочного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы (ИНГГ СО РАН, под редакцией А.Э. Конторовича, 2002 г.)
Fig. 1. Tectonic map on the bottom of the sedimentary cover of the West Siberian geosyneclise (Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian branch of Russian academy of sciences, edited by A.E. Kontorovich, 2002)

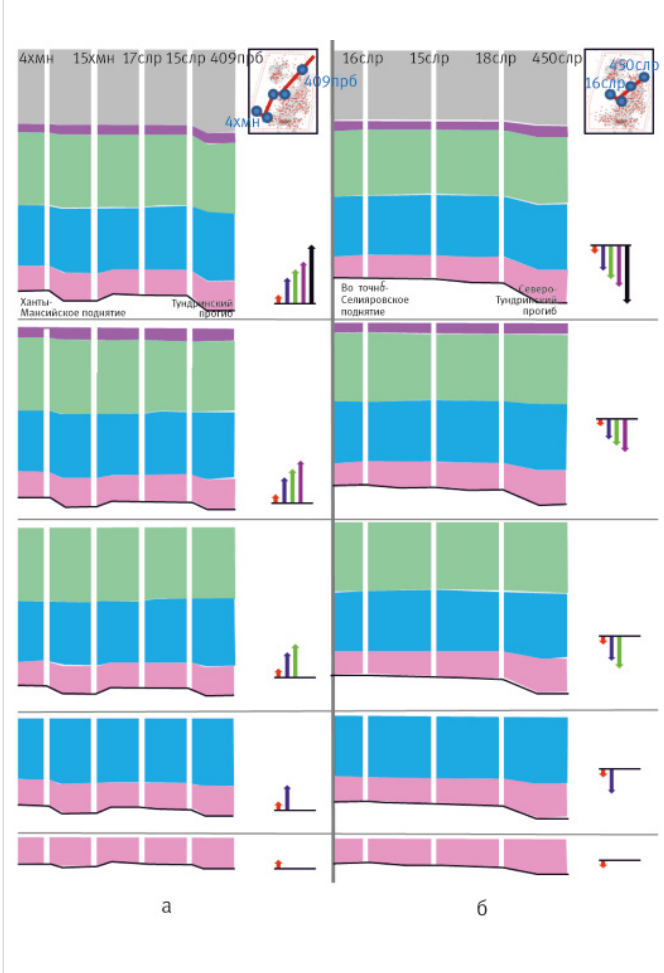


Рис. 2. Современный и палеотектонические профили субмеридионального и субширотного простирания: а — через скважины № 4хмн-15хмн-17слр-15слр-409прб, б — через скважины № 16слр-15слр-18слр-450слр
Fig. 2. Modern and paleotectonic profiles of the submeridional and sublatitudinal strike: a – through wells № 4khmn-15khmn-17slr-15slr-409prb, б – through wells № 16slr-15slr-18slr-450slr

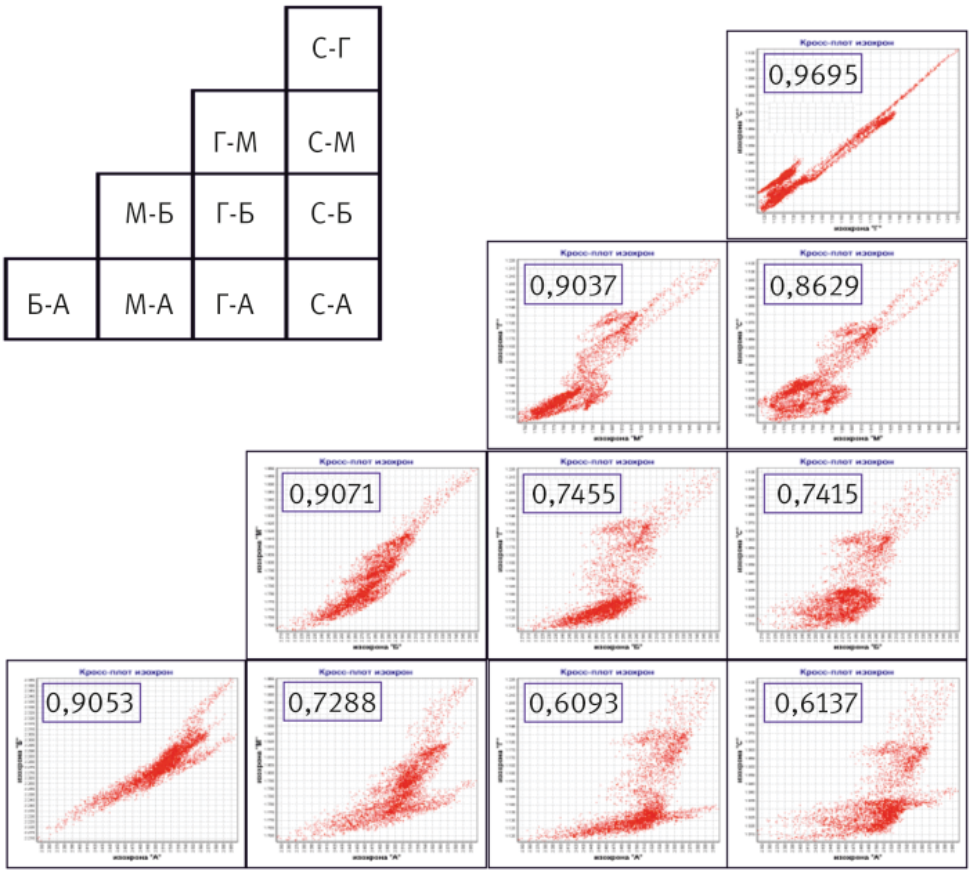


Рис. 3. Кросс-плот диаграмма между отражающими горизонтами А, Б, М, Г и С
Fig. 3. Cross-plot diagram between reflecting horizons A, Б, M, Г and C

Для анализа изменений геологического строения рассматриваемой территории на первоначальном этапе привлекались профили выравнивания по скважинам. На месторождении имеется 16 разведочных скважин, вскрывших доюрский фундамент. На рисунке 2 представлены современный и палеотектонический профили субмеридионального и субширотного простирания, на которых достаточно хорошо прослеживаются изменения отражающего горизонта А. Согласно представленным палеопрофилям, максимальные тектонические деформации происходили на рубеже баррем-палеоцена. На рисунке 2а прослеживается рост Ханты-Мансийского локального поднятия к различным моментам геологического времени, а на рисунке 2б иллюстрируется прогибание Северо-Тундринского прогиба. Величина стрелок в колонке справа от палеопрофилей указывает на масштабы тектонических деформаций. Однако профили выравнивания по скважинам позволяют отследить тектонические движения лишь схематично, без оценки данных деформации по площади, и не позволяют описать их количественно.

Помимо палеопрофилей по скважинам были построены профили выравнивания по структурным картам, полученным в результате интерпретации сейсмических данных. Профили выравнивания по структурным картам также подтверждают выводы о постседиментационном характере тектонических деформаций.

Дополнительно в работе был проведен анализ кросс-плотов между изохронами отражающих горизонтов (ОГ), который позволяет наглядно описать масштабы тектонической активности в разные моменты геологического времени [6]. На рисунке 3 представленные графики кросс-плотов располагаются по принципу изопахического треугольника, рядом с каждым графиком вынесен коэффициент корреляции между рассматриваемыми ОГ. График с наименьшим коэффициентом корреляции указывает на минимальную схожесть морфологических элементов изучаемых горизонтов и, соответственно, максимальную тектоническую активность в рассматриваемый период геологического времени [7].

Как видно из графиков, максимальные морфологические изменения структуры фундамента (ОГ «А») проявились к концу сеноманского времени, коэффициент корреляции между ОГ А и Г равен 0,6093.

Анализ кросс-плотов по линии «А-Б»-«Б-М»-«М-Г»-«Г-С» указывает на максимальную тектоническую активность на рубеже сеномана-турона (ОГ «Г») и затухание — в палеоцене (ОГ «С»). Таким образом, представленные кросс-плоты позволяют более точно выявить геологические периоды с минимумом и максимумом тектонической активности изучаемой территории.

Для детального представления о развитии территории на рисунке 4 представлены кросс-плот диаграммы с разделением точек по основным структурным элементам.

Для каждого графика обозначены коэффициенты линейной корреляции между отражающими горизонтами и уравнения регрессии в целом по площади. Аналогичным образом построены уравнения регрессии и коэффициенты корреляции отдельно для каждого из основных структурных элементов площади. Количественная оценка тектонических движений каждого структурного элемента и площади в целом заключается в совокупном анализе параметра «тектоническая активность» (1-R, где R — коэффициент корреляции из рис. 3) и коэффициента k из соответствующего уравнения регрессии для кросс-плотов А-Б, Б-М, М-Г, Г-С, характеризующих последовательность геологических периодов.

Графики изменения тектонической активности (1-R) и коэффициентов k из уравнения регрессии, указанного на рисунке 4, вынесены отдельно на рисунок 5 (черная линия с подписями данных).

Последовательное рассмотрение серии палеопрофилей выравнивания и графиков на рисунках 4 и 5 для каждого структурного элемента позволило выявить следующую закономерность: параметр (1-R) характеризует интенсивность тектонических движений в выбранный период времени, а коэффициент k — направленность тектонической активности. Коэффициент $k > 1$ указывает на воздымание структуры, $k < 1$ указывает на прогибание структуры.

Анализ графиков на рисунке 5 показал, что выявленные структурные элементы имели максимум деформаций в разное геологическое время. Так, для Горшковского и Западно-Сахалинского локальных поднятий максимальный рост проявился к концу барремского времени. Ханты-Мансийское, Селияровское, Восточно-Селияровское локальные поднятия имели максимум тектонической активности к концу сеноманского времени. Минимум значений параметра (1-R) на рубеже коньяк-сантонского времени указывает на снижение тектонической активности рассматриваемой территории в целом. Примечательно, что Северо-Тундринский

прогиб характеризуется максимумом тектонической активности и минимумом коэффициента k в волжское время, то есть структура прогибалась с максимальными амплитудами в юрское время. Восточно-Селияровское поднятие, наоборот, воздымалось с максимальными амплитудами к концу сеноманского времени.

Дифференцированный палеотектонический анализ каждого структурного элемента, по мнению авторов, является наиболее предпочтительным, так как анализ коэффициентов (1-R) и k в целом по площади приводит к статистическому осреднению изучаемых параметров.

Таким образом, на основе выполненного анализа палеоструктурных схем отражающих горизонтов А, Б, М, Г и С можно сделать следующие выводы:

- основные структурные элементы сформировались в раннеюрское время;
- наиболее масштабные тектонические деформации происходили на рубежах баррем-аптского времени и сеноман-туронского, последующие деформации фундамента имеют затухающий характер.

Итоги

В результате работы было установлено, что выявленные структурные элементы имели максимальную деформацию в разное геологическое время. Так, для Горшковского и Западно-Сахалинского локальных поднятий максимальный рост проявился к концу барремского времени. Ханты-Мансийское, Селияровское, Восточно-Селияровское локальные поднятия имели максимум тектонической активности к концу сеномана. На рубеже коньяк-сантонского времени происходило снижение тектонической активности рассматриваемой территории.

Таким образом, было выявлено, что основные структурные элементы северной части Приобского месторождения сформировались в раннеюрское время, а наиболее масштабные тектонические деформации происходили на рубежах баррем-аптского времени и сеномана-туронского. Последующие деформации фундамента имеют затухающий характер, что способствовало сохранению ловушек УВ в терригенных отложениях юрского и мелового нефтегазоносных комплексов. Полученная информация позволила выявить, а также откартировать залежи УВ — и снизила риски разведочного и последующего эксплуатационного бурения.

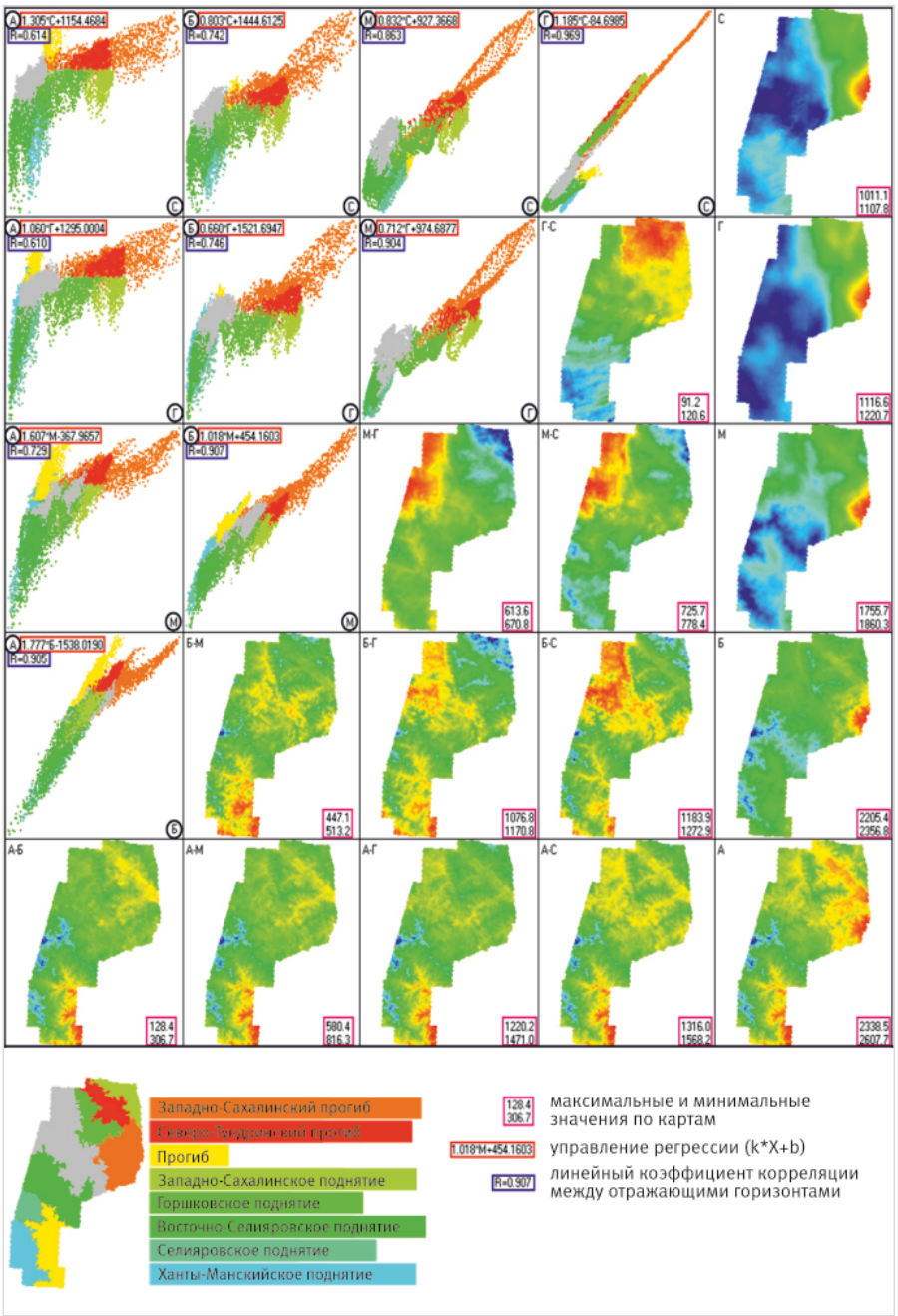


Рис. 4. Кросс-плот диаграммы между отражающими горизонтами А, Б, М, Г и С для каждого структурного элемента
Fig. 4. Cross-plot diagrams between reflecting horizons А, Б, М, Г and С for each structural element

Выводы

Проведенный анализ деформации осадочного чехла по опорным стратиграфическим горизонтам позволил классифицировать морфологические особенности структурных элементов как постседиментационные для нижнемеловых отложений, в которых сосредоточены основные запасы рассматриваемой территории. Выявленные деформации осадочного чехла в момент формирования отложений образуют морфологические особенности рельефа, которые оказывают влияние на геометрию перспективных для разработки объектов.

Литература

1. Нестеренко М.Ю., Бухвалова А.В. Выявление и трассирование тектонических и техногенных нарушений геологической среды на основе сейсмологических данных // Бюллетень Оренбургского научного центра УрО РАН. 2014. №. 2. С. 1–6.
2. Флаас А.С. Геотектоника (методические приемы палеотектонического анализа). Пермь: ПГТУ, 2008. 198 с.
3. Дулич И., Богичевич Г., Родионов А.Е., Ольнева Т.В. Формирование структурно-тектонического каркаса и сейсмофациальной основы для бассейнового моделирования на примере создания региональной модели Паннонского бассейна // Геофизика. 2016. №. 4. С. 27–34.
4. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Красавчиков В.О., Конторович А.А., Супруненко О.И. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. 2001. Т. 42. № 11–12. С. 1832–1845.
5. Тимурзиев А.И., Гогоненков Г.Н. Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: от нефтегазогеологического районирования недр до технологии поисков и разведки глубокозалегающих месторождений углеводородов // Вести газовой науки. 2012. №. 1. С. 68–85.
6. Бочкарев В.С., Толубаев С.А. Палеотектонический анализ и этажи нефтегазоносности крупных поднятий Надым-Тазовского междуречья (Западная Сибирь) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2003. №. 4–5. С. 90–95.
7. Latypova E.S., Nesterova T.A., Kononova T.A. Seismic facies analysis as the main method of reservoir prediction in low drilling maturity conditions. Geomodel 2016 – 18th science and applied research conference on oil and gas geological exploration and development, 2016. (In Eng).

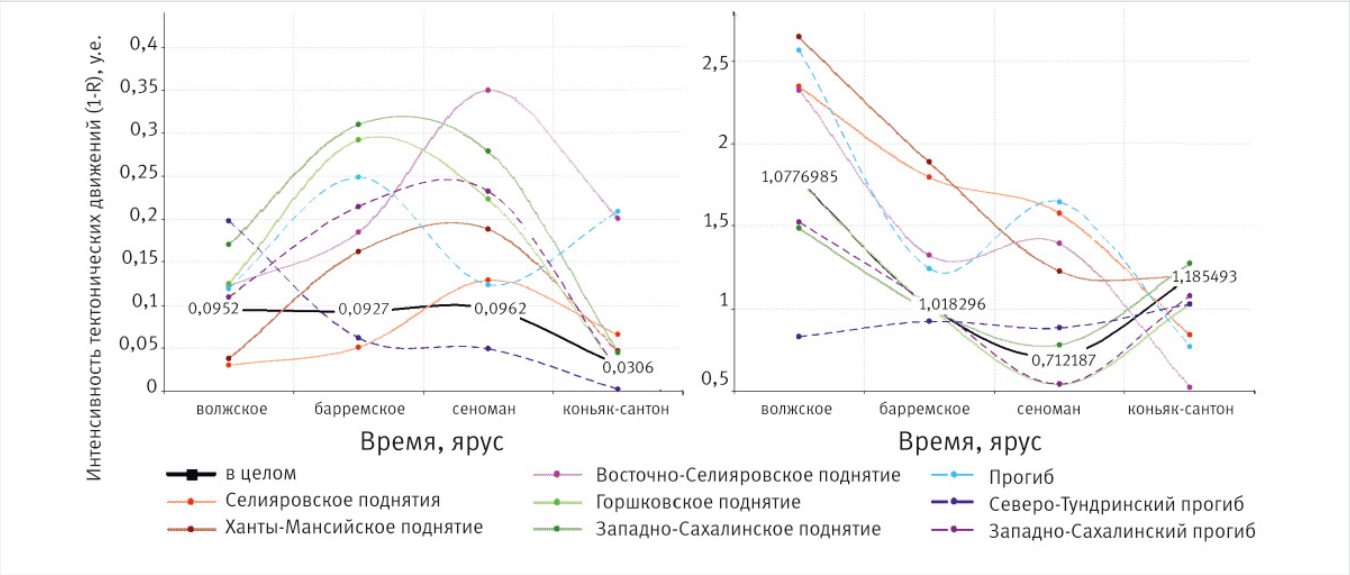


Рис. 5. Графики изменения тектонической активности (1-R) и коэффициента k
Fig. 5. Graphs of changes in tectonic activity (1-R) and coefficient k

ENGLISH

Results

As a result of the work, it was found that the identified structural elements had maximum deformation at different geological times. Thus, for the Gorshkovsky and West Sakhalin local uplifts, the maximum growth was manifested by the end of the Barremian time. The Khanty-Mansi, Seliyar, and East Seliyar local uplifts had a maximum of tectonic activity by the end of the Cenomanian. At the turn of the Cognac-Santonian time, there was a decrease in the tectonic activity of the territory under consideration. Thus, it was revealed that the main structural elements of the northern part of the Priobskoye field were formed in the Early Jurassic time, and the most extensive tectonic deformations occurred at the boundaries of the Barremian-Aptian time and Cenomanian-Turonian, subsequent deformations of the foundation have a damping character, which contributed to the preservation of oil traps in the terrigenous deposits of the Jurassic and Cretaceous oil and gas complexes. The information obtained made it possible to identify and correct hydrocarbon deposits and reduced the risks of exploration and subsequent production drilling.

Conclusions

The analysis of the deformation of the sedimentary cover on the reference stratigraphic horizons made it possible to classify the morphological features of the structural elements as post-sedimentary for the Lower Cretaceous sediments, in which the main reserves of the territory under consideration are concentrated. The revealed deformations of the sedimentary cover at the time of sediment formation form morphological features of the relief, which affect the geometry of objects promising for development.

References

1. Nesterenko M.Yu., Bukhvalova A.V. Identification and tectonic and roading of disturbances geological environment based seismological data. Bulletin of the Orenburg Scientific Center of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, 2014, issue 2, P. 1–6. (In Russ).
2. Flaas A.S. Geotectonics (methodological techniques of paleotectonic analysis). PGTU, 2008, 198 p. (In Russ).
3. Dulich I., Bogichevich G., Rodionov A.E., Olneva T.V. Creation of the structural and facies model based on seismic data for modeling of the Pannonian basin. Geophysics, 2016, issue 4, P. 27–34. (In Russ).
4. Kontorovich V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O., Kontorovich A.A., Suprunenko O.I. Tectonic structure and history of evolution of the West Siberian geosyneclise in the mesozoic and cenozoic. Geology and Geophysics, 2001, Vol. 42, issue 11–12. P. 1832–1845. (In Russ).
5. Timurziev A.I., Gogonenkov G.N. The latest shear tectonics of sedimentary basins: from oil and gas geological zoning of the subsurface to the technology of prospecting and exploration of deep-lying hydrocarbon deposits. Vesti gazovaya nauki, 2012, issue 1, P. 68–85. (In Russ).
6. Bochkarev V.S., Tolubaev S.A. Paleotectonic analysis and floors of oil and gas potential of large uplifts of the Nadym-Tazovsky Mesopotamia (Western Siberia). Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2003, issue 4–5, P. 90–95. (In Russ).
7. Latypova E.S., Nesterova T.A., Kononova T.A. Seismic facies analysis as the main method of reservoir prediction in low drilling maturity conditions. Geomodel 2016 – 18th science and applied research conference on oil and gas geological exploration and development, 2016. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Волошина Анастасия Александровна, главный специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
Для контактов: nas.voloshina2012@yandex.ru

Галиев Руслан Рамилович, эксперт, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Абдрахимов Роберт Иршатович, старший менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Новиков Андрей Петрович, заместитель начальника управления, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Voloshina Anastasia Alexsandrovna, main specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: nas.voloshina2012@yandex.ru

Galiev Ruslan Ramilovich, expert, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Abdrakhimov Robert Irshatovich, senior manager “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Novikov Andrey Petrovich, deputy head of the department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

3000 ТОНН
ИЗ НАЛИЧИЯ
НА СКЛАДЕ

ПОКОВКИ

40ХН2МА
30ХГСА 18ХГТ
34ХН1МА 40ХН
20Х 40Х 20-45

ПРОКАТ КРУГИ И КВАДРАТЫ

ТОРГОВЫЙ ДОМ
ЧЕЛЯБСПЕЦСТАЛЬ

+7 (351) 268-90-12
+7 (351) 225-31-92

Сайт: ЧЕЛЯБСПЕЦСТАЛЬ.РФ

ЧЕЛЯБСПЕЦСТАЛЬ

20 ЛЕТ
НА РЫНКЕ
МЕТАЛЛОПРОКАТА

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-50-54 УДК 622.276.53.054 I Научная статья

Расчет и моделирование рационального момента затяжки при сборке бурильных труб

Песин М.В., Макаров В.Ф., Халтурин О.А.
Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия
m.pesin@mail.ru

Аннотация
Обзор современных методов математического моделирования напряженно-деформированного состояния резьбовых соединений показал невозможность использования аналитических методов ввиду сложной конфигурации изделий и преимущество метода конечных элементов. Существующие методики моделирования свинченных соединений рассматривают лишь отдельные этапы жизненного цикла резьбовых соединений и не учитывают их взаимное влияние.
Представлена комплексная модель напряженно-деформированного состояния ЗРС и методика оценки его сопротивления усталости, включающая стадии изготовления элементов, сборки соединения, эксплуатации.
На основе теории формообразования поверхностей рассмотрены причины погрешностей профиля конической резьбы и составлена геометрическая модель резьбовой поверхности с учетом этих причин в виде системы параметрических уравнений, описывающих координаты точек резьбовой поверхности в трехмерном пространстве в зависимости от параметров наладки резьботочения.
Для дополнительной проверки адекватности результатов моделирования НДС в ЗРС с учетом приложения эксплуатационной нагрузки было разработано приспособление для испытательной машины. Приспособление предназначено для обеспечения возможности закрепления плоского образца, вырезанного из ЗРС. Специальные нагрузочные устройства позволяют имитировать приложение момента затяжки на соединение.

Материалы и методы
В статье использованы общенаучные методы, включая синтез, анализ, моделирование. Теоретические исследования проводились на основе теории формообразования поверхностей, теории упруго-пластического деформирования, матричных преобразований систем координат, математического моделирования с использованием численно-аналитических методов.

Исследования проводились на персональном компьютере с использованием САПР Компас-3D, системы компьютерной алгебры Mathcad, системы конечно-элементного анализа ANSYS Mechanical.

Ключевые слова
нефтяные и газовые скважины, промышленная безопасность, бурильная труба, момент свинчивания, надежность

Для цитирования
Песин М.В., Макаров В.Ф., Халтурин О.А. Расчет и моделирование рационального момента затяжки при сборке бурильных труб // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7. С. 50–54. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-50-54

Поступила в редакцию: 14.11.2022

UDC 622.276.53.054 I Original Paper

Calculation and modeling of rational tightening torque when assembling drill pipes

Pesin M.V., Makarov V.F., Khalturin O.A.
Perm national research polytechnic university, Perm, Russia
m.pesin@mail.ru

Abstract
A review of modern methods of mathematical model-ing of the stress-strain state of threaded connections showed the impossibility of using analytical methods due to the complex configuration of products and the advantage of the finite element method. Existing methods for modeling screwed connections consider only individual stages of the life cycle of threaded connections and do not take into account their mutual influence.
A complex model of the stress-strain state of the ADMS and a method for estimating its fatigue re-sistance, including the stages of manufacturing ele-ments, assembling the joint, and operating, are pre-sented.
Based on the theory of surface shaping, the reasons for the errors in the profile of a conical thread are considered and a geometric model of the threaded surface is compiled, taking into account these rea-sons, in the form of a system of parametric equations that describe the coordinates of the points of the threaded surface in 3-dimensional space, depending on the parameters threading settings.
For additional verification of the adequacy of the re-sults of modeling the SSS in the ADMS, taking into account the application of the operational load, a fix-ture for the testing machine was developed. The fix-ture is designed to provide the possibility of fixing a flat sample cut from the AAMS. Special load devices allow you to simulate the application of torque to the connection.

Materials and methods
The article uses general scientific methods, including synthesis, analysis, modeling. Theoretical studies were carried out on the basis of the theory of surface shaping, the theory of elastic-plastic deformation, matrix transformations of coordinate systems, mathematical modeling using numerical-analytical methods.

The research was carried out on a personal computer using the Compass-3D CAD system, the Mathcad computer algebra system, and the ANSYS Mechanical finite element analysis system.

Keywords
oil and gas wells, industrial safety, drill pipe, make-up torque, reliability

For citation
Pesin M.V., Makarov V.F., Khalturin O.A. Calculation and modeling of rational tightening torque when assembling drill pipes. Exposition Oil Gas, 2022, issue 7, P. 50–54. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-50-54

Recevied: 14.11.2022

Анализ результатов исследования характера разрушения бурильных труб в ходе эксплуатации показывает, что циклическая долговечность и прочность замковых соединений составляют более половины причин отказов.

Ужесточающиеся эксплуатационные требования заставляют производителей бурильных труб искать способы повышения сопротивления усталости их резьбовых соединений. Одним из основных методов является обоснованный выбор момента свинчивания резьбового соединения, при котором обеспечивается максимальный эффект. Рациональный момент свинчивания зависит от факторов, формирующих напряженно-деформированное состояние в соединении, включая технологические параметры изготовления элементов резьбового соединения. Однако в настоящий момент в недостаточной степени имеются научные исследования влияния технологических параметров обработки резьб бурильных труб и переводников на изменение параметров их сборки (свинчивания с рациональным моментом) [1–3].

Исследование взаимного влияния параметров изготовления, сборки и эксплуатации на сопротивление усталости резьбовых соединений является актуальной научной задачей, а разработка методики определения рационального момента свинчивания резьбовых соединений в зависимости от параметров изготовления резьбовых элементов имеет важную практическую значимость для предприятий нефтегазовой отрасли Российской Федерации.

Повышению сопротивления усталости замковых резьбовых соединений (ЗРС) посвящены работы Л.Е. Тришмана, Т. Альтмана, М.В. Песина, М.К. Ковалёва, И.В. Кудрявцева, В.И. Семина, Н.Д. Щербюка, Ю.И. Газанчана, М.З. Хостикоева, В.М. Тимонина, Л.А. Лачиняна, А.Е. Сарояна, Е.Д. Мокроносова, А.И. Якушева, М.Ж. Кахадзе, и др. Авторами предложены различные способы как увеличения сопротивления усталости резьбового соединения, так и выравнивания напряженно-деформированного состояния по сечению резьбы. Многие результаты исследований закреплены в стандартах или в рекомендациях для производителей [4, 5].

Как известно, значительное влияние на сопротивление усталости замковых резьбовых соединений имеет величина момента свинчивания. А его несоблюдение в процессе сборки является одной из причин аварий на буровой с потерями на несколько десятков миллионов рублей.

Исследование напряженно-деформированного состояния в собранном и подвергнутом эксплуатационному нагружению резьбовом соединении сильно затруднено, что привело к развитию использования математических методов моделирования резьбовых соединений.

Обзор современных методов математического моделирования напряженно-деформированного состояния резьбовых соединений показал невозможность использования аналитических методов ввиду сложной конфигурации изделий и преимущество метода конечных элементов. Существующие методики моделирования свинченных соединений рассматривают лишь отдельные этапы жизненного цикла резьбовых соединений и не учитывают их взаимное влияние.

Представлена комплексная модель напряженно-деформированного состояния ЗРС и методика оценки его сопротивления усталости, включающая стадии изготовления элементов, сборки соединения, эксплуатации.

На основе теории формообразования поверхностей рассмотрены причины погрешностей профиля конической резьбы и составлена геометрическая модель резьбовой поверхности с учетом этих причин в виде системы параметрических уравнений, описывающих координаты точек резьбовой поверхности в трехмерном пространстве в зависимости от параметров наладки резьботочения.

Модель образующей резьбовой поверхности основана на представлении резьбового резца в виде модульной функции (1) с совмещением локальной системы координат с вершиной резца (рис. 1).

$$f(t)=\begin{bmatrix} t \\ |t|\,atg\left(\dfrac{\pi-\alpha}{2}\right)-r\left(\dfrac{1}{sin\dfrac{\alpha}{2}}-1\right) \\ 0 \end{bmatrix}, \quad (1)$$

где t — независимая параметрическая переменная; α — угол профиля резьбы; r — радиус скругления канавки резьбы.

Полная модель резьбового профиля представлена в системе уравнений. С помощью матричных преобразований, учитывающих смещение резца от линии центров (h) и изменения углов наклона резца относительно плоскости резания (λ, γ) и отклонения угла в плане ($\Delta\varphi$), получается пространственное расположение резьбовой кромки , которое затем проецируется обратно в осевую плоскость изделия с получением описания образующей O (t, d). Уравнения направляющих ниппеля NH (u) и муфты NM (u) учитывают начальную точку траектории (XH, ZH) в системе координат основной плоскости ниппеля, шаг резьбы (P) и конусность (K). Получение поверхности резьбового профиля PR (t, u) резьбы ниппеля или муфты производится добавлением к параметрическому уравнению соответствующей направляющей N осевой O0 и радиальной O1 компонент параметрического уравнения соответствующей образующей с помощью орт h и ko. В дальнейшем по осевому сечению полученной модели, имитируя измерение резьбы, можно определить параметры смоделированного профиля. Также возможно «свинтить» модели ниппеля и муфты и определить образуемый натяг в соединении до приложения момента.

Моделирование напряженно-деформированного состояния основано на представлении геометрической модели осевого сечения в виде осесимметричной сетки конечных

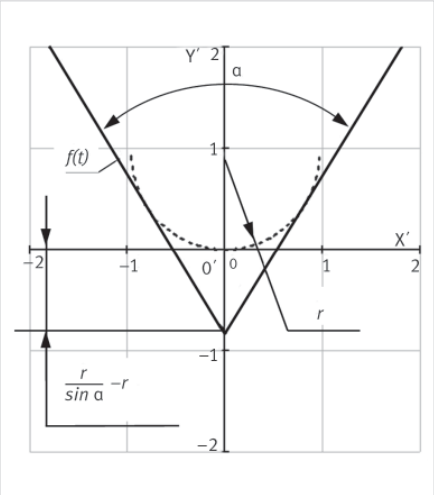


Рис. 1. Проекция функции (1), описывающей режущую кромку резца с углом профиля a = 60° и радиусом вершины r = 0,965 мм на плоскость X‘OY‘ (в системе координат резца)
Fig. 1. Projection of function (1) describing the cutting edge of a cutter with a profile angle a = 60° and a tip radius r = 0,965 mm on the X‘OY‘ plane (in the cutter coordinate system)

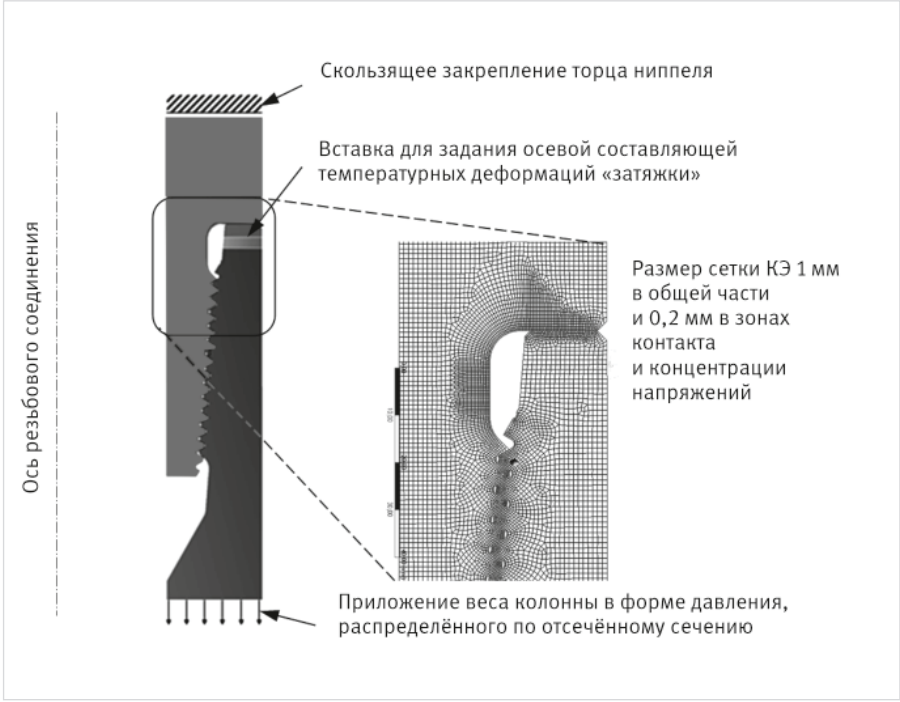


Рис. 2. Конечно-элементная модель свинченного замкового резьбового соединения
Fig. 2. Finite element model of a screwed tool joint

элементов. Таким образом, резьбовые детали имеют профиль с кольцевыми канавками.

Ввиду осесимметричной постановки профили обкатных роликов формируют отдельные кольца для каждой впадины резьбы. Модель формируется с предварительным геометрическим натягом (перехлестом контактируемых профилей) в зоне контакта профилей роликов и обкатываемых участков резьбы. Контакт каждого кольца с соответствующей впадиной включается последовательно, таким образом имитируется последовательное прохождение роликов по резьбовым канавкам ниппеля и муфты в соответствии с технологией обработки и формируются остаточные напряжения. Упругопластическое поведение обеспечивается применением билинейной модели материала трубы.

При моделировании процесса свинчивания учитывается контактное взаимодействие деталей (рис. 2).

Момент затяжки заменяется углом свинчивания, который в свою очередь имитируется температурными деформациями материала трубы. Деформации материала, в свою очередь, вызывают относительные смещения профилей резьб ниппеля и муфты. Отличительной особенностью модели является использование не только осевых, но и радиальных деформаций, приводящих к взаимному смещению профилей резьбы вдоль образующей конуса. Кроме того, в методике расчета не принимается прямо пропорциональное соответствие термического расширения моменту затяжки. Напротив, момент затяжки рассчитывается исходя из получаемых контактных давлений между элементами моделей ниппеля и муфты — и, таким образом, из входного параметра моделирования становится выходным.

Граничные условия также представлены в виде замены отсеченной части ниппельного конца скользящим закреплением, а отсеченной части муфтового конца давлением, соответствующим весу отсеченной части колонны.

Оценка сопротивления усталости основана на сравнении двух напряженно-деформированных состояний соединения (цикл): нагруженного весом колонны и разгруженного. Из сравнения этих состояний вычисляются средние напряжения цикла σ_m и амплитудные напряжения σ_a в узлах сетки КЭ. Приведение к напряжениям, эквивалентным амплитудным напряжениям симметричного цикла нагружения $\sigma_a^{экв}$, производится по зависимости Гудмана (2) через предел прочности материала σ_B.

$$\sigma_a^{экв} = \frac{\sigma_a}{1 - \frac{\sigma_m}{\sigma_B}}. \qquad (2)$$

Таким образом, можно изучать изменение сопротивления усталости при различных моментах затяжки ЗРС с учетом варьирования параметров резьбовых профилей и степени его упрочнения методом поверхностной пластической деформации (например, обкатыванием роликом).

В результате проведенной работы представлены исследования влияния технологии изготовления на НДС в резьбовом соединении и взаимосвязь момента свинчивания и сопротивления усталости по разработанной методике.

Исследование влияния отклонений параметров профиля на взаимосвязь угла свинчивания и момента затяжки (рис. 3) показало нарушение прямолинейности при наличии отклонений.

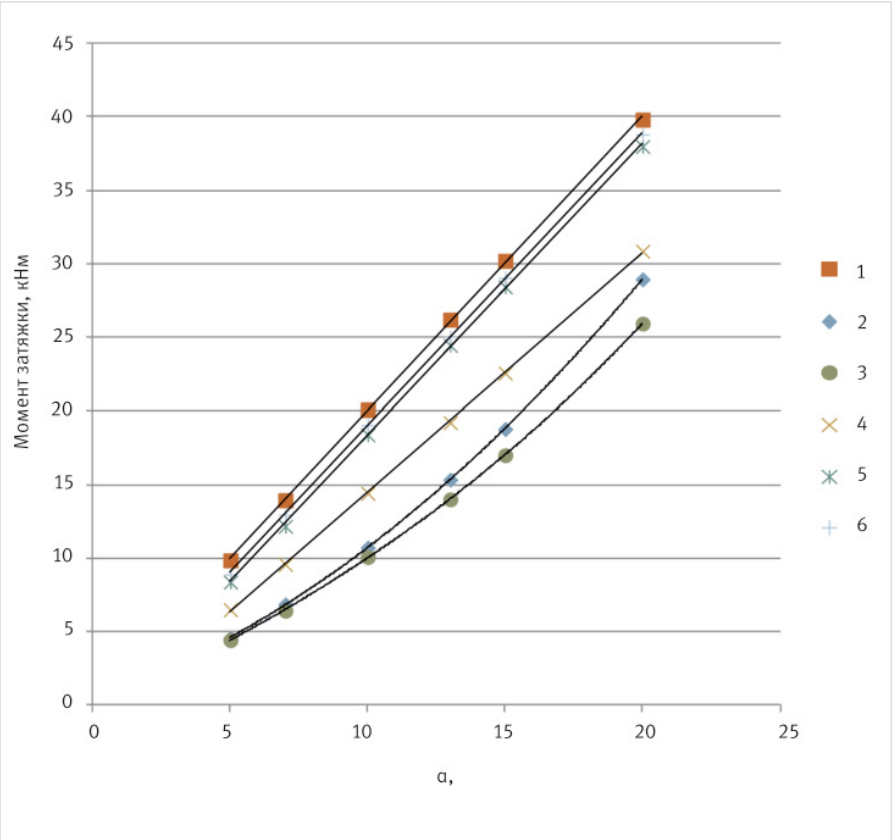


Рис. 3. Зависимости момента затяжки угла поворота для различных сочетаний отклонений: 1 — номинальные значения конусности и номинальный шаг; 2 — середина поля допуска по конусности и максимальный шаг муфты и минимальный ниппеля; 3 — номинальные значения конусности и максимальный шаг муфты и минимальный ниппеля; 4 — середина поля допуска по конусности и минимальный шаг муфты и максимальный ниппеля; 5 — середина поля допуска по конусности и номинальный шаг; 6 — конусность ниппеля минимальна, а муфты максимальна и номинальный шаг

Fig. 3. Dependences of the tightening torque of the angle of rotation for various combinations of deviations: 1 – nominal values of taper and nominal pitch; 2 – the middle of the taper tolerance and the maximum pitch of the coupling and the minimum nipple; 3 – taper ratings and maximum coupling pitch and minimum nipple; 4 – the middle of the tolerance field for taper and the minimum pitch of the coupling and the maximum nipple; 5 – the middle of the taper tolerance field and the nominal pitch; 6 – the taper of the nipple is minimal, and the coupling is maximum and the nominal pitch

Проводился анализ влияния отклонений параметров резьбы (угла профиля, шага и конусности) в пределах поля допуска. Наибольшее влияние на НДС оказывают отклонения по шагу и конусности, что объясняется тем, что эти погрешности накапливаются по всей длине резьбового соединения.

Анализ зависимости эквивалентных амплитуд напряжений от момента затяжки при отклонениях конусности показал преимущество полей допусков на конусность по API spec 7 и ГОСТ 28487-2018 перед установленными в ГОСТ Р 50864–96. Выполнение изделий по середине поля допуска в соответствии с API позволяет повысить крутящий момент на 10 % (рис. 4).

Исследования влияния отклонения шага показали, что симметричные поля допуска на него также являются не оптимальными. Превышение шага ниппеля над шагом муфты на 0,005 мм приводит к ослаблению напряжений в опасном сечении.

Исследование влияния наличия остаточных напряжений после обкатки показало значительное повышение сопротивления усталости, что соответствует экспериментальным данным. Варьирование моментов свинчивания резьбы в больших пределах не приводило к значительному росту приведенных напряжений в отличие от неупрочненной резьбы и достижения предела выносливости (график 1, рис. 5). Однако при этом наблюдалось развитие существенных пластических деформаций. В качестве критерия расчета оптимального момента установили достижение в опасном сечении растягивающих напряжений в размере 60 % от предела текучести материала (для исследуемого материала — 40ХНМА *σT* составляет 758 МПа).

При использовании режимов обкатки, установленных в работе М.В. Песина для аналогичных условий, достижение предела в 60 % происходит при моменте свинчивания в 39 кН×м, что на 40 % превышает момент свинчивания, рекомендуемый для необкатанной резьбы (27 кН·м).

Представлены методика и результаты экспериментальной проверки результатов моделирования НДС в свинченном соединении ЗРС.

Для дополнительной проверки адекватности результатов моделирования НДС в ЗРС с учетом приложения эксплуатационной

нагрузки было разработано приспособление для испытательной машины. Приспособление предназначено для обеспечения возможности закрепления плоского образца, вырезанного из ЗРС. Специальные нагрузочные устройства позволяют имитировать приложение момента затяжки на соединение. Учет отличий напряжений в круглом образце и в вырезанном происходит при обработке результатов испытаний. Использование тонкого плоского образца (4 мм) позволяет существенно снизить требуемое усилие растяжения. Сбор данных производится при помощи оптической системы анализа деформаций Vic-3D.

Зажимное устройство для испытания резьбового соединения на плоских образцах представляет оснастку для испытания образцов резьбовых соединений труб на усталостную выносливость. Данное зажимное устройство, используемое на стендах для испытания натурных образцов с резьбовыми соединениями и обеспечивает высокую достоверность результатов испытаний при низкой прикладываемой нагрузке за счет замера деформации и расчета величины напряжения по осевому сечению резьбового соединения.

Размещение плоского образца между плоскими корпусом и крышкой устройства и использование клино-упорной системы позволяют создавать напряжение затяжки резьбового соединения, эквивалентное свинчиванию. Выполнение в крышке окна для оптического бесконтактного измерения деформаций дает возможность оценивать деформацию как непосредственно на поверхности концентратора напряжений, так и в глубине изделия, обеспечивая достоверность оценки.

Готовое к испытанию устройство с образцом закрепляют в разрывную машину через захваты, затем осуществляют загрузку устройства осевой силой и разгрузку, аналогичные весу буровой колонны. В результате в образце резьбового соединения возникают переменные напряжения, величины которых в зоне окна снимают с помощью оптической бесконтактной системы в момент нагрузки и разгрузки. По характеру изменения напряжений и его сравнению со свойствами материала образцов делают заключение о сопротивлении усталости резьбового соединения при данном сочетании нагрузок. По многократным испытаниям с разными моментами свинчивания определяют рациональный момент свинчивания для испытуемого соединения.

Преимущества зажимного устройства по сравнению с известными устройствами следующие:

- возможность проводить несколько испытаний на одном образце при низких нагрузках;
- необходимость однократного растяжения образца, при котором осуществляется замер напряжений по всему осевому сечению резьбового соединения;
- непосредственная оценка статической прочности соединения, оценка герметичности стыка;
- косвенная оценка усталостной выносливости.

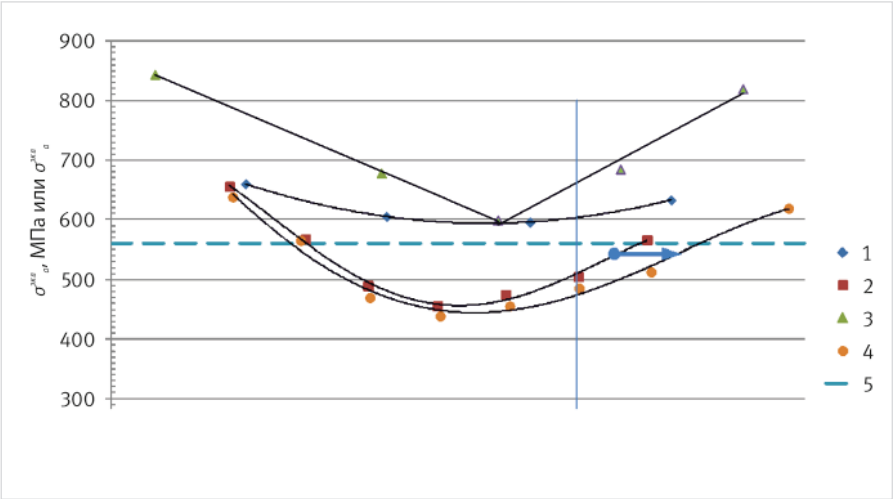


Рис. 4. Зависимость эквивалентных амплитуд напряжений от момента затяжки при отклонениях конусности (вертикальная линия — рекомендуемый производителем момент затяжки): 1 — конусность ниппеля минимальна, а муфты максимальна; 2 — середина поля допуска по конусности по ГОСТ Р 50864–96; 3 — конусность ниппеля максимальна, а муфты минимальна; 4 — середина поля допуска по конусности по ГОСТ 28487–2018 и API 7; 5 — расчетный предел выносливости материала 40ХНМА σ_{-1} = 560 МПа

Fig. 4. Dependence of the equivalent stress amplitudes on the tightening torque for taper deviations (the vertical line is the tightening torque recommended by the manufacturer): 1 – the taper of the nipple is minimal, and the coupling is maximum; 2 – the middle of the tolerance field for taper according to GOST R 50864–96; 3 – the taper of the nipple is maximum, and the coupling is minimum; 4 – the middle of the taper tolerance field according to GOST 28487–2018 and API 7; 5 – calculated endurance limit of the material 40HNMA σ_{-1}= 560 MPa

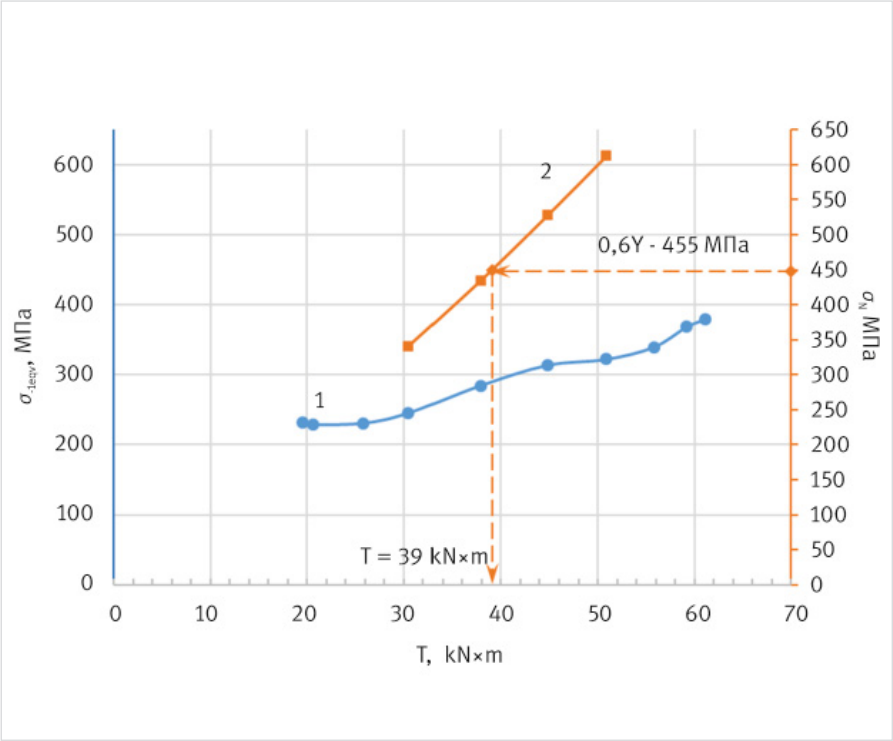


Рис. 5. Диаграммы напряжений в зависимости от момента свинчивания: 1 — эквивалентные симметричному циклу; 2 — осевые в опасном сечении

Fig. 5. Stress diagrams depending on the make-up torque: 1 – equivalent to a symmetrical cycle; 2 – axial in a dangerous section

Итоги

Установлено, что применение обкатки снижает амплитуду напряжений от циклической нагрузки даже при значительном повышении момента свинчивания. Таким образом, полученные результаты натурных исследований напряженно-деформированного состояния в свинченном резьбовом соединении подтверждают результаты теоретических исследований.

Разработанная методика позволяет исследовать сопротивления усталости резьбовых соединений бурильных труб.

Выводы

- На основе метода конечных элементов разработана методология комплексного математического моделирования напряженно-деформированного состояния свинченного резьбового соединения под воздействием эксплуатационных нагрузок, отличающаяся учетом условий изготовления, сборки резьбового соединения и спускоподъемных операций и позволяющая определять взаимосвязь момента свинчивания и сопротивления усталости резьбового соединения.
- Путем вычислительных экспериментов и расчетов по разработанным моделям определено влияние условий изготовления, сборки и эксплуатации на взаимосвязь момента свинчивания и сопротивления усталости резьбовых соединений.
- В результате расчетов установлено, что изготовление по середине поля допуска на конусность по ГОСТ 28487–2018 позволяет повысить момент свинчивания на 10 % по сравнению с изделиями, изготавливаемыми по ГОСТ Р 50864–96.
- Установлена возможность повышения момента свинчивания до 30 % при наличии упрочнения резьбы без потери ресурса.
- Разработана методика определения на натурных образцах влияния параметров изготовления (параметров профиля и степени упрочнения) и сборки бурильных труб (момента свинчивания) на прочность и сопротивление усталости резьбовых соединений с применением современных приборов, инструмента и необходимой аппаратуры.
- Полученные результаты экспериментальных исследований подтверждают результаты теоретических исследований (отклонение составляет 5–7 %).
- Разработана методика оперативной оценки рационального момента свинчивания резьбовых соединений на основе численного моделирования сопротивления усталости резьбовых соединений.

Литература

1. Песин М.В., Макаров В.Ф., Халтурин О.А., Павлович А.А., Мельников С.А., Макаренков Е.С. Повышение надежности нефтепромыслового и бурового оборудования путем комплексного конструкторско-технологического обеспечения изготовления и сборки резьбовых соединений // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Машиностроение, материаловедение. 2021. Т. 23. № 3. С. 91–100.
2. 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.
3. Халтурин О.А., Акилова А.В. Выбор параметров процесса обкатывания конической замковой резьбы // Master's Journal. 2013. № 1. С. 15–20.
4. Песин М.В., Макаров В.Ф., Мельников С.А., Павлович А.А., Халтурин О.А. Совершенствование упрочняющих технологий высоконагруженных поверхностей деталей нефтегазодобывающего оборудования // Инновационное и цифровое машиностроение: материалы Всероссийской научно-технической конференции «Станкостроение и цифровое машиностроение», Всероссийской научно-технической конференции «Состояние и перспективы развития сварочного производства России». Уфа: УГАТУ, 2021. URL: https://www.ugatu.su/media/uploads/MainSite/Ob%20universitete/Izdateli/El_izd/innov-i-tsifr-mashinostr.pdf (дата обращения: 13.07.2021).
5. Песин М.В., Халтурин О.А., Макаров В.Ф. Определение оптимальных параметров технологического процесса сборки бурильных труб и элементов компоновки нижней части бурильной колонны // Инновационные технологии в материаловедении и машиностроении (ИТММ-2021). Пермь: ПНИПУ, 2021. С. 280–284.

ENGLISH

References

1. Pesin M.V., Makarov V.F., Khalturin O.A., Pavlovich A.A., Melnikov S.A. Improving the reliability of oilfield and drilling equipment through integrated design and technological support for the manufacture and assembly of threaded connections. Bulletin of the Perm national research polytechnic university, Mechanical engineering, materials science. 2021. Vol. 23, issue 3, P 91–100. (In Russ).
2. 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, P. 72–74. (In Russ).
3. Khalturin O.A., Akilova A.V. Choice of parameters for the rolling process of a conical lock thread // Master's Journal, 2013, issue 1, P. 15–20. (In Russ).
4. Pesin M.V., Makarov V.F., Melnikov S.A., Pavlovich A.A., Khalturin O.A. Improvement of hardening technologies for high-load surfaces of parts of oil and gas production equipment. Innovative and digital machine building: materials of All-Russian scientific-technical conference "Machine-tool building and digital machine building", All-Russian scientific-technical conference "State and prospects of development of welding production in Russia". Ufa State Aviation Technical University. Ufa: UGATU, 2021. 4 p. URL: https://ugatu.su/media/uploads/MainSite/Ob%20universitete/Izdateli/El_izd/innov-i-tsifr-mashinostr.pdf (date of access: 07/13/2021). (In Russ).
5. Pesin M.V., Khalturin O.A., Makarov V.F. Determination of the optimal parameters of the technological process of assembling drill pipes and elements of the layout of the lower part of the drill string. Innovative technologies in materials science and mechanical engineering (ITMM-2021): materials 5th scientific-practical. conf. with international participation (Perm, September 27 – October 1, 2021. Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation, Ministry of Education and Science of the Perm Territory, Perm National Research Polytechnic University). Perm: Publishing House of PNIPU, 2021, P. 280–284. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

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

Макаров Владимир Федорович, д.т.н., профессор кафедры инновационные технологии машиностроения, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия

Халтурин Олег Александрович, аспирант кафедры инновационные технологии машиностроения, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия

Pesin Mihail Vladimirovich, doctor of technical sciences, professor, Dean of mechanical technological faculty, Perm national research polytechnic university, Perm, Russia
Corresponding author: m.pesin@mail.ru

Makarov Vladimir Fedorovich, doctor of technical sciences, professor of the department of innovative engineering technologies, Perm national research polytechnic university, Perm, Russia

Khalturin Oleg Alexandrovich, postgraduate student of the department of innovative technologies of mechanical engineering, Perm national research polytechnic university, Perm, Russia

АНС
Авангард Нефтесервис

«Авангард Нефтесервис»

При строительстве скважин буровые компании часто сталкиваются с геологическими осложнениями в стволе. По статистике, не менее 10 % скважин связаны с нестабильностью разрушаемых пород, а также с осыпями, обвалами и разбуханием пород. Осложнения данного типа значительно затрудняют спуск колонны в пробуренный ствол скважины.

В 2019 году компанией был разработан колонный башмак «TrueREAMER-Bit», предназначенный для бурения на обсадной колонне в составе с системой спуска обсадной колонны (Casing Running Tool). Данный тип башмака имеет лопасти, которые оснащаются PDC вооружением и карбид-вольфрамовыми вставками.

Включение в компоновку низа обсадной колонны данного башмака и спуск с вращением позволяет значительно сократить время строительства скважин, а также минимизировать риски осложнений, возникающих в ходе спуска обсадных труб. Использование данного оборудования обеспечивает повышение коммерческой скорости проходки, а также безопасное и эффективное перекрытие верхних интервалов. Значительно сокращается непроизводительное время, а также стабильно достигается проектная глубина.

Примером одного из успешных использований «TrueREAMER-Bit», является спуск обсадной колонны 324 мм на месторождении Республики Коми. Сервисная компания, специализирующаяся на технологии бурения на колонне, использовала буровой башмак «TrueREAMER-Bit» производства «Авангард Нефтесервис» при проходке 1 900 м. Обсадная колонна 324 мм достигла проектной глубины и в последствии была успешно зацементирована. Разбуривание оснастки и долотной части башмака прошло в штатном режиме. Заказчик высоко оценил результат проведенной работы и планирует бурение следующей секции 245 мм для снижения рисков и повышения экономического эффекта при строительстве скважины.

«Авангард Нефтесервис» работает над дальнейшим улучшением ресурса бурового башмака «TrueREAMER-Bit» и готово предложить заказчикам индивидуальный подход в проектировании под конкретные геологические условия. Опыт компании реализован во многих типоразмерах, в том числе 114/152 мм, 194/221 мм, 168/216 мм, 178/223 мм, 245/295 мм и 324/393 мм. В партнерстве с сервисной компанией предлагается готовое решение спуска обсадной колонны с вращением, а также бурение на колонне с использованием буровых башмаков собственного производства и отработанной системы спуска обсадной колонны с внешним захватом.

www.avoserv.com

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

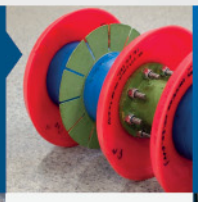
Цех по подготовке и производству оборудования

Испытательный полигон

Полевые работы и дополнительный дефектоскопический контроль

Услуги

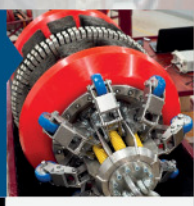
01. Калибровка трубопроводов



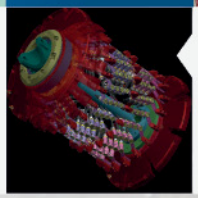
02. Многоканальная профилеметрия трубопроводов

03. Внутритрубная очистка трубопроводов

04. Магнитная диагностика



05. Ультразвуковая диагностика



06. Навигационное обследование

07. Оценка целостности и разработка планов ремонта, экспертиза промышленной безопасности

08. Проведение дополнительного дефектоскопического контроля

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

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-57-61 УДК 622.245.7:622.243.24 I Научная статья

Выделение проблем, связанных с освоением горизонтальных скважин при помощи сдвоенных пакеров

Пызыков В.Ф.
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Тюмень, Россия
vladimir.pyzykov@lukoil.com

Аннотация
Одним из современных способов освоения горизонтальных скважин (ГС) с многозонным гидравлическим разрывом пласта (МГРП) является технология со сдвоенными пакерами. Хвостовик перед спуском в скважину оснащается муфтами с разрывными мембранами.
Внедрение данной технологии — одно из направлений, нацеленное на расширение конкурентной базы применяемого оборудования при освоении ГС. Вместе с тем проведенные мероприятия выявили ряд ограничений, снижающих эффективность производства работ.

Материалы и методы
Геолого-физические характеристики объектов испытания технологии. Технологическая эффективность проведения гидравлического разрыва пласта. Данные по освоению горизонтальных скважин. Сопоставление скоростей проведения операций освоения.

Ключевые слова
сдвоенные пакеры, горизонтальная скважина, избыточное давление, разрывная мембрана

Для цитирования
Пызыков В.Ф. Выделение проблем, связанных с освоением горизонтальных скважин при помощи сдвоенных пакеров // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7. С. 57–61. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-57-61

Поступила в редакцию: 24.10.2022

UDC 622.245.7:622.243.24 I Original Paper

Identification the problems the completion of horizontal wells with the assistance of dual packers

Pyzykov V.F.
“LUKOIL-Engineering” LLC “KogalymNIPIneft” branch office, Tyumen, Russia
vladimir.pyzykov@lukoil.com

Abstract
One of the modern ways completion of horizontal wells with multizone hydraulic fracturing is the technology with dual packers. The liner is equipped the collars with bursting port membranes.
The introduction of this technology is one of the directions of spread competitive base of the equipment used in the completion of horizontal wells. At the same time, executed works showed some of limitations that reduce the efficiency of work.

Materials and methods
Geological and physical characteristics of the layers. Technological efficiency of hydraulic fracturing. Data of completion horizontal wells. Comparison of the speeds of mastering operations.

Keywords
dual packers, horizontal well, extra pressure, bursting port membrane

For citation
Pyzykov V.F. Identification the problems the completion of horizontal wells with the assistance of dual packers. Exposition Oil Gas, 2022, issue 7, P. 57–61. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-57-61

Received: 24.10.2022

Первые испытания технологии со сдвоенными пакерами импортного производства проходили в 2012 г. в Российской Федерации. С 2016 г. разработана и испытывается аналогичная отечественная технология [1].

Для реализации технологии используется инструмент, позволяющий отсечь все последующие и предыдущие интервалы от целевого интервала и производить на нем гидравлический разрыв пласта (ГРП). Отсечение происходит за счет двух пар пакеров (рис. 1).

Принцип работы заключается в том, что после посадки пакеров в интервал с муфтами производится повышение давления от насосов флота ГРП. Мембраны внутри муфты разрываются, тем самым открывая порт для проведения ГРП. Момент срабатывания мембран происходит в случае превышения установленного заводом-изготовителем предела давления. Один из вариантов расположения мембран: пять рядов по 3 штуки. Диаметр мембраны 11,1 мм. Муфты изготавливаются в двух вариантах (рис. 2): в случае

цементирования хвостовика в муфтах предусмотрены выступы и проточки для лучшего прохождения цемента и уменьшения цементной корки над мембранами.

Исходя из предлагаемых к выполнению работ, подбираются мембраны, рассчитанные на конкретные условия. Для скважин с глубиной залегания пласта 2 000 м пригодными становятся мембраны, рассчитанные на срабатывание при 45 МПа. Учитывается запас прочности в 80 % и вычитается гидростатика 17 МПа. Остаточные 19 МПа — это давление, не превышая которое возможно проводить внутрискважинные работы, не опасаясь за преждевременную активацию муфт [2].

В ходе проведения работ с рассматриваемой компоновкой выявлены как отрицательные, так и положительные стороны использования.

В процессе спуска компоновки манжеты верхнего пакера создают эффект «поршневания». Данный эффект усиливается при разнице уровней жидкостей в трубном и затрубном пространстве. Возникающий перепад давления увеличивает прижимную силу резины к стенке скважины [3]. Наличие посторонних предметов, острых кромок может привести к повреждению резиновых элементов.

Одним из требований по использованию технологии является более тщательная подготовка ствола скважины перед спуском компоновки: очистка от остатков постороннего металла с помощью магнита, с промывкой до 2 объемов скважины в процессе спуска имитатора пакера. В качестве дополнительной меры для сохранения манжет от повреждения ограничивается скорость спуска, что в свою очередь увеличивает время и стоимость производства работ. Ресурс работы манжет и способность выдерживать рабочий перепад давления также снижаются с ростом температуры выше 100 °С.

После посадки двухпакерной компоновки необходимо создать условие для того, чтобы сработало как можно больше мембран. Достигается данное условие путем подключения всех имеющихся насосов с достижением расхода жидкости 3 м^3/мин и выходом на максимальное давление 55–60 МПа. Даже при соблюдении агрессивного условия нагнетания давления в насосно-компрессорную трубу (НКТ) как прямые, так и косвенные признаки свидетельствуют о том, что не все мембраны срабатывают при избытке давления.

По данным глубинной видеосъемки, из 15 мембран визуально 5 не сработали (рис. 3). Основными проходными каналами стали 6 наиболее промытых после ГРП мембран.

Косвенными признаками срабатывания не всех мембран являются проблемы с прохождением проппанта в пласт, которые несут существенные риски преждевременной остановки насосов при ГРП. Для анализа взяты три участка (табл. 1) с 30 скважинами, которые расположены в схожих геологических условиях. В рассматриваемых скважинах закачивался проппант массой 10–18 т с расходом 2 м^3/мин.

Общие потери на трение в горизонтальных скважинах с мембранами выше

Табл. 1. Сравнение скважин с различным способом заканчивания по потерям на трение в процессе ГРП в ГС и наклонно направленных скважинах (ННС)
Tab. 1. Comparison friction pressure losses during hydraulic fracturing of wells with different completion methods

Месторождение/пласт	Кустовая площадка	Способ освоения	Количество скважин, шт.	Масса проппанта на один интервал, т	Общие потери на трение, МПа
Южно-Выинтойское, БВ$^{3-4}_{7}$	22	ГС, 146 мм, с мембранами	2	12	11,8
		ГС, 114 мм, шаровая система	4	10–12	6,4
		ННС, 146 мм	1	12	3,2
	32	ГС, 146 мм, с мембранами	3	12	17,4
		ГС, 114 мм, шаровая система	3	10–12	9,7
		ННС, 146 мм	7	10–15	7,2
	1Б	ГС, 146 мм, с мембранами	4	12–14	12,6
		ГС, 114 мм, шаровая система	4	10–12	8,6
		ННС, 146 мм	2	12–18	7,8

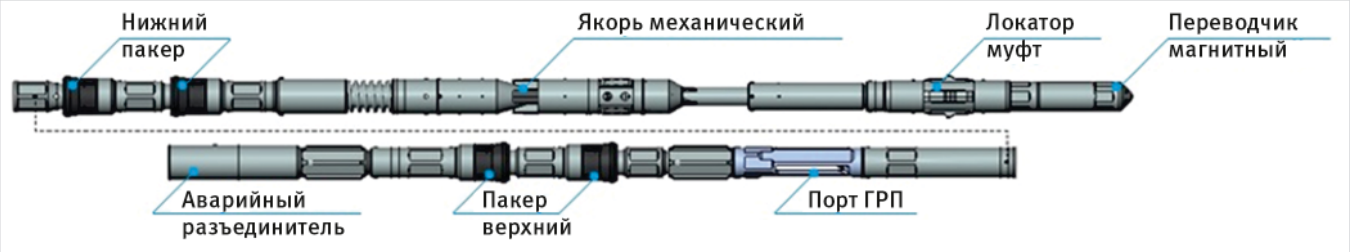


Рис. 1. Компоновка со сдвоенными манжетными пакерами
Fig. 1. Assembly with dual elastic packers

Рис. 2. Муфты с разрывными мембранами
Fig. 2. The collars with bursting port membranes

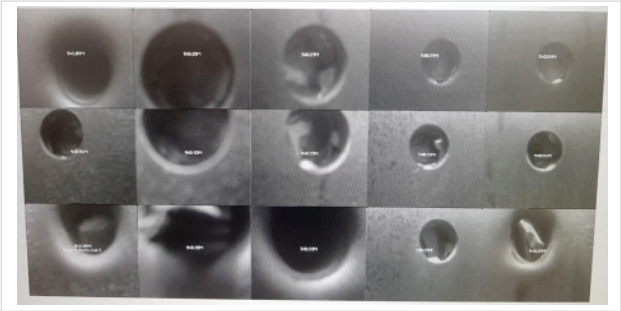


Рис. 3. Состояние мембран после проведенного ГРП с массой 10 т, со скоростью закачки 3 м^3/мин
Fig. 3. The condition of the membranes after hydraulic fracturing. Weight of proppant – 10 tons, injection rate – 3 m^3/min

на 32–46 %, чем в горизонтальных скважинах, в которых муфта была открыта с помощью шара.

Общие потери давления на трение складываются из следующих составляющих: трение жидкости гидроразрыва по НКТ ($P_{тр.НКТ}$) и давление трений в призабойной зоне пласта ($P_{тр.ПЗП}$) [4]:

$$P_{тр.\ общ.} = P_{тр.\ НКТ} + P_{тр.\ ПЗП}. \quad (1)$$

Для того чтобы определить общие потери, необходимо иметь два параметра: конечное давление ($P_{кон}$) и мгновенное давление остановки ($P_{МДОЗ}$) после ГРП:

$$P_{тр.\ общ.} = P_{кон} - P_{МДОЗ}. \quad (2)$$

После того как определены общие потери давления на трение ($P_{тр.общ}$), можно определить теоретическое значение потерь давления на трение по НКТ ($P_{тр.НКТ}$) по формуле Дарси — Вейсбаха:

$$P_{тр.\ НКТ} = \lambda \times \frac{L}{2d} \times \rho \times v^2, \quad (3)$$

где λ — коэффициент гидравлического сопротивления; L — длина ствола, м; ρ — плотность жидкости, кг/м^3; v — скорость потока, м/с; d — диаметр обсаженного ствола, м.

Далее, вычитая из общих потерь давления на трение трение по НКТ, получаем сумму потерь давления на трение в призабойной зоне пласта [5].

С учетом разницы на размер хвостовиков 146 и 114 мм, на разницу которых с учетом глубины скважин приходится 1–1,5 МПа, остаются 3–6 МПа, не связанные с конструктивными особенностями скважин. Одним из способов снятия трений стала увеличенная масса проппанта при калибровочном тесте. Массой 3–4 т достигается эффективная абразивная обработка призабойной зоны от остатков разрушенного цемента и осколков от мембраны.

Одним из заявленных преимуществ технологии является возможность вымыва оставшегося проппанта из НКТ после преждевременной остановки работы насосов высокого давления с продолжением всех последующих работ. Вымыв выполняется через затрубное пространство за счет клапана для обратной промывки, который открывается при повышении давления. Данный клапан располагают выше верхнего гидравлического пакера. На очистку НКТ от 2 т проппанта в среднем затрачивается 2 часа. Как показали испытания, вымыв через клапан осуществим только при наличии проппанта в НКТ с массой менее 4 т.

В ходе применения технологии отмечены многочисленные случаи увеличения продолжительности разрядок (периода стравливания избыточного давления). На продолжительность влияет количество интервалов обработок, так как срыв сдвоенных пакеров возможен при отсутствии буферного давления. Причиной является избыточное давление, возникающее в случае превышения пластового давления над гидростатическим. Отмечено, что на участках проведения работ (табл. 2), где ранее велась разработка и где предсказуемо пластовое давление ниже, чем на участках, не охваченных эксплуатационным бурением, проблем с длительной разрядкой не наблюдалось. В расчет не включено время, в течение которого скважину оставляют закрытой (до 24 ч) для разрушения геля и формирования трещины.

Фактические результаты показывают, что длительность стравливания достигала 320 часов (скважина с четырьмя интервалами ГРП). Следствием этого является удорожание стоимости скважины и упущенной выгоды из-за более позднего ввода скважины в эксплуатацию.

Одним из решений проблемы длительной разрядки является шаровый клапан. Основное назначение клапана — это перекрытие трубного пространства от избыточного давления. Закрытие клапана производится вращением колонны труб на 1/2 оборота вправо. После закрытия клапана компоновка перемещается на следующий интервал обработки. Клапан устанавливается на НКТ в интервале с зенитным углом, не превышающим 60° с предпочтительной глубиной установки 800–1 000 м.

Без использования шарового клапана возможно освоение скважин, которые расположены на участках со сниженной пластовой энергетикой относительно первоначальной. За отказ от использования шарового клапана выступает и опыт освоения соседних скважин, в которых не наблюдался избыток буферного давления после проведенного ГРП.

В целом в статье отмечены основные особенности компоновки со сдвоенными

Табл. 3. Взаимосвязи особенностей геологического строения с проблемами реализации компоновки со сдвоенными пакерами
Tab. 3. The relationships of the features of the geological structure with the problems of completion with dual packers

Основные особенности при использовании сдвоенных пакеров и разрывных мембран	Геологические особенности	Основные проблемы при освоении
Срабатывание не всех мембран	Низкая проницаемость. Отсутствие гидродинамической связи с удаленной зоной пласта. Высокая расчлененность	Дополнительные потери на трение при ГРП. Риск получения осложнений при ГРП
Срыв и перепосадка сдвоенных пакеров возможны при отсутствии избыточного давления	Повышенный показатель пластового давления относительно гидростатического	Длительная разрядка после каждого подъема компоновки со сдвоенными пакерами
Снижение ресурса резиновых элементов сдвоенного пакера	Высокая температура пласта (более 100 °С)	Высокий риск разгерметизации сдвоенного пакера в процессе ГРП

Табл. 2. Сравнение затрат времени на освоение на участках с разным пластовым давлением в период проведения работ
Tab. 2. Comparison elapsed time on completion wells with different reservoir pressure

Месторождение/пласт	Кустовая площадка	Способ освоения	Количество скважин, шт.	Масса проппанта, т	Начальное Рпл, МПа	Рпл, МПА на дату ГРП	Падение Рпл, %	Затрачено на стравливание после ГРП, ч	Всего затрачено на стравливание, ч
Южно-Выинтойское, БВ$^{3-4}_{7}$	22	ГС с мембранами	2	3×13	27,3	23,3	15	13	39
		ГС, шаровая система	2	3×12		24,0	12	12	12
	32	ГС с мембранами	3	4×12	27,3	27,0	1	80	320
		ГС, шаровая система	3	5×12		26,7	2	120	120
	1Б	ГС с мембранами	2	4×14	27,3	26,8	2	25	100
		ГС, шаровая система	3	3×12		26,8	2	48	48

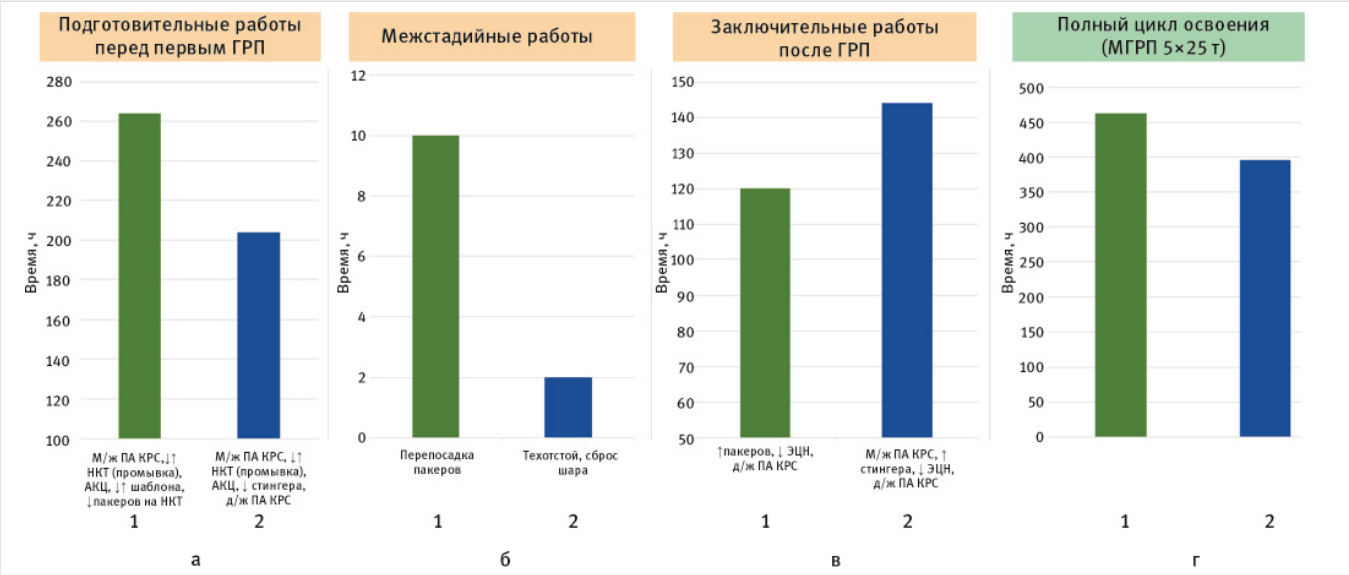


Рис. 4. Разбивка по циклам освоения (а, б, в), а также суммарная продолжительность (г) освоения по технологиям с компоновкой со сдвоенными пакерами (1 — зеленая заливка) и с шаровой системой (2 — синяя заливка)
Fig. 4. Splitting by cycles of completion (а, б, в), as well as the total duration of completion (г) technologies with dual packers (1 – green) and with a ball system (2 –blue)

пакерами. Необходимо учитывать, что с учетом геологических особенностей могут возникнуть дополнительные риски осложнений при производстве ГРП, которые могут напрямую и опосредованно зависеть от применяемого типа оборудования (табл. 3).

Основной интерес при анализе компоновки со сдвоенными пакерами представляет общая продолжительность освоения и сравнение ее с наиболее часто используемой компоновкой со сдвижными муфтами. Данный способ освоения подразумевает использование шаров, которые захватываются посадочными седлами, тем самым открывая муфту и изолируя предыдущий интервал.

В расчет времени включены обязательные мероприятия, такие как подготовка ствола (шаблонирование, скрепирование, промывка), оценка качества цементирования геофизическими методами исследования. Перед проведением МГРП сдвоенные пакеры на НКТ спускаются до целевого интервала. Для компоновки со сдвижными муфтами, активируемыми шарами, в скважину спускается стингер на НКТ, который стыкуется с воронкой хвостовика.

Первый, подготовительный к ГРП, этап (рис. 4а), с компоновкой со сдвоенными пакерами, занимает 264 часа в скважине глубиной 3 000 м. Увеличение продолжительности данного этапа связано с более тщательной проработкой мест установки пакеров и промывкой ствола скважины.

Межстадийный период (рис. 4б) включает в себя работы по срыву, подъему и посадке сдвоенного пакера при благоприятном сценарии (отсутствие избыточного давления в НКТ) либо при использовании шарового клапана (наличие избыточного давления) и занимает в среднем 10 часов. При работе с шаровой системой в среднем переход с одной стадии на другую занимает 2 часа.

Заключительные работы (рис. 4в) после последнего ГРП с рассматриваемой компоновкой занимают в среднем 120 часов при выполнении работ по извлечению сдвоенных пакеров и спуску электроцентробежного насоса.

С учетом проведения МГРП с массой 5×25 т проппанта, исходя из продолжительности 40 часов, полный цикл освоения с компоновкой со сдвоенными пакерами составит 464 часа, с использованием шаровой системы — 396 часов (рис. 4г).

Данные расчеты проведены с использованием тех цифр, на которые не влияют такие факторы, как простои в ожидании завоза оборудования, остановки по технике безопасности и прочие непроизводительные работы.

Итоги

- На основе анализа участка испытания доказана связь дополнительных потерь давления на трение в процессе ГРП с конструктивными особенностями использования технологии, а также с недостаточной пропускной способностью призабойной зоны пласта, в том числе из-за неполного срабатывания мембран.
- Показана связь увеличения длительности периода стравливания, влияющая на своевременный ввод скважины в эксплуатацию, от величины пластового давления при использовании технологии со сдвоенными пакерами. Данная связь отслежена по результатам работ на нескольких участках эксплуатационного бурения. Одним из способов перекрытия трубного пространства от избыточного давления является использование шарового клапана.

Выводы

- По результатам испытания компоновки в 114 мм хвостовике с набухающими пакерами и 146 мм зацементированной эксплуатационной колонне выявлены как положительные, так и отрицательные стороны. Цементирование горизонтальной части обеспечивает более точное позиционирование точки инициации трещины в пласте, что может благоприятным образом препятствовать росту обводненности.
- Исходя из необходимых для безопасного проведения этапов работ, получены представления о сроках освоения. Продолжительность цикла освоения при прочих равных условиях сопоставима с широко применяемой системой со сдвижными муфтами, активируемыми шарами.
- Неоспоримое преимущество технологии со сдвоенными пакерами — это равнопроходной ствол, который остается после проведения работ. В дальнейшем в скважинах возможны повторные работы с применением пакеров.
- Для сравнения в горизонтальных скважинах, которые освоены шаровым способом, проблемы проведения с двухпакерными компоновками останутся даже после фрезерования оснастки хвостовика (шары и муфты). Оставшиеся после фрезерования заусенцы и сколы либо выведут из строя резиновые элементы, либо не позволят получить требуемую герметичность.

Литература

1. Горин В.В. Успешный опыт проведения 20-стадийного ГРП за одну спускоподъемную операцию на Самотлорском месторождении с применением технологии «манжетный пакер» // Время колтюбинга. 2017. № 6. С. 40–41.
2. Кудря С.С. Инновационный метод проведения многостадийных ГРП в горизонтальных скважинах Самотлорского месторождения // Инженерная практика. 2014. № 12. С. 9–15.
3. Бакин М.А., Мищенков А.В. Селективная повторная стимуляция пластов в скважинах с МГРП // Нефть. Газ. Новации. 2021. № 9. С. 18–22.
4. Godbey J.K. Pressure measurements during formation fracturing operations. Published in Petroleum Transactions, AIME, 1958, Vol. 213, issue 1, P. 65–69. (In Eng).
5. Анкушев Я.Е. Оценка различных типов трения при проведении гидравлического разрыва пласта // Наука, техника и образование. 2019. № 1. С. 34–36.

Results

- Based on the analysis of the test site is proved the connection of additional friction pressure losses with the design features of using the technology. Insufficient flow capacity of the bottom-hole zone of the formation is associated, among other things, also with incomplete actuation of the membranes.
- The relationship between the increase in the duration of the bleed period, which affects the timely commissioning of the well, and the magnitude of reservoir pressure when using the technology with dual packers is shown. This relationship was tracked based on the results of work on several production drilling sites. One of the ways to block the pipe space from extra pressure is the use of a ball valve.

Conclusions

- According to the results using of the assembly with dual elastic packers were revealed positive and negative sides works in 114 mm liner with swelling packer and in 146 mm cemented liner. Cementing the horizontal part provides a more accurate positioning of the crack initiation point in the formation, which can effectively prevent the growth of water cut.
- Based on the necessary stages of work for the safe conduct of work are received ideas about the timing of completions. The duration of the completion cycle, all other things being equal, is comparable to a widely used system with sliding collars activated by balls.
- The main advantage of the technology with dual packers is an equal size wellbore, which remains after the work. In the future, is possible to repeat works with the use of dual packers in the produced wells.
- For comparison, in horizontal wells with an unequal size wellbore will remain. Unevenness and garbage in the wellbore after rotary cutting will not allow to obtain the required tightness.

References

1. Gorin V.V. Successful experience in performing one trip 20-stage hydro-fracturing at Samotlor field using the procedure of “cup bridge packer”. Coiled tubing times, 2017, issue 6, P. 40–41. (In Russ).
2. Kudrya S.S. Innovative method of multistage hydraulic fracturing in horizontal wells of the samotlorsokoye field. Engineering practice, 2014, issue 12, P. 9–15. (In Russ).
3. Bakin A.V. Selective formation re-stimulation in wells treated with MSHF. Neft. Gaz. Novacii, 2021, issue 9, P. 18–22. (In Russ).
4. Godbey J.K. Pressure measurements during formation fracturing operations. Published in Petroleum Transactions, AIME, 1958, Vol. 213, issue 1, P. 65–69. (In Eng).
5. Ankushev Ya.E. Evaluation of various friction types during hydraulic fracturing. Science, technology and education, 2019, issue 1, P. 34–36. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Пызыков Владимир Федорович, инженер первой категории, отдел инженерного сопровождения гидравлического разрыва пласта, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Тюмень, Россия
Для контактов: vladimir.pyzykov@lukoil.com

Pyzykov Vladimir Fedorovich, engineer of the first category of the department of engineering support of hydraulic fracturing, “LUKOIL-Engineering” LLC “KogalymNIPIneft” branch office, Tyumen, Russia
Corresponding author: vladimir.pyzykov@lukoil.com

INTECH

ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ КРС, ПНП, ГНКТ, ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ И СУПЕРВАЙЗИНГ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И РАЗВЕТВЛЕННЫХ СКВАЖИНАХ. КОНТРОЛЬ СКВАЖИН. УПРАВЛЕНИЕ СКВАЖИНОЙ ПРИ ГНВП. ПРОТИВОФОНТАННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Июнь 2023, Тюмень

+7 3452 520-958
бронирование участия в конференциях
academy.intechnol.com

Генеральный информационный партнер
ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-62-65

УДК 622 I Научная статья

Выбор оптимальной системы разработки сверхнизкопроницаемых коллекторов на примере Эргинского лицензионного участка Приобского месторождения

Капишев Д.Ю.[1], Рахимов М.Р.[1], Мироненко А.А.[1], Родионова И.И.[1], Федоров А.Э.[1], Гареев Р.Р.[1], Мирошниченко В.П.[2], Паровинчак К.М.[3]
[1]ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия, [2]ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия, [3]ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия
kapishevdy@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
Данная статья открывает цикл статей, посвященного работе по оптимизации системы разработки коллекторов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами на примере Эргинского лицензионного участка. Приведено описание истории развития актива, от первой оценки его потенциала до запуска в промышленную эксплуатацию и постоянной борьбы за рентабельность проекта. Эргинский ЛУ Приобского месторождения приобретён ПАО «НК «Роснефть» в 2017 году. По результатам бурения первых эксплуатационных скважин выяснилось, что первоначальная оценка продуктивности пластов была ошибочной. Для дальнейшей рентабельной разработки ЛУ предложен переход на системы горизонтальных скважин, расположенных поперек направления распространения регионального стресса с увеличением количества стадий гидроразрыва пласта.

Материалы и методы
По результатам гидродинамического моделирования была предложена смена стратегии разработки участка: переход на разработку горизонтальными скважинами, расположенными поперек направления распространения регионального стресса с увеличением количества стадий ГРП. Запланированы опытно-промышленные работы по бурению длинных горизонтальных скважин с применением МГРП по технологии Plug & Perf и высокоскоростной закачкой проппанта.

Ключевые слова
разработка месторождений, низкопроницаемые коллекторы, ультратрудноизвлекаемые запасы, горизонтальные скважины с многостадийным гидроразрывом пласта

Для цитирования
Капишев Д.Ю., Рахимов М.Р., Мироненко А.А., Родионова И.И., Федоров А.Э., Гареев Р.Р., Мирошниченко В.П., Паровинчак К.М. Выбор оптимальной системы разработки сверхнизкопроницаемых коллекторов на примере Эргинского лицензионного участка Приобского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7. С. 62–65. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-62-65

Поступила в редакцию: 03.11.2022

UDC 622 I Original Paper

The choice of the optimal system for the development of ultra-low-permeable reservoirs on the example of the Erginsky license area on the Priobskoye field

Kapishev D.Yu.[1], Rahimov M.R.[1], Mironenko A.A.[1], Rodionova I.I.[1], Fedorov A.E.[1], Gareev R.R.[1], Miroshnichenko V.P.[2], Parovinchak K.M.[3]
[1]"RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia, [2]"RN-Yuganskneftegaz" LLC, Nefteyugansk, Russia, [3]"NK "Rosneft" PJSC, Moscow, Russia
kapishevdy@bnipi.rosneft.ru

Annotation
This article opens a series of articles devoted to the work on optimizing the system of developing collectors with low filtration properties on the example of the Erginsky license area. The article describes the history of the asset's development, from the first assessment of its potential to the launch into commercial operation and the constant struggle for the profitability of the project. Erginsky LA of the Priobskoye field was acquired by oil company "NK "Rosneft" PJSC in 2017. According to the results of drilling the first production wells, it turned out that the initial assessment of reservoir productivity was erroneous. For further cost-effective development of the area, a transition to systems of horizontal wells located across the direction of regional stress propagation with an increase in the number of hydraulic fracturing stages is proposed.

Materials and methods
Based on the results of hydrodynamic modeling, a change in the site development strategy was proposed: the transition to development by horizontal wells located across the direction of regional stress propagation with an increase in the number of hydraulic fracturing stages. Pilot-industrial work on drilling long horizontal wells with the use of MGRP using Plug & Perf technology and high-speed injection of proppant is planned.

Keywords
field development, unconventional reservoirs, low-permeability reservoirs, ultrahard-to-recover reserves, horizontal wells with multistage hydraulic fracturing

For citation
Kapishev D.Yu., Rahimov M.R., Mironenko A.A., Rodionova I.I., Fedorov A.E., Gareev R.R., Miroshnichenko V.P., Parovinchak K.M. The choice of the optimal system for the development of ultra-low-permeable reservoirs on the example of the Erginsky license area on the Priobskoye field. Exposition Oil Gas, 2022, issue 7, P. 62–65. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-62-65

Received: 03.11.2022

В настоящее время выбор оптимальной системы разработки низкопроницаемых коллекторов является одной из важнейших задач как на новых активах, так и в краевых зонах старых месторождений Западной Сибири. Это связано с вводом в эксплуатацию трудноизвлекаемых запасов сверхнизкопроницаемых коллекторов (менее 0,3 мД) — «ультра ТРИЗ», свойства которых все более ухудшаются к границам распространения залежей.

Приобское месторождение является настоящей жемчужиной и ключевым месторождением не только ПАО «НК «Роснефть», но и всей страны — и уже более 10 лет занимает лидирующее место по годовой добыче нефти. Данный гигант является уникальным по объему запасов, которые сосредоточены в самых разных геологических условиях: от благоприятных шельфовых отложений до сверхнизкопроницаемых глубоководных зон. Приобское месторождение является полигоном Компании по совершенствованию технологий разработки сложных коллекторов: именно здесь были пробурены первые горизонтальные скважины (ГС) с МГРП и апробируются самые разные системы разработки. Одним из таких полигонов является Эргинский ЛУ, обеспечивающий 7 % годовой добычи Приобского месторождения и обладающий на текущий момент наихудшими коллекторскими свойствами.

Данная статья является частью цикла статей, посвященного работе по оптимизации системы разработки коллекторов с низкими ФЕС, так называемыми ультра ТРИЗ, на примере Эргинского ЛУ.

Эргинский ЛУ Приобского месторождения приобретен ПАО «НК «Роснефть» в 2017 г. и находится на первой стадии разработки. На участке выделено 8 продуктивных пластов, объединенных в 5 объектов разработки. Более 80 % начальных извлекаемых запасов нефти относятся к терригенным отложениям нижнего мела черкашинской свиты. Пласт АС10/0-1 является основным по запасам и накопленной добычи нефти, запасы относятся к категории ТРИЗ.

Продуктивные отложения пласта АС10/0-1 представляют собой фондоформенную часть клиноформенного комплекса, осложненных системой конусов выноса и оползневых тел. Отложения конусов выноса представляют собой аккумулятивное тело линзовидной формы, с одной стороны; с другой – утоняющееся в сторону открытого моря [1]. В строении конусов выноса выделяют проксимальную, среднюю и дистальную части. Накопление и сброс материала в виде турбидитных потоков является цикличным в данной фациальной обстановке, поэтому с течением времени сбрасываемые толщи осадочного материала накладываются друг на друга, образуя систему «лопастей». Данный набор фаций характеризуется сверхнизкой проницаемостью, высокой расчлененностью, низкой латеральной связностью. Зернистость уменьшается вниз по направлению сноса. Так, рассматриваемый пласт АС10/0-1 представляет собой слияние лопастей в целостную систему конусов выноса [2]. Коллектор в основном сложен переслаиванием песчаников от мелкозернистых до алевритистых. Коллектор порового типа, сверхнизкопроницаемый за счет малого размера поровых каналов и высокой рассеянной глинистости.

С середины 2019 г. начато эксплуатационное бурение по рядной системе разработки горизонтальными добывающими и нагнетательными скважинами с длиной горизонтального участка 1 200 м и десятью стадиями ГРП. Горизонтальный участок расположен вдоль регионального стресса (максимального горизонтального напряжения) для создания галереи трещин (рис. 2 а). Расстояние между соседними скважинами в ряду и между рядами составляет 200 м. Ввод в промышленную разработку Эргинского ЛУ осуществлен в августе 2020 г.

С момента приобретения актива выполнена масштабная работа по актуализации геологической модели по результатам поисково-разведочного (7 скважин) и эксплуатационного бурения (397 скважин, в т.ч. 354 с горизонтальным окончанием), интерпретации объединенного куба 3D-сейсмики (в объеме 797,5 км^2), пересмотра интерпретации ГИС в 18 старых поисково-разведочных скважинах. Согласно лабораторным исследованиям керна (›1 800 образцов) установлено существенное ухудшение ФЕС в направлении дистальной части конуса выноса, что потребовало решений в части оптимизации ранее принятой системы разработки.

Оценка актива по объектам-аналогам

В 2017–2018 гг. при первых рассмотрениях нового объекта в качестве аналога принималась южная часть Горшковской площади Приобского месторождения, которая успешно разрабатывается рядной системой ГС. Бурение на Эргинском ЛУ происходило одновременно с западной частью ГП и проведением лабораторных исследований керна. В процессе бурения и запуска скважин стало ясно, что ближайшим аналогом по ФЕС является именно западная часть ГП, обладающая худшими коллекторскими свойствами, то есть идет речь о разработке объекта ультра ТРИЗ (табл. 1).

Анализ фактических данных по коэффициенту проницаемости

По результатам короткого повторного испытания разведочных скважин длительностью до 15 суток в зимний период в 2019 г. уточнена проницаемость на уровне 0,4 мД, при этом эти разведочные скважины оказались в лучших геологических зонах пласта АС10/0-1. На полученные геологические параметры пласта и имеющиеся данные была запроектирована рядная система разработки горизонтальными скважинами, ориентированными вдоль регионального стресса, длиной 1 200 м с десятью стадиями ГРП, по аналогии с южной частью ГП. К концу 2021 г. на лицензионном участке по данной системе пробурено более 350 скважин, в том числе более 80 % с горизонтальным окончанием. В результате запуска горизонтальных скважин в добычу фактический запускной дебит жидкости оказался ниже планового на 44 %. Фактический коэффициент падения дебита жидкости выше планового на 7 % [1].

В период 2020–2021 гг. по результатам первых данных добычи по скважинам, с длительностью эксплуатации от 3 до 6 месяцев и оснащенным датчиками погружной телеметрии скважин (ТМС), проведено 46 гидродинамических исследований. Согласно интерпретации данных гидродинамических исследований (ГДИС) и промысловых исследований оценка величины коэффициента проницаемости составила 0,27 мД. По результатам появившейся новой геологической и промысловой информации была актуализирована модель коллектора и карта распространения проницаемости пласта АС10/0-1 с учетом ухудшения ФЕС к краевой части залежи в неразбуренных зонах. Среднее значение величины проницаемости по неразбуренной зоне оценено на уровне 0,25 мД (табл. 2).

Для дальнейшей рентабельной разработки ЛУ подготовлены мероприятия по оптимизации системы разработки для неразбуренных частей пласта с учетом уточненного геологического строения.

На упрощенной гидродинамической модели (ГДМ) выполнена оперативная оценка оптимального режима дальнейшей разработки пласта горизонтальными скважинами. На рисунке 1 приведена полученная палетка выбора способа разработки для различных величин эффективной проницаемости — k* и коэффициента песчанистости (NTG) и ориентации ГС — вдоль и поперек регионального стресса.

По результатам выполненных расчетов были сделаны следующие заключения:

- для разбуренной зоны базовая система разработки Эргинского ЛУ характеризуется большей экономической эффективностью при организации системы ППД, чем при ее отсутствии при NTG › 0,3;
- для краевых неразбуренных зон, характеризующихся ухудшенными коллекторскими свойствами, меньшей связанностью и размерами песчаных тел, базовая система разработки Эргинского ЛУ по экономической эффективности уступает системе разработки с поперечным расположением ГС, расстоянием между рядами скважин (dX) = 300 м и полудлиной трещин ГРП (xf_prod) = 150 м при NTG ‹ = 0,45. При этом важно учитывать, что для создания трещины ГРП с эффективной полудлиной › 150 м требуется применение новых более агрессивных методов ГРП, что приводит к повышению коэффициента охвата пластов.

С использованием детальных ГДМ, описывающих геологическое строение зон ближайшего бурения Эргинского ЛУ, были выполнены дальнейшие технико-экономические расчеты. Для рассматриваемого участка выполнена оценка среднего размера длин геологических песчаных тел по фактическим данным гамма-каротажа горизонтальных скважин [3]. Основываясь на полученных значениях, исследовано поле вероятностей при вариограммном анализе на более короткой дистанции. Учитывая новые корреляционные радиусы и характер распределения ФЕС в дистальной части турбидитового комплекса глубоководных отложений, построена уточненная детальная геологическая модель, средний размер песчаных тел составил 220 м. Выполнена адаптация модели на данные добычи фактических ГС, расположенных вдоль границы (~ 2 км) зоны с рассчитываемой областью.

Формирование расчетных вариантов в неразбуренной части пласта

Первая серия расчетов предусматривает дальнейшую реализацию текущей системы разработки, т.е. бурение горизонтальных стволов (длина горизонтального ствола L = 1 200 м, полудлина трещины ГРП xf = 125 м) с ориентацией вдоль регионального стресса (табл. 3, вар. 1.1–1.2, рис. 2 а, 2 б).

Для второй серии расчетов предусмотрена разработка с разворотом сетки скважин, увеличением количества стадий и более прогрессивных дизайнов ГРП с целью повышения Кохв, с увеличением расстояния между скважинами с 200 до 300 м и увеличением

количества стадий ГРП с 10 до 16 и 25 (табл. 3. вар. 2.0–2.6, рис. 2 в). В таблице 3 на примере одного из кустов зоны ближайшего бурения приведено сопоставление технико-экономических параметров расчетных вариантов и сравнение экономической эффективности по вариантам разработки. Ввиду того, что кустовые площадки на момент расчета уже были спроектированы и отсыпаны, сравнение показателей приводится для запланированных 20 скважин во всех вариантах.

Согласно выполненной экономической оценке модельных расчетов лучшим по накопленному чистому дисконтированному доходу (NPV) характеризуется вариант 2.6 (табл. 3) с 25 стадиями ГРП с поперечным размещением скважин при dx = 300 м. При этом данный вариант несет в себе технологические риски в части реализации заявленных полудлин трещин ГРП. Для отработки новой для Компании системы разработки и более прогрессивных дизайнов ГРП в качестве рекомендуемого был принят вариант 2.3 (табл. 3).

Итоги

Определены два пилотных куста для проведения опытно-промышленных работ, на текущий момент один из них полностью разбурен — и запущенные скважины подтверждают более высокую технико-экономическую эффективность.

Следующий шаг оптимизации проектных решений на пилотных кустах — это совершенствование технологий заканчивания, применение большеобъемных ГРП с реализацией большого количества стадий и кластеров гидроразрыва, применение низковязких жидкостей с повышенными расходами закачки, а также организация системы заводнения на скважинах, расположенных поперек направления стресса. На рисунках 2 г и 2 д приведена схема размещения скважин по вариантам. Полученные результаты будут рассмотрены в дальнейших публикациях.

Выводы

По результатам бурения первых эксплуатационных скважин выяснилось, что Эргинский ЛУ обладает худшими ФЕС по сравнению с хорошо изученной ГП Приобского месторождения, которая была принята первоначально в качестве аналога.

В связи с этим предложено осуществлять переход на системы разработки с разворотом проектных горизонтальных скважин поперек направления распространения регионального стресса для повышения Кохв, увеличивая при этом и количество стадий ГРП, и удельную массу проппанта на единицу эффективной толщины.

Также запланировано проведение опытно-промышленных работ по бурению длинных ГС (более 2 000 м) с применением многостадийных ГРП по технологии Plug & Perf [4]; проведение МГРП с высокоскоростной закачкой проппанта для максимального распространения трещин как по высоте, так и по длине; вовлечение в разработку наибольшего дренируемого объема коллектора.

Литература

1. Родионова И.И., Шабалин М.А., Капишев Д.Ю., Бакиров Р.И., Хабибуллин А.Ф., Насыров Р.Р., Сергейчев А.В. Выбор стратегии разработки месторождения с трудноизвлекаемыми запасами на стадии освоения // Нефтяное хозяйство. 2019. № 12. С. 132–135.

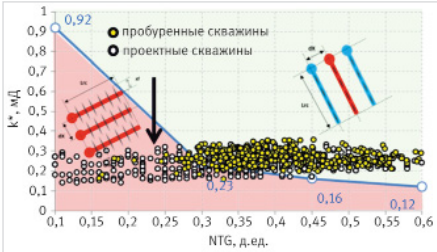


Рис. 1. Расчет граничного значения проницаемости, при котором рекомендуется переход на системы с поперечным размещением скважин относительно регионального стресса
Fig. 1. Calculation of the boundary value of permeability, at which it is recommended to switch to systems with transverse placement of wells relative to regional stress

2. Закревский К.Е., Нассонов Н.В. Геологическое моделирование клиноформ неокома Западной Сибири. Тверь: ГЕРС, 2012. 80 с.
3. Петрук А.А., Родионова И.И., Мухаметов А.Р., Галеев Э.Р., Искевич И.Г., Фазылов Д.С., Мумбер П.С. Опыт моделирования конусов выноса на примере низкопроницаемого участка Приобского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 2. С. 45–50.
4. Якуба А.Н. Разработка нового оборудования для технологии Plug & Perf — развитие и технические решения на основании накопленного опыта // Нефть. Газ. Новации. 2022. № 3. С. 78–85.

Табл. 1. Динамика уточнения проницаемости и проницаемость в зонах нового эксплуатационного бурения Приобского месторождения, в в том числе Эргинского ЛУ
Tab. 1. Dynamics of permeability refinement and permeability in the zones of new production drilling of the Priobskoye field, including the Erginsky LA

Период	Стадия развития Приобского месторождения		Оценка эффективной проницаемости, мД
	Северная лицензионная территория	Эргинский ЛУ	
1990-е годы	Разработка шельфовой части месторождения	-	10
2000-е годы	Продвижение бурения в склоновую часть	-	5
2010-е годы	Ввод в разработку Горшковской площади	-	≤ 2
2015 год	Разработка южной части ГП	-	1,2
2017 год		Приобретение актива ПАО НК «Роснефть»	0,8
2019 год	Разработка западной части ГП	Переиспытания разведочных скважин с ГРП	0,4
2021 год		Запуск эксплуатационных скважин в работу, оценка промысловых данных. Начало реализации ОПР	0,27
2022+ годы	ОПР, основанные на результатах отработки технологий на Эргинском ЛУ	Неразбуренная зона. Учет рисков ухудшения проницаемости к границе коллектора	≤ 0,25

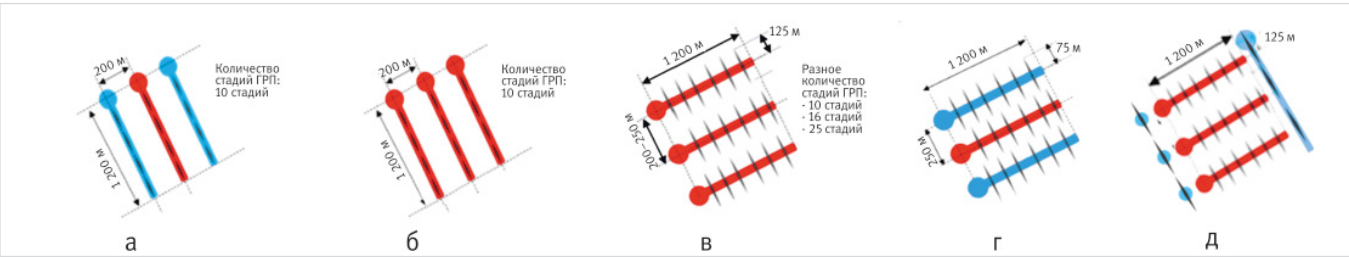


Рис. 2. Схема расположения скважин по вариантам
Fig. 2. Layout of wells by options

Табл. 3. Технико-экономическая оценка сформированных расчетных вариантов
Tab. 3. Technical and economic assessment of the formed design options

	Технологические показатели				Экономические показатели, %*			
Вариант	Направление относительно стресса	Расстояние м/у рядами dx, м	Кол-во стадий ГРП, шт.	Qнак. нефти за 5 лет, тыс. т	NPV	NPV/S**	DPI***	IRR***
1.1	Вдоль	200	10	995,1	-	-	-	-
1.2	Вдоль	200	10	531,5	+12	+12	+0	+27
2.0	Поперек	200	10	572,1	+43	+43	+12	+0
2.1	Поперек	200	16	684,7	+80	+80	+25	+54
2.2	Поперек	200	25	769,2	+81	+81	+25	+54
2.3	Поперек	250	16	817,2	+126	+120	+25	+118
2.4	Поперек	250	25	936,7	+141	+133	+37	+136
2.5	Поперек	300	16	933,2	+167	+144	+37	+172
2.6	Поперек	300	25	1095,9	+193	+162	+37	+200

* — экономические показатели приведены в относительном изменении от базового варианта (вар. 1.1);
** — NPV, приведенный на единицу площади;
*** — DPI (дисконтированный индекс доходности), IRR (внутренняя норма доходности).

ENGLISH

Results

Two pilot bushes have been identified for pilot-industrial work, at the moment one of them is fully drilled, and the launched wells confirm a higher technical and economic efficiency.

The next step in optimizing design solutions at pilot bushes is the improvement of completion technologies, the use of large–volume fractures with the implementation of a large number of stages and clusters of hydraulic fracturing, the use of low-viscosity liquids with increased injection costs, as well as the organization of a flooding system at wells located across the stress direction. The results obtained will be discussed in further publications.

Conclusions

According to the results of drilling the first production wells, it turned out that the Erginsky LA has worse filtration properties compared to the well-studied Gorshkovskaya area of the Priobskoye field, which was initially adopted as an analogue.

In this regard, it is proposed to make the transition to development systems with a reversal of the design horizontal wells across the direction of regional stress propagation, while increasing both the number of hydraulic fracturing stages and the specific mass of the proppant per unit of effective thickness.

It is also planned to conduct pilot work on drilling long wells (more than 2 000 m) with multi-stage fracturing using Plug & Perf technology [4] and high-speed injection of proppant for maximum crack propagation both in height and length, and involvement in the development of the largest the drained volume of the collector.

References

1. Rodionova I.I., Shabalin M.A., Kapishev D.Y., Bakirov R.I., Khabibullin A.F., Nasyrov R.R., Sergeichev A.V. Choosing strategy of development of hard-to-recovery oil reserves at early stage of exploration. Oil industry, 2019, issue 12, P. 132–135. (In Russ).
2. Zakrevsky K.E., Nasonov N.V. Geological modeling of the Neocomian clinoforms of Western Siberia. Tver: GERS, 2012, 80 p. (In Russ).
3. Petruk A.A., Rodionova I.I., Mukhametov A.R., Galeev E.R., Iskevich I.G., Fazylov D.S., Mumber P.S. The experience of modeling removal cones on the example of a low-permeable section of the Priobskoye field. Exposition Oil Gas, 2022, issue 2, P. 45–50. (In Russ).
4. Yakuba A.N. Development of new equipment for Plug & Perf technology – development and technical solutions based on accumulated experience. Oil. Gas. Innovations, 2022, issue 3, P. 78–85. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Капишев Денис Юрьевич, главный инженер проекта, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
Для контактов: kapishevdy@bnipi.rosneft.ru

Рахимов Марат Рашитович, главный инженер проекта, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Мироненко Артем Александрович, начальник управления, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Родионова Инесса Игоревна, начальник отдела, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Федоров Алексей Эдуардович, начальник управления, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Гареев Рафаэль Радикович, директор по геологии и проектированию разработки месторождений, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Мирошниченко Вадим Петрович, начальник управления, ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

Паровинчак Константин Михайлович, к.г.-м.н., руководитель проекта, ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Kapishev Denis Yurievich, chief project engineer , “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: kapishevdy@bnipi.rosneft.ru

Rakhimov Marat Rashitovich, chief project engineer , “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Mironenko Artem Aleksandrovich, head of department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Rodionova Inessa Igorevna, head of department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Fedorov Alexey Eduardovich, head of department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Gareev Rafael Radikovich, director of geology and field development design, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Miroshnichenko Vadim Petrovich, head of department, LLC “RN-Yuganskneftegaz”, Nefteyugansk, Russia

Parovinchak Konstantin Mikhailovich, candidate of geological and mineralogical sciences, project manager, field development department, “NK “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-66-69

УДК 622.276 I Научная статья

Повышение эффективности разработки новых нефтегазоконденсатных залежей за счет применения методики выбора объекта-аналога (часть 1)

Абдрахманова Э.К.[1], Исламов Р.Р.[1], Кузин И.Г.[1], Нигматуллин Ф.Н.[1], Антаков И.С.[1], Кузнецов А.М.[2], Гилаев Г.Г.[3]
[1]ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, [2]РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, [3]КубГТУ, Кубань, Россия
abdrakhmanovaek@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
Поиск аналогов для нефтегазовых залежей представляет собой сложную задачу, так как на динамику добычи нефти, газового фактора, обводнённости существенное влияние оказывает целый комплекс параметров пласта. В связи с этим разработаны методика и программный модуль для выбора объекта-аналога, позволяющие учесть ключевые качественные и количественные геолого-физические характеристики залежи [1].

Материалы и методы
Методика и модуль для выбора аналогового пластового объекта. Характеристики смещения объекта-аналога водохранилища. Использование объекта-аналога для верификации гидродинамической модели нового объекта водохранилища.

Ключевые слова
система разработки, геолого-физические характеристики, аналог, нефтегазоконденсатная залежь

Финансирование. Работа выполнена в рамках целевого инновационного проекта №226 ПАО «НК «Роснефть» «Разработка системы ТЭО для нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений».

Для цитирования
Абдрахманова Э.К., Исламов Р.Р., Кузин И.Г., Нигматуллин Ф.Н., Антаков И.С., Кузнецов А.М., Гилаев Г.Г. Повышение эффективности разработки новых нефтегазоконденсатных залежей за счет применения методики выбора объекта-аналога // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7. С. 66–69. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-66-69

Поступила в редакцию: 18.11.2022

UDC 622.276 I Original Paper

Improving the efficiency of development new oil and gas condensate reservoirs using a method for selecting an analogue

Abdrakhmanova E.K.[1], Islamov R.R.[1], Kuzin I.G.[1], Nigmatullin F.N.[1], Antakov I.S.[1] Kuznetsov A.M.[2], Gilaev G.G.[3]
[1]"RN-BashNIPIneft"LLC, Ufa, [2]Gubkin University, Moscow, Russia, [3]Kuban state technological university, Kuban, Russia
abdrakhmanovaek@bnipi.rosneft.ru

Abstract
Searching analogs for oil and gas deposits is a difficult task, because the dynamics of oil production, gas factor and water cut is significantly influenced by a whole complex of reservoir parameters. In this regard, a methodology and a software module have been developed for selecting an analogue object that based on the qualitative and quantitative geological-physical characteristics of the reservoir [1].

Materials and methods
Methodology and module for selecting an analogue reservoir object. Characteristics of displacement of an analogue reservoir object. Using an analogue object to verify the hydrodynamic model of a new reservoir object.

Keywords
hydrodynamic model, development system, multivariate calculations, geological-physical characteristics, analogue, oil and gas condensate reservoir

For citation
Galiev R.R., Voloshina A.A., Novikov A.P., Abdrahimov R.I. Paleotectonic analysis of the northern part of the Priobskoye oil field. Exposition Oil Gas, 2022, issue 7, P. 66–69. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-66-69

Received: 18.11.2022

Введение

Проектирование разработки новых объектов сопровождается проблемами неопределенности и неполноты необходимых исходных данных. Одним из путей решения данной проблемы является поиск объектов-аналогов, на основе опыта разработки которых можно провести оценку коэффициента извлечения нефти (КИН), прогнозной динамики обводнения и газового фактора в условиях реализованной на объекте-аналоге системы разработки. Кроме того, возможно сопоставление разных систем разработки в случае, если будут найдены аналоги, разрабатываемые с применением различных систем разработки. По новым неразрабатываемым залежам одной из ключевых неопределенностей является информация о кривых относительных фазовых проницаемостей (ОФП), которые будут определять динамику обводнения и газового фактора. Для минимизации данной неопределенности в случае отсутствия собственных керновых исследований можно провести адаптацию гидродинамической модели (ГДМ) нового объекта на исторические показатели разработки по выбранному объекту-аналогу, либо напрямую использовать кривые ОФП по объекту-аналогу в случае их наличия.

Обычно при поиске аналогов производится сравнение количественных или качественных характеристик разных объектов. Зачастую характеристики для сравнения аналогов выбираются субъективным образом, из-за чего адекватность найденных аналогов во многом зависит от опыта и компетентности специалистов. Кроме того, такой подход требует больших временных затрат.

Вопросы подбора аналогов рассмотрены в большом количестве работ. Можно выделить подходы, которые опираются на сравнение количественных характеристик пласта, и подходы, опирающиеся на сравнение качественных характеристик [2–4]. В работе [5] описана мировая база данных пластов-аналогов Digital Analogs E&P Knowledge System, которая, помимо количественных параметров ГФХ, включает в себя и качественные параметры, однако недостатком ее применения является экспертное задание граничных значений по каждому количественному параметру, что делает анализ субъективным.

Основная проблема заключается в том, что нет единой методики выбора объекта-аналога. Ряд методик учитывает количественные параметры, другие – качественные. Кроме того, разработка нефтегазовых залежей сопровождается фильтрационными процессами, на которые оказывают влияние такие параметры как нефтенасыщенная и газонасыщенная толщины, вязкость нефти, газа и воды, кривые ОФП, пластовое давление, проницаемость, пористость и т.д., причем количество таких параметров существенно больше, чем для нефтяных или газовых пластов. По этой причине задача выбора аналога для нефтегазоконденсатных залежей является более сложной по сравнению с нефтяными или газовыми залежами, в связи с чем была разработана методика выбора объекта-аналога для нефтегазовых и нефтегазоконденсатных залежей, учитывающая качественные и количественных ГФХ [1].

Разработанная методика внедрена в модуль корпоративного программного комплекса «РН КИН» ПАО «НК «Роснефть» с целью сокращения временных затрат и минимизации субъективных ошибок в выборе критериев сходства при поиске объектов-аналогов.

Методика и модуль выбора объекта-аналога

С целью наиболее полного учета качественных и количественных параметров, оказывающих влияние на процессы разработки в нефтегазовых залежах, была разработана методика выбора объекта-аналога [1] и собрана база данных объектов-аналогов по более чем 2 500 залежам ПАО «НК «Роснефть».

Выбор аналога осуществляется среди перечня залежей, сформированного на основе заданных в качестве фильтра качественных характеристик, имеющих первоочередное значение при расчете показателей разработки. К качественным характеристикам относятся тип пород — карбонатные или терригенные, тип ловушки, насыщающих коллектор. Также важную роль при выборе аналога играет обстановка осадконакопления или стратиграфическая приуроченность залежи. Количество качественных параметров, используемых для фильтрации, выбирает пользователь. Но как минимум должен быть задан тип пород. Дополнительно может быть задано ограничение по нефтегазоносной провинции и стратиграфической принадлежности, когда стоит задача поиска одновозрастных отложений, сформированных в одном регионе. Либо возможен вариант выбора по обстановке осадконакопления, если явного одновозрастного аналога в пределах заданной нефтегазоносной провинции найти не удалось (рис. 1).

Далее производится ранжирование оставшихся залежей по степени соответствия количественных критериев. В качестве меры для ранжирования принимается невязка:

$$R = \frac{1}{N} \times \sum_{i=1}^{N} \left| w_i \times \frac{x_{i_{кандидат}} - x_{i_{цель}}}{x_{i_{цель}}} \right|, \qquad (1)$$

где w_i — весовой коэффициент i-го параметра; $x_{i_{цель}}$ — значение i-го параметра для целевого объекта; $x_{i_{кандидат}}$ — значение i-го параметра

Рис. 1. Схема выбора объекта-аналога
Fig. 1. Analogue selection scheme

для объекта из перечня потенциальных объектов-аналогов; N — количество параметров.

Для того чтобы учесть степень влияния каждого количественного параметра объекта-аналога на показатели разработки, были определены весовые коэффициенты, которые отражают значимость параметра как признака при выборе аналога. Весовые коэффициенты каждого параметра были получены путем проведения анализа чувствительности показателей разработки к изменению данного параметра. В качестве целевой функции при анализе чувствительности использован приведенный (дисконтированный) профиль добычи:

$$F = \sum_{i=1}^{N} \left(\frac{Q_i}{(1+\varepsilon)^i} \right), \qquad (2)$$

где i — год разработки; Q_i — расчетная добыча углеводородной продукции за i-ый год, тонны условного топлива; F — приведенная накопленная добыча, тонны условного топлива; N — общий срок разработки, лет; ε — темп снижения веса добычи со временем, д. ед.

Смысл вышеприведенной формулы в том, что в отличие от накопленной добычи, когда добыча за каждый год имеет один и тот же вес, при расчете по данной формуле больший вес имеет добыча в первые годы разработки. Профиль добычи называется приведенным, так как профиль добычи приводится к одному году с коэффициентом $(1+\varepsilon)^{-i}$.

Расчет весовых коэффициентов проведен в широком диапазоне изменения параметров пласта и параметров разработки для нефтегазовых, нефтегазоконденсатных, нефтяных и газовых залежей по формуле:

$$w_i = \frac{\partial F / F}{\partial x_i / x_i} \approx \frac{F(x_1, \circ \ldots, x_i + \Delta x_i, \ldots, x_N) \times x_i}{F(x_1, \circ \ldots, x_i, \ldots, x_N) \times \Delta x_i} - \frac{F(x_1, \circ \ldots, x_i, \ldots, x_N) \times x_i}{F(x_1, \circ \ldots, x_i, \ldots, x_N) \times \Delta x_i}, \qquad (3)$$

где F — целевая функция, на основе которой проводится анализ чувствительности; Δx_i — величина изменения количественного параметра.

Процесс расчета автоматизирован с применением программного продукта RExLab [6–8], поддерживающего пользовательские скрипты на языке Python. Для RExLab написан пользовательский скрипт для генерации синтетических секторных ГДМ на основе набора заданных количественных ГФХ.

Описанная методика выбора объекта-аналога внедрена в модуль «Комплексная экспресс-оценка разработки, концептуального обустройства и экономической эффективности разработки новых лицензионных участков» ПК «РН-КИН» [9, 10]. Набор весовых коэффициентов для каждого количественного параметра занесен в базу данных. Для поиска аналогов необходимо задать качественные параметры, используемые как фильтр для исключения залежей, и количественные параметры. При подборе аналогов рекомендуется заполнять не менее шести количественных параметров, среди которых: плотность нефти, нефтенасыщенная и газонасыщенная толщины, проницаемость, начальное пластовое давление и пластовая температура. В процессе работы собрана база данных (БД) пластов-аналогов по нефтегазовым месторождениям ПАО «НК «Роснефть». БД содержит информацию по 2 500 объектам, при поиске аналогов происходит непосредственно обращение к ней. Результаты поиска отображаются в виде таблицы, где представлены ГФХ и свойства флюидов найденных аналогов, и в форме диаграмм (рис. 2), где представлены коэффициенты чувствительности по каждому количественному параметру пласта и среднее отклонение (невязка).

Итоги

Разработанная методика выбора объекта-аналога, учитывающая качественные и количественные параметры, внедрена в модуль корпоративного программного комплекса «РН КИН» ПАО «НК «Роснефть» с целью сокращения временных затрат и минимизации субъективных ошибок в выборе критериев сходства при поиске объектов-аналогов.

Выводы

Разработанная методика и модуль выбора объекта-аналога позволяет подбирать объекты-аналоги для нефтегазоконденсатной залежи с близкими ГФХ на основе качественных и количественных параметров с использованием весовых коэффициентов для каждого параметра, которые отражают его значимость как признака пласта-аналога.

Выбор производится из базы геологических объектов-аналогов, в которую занесена информация по геолого-физическим характеристикам более чем по 2 500 залежам ПАО «НК «Роснефть». Процедура выбора объекта-аналога из базы геологических объектов-аналогов занимает не более 15 минут, т.к. расчет критериев для выбора объектов-аналогов автоматизирован, что существенно быстрее традиционного подхода по выбору аналогов вручную.

Литература

1. Вологин И.С., Исламов Р.Р., Нигматуллин Ф.Н., Харисова А.В., Лознюк О.А. Методика выбора объекта-аналога для нефтегазовой залежи по геолого-физическим характеристикам // Нефтяное хозяйство. 2019. № 12. С. 124–127.
2. Орлова И.О., Захарченко Е.И., Скиба Н.К. Методический подход к классификации месторождений и поиску месторождений-аналогов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. №12. С.16–18.
3. Солодов И.С., Шакшин В.П., Колесников В.А., Хамитов И.Г., Устинов А.С. Статистические подходы к выявлению месторождений-аналогов Самарской области // Нефтяное хозяйство. 2011. №6. С. 30–33.

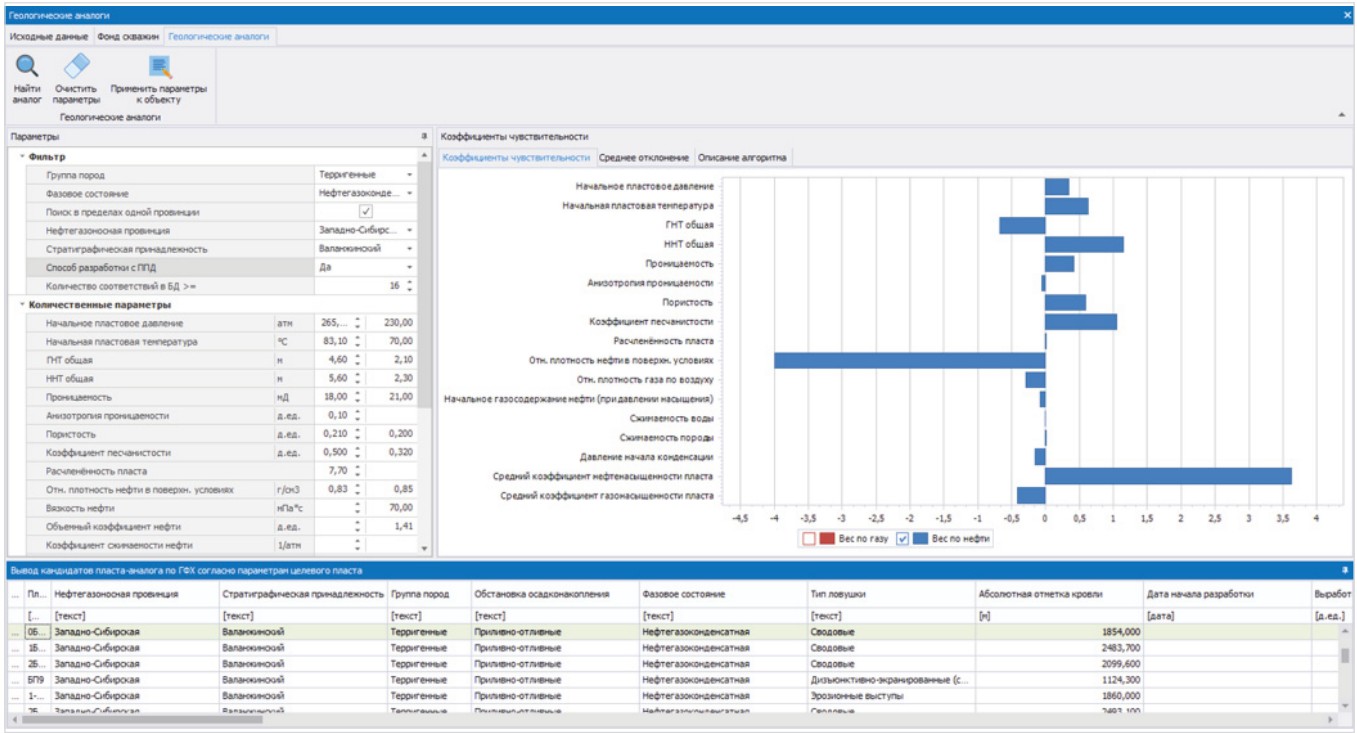


Рис. 2. Модуль программного комплекса РН-КИН для выбора аналога
Fig. 2. RN-KIN software package module for analogue selection

4. Алтунин А.Е., Семухин М.В., Кузяков О.Н. Технологические расчеты при управлении процессами нефтегазодобычи в условиях неопределенности. Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. 187 с.
5. Sun S.Q., Wan J.C. Geological analogs usage rates high in global survey. Oil & Gas Journal. 2002, Vol. 100, issue 46, P. 49-50. (In Eng).
6. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ модуль «RExLab 2017» ПК «РН-КИМ» №2017663444 от 01.12.2017 г.
7. Родионова И.И., Шабалин М.А., Мироненко А.А., Хабибуллин Г.И. Оптимизация проектных решений и систем заканчивания скважин при разработке пластов, характеризующихся сверхнизкопроницаемым и сверхнеоднородными коллекторами // Нефтяное хозяйство. 2019. № 10. С. 72–76.
8. Родионова И.И., Шабалин М.А., Капишев Д.Ю., Бакиров Р.И., Хабибуллин А.Ф., Насыров Р.Р., Сергейчев А.В. Выбор стратегии разработки месторождения с трудноизвлекаемыми запасами на стадии освоения // Нефтяное хозяйство. 2019. № 12. С. 132–135.
9. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ «Комплексная экспресс-оценка разработки, концептуального обустройства и экономической эффективности разработки новых лицензионных участков» ПК «РН-КИН» № 2022614613.
10. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ «Комплекс инструментов для нефтяного инжиниринга» № 2012611617.

ENGLISH

Results
The developed method for selecting an analogue object, based on qualitative and quantitative parameters, was implemented in the module of the corporate software complex “RN-KIN” of “NK “Rosneft” PJSC in order to reduce time costs and minimize subjective errors in the choice of similarity criteria when searching for analogue objects.

Conclusions
The developed methodology and module for selecting an analogue object allows selecting analogue objects for an oil and gas condensate reservoir with close geological and physical characteristics using qualitative and quantitative parameters using weight coefficients for each parameter that reflect its significance as a sign of an analogue reservoir.
The selection is carried out from the database of analogous geological objects, which contains information on the geological and physical characteristics of more than 2 500 deposits of “NK “Rosneft” PJSC. The procedure for selecting an analogue object from the database of analogue geological objects takes no more than 15 minutes, because the calculation of criteria for selecting analogue objects is automated, which is much faster than the traditional approach for selecting analogues manually.

References
1. Vologin I.S., Islamov R.R., Nigmatullin F.N., Kharisova A.V., Loznyuk O.A. Methodology for selecting an analogous object for oil and gas reservoirs to geological and physical characteristics. Oil Industry, 2019, issue12, P. 124–127. (In Russ).
2. Orlova I.O., Zacharchenko E.I., Skiba N.K. Methodical approach to the classification of deposits and the search for analogous deposits. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2014, issue 12, P.16–18. (In Russ).
3. Solodov I.S., Shakshin V.P., Kolesnikov V.A., Khamitov I.G., Ustinov A.S. Statistical approaches to identifying analogous deposits in the Samara region. Oil Industry, 2011, issue 6, P. 30–33. (In Russ).
4. Altunin A.E., Semukhin M.V., Kuzyakov O.N. Technological calculations in the management of oil and gas production processes under conditions of uncertainty. Tyumen: TSIU, 2015, 187 p. (In Russ).
5. Sun S.Q., Wan J.C. Geological analogs usage rates high in global survey. Oil & Gas Journal. 2002, Vol. 100, issue 46, P. 49-50. (In Eng).
6. Certificate of state registration of computer programs module “RExLab 2017” PK “RN-KIM” №2017663444 from 01.12.2017.
7. Rodionova I.I., Shabalin M.A., Mironenko A.A., Khabibullin G.I. Field development plan and well completion system optimization for ultra-tight and ultra-het-erogeneous oil reservoirs. Oil Industry, 2019, issue 10, P. 72–76. (In Russ).
8. Rodionova I.I., Shabalin M.A., Kapishev D.Yu., Bakirov R.I., Khabibullin A.F., Nasirov R.R., Sergeychev A.V. Choosing strategy of development of hard-to-recovery oil reserves at early stage of exploration. Oil Industry, 2019, issue 12, P. 132–135. (In Russ).
9. Certificate of registration of the computer program «Comprehensive express assessment of the development, conceptual development and economic efficiency of new licensed areas development “RN-KIN” software” № 2022614613. (In Russ).
10. Certificate of registration of the computer program “A set of tools for petroleum engineering” № 2012611617. (In Ruus).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Абдрахманова Элина Каримовна, старший специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
для контактов: abdrakhmanovaek@bnipi.rosneft.ru

Исламов Ринат Робертович, к.ф.-м.н., начальник отдела, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Кузнецов Александр Михайлович, д.т.н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Нигматуллин Фанис Наилевич, начальник управления, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Кузин Иван Геннадьевич, заместитель генерального директора по геологии и разработке, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Гилаев Гани Гайсинович, д.т.н., профессор кафедры нефтегазового дела, КубГТУ, Кубань, Россия

Антаков Илья Сергеевич, главный специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Abdrakhmanova Elina Karimovna, senior specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: abdrakhmanovaek@bnipi.rosneft.ru

Islamov Rinat Robertovich, ph.d in physics and mathematics, head of department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Kuznetsov Alexandr Mikhaylovich, d.sc. in engineering, professor of the oil and gas mining department, Gubkin University, Moscow, Russia

Nigmatullin Fanis Nailevich, head of department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Kuzin Ivan Gennadyevich, deputy general director of geology and development, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Gilayev Gani Gaysinovich, d.sc. in engineering, professor of the department of oil and gas business, Kuban state technological university, Kuban, Russia

Antakov Ilya Sergeyevich, chief specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Дорогие коллеги, друзья!

От всей души поздравляю вас с наступающим Новым годом!

Пусть этот год станет стартовой площадкой для совместных взлётов, побед, а неизученные горизонты придут в нашу жизнь и откроют новые перспективы для плодотворного сотрудничества.

Желаю, чтобы в ваших семьях всегда царили любовь, гармония, неугасаемая жизненная энергия, финансовый достаток и безопасность.

Пусть все желания превратятся в цели, а цели — в результат.

С Новым 2023 годом!

Директор ООО НПП «Петролайн-А»
Павел Абражеев

«Петролайн-А» — IT-компания, которая занимается разработкой ПО и носителей информации (КИПиА) собственного производства для нефтегазодобывающей промышленности.
ООО НПП «Петролайн-А» — это современная, постоянно развивающаяся компания международного уровня с чистой репутацией, обширной географией и богатой историей.

- Более 250 специалистов с профильным образованием
- Уникальные запатентованные разработки
- Более 15000 единиц готовой продукции ежегодно
- 10 000 м^2 производственных и складских площадей
- Более 20 сервисных центров в России и зарубежом

В эпоху импортозамещения «Петролайн-А» предлагает собственные российские разработки, которые пользуются спросом в разных странах мира. Продукция ООО НПП «Петролайн-А» уже эксплуатируется на территории РФ, Казахстана, Беларуси, Азербайджана, Узбекистана, Туркменистана, Вьетнама и других стран, и партнерские сети не перестают расширяться.

Мы гордимся разработками, учитываем все пожелания заказчиков и готовы предложить высокий сервис гарантийного (срок гарантии на оборудование 12 месяцев) и постгарантийного обслуживания.

Мы — «Петролайн-А» — профессионалы своего «ДЭЛА».

PL'A
ПЕТРОЛАЙН-А

ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ИННОВАЦИИ
В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

СОБСТВЕННЫЕ РАЗРАБОТКА И ПРОИЗВОДСТВО

- СКПБ — Система контроля параметров бурения и ремонта скважин ДЭЛ-150
- Система видеорегистрации ДЭЛ-150(В)
- Система контроля параметров раствора
- Система контроля расхода топлива «Пульсар»

ПОЗДРАВЛЯЕМ С НОВЫМ ГОДОМ!

Made in RUSSIA

ООО НПП «ПЕТРОЛАЙН-А»
423801, РФ, Республика Татарстан,
г. Набережные Челны, ул. Лермонтова, 53 А
Тел/факс: +7 (8552) 535-535, 71-74-31
Почтовый адрес: 423801, РФ, Республика Татарстан,
г. Набережные Челны, а/я 23
main@pla.ru www.pla.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-72-77

УДК 67.03 I Научная статья

Опыт и перспективы применения низковязких жидкостей при гидроразрыве пласта в зонах с пониженными фильтрационно-емкостными свойствами и близким водо-нефтяным контактом

Садыков А.М.[1], **Ерастов С.А.**[1], **Федоров А.Э.**[1], **Сирбаев Р.И.**[1], **Лескин Ф.Ю.**[2], **Сахипова И.А.**[2], **Зоркальцев Н.М.**[2], **Агзамов И.Ф.**[2],
[1]ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия, [2]АО «НК «Конданефть», Ханты-Мансийск, Россия
sadykovam2@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

Приведены результаты работы и извлеченные уроки из проведенных опытно-промышленных испытаний ГРП с использованием низковязких жидкостей в наклонно-направленных скважинах. Реализация данных ГРП позволила оптимизировать массу пропанта и локализовать трещину в продуктивном интервале, что, в свою очередь, способствовало получению большей полудлины трещины в продуктивном пласте, меньшей обводненности и достижению запланированных параметров. Рекомендации и накопленный опыт, приведенные в данной работе, могут повысить результативность ГРП с применением низковязких жидкостей.

Материалы и методы:
Лабораторные испытания по оценке влияния жидкостей ГРП на остаточную проницаемость пропантной пачки, построение уточнённой геомеханической модели по данным ГИС и исследованиям керна, моделирование операций ГРП с использованием низковязких жидкостей, инженерное сопровождение операций ГРП, анализ вывода скважины на режим и последующих темпов падения.

Ключевые слова
ОПИ ГРП, низковязкие жидкости ГРП, ухудшенные ФЕС, близкий водонефтяной контакт, лабораторные испытания жидкостей ГРП, моделирование дизайнов ГРП, оптимизация массы пропанта.

Для цитирования
Садыков А.М., Ерастов С.А., Федоров А.Э., Сирбаев Р.И., Лескин Ф.Ю., Сахипова И.А., Зоркальцев Н.М., Агзамов И.Ф. Опыт и перспективы применения низковязких жидкостей при гидроразрыве пласта в зонах с пониженными фильтрационно-емкостными свойствами и близким водонефтяным контактом // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7. С. 72–77. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-72-77

Поступила в редакцию: 24.10.22

UDC 67.03 I Original Paper

Experience and prospects for the use of low-viscosity fluids during hydraulic fracturing in zones with poor reservoir quality and vicinity of water-oil contact

Sadykov A.M.[1], **Erastov S.A.**[1], **Fedorov A.E.**[1], **Sirbaev R.I.**[1], **Leskin F.Yu.**[2], **Sahipova I.A.**[2], **Zorkalcev N.M.**[2], **Agzamov I.F.**[2]
[1]"RN-BashNIPInft" LLC, Ufa, Russia, [2]"NK "Kondaneft" JSC, Khanty-Mansiysk, Russia
sadykovam2@bnipi.rosneft.ru

Abstract

This article summarizes the results and lessons learned from the pilot work carried out using low-viscosity fluids in directional wells. The implementation of these designs made it possible to optimize the mass of the proppant and localize the fracture in the zone of interest, which, in turn, contributed to obtaining a longer half-length of the fracture in the productive formation, less water production and achieving the planned parameters. The recommendations and accumulated experience given in this paper can increase the effectiveness of hydraulic fracturing with the use of low-viscosity fluids.

Materials and methods
Laboratory testing of fracture conductivity damage by fracturing fluids, geomechanical modeling using well logs and core data, hydraulic fracturing simulation using low-viscosity fluids, engineers support of fracturing operations, well productivity analyses.

Keywords
frac pilot testing, low-viscosity fluids, low permeability reservoirs, water-oil contact, frac fluid laboratory testing, hydraulic fracture design and modeling, proppant mass optimization

For citation
Sadykov A.M., Erastov S.A., Fedorov A.E., Sirbaev R.I., Leskin F.Yu., Sahipova I.A., Zorkalcev N.M., Agzamov I.F. Experience and prospects for the use of low-viscosity fluids during hydraulic fracturing in zones with poor reservoir quality and vicinity of water-oil contact. Exposition Oil Gas, 2022, issue 7, P. 72–77. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-72-77

Received: 24.10.22

Введение

Задача повышения эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов для поддержания и увеличения уровней добычи нефти требует непрерывного поиска и развития технологий заканчивания скважин. Помимо модификации конструкции скважины и схемы заканчивания, необходимы альтернативные технологии и дизайны гидравлического разрыва пласта (ГРП). Целью работы является описание опыта применения низковязких жидкостей ГРП в терригенных коллекторах для контроля роста трещины в высоту и увеличения полудлины трещины.

Российские нефтегазодобывающие компании активно применяют бурение горизонтальных скважин (ГС) с многостадийным гидравлическим разрывом пласта (МГРП). В условиях ухудшения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) зачастую используются стандартные технологии ГРП, а именно — сшитый гель. Моделирование в симуляторе ГРП по уточненной геомеханической модели показало, что переход к низковязким жидкостям ГРП способствует увеличению полудлины трещины — основного параметра, определяющего продуктивность скважины в низкопроницаемых коллекторах. При составлении дизайнов были применены слаговые пачки с учетом транспорта пропанта посредством дюнообразования. Для сравнения альтернативных жидкостей ГРП со стандартными технологиями были проведены лабораторные исследования на остаточную проводимость пропантной пачки. Результаты моделирования и лабораторных испытаний позволили перейти к опытно-промышленным испытаниям (ОПИ) с применением альтернативных жидкостей ГРП.

В АО «НК «Конданефть» впервые были успешно реализованы ГРП с применением 100 % линейного геля в наклонно-направленных скважинах (ННС). Для ННС в краевой зоне с пониженными ФЕС получен больший безразмерный коэффициент продуктивности по сравнению с окружением. Для ННС с близостью ВНК изначально были запланированы подходы с проведением стандартного большеобъемного ГРП на сшитом геле с массой пропанта до 100 т для приобщения всего интервала коллектора. В связи с рисками прорыва трещины в нижележащие водонасыщенные пропластки, была применена альтернативная технология ГРП с низковязкими жидкостями. Несмотря на меньшую массу пропанта, больший или же соизмеримый объем жидкости из-за низкой концентрации пропанта по сравнению со стандартным ГРП, были достигнуты запланированные параметры добычи скважины с меньшей обводненностью.

Кондинское месторождение — нефтяное месторождение, эксплуатируемое АО «НК «Конданефть». В основном, нефтяная залежь представлена песчано-алевритовым пластом АС-10 (средняя эффективная нефтенасыщенная мощность 8,4 м), средняя проницаемость по оценке ГИС и проведенных ГДИС 1,4 мД. При этом следует отметить ухудшение ФЕС к краевым частям залежи.

Разработка трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), представленных на месторождении, ведется с применением горизонтального бурения с МГРП. На текущий момент, целевая длина горизонтального участка достигает 1 000 м в нецементируемом хвостовике со сдвиговыми шаровыми муфтами ГРП (10 стадий МГРП).

Одним из методов увеличения нефтеотдачи пласта в низкопроницаемых коллекторах с пониженными ФЕС является увеличение эффективной полудлины трещины ГРП или же создание разветвленной сети трещин при ГРП [7]. В мировой практике активно используется опыт разработки месторождений сланцевых нефти и газа, в которых успешно нашли свое применение низковязкие жидкости ГРП [3, 6]. Данные жидкости, благодаря своей низкой вязкости, способствуют созданию разветвленной сети трещин. Низкая вязкость позволяет уменьшить чистое давление в трещине и рост трещины в высоту, а также определяет улучшенную степень очистки трещины от жидкости ГРП, что способствует увеличению эффективной полудлины трещины [2, 5].

В связи с отсутствием опыта проведения работ ГРП с низковязкой жидкостью на месторождениях АО «НК «Конданефть», первоначально были запланированы опытно-промышленные испытания с гибридным дизайном ГРП, предполагающим комбинацию линейного геля и сшитого геля. На основании успешных результатов с гибридным дизайном, были запланированы работы по ГРП полностью на линейном геле.

Апробация ГРП с низковязкими жидкостями имеет большое значение не только в условиях близости водонефтяного контакта (ВНК), но также и в условиях ухудшения ФЕС. Применение низковязких жидкостей в вертикальных скважинах решало вопрос, как получения большей полудлины трещины, так и недопущения прорыва в нижележащие водонасыщенные пропластки. В данных работах были успешно опробованы различные методики, которые применяются в низкопроницаемых коллекторах Северной Америки [3].

На следующем этапе планируется применение низковязких жидкостей при МГРП и замена линейного геля синтетической жидкостью.

Особенности ГРП с низковязкой жидкостью

Применение опыта Северной Америки предполагало использование низковязких жидкостей с пропантом. Отличительной особенностью использования данных жидкостей является ограничение максимальной концентрации пропанта из-за низкой несконесущей способности жидкости, а также необходимость проведения закачки с высоким расходом.

Большое количество как теоретических, так и экспериментальных исследований посвящено поведению потока низковязкой жидкости с пропантом в трещине. Л.Н. Керн и его коллеги в 1959 г. одними из первых провели исследования в щелевой модели трещины, используя воду и прозрачные пластины для стенок трещины в лаборатории. Одним из заключений было то, что пропант мгновенно осаждается внутри модели трещины. Осаждаемый пропант формирует дюну, которая увеличивается со временем, пока не достигнет постоянной высоты, когда весь пропант транспортируется дальше. Пропант, закачиваемый раньше, осаждается вблизи перфораций (входа) в трещину [4].

Один из примеров экспериментов приведен в источнике [6], где на рисунке 1 показан пример эксперимента в щелевом устройстве с образованием «дюны» на небольшом расстоянии от «перфораций» практически сразу же после начала закачки. Эта дюна

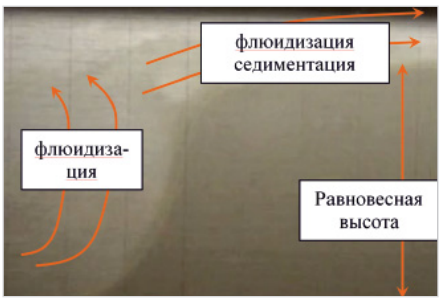


Рис. 1. Моментальный снимок примерно после 45 секунд эксперимента в щелевой модели трещины при расходе 45.5 л/мин с использованием жидкости с вязкостью 1 сП и концентрацией песка 120 кг/м^3. После достижения равновесной высоты перенос происходит посредством сочетания флюидизации и седиментации [6]
Fig. 1. Snapshot after about 45 seconds of the experiment in a slot fracture model at a flow rate of 45.5 l/min using a liquid with a viscosity of 1 cP and a sand concentration of 120 kg/m3. After reaching the equilibrium height, the transfer occurs through a combination of fluidization and sedimentation [6]

растет и достигает такого уровня, при котором высота дюны становится стабильной. Как только эта равновесная высота достигнута, транспортировка пропанта в щелевой модели трещины в основном регулируется флюидизацией (разжижением) и седиментацией (осаждением). Флюидизация (или подъем) частиц пропанта происходит по мере того, как турбулентность жидкости «поднимает» частицы с неподвижного слоя, в то время как осаждение происходит по мере того, как эти взвешенные частицы транспортируются через верх дюны. Таким образом, транспортировка пропанта значительно отличается для жидкостей с низкой вязкостью по сравнению со сшитыми жидкостями.

Аль-Отайби и Мискиминс в 2015 г. провели схожие эксперименты и выделили несколько этапов образования дюн [1]:

1 этап: 0–10 % от равновесной высоты. На первом этапе, при высоте от 0 до 10% от равновесной высоты, скорость в данном канале невысока и происходит большей частью осаждение пропанта, т.е. его транспортировка происходит за счет осаждения из движущейся жидкости.

2 этап: 10–75 % от равновесной высоты. На данном этапе характеризуется перекрывание части канала, что способствует возрастанию скорости смеси в этой зоне. На этой стадии зерна пропанта перекатываются вперед, причем они продолжают движение до момента превышения сил гравитации и трения.

3 этап: 75–97 % от равновесной высоты. Этот этап характеризуется при достижении дюной 75 % от уровня равновесной высоты, при этом через канал прокачивается более концентрированная смесь с более высокой скоростью. В связи с сужением канала, в верхней части образуется турбулентный режим течения жидкости, который взвешивает часть пропанта из дюны в вихревом потоке. Даже если часть пропанта возвращается обратно в дюну, часть дюны размывается из-за высокой скорости, гранулы пропанта в большей степени транспортируются во взвеси и за счет прокатывания.

4 этап: 97–100 % от равновесной высоты. На данном этапе характеризуется небольшой канал и самые высокие скорости потока над

дюной, гранулы пропанта транспортируются за счет прокатывания и сальтации.

Опыты, проведенные в щелевых моделях трещины ГРП, позволяют понять основные особенности транспорта пропанта с низковязкими жидкостями. Характерно постепенное заполнение трещины ГРП пропантом вблизи ствола скважины с самого начала работы. Следует отметить, что по мере образования дюны, над дюной формируется канал с высокой скоростью течения жидкости и возможна закачка пропанта в значительных объемах через данный канал. Следует отметить, что перечисленное описание справедливо для экспериментов, в которых высота трещины остается постоянной в процессе закачки. В реальных условиях высота трещины может расти и поведение может отличаться, в то же время для низковязких жидкостей возможно установление постоянной высоты в условиях достаточных барьеров в связи с контролем роста трещины по высоте.

Геомеханическая модель АС-10 и скважины-кандидаты для проведения ГРП

Построение корректной геомеханической модели, как для решения задач бурения скважины, так и целей моделирования и планирования ГРП является одним из направлений научно-технического развития ПАО «НК «Роснефть».

На основе результатов, проведенных геомеханических исследований керна АС-10 были построены корреляционные зависимости между динамическими и статическими параметрами упругих свойств и уточнена геомеханическая модель пласта АС-10, использованная при моделировании ГРП с низковязкими жидкостями.

Одной из отличительных особенностей дизайна ГРП являлась необходимость ограничения роста трещины в высоту и недопущение приобщения нижележащих пропластков, на что, в свою очередь, влияет контраст напряжений между целевым пластом и нижележащими барьерами.

Скважины-кандидаты для проведения ГРП подбирались на новом фонде скважин, где одним из основных критериев была возможность сравнения со стандартными работами. Также ввиду закачки низковязкой жидкости в вертикальных скважинах, угол наклона в интервале перфораций должен был составить менее 30 °.

Лабораторные испытания и моделирование трещины ГРП

До проведения опытно-промышленных испытаний, ООО «РН-БашНИПИнефть» совместно с АО «НК «Конданефть» провела испытания жидкостей ГРП на остаточную проводимость пропантной пачки. Были испытаны синтетический полимер и сшитый гель. Выполненные лабораторные исследования остаточной проводимости пропантной пачки подтвердили высокие значения остаточной проводимости жидкости на основе синтетического полимера. Остаточная проводимость пропантной пачки с использованием пропанта 16/20 и с жидкостью на основе гуара составила 49 % в сравнении с 90 % для жидкости на основе синтетического полимера.

На основании лабораторных исследований было принято решение о планировании ОПИ с низковязкими жидкостями. Для первоначальных работ использовался линейный гель с загрузкой 3.6 кг/м^3, с целью дальнейшего перехода на жидкость на основе синтетического полимера.

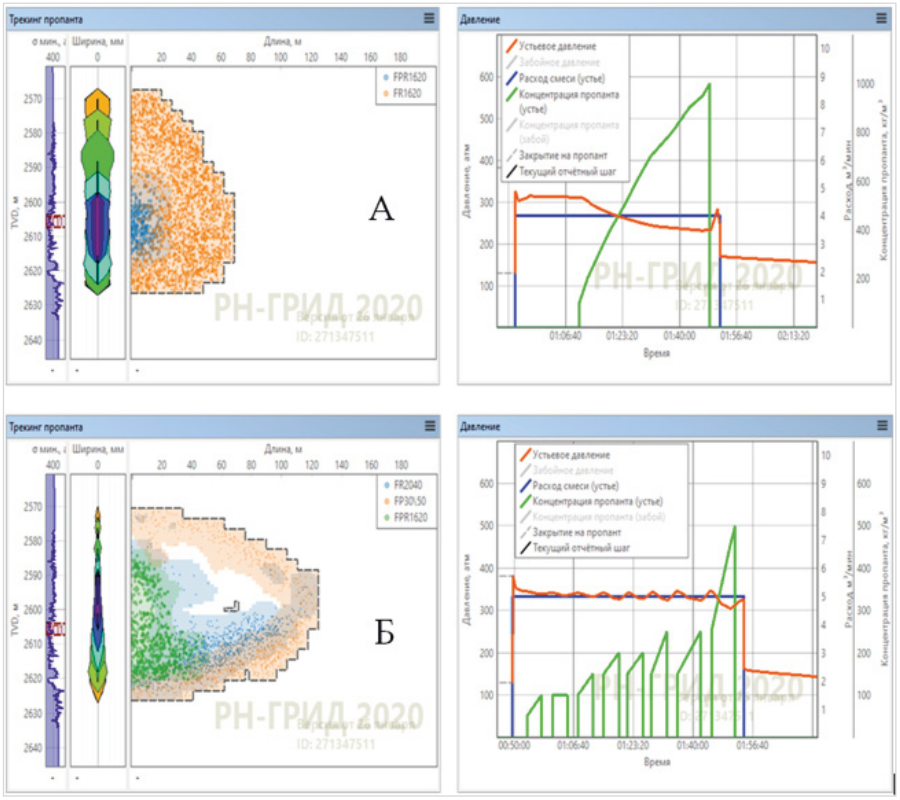


Рис. 2. Сопоставление геометрии трещин для стандартного ГРП Мпропанта = 75 т (а), ГРП на линейном геле Мпропанта = 35 т (б).
Fig. 2. Comparison of fracture geometry for standard hydraulic fracturing Mproppant = 75 t (a), hydraulic fracturing with linear gel Mproppant = 35 t (b).

Были проведены реологические испытания жидкостей ГРП на основе синтетического полимера и линейного геля при комнатной температуре и скорости сдвига 170 сек-1. Вязкость синтетического геля с концентрацией активного материала 4.0 л/м^3 соответствует загрузке геланта 3.6 кг/м^3. В то же время, с синтетической жидкостью ГРП возможно использование меньших концентраций полимера и меньшей вязкости по сравнению с линейным гелем за счет вязкоэластичных свойств жидкости, способствующих транспортировке пропанта. На сланцевых месторождениях синтетический полимер используется в минимальном количестве в основном для снижения потерь давления на трение при обеспечении высоких расходов при ГРП.

На рисунке 2 и в таблице 1 приводится сравнение моделирования геометрии трещины в корпоративном симуляторе гидроразрыва пласта [10, 11] для стандартного ГРП и ГРП на низковязкой жидкости на основе построенной геомеханической модели. В сравнении со стандартным дизайном, предлагаемый дизайн при меньших массах пропанта и объемах жидкости характеризуется значительным увеличением полудлины трещины, со снижением ширины трещины, что не является критическим параметром для низкопроницаемых коллекторов.

ОПИ в краевой зоне с ухудшенными ФЕС

Первая работа с линейным гелем была закачана на скважине №1 Кондинского месторождения, в краевой зоне с ухудшенными ФЕС (рис. 3). Коллектор в данной скважине

Табл. 1. Сопоставление параметров трещины для стандартного ГРП и ГРП на линейном геле
Tab. 1. Comparison of fracture parameters for standard hydraulic fracturing and hydraulic fracturing with linear gel

Параметры трещины	75 т стандартный	75 т низковязкая жидкость
Масса пропанта, т	75	75
Объем жидкости, м^3	420	700
Расход смеси, м^3	4	5
Закрепленная высота (у ствола), м	43	40
Закрепленная полудлина (max), м	68	124
Закрепленная ширина – средняя по площади, мм	7,4	1,9

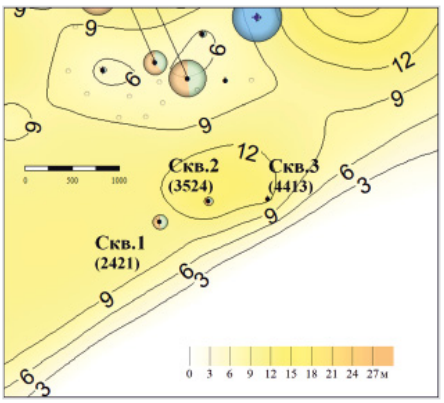


Рис. 3. Карта с краевым расположением скважины №1 Кондинского месторождения
Fig. 3. Map with the location of well No. 1 of the Kondinskoe field

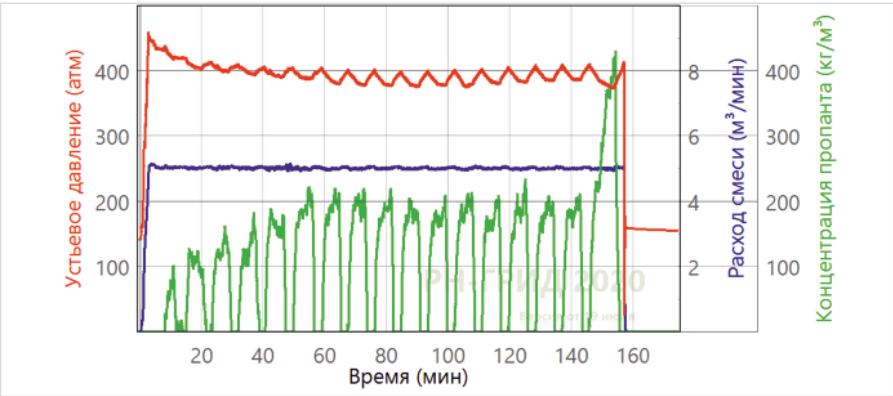


Рисунок 4 – График закачки для скважины №1 со слаговыми пачками
Figure 4 – Pressure-rate-concentration (PRC) plot for well No.1 with slugs

представлен песчаником с глинистыми пропластками. Общая мощность пласта 34 м, при этом ГРП был проведен только на нижний интервал с общей мощностью 11 м и эффективной мощностью 8,1 м, проницаемостью 1,3 мД.

При составлении дизайна использовались слаговые пачки с учетом транспорта пропанта посредством дюнообразования. Для первой работы были выбраны невысокие концентрации пропанта до 200 кг/м^3 с повышением до 450 кг/м^3 в конце закачки. Между слагами была запланирована закачка объема ствола скважины для оперативного принятия решения во время закачки по результатам прохождения слаговой пачки в пласт. Параметры, полученные по тестовым закачкам на скважине №1 свидетельствовали о пониженных ФЕС и фильтрации жидкости, эффективность жидкости по данным мини-ГРП составила 70 % при мгновенном давлении остановки закачки (МДОЗ) на забое 398 атм, чистом давлении 40 атм и давлении закрытия 358 атм.

Фактический график закачки приведен на Рисунке 4. Параметры массы и концентрации пропанта, закачанного на линейном геле составили: 80 т (25 т — 30/50 и 55 т - 20/40), при максимальной концентрации с 30/50 – 200 кг/м^3 и с 20/40 – 450 кг/м^3.

Следует отметить постепенное повышение давления обработки при закачке слаговых пачек к концу обработки, характеризующее дюнообразование и возможное уменьшение канала над дюной по мере закачки. Закачка буферной жидкости между слагами пропанта позволяет нивелировать данный эффект, т.к., согласно лабораторным исследованиям, чистая жидкость размывает верхнюю часть дюны и способствует очистке созданного канала над дюной.

После проведения ГРП скважина была запущена в работу и параметры работы сравнены с соседними скважинами. Следует отметить, что для скважины №1 был проперфорирован только нижний интервал, в то время как для соседних скважин №2 и №3 были проведены ГРП на два интервала. На рисунке

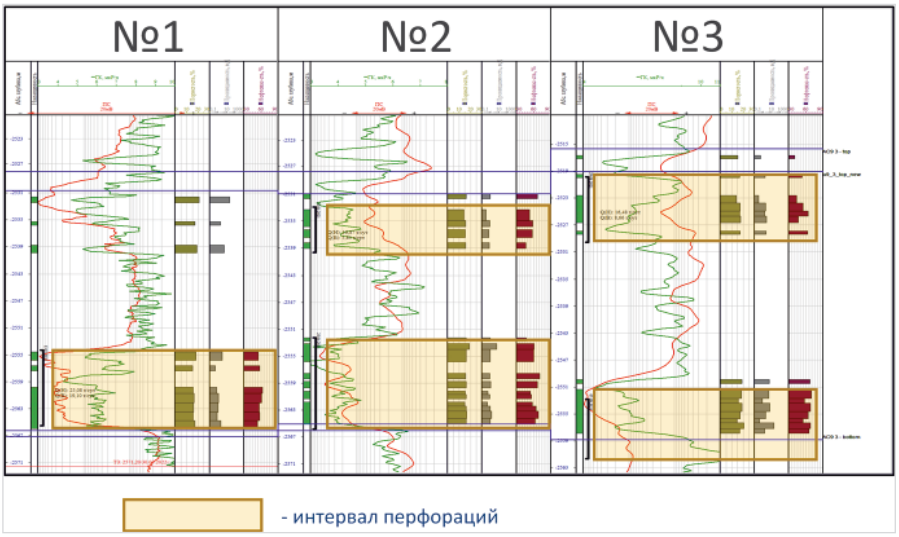


Рис. 5. Сравнение перфорированных интервалов скважины №1 и соседних скважин
Fig. 5. Comparison of the perforated intervals of well № 1 and neighboring wells

5 и таблице 2 приводится сравнение перфорированных интервалов и параметров ГРП для обоих скважин. На скважине №2 был применен гибридный ГРП на 2 интервала перфораций, буфер состоял из 50 м^3 линейного геля и 70 м^3 сшитого геля для ГРП с массой пропанта 100 т (15 т - 20/40, 75 т – 16/20 и 10 т - 12/18 RCP). На скважине №3 ГРП был проведен в 2 подхода. Первоначально ГРП с массой пропанта 70 т (10 т - 20/40, 52 т – 16/20 и 8 т - 12/18 RCP) был выполнен на нижний интервал с применением гибридного ГРП, при котором буфер (80 м^3) и первые пропантные стадии закачаны на линейном геле. После этого был произведен ГРП на верхний интервал по стандартной технологии с массой пропанта 50 т (10 т - 20/40, 35 т – 16/20 и 5 т - 12/18 RCP).

На рисунке 6 приведено сравнение безразмерного коэффициента продуктивности для скважины №1 и соседних скважин. С учетом перфорированных интервалов безразмерный коэффициент продуктивности для скважины с ГРП на линейном геле оказался выше, чем для работ со стандартным подходом.

ОПИ в условиях близости ВНК

Следующая работа с линейным гелем была закачана на скважине №4 Кондинского месторождения, в условиях близости водонефтяного контакта и недопущения прорыва трещины в нижележащие водонасыщенные интервалы.

Коллектор в данной скважине представлен песчаником с глинистыми пропластками. Общая мощность пласта 43,9 м, при этом

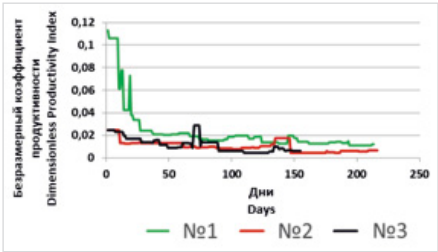


Рис. 6. Безразмерный коэффициент продуктивности для скважины №1 и соседних скважин
Fig. 6. Dimensionless productivity index for well No. 1 and neighboring wells

Табл. 2 – Сравнение параметров ГРП для скважины №1 и соседних скважин
Tab. 2. Comparison of hydraulic fracturing parameters for well No. 1 and neighboring wells

Технология, тоннаж	№1	№2	№3 (ГРП 1)	№3 (ГРП 2)
Общий тоннаж, т	80	100	70	50
Сшитый гель, м^3	-	241	52	98
Линейный гель, м^3	775	126	175	173

эффективная мощность нефтенасыщенной части 11,7 м, проницаемость 0,7 мД, нижняя часть коллектора обводнена. Особенность скважины № 4 в близком расположении водонасыщенного интервала и слабых барьеров в нижней части, что увеличивало вероятность прорыва трещины ГРП в обводненный интервал.

Было проведено многовариантное моделирование различных технологий ГРП по результатам которого при использовании сшитого геля наблюдается существенный рост трещины ГРП по высоте с прорывом в водоносный горизонт (рис. 7) с ограниченным увеличением полудлины трещины, несмотря на увеличение тоннажа с 50 т до 100 т пропанта. При моделировании закачки на линейном геле даже при меньшем тоннаже 34 т было получено увеличение полудлины трещины ГРП (табл. 3).

Параметры, полученные по тестовым закачкам на скважине № 4 свидетельствовали о более лучших ФЕС и повышенной фильтрации жидкости по сравнению с первой скважиной № 1 с линейным гелем, эффективность жидкости по данным мини-ГРП составила 44 % при МДОЗ на забое 394 атм, чистом давлении 34 атм и давлении закрытия 360 атм.

Параметры массы и концентрации пропанта, закачиваемого на линейном геле, составили: 34 т (16 т — 30/50, и 15 т — 20/40, 3 т — 16/20RCP), максимальная концентрация с 30/50 – 200 кг/м^3, 20/40 — 450 кг/м^3 и 16/20RCP — 500 кг/м^3. Закачка также производилась с применением слаговых пачек.

Анализ вывода скважины на режим (BHP) и последующая работа показывают, что трещина осталась в нефтенасыщенной зоне целевого интервала. Обводненность при выводе скважины на режим составила 31 % (рис. 8) с дальнейшим снижением до 26 % на третий месяц эксплуатации скважины при плановой обводненности 36 %. Запускные дебиты жидкости и нефти превысили плановые параметры на 7 % и 15 % соответственно. Таким образом, закачка на линейном геле способствовала контролю роста трещины в высоту и ее локализации в целевом интервале.

Темпы падения дебита жидкости и безразмерный коэффициент продуктивности сопоставимы с ближайшими скважинами, находящимися на расстоянии › 2 км, при этом необходимо учитывать, что на скважине №4 приобщения всего интервала АС-10, в отличие от соседних скважин, не было.

Таким образом, применение низковязкой жидкости и увеличение полудлины трещины с меньшим тоннажем пропанта, использованием мелкого пропанта в условиях пониженных ФЕС и близости ВНК является перспективным к применению.

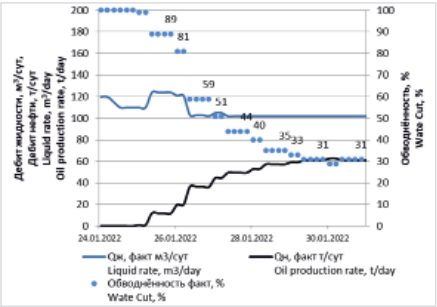


Рис. 8. Вывод скважины № 4 на режим после ГРП
Fig. 8. Putting well № 4 into production after hydraulic fracturing

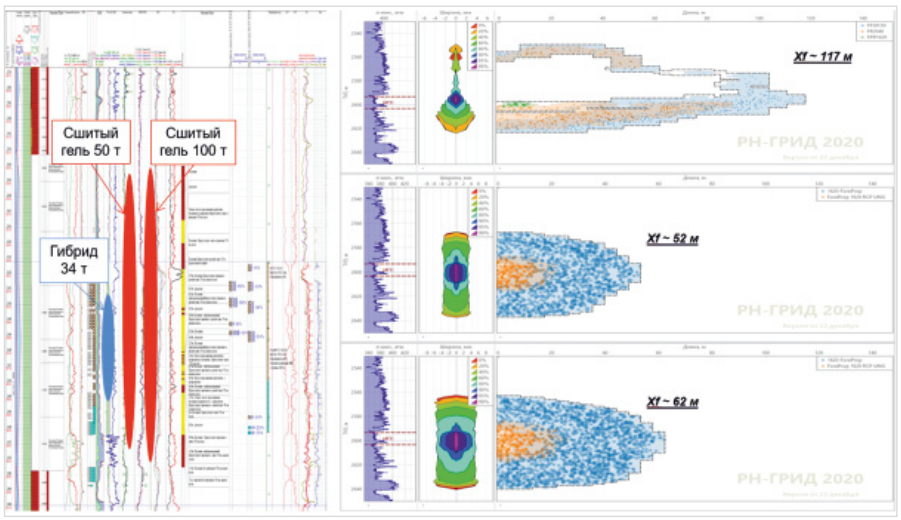


Рис. 7. Сравнение геометрии трещин для ГРП на линейном геле с Mпропанта = 34 т (а), ГРП на сшитом геле с Mпропанта = 50 т (б) и Mпропанта = 100 т (в)
Fig. 7. Comparison of fracture geometry for fracturing with linear gel with Mproppant = 34 t (a), fracturing on crosslinked gel with Mproppant = 50 t (b) and Mproppant = 100 t (c)

Таблица 3 – Параметры ГРП и трещины при разных технологиях закачки
Table 3 – Fracturing and fracture parameters for different technologies

Параметры ГРП и трещины	100 т стандартный	50 т стандартный	34 т линейный гель
Масса пропанта, т	100	50	34
Объем жидкости, м^3	280	146	300
Расход смеси, м^3	4	4	5
Закрепл. высота (у ствола), м	76	68	38
Закрепл. полудлина (макс), м	62	52	117
Закрепл. ширина – ср. по площади, мм	8,81	5,78	1,73

Итоги

1. До проведения ОПИ были проведены испытания со стандартными и низковязкими жидкостями. Остаточная проводимость для низковязких жидкостей (синтетический гель) составила 90 % по сравнению с 49 % для сшитого геля на основе гуара.
2. Моделирование ГРП в корпоративном симуляторе ГРП показывает увеличенную полудлину трещины для ГРП с использованием низковязкой жидкости по сравнению с ГРП, где применяются стандартные жидкости ГРП (сшитый гель).
3. Показана техническая возможность реализации ГРП с низковязкими жидкостями со слаговыми пачками в краевой зоне с ухудшенными ФЕС и для скважин с близким расположением ВНК. Получены плановые приросты по дебиту жидкости и нефти, несмотря на меньшие массу и типоразмеры пропанта, чем при стандартном ГРП, что свидетельствует о достижении оптимальной геометрии (полудлины) трещины.
4. Необходима наработка статистики по добыче. Предварительно ГРП на низковязкой жидкости является перспективным направлением в условиях, пониженных ФЕС и близости ВНК, в особенности, с применением синтетического полимера — полиакриламида (понизителя трения).

Выводы

В работе был отображен успешный опыт применения низковязких жидкостей в операциях ГРП на наклонно-направленных скважинах. Применение нового подхода позволило оптимизировать массу пропанта ГРП и локализовать трещину в продуктивном интервале за счет создания большой полудлины, что особенно важно в условиях, ухудшающихся ФЕС и близком водо-нефтяном контакте. Данный опыт позволит повысить результативность скважин после ГРП с применением низковязких жидкостей.

Литература

1. Alotaibi M.A., Miskimins J.L. Slickwater proppant transport in complex fractures: new experimental findings & scalable correlation. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2015, Houston, Texas, USA, SPE-174828-MS. (In Eng).
2. Dahlgren K., Green B., Williams B., Inscore J., Van Domelen M., Fenton A. Case studies of high viscosity friction reducers HVFR in the STACK Play. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, 2018, SPE-189893-MS. (In Eng).
3. Ely J., Harper J., Nieto E., Kousparis D., Kousparis A., Crumrine C. Nine plus years of production show value of proper design in oil window of barnett shale. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, 2019, The Woodlands, Texas, USA, SPE-194365. (In Eng).
4. Kern L.R., Perkins T.K., Wyant R.E. The mechanics of sand movement in fracturing. J Pet Technol, 1959, issue 11, P. 55–57. (In Eng).
5. Motiee M., Johnson M., Ward B., Gradl C., McKimmy M., Meeheib J. High concentration polyacrylamide-based friction reducer used

as a direct substitute for guar-based borate crosslinked fluid in fracturing operations. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 2016, The Woodlands, Texas, USA, SPE-179154-MS. (In Eng).
6. Palisch T., Vincent M., Handren P. Slickwater Fracturing – Food for Thought. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2008, Denver, Colorado, USA, SPE-115766-MS. (In Eng).
7. Warpinski N., Mayerhofer M., Vincent M., Cipolla C., Lolon E. Stimulating unconventional reservoirs: maximizing network growth while optimizing fracture conductivity. SPE Unconventional Reservoirs Conference, 2008, Keystone, Colorado, USA, SPE-114173. (In Eng).

ENGLISH

Results

1. Prior to the pilot testing, tests were carried out with standard and low viscosity fluids. The residual conductivity for low viscosity fluids (synthetic gel) was 90 % compared to 49 % for the crosslinked guar gel.
2. Fracturing simulation in the corporate fracturing simulator shows increased fracture half-length for fracturing using a low viscosity fluid compared to fracturing using standard fracturing fluids (crosslinked gel).
3. The technical feasibility of hydraulic fracturing with low-viscosity fluids with sand slugs in the marginal zone with poor reservoir properties and for wells with close OWC is shown. Planned increases in liquid and oil flow rates were obtained, despite the smaller mass and size of the proppant than with standard hydraulic fracturing, which indicates that the optimum geometry (half-length) of the fracture has been achieved.
4. It is necessary to develop production statistics. Preliminary hydraulic fracturing with a low-viscosity fluid is a promising direction in conditions of poor reservoir properties and proximity to water contact, in particular, with the use of a synthetic polymer - polyacrylamide (friction reducer).

Conclusions

The paper reflected the successful experience of using low-viscosity fluids in hydraulic fracturing operations in directional wells. The application of the new approach made it possible to optimize the mass of the hydraulic fracturing proppant and localize the fracture in the productive interval by creating a large half-length, which is especially important in conditions of deteriorating reservoir properties and close water-oil contact. This experience will improve the productivity of wells after hydraulic fracturing using low-viscosity fluids.

References

1. Alotaibi M.A., Miskimins J.L. Slickwater proppant transport in complex fractures: new experimental findings & scalable correlation. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2015, Houston, Texas, USA, SPE-174828-MS. (In Eng).
2. Dahlgren K., Green B., Williams B., Inscore J., Van Domelen M., Fenton A. Case studies of high viscosity friction reducers HVFR in the STACK Play. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, 2018, SPE-189893-MS. (In Eng).
3. Ely J., Harper J., Nieto E., Kousparis D., Kousparis A., Crumrine C. Nine plus years of production show value of proper design in oil window of barnett shale. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, 2019, The Woodlands, Texas, USA, SPE-194365. (In Eng).
4. Kern L.R., Perkins T.K., Wyant R.E. The mechanics of sand movement in fracturing. J Pet Technol, 1959, issue 11, P. 55–57. (In Eng).
5. Motiee M., Johnson M., Ward B., Gradl C., McKimmy M., Meeheib J. High concentration polyacrylamide-based friction reducer used as a direct substitute for guar-based borate crosslinked fluid in fracturing operations. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 2016, The Woodlands, Texas, USA, SPE-179154-MS. (In Eng).
6. Palisch T., Vincent M., Handren P. Slickwater Fracturing – Food for Thought. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2008, Denver, Colorado, USA, SPE-115766-MS. (In Eng).
7. Warpinski N., Mayerhofer M., Vincent M., Cipolla C., Lolon E. Stimulating unconventional reservoirs: maximizing network growth while optimizing fracture conductivity. SPE Unconventional Reservoirs Conference, 2008, Keystone, Colorado, USA, SPE-114173. (In Eng

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Садыков Алмаз Махмутович, главный менеджер, отдел развития технологий заканчивания ТРИЗ, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
Для контактов: sadykovam2@bnipi.rosneft.ru

Ерастов Сергей Анатольевич, начальник отдела, отдел развития технологий заканчивания ТРИЗ, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Федоров Алексей Эдуардович, начальник управления, управление развития инноваций и сопровождения ТРИЗ, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Сирбаев Ратцель Идрисович, главный специалист, отдел развития технологий заканчивания ТРИЗ, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Лескин Федор Юрьевич, заместитель генерального директора, главный геолог, АО «НК «Конданефть», Ханты-Мансийск, Россия

Сахипова Инна Александровна, начальник отдела, отдел интенсификации добычи, АО «НК «Конданефть», Ханты-Мансийск, Россия

Зоркальцев Никита Михайлович, главный специалист, отдел текущего и капитального ремонта скважин, АО «НК «Конданефть», Ханты-Мансийск, Россия

Агзамов Ильфат Фидаисович, главный специалист, отдел текущего и капитального ремонта скважин, АО «НК «Конданефть», Ханты-Мансийск, Россия

Sadykov Almaz Machmutovich, general manager, hard-to-recover resources completion technologies development department, “RN-BashNIPIneft” LCC, Ufa, Russia
Corresponding author: sadykovam2@bnipi.rosneft.ru

Erastov Sergey Anatol’evich, department head, hard-to-recover resources completion technologies development department, “RN-BashNIPIneft” LCC, Ufa, Russia

Fedorov Alexey Eduardovich, department head, department for the development of innovations and hard-to-recover resources support, “RN-BashNIPIneft” LCC, Ufa, Russia

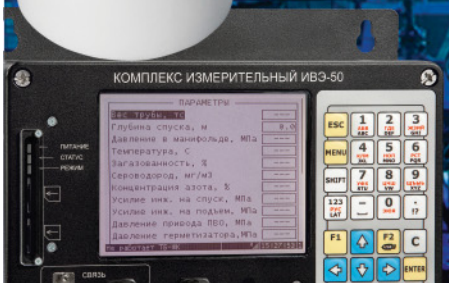
Sirbaev Rattsel Idrisovich, general specialist, hard-to-recover resources completion technologies development department, “RN-BashNIPIneft” LCC, Ufa, Russia

Leskin Fedor Yurievich, deputy general director, chief geologist, “NK “Kondaneft” JSC, Khanty-Mansiysk, Russia

Sakhipova Inna Aleksandrovna, head of department, production enhancement department, “NK “Kondaneft” JSC, Khanty-Mansiysk, Russia

Zorkaltsev Nikita Mikhailovich, general specialist, well maintenance and workover department, “NK “Kondaneft” JSC, Khanty-Mansiysk, Russia

Agzamov Ilfat Fidaisovich, general specialist, well maintenance and workover department, “NK “Kondaneft” JSC, Khanty-Mansiysk, Russia



В-1336

разработка и изготовление нефтяного оборудования, приборов и систем

МОНИТОРИНГ, УПРАВЛЕНИЕ И АНАЛИЗ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

- **Контроль технологических параметров при бурении и ремонте скважин**
- **Системы технологического видеонаблюдения**
- **Контроль параметров жидкости, закачиваемой в скважину**
- **Аналитическое программное обеспечение**
- **Интеграция с действующими системами на аппаратном и программном уровне**

Дорогие наши коллеги, уважаемые партнеры!

Каждый уходящий год оставляет за собой реализованные проекты, новые сотрудничества, важные события и свершения.

Так пусть же наступающий Новый год подарит возможности для осуществления совместных крупный идей, пусть появятся перспективы и воплотятся в жизнь поставленные задачи!

Хочется пожелать, чтобы вы всегда были окружены теплом и любовью своих близких, уважением коллег и друзей.

Всем нам мира, здоровья и благополучия!

С Новым 2023 годом!

Нейфельд Александр Альбертович, директор АО «Предприятие В-1336»

614000, г. Пермь, Комсомольский пр-кт, д. 34, офис 208

+7 (342) 258-13-36
info@v-1336.ru, v-1336.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-80-85 УДК 622.276.66 I Научная статья

Инновационные дизайны ГРП и рекомендации по выводу скважин на режим в условиях сверхнизкопроницаемых коллекторов на примере Эргинского ЛУ Приобского месторождения

Садыков А.М.[1], Капишев Д.Ю.[1], Ерастов С.А.[1], Федоров А.Э.[1], Рахимов М.Р.[1], Мироненко А.А.[1], Валеев С.В.[2], Мирошниченко В.П.[2], Пономарев Е.В.[2], Скляр К.С.[2], Мумбер П.С.[2], Еникеев А.Р.[2], Сафин И.Р.[2], Паровинчак К.М.[3], Сергейчев А.В.[3]
[1]ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия, [2]ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия, [3]ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия
sadykovam2@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
Ухудшение структуры запасов в терригенных низкопроницаемых коллекторах требует изучения и опробования новых подходов к выбору как системы разработки, так и системы заканчивания скважин.
Оптимизация подходов разработки месторождений трудноизвлекаемых запасов нефти (ТРИЗ) со сверхнизкой проницаемостью пласта с разворотом проектного фонда поперек направления распространения максимального регионального напряжения и инновационными дизайнами ГРП является уникальным опытом для ООО «РН-Юганскнефтегаз». Целью работы является увеличение продуктивности скважин и накопленной добычи путем модификации дизайнов ГРП на ГС с поперечным размещением МГРП (поперечных ГС) и применением «щадящего» вывода скважин на режим. На примере приведенных в статье скважин представлены мероприятия по оптимизации дизайна ГРП, которые привели к успешным результатам.

Материалы и методы
- Построение уточненной геомеханической модели по данным ГИС и исследованиям керна.
- Моделирование и модификация операций ГРП с использованием низковязких жидкостей.
- Инженерное сопровождение операций ГРП.
- Контроль и анализ вывода скважины на режим и последующих темпов падения.

Ключевые слова
разработка месторождений, нетрадиционные коллекторы, низкопроницаемые коллекторы, горизонтальные скважины с многостадийным гидроразрывом пласта (ГРП), дизайн ГРП, трещины поперек ствола горизонтальной скважины

Для цитирования
Садыков А.М., Капишев Д.Ю., Ерастов С.А., Федоров А.Э., Рахимов М.Р., Мироненко А.А., Валеев С.В., Мирошниченко В.П., Пономарев Е.В., Скляр К.С., Мумбер П.С., Еникеев А.Р., Сафин И.Р., Паровинчак К.М., Сергейчев А.В. Инновационные дизайны ГРП и рекомендации по выводу скважин на режим в условиях сверхнизкопроницаемых коллекторов на примере Эргинского ЛУ Приобского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7. С. 80–85. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-80-85

Поступила в редакцию: 03.11.2022

UDC 622.276.66 I Original Paper

Innovative hydraulic fracturing designs and recommendations for putting wells into production in conditions of ultra-low-permeability reservoirs on the example of the Erginsky license block of the Priobskoye field

Sadykov A.M.[1], Kapishev D.Yu.[1], Erastov S.A.[1], Fedorov A.E.[1], Rakhimov M.R.[1], Mironenko A.A.[1], Valeev S.V.[2], Miroshnichenko V.P.[2], Ponomarev E.V.[2], Sklyar K.S.[2], Mumber P.S.[2], Enikeev A.R.[2], Safin I.R.[2], Parovinchak K.M.[3], Sergeychev A.V.[3]
[1]"RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia, [2]"RN-Yuganskneftegaz" LLC, Nefteyugansk, Russia, [3]"NK "Rosneft" PJSC, Moscow, Russia
sadykovam2@bnipi.rosneft.ru

Annotation
The deterioration of the reserves structure in terrigenous low-permeability reservoirs requires testing of new approaches to the choice of both development and completion systems.
Optimization of approaches for the development of hard-to-recover oil reserves in ultra-low permeability reservoir with transverse fractures and innovative designs is a unique experience for "RN-Yuganskneftegaz" LLC.
The purpose of the work is to increase well productivity and cumulative production of horizontal wells with transverse multi-stage hydraulic fractures by modifying the hydraulic fracturing designs and the use of "slow flowback" of the wells. On the example of the wells given in the article, measures to optimize the design of hydraulic fracturing, which led to successful results, are presented.

Materials and methods
- Construction of a refined geomechanical model based on well logging data and core studies.
- Modeling and modification of hydraulic fracturing operations using low-viscosity fluids.
- Engineering support of hydraulic fracturing operations.
- Control and analysis of putting well into production and the subsequent rate of decline.

Keywords
Oilfield development, unconventional reservoirs, low-permeability reservoirs, horizontal wells with multistage hydraulic fracturing, fracturing design, fracturing perpendicular to the horizontal wellbore

For citation
Sadykov A.M., Kapishev D.Yu., Erastov S.A., Fedorov A.E., Rakhimov M.R., Mironenko A.A., Valeev S.V., Miroshnichenko V.P., Ponomarev E.V., Sklyar K.S., Mumber P.S., Enikeev A.R., Safin I.R., Parovinchak K.M., Sergeychev A.V. Innovative hydraulic fracturing designs and recommendations for putting wells into production in conditions of ultra-low-permeability reservoirs on the example of the Erginsky license block of the Priobskoye field. Exposition Oil Gas, 2022, issue 7, P. 80–85. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-80-85

Received: 03.11.2022

Введение

Стандартные методы к выбору системы разработки и заканчивания скважин с применением ГРП, успешно зарекомендовавшие себя для коллекторов с низкой и средней проницаемостью в Компании ПАО «НК «Роснефть», могут оказаться малоэффективными в условиях ухудшения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и низкой плотности запасов.

На текущий момент в Компании широко применяется рядная система ГС с МГРП с нецементируемыми хвостовиками и муфтами ГРП. При этом для организации системы заводнения горизонтальные скважины ориентированы в направлении максимального горизонтального напряжения с целью создания трещин вдоль горизонтального ствола. Применение ГС с МГРП позволяет существенно увеличить коэффициент продуктивности, темпы отбора запасов и накопленную добычу по сравнению с наклонно направленной скважиной (ННС) с ГРП [1–4].

Совершенствование технологий заканчивания и применение большеобъемных ГРП с реализацией большого количества стадий и кластеров гидроразрыва, применение низковязких жидкостей с повышенными расходами закачки нашли широкое применение на сланцевых и плотных коллекторах в Северной Америке. В зарубежной практике были опробованы различные подходы для увеличения продуктивности скважины с помощью развития сети трещин, несмотря на риски при проведении и реализации ГРП для трещин, ориентированных перпендикулярно стволу скважины [5–10]. Развитию стимулированного объема, необходимого в низкопроницаемых коллекторах, способствовало применение низковязких жидкостей, которые позволяют увеличить полудлину трещины при одновременном ограничении роста трещины в высоту.

Инновационные подходы к проведению ГРП позволяют создавать длинные трещины при поперечном расположении скважины и с учетом оптимизации (увеличения) количества стадий — повышать стимулированный объем пласта. Моделирование с помощью корпоративного программного обеспечения РН-ГРИД показывает, что переход к низковязким жидкостям ГРП в терригенных коллекторах ТРИЗ способствует увеличению полудлины трещины с ее преимущественным распространением в зоне коллектора даже при стандартном расходе 5 м^3/мин и рабочем давлении менее 600 атм.

При этом особенностью новых дизайнов с увеличенной полудлинной является снижение высоты и ширины трещин. В связи с этим данный подход при поперечном расположении приводит к уменьшению площади соприкосновения трещины со стволом скважины, что создает дополнительный риск потери гидродинамической связи с пластом. Поэтому немаловажным фактором, влияющим на продуктивность скважины, также является оптимальный подбор вывода скважины на режим (ВНР) после ГРП и в начальный период ее эксплуатации.

Текущая практика освоения скважин предполагает снижение забойного давления до целевого низкого значения в первоначальный период времени (несколько суток от запуска), что является стандартным методом. В условиях неустановившейся фильтрации в начальный период эксплуатации (первые месяцы от запуска), характеризующийся быстрым распространением воронки депрессии, при поперечном расположении трещин существуют риски выноса пропанта, вдавливания пропанта в стенки трещины с уменьшением ширины (проводимости пропантной пачки) под действием смыкающих напряжений, а также присутствует риск разрушения породы для неконсолидированных коллекторов [11]. Освоение и начальная эксплуатация скважины в «щадящем» режиме с минимальной депрессией и постепенным снижением забойного давления позволяет минимизировать данные риски.

Разворот сетки скважин для развития трещин ГРП, перпендикулярных стволу ГС

К концу 2021 г. на Эргинском лицензионном участке было пробурено более 350 скважин по рядной схеме размещения горизонтальных скважин с МГРП с организацией системы ППД. Скважины расположены вдоль линии максимального напряжения горных пород с целью формирования галереи трещин ГРП, длина горизонтального ствола составила до 1 000–1 200 м, количество стадий ГРП — до 8–10 единиц. Загрузка пропанта составляла менее 6–8 т на эффективную мощность пласта с технологией ГРП на сшитом геле с относительно низкой полудлиной трещин гидроразрыва. Если для горизонтальных скважин, расположенных в центральной части залежи, отсутствовали проблемы с достижением планового дебита, то в краевых участках фактический запускной дебит жидкости ГС со стандартным подходом к ГРП оказался ниже планового на 30–40 %. Фактический коэффициент темпа падения дебитов превысил плановый на 7–10 %.

Уточнение величины проницаемости в разбуренной зоне по результатам эксплуатации скважин в 2020–2021 гг. и проведенных ГДИС, ухудшение структуры коллектора в краевых частях по результатам обработки сейсмических данных привели к необходимости пересмотра технологий разработки.

В текущих условиях требуется переход на новые подходы по разработке ТРИЗ с разворотом проектного фонда поперек направления максимального горизонтального напряжения. В этом случае возможно создание трещин, поперечных горизонтальному стволу с более высокой продуктивностью индивидуальных трещин, и увеличение дренируемой площади — стимулированного объема пласта.

Была создана постоянно действующая геолого-гидродинамическая модель, зонально выделена градация по ухудшению геологических свойств и рассчитаны варианты бурения и заканчивания скважин с поперечными трещинами ГРП. Было начато бурение поперечных скважин с различными планами заканчивания (от 10 до 25 стадий). В конце 2021 г. была пробурена первая поперечная ГС и закончена с такими же параметрами, как и продольные ГС. По результатам проведенных мероприятий скважина не достигла запланированных параметров добычи. При отсутствии технологических проблем с проведением МГРП основными причинами недостижения послужили совокупность факторов, среди которых были отмечены низкая продуктивность трещин ГРП со стандартным дизайном и возможная потеря гидродинамической связи трещины со стволом скважины ввиду наличия перепродавок при посадке шаров для изоляции предыдущих стадий и применения стандартного ВНР. В связи с недостижением запланированного дебита, на последующих поперечных ГС были внесены корректирующие мероприятия в плановые проекты по заканчиванию и освоению скважин.

Инновационные дизайны ГРП

Для увеличения продуктивности горизонтальных скважин в низкопроницаемых коллекторах требуется развитие большей полудлины трещины с ограничением роста трещины в высоту в целевом интервале по сравнению со стандартной технологией с применением сшитого геля. В связи с этим была разработана программа ОПИ по увеличению массы пропанта и объема жидкости с гибридными дизайнами и использованием низковязких жидкостей (линейный гель и понизитель трения) при проведении ГРП. Новый подход к проведению ГРП позволяет создавать длинные, узкие трещины (в ~1,5–2 раза длиннее по сравнению со стандартным ГРП на сшитом геле) и увеличивать стимулированный объем пласта. Для отработки данных технологий ГРП и уточнения расчетных параметров предложенного варианта была определена пилотная кустовая площадка для проведения опытно-промысловых испытаний (табл. 1).

На рисунке 1 и в таблице 2 приводится сравнение моделирования геометрии трещины в корпоративном симуляторе гидроразрыва пласта «РН-ГРИД» [12–13] для:

- стандартного;
- модифицированного;
- гибридного дизайнов.

Модифицированный стандартный ГРП отличается от стандартного ГРП применением пониженной загрузки геланта и увеличенных загрузок разрушителя геля постадийно, увеличением массы пропанта с 140 до 200 т и объема жидкости с 420 до 600 м^3. Для модифицированного стандартного дизайна по сравнению со стандартным ГРП характеризуется увеличением полудлины трещины на 14,5 % с увеличением ширины трещины на 20,8 % при незначительном росте трещины в высоту на 8,2 %. Для гибридного ГРП в сравнении с модифицированным стандартным дизайном, при одинаковой массе пропанта и объеме жидкости, характеризуется увеличением полудлины трещины на 90,7 % и снижением роста трещины в высоту на 33,3 %,

с незначительным снижением ширины трещины на 6,7 %.

В случае модифицированного стандартного и гибридного дизайнов помимо объемов жидкости и массы пропанта оптимизационными параметрами послужили вязкость жидкости и загрузка разрушителя геля для увеличения степени очистки трещины ГРП от геля. Так, к примеру, для гибридной технологии загрузка геланта для линейного геля и сшитого геля для первоначальных стадий составляла 3,36 кг/м^3, для последних стадий была снижена до 1,8 и 2,64 кг/м^3 соответственно.

Освоение скважин после ГРП

В работе [14] описывается подход к освоению скважины после ГРП для скважин в сланцевых коллекторах. После закачки значительных объемов жидкости ГРП применяется штуцирование скважины с постепенным увеличением размера штуцера, что позволяет постепенно снижать забойное давление и плавно увеличивать эффективное напряжение, действующее на пропантную пачку, минимизировать вынос пропанта и улучшить очистку трещины от жидкости ГРП. Эффективность данного подхода также описана в работах [11, 15], где было отмечено, что при стандартном освоении существуют риски выноса пропанта из трещины, вдавливания пропанта в стенки трещины с уменьшением ширины (проводимости) пропантной пачки под действием смыкающих напряжений, а также присутствует риск разрушения породы. Максимальная эффективная нагрузка на пропант характеризуется в призабойной зоне и зависит от порового давления в трещине:

$$\sigma_{эффективное}\ \sigma_h - p_{в\ призабойной\ зоне}, \quad (1)$$

где $\sigma_{эффективное}$ — эффективное давление на пропантную пачку, атм; σ_h — минимальное горизонтальное напряжение; $p_{в\ призабойной\ зоне}$ — поровое давление в пропантной пачке в призабойной зоне пласта.

Освоение и ВНР скважины в «щадящем» режиме с обеспечением более высокого забойного давления позволяет минимизировать данные риски. Данный метод на Эргинском ЛУ заключался в подборе электроцентробежного насоса на потенциал скважины после двух месяцев работы и эксплуатации на низких частотах (35 Гц) с последующим плавным повышением частоты до 52 Гц в течение месяца, что способствовало плавному снижению забойного давления (Рзаб) в процессе как освоения, так и эксплуатации. Подбор частоты осуществляется исходя из минимально допустимого значения для эксплуатации ЭЦН, при ВНР скважины обеспечивается высокое забойное давление, которое способствует как минимизации выноса пропанта, так и постепенному увеличению эффективной нагрузки на пропантную пачку.

Дополнительно для снижения выноса пропанта при эксплуатации на скважинах Эргинского ЛУ применялся пропант 12/18 RCP в количестве 3 т на каждой стадии ГРП.

Результаты

В апреле 2022 г. были запущены 2 поперечные ГС 2Г и 3Г с 16 стадиями ГРП, на которых были применены модифицированный и гибридный ГРП с применением «щадящего» ВНР и эксплуатации. При освоении

Табл. 1. Программа оптимизации дизайнов ГРП на пилотной кустовой площадке ОПИ
Tab. 1. The program of optimization of hydraulic fracturing designs on the pilot pad

Скважина	Кол-во стадий, план	Программа	Технология ГРП	Расход, м^3/мин	Vж, м^3	Мпр, т
1Г	16	Базовый	Стандартная технология	5	600	140
2Г	16	План-0	Модифицированная стандартная технология	5	600	200
3Г	16	План-1	50 % лин. гель	5	600	200
4Г	16	План-1’	50 % лин. гель + HiWay*	5	650	140
5Г	16	План-2	75 % низковязкой жидкости	5	1 000	200
6Г	16	План-3	100 % низковязкой жидкости	5	1 200	150
7Г	16	План-3’	100 % низковязкой жидкости + HiWay*	5	1 200	150

*ГРП с созданием каналов высокой проводимости.

Табл. 2. Сопоставление параметров трещины для стандартного, модифицированного стандартного и гибридного ГРП
Tab. 2. Comparison of fracture parameters for standard, modified standard and hybrid hydraulic fracturing designs

Параметры трещины	140 т стандартный	200 т модифицированный	200 т гибридный
Закрепл. высота (у ствола), м	61	66	44
Закрепл. полудлина (макс), м	179	205	391
Закрепл. ширина — ср. по площади, мм	5,06	6,11	4,72

Табл. 3. Сравнение основных характеристик ГС с МГРП, расположенных поперек и вдоль направления максимального горизонтального напряжения
Tab. 3. Comparison of the main characteristics of HW with MSF, located across and along the direction of maximum horizontal stress

Скважина	Технология МГРП					Средние показатели за первые 10 суток		Средние показатели на 90 сутки		Кратность Qнак. добычи нефти на 1 скв., д. ед.	
	Lгс	Nст	ΣМп	ΣVж	Тип ГРП	Кратность	Рзаб атм	Кратность	Рзаб атм	1	3
	м	шт.	тонн	тыс. м^3		Qж		Qж		мес.	мес.
1Г поперек 10 ст	1 188	10	1 412	4,2	Сшит	0,29	32	1,08**	34**	0,48	0,64**
2Г поперек 16 ст	1 149	16	3 200	10,5	Лин Сшит	1,12	179	2,85	38	1,71	2,38
3Г поперек 16 ст	1 264	16	3 200	9,1	ЛинСшит	1,44	173	3,51	44	2,19	3,12
Среднее поперек 16 ст. 2Г и 3Г (поперечные ГС)	1 206	16	3 200	9,8	Лин Сшит	1,28	176	3,18	41	1,95	2,76
Среднее по скважинам окружения вдоль 24 скв. (продольные ГС)	1 168	10	790	2,8	Сшит	1	74	1	49	1	1

Примечание — Lгс — длина горизонтального ствола, Nст — количество стадий, Мп — масса пропанта, Vж — объем жидкости ГРП, Qж — дебит жидкости, Лин — линейный гель, Сшит — сшитый гель.
* — данные по добыче нормализованы по отношению к средним показателям продольных ГС окружения (24 скважины), ** — прогнозные показатели.

с помощью гибкой насосно-компрессорной трубы (ГНКТ) был определен приток при Рзаб ~ 100 атм, 360 и 350 м^3/сут соответственно по сравнению с расчетным значением дебита жидкости на конец первого месяца ~165 м^3/сут. В скважины были спущены ЭЦН с меньшей производительностью для обеспечения стабильной работы, и скважины запускались в эксплуатацию на низких частотах с последующим повышением. Сравнение параметров работы поперечных ГС 1Г, 2Г и 3Г с соседними скважинами с продольными ГС представлено на рисунке 2 и в таблице 3. Данные по добыче в таблице 3 нормализованы по отношению к средним показателям продольных ГС окружения (24 скважины). Под кратностью понимается отношение дебита жидкости или накопленной добычи поперечной ГС по отношению к такому же показателю продольной ГС.

Поперечные ГС, эксплуатируемые на «щадящем» режиме, в момент выхода на режим показывали сопоставимые запускные дебиты жидкости относительно продольных скважин при более высоком забойном давлении. Через 1,5 месяца эксплуатации скважин дебит жидкости продольных ГС снизился на 89 %, на поперечных ГС он оставался на прежнем уровне, было отмечено постепенное снижение дебита жидкости и забойного давления (рис. 3). Коэффициент продуктивности по поперечным ГС превысил данный показатель для продольных ГС в 2,3 раза на запуске и в 3 раза по истечении трех месяцев. Средняя накопленная добыча нефти на скважину за первый месяц в 2 раза превысила средние показатели по добыче продольных ГС, за 3 месяца – в 2,8 раза (рис. 3).

К настоящему времени дополнительно были закончены скважины с аналогичными инновационными дизайнами ГРП, первоначальные технологические результаты которых сопоставимы с 2Г и 3Г. Рассматривается вопрос тиражирования бурения поперечных ГС и заканчивания с наиболее эффективным дизайном ГРП после завершения испытаний всех запланированных технологий.

Итоги

ГС со средней длиной горизонтального ствола 1 206 м и 16 поперечными трещинами ГРП показали высокую эффективность относительно ГС со средней длиной горизонтального ствола 1 168 м и 10 продольными трещинами ГРП на участке с ухудшенными ФЕС. По поперечным ГС с изменением дизайнов ГРП и «щадящим» режимом ВНР и эксплуатации, были отмечены более высокие коэффициенты продуктивности и накопленной добычи по сравнению с продольными ГС.

На первом этапе успешно испытаны: увеличение массы пропанта на стадию до 200 т, постепенное увеличение доли линейного геля путем замещения сшитого геля линейным (на буфере и начальных стадиях подачи пропанта 20/40),

закрепление трещины в конце работы более крупным пропантом 16/20 и 12/18 RCP.Успешно реализована закачка слаговых пачек с пропантом 20/40 на линейном геле с низковязкой жидкостью и применением высоких загрузок разрушителя геля. Снижение концентрации геланта и увеличенные концентрации деструктора должны улучшить очистку трещины от жидкости ГРП.

Подобранный план-дизайн освоения скважины и ее эксплуатации в начальный период работы с поэтапным увеличением депрессии позволил минимизировать риски снижения

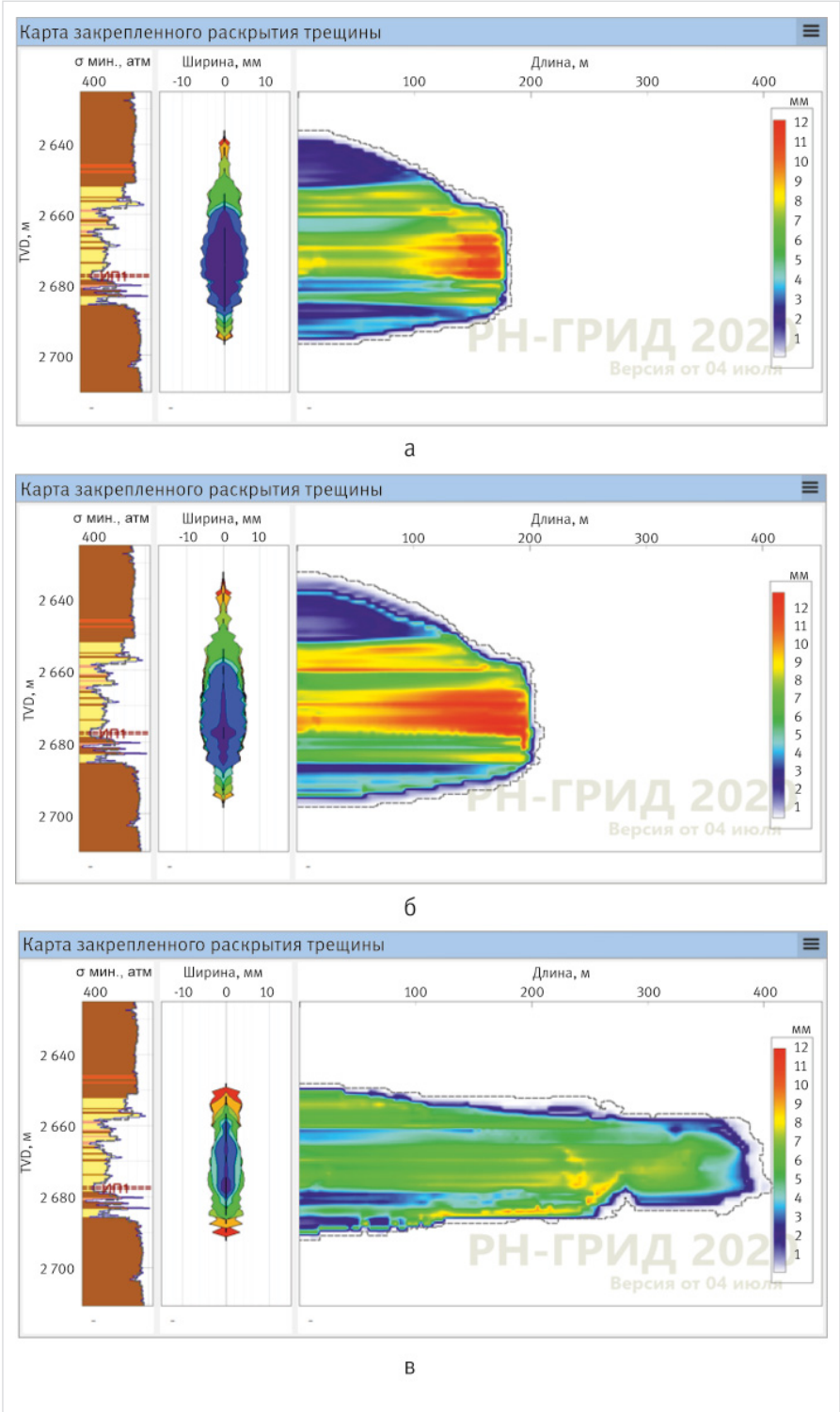


Рис. 1. Сопоставление геометрии трещин для: а — стандартного Мпроп = 140 т, б — модифицированного стандартного Мпроп = 200 т, в — гибридного ГРП Мпроп = 200 т, 50 % линейный гель

Fig. 1. Comparison of fracture geometry for: a – standard Mprop = 140 t, б – modified standard Mprop = 200 t, C – hybrid design with Mprop = 200 t, 50 % linear gel

продуктивности вследствие избыточного выноса пропанта и воздействия на пропантную пачку.

Выводы

Полученные результаты увеличения продуктивности скважин и накопленной добычи свидетельствуют об эффективности внедренного комплекса мероприятий. Планируется дальнейший поиск новых технологий ГРП, которые позволят еще более эффективно разрабатывать низкопроницаемые коллекторы, где концепция изменения дизайнов ГРП направлена на увеличение полудлины трещины с ограничением роста трещины в высоту в целевом интервале по сравнению со стандартной технологией с применением сшитого геля. В связи с этим разработана программа по увеличению массы пропанта на стадиях с использованием различных комбинаций низковязких жидкостей (линейный гель и понизитель трения) и сшитого геля при проведении ГРП, с увеличением объема жидкости при использовании линейного геля. Планируется

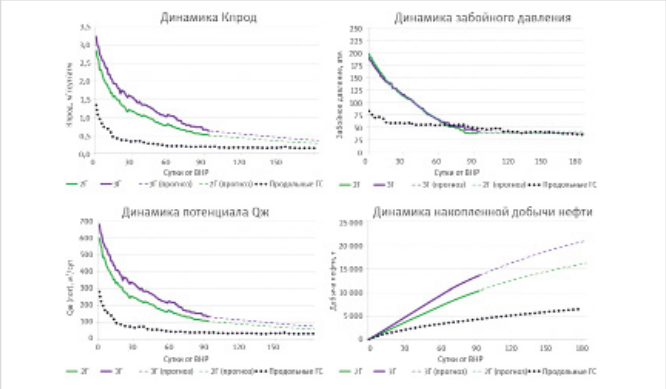


Рис. 3. Сравнение динамических показателей для ГС с ориентированием трещин вдоль и поперек ГС от даты ВНР
Fig. 3. Comparison of dynamic indicators for HW with the orientation of fractures along and across the HW from the date of well production

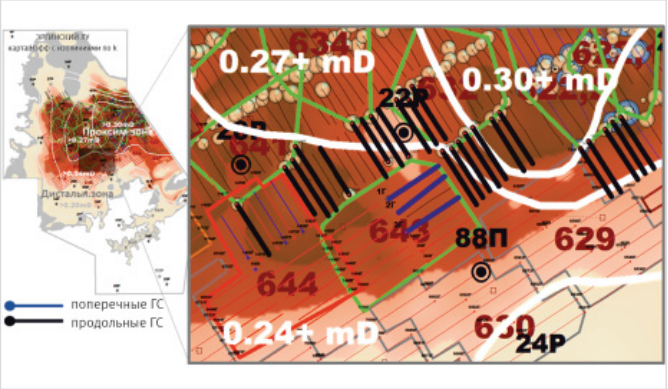


Рис. 2. Карта начальных нефтенасыщенных толщин с изолиниями по проницаемости и схемой размещения фонда основного объекта разработки
Fig. 2. Map of initial oil-saturated thicknesses with permeability isolines and the layout of the fund of the main development facility

дальнейшее совершенствование технологий «щадящей» эксплуатации скважин.

Литература

1. Родионова И.И., Шабалин М.А., Капишев Д.Ю., Бакиров Р.И., Хабибуллин А.Ф., Насыров Р.Р., Сергейчев А.В. Выбор стратегии разработки месторождения с трудноизвлекаемыми запасами на стадии освоения // Нефтяное хозяйство. 2019. № 12. С. 132–135.
2. Петрук А.А., Родионова И.И., Мухаметов А.Р., Галеев Э.Р., Искевич И.Г., Фазылов Д.С., Мумбер П.С. Опыт моделирования конусов выноса на примере низкопроницаемого участка Приобского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 2. С. 45–50.
3. Закревский К.Е., Нассонов Н.В. Геологическое моделирование клиноформ неокома Западной Сибири. Тверь: ГЕРС, 2012. 80 с.
4. Мирошниченко А.В., Коротовских В.А., Мусабиров Т.Р., Федоров А.Э., Сулейманов Х.Х. Исследование технологической эффективности горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта при разработке низкопроницаемых коллекторов нефтяных месторождений // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE, 12–15 октября 2021, Москва. SPE-206412-RU.
5. Rickman R., Mullen M., Petre E. Grieser B., Kundert D.A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: all shale plays are not clones of the Barnett Shale. Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado. 2008. SPE-115258-MS. (In Eng).
8. Огнева А.С., Антонов М.С., Смолянец Е.Ф., Сергейчев А.В., Федоров А.Э. Эволюция развития технологий разработки трудноизвлекаемых запасов нефти США // Нефтегазовое дело. 2020. № 2. С. 24–37.
9. Кашапов Д.В., Сергейчев А.В., Зейгман Ю.В., Федоров А.Э. Эволюция развития технологий многостадийного гидроразрыва пласта на сланцевых объектах США // Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19, №. 5. С. 53–66.
10. Whiting Petroleum Corporation. “Second Quarter 2019 Financial and Operating Results, August 2019”. URL: https://whiting.com (accessed data 01.05.2021). (In Eng).
11. Осипцов А., Вайнштейн А., Боронин С., Файзуллин И., Падерин Г., Шурунов А., Учуев Р., Гарагаш И., Толмачева К., Лежнев К., Прунов Д., Чебыкин Н. К полевому тестированию технологии вывода на режим горизонтальной скважины после МГРП: дизайн на основе моделирования и практические вопросы // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Москва. 2019 22–24 октября. SPE-196979-MS.
12. Борщук О.С., Пестриков А.В., Соловьев Д.Е. Программа для ЭВМ 2017611238 РФ. РН-ГРИД. 2017.
14. Tompkins D., Sieker R., Koseluk D., Cartaya H. Managed pressure flowback in unconventional reservoirs: a permian basin case study. Unconventional Resources Technology Conference. 2016. (In Eng).

ENGLISH

Results

HWs with an average length of a horizontal wellbore of 1 206 m and 16 transverse hydraulic fractures showed high efficiency compared to a HW with an average length of a horizontal wellbore of 1 168 m and 10 longitudinal hydraulic fractures in the area with poor reservoir properties. For transverse horizontal wells with a change in hydraulic fracturing designs and a “slow flowback” operation regime, higher productivity and cumulative production rates were noted compared to longitudinal horizontal wells.

At the first stage was successfully tested: an increase in the mass of proppant per stage up to 200 tons, a gradual increase in the proportion of linear gel by replacing the cross-linked gel with a linear one (at the buffer and the initial stages with 20/40 proppant), pumping at the end of the job a larger proppant 16/20 and 12/18 RCP

- pumping at the end of the job a larger proppant 16/20 and 12/18 RCP.

The injection of slugs with 20/40 proppant on a linear gel with a low viscosity liquid and the use of high concentrations of a gel breaker was successfully implemented. Decreased gelant concentration and increased breaker concentrations should improve fracture cleanup from hydraulic fracturing fluid.

The selected well development plan and its operation in the initial period of production with a gradual increase in drawdown made it possible to minimize the risks of productivity decline due to excessive proppant flowback and impact on the proppant pack.

Conclusions

The obtained positive results testify to the effectiveness of the implemented set of measures. It is planned to further search for new fracturing technologies that will allow even more efficient development of low-permeability reservoirs, where the concept of changing fracturing designs is aimed at increasing the fracture half-length while limiting the fracture height in the target zone compared to the standard technology using cross-linked gel. In this regard, a program has been developed to increase the mass of proppant at stages using various combinations of low-viscosity fluids (linear gel and friction reducer) and cross-linked gel during hydraulic fracturing, with an increase in fluid volume when using linear gel. It is planned to further improve the technologies for “slow flowback” operation of the wells.

References

1. Rodionova I.I., Shabalin M.A., Kapishev D.Y., Bakirov R.I., Khabibullin A.F., Nasyrov R.R., Sergeichev A.V. Choosing strategy of development of hard-to-recovery oil reserves at early stage of exploration. Oil industry, 2019, issue 12, P. 132–135. (In Russ).
2. Petruk A.A., Rodionova I.I., Mukhametov A.R., Galeev E.R., Iskevich I.G., Fazylov D.S., Mumber P.S. Modeling experience of low-permeability reservoirs the case of license block of the Priobskoe field. Exposition Oil Gas, 2022, issue 2, P. 45–50. (In Russ).
3. Zakrevsky K.E., Nassonov N.V. Geological

modelling neocomian clinoform of Western Siberia. Tver: GERS, 2012, 80 p. (In Russ).
4. Miroshnichenko A.V., Korotovskikh V.A., Musabirov T.R., Fedorov A.E., Suleimanov Kh.Kh. Investigation of horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing technological efficiency in the development of low-permeability oil reservoirs. SPE Russian Petroleum Technology Conference, 12–15 Oct 2021, Moscow. SPE-206412-RU. (In Russ).
5. Rickman R., Mullen M., Petre E., Grieser B., Kundert D.A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: all shale plays are not clones of the Barnett Shale. Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado. 2008. SPE-115258-MS. (In Eng).
8. Ogneva A.S., Antonov M.S., Smolyanets E.F., Sergeichev A.V., Fedorov A.E. Evolution of USA tight oil fields development technologies. Petroleum engineering, 2020, issue 2, P. 24–37. (In Russ).
9. Kashapov D.V., Sergeichev A.V., Zeigman Yu.V., Fedorov A.E. Evolution of multi-stage hydraulic fracturing technologies development at US shale facilities. Petroleum engineering, 2021, Vol. 19, issue 5, P. 53–66. (In Russ).
10. Whiting Petroleum Corporation. “Second Quarter 2019 Financial and Operating Results, August 2019”. URL: https://whiting.com (accessed data 01.05.2021). (In Eng).
11. Osiptsov A., Weinstein A., Boronin S., Fayzullin I., Paderin G., Shurunov A., Uchuyev R., Garagash I., Tolmacheva K., Lezhnev K., Prunov D., Chebykin N. towards field testing of the flowback technology for multistage-fractured horizontal wells: modeling-based design and practical implications. SPE Russian petroleum technology conference, October 22–24, 2019, Moscow, SPE-196979-MS. (In Russ).
12. Borshchuk O.S., Pestrikov A.V., Solovev D.E. RNGRID [RN-GRID]. Computer Program RF, No. 2017611238, 2017. (In Russ).
14. Tompkins D., Sieker R., Koseluk D., Cartaya H. Managed pressure flowback in unconventional reservoirs: a permian basin case study. Unconventional Resources Technology Conference. 2016. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Садыков Алмаз Махмутович, главный менеджер, отдел развития технологий заканчивания ТРИЗ, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
Для контактов: sadykovam2@bnipi.rosneft.ru

Капишев Денис Юрьевич, главный инженер проекта, сектор управления проектами Западной Сибири, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Ерастов Сергей Анатольевич, начальник отдела, отдел развития технологий заканчивания ТРИЗ, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Федоров Алексей Эдуардович, начальник управления, управление развития инноваций и сопровождения ТРИЗ, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Рахимов Марат Рашитович, главный инженер проекта, сектор управления проектами БНД и НАО, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Мироненко Артем Александрович, начальник управления, управление по разработке Приобского месторождения, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Валеев Сергей Валерьевич, начальник управления, управление повышения производительности резервуаров и ГТМ, ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

Мирошниченко Вадим Петрович, начальник управления, управление по разработке месторождений, ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

Пономарев Евгений Владимирович, начальник управления, управление геологического сопровождения бурения скважин, ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

Скляр Константин Сергеевич, начальник отдела, отдел мониторинга эксплуатационного бурения, ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

Мумбер Полина Сергеевна, начальник отдела, отдел планирования эксплуатационного бурения, ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

Сафин Ильшат Ришатович, главный специалист, сектор технологий ГРП, ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

Паровинчак Константин Михайлович, к.г.-м.н., руководитель проекта, управление по разработке месторождений, ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Сергейчев Андрей Валерьевич, заместитель начальника управления, управление повышения производительности резервуаров и ГТМ, ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Sadykov Almaz Machmutovich, general manager, hard-to-recover resources completion technologies development department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: sadykovam2@bnipi.rosneft.ru

Kapishev Denis Yur’evich, general project engineer, Western Siberia projects management sector, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Erastov Sergey Anatol’evich, department head, hard-to-recover resources completion technologies development department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Fedorov Alexey Eduardovich, department head, department for the development of innovations and hard-to-recover resources support, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Rakhimov Marat Rashitovich, general project engineer, BND and NAO project management sector, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Mironenko Artem Alexandrovich, head of department, department for the development of the Priobskoye field, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Valeev Sergey Valerevich, department head, reservoir performance improvement and geological and technical measures department, “RN-Yuganskneftegaz” LLC, Nefteyugansk, Russia

Miroshnichenko Vadim Petrovich, department head, department for field development, “RN-Yuganskneftegaz” LLC, Nefteyugansk, Russia

Ponomarev Evgeniy Vladimirovich, department head, department of geological support of well drilling, “RN-Yuganskneftegaz” LLC, Nefteyugansk, Russia

Sklyar Konstantin Sergeevich, department head, production drilling monitoring department, “RN-Yuganskneftegaz” LLC, Nefteyugansk, Russia

Mumber Polina Sergeevna, department head, production drilling planning department, “RN-Yuganskneftegaz” LLC, Nefteyugansk, Russia

Safin Il’shat Rishatovich, general specialist, hydraulic fracturing technology sector, LLC RN-Yuganskneftegaz, Nefteyugansk, Russia

Parovinchak Konstantin Mikhailovich, candidate of geological and mineralogical sciences, project manager, field development department, “NK “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia

Sergeychev Andrey Valerievich, deputy head of the department, department for improving the performance of reservoirs, geological and technical measures, “NK “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia

Проблемы экологии нефтяных месторождений и пути их решения

Добыча нефти и экология — тесно связанные понятия, поскольку нефтегазодобывающая отрасль — одна из экологически опасных отраслей хозяйствования в мировой практике.

Колоссальный ущерб экологии наносят выбросы в атмосферу, в том числе выбросы попутного нефтяного газа. Попутный нефтяной газ (ПНГ) — углеводородные газы, сопутствующие нефти и выделяющиеся при ее добыче на нефтегазовых месторождениях. Проблема использования попутного газа, добываемого из скважин вместе с нефтью, остро стоит во многих странах мира.

При современных способах разработки от 1–17 % нефти, газа и нефтепродуктов теряются в процессах добычи, подготовки, переработки, транспортирования и использования. Номенклатурный состав ядовитых загрязнений содержит около 800 веществ, в том числе мутагены (влияют на наследственность), канцерогены, нервные и кровяные яды (влияют на функции нервной системы), аллергены и др.

По оценкам на начало 2009 года (приводимым «Российской газетой» по исследованиям Минэнерго и Комитета Госдумы по природным ресурсам, природопользованию и экологии), каждый год в России извлекалось 55 млрд м^3 ПНГ. При этом в факелах сжигалось приблизительно 25 %, а это почти 14 млрд т. Половина полученного ПНГ тратится на нужды промыслов и списывается на технологические потери, и только около 25 % отправляется на переработку. А 14 млрд м^3 — это более 3 % всей добычи природного газа в России и около 4 % его потребления на внутренние нужды страны. Таким образом, проблема загрязнения атмосферы непосредственно на месторождениях при эксплуатации добывающих скважин на сегодняшний день остается актуальной.

Причиной загрязнений окружающей среды в процессе эксплуатации скважин может являться вынужденный (аварийный) сброс газа, который может возникнуть из-за неоптимального режима работы скважин, например, в результате увеличения давления газа в затрубном пространстве, высоких давлений в выкидном коллекторе. Кроме того, перед производством подземного или капитального ремонта нефтяных скважин производят сброс нефтяного газа из затрубного пространства в атмосферу в течение определенного времени. Отрицательное влияние можно уменьшить, если отнестись с большим вниманием к воздействию попутного нефтяного газа на экологию. Но, к сожалению, нефтегазодобывающие компании зачастую пренебрегают использованием дополнительного технологического оборудования, применение которого направлено на решение не только экологической, но и экономической проблемы, так как ПНГ является высокоценным сырьем. На сегодняшний день наиболее распространена механизированная добыча нефти с применением различного глубинно-насосного оборудования. Львиную долю из которого занимают электроцентробежные (61 %) и штанговые (31 %) насосные установки. Для предотвращения

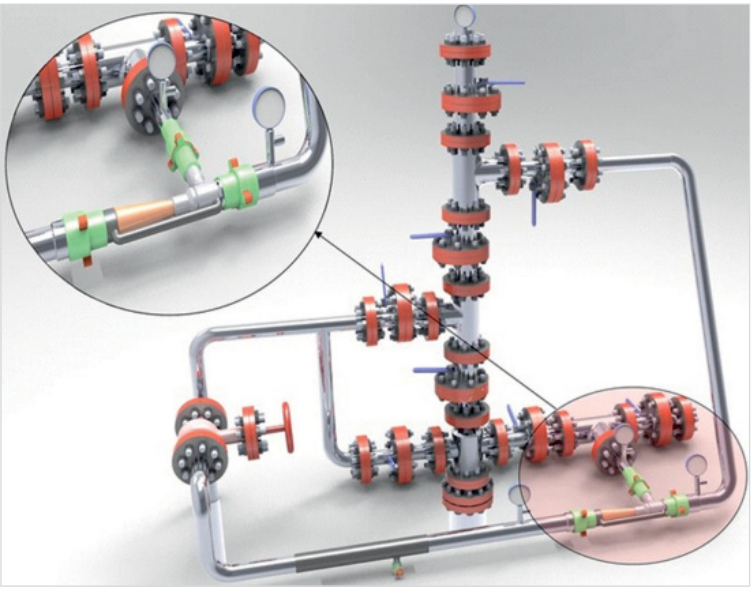


Рис. 1. УСУ в устьевой обвязке скважины

Фото 1. УСУ в устьевой обвязке скважины

Табл. 1. Параметры работы скважин до и после установки УСУ

Параметр	Скважина № 1		Скважина № 2	
	до	после	до	после
Qж, м^3/сут	118	142 (+24)	128	145 (+17)
Qн, тн/сут	26	32 (+6)	15	18 (+3)
Рлин, атм	21	21	27	27
Рзат, атм	22	2 (-20)	27	7 (-20)
Рпр, атм	29	26 (-3)	39	32 (-7)
Ндин, м	2 048	1 847 (-201)	1 464	1 323 (-141)

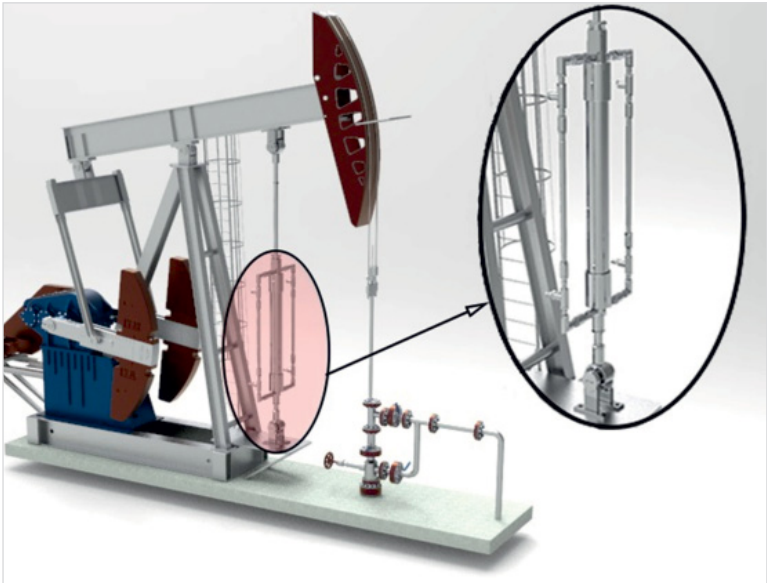


Рис. 2. Компрессор скважинный, установленный на скважине

Фото 2. Компрессор скважинный, установленный на скважине

Табл. 1. Параметры работы скважин до и после установки КС

Показатель	Скважина № 1		Скважина № 2	
	до	после	до	после
Qж, м^3/сут	3,8	5,8 (+2)	5,5	6,8 (+1,3)
Qн, т/сут	3,5	5 (+1,5)	4,6	5,8 (+1,2)
Рлин, атм	32	32	31	31
Рзат, атм	27,5	0,5 (-27)	28,9	1,9 (-27)
Ндин, м	1 145	980 (-165)	1 290	945 (-345)

сброса ПНГ в атмосферу и сбора его как ценного сырья при эксплуатации добывающих скважин наша компания предлагает использовать технологическое оборудование для снижения затрубного давления до минимальных значений. Это позволит:

- исключить сбросы ПНГ в атмосферу,
- улучшить экологическую обстановку в регионе,
- улучшить характеристики работы глубинно-насосного оборудования,
- получать дополнительную прибыль за счет увеличения добычи нефти и газа без капитальных затрат на дорогостоящие геолого-технические мероприятия и методы увеличения нефтеотдачи.

Одной из перспективных технологий для решения проблемы загрязнения окружающей среды, повышения эффективности эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, является технология снижения давления в затрубном пространстве с использованием эжекторных систем. Суть технологии заключается в следующем: согласно расчету, в устьевую обвязку выкидной линии скважины по «байпасной» линии устанавливается эжекторная система — «Устьевое струйное устройство — УСУ» (рис. 1, фото 1). Рабочей жидкостью для УСУ выступает добываемая продукция, которая по мере прохождения через конфузор устьевого устройства создает пониженное давление в приемной камере, которая обвязана с затрубом скважины. В результате газ из затрубного пространства инжектируется в выкидную линию, давление в затрубе снижается до значения давления в приемной камере.

Тем самым из-за снижения давления в затрубном пространстве происходит повышение динамического уровня, снижение количества газа на приеме УЭЦН и, как следствие, повышение эксплуатационных характеристик насоса и увеличение дебита скважины. При повышении динамического уровня возможно увеличить производительность насосной установки (увеличение выходной частоты ПЭД) с целью увеличения депрессии на пласт и получения дополнительной добычи нефти и газа.

Для скважин, оборудованных штанговыми глубинными насосами, привод которых осуществляется при помощи станков-качалок (СК), с целью снижения затрубного давления мы предлагаем устанавливать компрессор скважинный (КС) с приводом от балансира СК.

Компрессор представляет собой поршневой компрессор, устанавливаемый между балансиром и опорной рамой СК (рис. 2, фото 2). Шток подвешивается к балансиру на оси, цилиндр с рамой соединяется карданной опорой. Привод компрессора осуществляется от балансира СК. Шарнирная опора штока закрепляется на балансире СК, а шарнирная опора цилиндра на опорной раме качалки. При работе СК происходит возвратно-поступательное движение поршня относительно цилиндра, обеспечивающее процессы всасывания и нагнетания газа. Транспортировка всасываемого и нагнетаемого газа осуществляется с помощью гибких рукавов высокого давления.

Применение данных технологий позволяет улучшить экологическую обстановку на месторождениях, а также сохранить здоровье как самих нефтедобытчиков, так и жителей нефтедобывающих регионов. Оборудование позволяет увеличить добычу нефти и газа без проведения дополнительных дорогостоящих мероприятий (скважины, потенциал которых ограничен высоким затрубным и линейным давлением), стабилизировать работу насосных установок, а также позволит перевести часть периодического фонда скважин в постоянный режим работы. При этом нефтяные компании получат дополнительную прибыль без капитальных затрат.

ООО «Научно-производственная фирма «Модуль»

РТ, г. Лениногорск,
ул. Трубная, д. 15, стр. 1
Тел./факс: +7 (85595) 6-53-65,
+7 (85595) 6-53-64,

modullen@mail.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-88-92

УДК 622 I Научная статья

Геохимический анализ воды как инструмент прогнозирования газоводяного контакта

Кунаккужин И.А., Супрун А.Н., Гарифуллин А.Р., Поспелова Т.А., Петелин Д.А.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
ansuprun-tnk@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
В статье приведены результаты анализа гидрохимических материалов по Сеноманской залежи, позволяющие оценить динамику продвижения газоводяного контакта (ГВК) в процессе эксплуатации месторождения, с целью предварительной адаптации гидродинамической модели (ГДМ) при условии ограниченного количества проведенных промыслово-геофизических исследований (ПГИ). По результатам выявлена хорошая сходимость оценки уровня контакта с данными ГДМ.

Материалы и методы
Выполнен анализ проведенных промыслово-геофизических и гидродинамических исследований, исследований ГИС и геохимический анализ проб воды по интересующей части месторождения. Проведена статистическая обработка данных ГХА, выявлена зависимость изменения минерализации и расстояния от нижних дыр перфорации (НДП) до уровня ГВК. Проведена адаптация ГДМ с учетом результатов полученных данных.

Ключевые слова
подъем газоводяного контакта, геохимический анализ воды, адаптация гидродинамической модели, гидродинамические и промыслово-геофизические исследования

Для цитирования
Кунаккужин И.А., Супрун А.Н., Гарифуллин А.Р., Поспелова Т.А., Петелин Д.А. Геохимический анализ воды как инструмент прогнозирования газоводяного контакта // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7. С. 88–92. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-88-92

Поступила в редакцию: 23.09.2022

UDC 622 I Original paper

Geochemical analysis of water as an instrument for gas-water contact predicting

Kunakkuzhin I.A., Suprun A.N., Garifullin A.R., Pospelova T.A., Petelin D.A.
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
ansuprun-tnk@tnnc.rosneft.ru

Annotation
The article demonstrates method of gas-water contact (GWC) predicting with the view to proposed history matching by geochemical water analysis (GWA) data under a limited number of production logging. The good repeatability of GWC estimate with simulation model data is revealed.

Materials and methods
An analysis of the geophysical surveys, dynamic data and geochemical analysis of water samples has been conducted. A statistical GWA data processing has been realized, the dependence between the water mineralization and the distance from the lowermost perforation depth to GWC has been revealed. History matching with obtained results has been conducted.

Keywords
gas-water contact elevation, geochemical analysis of water samples, history matching, production logging, data analysis

For citation
Kunakkuzhin I.A., Suprun A.N., Garifullin A.R., Pospelova T.A., Petelin D.A. Geochemical analysis of water as an instrument for gas-water contact predicting. Exposition Oil Gas, 2022, issue 7, P. 88–92. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-88-92

Received: 23.09.2022

Выбытие скважин по обводнению — одна из основных проблем разработки газовых месторождений. Поэтому необходим постоянный мониторинг изменения газоводяного контакта (ГВК) в пределах газового объекта с последующим расчетом технологических показателей разработки, что является основой для бизнес-планирования, своевременного проведения геолого-технических мероприятий и т.д. Контроль ГВК осуществляется путем проведения ежегодного комплекса исследований, включающих газодинамический анализ (ГДИС), промыслово-геофизический мониторинг и гидрохимический анализ воды, получаемой в процессе эксплуатации скважин, с определением ее генезиса. Традиционно для оценки изменения ГВК используются первые два вида исследований [2].

По ГДИС для прогноза подъема ГВК проводят мониторинг изменения комплексного объемного параметра пласта КН, представляющего собой произведение эффективной проницаемости К (mD) и продуктивной мощности Н (м) [3]. Падение КН может сигнализировать об изменении текущей газонасыщенной толщины.

Однако в отдельных случаях оценка подъема ГВК по анализу изменения параметра КН может быть неоднозначна по ряду причин.

Во-первых, оценка КН неоднозначна при обводнении толщин с малым вкладом в общую продуктивность скважины (по сравнению с оставшейся газонасыщенной толщиной коллектора): отключение таких пропластков не имеет значительного влияния на изменение параметра КН в целом.

Во-вторых, в частном случае, несмотря на наличие больших газонасыщенных толщин, ввиду высокой анизотропии контур

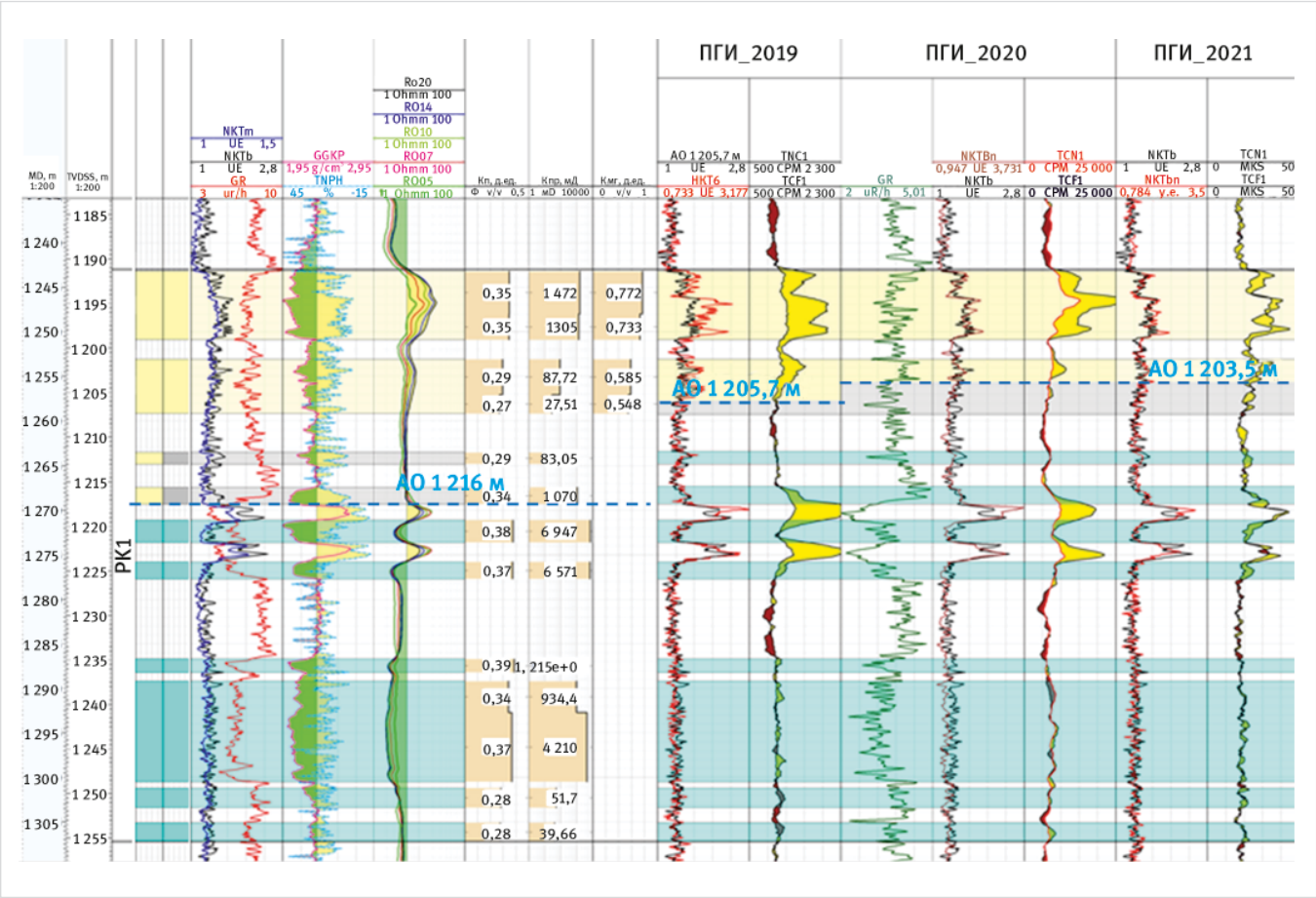


Рис. 1. Результаты контроля за ГВК по данным НК и ИННК (пласт ПК1)
Fig. 1. The results of the neutron logging at GWC control (PK1 zone)

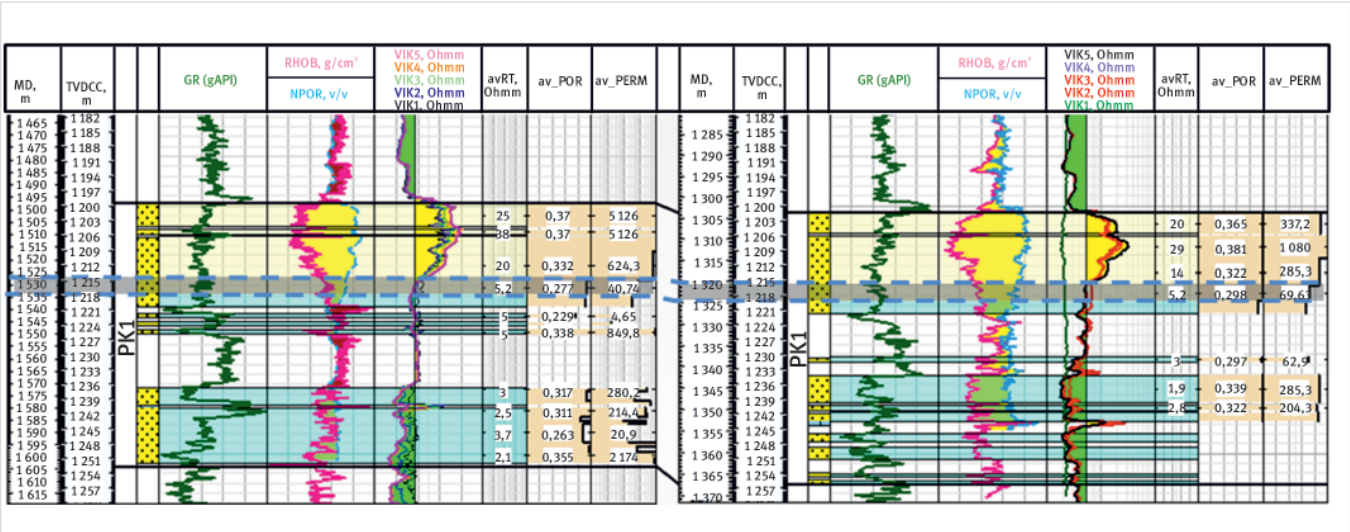


Рис. 2. Корреляция каротажа ГИС при бурении пилотных стволов
Fig. 2. Correlation of the geophysical logging at pilot wellbore drilling

питания формируется только на мощность, вскрытую перфорацией, и КН характеризует именно эту зону. Следовательно, даже при обводнении нижележащих пропластков есть вероятность не увидеть изменения по КН. Подобный контур питания может также сформироваться из-за наличия внутрипластовых флюидоупоров над ГВК. При анализе обводнившегося фонда было выявлено, что около 50 % исследований ГДИС не фиксировали падения КН при подъеме ГВК.

Более информативным исследованием для контроля ГВК являются промыслово-геофизические исследования в закрытом стволе [1]. Существуют различные методы каротажа, наиболее часто на газовых месторождениях применяются методы нейтронного каротажа (НК) и импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (двухзондовый ИННК). Ниже приведен пример интерпретации данных нейтронных методов для определения контакта (рис. 1).

На планшете представлены исследования ПГИ с динамикой изменения ГВК после бурения. Для оценки уровня контакта выполнена нормализация кривых нейтронного каротажа по водонасыщенным интервалам и глинам. «Эффект газа» проявляется в расхождении кривых в интервалах продуктивных песчаников (желтая заливка на рисунке 1). При проведении ГИС в открытом стволе уровень ГВК был отмечен на абсолютной отметке (АО) 1 216 м, однако насыщение двух нижних коллекторов осталось неясным. В 2019 г. глубина контакта по данным нейтронного каротажа составила 1 205,7 м АО (по подошве предельного газонасыщения ИННК). Повторные исследования в 2020–2021 гг. показали, что уровень контакта поднялся до глубины 1 203,5 м АО.

Подробную информацию о положении ГВК также можно получить бурением транзитных скважин через целевой пласт либо бурением пилотных стволов при реализации программы геолого-технических мероприятий и бурения новых скважин на месторождении (рис. 2). Достаточный комплекс каротажа для определения ГВК: многозондовый индукционный каротаж с пересчетом удельного электрического сопротивления, нейтронный каротаж, плотностной каротаж (для уточнения литологии) [4]. На рисунке 2 пунктиром выделен интервал, по которому принят уровень ГВК (с учетом падения сопротивления).

Результаты геофизического контроля за положением ГВК могут быть проконтролированы с помощью метода диагностики генетического профиля попутных вод. Важной особенностью регулярного мониторинга генезиса пластовой жидкости является его информативность на всех стадиях обводнения, включая начальные, когда пластовая жидкость не выносится в больших объемах, а скважина работает практически без воды. Генезис воды определяется на основе методики Института проблем нефти и газа

Табл. 1. Результаты прогноза генетического профиля попутных вод (на основании методики ИПНГ РАН)
Tab. 1. The prospective of the formation water genetic profile (based at the IPNG RAN method)

Дата отбора	Дебит газа	Дебит воды	Дебит воды по Бюкачеку	Минерализация	pH	Плотность	Содержание, мг/дм³							Генезис, д.ед.			Заключение	Тип воды по В.А. Сулину
	тыс.м³/сут	м³/сут	м³/сут	мг/дм³		кг/м³	Cl-	SO_4^{2-}	HCO_3^-	CO_3^{2-}	Na^++K^+	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Sкон	Sпл	Sтех		
03.12.19	508	0,012	0,139	767	8	1 000	172	135	195	8,1	216	28	13	1,0	0,0	0	К	ХК
23.02.20	339	0,015	0,093	730	8	1 000	207	10	256	8,1	227	12	10	1,0	0,0	0	К	ХК
10.07.20	366	0,017	0,092	306	7	1 001	68	10	122	8,1	82	6	10	1,0	0,0	0	К	ХМ
22.03.21	438	0,020	0,139	541	7	1 004	224	35	73	8	185	6	10	1,0	0,0	0	К	ХМ
27.08.21	397	0,013	0,138	354	7	1 000	65	73	92	8	101	5	10	1,0	0,0	0	К	ХК
02.02.22	400	0,040	0,120	10 955	7,3	1 006	6 314	10	204	8	4 127	222	70	0,4	0,6	0	П+К	ХК
05.02.22	392	0,059	0,121	12 611	7,3	1 006	7 218	10	305	8	4 730	250	90	0,3	0,7	0	П+К	ХК
10.03.22	385	0,107	0,117	9 503	7	1 005	5 461	10	207	8	3 475	285	57	0,4	0,6	0	П+К	ХК
02.06.22	374	0,210	0,126	11 587	7,1	1 007	6 690	10	220	8,1	4 323	240	96	0,3	0,7	0	П+К	ХК

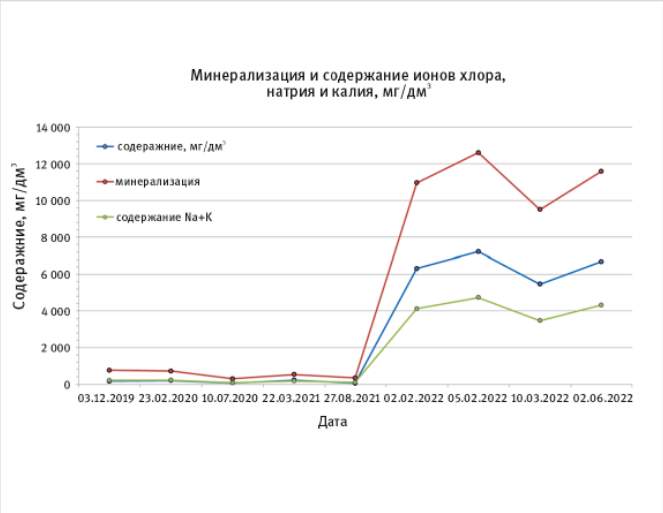


Рис. 3. Изменение минерализации попутных вод в течение периода разработки
Fig. 3. Mineralization variation of the formation water during the development period

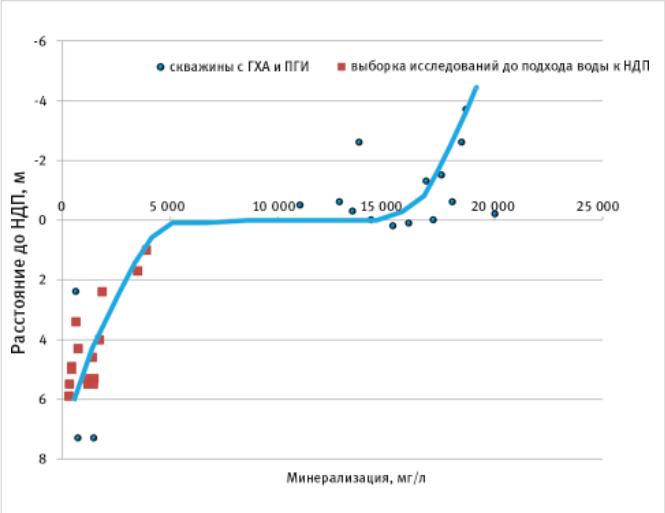


Рис. 4. Данные распределения результатов ГХА
Fig. 4. The distribution of the GWA results data

Российской академии наук (ИПНГ РАН) [5], в основе которой лежит оценка соотношения химических компонентов, входящих в состав отобранной пробы воды, и последующий расчет долей конденсационных, пластовых и технических вод (с учетом пластовых и устьевых давлений и температур).

Ниже приведен пример анализа проб пластовой воды в одной из скважин (табл. 1, рис. 3).

Достаточно типичны случаи «предварительного» повышения минерализации без наличия воды в продукции, увеличение дебита жидкой фазы начинается лишь спустя некоторое время. Авторами была выдвинута идея о зависимости роста минерализации при уменьшении расстояния от ГВК до нижних дыр перфорации (НДП).

При накоплении статистики по гидрохимическому анализу на сеноманской залежи в пределах двух месторождений общества удалось сделать выборку из скважин, где одновременно проводился регулярный отбор проб воды для анализа, а также оценка положения ГВК по пилотному бурению или ПГИ в целевых скважинах либо ближайших (рис. 4).

В ходе проведения анализа было выявлено, что минерализация воды свыше 10 г/л наблюдается при поднятии ГВК до 0,5 м от НДП и выше. При уменьшении расстояния от ГВК до НДП от 2 до 0,5 м минерализация возрастает от 3,5 до 5 г/л.

Данный график использовался для прогноза подъема ГВК по значениям минерализации добываемой воды в первую очередь на участках, не охваченных в текущий период геофизическими исследованиями. По результатам анализа выполнено предварительное картирование подъема ГВК в пределах юго-западной части залежи (рис. 5).

При анализе результатов прогноза ГВК по ГХА сходимость с данными

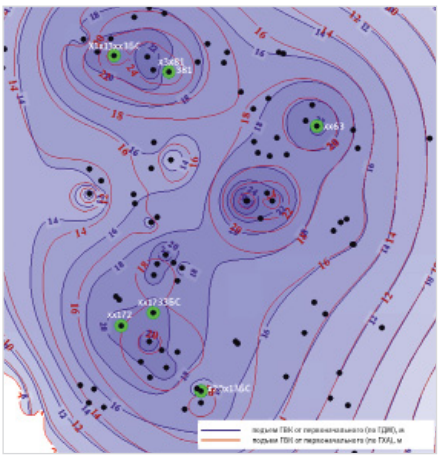


Рис. 5. Фрагмент карты подъема ГВК
Fig. 5. The segment of GWC height map

Табл. 2. Результаты картирования ГВК по ГХА в сравнении с данными ГДМ
Tab. 2. The results of the GWC mapping by GWA compared to model data

Скважина	НДП/ГС	КН, мд·м		Минерализация	Хлор	Генезис	Дебит газа по суточным	Дебит воды по суточным	Предварительная оценка по ГХА	ГВК по ГДМ	Δ	Примечание
№	АО, м	было	стало	мг/л	мг/л		тыс м³/сут	м³	АО, м	АО, м	м	
x11x1x	1 202,6	5 220	5 220	713	294	К	485,8	–	1 203	1 202	-1	–
x11x2xx	1 199,4	1 640	1 640	15 736	9 123	К+П	–	4,9	1 198	1 196	-2	–
x1x13xx збс	1 192,6	1 410	1 410	11 718	6 715	К+П	270,2	–	1 194	1 198	4	А
x3x81	1 193,7	5 640	5 640	15 180	8 753	К+П	297,5	1,5	1 194	1 202	8	
x3x82	1 192	5 105	–	13 526	7 780	К+П	471,5	–	1 194	1 196	2	–
x3x83	1 189,7	–	–	40 354	23 483	К+Т	–	–	1 194	1 196	2	–
xx1x21	1 204,3	1 030	1 030	878	367	К	208,1	–	1 206	1 208	2	–
xx1x22	1 202,1	2 160	2 160	2 907	1 590	К	366,8	–	1 203	1 205	2	–
xx1x23	1 201,6	1 460	1 460	11 587	6 690	К+П	383,5	–	1 203	1 202	-1	–
xx61	1 195,2	–	–	474	138	К	134,1	–	1 198	1 202	4	В
xx62	1 196,6	–	–	5 473	3 086	К+П	269,7	–	1 198	1 199	1	–
xx63	1 194	–	–	670	203	К	152,8	–	1 198	1 194	-4	В
1x4x1	1 210,7	3 330	3 330	2 027	1 076	К	393,2	–	1 212	1 211	-1	–
1x4x2	1 208,3	3 990	–	2 845	1 464	К	257,6	–	1 206	1 206	0	–
1x4x3	1 203,5	4 150	4 150	17 182	9 965	К+П	357,6	–	1 206	1 204	-2	–
x1x51xx збс	1 191,5	3 550	–	672	203	К	229,7	–	1 204	1 204	0	–
x1x52xx	1 201,2	1 760	2 080	6 678	3 792	К+П	269,7	–	1 203	1 203	0	–
x1x53xx	1 203,9	2 250	2 250	1 612	886	К	285,8	–	1 205	1 204	-1	–
xx72збс	1 195,4	124	–	9 180	5 126	К+П	86,6	–	1 195	1 197	2	–
xx73збс	1 187,9	971	–	3 039	1 121	К	232,2	–	1 195	1 193	-2	–
x1x33збс	1 200	256	350	–	–		229,9	–	1 203	1 203	0	–
x1x61збс	1 200	1 360	–	13 731	7 767	К+П	270,7	0,5	1 200	1 200	0	–
x1x62збс	1 197	614	479	1 431	510	К+Т	256,9	–	1 202	1 202	0	–
x1x63збс	1 193,5	540	687	1 252	564	К	133,6	–	1 202	1 196	-6	В
xx171збс	1 200,7	1 840	–	17 033	9 777	К+П	–	–	1 202	1 200	-2	–
xx172	1 203,2	3 150	–	остановлена	П	–	–	–	1 197	-5	В	
xx173збс	1 193,9	823	–	1 244	608	К	312	–	1 202	1 197	-5	
x1x81збс	1 198,2	255	255	–	–	К	234,6	–	1 200	1 201	1	–
x1x82збс	1 195,5	1 430	1 300	11 627	6 589	К+П	253,8	–	1 198	1 196	-2	–
x1x83збс	1 200,5	5 750	–	остановлена	П	–	–	1 200	1 198	-2	–	
x20x1збс	1 190/1 193	–	–	548	165	К	237,4	–	1 201	1 205	4	Б
x20x2	1 207,9	36 000	–	15781	9 123	К+П	313,2	0,6	1 202	1 202	0	–
x20x3	1 205,2	20 600	–	14 481	8 428	К+П	294,5	43,7	1 204	1 204	0	–

гидродинамической модели составила 76 % анализируемого фонда скважин.

В таблице 2 в примечании выделены существенные отличия в результатах. По скважинам х20х1збс, х1х13хх3БС и х3х81 (примечания А и Б, табл. 2) анализ ГХА подтвердился эксплуатацией скважин: спустя 3 месяца после анализа скважина х20х1збс начала выносить более 20 м^3 воды, х1х13хх3БС и х3х81 остановлены по обводнению.

Итоги

Итогом данной работы стала оптимизация рабочего процесса: а именно заблаговременное обновление ГДМ в условиях недостаточности данных ПГИ и ГДИ. Проведено предварительное картирование уровня ГВК по интересующей площади. Составлена программа дополнительных исследований по зонам, где выявлены расхождения в значениях контакта по данным ГХА и ГДМ.

Выводы

Результаты текущего анализа предполагается тиражировать на участках месторождений, где в текущий период невозможно проведение промыслово-геофизических исследований или охват по ПГИ недостаточен для достоверного прогноза ГВК. Данный подход позволяет оптимизировать расчеты после получения уточненных данных по результатам исследований для выдачи актуальной гидродинамической модели и профилей добычи.

Литература

1. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 680 с.
2. Долицкий В.А. Геологическая интерпретация материалов геофизических исследований скважин. М.: Недра, 1966. 385 с.
3. Алиев З.С., Самуйлова Л.В., Мараков Д.А. Газогидродинамические исследования газовых пластов и скважин. М.: МАКС Пресс, 2011. 220 с.
4. Петерселье В.И., Пороскун В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Москва — Тверь, 2003. 497 с.
5. Методические рекомендации по определению генезиса жидкости, поступающей из газовых скважин, с целью оценки качества геолого-технических мероприятий. М.: ИПНГ РАН, 2013. 98 с.

ENGLISH

Results

Optimization of the work process is the main result of this project: the primary simulation model update has been conducted under a limited number of production logging and dynamic data analysis. The primary GWC mapping at the interest zone has been done. The additional survey has been programmed at wells where gaps between contact depths were revealed.

Conclusions

The project results are proposed to use at blocks where production logging is unavailable at the monitoring period or the well logging amount is insufficient for the GWC prediction. This approach leads to optimizing of calculations after verified survey's data obtaining for production profiles and actual simulation model running.

References

1. Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K., Surkov V.S., Trofimuk A.A., Ehrve Yu.G. Petroleum geology of West Siberia. M.: Nedra, 1975. (In Russ).
2. Dolickiy V.A. Geological interpretation of production logging. M.: Nedra, 1966. (In Russ).
3. Aliev Z.S., Samuylova L.V., Marakov D.A. Natural gas reservoirs and wells test analysis. Moscow: MAKS Press, 2011, 220 p. (In Russ).
4. Peterselje V.I., Poroskun V.I., Yacenko G.G. Recommended practice by reserves estimation volumetric method. Moscow–Tver: 2003, 497 p. (In Russ).
5. Recommended practice for water from gas wells genesis determination for evaluation of the well work quality. M.: IPNG RAN, 2013, 98 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Супрун Анна Нурулловна, главный специалист группы мониторинга и сопровождения разработки, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: ansuprun-tnk@tnnc.rosneft.ru

Кунаккужин Ильдар Абдулхаевич, руководитель группы мониторинга и сопровождения разработки, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Гарифуллин Артур Рафаилевич, главный специалист, начальник группы мониторинга и сопровождения разработки, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Поспелова Татьяна Анатольевна, доктор технических наук, главный менеджер управления геологии и разработки, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Петелин Дмитрий Александрович, специалист управления геологии и разработки, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

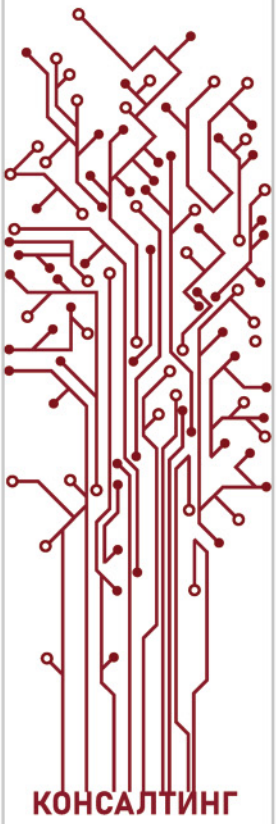
Suprun Anna Nurullovna, chief specialist of the field development and monitoring group, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: ansuprun-tnk@tnnc.rosneft.ru

Kunakkuzhin Ildar Abdulhaevich, team leader of the field development and monitoring group, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Garifullin Artur Rafailevich, chief specialist of the field development and monitoring group, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Pospelova Tatiana Anatolievna, d. sc. in engineering, chief manager of the department of oil and gas reservoirs development, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

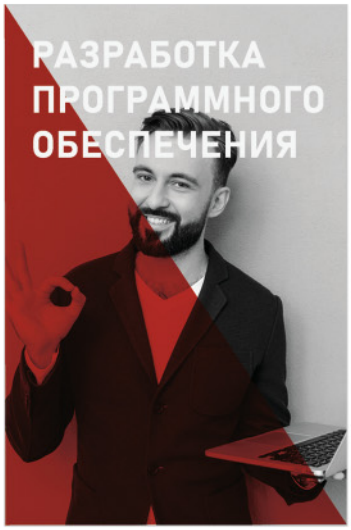
Petelin Dmitriy Aleksandrovich, specialist of the department of oil and gas reservoirs development, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia



КОНСАЛТИНГ

ВНЕДРЕНИЕ

ПРОЕКТНЫЕ СЕРВИСЫ



ИНЖИНИРИНГ

ТЕХНИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ПРОЕКТАМИ

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-94-96

УДК 620.1 I Научная статья

Система обнаружения и локализации дефектов (размышления на тему)

Барабашов В.В., Монич В.В., Кулаков М.И.
АО «Томскнефть» ВНК, Томск, Россия
kulakovmi@tomskneft.ru

Аннотация
Организация рассматривает вопрос о приобретении системы обнаружения и локализации утечек (СОУ). Она требует тестирования и настройки, которую надо осуществить на участке трубопровода при наличии течи, то есть надо найти наиболее аварийно опасные дефекты на трубе. С этой целью осуществлена диагностика трубопроводов методом акустической томографии. На основании получных данных в конкретных местах осуществлена шурфовка и экспертиза технического состояния трубопровода. Используя оценку остаточного рабочего ресурса трубы в месте дефекта, намечены участки для тестирования СОУ и проведения профилактических ремонтных работ.

Материалы и методы
Метод диагностики — акустическая томография.

Ключевые слова
трубопровод, течь, диагностика, аварийно опасный дефект

Для цитирования
Барабашов В.В., Монич В.В., Кулаков М.И. Система обнаружения и локализации дефектов (размышления на тему) // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7. С. 94–96. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-94-96

Поступила в редакцию: 15.11.2022

UDC 620.1 I Original Paper

Defect search and localization system (thoughts on the subject)

Barabashov V.V., Monich V.V., Kulakov M.I.
“Tomskneft” VNK JSC, Tomsk, Russia
kulakovmi@tomskneft.ru

Abstract
The organization is considering the purchase of the leak search and localization system (LSS). It requests testing and installing that should be performed on a pipeline section with detected leak, i. e. it is needed to find accidentally dangerous pipe defects. For this purpose the diagnostics via the Acoustic Tomography method was carried out. Based on the received data selective prospecting and expertise of pipeline technical condition was conducted. Using the evaluation of pipeline remaining working life at the defect position several sections were chosen for LSS testing and conducting preventive maintenance work.

Materials and methods
The acoustic tomography method.

Keywords
pipeline, leak, diagnostics, accidentally dangerous defect

For citation
Barabashov V.V., Monich V.V., Kulakov M.I. Defect search and localization system (thoughts on the subject). Exposition Oil Gas, 2022, issue 7, P. 94–96. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-94-96

Received: 15.11.2022

Своевременное обнаружение и локализация утечек транспортируемого по нефтепроводу продукта является одной из важнейших задач для организации эксплуатации трубопроводов. Образование течи приводит к загрязнению окружающей среды и к значительному экономическому ущербу предприятия в виде:

- остановки добывающего фонда;
- выплаты штрафов за загрязнение окружающей среды;
- траты на аварийно-восстановительные ремонтные работы.

В настоящее время для своевременного (на ранней стадии образования) обнаружения течей на нефтепроводах разработаны системы обнаружения и локализации утечек (СОУ) [1]. Обнаружение факта утечки и определение ее местоположения осуществляются параметрическими методами на основе данных, измеряемых контролируемыми пунктами телемеханики.

Организация АО «Томскнефть» ВНК, рассматривая возможность приобретения и использования СОУ, обратила внимание на следующее требование к указанным системам [2]: «Ввод в эксплуатацию СОУ, смонтированной на МН (магистральный нефтепровод), допускается только при условии положительных результатов опытной эксплуатации и комплексного опробования СОУ». То есть первоначально приобретается, монтируется и используется «тестовый» комплект оборудования СОУ. Критерием эффективности его работы является факт срабатывания, когда на трубопроводе образовалась течь. Для этого его надо разместить на тех участках, где есть наиболее аварийно опасные дефекты. Поэтому мы и решили

в первую очередь найти эти дефекты на нефтепроводах, осуществив их диагностику.

При рассматрении различных методов диагностики трубопроводов большое внимание привлекли результаты сравнения данных, полученных при внутритрубной диагностике и методом акустической томографии (АТ-метод) [3–5]:

- возможность осуществления диагностики на трубопроводах, находящихся в режиме эксплуатации;
- мобильность применения (условий ограничения применения нет, требований по предварительной подготовке трубопровода нет)
- относительно невысокая стоимость оборудования.

Был приобретен комплект прибора Каскад-3. Мы начали диагностировать участки нефтепроводов, находящиеся в эксплуатации более 10 лет при наличии факторов интенсификации коррозии (например, болото).

Порядок работы следующий. Намеченный для диагностики участок нефтепровода разбивали на единичные интервалы длиной около 200–300 м и осуществляли шурфовку для обеспечения доступа к трубе. В шурфах на концах единичного интервала на трубу устанавливались вибродатчики, входящие в комплект прибора Каскад-3. Осуществлялась запись шума тока нефти по трубе. Полученные записи обрабатывались на ПК с помощью программы АТ-Каскад.

Ниже приведены примеры полученных данных на одном из участков нефтепровода ДУ 159. Фактор интенсификации коррозии – болото. Участок разбили на два единичных интервала.

Интервал № 1. Длина 190 м.

Результаты диагностики АТ-методом представлены на графике (рис. 1), где по оси «Х» расстояние от датчика «А», по оси «У» — уровень аварийной опасности в условных единицах. Критические дефекты выделены красным цветом.

На данном интервале обнаружено три дефектных отрезка: отметки 90–100 м, 145–155 м, 170–180 м.

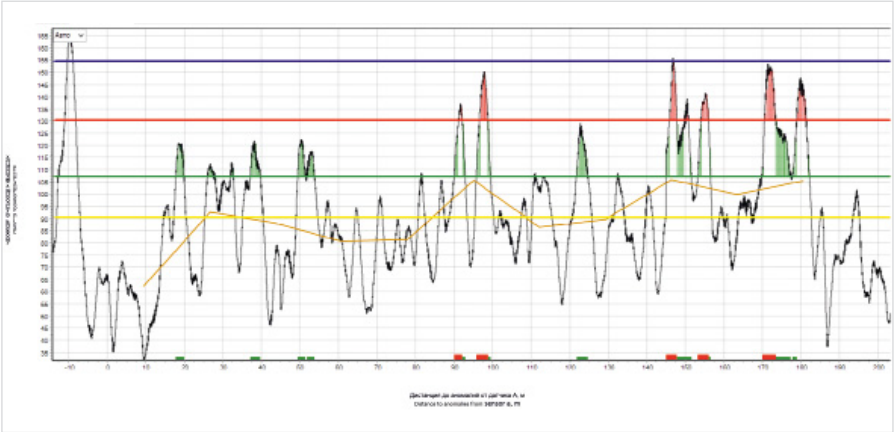


Рис. 1. Результаты диагностики интервала № 1
Fig. 1. Interval № 1 diagnostics results

Исходя из возможности подъезда экскаваторной техники, на отметке 170 м был осуществлен шурф для проведения работ по экспертизе технического состояния трубы.

В ходе визуального осмотра на указанной отметке были обнаружены: коррозионные повреждения с отслоением, язвенная коррозия (фото 1).

Минимальная замеренная толщина стенки трубы составила 5,8 мм.

Вывод на основании экспертизы: обнаруженные дефекты допускают дальнейшую эксплуатацию трубопровода около пяти лет.

Интервал № 2. Длина 278 м.

Результаты диагностики АТ-методом представлены на графике (рис. 2).

На данном интервале обнаруженодва дефектных отрезка: отметки 210 и 230 м.

На интервале 210–235 м было осуществлено вскрытие трубопровода для проведения работ по экспертизе технического состояния трубы. В ходе визуального осмотра были обнаружены: коррозионные повреждения с отслоением, язвенная коррозия (фото 2).

Максимальное утончение стенки трубы было обнаружено на отметке 231 м — остаточная толщина 4,2 мм. Есть основания полагать, что остаточный ресурс трубы в этом месте на уровне трех лет.

Таким образом, представленный участок нефтепровода ДУ159 общей длиной 468 м пригоден для тестирования системы СОУ.

За минувший период было продиагностирован 9 370 п. м трубопровода. Обнаружено 152 критические аномалии. На основании данных АТ-метода об аварийной опасности выявленных дефектов на 9 участках проведены шурфовка и экспертиза технического состояния трубопровода. На шести интервалах обнаружены аварийно опасные дефекты с остаточным рабочим ресурсом около трех лет. На одном интервале значительного утончения стенки трубы не обнаружено.

Таким образом, задача по определению участков для тестового использования системы СОУ решена.

При этом диагностика АТ-методом позволяет существенно сократить время на поиск дефектов, негативно влияющих на состояние трубопровода, что в свою очередь позволяет проводить точечный ремонт, получая при этом энергетический и экономический эффект.

Фото 1. Визуальный осмотр на Интервале № 1
Photo 1. Interval № 1 visual inspection

Дополнительно. Прибор Каскад-3 является также и корреляционным течеискателем. Мы его опробовали на одном участке. Точность определения местоположения течи по факту «ноль», то есть программа выдала одинаковую дистанцию течи с ее фактическим местоположением.

Итоги

Основной целью представленных работ было определение аварийно опасных дефектных участков для перспективного тестирования СОУ. Использование метода диагностики трубопроводов «акустическая томография» я позволило решить эту задачу — аварийно опасные дефекты обнаружены.

Выводы

По результатам диагностики осуществлены шурфовки и замеры толщины стенки трубы — достоверность АТ-метода на уровне 90 %. По ряду выявленных дефектных интервалов рассматривается вопрос о проведении локальных профилактических ремонтных работ с целью предотвращения образования течей.

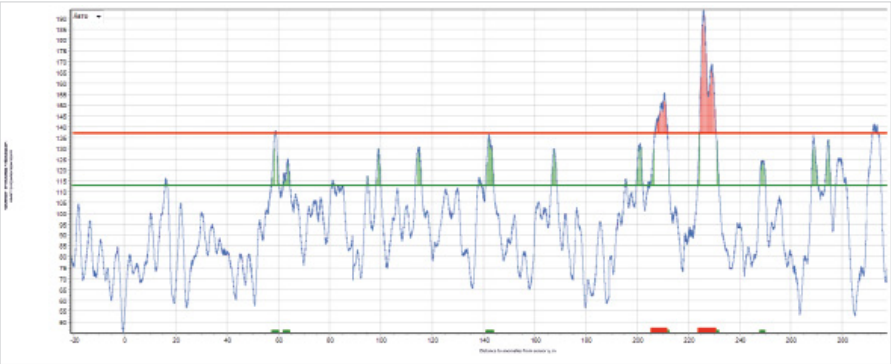


Рис. 2 Результаты диагностики интервала №2
Fig. 2. Interval №2 diagnostics results

Фото 2. Часть дефектов на вскрытом интервале
Photo 2. Some defects on the opened interval

Литература

1. Контроль целостности трубопровода. Системы обнаружения и локализации утечек (СОУ). URL: https://www.atgs.ru/products/kontrol-czelostnosti-truboprovoda-sistemy-obnaruzheniya-i-lokalizaczii-utechek-sou
2. Системы обнаружения утечек на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах. ОТТ-13.320.00-КТН-051-12. п 5.6
3. Евсеев С.В., Хайрулин В.Р., Самойлов Е.В. Акустический метод диагностики промысловых нефтепроводов // Инженерная практика. 2015. № 10.
4. Самойлов Е.В., Евсеев С.В., Артеменко С.Ю. Диагностика нефтепроводов методом Акустическая томография. Практика применения // Инженерная практика. 2016. № 9.
5. Самойлов Е.В. Акустическая томография и внутритрубная диагностика. Сопоставление результатов // Новости теплоснабжения. 2016. № 10.

ENGLISH

Results

The main purpose of the conducted research was to detect accidentally dangerous pipe defects for perspective LSS testing. The Acoustic Tomography Method for pipeline diagnostics coped with the task - the accidentally dangerous pipe defects were found.

Conclusions

Based on the diagnostics results selective prospecting and pipe wall measurements were carried out. The AT method reliability proved to be around 90 %. Regarding the detected defective intervals it is planned to conduct local preventive maintenance work to avoid leaks.

References

1. Pipeline integrity monitoring. Leak detection and localization systems (LSS); URL: https://www.atgs.ru/products/kontrol-czelostnosti-truboprovoda-sistemy-obnaruzheniya-i-lokalizaczii-utechek-sou (In Russ).
2. Leak detection systems on main oil pipelines and oil product pipelines. OTT-13.320.00-KTN-051-12. 5.6. (In Russ).
3. Evseev S.V., Khairulin V.R., Samoilov E.V. Acoustic method of field oil pipeline diagnostics. Engineering Practice, 2015, № 10. (In Russ).
4. Samoilov E.V., Evseev S.V., Artemenko S.Y. Diagnosis of oil pipelines by acoustic tomography method. The practice of application. Engineering Practice, 2016, № 9. (In Russ).
5. Samoilov E.B. Acoustic tomography and in-line diagnostics. Comparison of results. Heat Supply News. 2016, № 10. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Барабашов Владимир Викторович, начальник управления эксплуатации трубопроводов, АО «Томскнефть» ВНК, Томск, Россия

Монич Виталий Викторович, заместитель начальника управления, главный инженер управления эксплуатации трубопроводов, АО «Томскнефть» ВНК, Томск, Россия

Кулаков Максим Иванович, начальник лаборатории неразрушающего контроля, АО «Томскнефть» ВНК, Томск, Россия
Для контактов: kulakovmi@tomskneft.ru

Barabashov Vladimir Viktorovich, head of pipeline operation department, “Tomskneft” VNK JSC, Tomsk, Russia

Monich Vitaliy Viktorovich, deputy head of department, chief engineer of pipeline operation department, “Tomskneft” VNK JSC, Tomsk, Russia

Kulakov Maksim Ivanovich, head of nondestructive testing laboratory, “Tomskneft” VNK JSC, Tomsk, Russia
Corresponding author: kulakovmi@tomskneft.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-97-101 УДК 550.812.1, 004.42. I Научная статья

Разработка мобильного приложения для оперативного описания керна в полевых условиях

Прозорова Г.В.[1], **Салмин М.В.**[1], **Трапезников И.В.**[1], **Ковтун А.В.**[1], **Прозоров С.В.**[2]
[1]ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия, [2]Западно-Сибирский филиал ФБУ «ГКЗ», Тюмень, Россия
prozorovagv@tyuiu.ru

Аннотация
В статье представлено мобильное приложение для оперативного описания керна в полевых условиях. Описание керна в настоящее время, как и десятилетия назад, выполняется неавтоматизированно, без использования современных информационных технологий. Мобильное приложение позволит создавать цифровое стандартизованное первичное описание керна, выполнять фотосъемку и привязку фотографий к интервалу отбора, формировать отчет в виде таблицы, оперативно передавать данные на стационарный компьютер и в центры обработки. Приложение предназначено для работы без доступа в интернет, является кроссплатформенным, ориентировано на интегрирование с корпоративными информационными системами. Разработка мобильного приложения позволит эффективно включить этап получения первичной полевой информации в процессы цифровой работы с керновыми данными.

Материалы и методы
Анализ процесса первичного полевого описания керна, анализ высказываний потенциальных пользователей, анализ информационных технологий для работы с керновыми данными, выполненные для оценки востребованности приложения. Опрос фокус-группы, включающей геологов и петрофизиков, для разработки требований к приложению, тестирование приложения специалистами фокус-группы, апробация приложения в производственных условиях.

Ключевые слова
полевое описание керна, мобильное приложение

Статья подготовлена в рамках технологического проекта «Цифровой керн», реализуемого в Западно-Сибирском межрегиональном научно-образовательном центре мирового уровня.

Для цитирования
Прозорова Г.В., Салмин М.В., Трапезников И.С., Ковтун А.В., Прозоров С.В. Разработка мобильного приложения для оперативного описания керна в полевых условиях // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7. С. 97–101. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-97-101

Поступила в редакцию: 07.11.22

UDC 550.812.1, 004.42 I Original Paper

Development of a mobile application for operational core description in the field environment

Prozorova G.V.[1], **Salmin M.V.**[1], **Trapeznikov I.V.**[1], **Kovtun A.V.**[1], **Prozorov S.V.**[2]
[1]Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia, [2]West Siberian branch of FBU “GKZ”, Tyumen, Russia
prozorovagv@tyuiu.ru

Abstract
The article presents a mobile application for operational standardized core description in the field environment. Qualitative primary core description performed at the drilling site allows obtaining operational information valuable for borehole investigations and drilling monitoring and correction. Core description nowadays, as decades ago, is performed in a non-automated way, without the use of modern information technologies. The developed application allows to standardize the primary core description, to increase its objectivity and accuracy; to perform photosurveying and photo linking to the coring interval; to automatically generate a report; to promptly transmit data to a desktop computer and to processing centers. The application is focused on autonomous (offline) work while the Internet is disconnected, cross-platform operation, integration with corporate information systems. The development of a mobile app will effectively incorporate the primary information acquisition phase on the rig into the digital core data processes.

Materials and methods
Assessment of the need to develop a mobile application based on the analysis of the core description process in the field environment and analysis of observations of the application potential users on the Internet; analysis of information from public sources on information technology for working with core data. Polling of a focus group consisting of geologists and petrophysicists to develop the requirements to mobile application, testing of the application by focus group specialists, practical evaluation of the application in the field.

Keywords
primary core description, mobile application

For citation
Prozorova G.V., Salmin M.V., Trapeznikov I.V., Kovtun A.V., Prozorov S.V. Development of a mobile application for operational core description in the field environment. Exposition Oil Gas, 2022, issue 7, P. 97–101. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-97-101

Received: 07.11.22

Введение

Исследования керна являются прямым и наиболее достоверным способом получения информации о строении и свойствах горных пород. Керн служит основным материалом для изучения геологического строения разреза, относительного и абсолютного возраста, литолого-петрографического состава, физических и физико-химических свойств и других характеристик пород. Основную часть информации об отобранном керновом материале получают в специализированных лабораторных центрах. Первичную информацию о керне фиксируют непосредственно при подъеме на буровой. Описание кернового материала, выполняемое непосредственно на буровой, дает только приблизительное представление об отобранной горной породе, ее текстурно-структурных особенностях, составе, породообразующих минералах, характере и степени насыщения и т.д. Хотя сведения, полученные о керне на буровой, довольно ограниченны, они очень важны для дальнейших исследований и предоставляют оперативную информацию, необходимую для мониторинга и корректировки бурения и исследований в скважине.

Описание керна в полевых условиях в настоящее время, как и десятки лет назад, выполняется неавтоматизированно. Основное оборудование для описания керна: линейка, карандаш, раствор соляной кислоты, лупа, геологический молоток, фотоаппарат. Описание создается в бумажном виде, качество записей зависит от почерка специалиста и условий описания и часто бывает низким. При описании специалист не имеет справочников, позволяющих определять и классифицировать горные породы, либо имеет бумажные справочники, хранение и использование которых неудобно. При отсутствии справочников большое значение имеют квалификация и ответственность специалиста, при недостатке которых в описании возможно появление ошибок, неточностей. При первичном описании керна обязательна фотосъемка, для выполнения которой дополнительно требуется фотоаппарат. Для хранения и дальнейшей работы в ряде случаев описание переводят в цифровой вид на имеющийся на буровой компьютер, это требует дополнительного рабочего времени специалиста. При хранении описания на бумажных носителях отчет формируется вручную, что трудоемко. В организациях, выполняющих бурение и отбор керна, приняты разные формы отчетов по первичному описанию. При получении отчетов в центрах исследований керна требуется перевод данных с бумажного носителя на цифровой и приведение их к единой стандартизованной форме и терминологии. Эти операции также требуют трудозатрат специалистов.

В ряде организаций при описании керна на буровой используют ноутбук. При работе с ноутбуком также имеются трудности: недостаточное пространство рабочего места специалиста, плохие погодные условия, недостаточные ресурсы батареи, не всегда имеющаяся возможность подключиться к электропитанию.

Повысить эффективность и качество полевого описания керна может использование мобильного устройства: планшета или мобильного телефона с соответствующим программным обеспечением. Мобильное приложение позволит формировать описание керна в цифровом виде, минуя запись на бумажном носителе; вводить данные, используя электронные справочники со стандартизованными значениями; автоматизированно составлять стандартизированный электронный отчет; выполнять фотосъемку; выполнять привязку фотографии к интервалу отбора и к текстовому описанию горных пород; оперативно передавать данные в центры обработки и на стационарный компьютер [1].

Материалы и методы

В открытых источниках в сети интернет был проведен поиск и анализ информации о мобильных приложениях для описания керна в полевых условиях. На сайтах производителей программного обеспечения для работы с керном — Информационная система «РН-Лаб» (Тюменский нефтяной научной центр, ОАО «НК Роснефть»), Информационная система «КЛИК» (ООО «Газпром нефть НТЦ»), «Techlog керн» (Schlumberger) и др. — такой информации найти не удалось [2–4].

Имеется информация о двух автономных российских мобильных приложениях близкой функциональности. Android-приложение «Геологический полевой журнал» предназначено для ведения полевой документации при геологических и инженерно-геологических изысканиях. Приложение реализует функции ввода данных месторождения, скважины с указанием координат, выработки, слоев с указанием глубин, краткое описание слоев, добавление фотографий керна с привязкой к интервалу отбора [5].

Android-приложение «Буровой журнал» реализует те же функции, что и «Геологический полевой журнал». Кроме того, имеется функция генерирования отчета по выполненному описанию в виде ECSEL- или PDF-файла. В приложении реализован голосовой ввод данных с использованием сервиса Google Assistant, работающий при наличии подключения к интернету [6].

Оба приложения в 2018–2019 гг. были размещены на сервисе Google Play в свободном доступе для тестирования потенциальными пользователями. В настоящее время приложения не доступны для скачивания, также не удалось найти информации об их использовании

Табл. 1. Мнение потенциальных пользователей о целесообразности мобильных приложений для полевого описания керна
Tab. 1. Opinion of potential users on the feasibility of mobile applications for field core description

Аргументы против мобильного приложения	Аргументы в пользу мобильного приложения
Нормативными документами регламентировано заполнение бурового журнала в бумажном виде	При происходящей интенсивной цифровизации и введении мобильных устройств в отрасли возможны и вероятны в ближайшее время изменения в нормативных документах. Запись в смартфоне в настоящее время является дополнением, а не альтернативой записям в бумажном виде
Заполнение мобильного приложения создаст для специалистов дополнительную работу, требующую времени	Введение данных в смартфон требует меньше времени, чем запись на бумаге и съемка фотоаппаратом. Возможна существенная экономия времени, если непосредственно на буровой записи делать сразу в смартфоне, а не на бумаге, за счет ликвидации процесса ввода данных с бумажных журналов в компьютер (неразборчивый почерк, многократный ввод данных в разные документы и т.д.)
В условиях буровой (низкие температуры, грязь, вода, мерзлые породы и т.д.) неудобно делать записи в смартфоне и высок риск его поломки	Условия для письма в журнале еще менее подходящие, чем в смартфоне, что приводит к низкому качеству записей (неразборчивый почерк, ошибки)
Открытым является вопрос защиты данных при использовании смартфона	Вопрос безопасности данных технически может быть решен при взаимодействии с потенциальными пользователями (компаниями). Аналогично тому, как вопрос безопасности был решен в компаниях при массовой удаленной работе во время пандемии
Оперативная передача данных в центры обработки требуется нечасто	Нередки ситуации, особенно в поисковых работах, когда оперативность важна и требуется передача данных в центры обработки существенно раньше предоставления бумажных экземпляров журналов
В нефтегазовой отрасли в настоящее время отбирается большой процент изолированного керна, полевое описание для него не требуется	При подъеме изолированного керна требуется описание и фотографии торцевых срезов керна, поэтому мобильное приложение может быть полезно. Мобильное приложение ориентировано на применение при бурении не только на нефть и газ, но и на воду, твердые полезные ископаемые
–	Удобная привязка фотографии к интервалу и к описанию, не реализуемая при использовании фотоаппарата
–	Для менеджеров и супервайзеров имеется возможность иметь информацию одновременно о нескольких объектах «под рукой», на компактном носителе, более удобном, чем ноутбук

на производстве. Как недостаток приложений «Буровой журнал» и «Геологический полевой журнал» следует отметить неавтоматизированный ввод данных — они вводятся «вручную» на клавиатуре экрана смартфона. В этом случае решается проблема неразборчивого почерка, но остается высокая вероятность случайных ошибок ввода, а также ошибок и неточностей, обусловленных квалификацией специалиста. Более эффективным способом ввода данных может быть выбор из вложенных меню, содержащих стандартизованные значения элементов описания. Оба приложения ориентированы на использование в геологических и инженерно-геологических изысканиях, в них не предусмотрен ввод данных, требуемых в нефтегазовой отрасли (например, характеристика насыщения керна).

Проведен анализ высказываний потенциальных пользователей — полевых геологов — о целесообразности применения мобильных приложений на буровой. Анализ выполнен по материалам форума, открытого в процессе тестирования приложения «Буровой журнал» [7], и устного опроса специалистов нефтегазовой отрасли. Анализ высказываний позволил выявить потенциальные проблемы внедрения мобильного приложения и предложить способы их решения (табл. 1).

Таким образом, проведенный анализ позволил сделать вывод, что разработка мобильного приложения является востребованной и перспективной, а названные проблемы преодолимыми.

Постановка задачи

В результате опроса фокус-группы, включающей специалистов-геологов и петрофизиков, выработаны требования к мобильному приложению для оперативного описания керна в полевых условиях. Приложение должно иметь минимально необходимый функционал, достаточный для сбора первичной информации; невысокие системные требования к установке на мобильное устройство; работать автономно при отсутствии сети интернет; легко интегрироваться в корпоративные информационные системы; быть простым в использовании.

Функциональные требования к приложению:

- выполнять ввод данных по лицензионному участку, месторождению, площади, скважине, данных заказчика, подрядчика по бурению, подрядчика по отбору керна в соответствии с геолого-техническим нарядом; ввод должен осуществляться с клавиатуры смартфона и (или) путем загрузки с компьютера или локальной компьютерной сети;
- выполнять ввод данных по пласту, интервалу отбора, проходке, слою с клавиатуры смартфона;
- реализовывать ввод разных наборов данных для отбора изолированного и неизолированного керна;
- выполнять ввод данных по описанию керна автоматизированно с использованием вложенных меню (справочников). Справочники должны быть доступны для дополнения и редактирования;
- осуществлять фотосъемку и привязку фотографий к описанию керна;
- формировать отчет по результатам описания керна в виде таблицы Excel;
- осуществлять хранение введенных данных в течение необходимого пользователю времени;
- передавать отчет и фотографии на стационарный компьютер и в центры обработки по соединительному кабелю или по компьютерной сети.

Табл. 2. Данные, заносимые в мобильное приложение
Tab. 2. Data entered into the mobile application

Вводимые наборы данных	Реквизиты наборов данных	Способ ввода
Заказчик	Наименование, адрес, телефон	на клавиатуре смартфона и (или) загрузка из компьютера или по сети
Подрядчик по бурению	Наименование, адрес, телефон	
Подрядчик по отбору керна	Наименование, адрес, телефон	
Лицензионный участок	Название	
Месторождение	Название	
Площадь	Название	
Скважина	Номер скважины, тип бурового раствора, метод отбора керна, тип тубуса, цель бурения	на клавиатуре смартфона и выбор из вложенных меню
Интервал	Название пласта, глубина кровли, глубина подошвы, проходка, вынос керна, количество слоев	на клавиатуре смартфона
Слой	Для неизолированного керна: номер слоя, глубина кровли, глубина подошвы, толщина слоя, порода, цвет, цемент, степень разрушения, включения, характеристика насыщения, структура породы, текстура породы, фотография	выбор из вложенных меню
	Для изолированного керна: номер тубуса, тип тубуса, для верхнего и нижнего торца: порода, цвет, цемент, степень разрушения, включения, характеристика насыщения, структура породы, текстура породы, фотография	

Нефункциональные требования к мобильному приложению:

- возможность работы без доступа в сеть интернет (офлайн);
- кроссплатформенность (работа на базе операционных систем Android и iOS);
- небольшой объем занимаемой памяти смартфона;
- интуитивно понятный интерфейс, позволяющий применять приложение без дополнительного обучения пользователей.

Результаты

Авторами разработано мобильное приложение для оперативного стандартизированного описания керна в полевых условиях COre DEscription (CoDe), в котором реализованы все заявленные выше функциональные и нефункциональные требования [8].

Программный продукт представляет собой информационную систему, состоящую из клиентского приложения на базе Android и базы данных для хранения справочников и результатов описания керна. Разработка выполнена на базе свободного и открытого программного обеспечения: фреймворк для кроссплатформенной разработки мобильных приложений Xamarin; язык программирования C#; СУБД SQLite. Выбранные программные средства обеспечивают возможность автономной работы мобильного приложения без доступа в интернет, кроссплатформенность, интегрирование с корпоративными информационными системами.

Наборы данных, заносимые в приложение, представлены в таблице 2. Не все данные являются обязательными для ввода, необязательными могут быть данные подрядчиков и заказчиков работ, данные по описанию слоев. Реализованы три способа ввода данных в мобильное приложение: на клавиатуре экрана смартфона; загрузка из компьютера по соединительному кабелю или по компьютерной сети; выбор значений, сохраненных в электронном справочнике, из вложенных меню.

Ввод данных по объекту последовательно осуществляется в иерархически связанных окнах «Лицензионный участок», «Месторождение», «Площадь», «Скважина», «Пласт», «Слой». Введенные данные сохраняются, доступны для просмотра и добавления (рис. 1). Данные по объекту загружаются на основе геолого-технического наряда один раз перед началом работы на буровой и сохраняются в базе данных приложения. Описание слоя формируется путем выбора значений, сохраненных в справочниках, из вложенных меню. Имеется возможность добавлять данные в справочники и при необходимости вводить данные описания слоя на клавиатуре (рис. 2).

Примеры интерфейса ввода данных по описанию изолированного керна и данных заказчика работ представлены на рисунке 3.

В приложении реализована функция формирования сводного отчета по скважине. Отчет создается в виде таблицы, которую можно в виде файлов ECXEL или PDF сохранить и передать для дальнейшей работы.

Мобильное приложение прошло апробацию на предприятиях нефтегазовой отрасли в г. Тюмени. Апробация показала целесообразность и востребованность разработки, работоспособность приложения. В процессе апробации пользователи отметили дополнительную возможность: использовать мобильное приложение не только в полевых условиях, но также в кернохранилище, например, при необходимости оперативного сбора данных в командировке.

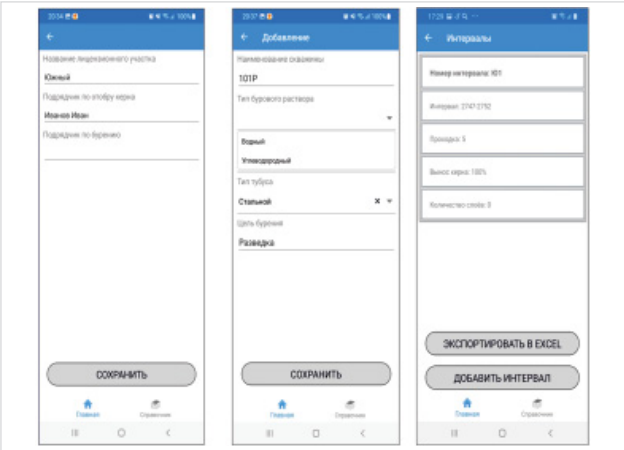


Рис. 1. Окна ввода и просмотра данных по лицензионному участку, скважине, интервалу бурения
Fig. 1. Windows for entering and viewing data on the license area, well, drilling interval

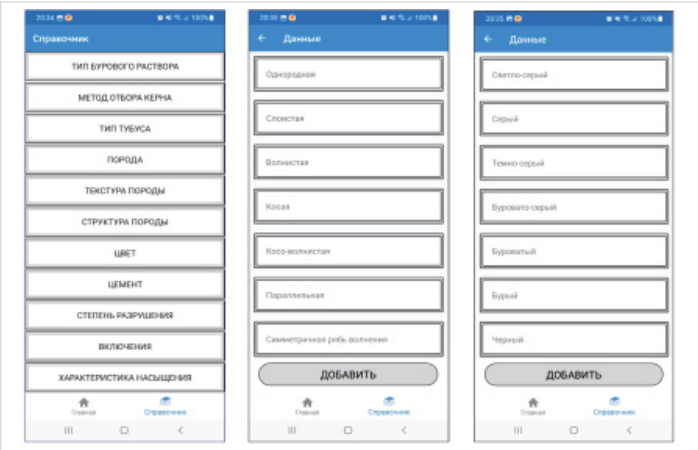


Рис. 2. Окна справочников: выбор справочника, справочники «Текстура породы» и «Цвет»
Fig. 2. Directory windows: directory selection, "Rock texture" and "Color" directories

Итоги

В результате анализа полевого описания керна сделан вывод о целесообразности разработки мобильного приложения, разработаны функциональные и нефункциональные требования к приложению. Разработанное приложение позволяет в цифровом виде оперативно собирать информацию по описанию керна, использовать при описании стандартизованную терминологию, сохранять фотографии керна с привязкой к интервалам отбора, формировать и передавать в цифровом виде отчет. Приложение может использоваться в отсутствии сети интернет, при минимальной доработке интегрироваться в корпоративные системы для работы с керновыми данными. Приложение прошло апробацию, в настоящее время подготовлено к пробной и промышленной эксплуатации.

Выводы

Реализация в нефтегазовой отрасли проектов «Умная скважина», «Цифровой керн», «Цифровое месторождение» предполагает объединение в единую информационную систему всех производственных процессов, в том числе процесса получения первичной полевой информации по керну. Разработка представленного в статье мобильного приложения направлена на решение этой задачи. В отличие от традиционных методик, использование приложения позволяет собирать и передавать данные по керну в цифровом виде без этапа записи на бумажном носителе, что будет способствовать повышению качества и оперативности сбора первичной информации.

Литература

1. Салмин М.В., Прозорова Г.В., Слинкина Е.В. О разработке мобильного приложения для описания керна на буровой // Информационные системы и технологии в геологии и нефтегазодобыче: Материалы докладов международного научно-практического семинара 14–15 ноября 2019. Тюмень: ТИУ. С. 44–48.
2. Кузенков В.З., Каширских Д.В., Рамазанов Ю.А., Паромов С.В., Серкин М.Ф. Разработка и внедрение информационной системы «РН-Лаб» для лабораторных исследований керна и пластовых флюидов // Нефтяное хозяйство. 2018. № 3. С. 98–101.
3. Анисимова Е.Ю., Степанов Д.А. Информационная система «КЛИК» для хранения, визуализации и обработки результатов исследования керна // PRONEФТЬ. Профессионально о нефти. 2017. № 3. С. 38–41.
4. Techlog керн: программное обеспечение. URL: https://sis.slb.ru/products/techlog/techlog_core (дата обращения: 06.10.2022).
5. Геологический полевой журнал. AppAgg. URL: https://appagg.com/android/productivity/geologichneskii-polevoi-zhurnal-32476110.html?hl=ru (дата обращения 25.10.22).
6. Буровой журнал. ApksFULL. URL: https://apksfull.com/буровой-журнал-инженерная-геология-в/com.gmail.fomichov.m.drillingmagazine (дата обращения 25.10.22).
7. Android приложение «Буровой журнал». Камеральные работы. Форум. URL: https://geobus.ru/topic/2232-android-prilozhenie-burovoy-zhurnal/page/2/ (дата обращения 25.10.22).

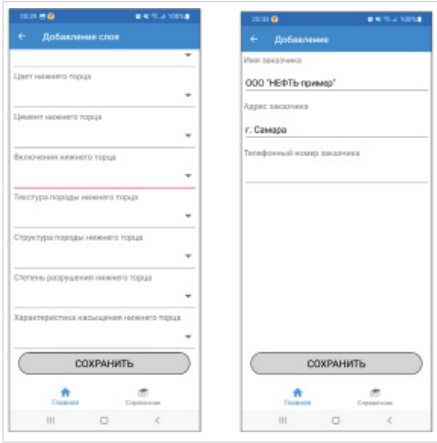


Рис. 3. Окно ввода описания изолированного керна (слева); окно ввода данных о заказчике работ (справа)
Fig. 3. The window for entering the description of the isolated core (left); the window for entering data about the customer of the work (right)

8. Прозорова Г.В., Кузнецова И.А., Трапезников И.С., Ковтун А.В. Мобильное приложение для оперативного стандартизированного описания керна в полевых условиях COre DEscription (CoDe). Заявитель и правообладатель ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет». Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2022664518, заявл. 18.07.22, опубл. 01.08.22.

ENGLISH

Results

As a result of the analysis of the field description of the core, a conclusion was made about the feasibility of developing a mobile application, functional and non-functional requirements for the application were developed. The developed application allows you to digitally quickly collect information on the description of the core, use standardized terminology in the description, save photos of the core with reference to sampling intervals, generate and transmit a report in digital form. The application can be used in the absence of the Internet, with minimal modification, integrated into corporate systems to work with core data. The application has been tested, is currently prepared for trial and commercial operation.

Conclusions

Implementation of the "Smart Well", "Digital Core", "Digital Field" projects in oil and gas industry implies combining all production processes into a single information system, including the process of obtaining primary core data on the drilling site. The development of the mobile application presented in the article is aimed at solving this problem. Compared to conventional techniques, the use of the application allows collecting and transmitting core data in digital form without the stage of recording on paper, which contributes to improving the quality and efficiency of raw information collection.

References

1. Salmin M.V., Prozorova G.V., Slinkina E.V. On the development of a mobile application for core description on the drilling site. Information systems and technologies in geology and oil and gas production: Materials of the international scientific and practical seminar reports, November 14–15, 2019, Tyumen: TIU, P. 44–48. (In Russ).
2. Kuzenkov V.Z. Kashirskikh D.V., Ramazanov Yu.A., Paromov S.V., Serkin M.F. Development and implementation of the "RN-Lab" information system for core and reservoir fluid laboratory study. Oil industry, 2018, issue 3, P. 98–101. (In Russ).
3. Anisimova E.Yu., Stepanov D.A. CLICK information system for storing, visualizing and processing the results of core examination. PRONEFT. Professionally about oil, 2017, issue 3, P. 38–41. (In Russ).
4. Techlog core: software. URL: https://sis.slb.ru/products/techlog/techlog_core (date of access: 06.10.2022). (In Russ).
5. Geological field log. AppAgg. URL: https://appagg.com/android/productivity/geologichneskii-polevoi-zhurnal-32476110.html?hl=ru (accessed on 25.10.22). (In Russ).
6. Drilling Log. ApksFULL. URL: https://apksfull.com/буровой-журнал-инженерная-геология-в/com.gmail.fomichov.m.drillingmagazine (accessed on 25.10.2022). (In Russ).
7. Android application "Drilling Log". Office work. Forum. URL: https://geobus.ru/topic/2232-android-prilozhenie-burovoy-zhurnal/page/2/ (accessed on 25.10.22). (In Russ).
8. Prozorova G.V., Kuznetsova I.A., Trapeznikov I.S., Kovtun A.V. Mobile application for the operational standardized description of the core in the field environment COre DEscription (CoDe). Applicant and copyright holder. Tyumen Industrial University FSBEI HE. Certificate of state registration of computer programs № 2022664518, applied on 18.07.22, publ. on 01.08.22. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Прозорова Галина Владимировна, канд. пед. наук, доцент, кафедра прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
Для контактов: prozorovagv@tyuiu.ru

Salmin Mikhail Viktorovich, candidate of geological and mineralogical sciences, associate professor, applied geophysics department, Tyumen industrial university, Tyumen, Russia

Salmin Михаил Викторович, канд. геол.- минерал. наук, доцент, кафедра прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

Trapeznikov Ilya Vladimirovich, 3rd year bachelor's student, Tyumen industrial university, Tyumen, Russia

Трапезников Илья Владимирович, студент 3 курса бакалавриата, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

Kovtun Anton Viktorovich, 3rd year bachelor's student, Tyumen industrial university, Tyumen, Russia

Ковтун Антон Викторович, студент 3 курса бакалавриата, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

Prozorov Sergey Vyacheslavovich, director of the West Siberian branch of FBU "GKZ", Tyumen, Russia

Прозоров Сергей Вячеславович, директор Западно-Сибирского филиала ФБУ «ГКЗ», Тюмень, Россия

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-102-106 УДК 33.2964 I Научная статья

Основные аспекты декарбонизации нефтегазовой отрасли России

Холодионова А.С., Кулик А.А.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
askholodionova@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
Данная статья отражает основные аспекты декарбонизации российской нефтегазовой отрасли. В статье проанализирован инерционный и интенсивный сценарий выбросов парниковых газов (ПГ). Сделан вывод о том, что достичь принятых Россией обязательств по углеродной нейтральности к 2050 г. будет возможно при реализации интенсивного сценария, в рамках которого проведена оценка эффективности использования мероприятий по декарбонизации нефтегазовой отрасли. Выявлено, что для нефтегазовой отрасли наиболее целесообразным способом сокращения выбросов ПГ является внедрение технологии улавливания и хранения углекислого газа (CO_2). На основании отчетов аналитических агентств и международных организаций определены основные аспекты развития низкоуглеродной политики нефтегазового сектора России.

Материалы и методы
Проведена оценка эффективности мероприятий по декарбонизации нефтегазовой отрасли. Разработана блок-схема оценки эффективности мероприятий по трем направлениям:
- оценка предлагаемых мероприятий по декарбонизации по сферам охвата;
- оценка рисков по приоритетным мероприятиям;
- оценка экономической эффективности мероприятия с максимальным количеством баллов.

Ключевые слова
декарбонизация, энергетический переход, выбросы парниковых газов, технология по улавливанию и хранению углекислого газа

Для цитирования
Холодионова А.С., Кулик А.А. Основные аспекты декарбонизации нефтегазовой отрасли России // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7. С. 102–106. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-102-106

Поступила в редакцию: 22.09.2022

UDC 33.2964 I Original Paper

Key decarbonization aspects of Russian petroleum industry

Kholodionova A.S., Kulik A.A.
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
askholodionova@tnnc.rosneft.ru

Abstract
The paper describes the key aspects of decarbonization of the Russian petroleum industry. It provides an analysis of the inertial and intensive scenarios of greenhouse gas (GHG) emissions. The authors conclude that Russia’s carbon neutrality commitments will be achieved by 2050 if an intensive scenario is implemented which evaluates the performance of decarbonization measures in the petroleum industry. It has been identified that the most rational way for the petroleum industry to reduce GHG emissions is to introduce carbon dioxide (CO_2) capture and storage technology (CCS). Based on the reports of analytical agencies and international organizations, the key aspects of the development of the low-carbon policy of the Russian oil and gas sector have been identified.

Materials and methods
The performance of decarbonization efforts in the oil and gas industry has been evaluated. A flowchart for performance evaluation in three areas has been developed:
- evaluation of proposed decarbonization efforts by scope;
- risk assessment by priority efforts;
- economic performance evaluation of the effort with the maximum score.

Keywords
decarbonization, energy transition, greenhouse gas emissions, carbon dioxide capture and storage (CCS) technology

For citation
Kholodionova A.S., Kulik A.A. Key decarbonization aspects of Russian petroleum industry. Exposition Oil Gas, 2022, issue 7, P. 102–106. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-102-106

Received: 22.09.2022

По данным Международного энергетического агентства (МЭА), декарбонизация является одной из главных тем мировой энергетической повестки. Политика декарбонизации направлена на энергетический переход по снижению углеродоемкости мирового ВВП (сокращение выбросов ПГ, постепенное снижение доли углеводородного топлива в энергобалансе, внедрение возобновляемых источников энергии (ВИЭ), развитие энергоэффективных технологий).

По оценке Межправительственной группы экспертов по изменению климата, начиная с 1970 г., в мире наблюдается глобальное изменение климатических условий, которое проявляется в росте температуры и связано с увеличением концентрации ПГ в атмосфере. По состоянию на 2020 г. глобальная средняя приземная температура воздуха на 1,1 °С превысила доиндустриальный уровень 1850–1900 гг. Наблюдаемое в настоящее время и ожидаемое в перспективе изменение климата сопряжено с повсеместными и необратимыми последствиями для антропогенных и естественных систем, а также несет риски обеспечения безопасности и устойчивого развития России [1].

Согласно международному научному и политическому консенсусу, основная причина происходящих на планете климатических изменений (повышения среднегодовой температуры атмосферы) заключается в усилении парникового эффекта из-за увеличения содержания в атмосфере ПГ. К ним относятся прежде всего углекислый газ (CO_2) и метан (CH_4), доли которых в общих выбросах ПГ в России в 2017 г. составили 76,4 и 17,8 % соответственно. В 2018 г. основной объем образования отходов производства и потребления приходился на сектор добычи полезных ископаемых — 94,3 % [2].

Динамика выбросов ПГ в России зависит от следующих изменений в экономике:

- изменение структуры топливно-энергетического баланса (ТЭБ);
- изменение энергоемкости и энергоэффективности производства;
- изменение структуры и динамики ВВП;
- изменение температурных колебаний на территории страны.

В России статистические данные по выбросам ПГ главным образом отражены Институтом глобального климата и экологии имени академика Ю.А. Израэля. Фактические и прогнозные значения выбросов ПГ по инерционному и интенсивному сценарию представлены на рисунке 1.

На рисунке 1 представлены два прогнозных сценария совокупных выбросов ПГ с использованием статистических данных: инерционный, интенсивный. Инерционный сценарий отображает сохранение текущего ТЭБ и экономической модели, которая не позволит достичь к 2050 г. «углеродной нейтральности». Выбросы ПГ по инерционному сценарию к 2030 г. увеличатся на 5,93 % и достигнут 2 253 млн т, а к 2050 г. увеличатся на 15,93 % и составят 2 521 млн т (от уровня 2019 г. — 2 119 млн т). Интенсивный сценарий предполагает экономический рост при энергетическом переходе к декарбонизированной экономике. Выбросы ПГ по интенсивному сценарию к 2030 г. увеличатся на 4,19 % («-» 1,74 % по сравнению с инерционным сценарием) и достигнут 2 212 млн т, а к 2050 г. уменьшатся на 15,81 % и составят 1 830 млн т (от уровня 2019 г. — 2 119 млн т). Необходимо отметить, что по инерционному сценарию из совокупной доли выбросов в 2030 г.

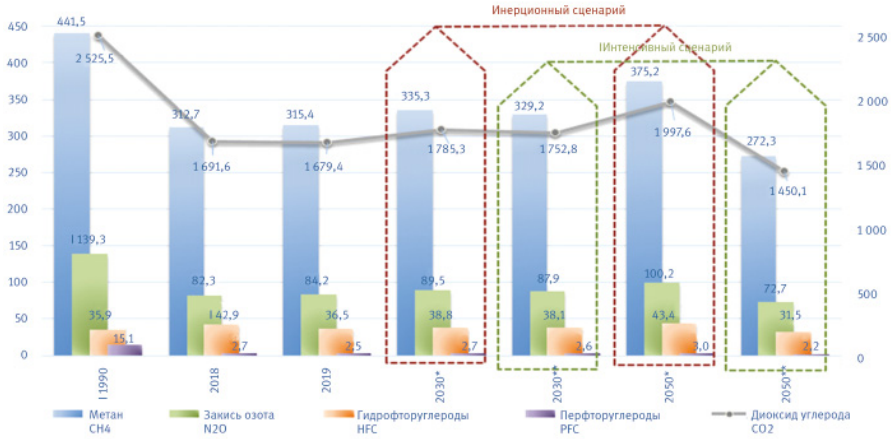


Рис. 1. Выбросы парниковых газов по инерционному и интенсивному** сценарию, млн т CO_2 — эквивалента в год [3]*
Fig. 1. Greenhouse gas emissions under the inertial and intensive** scenario, million tons of CO_2 – equivalent per year [3]*

наибольшую составит диоксид углерод (CO_2) — 1 785 млн т; по интенсивному сценарию данный показатель сократится на 1,8 %, что составит 1 753 млн т. Таким образом, достичь низкоуглеродной экономики возможно при реализации интенсивного сценария, сократив выбросы ПГ на 57,93 % к 2050 г. по сравнению с 1990 г. и на 67,10 % по сравнению с 2019 г.

Обзор законодательной и нормативно-методической базы в сфере снижения совокупных выбросов ПГ показал, что из существующих государственных проектов и программ в исследуемой области наиболее значимой является «Стратегия социально-экономического развития России с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г.» [1], Федеральный закон № 296 «Об ограничении выбросов парниковых газов» [4], Федеральный закон № 34 «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации» [5], а также указ Президента РФ № 666 «О сокращении выбросов парниковых газов», которым постановлено обеспечить к 2030 г. снижение выбросов до 70 % относительно уровня 1990 г. с учетом максимально возможной поглощающей способности лесов и иных экосистем при условии устойчивого и сбалансированного социально-экономического развития России [6].

По итогам проведения Рамочной конвенции ООН [10] об изменении климата и снижении содержания углекислого газа

Табл. 1. Классификация выбросов нефтегазовой промышленности и мероприятия, направленные на их сокращение
Tab. 1. Classification of petroleum industry emissions and reduction measures

Сферы охвата [9]	Описание выбросов [9]	Предлагаемые мероприятия
Прямые выбросы	Выбросы при сжигании топлива и попутного нефтяного газа (ПНГ), технологические выбросы (из источников, находящихся в собственности или в управлении компании)	• применение энергоэффективного оборудования и технологий; • переработка, повторное использование и утилизация вторичных энергетических ресурсов; • сокращение сжигания ПНГ и утечек метана с использованием диагностических устройств и проведением испытаний трубопроводов на прочность и герметичность
Косвенные выбросы	Энергетические выбросы, связанные с обеспечением производственных процессов электрической и тепловой энергии (используемой в производственных процессах компании)	• повышение тепло- и энергоэффективности зданий, промышленных сооружений; • применение низкоуглеродных источников энергии (ВИЭ, биоэнергетика)
Прочие косвенные выбросы	Выбросы от производства потребляемого УВС, транспортировки грузов и использования производимой продукции (связанные с деятельностью компании, но происходящие от источников, принадлежащих или контролируемых другими организациями)	• применение технологий по улавливанию и хранению углекислого газа/CCS (Carbon capture and storage); • применение технологий по улавливанию, использованию и хранению углекислого газа/CCUS (Carbon Capture, Utilization and Storage)

Оценка эффективности использования мероприятий по декарбонизации в нефтегазовой отрасли

I БЛОК — Оценка мероприятий по декарбонизации нефтегазовой отрасли по сферам охвата (max – 100 баллов)

I. Прямые выбросы

1. Применение энергоэффективного оборудования и технологий (60 баллов)
2. Переработка, повторное использование и утилизация вторичных энергетических ресурсов (60 баллов)
3. Сокращение сжигания ПНГ и утечек метана с использованием диагностических устройств и проведением испытаний трубопроводов на прочность и герметичность (70 баллов)

II. Косвенные выбросы

1. Повышение тепло- и энергоэффективности зданий, промышленных сооружений (60 баллов)
2. Применение низкоуглеродных источников энергии (ВИЭ, биоэнергетика) (50 баллов)

III. Прочие косвенные выбросы

1. Применение технологий по улавливанию и хранению углекислого газа/CCS (Carbon capture and storage) (100 баллов)
2. Применение технологий по улавливанию, использованию и хранению углекислого газа/CCUS (Carbon Capture, Utilization and Storage) (90 баллов)

ПРИОРИТЕТНЫЕ

II БЛОК — Оценка рисков по приоритетным мероприятиям сферы охвата III (max – «-» (минус) 50 баллов)

2. Применение технологий по улавливанию, использованию и хранению углекислого газа (100-40=60 баллов)

2. Применение технологий по улавливанию, использованию и хранению углекислого газа (90-40-10=40 баллов)

1. Финансовые риски («-» 20 баллов):
- высокие капитальные вложения, длительный срок окупаемости проектов;
- отсутствие методологической (нормативной) базы по подсчету выбросов ПГ и оценки стоимости углеродной единицы;
- отсутствие государственного финансирования и мер регулирования.

2. Геологические риски (хранение CO_2) («-» 10 баллов):
- оценка структурных построений и ФЕС пластов;
- оценка целостности пласта-коллектора и утечек CO_2 при миграции внутри коллектора.

3. Организационно-технологические риски («-» 10 баллов):
- отсутствие информации и методологической базы для проектирования и реализации строительства заводов по улавливанию и подземному хранению CO_2;
- отсутствие опыта реализации и сертифицированных технологий по улавливанию, транспортировке, утилизации и захоронению CO_2;
- разнородность объектов генерации CO_2.

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ РИСКИ ПО МЕРОПРИЯТИЮ № 2 («-» 10 баллов):
- технологические (коррозионные повреждения трубопроводов);
- финансовые (дополнительное финансирование диагностики и мониторинга коррозионной активности трубопроводов).

III БЛОК — Оценка экономической эффективности мероприятия № 1 с учетом рисков

Основные экономические показатели

Выручка: 15 563 млн руб.	Выручка получена за счет продажи углерода. Цена реализации 1 т CO_2 принята 50$/т [7]. Период расчета: 2022–2050 гг. Ставка дисконтирования — 20 %. Обменный курс — 73,6 (руб./дол.).
Капитальные вложения: 16 181 млн руб.	• эксплуатационное бурение. • промышленное строительство (затраты на отсыпку при новом строительстве, затраты на обустройство скважин, затраты на строительство газопровода, компрессорной насосной станции (КНС), установки по улавливанию CO_2, объектов энергетического и дорожного хозяйства).
Операционные затраты: 20 520 млн руб.	• затраты на обслуживание дорог; • затраты на обслуживание трубопроводов; • прочие затраты (затраты на ремонтные работы, затраты на оплату труда и отчисления в фонды, затраты на геофизические исследования скважин (ГИС), затраты на осуществление контроля за реализацией проекта и т.д.).

Показатели эффективности

NPV	-6 483 млн руб.
DPP (год)	не окуп.
DPI (д.ед.)	0,04

Утилизации CO_2 будет произведена в пределах действующего месторождения N, имеющего потенциал по объему утилизации (процесс закачки в геологические ловушки с целью хранения). Подготовленный газ может транспортироваться существующими способами транспортировки

Блок-схема разработана авторами

Рис. 2. Структура оценки эффективности мероприятий по декарбонизации нефтегазовой отрасли
Fig. 2. The structure of decarbonization effort performance evaluation in the oil and gas industry

в атмосфере экспертами было акцентировано внимание на нефтегазовой промышленности как на одном из интенсивных источников выбросов ПГ, оказывающих прямое воздействие на загрязнение окружающей среды и глобальное повышение температуры.

В ежегодном отчете МЭА 2022 г. (Technology report. Global EV Outlook 2022) отмечено: нефтегазовый сектор экономики является источником 50 % совокупных выбросов ПГ, большая часть которых приходится на добычу, промысловую подготовку и переработку углеводородного сырья [7].

Нефтегазовая отрасль является важнейшей составной частью экономики России и играет ведущую роль в энергетическом переходе к низкоуглеродной экономике. Ключевым аспектом энергетической трансформации для нефтегазового сектора российской экономики считается политика чистых нулевых выбросов. Классификация выбросов нефтегазовой промышленности по сферам охвата и мероприятия, направленные на их сокращение, представлены в таблице 1.

Структура оценки эффективности мероприятий по декарбонизации нефтегазовой отрасли представлена в блок-схеме на рисунке 2.

Разработанная блок-схема предполагает оценку по трем направлениям:

- оценка предлагаемых мероприятий по декарбонизации по сферам охвата;
- оценка рисков по приоритетным мероприятиям;
- оценка экономической эффективности мероприятия с максимальным количеством баллов.

Для выявления наиболее значимых мероприятий по трем сферам охвата с учетом рисков применен экспертный метод. Ранг рассматриваемых мероприятий и рисков определен экспертным путем на основании их значимости. Максимальное значение ранга по блоку I составляет 100 баллов; по блоку II — «-» 50баллов (имеет отрицательное значение, т.к. снижает эффективность мероприятий). Итоговое значение баллов отражено во втором блоке. Мероприятие с максимальным количеством баллов экономически оценено в третьем блоке (рис. 2).

Блок I. В результате оценки мероприятия по сокращению прямых и косвенных выбросов ПГ (сферы охвата 1 и 2) оценены не более чем 70 баллами. Это обусловлено тем, что данные мероприятия уже применяются компаниями для поддержания операционной деятельности в целях проекта «Энергетическая стратегия России на период до 2035 г.», которым предусмотрено к 2035 г. снизить энергоемкость ВВП на 50 % от уровня 2010 г. [8]. По экспертному мнению, наиболее значимым в энергетическом переходе нефтегазовых компаний считаются мероприятия по сокращению прочих косвенных выбросов сферы охвата 3 (блок II).

Блок II. Оценка рисков проведена по двум приоритетным мероприятиям сферы охвата 3: мероприятие № 1 — 60 баллов, мероприятие № 2 — 40 баллов.

Мероприятие № 2 — 40 баллов. Несмотря на то, что доход от продажи дополнительно добытой нефти может являться источником финансирования технологии CCUS, его реализация будет сопровождаться дополнительными рисками («-» 10 баллов). Для нефтегазовых предприятий применение технологии CCUS представляет большой интерес, поскольку реализация данного проекта позволит не только утилизировать уловленный CO_2, но и использовать его в качестве агента в методах увеличения нефтеотдачи (МУН), в результате которых повысится как текущая добыча, так и конечный коэффициент извлечения нефти (КИН). Однако в связи с высокой коррозионной агрессивностью углекислого газа нефтегазовые трубопроводы, не предназначенные для транспортировки CO_2, будут иметь короткий срок эксплуатации и требовать дополнительной диагностики и ремонтов. Кроме того, существующие нефтегазопроводы не обладают достаточным давлением, позволяющим транспортировать CO_2 в сжиженном состоянии, что снижает их пропускную способность. В результате этого операционные вложения на прокачку углекислого газа и капитальные вложения на строительство дожимных компрессорных станций (или нового трубопровода) значительно увеличат стоимость реализации мероприятия № 2.

Мероприятие № 1 — 60 баллов. Применение технологии CCS оценено максимальным количеством баллов (без учета дополнительных рисков). Экономическая оценка по данному мероприятию представлена в третьем блоке.

Блок III. При расчете экономической эффективности мероприятия № 1 исходные данные приняты на основе международных исследований по реализации технологии CCS [11–13]. Низкая экономическая эффективность применения технологии CCS обусловлена высокими операционными затратами и капитальными вложениями, а также рисками, обозначенными во втором блоке. При этом наиболее капиталоемкой частью технологии CCS является улавливание (~70 % инвестиций). Основные показатели эффективности отражены в блоке III (рис. 2).

Итоги

Проведенный анализ показал, что реализация мероприятия № 1 нерентабельна. Повысить экономическую эффективность рассмотренного мероприятия могут поддерживающие государственные меры по финансированию и стимулированию энергоэффективных проектов, которые позволят вывести нефтегазовые компании на новый экологически чистый стратегический путь в соответствии с целями политики декарбонизации.

Необходимо отметить, что вопросы снижения выбросов ПГ в России в настоящее время относятся к приоритетным направлениям. Выполнение стратегических целей энергетической политики РФ в краткосрочном периоде обусловлены применением мероприятий по сокращению ПГ и минимизацией негативного экологического воздействия на окружающую среду. Ввиду этого выделены основные аспекты развития низкоуглеродной политики нефтегазового сектора России:

- разработка государственных инструментов по финансированию мероприятий, направленных на поглощение ПГ и минимизацию выбросов загрязняющих веществ в атмосферу;
- формирование комплексной программы по ценовому регулированию выбросов ПГ в соответствии с международными стандартами;
- создание системы учета, измерений, контроля и верификации объемов выбросов ПГ на нефтегазовых месторождениях и нефтегазоперерабатывающих производствах;
- разработка нормативной и методической базы, направленной на поэтапное сокращение выбросов ПГ на предприятиях нефтегазовой отрасли;
- оптимизация производственных процессов, связанных с измерением и поглощением выбросов CO2;
- проведение геологических исследований, направленных на подходящие условия хранения углекислого газа.

Выводы

В условиях глобальной декарбонизации международные инициативы могут стать стимулом технологического развития и экономического роста нефтегазовой отрасли России. Разработка и апробация энергоэффективных мероприятий (проектов), комплексно реализованных в рамках стратегии низкоуглеродного развития на государственном, отраслевом и корпоративном уровне, позволит не только снизить уровень ПГ, но и повысить эффективность использования УВС и передовых технологий, а также будет способствовать переходу нефтегазового сектора к низкоуглеродной экономике.

Литература

1. Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г. (Распоряжение № 3052-р Правительства РФ от 29 октября 2021 г.). Москва.
2. Бюллетень о текущих тенденциях российской экономики. М.: Аналитический центр при Правительстве РФ, 2019. № 59. 24 с.
3. Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом, за 1990–2019 гг. Рамочная конвенция ООН об изменении климата. Институт глобального климата и экологии имени академика Ю.А. Израэля, Москва. 2019.
4. Российская Федерация. Законы. Об ограничении выбросов парниковых газов: Федеральный закон № 296-ФЗ: принят Государственной Думой 1 июня 2021 г., одобрен Советом Федерации 23 июня 2021 г. Москва. 20 с.
5. Российская Федерация. Законы. О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федеральный закон № 34-ФЗ: принят Государственной Думой 16 февраля 2022 г., одобрен Советом Федерации 2 марта 2022 г. Москва. 24 с.
6. Указ Президента РФ № 666 «О сокращении выбросов парниковых газов», 4 ноября 2020 г. // Распоряжение № 1523-р Правительства РФ от 9 июня 2020 г. Москва.
7. World Energy Outlook 2022 // International Energy Agency. 2022. URL: http://www.iea.org/media/technologyreport/globalEVOutlook2022/englishversion.pdf (Дата обращения 10.08.2022). (In Eng).
8. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 г. (Распоряжение № 1523-р Правительства РФ от 9 июня 2020 г.). Москва.
9. Декарбонизация нефтегазовой отрасли: международный опыт и приоритеты России. URL: https: //energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/SKOLKOVO_EneC_Decarbonization_of_oil_and_gas_

RU_22032021pdf (Дата обращения 25.07.2022).
10. Парижское соглашение. Рамочная конвенция ООН об изменении климата. 2015. URL: https: //unfccc.int/files/meetings/paris_nov_2015/application/pdf/paris_agreement_russian.pdf (Дата обращения 20.07.2022).
11. Development and application of optimal design capability for coal gasification systems. Oxygen-based Combustion Systems (Oxyfuels) with Carbon Capture and Storage (CCS). Center for Energy and Environmental Studies Department of Engineering and Public Policy Pittsburgh, PA. (In Eng).
12. CO_2 capture technology "KM CDR Process™". Mitsubishi Heavy Industries Engineering, Ltd. URL:https://www.mhi.com/products/environment/carbon_dioxide_recovery_process_outline.html (Дата обращения 22.10.2021) (In Eng).
13. CCUS: Монетизация выбросов CO_2 // Vygon consulting. 2021. 48 с.

ENGLISH

Results

The analysis showed that effort № 1 is uneconomic. To improve the economics of the above effort, supporting governmental measures can be applied to finance and stimulate energy-efficient projects that will lead oil and gas companies to a new environmentally friendly strategic path in accordance with the decarbonization policy goals.

It is important to note that the issues of reducing GHG emissions in Russia currently do belong to priority areas. Achieving the strategic goals of the Russia's energy policy in the short term is associated with the use of measures to reduce GHG emissions and minimize the negative environmental impact. Therefore, the main aspects of the development of the low-carbon policy of the Russian oil and gas sector are highlighted:

- development of state instruments for financing efforts aimed at GHG absorption and minimizing emissions of pollutants into the atmosphere;
- formation of a comprehensive program for price control of GHG emissions in accordance with international standards;
- creation of a system for metering, measurement, control, and verification of GHG emissions volumes at oil and gas fields and oil and gas processing plants;
- development of a regulatory and methodological framework aimed at phased reduction of GHG emissions at oil and gas enterprises;
- optimization of production processes related to the measurement and absorption of CO_2 emissions;
- conducting geological studies aimed at finding suitable conditions for carbon dioxide storage.

Conclusions

In the context of global decarbonization, international initiatives can become an incentive for technological development and economic growth of the Russian oil and gas industry. The development and testing of energy-efficient efforts (projects) implemented comprehensively within the framework of the low-carbon development strategy at the state, industry, and corporate levels will not only reduce the level of GHG, but also increase the efficiency of the use of raw hydrocarbons and advanced technologies, and will also contribute to the transition of the oil and gas sector to a low-carbon economy.

References

1. Strategy of socio-economic development of the Russian Federation with low greenhouse gas emissions up to 2050 (Decree № 3052-r of the Government of the Russian Federation of October 29, 2021). Moscow. (In Russ).
2. Bulletin on current trends of the Russian economy, № 52, Analytical Center at the Government of the Russian Federation, 2019, Moscow. (In Russ).
3. National report on the inventory of anthropogenic emissions by sources and removals by sinks of greenhouse gases not controlled by the Montreal Protocol for 1990–2019. United Nations Framework Convention on Climate Change. Academician Yu.A. Izrael Institute for Global Climate and Ecology, Moscow. 2019. (In Russ).
4. Federal Law of the President of the Russian Federation № 296 On Limiting Greenhouse Gas Emissions, Government of the Russian Federation, dated July 2, 2021, Moscow. (In Russ).
5. Russian Federation. Laws. on the experiment to limit greenhouse gas emissions in Individual Subjects of the Russian Federation Federal Law № 34-FZ: adopted by the State Duma on February 16, 2022, approved by the Federation Council on March 2, 2022 Moscow. 24 c. (In Russ).
6. Decree of the President of the Russian Federation № 666 "On reduction of greenhouse gas emissions", November 4, 2020. Decree № 1523-r of the Government of the Russian Federation of June 9, 2020. Moscow. (In Russ).
7. World Energy Outlook 2022. International Energy Agency. 2022. URL: http://www.iea.org/media/technologyreport/globalEVOutlook2022/englishversion.pdf (Accessed 10.08.2022). (In Eng).
8. Energy Strategy of the Russian Federation for the Period up to 2035 (decree № 1523-r of the Government of the Russian Federation of June 9, 2020). Moscow. (In Russ).
9. Decarbonization of the Oil and Gas Industry: International Experience and Russian Priorities. URL: https: //energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/SKOLKOVO_EneC_Decarbonization_of_oil_and_gas_RU_22032021pdf (Accessed 25.07.2022). (In Russ).
10. Paris Agreement. UN Framework Convention on Climate Change. 2015. URL: https: //unfccc.int/files/meetings/paris_nov_2015/application/pdf/paris_agreement_russian.pdf (Accessed 20.07.2022). (In Russ).
11. Development and application of optimal design capability for coal gasification systems. Oxygen-based Combustion Systems (Oxyfuels) with Carbon Capture and Storage (CCS). Center for Energy and Environmental Studies Department of Engineering and Public Policy Pittsburgh, PA. (In Eng).
12. CO_2 Capture Technology "KM CDR Process™". URL: https://www.mhi.com/products/environment/carbon_dioxide_recovery_process_outline.html (Accessed 22.10.2021). (In Eng).
13. CCUS: Monetization of emissions CO_2. Vygon consulting, 2021. 48 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Холодионова Алеся Сергеевна, к.э.н., главный специалист управления концептуального и интегрированного проектирования, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: askholodionova@tnnc.rosneft.ru

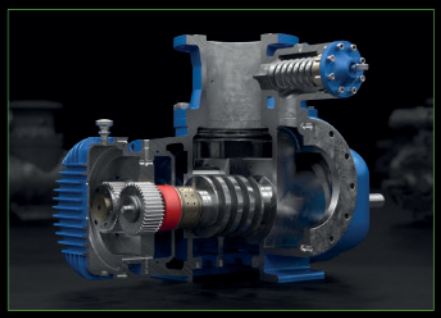
Кулик Александра Александровна, специалист управления концептуального и интегрированного проектирования, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Kholodionova Alesya Sergeevna, candidate of economic sciences, chief specialist of the conceptual and Integrated engineering division, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: askholodionova@tnnc.rosneft.ru

Kulik Aleksandra Aleksandrovna, specialist of the conceptual and integrated engineering division, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

expoz.ru

3D АНИМАЦИОННЫЕ РОЛИКИ



Визуализация изделий

Создаем высококачественные изображения для видео, инфографики, раздаточных материалов, презентаций и сайтов любой сложности и стилистики, эффективно решающее ваши задачи

Инфографика из вашего текста

Разрабатываем легкую для восприятия информацию перед требуемым уровнем аудитории в виде 3D и 2D инфографики. Понимаем и знаем как показывать объемные технологические процессы в простой и понятной форме

Дизайн и полиграфия

Мы агентство дизайна и полиграфии полного цикла.
Создаем качественный дизайн любой сложности. Облегчаем восприятие текста, редактируя его и выделяя основные идеи и цели, при этом используя современные методы графической визуализации

2023

5-7 апреля

Казахстан, Атырау

ATYRAU
OIL&GAS KAZAKHSTAN

20-я Юбилейная Северо-Каспийская
региональная выставка

20 лет успеха

«Атырау Нефть и Газ»

Подробная информация:

www.oil-gas.kz

РОССИЯ, МОСКВА, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

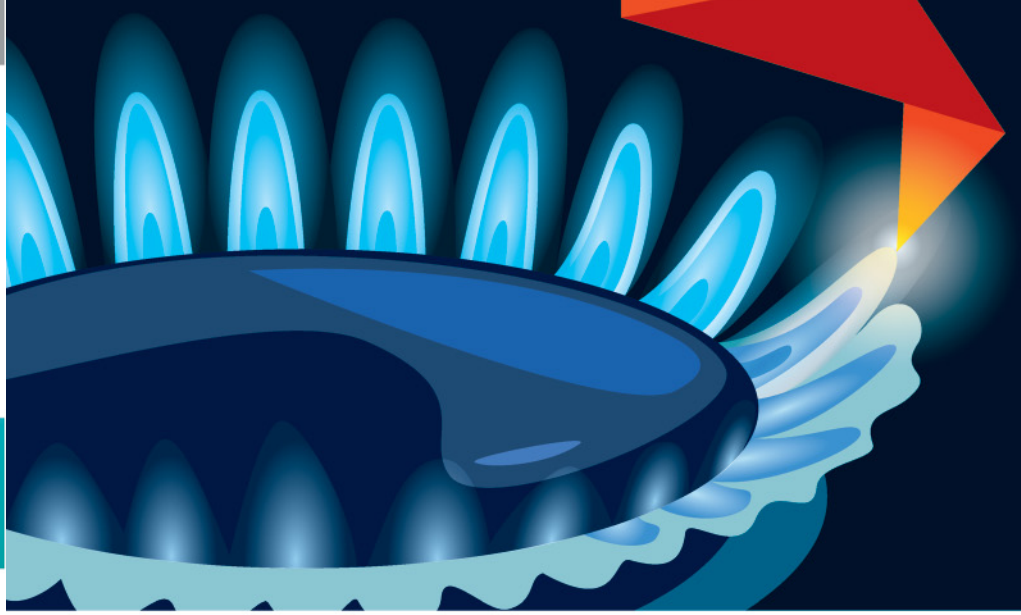
НЕФТЕГАЗ

22-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

«ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА»

24–27.04.2023

Подробности на сайте
www.neftegaz-expo.ru



РЕКЛАМА

12+

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

ТПП РФ

РСПП

Российское Газовое Общество

СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ

ЭКСПОЦЕНТР

УФА | Республика Башкортостан

31-я международная выставка-форум

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

23–26 мая 2023

ВДНХ ЭКСПО

ОРГАНИЗАТОРЫ

Правительство Республики Башкортостан

Министерство промышленности, энергетики и инноваций Республики Башкортостан

БВК Башкирская выставочная компания

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА

Министерство энергетики РФ

Минпромторг России

СОДЕЙСТВИЕ

Союз нефтегазопромышленников России

Союз производителей нефтегазового оборудования

Ассоциация нефтепереработчиков и нефтехимиков

НПАА

СПГ Национальная Ассоциация сжиженного природного газа

Ассоциация производителей оборудования Скаутинг Новые технологии газовой отрасли

Энергоинновация Ассоциация инновационных предприятий в энергетике

www.gntexpo.ru

+7 (347) 246-41-77 gasoil@bvkexpo.ru

gazneftufa gntexpo2022

ЗАЩИТНЫЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ

РУСМА

Компания «РУСМА» предлагает различные виды продуктов, защищающих металлическое и стальное оборудование от коррозии как на время консервации, так и на время эксплуатации. Незаменимые продукты в борьбе с коррозией, продлевающие срок службы изделий: покрытие защитное «РУСМА Zn», состав восковой защитный «РУСМА» и смазка «РУСМА-МЗ».

Покрытие защитное «РУСМА Zn» — быстросохнущее защитное покрытие с высоким содержанием цинка в сухой пленке. Образует тонкий полимерный слой, содержащий в себе ультрадисперсные частицы цинка. Покрытие предназначено для защиты металлов от коррозии. Быстро высыхает (полимеризуется) при комнатной температуре. Обладает хорошей адгезией к подготовленным металлическим поверхностям. Обработанные защитным покрытием, металлические элементы и конструкции могут эксплуатироваться при повышенной влажности, в контакте с почвой и агрессивной промышленной средой. Нанесенный слой покрытия работоспособен в широком температурном диапазоне: от –60 до +160 ˚С.

Состав восковой защитный «РУСМА» – ингибитор коррозии с широкой областью применения. Предназначен для защиты от коррозии различных металлических поверхностей на период хранения и транспортирования при различных климатических условиях, в том числе повышенной влажности и морского климата. Обеспечивает антикоррозионную защиту при промежуточной или финальной консервации металлических изделий. Работоспособен при температурах от –60 до +130 ˚С.

Смазка «РУСМА-МЗ» предназначена для узлов трения, подверженных низким нагрузкам; способна вытеснять влагу, обеспечивая хорошую адгезию к поверхности металла и защиту от ржавчины. Противозадирные свойства, водостойкость и ингибирующие свойства смазки позволяют достичь отличного снижения трения, износа и защиты от коррозии. Работоспособна при температуре от –10 до +220 ˚С.

Выгодные цены **Гарантированные поставки**

Компания «РУСМА» 192177, Санкт-Петербург, 3-й Рыбацкий проезд, д. 7
Тел.: 8 (800) 234-58-83 (бесплатно для регионов), 8 (812) 707-31-08 (доб. 801)
e-mail: info@rusma.spb.ru, www.rusma-spb.ru

www.tdmhz.ru

МОРОЗОВСКИЙ ХИМИЧЕСКИЙ ЗАВОД

БОЛЕЕ 50 ЛЕТ

Материалы МОРОЗОВСКОГО ХИМИЧЕСКОГО ЗАВОДА решают задачу по защите от коррозии в промышленных газовоздушных средах различной степени агрессивности.

ДОЛГОВРЕМЕННАЯ ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ

Полисилоксановые покрытия Армокот®

ДОЛГОВЕЧНОСТЬ

более 20–25 лет

ЭЛЕКТРОИЗОЛЯЦИЯ

высокие электроизоляционные свойства

ПОЖБЕЗОПАСНОСТЬ

класс пожарной опасности КМ1, покрытие трудногорючее, не распространяет пламя

СТОЙКОСТЬ К УФ

покрытие не выгорает, сохраняет защитные и декоративные свойства на весь период эксплуатации

НАНЕСЕНИЕ

от -30 °С

ТЕРМОСТОЙКОСТЬ

от 196 до 700 °С

АРМОКОТ
ПОЛИСИЛОКСАНОВЫЕ ЛАКОКРАСОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

АРМОФАЙЕР
ОГНЕЗАЩИТНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

АРМОТАНК
ЭПОКСИДНЫЕ И ПОЛИУРЕТАНОВЫЕ МАТЕРИАЛЫ

АО «Морозовский химический завод»,
пос. им. Морозова, Ленинградская обл.,
Всеволожский район, ул. Чекалова, д. 3
+7 (81370) 35-136,
info@tdmhz.ru