№6 (91) ОКТЯБРЬ 2022

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

научно-технический журнал

входит в перечень ВАК
ISSN 2076-6785

РОСНЕФТЬ

Харампурское месторождение — межпластовая корреляция покурской свиты

Сложные карбонатные коллекторы

Вероятностная оценка в ГРР

Геомеханическое моделирование для оптимизации ГС с МГРП

Исследование эффективности полимерного заводнения

Разработка месторождения в условиях автоГРП

Классификация карбонатных коллекторов

Роботизация технологических операций для ремонта НКТ

ГЕОЛОГИЯ

Вулканогенные коллекторы

Геологическая модель сакмарского резервуара

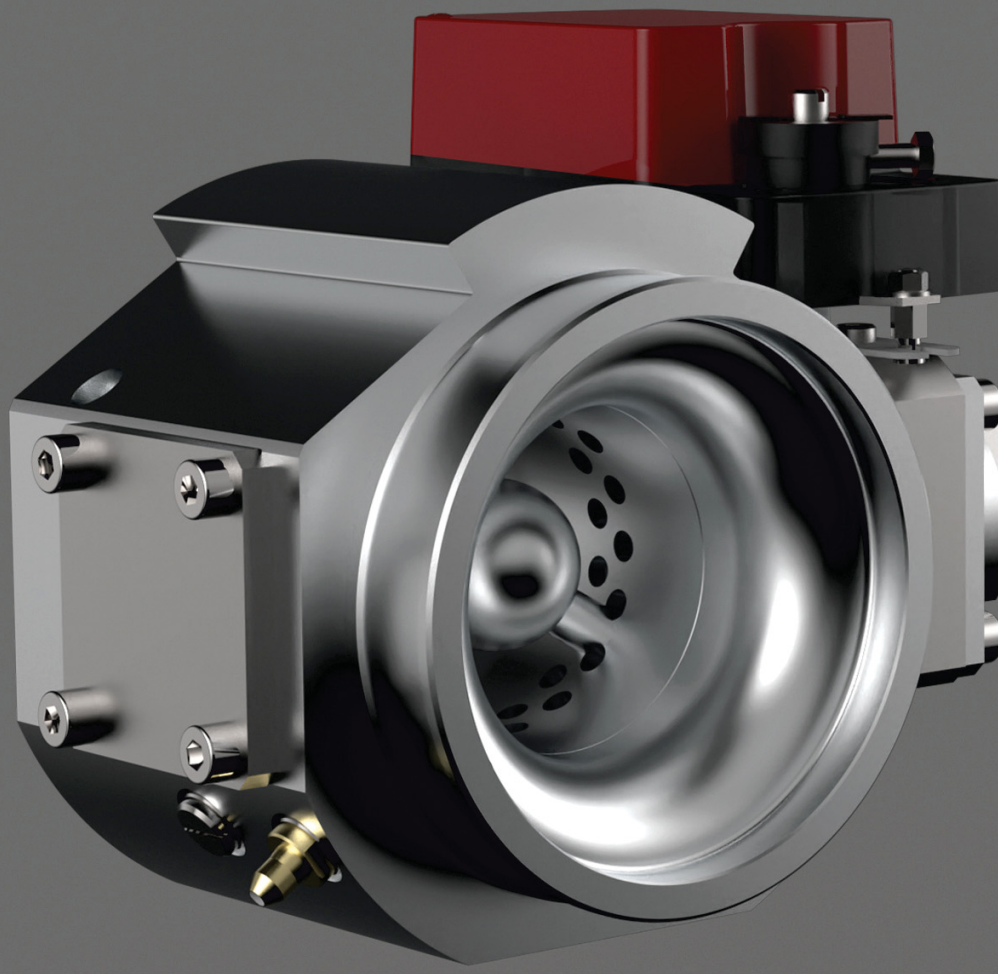
ЭЛАСТОПЛАСТ
Производство

Производство изделий
из полиуретана
для нефтегазовой отрасли

www.elastoplast.pro

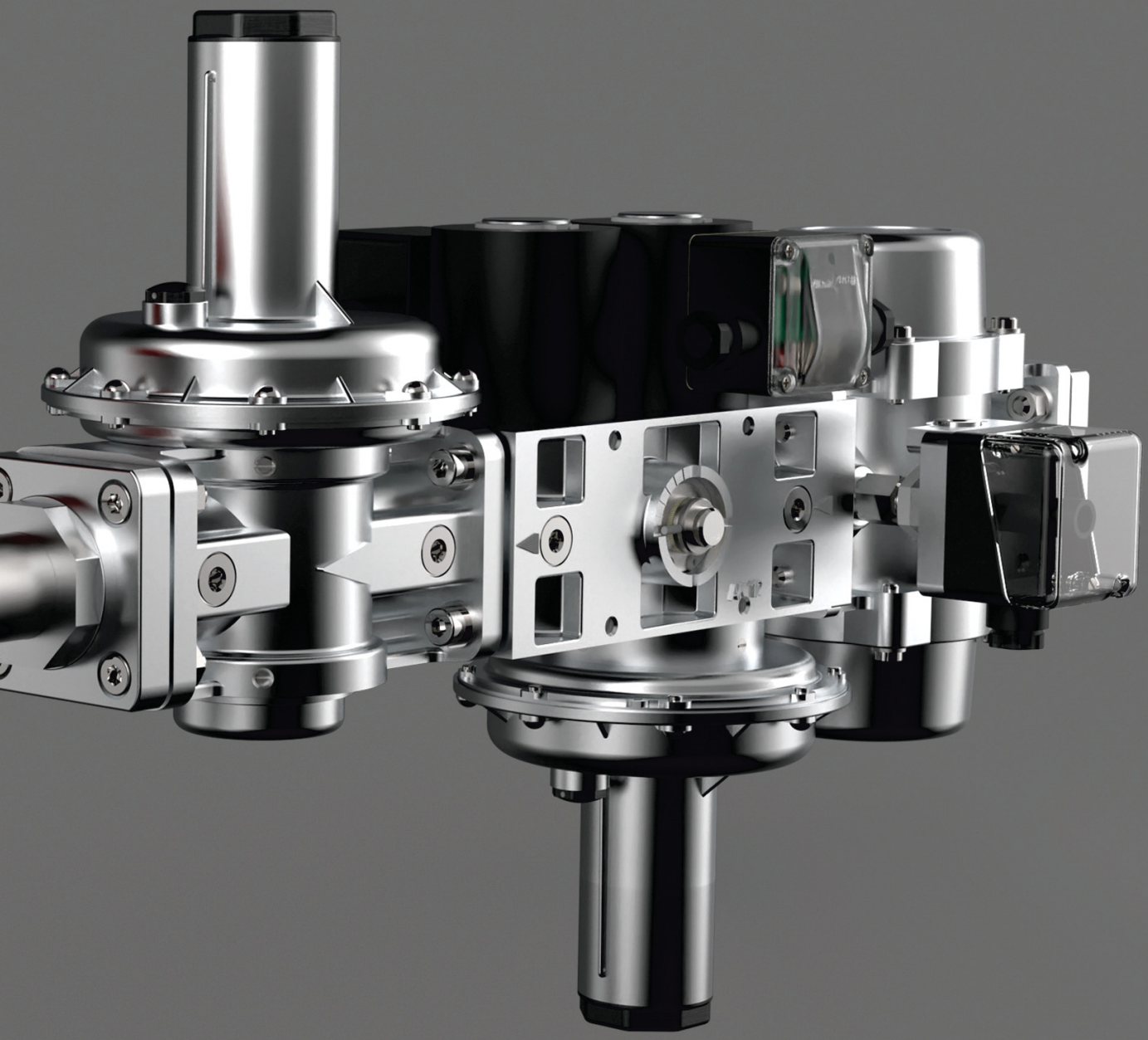
ИМПОРТОНЕЗАВИСИМОСТЬ

ТЕРМОБРЕСТ®



ГАЗОВАЯ РАМПА

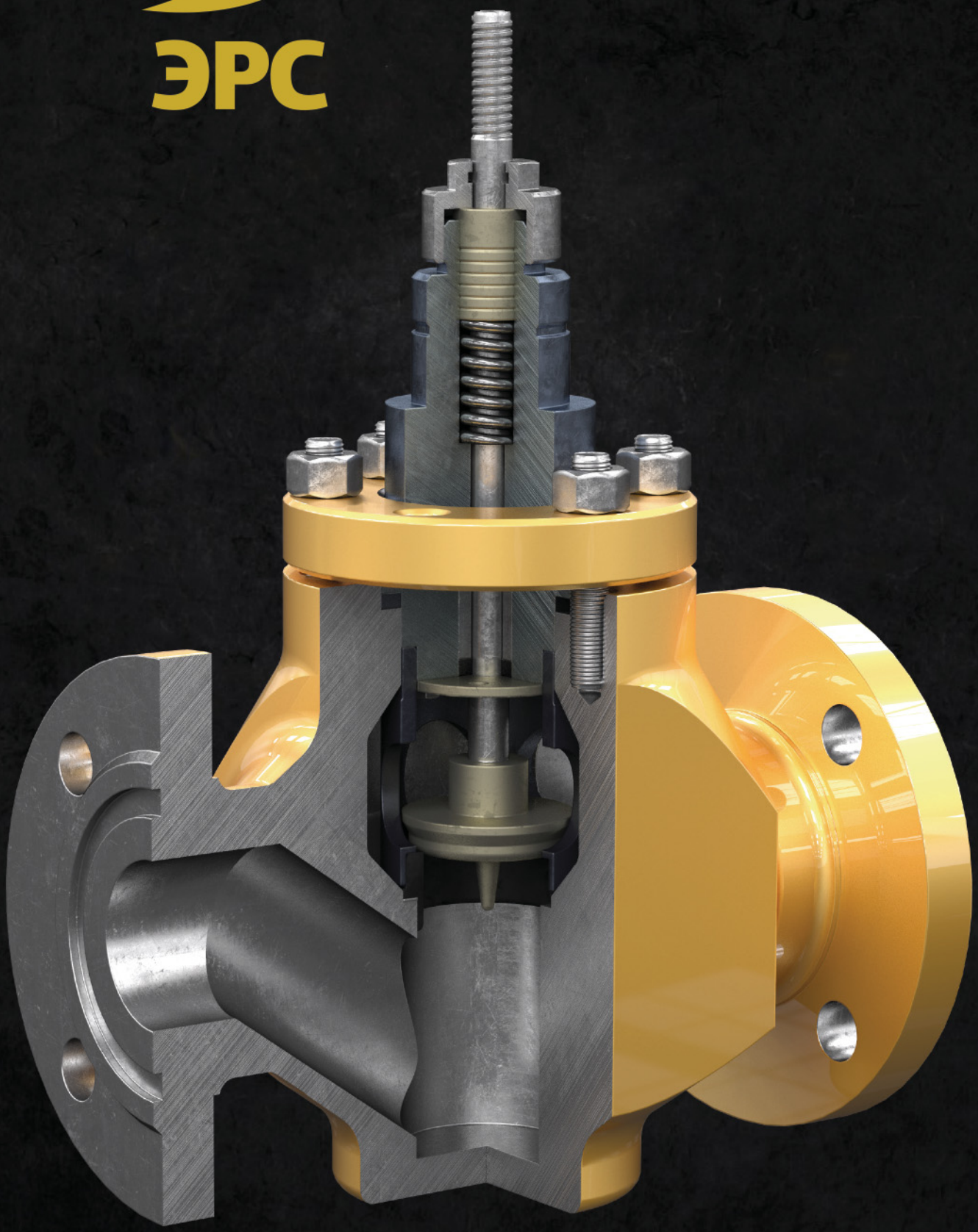
termobrest.ru



МАРКИ ТЕРМОБРЕСТ

ЭРС

ЗАПОРНО-РЕГУЛИРУЮЩАЯ АРМАТУРА



Виды исполнения

МАРКИ СТАЛИ

Ст20, 09Г2С, 12Х18Н10Т, 20ЮЧ, 13ХФА, 10Х17Н13М2Т и другие марки стали

ДЛЯ ТЕМПЕРАТУРЫ РАБОЧЕЙ СРЕДЫ

от –200 до +650 °С

ДЛЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

от –60 до +70 °С

ПРОПУСКНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

- Линейная
- Равнопроцентная расширенный диапазон регулирования

Ключевые определения надёжности клапанов

РАЗГРУЖЕННАЯ КОНСТРУКЦИЯ

Позволяет сбалансировать давление, воздействующее на плунжер (для этого применяется плунжер с отверстиями, уравновешивающими давление среды на торцы плунжера с обеих сторон).

УВЕЛИЧЕННЫЙ РЕСУРС И БЕЗОТКАЗНОСТЬ

Разгруженная конструкция снижает требования к усилию привода для регулирования/отсекания среды. Поэтому уменьшается нагрузка на шток клапана и плунжер в нижней точке, а ресурс и безотказность клапана увеличиваются – ЭРС 6 2Х.

БЫСТРОСЪЁМНАЯ КОНСТРУКЦИЯ ДРОССЕЛЬНОГО УЗЛА

Максимально уменьшает время обслуживания клапана, которое можно производить вне заводских условий. Замена прокладок, уплотняющих элементов, элементов дроссельного узла не требует демонтажа клапана с трубопровода.

АНТИКАВИТАЦИОННАЯ И АНТИШУМОВАЯ КОНСТРУКЦИИ

Антикавитационная ЭРС 6 3Х и антишумовая ЭРС 6 4Х конструкции обеспечивают уменьшение уровня шума при работе, а также сводят к минимуму образование условий для кавитации, что уменьшает износ дроссельного узла и увеличивает ресурс клапана (путём снижения воздействия среды на дроссельный узел и полость клапана).

Остальные технические характеристики

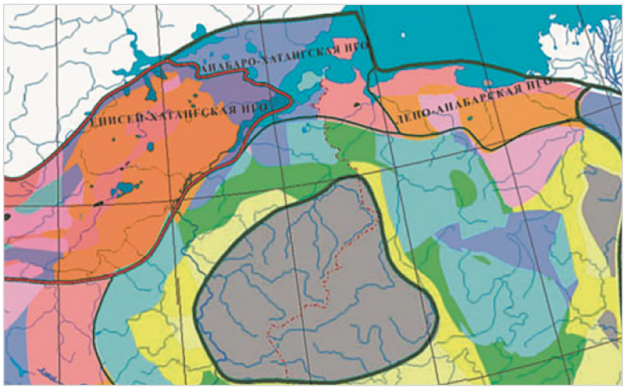
Тип привода	Пневматический привод Электропривод Ручной привод (предусмотрена конструкция ручного дублирования)
Безопасное положение	Нормально открытый Нормально закрытый Сохранение положения при потере управляющего/питающего сигнала
Класс герметичности	IV — по ГОСТ 54808-2011 В, А — по ГОСТ 54808-2011
Тип присоединения к трубопроводу	Фланцевое Под приварку Муфтовое

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геология

12 Юрова М.П. Нетрадиционные (вулканогенные) коллекторы нефти и газа

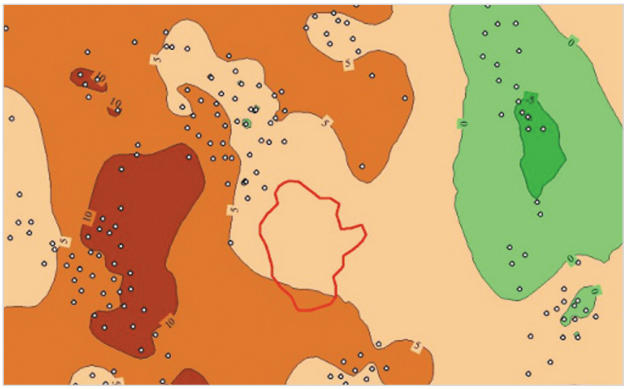


18 Рыкус М.В. Интегральный подход в оценке качества сложных карбонатных коллекторов (на примере месторождений им. Р. Требса и им. А. Титова)

24 Кузив К.Б. Особенности подхода к межпластовой корреляции покурских пластов Харампурского месторождения

30 Хазиев Р.Р. Построение геологической модели сакмарского природного резервуара по данным керна и каротажных диаграмм структурных скважин

34 Глухов Т.В. Новый подход к оценке рисков и неопределенностей параметров резервуаров в геологоразведочном процессе



Проектирование

40 Латыпов И.Д. Моделирование упругих характеристик для оптимизации заканчивания горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Добыча

46 Ланина О.В. Обобщение опыта определения извлекаемых запасов нефти новых месторождений с низкой проницаемостью

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 6 (91) октябрь 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 10-22/04-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 17.10.2022
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.

Дистрибьютор
и импортер
в Россию

ВЕСТАМОДУС
Работаем с 2000 года

8 800 301-09-86
info@vesta-modus.ru
www.vesta-modus.ru
www.koloss.ee

ПОСТАВКА НАПРЯМУЮ ОТ ЕВРОПЕЙСКИХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ

Роман Заяц

СЕО и идейный вдохновитель компании ВЕСТАМОДУС

Общий стаж с 2000–2022 год

Obo Bettermann Estonia Tallinn — региональный менеджер по продвижению продуктов и рынка продаж

Danfoss Drives — руководитель эстонского рынка в группе частотных преобразователей

Legrand Estonia Tallin — руководитель эстонского рынка продаж

Специализация

- электрическое оборудование
- частотные преобразователи
- автоматизация процессов
- промышленное оборудование

Производители

Schneider Electric, ABB, KROHNE, WAGO, SIEMENS, Danfoss VLT Drives, OMRON, finder, Parker, vacon, ifm

Привезем любой бренд под заказ

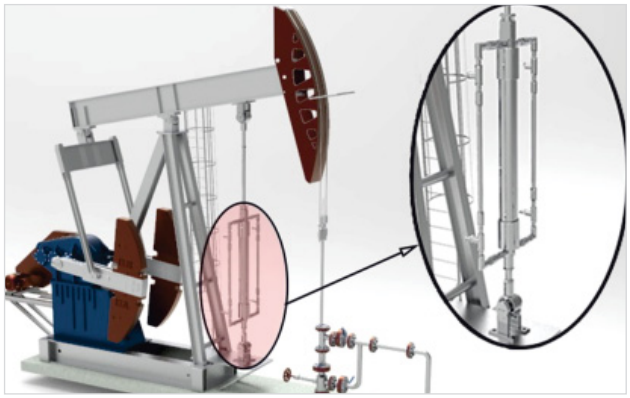
- Офис в Европе
- Оплата в рублях
- Возьмем все обязательства по закупкам
- Работаем с мировыми лидерами
- Качественно оформим сделку
- 95 % закупок у официальных производителей

51 Черепанова Н.А. Исследования эффективности полимерного заводнения для объектов высоковязкой нефти сеноманского горизонта

56 ООО «Краснодарский Компрессорный Завод»: Азотные компрессорные станции ТГА

58 Саяхутдинов А.И. Классификация карбонатных коллекторов для повышения эффективности разработки карбонатных объектов

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



Спецтехника

66 Гурьянов Ю.Г. ООО «Логоком»: Успех — дело техники, а наличие собственного автопарка удваивает успех

67 Якупов И.Я. Разработка низкопроницаемых объектов Приобского месторождения в условиях образования техногенных трещин автоГРП

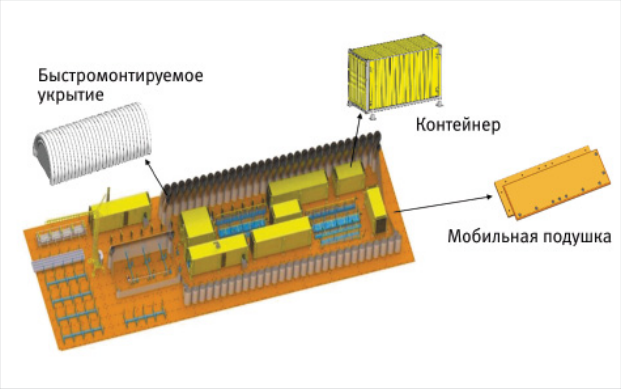
Газовая промышленность

72 Крамской А.А. ООО «ЭНЕРГАЗ»: СервисЭНЕРГАЗ — приоритет капремонту и модернизации технологических установок газоподготовки

КИПИА

Организация производства

76 Гаврилова О.А. Разработка концепции автоматизации и роботизации технологических операций для ремонта насосно-компрессорных труб



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.

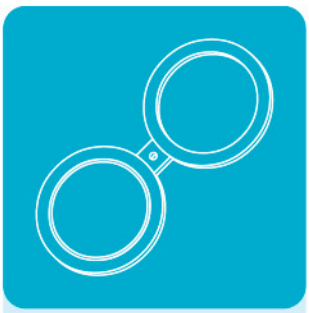
ОНИКС

РАБОТАЕМ С 2006 ГОДА

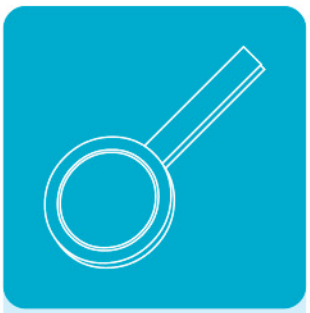
ПРОИЗВОДИТЕЛЬ И ПОСТАВЩИК ФЛАНЦЕВЫХ СОЕДИНЕНИЙ ИЗ МАРОК СТАЛИ: НА СТ20, 09Г2С, 12Х18Н10Т, 10Х17Н13М2Т И ДР.

ПРОИЗВОДСТВО ПОЛНОГО ЦИКЛА

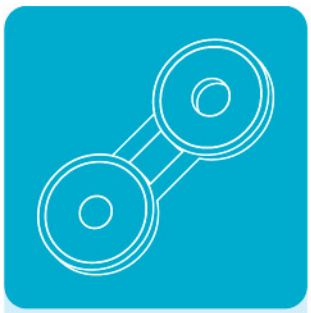
Поворотные и фланцевые заглушки



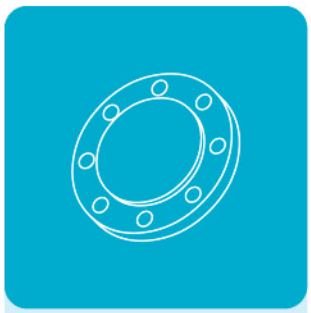
Т-ММ 25-01-06



Т-ММ 25-01-06 с рукояткой

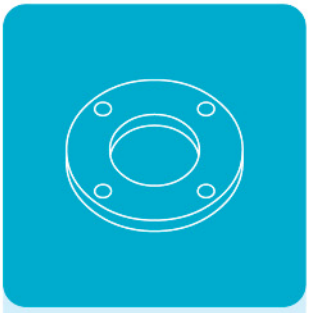


АТК 26-18-5-93

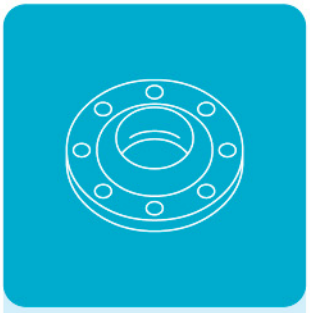


АТК 24.200.02-90 ГОСТ 34785-21

Фланцы по ГОСТ 33259-15

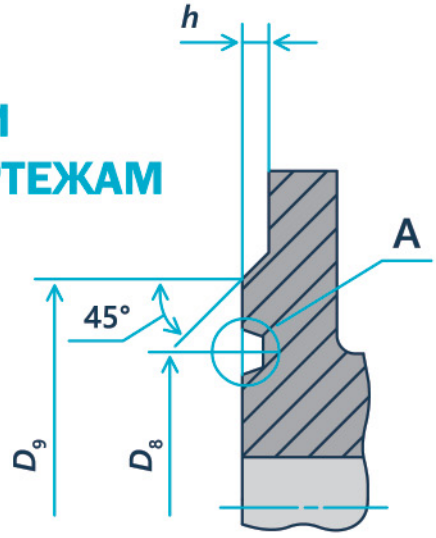


Плоские тип 01



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

CONTENT

UPSTREAM

Geology

12 Yurova M.P. Unconventional (volcanogenic) oil and gas reservoirs

18 Rykus M.V. An integral approach to assessing the quality of complex carbonate reservoirs (on the example of the R. Trebs and A. Titov fields)

24 Kuziv K.B. Features of the approach to interlayer correlation of the pokur reservoirs of the Kharampur field

30 Khaziev R.R. Construction geological model of the sakmarian natural reservoir based on core data and logging diagrams of structural wells

34 Glukhov T.V. A new approach to risk assessment and volumetric parameters uncertainty analysis for exploration process

Desing

40 Latypov I.D. Modeling synthetic elastic characteristics to optimize horizontal wells completion with multistage hydraulic fracturing

Oil production

46 Lanina O.V. Generalization of experience in determining recoverable oil reserves of new fields with low permeability

51 Cherepanova N.A. Studying polymer flooding performance in Cenomanian reservoirs of highly viscous oil

58 Sayakhutdinov A.I. Classification of carbonate reservoirs for the purpose of increasing the efficiency of the development of carbonate objects

67 Yakupov I.Y. Development of low-permeability objects of the Priobskoye field in the conditions of the formation of auto-hydraulic fracturing technogenic fractures

SUPPLY

Organization of production

76 Gavrilova O.A. Development of the concept of automation and robotization of technological operations for the repair of tubin

OIL&GAS EXPOSITION

ISSUE: 6 (91) october 2022

ISSUE DATE: 17.10.2022

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.

БЕСПИЛОТНЫЕ СИСТЕМЫ

Группа компаний «Беспилотные системы» является ведущим разработчиком и производителем беспилотных авиационных комплексов марки «Supercam». Работает с 2010 года

Мониторинг объектов нефтегазовых предприятий:

- контроль за состоянием скважин
- выявление разливов нефти и нефтепродуктов
- обнаружение несанкционированных работ и строительств в охранных зонах трубопроводов

Аппараты выдерживают суровые климатические условия:

- работают даже при -50 °С
- при порывистом ветре до 15 м/сек
- высота — от 120 до 150 метров
- скорость — 70 км/ч
- заряд аккумулятора — до 4 часов

Оказание услуг по аэрофотосъемке и авиапатрулированию с применением собственных БВС. Большой опыт работ с предприятиями ТЭК.
Общая протяженность полетов за год составляет свыше 1 500 000 км

SUPERCAM
ГК Беспилотные системы

www.supercam.aero
+7 (3412) 51-51-65
info@supercam.aero

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-12-16

УДК 553.98 I Научная статья

Нетрадиционные (вулканогенные) коллекторы нефти и газа

Юрова М.П.
Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
mpyurova@mail.ru

Аннотация
В статье очередной раз привлекается внимание к глубокозалегающим залежам пермотриасового возраста, открытым в северо-восточной части Западной Сибири (в том числе на полуострове Ямал). Особенности этих залежей: большие глубины (>5 км), близкие к условиям формирования вулканогенных залежей Хапчагайского мегавала Вилюйской синеклизы Восточной Сибири. Приводятся методы изучения вулканогенных коллекторов, особенности вскрытия вулканогенных залежей, дальнейшие направления поисков.

Материалы и методы
Материалы: публикации в журналах, книгах. Методы: метод аналогии (процесс формирования структур и залежей УВ: термобарические условия, глубины, возраст).

Ключевые слова
Восточная Сибирь, Хапчагайский мегавал, вулканогенные залежи, глинистые коллекторы, Западная Сибирь, северо-восток Западной Сибири, Енисей-Хатангский прогиб, методы изучения, рекомендации по вскрытию залежей, девон-карбон, Кемпендяйская впадина

Для цитирования
Юрова М.П. Нетрадиционные (вулканогенные) коллекторы нефти и газа // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 6. С. 12–16.
DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-12-16

Поступила в редакцию: 06.09.2022

UDC 553.98 I Original Paper

Unconventional (volcanogenic) oil and gas reservoirs

Yurova M.P.
Oil and gas research institute RAS, Moscow, Russia
mpyurova@mail.ru

Abstract
The article once again draws attention to the deep-lying deposits of Permo-Triassic age discovered in the northeastern part of Western Siberia, including the Yamal Peninsula. Features of these deposits include large depths (more than 5 kilometers), as well as close conditions of formation of volcanogenic deposits of the Khapchagai megaswell of the Vilyui syneclise of Eastern Siberia. Methodology of volcanogenic reserves, features of the opening of volcanogenic deposits, subsequent directions of searches are given.

Materials and methods
Materials: publications in magazines, books. Methods: Analogy approach (process of formation of structures and deposits of hydrocarbons: thermobaric conditions, depths, age).

Keywords
Eastern Siberia, Khapchagai megaswell, volcanogenic deposits, shaly reservoirs, Western Siberia, northeast Western Siberia, Yenisei-Khatanga trough, study methods, recommendations for opening deposits, Devonian-Carboniferous, Kempendyai depression

For citation
Yurova M.P. Unconventional (volcanogenic) oil and gas reservoirs. Exposition Oil Gas, 2022, issue 6, P. 12–16. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-12-16

Received: 06.09.2022

В связи с увеличением роли Восточной Сибири как потенциально значимого нефтегазоносного региона страны в ближайшей перспективе встает вопрос не только о расширении геологоразведочных работ отдаленного края, но и в первую очередь о рациональном использовании ранее открытых (60–70-е гг. прошлого столетия) газонефтяных месторождений. Наиболее изученным и промышленно-значимым районом Восточно-Сибирского региона является Республика Саха (Якутия), широко известная не только золотом и алмазами, но и богатейшими залежами углеводородов (УВ). Речь идет о газовых и газоконденсатных месторождениях Хапчагайского мегавала Вилюйской синеклизы, открытых в 60–70-х гг. прошлого столетия, используемых для местных нужд. В настоящее время построена ветка трансконтинентального нефтегазопровода Восточная Сибирь — Тихий океан (ВСТО), проходящая в том числе и через юго-западную территорию Якутии, что существенно повысило ее значимость, особенно

при переориентации внешней политики на юго-восточное направление (Китай, Индию и т.д.). Сложность освоения рассматриваемых месторождений заключается в том, что запасы углеводородов в них приурочены к нетрадиционным коллекторам — вулканитам, отличающимся от традиционных, терригенных (песчаных) коллекторов значительной примесью вулканогенного материала, который меняет фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов [1].

Традиционный подход к ним как нормально-осадочным образованиям порождает ряд неразрешимых вопросов. Известно, например, что с помощью кривой собственной поляризации (ПС) однозначное выделение коллекторов в нижнетриасовых отложениях затруднено. Промышленные притоки газа получены на Соболох-Неджелинском месторождении Хапчагая из плотных межпластий [1], в связи с этим ставится под сомнение пластовая модель строения залежей Хапчагая. Трудно объяснить также значительные притоки газа низкими коллекторскими свойствами пород (Кп = 1,48–6 %, Кпр = $0{,}01\times10^{-15}$ м^2) в подсчете запасов. Эти противоречия становятся разрешимыми, если учитывать специфику вулканогенных коллекторов, а именно: резкую литологическую изменчивость и неоднородность пород по площади и разрезу, интенсивные вторичные преобразования пород-коллекторов, связь преимущественного развития определенного типа емкостного пространства с конкретным генотипом, наличие проводящих каналов из древних подстилающих толщ, связанных с вулканической деятельностью в индское и оленекское время нижнего триаса, специфические ловушки (вулканические палеоострова) [1]. Отложения вулканогенных пород пермотриасового возраста, которые являются продуктивными, представлены эффузивными вулканокластическими и вулканоосадочными образованиями, промышленно-продуктивными в пределах Вилюйской синеклизы. Как показали детальные исследования вулканитов Вилюйской синеклизы, содержание вулканогенного материала в нижнетриасовых отложениях колеблется от 70 до 100 %. Такая неустойчивая, неравновесная в физико-химическом отношении система на всех этапах существования является ареной интенсивных вторичных процессов. Они начинаются буквально с момента извержения вулкана в воздушную или водную среду. Близкий исходный состав и физико-химические условия осадконакопления определили сходные комплексы глинистых минералов в разновозрастных отложениях [1].

Анализируя материалы глубокого бурения пермотриасовых отложений Хапчагайского мегавала Вилюйской синеклизы, удалось не только установить типы коллекторов пермотриасового возраста, но и построить принципиально иные (по сравнению с первоначальными) модели залежей УВ, обусловленные вулканогенными процессами, происходящими в Вилюйской синеклизе Предпатомского прогиба в пермотриасовое время [1, 2].

Наш подход существенно отличен от первоначальных представлений о коллекторах в подсчете запасов. В основу нашего подхода было принято изучение самого большого газового месторождения Хапчагая — Соболох-Неджелинского, приуроченного (с нашей точки зрения) к зоне извержения вулкана в начале пермско-триасового периода, который является самым значительным в палеозое [2].

Для обоснования рационального комплекса исследований вулканогенных пород-коллекторов было проведено детальное изучение эталонных разрезов неджелинской и мономской свит по керну скважин, пробуренных на Соболох-Неджелинской площади Хапчагайского мегавала и прилегающей территории, где эти отложения залегают на глубинах свыше 4 000 м.

Литологические исследования включали: микроскопическое изучение образцов керна в шлифах, пропитанных бакелитом, изучение естественных сколов пород, пропитанных полимером, на РЭМе (растровый электронный микроскоп), ртутную порометрию, химический и рентгеноструктурный анализы, а также комплекс петрофизических исследований [1]. Полученные данные увязывались с данными опробования и промыслово-геофизическими исследованиями ГИС на скважинах. Было установлено, что в пермотриасовом разрезе Хапчагая присутствуют следующие типы пород:

- эффузивные;
- вулканокластические;
- вулканокласто-осадочные.

Наша точка зрения базировалась на представлениях геологов СНИИГГИМСа (Новосибирск), которые изучали различные аспекты тектоники, магматизма и нефтегазоносности Сибирской платформы [2–4]. Анализ данных по палеотемпературе в конце нижнего триаса — подошвы верхнепалеозойских отложений показал, что породы находились в главной зоне нефтегазообразования. Палеотемпература в приосевых зонах Енисей-Хатангского прогиба и в прискладчатых частях Вилюйской синеклизы достигала 90–100°[3]. Повсеместное развитие глинистых образований оленекского и индского ярусов нижнего триаса позволяет предположить наличие достаточно надежного глинистого экрана для скопления УВ в ловушках раннетриасового времени [3].

К концу раннеюрской эпохи были сформированы положительные структуры во внутренних частях Вилюйской синеклизы, а также в западной части Енисей-Хатангского прогиба. Следы этого этапа наблюдаются в Енисей-Хатангском прогибе, на Хапчагайском мегавале и не только [3, 4]. Особенности тектонического развития Вилюйской синеклизы на территории мезозойских прогибов обусловили накопление в осадочном чехле мощных слабопроницаемых зон, имеющих малую теплопроводность и способствующих экранированию УВ залежей [3, 4]. Было установлено, что основной процесс изменения вулканогенного материала

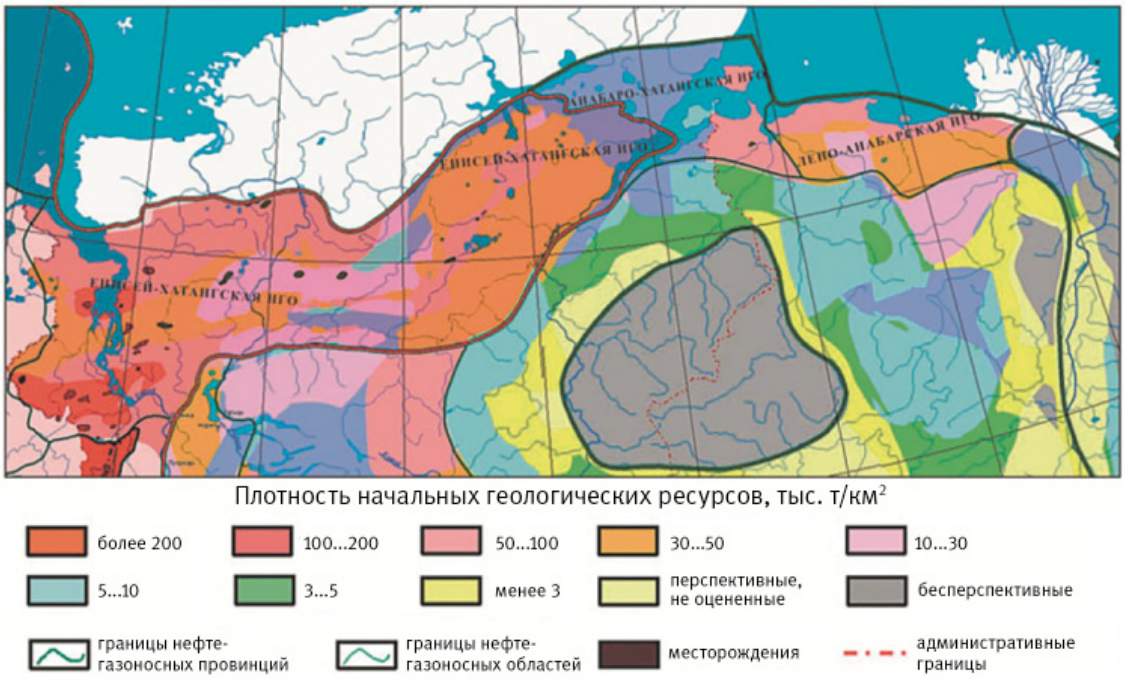


Рис. 1. Выкопировка из схемы нефтегазоносности Сибирской платформы [6]
Fig. 1. A copy from the oil and gas potential scheme of the Siberian platform [6]

пелитовой размерности — глинизация, мелко- и среднеобломочной — хлоритизация, цеолитизация и карбонатизация. Состав исходного вулканогенного материала, физико-химические условия осадконакопления определили сходство комплексов глинистых минералов разновозрастных отложений [1]. Так, в нижнетриасовых отложениях ассоциация глинистых минералов во всех группах пород идентична и представлена следующими эволюционными рядами: Na → монтмориллонит → смешанослойные и т.д. [1].

Изучение вулканогенных пермотриасовых пород проводилось с 1976 по 1991 г. в лаборатории КНИЛВостСиб Российского

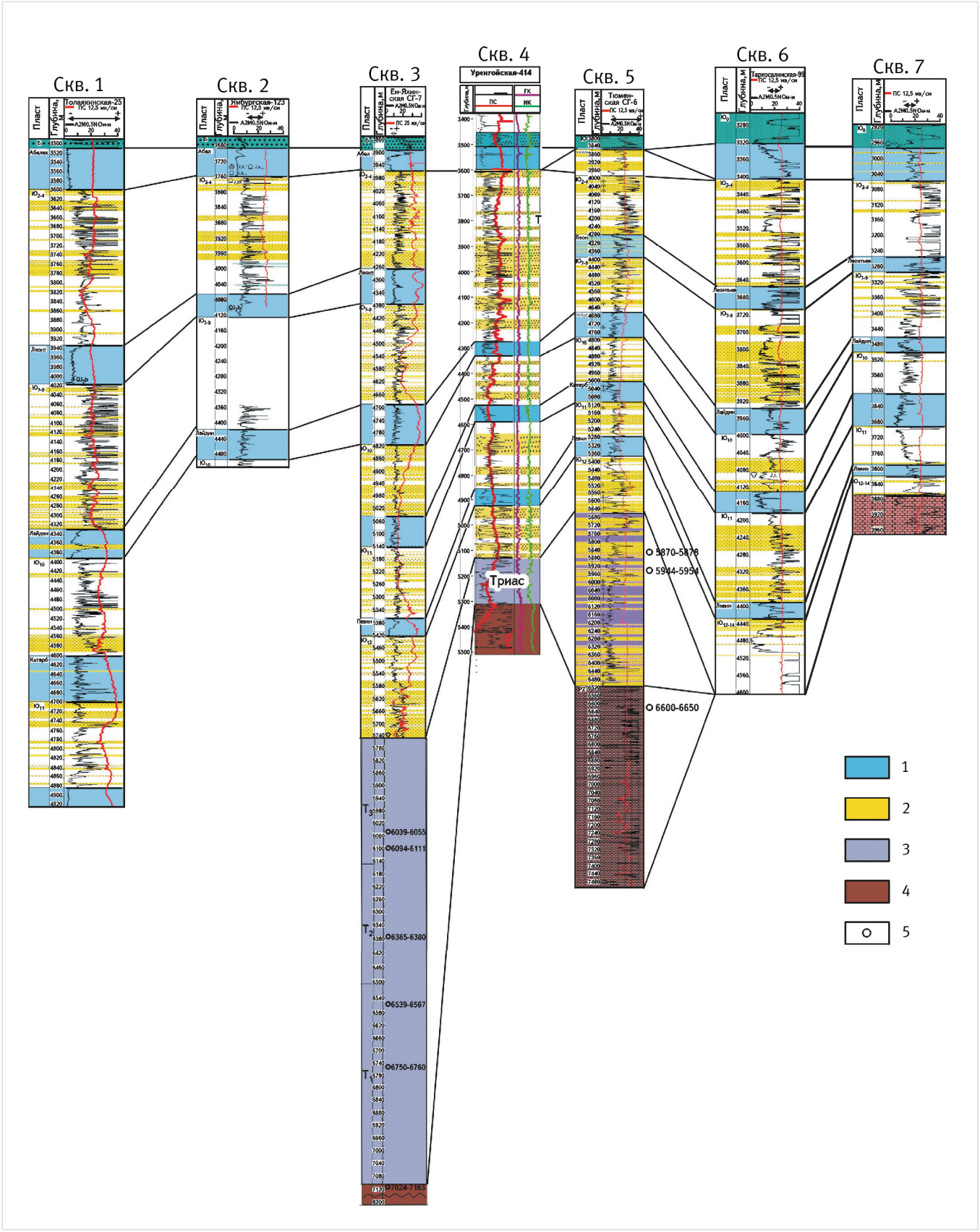


Рис. 2. Корреляция по линии профиля А-А1 (составлено с использованием материалов ОАО «СибНАЦ», 2011) [7]
1 — непроницаемые глинистые отложения (флюидоупоры); 2 — песчано-алевритистые отложения (коллекторы); 3 — отложения триаса (Т); 4 — отложения палеозоя (PZ); 5 — притоки газа
Fig. 2. Correlation along the A-A1 profile line (compiled using materials from SibNAC, 2011) [7]
1 – impermeable clay deposits (fluid seal); 2 – sandy-silt deposits (reservoirs); 3 – triassic deposits (T); 4 – paleozoic deposits (PZ); 5 – gas inflows

государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина (РГУ нефти и газа), а затем продолжено в ИПНГ РАН (научный руководитель академик РАН А.Н. Дмитриевский).

По материалам изучения вулканитов была издана монография [1]. Издание вызвало значительный интерес.

Как в осадочных, так и в вулканогенных породах присутствие коллекторов связано с процессами трещинообразования на больших глубинах, а также с активизацией гидротермальных процессов, смешивания глубинных высокоминерализованных растворов с пластовыми водами верхнепермского и нижнетриасового комплекса. Изучение двух типов вод (верхнепермских и нижнетриасовых) подтверждает вертикальную сообщаемость разрезов, подтверждающуюся увеличением карбонатности глубинных вод [5].

В свете многочисленных примеров присутствия пермотриасовых пород на севере Сибирской платформы, северо-востоке Западной Сибири, включая полуостров Ямал и Карское море [6–8] (рис. 1–3), считаем необходимым еще раз привести результаты изучения залежей пермотриасового возраста Хапчагайского мегавала Вилюйской синеклизы, так как условия формирования пермотриасовых отложений окраинных прогибов (Предпатомского и Енисей-Хатанского), а также прогибов прилегающих территорий были подвергнуты влиянию траппового магматизма.

Особенно интенсивным он был в позднепермско-триасовом времени [1, 2, 7, 8]. Результаты интерпретации региональных сейсмопрофилей на северо-западе ЯНАО (включая территорию Карского моря) показывают широкое распространение палеозойских отложений [7, 8] (рис. 2, 3). На территории Южно-Карской синеклизы подтверждается широкое распространение палеозойских отложений мощностью 2 000 м, а в вулканогенно-терригенных отложениях перми и триаса мощность во впадинах доходит до 1 500 м [8]. По данным [7], в триасовых и палеозойских отложениях севера Западной Сибири выявлено 36 пермотриасовых объектов (13 в триасе и 23 в палеозое). По категории Д1 ресурсы палеозоя составляют 649,3 млн т условного топлива [7] (рис. 2).

Из приведенных данных видно, что палеозой-мезозойские отложения северо-восточной части Западно-Сибирской плиты по условиям формирования, термобарическим условиям, существующим в палеозой-мезозойских глинистых и глинисто-терригенных (вулканогенных и вулкано-терригенных) залежах Вилюйской синеклизы (Хапчагайский мегавал Восточной Сибири) в значительной степени аналогичны.

Вилюйская синеклиза позднего девона, ранней юры являлась и остается объектом поисков и разведки месторождений нефти и газа на территории Восточной Сибири. Установлено, что объем вулканогенных исследований достаточно велик и вызывает значительный интерес также в отложениях позднего девона — раннего карбона Кемпендяйской впадины, нижнего триаса Хапчагайского поднятия (содержание вулканогенного материала в этих отложениях колеблется от 70 до 100 %) [Томилова Н.Н., 2012]. Такая неустойчивая, неравномерная в химическом отношении система (вулканогенный материал) на всех этапах существования породы является ареной интенсивных постседиментационных преобразований. Выявление непрерывности их в разрезе и по площади

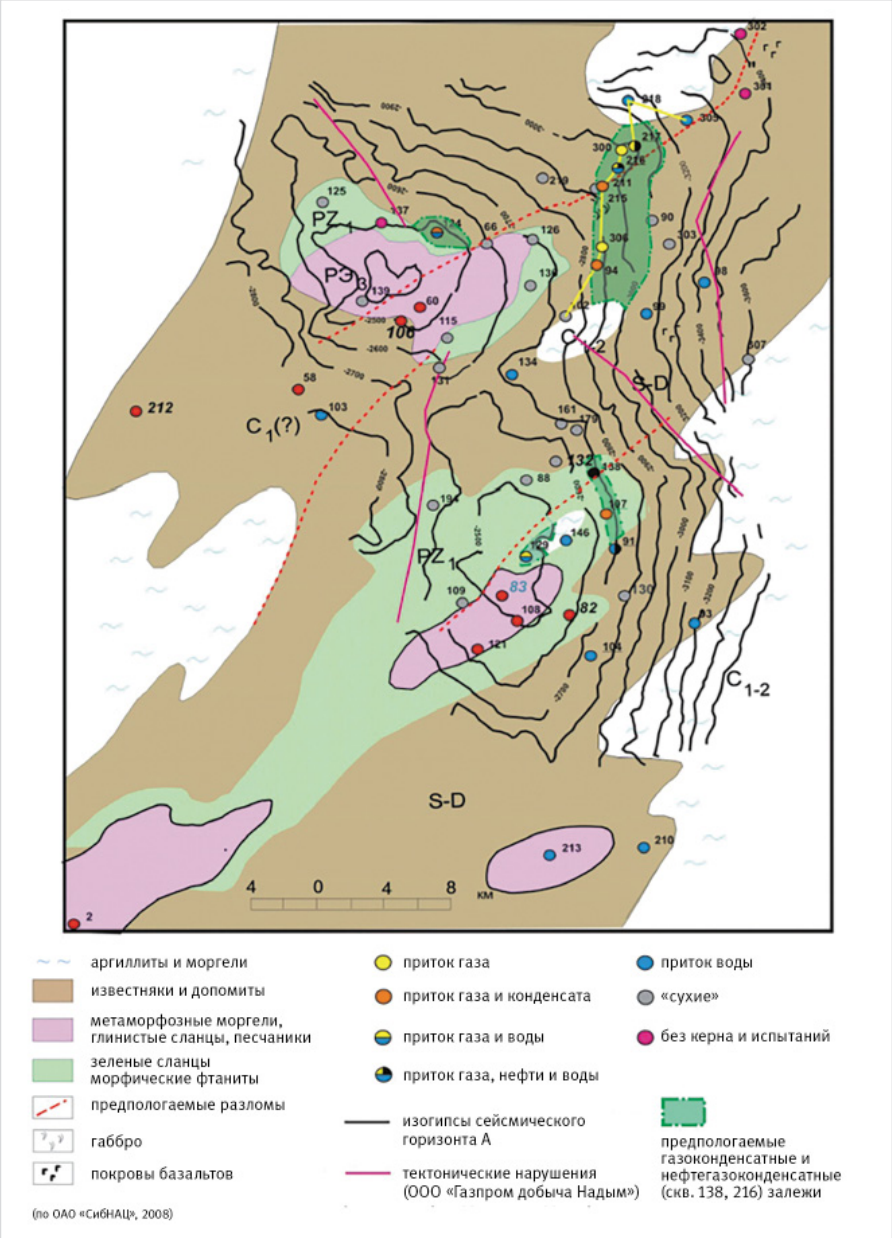


Рис. 3. Современные данные литологического состава и нефтегазоносности палеозойских отложений севера ЯНАО [8]
Fig. 3. Modern data on the lithological composition and oil and gas content of paleozoic deposits of the north of the Yamalo-Nenets Autonomous Area [8]

является на современном этапе крайне актуальной задачей познания состава, строения и нефтегазоносности разновозрастных вулканогенных пород-коллекторов и газофлюидоупоров Вилюйской синеклизы. В изученных разрезах отложений Кемпендяйской впадины и нижнего триаса Хапчагайского мегавала встречены три группы пород: эффузивные, вулканокластические и вулканоосадочные. Группа эффузивных пород представлена миндалекаменными спилитами, базальтами, диабазами в нижнем триасе и палагонитовыми долеритами в девоне-карбоне Кемпендяйской впадины [Томилова Н.Н., 2012]. Вулканогенные кластические породы представлены туфами шлаковыми, пепловыми, палагонитовыми туффитами в нижнем триасе, пепловыми туфами и туффитами в девоне-карбоне [Томилова Н.Н., 2012]. Наконец, требуется принципиально новый подход к оценке условий вскрытия и проходки цеолитоносных вулканогенных пород. Цеолиты выполняют роль «молекулярных сит», давая катион-замещенные формы. Глинистый раствор, соприкасаясь с таким «ситом», полностью меняет те свойства, которые ему заданы. Выбор типа бурового раствора должен производиться с учетом наличия не только монтмориллонитовых горизонтов, но и горизонтов с цеолитовым цементом гейландит или монтмориллонитового состава [1]. В результате дифференцированного подхода к подсчету запасов газа Соболох-Неджелинского месторождения (самого большого на Хапчагае) запасы УВ увеличились в 5 раз по сравнению с ранее подсчитанными. Такое же увеличение запасов, аналогичному по строению, но приуроченному к мономскому и таганджинскому вулканогенным пластам, должны увеличиться в несколько раз на Средневилюйском месторождении Хапчагайского мегавала [1].

Из-за сложной конфигурации и малого диаметра путей фильтрации, а также значительной роли процессов десорбции высокие депрессии при эксплуатации залежей приводят не к повышению притока УВ, а к разрушению пласта и закупорке путей подтока газа и жидкости. С целью количественной оценки

трещинной емкости и подтверждения наличия трещинных коллекторов, следует дополнительно проводить наблюдение за гидростатическим давлением, а также за изменением свойств буровых растворов в процессе проводки скважины. Бурение на утяжеленных буровых растворах способствует закупорке призабойной зоны и сухим притокам газа. В статье показано, что в пермотриасовых залежах на Хапчагае (Вилюйская синеклиза Восточно-Сибирского региона) и на северо-востоке территории Западной Сибири, исходя из общегеологического развития пермотриасовых отложений на больших глубинах, существуют одинаковые термобарические условия формирования залежей, аналогичных Хапчагайским [1, 6, 7, 8].

Огромная работа, проведенная КНИЛВОСТСИБ РГУ им. И.М. Губкина, может быть использована при освоении как пермотриасовых отложений Западной Сибири, так и прилегающих морей (Карского и моря Лаптевых). Детали методов изучения вулканогенных коллекторов представлены в монографии [1].

Итоги

В статье обоснована возможность использования методов изучения пермско-нижнетриасовых объектов в Восточной Сибири (Вилюйская синеклиза, Хапчагайский мегавал) с целью рационального извлечения углеводородов в пермотриасовых отложениях Западной Сибири.

Выводы

Детальное изучение пермотриасовых коллекторов нефти и газа Вилюйской синеклизы может быть положено (с учетом новых методов и программ) в основу дальнейших исследований и разработок на северо-восточных территориях Западной Сибири.

В качестве перспективного объекта поисков углеводородных залежей в Вилюйской синеклизе рассматривается Кемпендяйская впадина (девон-карбон, вулканогенные залежи).

Литература

1. Дмитриевский А.Н., Томилова Н.Н., Юрова М.П., Рудов А.А. Вулканогенные природные резервуары Якутии. М.: ГЕОС, 2002. 80 с.
2. Старосельцев В.С. Историко-тектоническое положение траппов Сибирской платформы. Сборник научных трудов. Новосибирск, 1983. С. 89–96.
3. Гребенюк Г.Г., Луговцов А.Д. Палеотектонические и палеотермические предпосылки нефтегазоносности краевых депрессий Сибирской платформы. Сборник научных трудов. Новосибирск, 1983. С. 23–32.
4. Микуленко К.И. Сравнительная тектоника мезозойских депрессий Сибири. Сборник научных трудов. Новосибирск, 1983. С. 3–22.
5. Попова Н.В., Томилова Н.Н. Взаимосвязь пластовых вод с петрофизической характеристикой пород на примере верхнепермских и нижнетриасовых отложений Хапчагайского мегавала // Труды московского института нефтехимической и газовой промышленности им. И.М. Губкина. 1981. Выпуск 159. С. 99–109.
6. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Шабалин Н.А. Углеводородный потенциал Сибирской платформы // Труды российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. 2017. № 1. С. 16–33.
7. Кравченко М.Н. Перспективы нефтегазоносности глубокопогруженных отложений осадочного чехла северных районов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. 2012. № 6. С. 13–21.
8. Киченко В.В., Истратов И.В., Карнаухов С.М. Современные данные о нефтегазоносности палеозойских отложений севера ЯНАО // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. С. 44–58.

ENGLISH

Results

The article substantiates the possibility of employing methods for studying Permian-Lower Triassic objects in Eastern Siberia (Vilyui syneclise, Khapchagai megaswell) for the rational extraction of hydrocarbons in the Permian-Triassic deposits of Western Siberia.

Conclusions

A detailed study of Permo-Triassic oil and gas reservoirs of the Vilyuisk syneclise can be used (taking into account new methods and programs) as the basis for further research and development in the northeastern territories of Western Siberia.

The Kempendyai depression (devonian-carboniferous, volcanogenic deposits) is considered as a prospective object of hydrocarbon deposits in the Vilyui syneclise.

References

1. Dmitrievskij A.N., Tomilova N.N., Jurova M.P., Rudov A.A. Volcanogenic natural reservoirs of Yakutia. Moscow: GEOS, 2002, 80 p. (In Russ).
2. Staroselcev V.S. Historical and tectonic position of traps of the Siberian platform. Novosibirsk, 1983, P. 89–96. (In Russ).
3. Grebenjuk G.G., Lugovcov A.D. Paleotectonic and paleothermal prerequisites for the oil and gas potential of the marginal depressions of the Siberian Platform. Novosibirsk, 1983, P. 23–32. (In Russ).
4. Mikulenko K.I. Comparative tectonics of Mesozoic depressions of Siberia. Novosibirsk, 1983, P. 3–22. (In Russ).
5. Popova N.V., Tomilova N.N. The relationship of reservoir waters with the petrophysical characteristics of rocks on the example of Upper Permian and Lower Triassic deposits of the Hapchagai megaswell. Moscow Institute of Petrochemical and Gas Industry. I. M. Gubkin, issue 159. Moscow: Nedra, 1981, P. 99–109. (In Russ).
6. Dmitrievskij A.N., Eremin N.A., Shabalin N.A. Hydrocarbon potential of the Siberian Platform. Proceedings of Gubkin University. Moscow, 2017, issue 1, P. 16–33. (In Russ).
7. Kravchenko M.N. Prospects of oil and gas potential of deep-submerged sedimentary cover deposits of the northern regions of the West Siberian oil and gas province. Oil and gaz geology, 2012, issue 6, P. 13–21. (In Russ).
8. Kichenko V.V., Istratov I.V., Karnauhov S.M. Modern data on the oil and gas content of Paleozoic deposits of the North of the Yamalo-Nenets Autonomous District. Problems of resource provision of gas producing regions of Russia until 2030. Moscow, Gazprom VNIIGAZ, 2011, P. 44–58. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Юрова Маргарита Павловна, к. г.-м. н., ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
Для контактов: mpyurova@mail.ru

Yurova Margarita Pavlovna, ph.d. of geologo-mineralogical sciences, principal scientist, Oil and gas research institute RAS, Moscow, Russia
Corresponding author: mpyurova@mail.ru

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

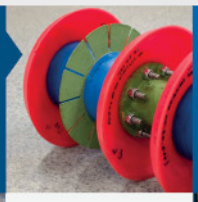
Цех по подготовке и производству оборудования

Испытательный полигон

Полевые работы и дополнительный дефектоскопический контроль

Услуги

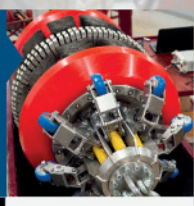
01. Калибровка трубопроводов



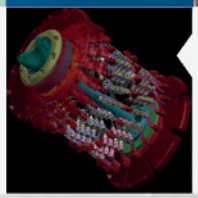
02. Многоканальная профилеметрия трубопроводов

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: 10.24412/2076-6785-2022-6-18-22

УДК 553.98 I Научная статья

Интегральный подход в оценке качества сложных карбонатных коллекторов (на примере месторождений им. Р. Требса и им. А. Титова)

Рыкус М.В.[1, 2], **Сулейманов Д.Д.**[1]
[1]ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия, [2]Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия
rykusmv@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
В статье охарактеризованы особенности осадконакопления и постседиментационного преобразования карбонатного рампа в пределах месторождений им. Р. Требса и им. А. Титова Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Результаты исследования, основанные на интеграции седиментологических, структурных и промысловых данных, могут быть использованы для лучшего понимания неоднородности карбонатного коллектора и снижения неопределенностей в проектировании добывающих горизонтальных скважин. Петрофизические свойства коллекторов определяются фациальными условиями осадконакопления и развитием зон трещиноватости, обеспечивающих повышенные дебиты добывающих скважин.

Материалы и методы
Материалы: геологические, седиментологические, тектонические и структурные карты Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции; фациальные карты, разрезы, схемы корреляции, карты разломной тектоники и трехмерные фациальные модели продуктивных отложений месторождений им. Р. Требса и им. А. Титова.

Методы: фациальный и циклостратиграфический анализ, структурный анализ и построение распределений, анализ сейсмических атрибутов.

Ключевые слова
доломит, коллектор, фация, циклостратиграфия, карбонатный рамп, трещиноватость, горизонтальная скважина

Для цитирования
Рыкус М.В., Сулейманов Д.Д. Интегральный подход в оценке качества сложных карбонатных коллекторов (на примере месторождений им. Р. Требса и им. А. Титова) // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 6. С. 18–22. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-18-22

Поступила в редакцию: 05.10.2022

UDC 553.98 I Original Paper

An integral approach to assessing the quality of complex carbonate reservoirs (on the example of the R. Trebs and A. Titov fields)

Rykus M.V.[1, 2], **Suleymanov D.D.**[1]
[1]"RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia, [2]Ufa state petroleum technological university, Ufa, Russia
rykusmv@bnipi.rosneft.ru

Abstract
The article describes the features of sedimentation and post-sedimentary transformation of the carbonate ramp within the fields named after R. Trebs and A. Titov of the Timan-Pechora oil and gas province. The results of the study, based on the integration of sedimentological, structural and field data, can be used to better understand the heterogeneity of the carbonate reservoir and reduce uncertainties in the design of producing horizontal wells. The petrophysical properties of the reservoirs are determined by the facies conditions of sedimentation and the development of fracture zones, which provide increased flow rates of producing wells.

Materials and methods
Materials: geological, sedimentological, tectonic and structural maps of the Timan-Pechora oil and gas province; facies maps, sections, correlation schemes, fault tectonics maps, and 3D facies models of productive deposits of the R. Trebs and A. Titov fields.

Methods: facies and cyclostratigraphic analysis, structural analysis and construction of distributions, analysis of seismic attributes.

Keywords
dolomite, reservoir, facies, cyclostratigraphy, carbonate ramp, fracturing, horizontal well

For citation
Rykus M.V., Suleymanov D.D. An integral approach to assessing the quality of complex carbonate reservoirs (on the example of the R. Trebs and A. Titov fields). Exposition Oil Gas, 2022, issue 6, P. 18–22. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-18-22

Received: 05.10.2022

Карбонатный коллектор месторождения им. Р. Требса и А. Титова относится к категории сложных коллекторов из-за большого разнообразия структурно-генетических типов пород, фаций, поровых структур и наличия тектонических нарушений, в частности, трещиноватости и разломов [1, 2]. Сочетание разнообразных факторов осадконакопления и преобразования порождает разномасштабные неоднородности карбонатного резервуара и создает значительные риски при проводке горизонтальных добывающих скважин. В этой связи для минимизации сложного комплекса проблем требуется интеграция целого ряда геологических данных, включая:

- пространственную изменчивость литофаций с учетом проградационного развития карбонатного бассейна;
- цикличность фациальных ассоциаций и циклостратиграфию в построении стратиграфического каркаса;
- постседиментационные преобразования в связи с тектонической историей развития региона.

Как показали результаты выполненных исследований, именно такой комплексный подход в создании геологической модели месторождения, сочетающий литофации и постседиментационный тектогенез, вместе с измеренными петрофизическими характеристиками, позволяет наилучшим образом получить объективные представления об изменчивости свойств коллектора и использовать их для принятия технологических решений.

Методика исследования

Методология восстановления фациальных обстановок осадконакопления включала установление вертикальных и латеральных взаимоотношений литотипов и микрофаций, использование знаний о современных процессах и обстановках седименто- и литогенеза. Интерпретация энергетических уровней и условий осадконакопления каждой фации основывалась на общепринятых характеристиках ее составляющих: количестве матрикса, типе и характере зерен, наличии/отсутствии скелетных частиц и характере биокластических компонентов. Генетически родственные фации группировались в фациальные ассоциации. Достоверность выделенных фаций проверялась путем сравнения с известными аналогами, подробно освещенными в литературных источниках [3, 4].

Седиментологические и структурные исследования сопровождались интерпретацией скважинного каротажа: плотностного, акустического, электрического и гамма-каротажа (ГК), давших представление о непрерывной стратиграфической архитектуре отложений и наличии потенциальных зон трещиноватости. Цикличность отложений определялась по упорядоченной смене карбонатных литотипов, образующих неоднократно повторяющиеся седиментационные последовательности. Индивидуальные границы циклов использовались в качестве временных линий для стратиграфической корреляции, что дало возможность определить пространственное положение потенциальных коллекторов в каждом стратиграфическом интервале с учетом латеральной миграции осадконакопления.

Результаты. Региональное положение и концептуальная модель осадконакопления

Месторождение имени. Р. Требса и А. Титова расположено в пределах Тимано-Печорского осадочного бассейна пассивной

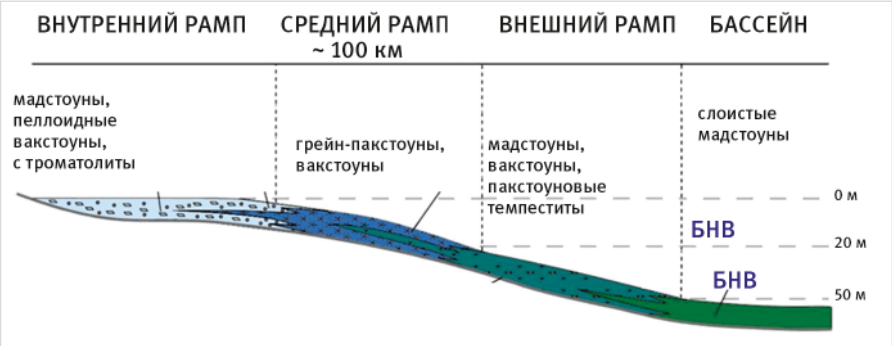


Рис. 1. Концептуальная модель [7] и характерные литотипы карбонатного рампа месторождений им. Р. Требса и им. А. Титова. БНВ — базис нормальных волн, БШВ — базис штормовых волн

Fig. 1. Conceptual model [7] and characteristic lithotypes of the carbonate ramp of the R. Trebs and A. Titov fields. FWWB – basis of normal waves, SWB – basis of storm waves

континентальной окраины, образовавшейся во время раннепалеозойской деструкции древнего платформенного основания и раскрытия Уральского палеоокеана [5].

Активизация регионального растяжения, приведшая к формированию бассейна, началась в ордовике в направлении запад — восток и инициировала механическое опускание фундамента с устойчивым восточным падением в течение всего палеозойского цикла осадконакопления. Это предопределило возникновение характерной батиметрической зональности и направленной к востоку смены ландшафтных обстановок осадконакопления от прибрежно-морских к глубоководным.

В течение ордовика — раннего девона на большей части бассейна существовал устойчивый режим осадконакопления с хорошо выраженными субмеридиональными участками шельфового мелководья, благоприятными для карбонатной седиментации. Отложения раннедевонского продуктивного комплекса в составе овинпармского горизонта накапливались покровами, преобладали водорослевые, сгустково-иловые и детритово-зернистые образования, их текстурно-структурная неоднородность подчинялась динамике среды осадконакопления и батиметрии бассейна. В конце раннего девона палеозойское осадконакопление было прервано тектоническим поднятием, регрессией морского бассейна и региональной эрозией мелководных отложений [6]. На площади месторождения это привело к частичному размыву в западной ее части нижнедевонских и даже верхнесилурийских продуктивных карбонатных отложений и формированию поверхности несогласия под перекрывающей тиманско-саргаевской терригенной толщей.

Все разнообразие раннедевонских карбонатных литотипов хорошо укладывается в модель моноклинального рампа с пологим восточным погружением в сторону открытого бассейна и зональным развитием карбонатонакопления (рис. 1).

Внутренняя зона рампа сложена преимущественно глинистыми доломитовыми вакстоунами и мадстоунами, присутствуют остатки криноидей и алевритовая примесь, отмечаются прослои автохтонных строматолитовых и водорослевых доломитовых баундстоунов. Для последних характерно фенестральное строение, обусловленное наличием неправильной формы поровых систем, возникших при периодическом осушении и поверхностном преобразовании первичных водорослевых известняков. Комплекс отложений внутреннего рампа накапливался в условиях умеренной и низкой энергии вод литорали с периодической субаэральной экспозицией и ранней литификацией осадков.

Средний рамп отличается значительным разнообразием структурно-генетических типов пород, состоящих из множества сложных частиц биогенного и абиогенного происхождения. Крупнозернистые литофации представлены хорошо отсортированными доломитизированными ооидными и литокластовыми грейн-пакстоунами с мелковолнистыми и пологими косослоистыми текстурами, пелоидными биокластовыми вак-пакстоунами с прослоями вакстоунов и мадстоунов. Крупнозернистые литофации распознаются на диаграммах гамма-каротажа по характерным низким значениям гамма-активности. Осадконакопление происходило в открытых морских эвригалинных водах верхней сублиторали в условиях постоянной высокой гидродинамической энергии.

Дистальная зона рампа состоит из умеренно до плохо отсортированных разнообразных скелетных вакстоунов и преимущественно мадстоунов с хорошо развитой тонкой пологой и горизонтальной слоистостью и биотурбацией. Для этих литотипов с различной концентрацией глинистого вещества характерны наиболее высокие показатели гамма-активности из трех фациальных зон рампа. Тонкие пелитоморфные структуры отражают низкоэнергетические условия с уменьшенной циркуляцией и пониженными скоростями осадконакопления, типичными для открытой глубокой сублиторальной обстановки ниже основания штормовых волн. Вместе с тем присутствие в этой зоне биокластического материала свидетельствует о периодическом усилении гидродинамической активности водной среды и эпизодическом отложении прослоев темпеститов над основанием штормовых волн.

Цикличность и корреляция отложений

Типовой чертой разреза карбонатной толщи является ее хорошо выраженное циклическое строение с закономерными повторяющимися вертикальными наборами литотипов и их проградационными смещениями, предопределившими внутреннюю архитектуру карбонатного резервуара и закономерное распределение в нем коллекторов. Учитывая то, что циклиты являются более естественными и устойчивыми подразделениями седиментологической истории, чем традиционные литостратиграфические единицы, их можно использовать в рамках циклостратиграфического метода как самостоятельные

стратиграфические элементы разрезов для проведения регионального фациального анализа и надежных корреляционных построений. Каждая циклическая последовательность осадконакопления содержит характерные текстуры, типы зерен, осадочные структуры и диапазоны таксономического разнообразия, которые позволяют уверенно их выявлять в разновозрастных карбонатных отложениях.

Циклы имеют регрессивный характер с отчетливой восходящей укрупняющейся гранулометрией. Они начинаются с наиболее тонкозернистой литофации мадстоунов, за которыми следуют вакстоуны и пакстоуны и завершаются литофациями либо биокластических грейнстоунов, либо их оолитовых аналогов. Мощности карбонатных циклов и их полнота закономерно меняются в широтном направлении. К западу, в сторону мелководной сублиторали и береговой линии, разрез утончается и становится неполным за счет сокращения аккомодационного пространства и постседиментационного размыва, но сохраняет регрессивную последовательность литотипов в каждой пачке, состоящей из переменчивого количества хорошо выраженных высокочастотных циклитов мощностью от 2–3 до 10–15 м. К востоку, в сторону глубокой сублиторали, отложения становятся более мощными с повышенной глинистостью, а высокочастотная седиментационная цикличность проявлена менее контрастно из-за мористого характера осадконакопления. Циклы выдержаны по латерали и хорошо распознаются в записях ГК, что позволило построить циклостратиграфический каркас продуктивных отложений высокого разрешения. В отличие от прежних построений, в которых осадконакопление и фации рассматривались в рамках статической литостратиграфической модели как единый временной срез, новый последовательно-стратиграфический подход позволяет анализировать осадочные системы во времени и создавать динамические хроностратиграфические модели, обеспечивающие лучшую предсказуемость распределения потенциальных коллекторских фаций с учетом вертикальной последовательности высокочастотных циклитов и их направленной латеральной миграции.

На профиле, ориентированном вкрест простирания карбонатного рампа, корреляционные линии демонстрируют слоисто-неоднородное строение раннедевонской толщи с проградацией и погружением карбонатных пачек к востоку (рис. 2а).

В этом же направлении увеличиваются стратиграфическая полнота разреза и суммарная мощность карбонатных пачек, а их фациальные ряды закономерно смещаются и омолаживаются вдоль палеопадения карбонатной толщи, образуя последовательные вертикально наложенные фациальные ассоциации, в которых все более мелководные отложения откладываются поверх относительно их более глубоководных латеральных аналогов (рис. 2б).

Фациальная ассоциация типа A-B-C расположена в западной проксимальной части бассейна. В динамической модели она показывает прогрессивно мелеющий ряд от фаций мелководной сублиторали среднего рампа до фаций периодически заливаемой литорали внешнего рампа. В основании регрессивного фациального ряда лежат биотурбированные микритовые и вакстоуновые литотипы (фация C), перекрытые биокластическими пакстоунами, грейнстоунами (фация B) и строматопороидными флоатстоунами (фация A).

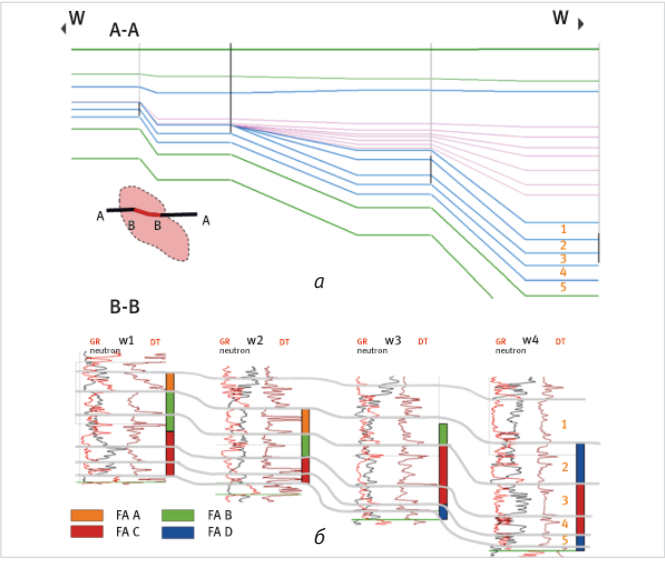
Фациальная ассоциация типа B-C-D демонстрирует признаки перехода от обстановки относительно глубокой верхней сублиторали к ее более мелководной и динамически подвижной верхней зоне. Чаще всего циклы начинаются с фоновых микритовых литотипов (фация D) и кверху непосредственно переходят в вакстоуновую (фация C), а затем биокластическую и оолитовую (фация B) фациальную ассоциацию.

Фациальная ассоциация типа C-D распространена в восточной наиболее удаленной зоне карбонатного рампа, характеризуется уменьшением биокластического материала, развитием вакстоуновых литотипов относительно глубокой сублиторали и повышенным содержанием биотурбированных микритовых разностей пород с включениями маломощных темпеститовых прослоев открытого моря.

Характер распределения фаций и их мощности указывают на то, что осадконакопление было как аградационным, так и проградационным в бассейне с минимальной глубиной воды в пределах 2–15 м.

Каждая фациальная ассоциация, включающая базальный трансгрессивный системный тракт (TST) и тракт высокого стояния (HST), отделена от предыдущей фоновыми микритовыми отложениями. В рамках идеального цикла осадконакопления последовательность событий начиналась с трансгрессивного затопления грейнстоунов/пакстоунов подстилающего циклита, возникновения нового аккомодационного пространства и отложения бассейновых мадстоунов поверх зернистых мелководных литотипов. Последующее высокое стояние уровня моря способствовало возвращению к работе карбонатной фабрики и увеличению биотического изобилия, о чем свидетельствуют ассоциации скелетных зерен, наблюдаемые в каждой фации. К концу цикла по мере заполнения аккомодационного пространства и прогрессирующего обмеления фаций мадстоуны и пелоидные вакстоуны внутреннего рампа перемещались в сторону моря и перекрывали богатую грейнстоуновыми литотипами область среднего рампа, которые, в свою очередь, последовательно налегали на тонкослоистые мадстоуны и темпеститы внешнего рампа. Каждая генетическая последовательность ограничена поверхностями затопления, которые в схемах корреляции соответствуют хорошо выдержанным и уверенно распознаваемым изохронным маркерам.

Регрессивная цикличность сохраняется на протяжении всего стратиграфического разреза, поэтому в каждой карбонатной пачке могут присутствовать интервалы грейнстоуновых литотипов как потенциальных коллекторов, а в пределах карбонатного рампа они слагают серию отступающих и слабо



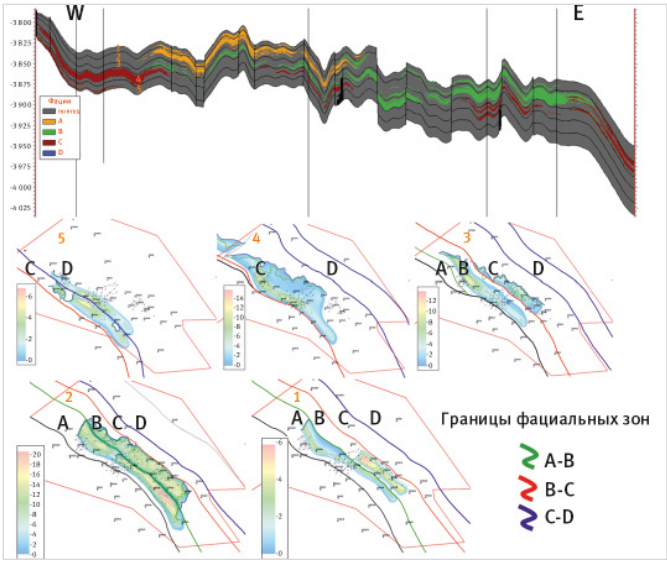


Рис. 2. Карбонатный рамп. Корреляционный профиль — а, характер распределения фациальных ассоциаций — б. 1–5 — карбонатные пачки овинпармского горизонта. A, B, C, D, E — фациальные ассоциации (объяснения в тексте)

Fig. 2. Carbonate ramp. Correlation profile – a, nature of the distribution of facies associations – б. 1–5 – ovinparm's sequences. A, B, C, D, E – facies associations (explanations in the text)

Рис. 3. Характер распределения параметра литологии по разрезу в широтном направлении и локализация эффективных нефтенасыщенных толщин в каждом регрессивном циклите. A, B, C, D — фациальные зоны

Fig. 3. The nature of the distribution of the lithology parameter along the section in the latitudinal direction and the localization of effective oil-saturated thicknesses in each regressive cyclite. A, B, C, D – facies zones

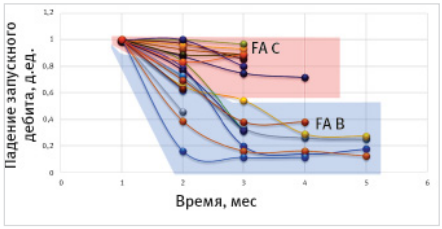


Рис. 4. Темпы падения горизонтальных добывающих скважин с исследованиями на определение работающих интервалов
Fig. 4. The rate of decline of horizontal production wells with studies to determine the working intervals

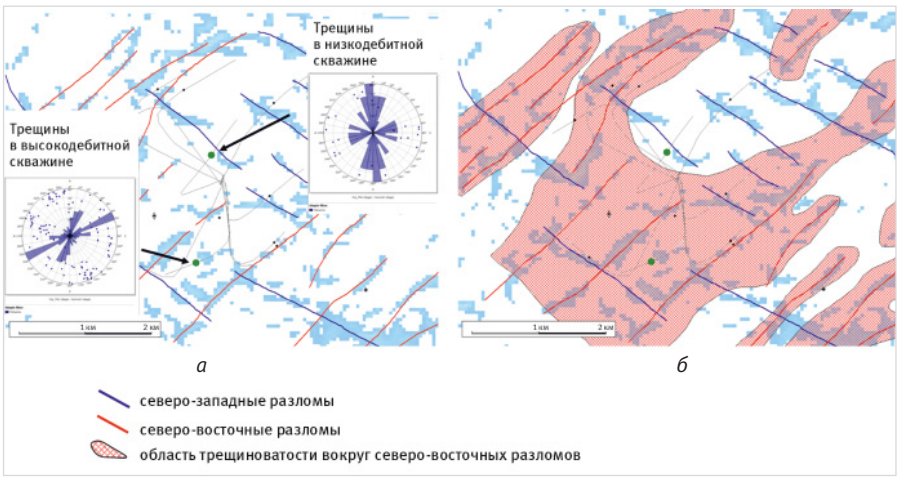


Рис. 5. Карбонатная пачка овинпармского горизонта. Карта когерентности —а, области развития трещиноватого коллектора — б
Fig. 5. Ovinparm carbonate sequence. Map of coherence – a, area of development of a fractured reservoir – б

наклоненных к востоку карбонатных тел. Их распространенность сильно варьирует в зависимости от стратиграфического положения. Очевидно, что высокоэнергетическая карбонатная отмель в период проградации постепенно расширялась на восток по направлению падения среднего рампа, где устойчивый высокий уровень моря обеспечивал наличие благоприятного для осадконакопления аккомодационного пространства. В западных разрезах вверх по восстанию карбонатного рампа полнота фациальных ассоциаций и их потенциал сохранности значительно снижались за счет конседиментационного выпадения и субаэрального размыва отдельных пачек, поэтому тела грейнстоуновых отмелей здесь систематически уменьшаются в численности и могут быстро выклиниваться на коротком расстоянии.

Влияние трещиноватости

Предыдущими исследованиями было установлено, что коллекторские свойства доломитов определяются не только межзерновой седиментогенно-диагенетической пористостью, но и наличием вторичной трещинно-каверновой пустотности [1, 2]. В отдельных интервалах разреза отмечалась анизотропия фильтрационно-емкостных свойств коллектора, а проницаемость по гидродинамическим исследованиям (ГДИ) превышала более чем в два раза проницаемость по керну, что объяснялось избирательной приуроченностью трещин к некоторым карбонатным литотипам. Однако новые данные свидетельствуют о более тесной связи трещиноватости не с литологией, а со структурными особенностями доломитов, прежде всего с размерами их минеральных индивидов.

Изученные нами доломиты содержат три типа трещин, имеющих разное влияние на флюидопоток в пластовых условиях. Во-первых, это разноориентированные системы микротрещин, заполненных синкинематическим доломитовым цементом, которые не вносят вклад в современную флюидодинамику. Такие микротрещины, залеченные продуктами химических реакций вмещающего доломита в ходе его уплотнения при захоронении, отнесены к ранней группе диагенетических трещин. Во-вторых, это открытые трещины, примерно такого же масштаба, согласующиеся по ориентировке с залеченными микротрещинами в тех же породах, что указывает на их принадлежность к единой совокупности и на возможную унаследованность от более ранней диагенетической трещиноватости. Эти трещины имеют фоновое распространение, связывают между собой каверны выщелачивания в карбонатной матрице и возникли за счет деформаций и хрупкого разрушения доломитов в постраннедевонский этап активизации. В-третьих, это открытые макротрещины, также связанные с деформационным этапом развития территории и пространственно тяготеющие к крупным разрывным нарушениям. Судя по закономерному увеличению их интенсивности вблизи разрывных нарушений, эти трещины принадлежат к локализованным зонам динамического влияния разломов. Некоторые разломы служат барьерами, разделяющими и смещающими нефтяные залежи.

Микроскопические наблюдения показывают, что открытая трещиноватость, образовавшаяся после доломитизации, охотнее развивается в доломитовых литотипах с мелкозернистой ангедральной структурой. Уменьшение размера зерен у таких литотипов приводит к снижению пористости и, по-видимому, к увеличению жесткости породы, что способствует ее хрупкому разрушению и образованию частой системы трещин. Многочисленные полевые наблюдения и статистические данные действительно указывают на то, что крупнокристаллические доломиты с преимущественно суб- и эвгедральной структурой зерен имеют менее плотную трещиноватость, чем их мелкокристаллические аналоги [8, 9].

Подобный тренд прослеживается и в масштабе всей карбонатной толщи, циклическое строение которой обусловило закономерное распределение структурных разновидностей литотипов и связанных с ними породколлекторов. Как и ожидалось, тонкокристаллические доломиты с размерами кристаллов меньше 100 мкм и вторичным трещинно-каверновым типом коллектора локализованы преимущественно в погруженной и относительно низкоэнергетической зоне нижней сублиторали (зона С, рис. 3). Здесь расположены наиболее высокодебитные наклонно направленные скважины с притоками более 50 м^3/сут при пористости коллектора от долей до 2–3 % и проницаемости до 1 000 Мд. Отрицательные значения скин-фактора и высокая удельная продуктивность скважин указывают на хорошую гидродинамическую связь призабойной зоны с системой вторичных трещинно-каверновых пустот. Горизонтальные скважины, пробуренные в зоне С, характеризуются устойчивыми притоками по всей мощности коллектора с медленным темпом падения дебитов (рис. 4), подпитываемыми низкопроницаемой карбонатной матрицей. Напротив, крупнокристаллические доломиты с размерами кристаллов более 100 мкм и первичной межкристаллической пористостью приурочены к высокоэнергетической фациальной зоне верхней сублиторали (зона В, рис. 3), где установившиеся дебиты наклонно направленных скважин не превышают в основном 10 м^3/сут, а пористость коллектора достигает 20 % при проницаемости 20–30 Мд. В этих коллекторах основной вклад в приток из пласта в скважину связан с высокопористой карбонатной матрицей. Пробуренные в зоне В горизонтальные скважины характеризуются высоким темпом падения, который в первые месяцы достигает 80 % от величины запускного дебита (рис. 4).

Важно подчеркнуть, что не все вскрытые интервалы трещиноватого коллектора показали одинаково устойчивую и рентабельную работу добывающих скважин. Их удельная продуктивность может кратно отличаться, особенно в горизонтальных скважинах, где коэффициент продуктивности меняется наиболее контрастно от 1 до 20 м^3/сут/атм. В некоторых соседних скважинах, расположенных в пределах одного куста и пройденных по одному и тому же трещиноватому коллектору зоны С, отмечалось наличие сухих скважин рядом с высокодебитными, что объясняется неравномерностью развития трещин и различиями в их пространственной ориентировке по отношению к стволам добывающих скважин.

Как оказалось, не все макротрещины, связанные с разломами, являются открытыми в пластовых условиях. Разрывные нарушения северо-западного простирания, конформные с направлением современного регионального сжимающего напряжения, относятся к наиболее ранним разломам (рис. 5а). Они делят продуктивные отложения на отдельные блоки и по отношению к нефтяным залежам являются экранирующими. Зоны трещиноватости вокруг этих разломов, по данным скважинных сканеров, ориентированы в субмеридиональном направлении и, так же как и разломы, не участвуют в фильтрации.

Напротив, более молодые северо-восточные разломы и сопровождающие их трещины с тем же простиранием, несмотря на их неблагоприятное ортогональное положение по отношению к современному вектору горизонтального стресса, оказались

проницаемыми — и обеспечивают высокую продуктивность относительно средней величины по всему фонду работающих скважин. Совместный анализ геологических и промысловых данных позволил геометризовать предполагаемые зоны высокопродуктивного трещиноватого коллектора (рис. 5б) и рекомендовать их для проводки горизонтальных добывающих скважин.

Итоги

Показано влияние фациальной обстановки, цикличности осадконакопления и постседиментационных тектонических преобразований на промысловые свойства коллекторов карбонатного рампа на месторождениях им. Р. Требса и им. А. Титова Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Выводы

- Продуктивные отложения формировались в пределах карбонатного рампа раннедевонской пассивной континентальной окраины и состоят из циклически построенных трансгрессивно-регрессивных фациальных последовательностей, разделенных конформными поверхностями максимального затопления.
- В каждом цикле осадконакопления карбонатный рамп развивался в режиме начального аградационного заполнения и последующего проградационного продвижения. В аградационной части циклов, сложенных преимущественно тонкокристаллическими вак-пакстоуновыми доломитами, получили преимущественное развитие вторичные трещинно-каверновые типы коллекторов, тогда как перекрывающие их проградационные крупнокристаллические доломиты характеризуются в основном первично-диагенетическим коллектором с межкристаллической пустотностью.
- Микротрещины развиты преимущественно в тонкокристаллических разностях доломитов из-за их склонности к хрупкому разрушению при динамических нагрузках. Макротрещины, образующие гидродинамически связанные системы, локализованы в зонах динамического влияния северо-восточных разломов.
- Оценка качества сложных карбонатных коллекторов должна включать совместный анализ фаций, их цикличности и вторичных деформационных преобразований в связи с историей тектонического развития региона.

Литература

1. Душин А.С., Рыкус М.В., Наумов Г.В., Гаймалетдинова Г.Ф. Условия осадконакопления, диагенетические процессы и их влияние на коллекторские свойства верхнесилурийско-нижнедевонских карбонатных пород месторождений им. Р. Требса и А. Титова // Нефтегазовое дело, 2015, № 5, С. 20–44.
2. Kaufman J., Jameson J. Sequence stratigraphy, facies, and reservoir quality of lower Devonian carbonates in Roman Trebsa field, Timan-Pechora basin. C.I.S. SEPM. Spetial publication, 2002, issue 74, P. 43–68. (In Eng).
3. Wilson J.L. Carbonate Facies in Geologic History. New York: Springer-Verlag, 1975, 471 p. (In Eng).
4. Tucker M.E., Wright V.P. Carbonate Sedimentology. Oxford: Blackwell Scientific Publications, 1990, 482 p. (In Eng).
5. Пучков В.Н. Батиальные комплексы пассивных окраин геосинклинальных областей. М.: Наука, 1979. 258 с.
6. Майдль Т.В. Особенности строения карбонатных резервуаров ордовикско-нижнедевонского нефтегазоносного комплекса // Труды Института геологии Коми филиала Академии наук СССР, 1987. Вып. 61. С. 17–28.
7. Burchette T.P., Wright V.P. Carbonate ramp depositional systems. Sedimentary Geology, 1992, issue 79, P. 3–57. (In Eng).
8. Flugel E. Microfacies of carbonate rocks. Analysis, interpretation and application. Berlin: Springer, 2010, 984 p. (In Ger).
9. Rustichelli A., Iannace A., Girundo M. Dolomitization impact on fracture density in pelagic carbonates: contrasting case studies from the Gargano Promontory and the southern Apennines (Italy). Italian Journal of Geosciences, Vol. 134, issue 3, 2015, P. 556–575. (In Eng).

ENGLISH

Results

The influence of the facies setting, the cyclicity of sedimentation and post-sedimentary tectonic transformations on the commercial properties of carbonate ramp reservoirs in the fields named after R. Trebs and A. Titov of the Timan-Pechora oil and gas province is shown.

Conclusions

- Productive deposits were formed within the carbonate ramp of the Early Devonian passive continental margin and consist of cyclically built transgressive-regressive facies sequences separated by conformal surfaces of maximum flooding.
- In each cycle of sedimentation, the carbonate ramp developed in the regime of initial aggradational filling and subsequent progradational advancement. In the aggradation part of the cycles, composed mainly of fine-grained wacke-packstone dolomites, secondary fissured-cavernous types of reservoirs have been predominantly developed, while the overlying progradational coarse-grained dolomites are characterized mainly by a primary diagenetic reservoir with intercrystalline voids.
- Microcracks are developed mainly in fine-crystalline varieties of dolomites, due to their tendency to brittle fracture under dynamic loads. Macrocracks that form hydrodynamically connected systems are localized in the zones of dynamic influence of northeastern faults.
- Assessment of the quality of complex carbonate reservoirs should include a joint analysis of facies, their cyclicity and secondary deformation transformations in connection with the history of the tectonic development of the region.

References

1. Dushin A.S., Rykus M.V., Naumov G.V., Gaimaletdinova G.F. Depositional environments, diagenetic processes and their impact on reservoir properties of upper silurian-lower devonian carbonates in R. Trebs and A. Titov fields. Oil and gas business, 2015, issue 5, P. 20–44. (In Russ).
2. Kaufman J., Jameson J. Sequence stratigraphy, facies, and reservoir quality of lower Devonian carbonates in Roman Trebsa field, Timan-Pechora basin. C.I.S. SEPM. Spetial publication, 2002, issue 74, P. 43–68. (In Eng).
3. Wilson J.L. Carbonate Facies in Geologic History. New York: Springer-Verlag, 1975, 471 p. (In Eng).
4. Tucker M.E., Wright V.P. Carbonate Sedimentology. Oxford: Blackwell Scientific Publications, 1990, 482 p. (In Eng).
5. Puchkov V.N. Bathyal complexes of passive margins of geosynclinal regions. M.: Nauka, 1979, 258 p. (In Russ).
6. Maidl T.V. Features of the structure of carbonate reservoirs of the Ordovician-Lower Devonian oil and gas complex. Proceedings of the Institute of Geology of the Komi Branch of the USSR academy of sciences, issue 61, 1987, P. 17–28. (In Russ).
7. Burchette T.P., Wright V.P. Carbonate ramp depositional systems. Sedimentary Geology, 1992, issue 79, P. 3–57. (In Eng).
8. Flugel E. Microfacies of carbonate rocks. Analysis, interpretation and application. Berlin: Springer, 2010, 984 p. (In Ger).
9. Rustichelli A., Iannace A., Girundo M. Dolomitization impact on fracture density in pelagic carbonates: contrasting case studies from the Gargano Promontory and the southern Apennines (Italy). Italian Journal of Geosciences, Vol. 134, issue 3, 2015, P. 556–575. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Рыкус Михаил Васильевич, к.г.-м.н., доцент,
Уфимский государственный нефтяной технический университет;
эксперт ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
Для контактов: rykusmv@bnipi.rosneft.ru

Сулейманов Давид Дамирович, эксперт,
ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Rykus Mikhail Vasilevich, candidate of geological and mineralogical sciences, assistant professor, Ufa state petroleum technological university; expert “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: rykusmv@bnipi.rosneft.ru

Suleymanov David Damirovich, expert, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

АСО
БЕЖЕЦКИЙ КОМПРЕССОР

Ведущий российский производитель компрессорного оборудования

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

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-24-29 УДК 55.551.7.022 I Научная статья

Особенности подхода к межпластовой корреляции покурских пластов Харампурского месторождения

Кузив К.Б.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
kbkuziv@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
В работе проанализирован один из наиболее важных и сложных этапов построения геологических моделей Харампурского месторождения, напрямую влияющего на процесс выполнения подсчета запасов углеводородного сырья, планирования процесса разработки нефтегазоносных залежей, а также оценки перспективных зон — корреляции продуктивных пластов. Корреляция пластов влияет в первую очередь на геометризацию известных залежей и распространение перспективных нефтегазоносных зон.
Сложность моделирования покурских залежей связана с преимущественно континентальным генезисом отложений покурских пластов, которым обусловлена их высокая геологическая неоднородность и латеральная изменчивость разреза. В статье описан процесс корреляции продуктивных пластов покурской свиты континентального генезиса, условия образования осадков, рекомендованы основные корреляционные реперы, характеризующиеся углистым, глинистым, карбонатным литологическим составом, показаны их характерные признаки и закономерности.

Материалы и методы
Результаты геофизических исследований скважин, а также данные геологической попластовой корреляции месторождения.
Выделение реперных горизонтов, построение двумерных карт для оценки корректности геологической корреляции.

Ключевые слова
геологический разрез, Западная Сибирь, покурская свита, осадкообразование, продуктивные пласты, корреляция, репер

Для цитирования
Кузив К.Б. Особенности подхода к межпластовой корреляции покурских пластов Харампурского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 6. С. 24–29. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-24-29

Поступила в редакцию: 29.08.2022

UDC 55.551.7.022 I Original Paper

Features of the approach to interlayer correlation of the pokur reservoirs of the Kharampur field

Kuziv K.B.
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
kbkuziv@tnnc.rosneft.ru

Abstract
The paper analyzes one of the most important and complex stages of building geological models of the Kharampur field, which directly affects the process of calculating hydrocarbon reserves, planning the development of oil and gas deposits, as well as evaluating promising zones – the correlation of productive layers. The correlation of layers affects, first of all, the geometrization of known deposits, and the distribution of promising oil and gas zones.
The complexity of modeling the Pokur deposits is associated with the predominantly continental genesis of the deposits of the Pokur reservoirs, which determines their high geological heterogeneity and lateral variability of the section. The article describes the process of correlation of productive layers of the Pokur formation of continental genesis, the conditions of precipitation formation, recommends the main correlation benchmarks characterized by carbonaceous, clay, carbonate lithological composition, shows their characteristic features and patterns.

Materials and methods
The results of geophysical studies of wells, as well as data on the geological layer-by-layer correlation of the field.
Identification of reference horizons, construction of two-dimensional maps to assess the correctness of the geological correlation.

Keywords
geological section, Western Siberia, pokurskaya suite, sedimentation, productive layers, correlation, benchmark

For citation
Kuziv K.B. Features of the approach to interlayer correlation of the pokur reservoirs of the Kharampur field. Exposition Oil Gas, 2022, issue 6, P. 24–29. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-24-29

Received: 29.08.2022

Введение

Харампурское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное на территории Пуровского и Красноселькупского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области, является уникальным по начальным геологическим запасам газа.

Продуктивный разрез Харапурского месторождения прослеживается в широком стратиграфическом диапазоне от сеномана до верхних пластов тюменской свиты юрского возраста. Одна из основных задач при построении геологических моделей Харампурского месторождения — корреляция продуктивных пластов покурской свиты (группа ПК).

В группу пластов апт-альбского нефтегазоносного комплекса Харампурского месторождения входят 31 пласт и более 78 залежей, отличающиеся своим строением и насыщением.

Сложность моделирования покурских залежей связана с преимущественно континентальным генезисом пластов группы ПК, которым обусловлена их высокая геологическая неоднородность и латеральная изменчивость геологического разреза.

Прогностические свойства геологических моделей не высоки, поэтому для подсчета и оценки запасов углеводородного сырья модели перестраивались несколько раз, а с появлением новых скважин — уточнялись.

Чтобы облегчить процесс корреляции покурских продуктивных пластов и прийти к единообразному подходу в заложении структурного каркаса, предложены специальные методические приемы, описанные в данной статье.

Корреляция пластов континентального генезиса на примере покурской свиты

Рассматриваемые отложения покурской свиты Харампурского месторождения формировались преимущественно в условиях континентальной или прибрежной флювиальной равнины, временами заливаемой морем (рис. 1). Образование осадков на изучаемой территории осложнялось развитием речных дельт. Осадочные тела были образованы во всевозможных фациальных условиях — русла, поймы, озера и болота. Данные обстоятельства учитываются при построении геологических моделей рассматриваемых пластов.

Согласно схемам, во время формирования покурских отложений изучаемый район представлял собой низменную аккумулятивную равнину с обильной растительностью (осадки русел, пойм, болот, озер), находящуюся вблизи границы с зоной переходного осадконакопления — прибрежной равниной, временами заливаемой морем (осадки: русловые, дельтовые, пойменные, озерно-болотные и др.). Царил влажный и теплый субтропический климат [1].

Высокая фациальная изменчивость пород коллекторов залежей покурских пластов на рассматриваемой территории сводит к минимуму возможность прослеживания распространения глинистых тел и тел коллекторов, то есть данные обстоятельства осложняют геологическую корреляцию пластов.

Большинство тел коллекторов имеют ограниченное площадное распространение и сложную гидродинамическую связь, многие из них разобщены. Залежи имеют пластово-сводовое, массивное, тектонически ограниченное и другие типы строения в пласте. Практически само понятие «пласты покурской свиты» теряет свой смысл, так как отложения представляют собой не выдержанные слои, а сложную совокупность тел осадочных пород, различающихся по свойствам, генезису и гидродинамической связи.

Вышеперечисленные особенности свидетельствуют о том, что в процессе геологического моделирования продуктивных залежей покурских отложений для оценки запасов углеводородного сырья и проектирования их разработки необходимо прийти к наиболее вероятному представлению о геометрии тела, вмещающего продуктивную залежь. Геологическая корреляция — неотъемлемая часть в пути к представлению геометрии залежи.

На территории Харампурского месторождения основная задача в геологической корреляции покурских пластов сводится к поиску границ, которые могут служить гидродинамическими барьерами и могут быть прослежены на значительном расстоянии.

В процессе формирования отложений покурской свиты временные наступления моря были довольно частыми и непродолжительными. На залитой морем площади происходило образование покровных пород со свойствами, отличными от типичных терригенных континентальных осадков. Часто такие породы отличались по плотностным характеристикам от вмещающих пород, поэтому при корреляции наряду со стандартными методами ГИС активно можно использовать плотностной и акустический каротаж.

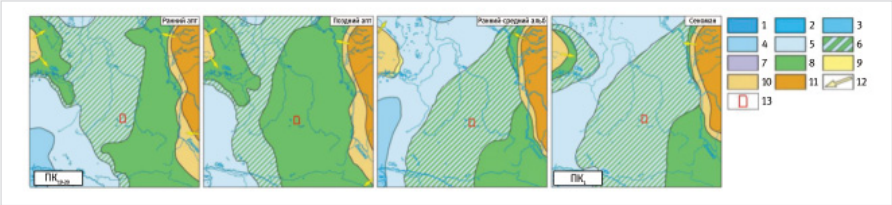


Рис. 1. Фрагмент схемы палеогеографического районирования Западной Сибири [1]
Области морского осадконакопления: 1 — море мелкое, 100–200 м; 2 — море мелкое, 35–100 м. Области переходного осадконакопления: 3 — равнина прибрежная, временами заливаемая морем (осадки пойменные, озерно-болотные, русловые, дельтовые, береговых баров, пляжевые). Области континентального осадконакопления: 4 — равнина низменная аккумулятивная; 5 — равнина денудационно-аккумулятивная. Области размыва: 6 — равнина возвышенная (денудационная суша); 7 — горы низкие; 8 — главные направления сноса обломочного материала; 9 — Харампурский ЛУ.
Fig. 1. Fragment of the scheme of paleogeographic zoning of Western Siberia [1]
Areas of marine sedimentation: 1 – shallow sea, 100–200 m; 2 – shallow sea, 35–100 m. Areas of transitional sedimentation: 3 – coastal plain, sometimes flooded by the sea (floodplain sediments, lake-marsh, channel, delta, coastal bars, beach). Areas of continental sedimentation: 4 – low-lying accumulative plain; 5 – denudation-accumulative plain. Areas of erosion: 6 – elevated plain (denudation land); 7 – low mountains; 8 – main directions of demolition of detrital material; 9 – Kharampursky LU.

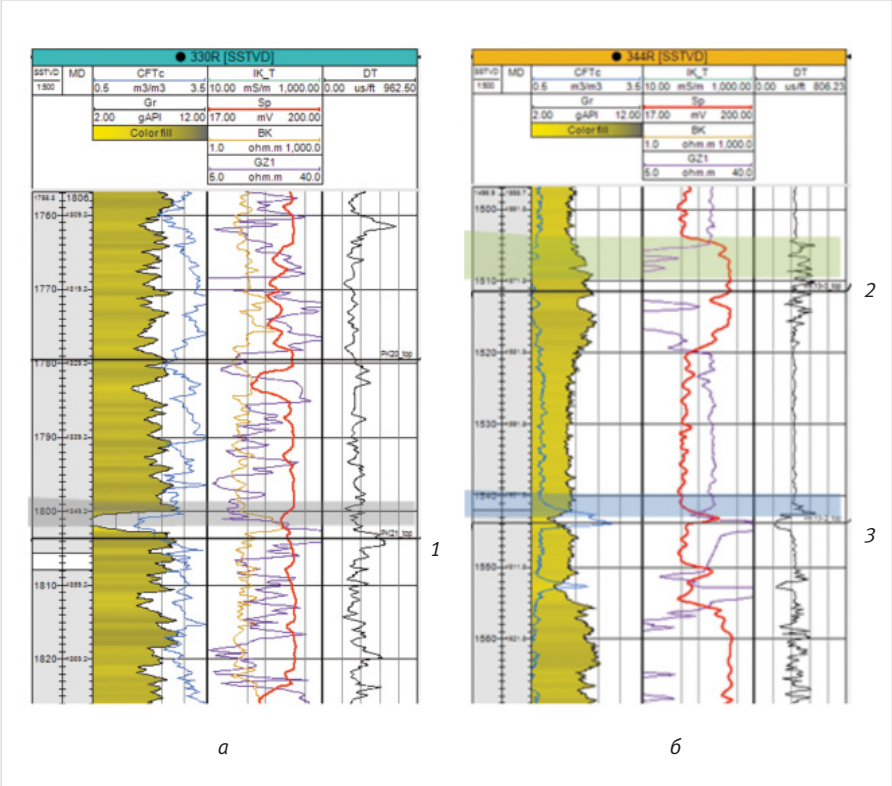


Рис. 2. Рэперы различного литологического состава по линии скважин 330R–334R:
а — скв. 330R. 1 — углистые прослои над пластом ПК21; б — скв. 344R: 2 — глинистые прослои; 3 — карбонатизированные уплотненные над пластами $ПК_{13-0}$, $ПК_{13-2}$
Fig. 2. Rappers of various lithological composition along the line of wells 330R-334R:
a – well 330R. 1 – carbonaceous layers above the PK_{21} formation; б – well 344P:
2 – clay interlayers; 3 – compacted carbonatized above PK_{13-0}, PK_{13-2} formations

Учитывая особенности формирования покурских пластов и преимущественно сглаженный рельеф континентальной флювиальной равнины, характерный для данного периода, покровные слои распространялись на сравнительно обширные территории, что позволяет прослеживать их в качестве корреляционных реперов.

Одним из видов корреляционных реперов на изучаемой территории являются углисто-глинистые прослои, образовавшиеся в результате временных наступлений моря на пониженные болотистые участки. Данные реперы имеют также свойства гидродинамических барьеров, которые обусловлены гидрофобностью углей. На контакте гидрофильных и гидрофобных пород создается барьер капиллярных сил, препятствующий миграции флюидов [2].

Углистый прослой, залегающий над пластами $ПК_{21}$, в совокупности с залегающими над ним глинами, предположительно, образует сейсмический отражающий горизонт М‘. Реперный углистый прослой, толщиной до 8 м, распространен по всей изучаемой площади (рис. 2а).

Другая разновидность реперов — глинисто-карбонатизированные пласты. Карбонатизация пород произошла, предположительно, компонентами морской воды в результате испарений в мелководном бассейне. Данные реперы в результате высокой плотности являются флюидоупорами. Такие пласты характеризуются пониженной γ-активностью (при высоких показаниях αSP) и повышенной плотностью (рис. 2б) [5].

В некоторых пластах реперы плотных карбонатных глин сочетаются с реперными углистыми или глинистыми прослоями, а в ряде скважин в кровле пластов наблюдается их чередование (рис. 3).

Для реперных слоев, образовавшихся в результате временной трансгрессии моря, нет закономерности соответствия с подстилающими и перекрывающими породами. Соответствие пород зависит от того, какие породы были на поверхности в момент наступления моря. На рисунке 4 показано, что в скв. 293R (а) покровный слой плотных карбонатных глин залегает между прослоями коллектора, а в находящейся в относительной близости скв. 336R (б) — внутри глин. Данные скважины расположены в непосредственной близости друг от друга (менее 1 500 м), и карбонатный прослой в массиве пласта $ПК_{12-3}$ прослеживается локально на изучаемой площади. Таким образом, подобран локальный репер, который на изучаемой площади можно увязать с более широко распространенным, например, толщей углей в кровле $ПК_{21}$.

Описанные выше покровные слои могут быть встречены в различных пластах покурской свиты, но все же существуют некоторые возрастные закономерности. Для пластов $ПК_{18}$, $ПК_{19-1}$, $ПК_{21}$ более характерны углисто-глинистые реперы. Для пластов $ПК_{12-1}$, $ПК_{13-1}$, $ПК_{13-2}$ в качестве реперов более характерны плотные карбонатизированные прослои глин.

Согласно работе [1], рассматриваемые пласты также формировались в условиях зоны переходного осадконакопления — прибрежной равнины, временами заливаемой морем.

В других пластах покурской свиты могут сочетаться оба вида описанных реперов. На рисунке 5 показана корреляция пласта $ПК_{13-2}$ в двух скважинах одного района: в скв. 326R в кровле пласта залегает углистый

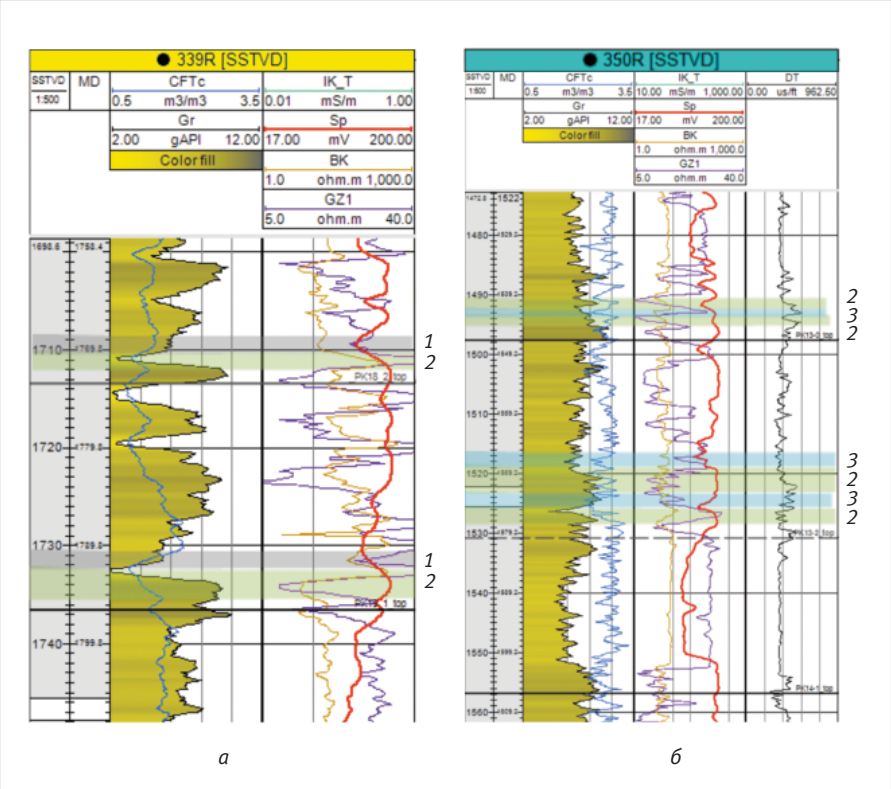


Рис. 3. Рэперы различного литологического состава по линии скважин 339R–350R: а — скв. 339R: 1 — чередование глинисто; 2 — углистых прослоев в кровле пластов $ПК_{19-1}$, $ПК_{18-2}$; б — скв. 330R: 1 — чередование углистых; 3 — карбонатистых прослоев в кровле пластов $ПК_{13-2}$ и $ПК_{13-1}$

Fig. 3. Rappers of various lithological composition along the line of wells 339R–350R: a – well 339R: 1 – alternation of clay; 2 – coal interlayers in the roof of PK_{19-1} PK_{18-2} seams; б – well 330R: 1– alternation of carbonaceous; 3 – carbonaceous layers in the roof of PK_{13-2} and PK_{13-1} formations

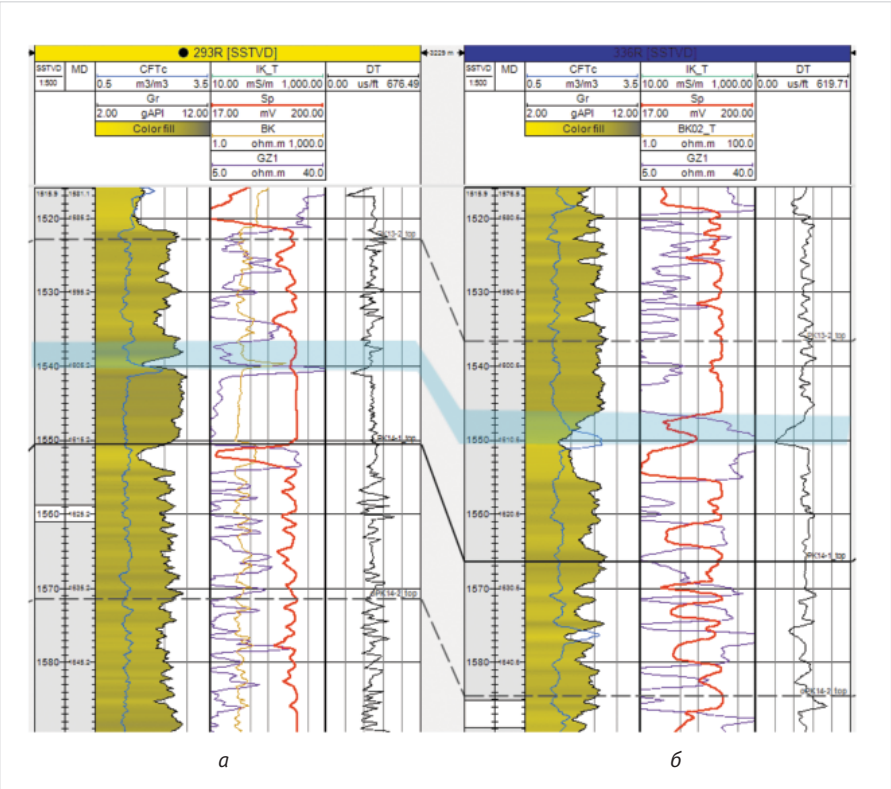


Рис. 4. Положение пласта плотных карбонатных глин относительно вмещающих пород: а — скв. 293R; б — скв. 336R

Fig. 4. The position of the layer of dense carbonate clays relative to the host rocks: a – well 293R; б – well 336R

порпластоk, а в скв. 344R — плотный глинисто-карбонатный слой.

Сопоставление слоев в толще породы между опорными реперами следует производить от нижележащего репера к вышележащему, выделяя на диаграммах скважин те же слои, пачки и горизонты, которые предварительно были установлены в первой скважине. Критерием сравнения служат приблизительное сходство конфигурации каротажных диаграмм скважин, соответствующих одноименным пластам, а также имеющиеся палеонтологические данные [3].

Нельзя утверждать, что корреляция реперных прослоев, образовавшихся в результате временной трансгрессии или регрессии моря, полностью решает вопросы моделирования отложений покурской свиты. На некоторых участках реперы оказались размыты в процессе последующего континентального периода формирования осадков или просто не были образованы на приподнятых частях местности. На таких участках для корреляции используются другие локальные признаки, которые в конечном результате могут быть увязаны с прослеженными реперами.

На некоторых пластах в качестве корреляционных реперов, с учетом других реперов, прослеживались слои типичных глин ($ПК_{15}$, $ПК_{16}$). В таких случаях указанные слои рассматриваются как границы пластов. Например, в районе скв. 320R имеется глинистый слой между пластами $ПК_{15}$ и $ПК_{14-2}$. Здесь типичные глины являются покрышкой небольшой залежи и рассматриваются как кровля пласта $ПК_{15}$ (рис. 6). Далее по распространению пласта они увязаны с другими описанными реперами покровных пластов.

Кровля верхнего пласта покурского разреза $ПК_1$ приурочена к границе подошвы кузнецовской свиты и кровле покурской свиты. Прослеживание описанной границы пласта серьезных затруднений не вызывает. Она однозначно выделяется по материалам ГИС (рис. 7) и по сейсмическим данным. Пласт формировался в условиях завершения региональной регрессии моря, а его кровля приурочена к начальной стадии очередной масштабной трансгрессии. К кровле сеноманских отложений приурочен сейсмический опорный отражающий горизонт Г.

Для проверки качества корреляции на Харампурском месторождении выполнен анализ выдержанности общих толщин пластов и комплексов пластов покурской свиты [4]. Особенности формирования покурских пластов в континентальных условиях и характерный сглаженный рельеф равнины приводят к формированию преимущественно выдержанных по общей толщине пластов, что находит отображение на картах общих толщин (рис. 8, 9).

Точечные аномалии на картах общих толщин связаны преимущественно

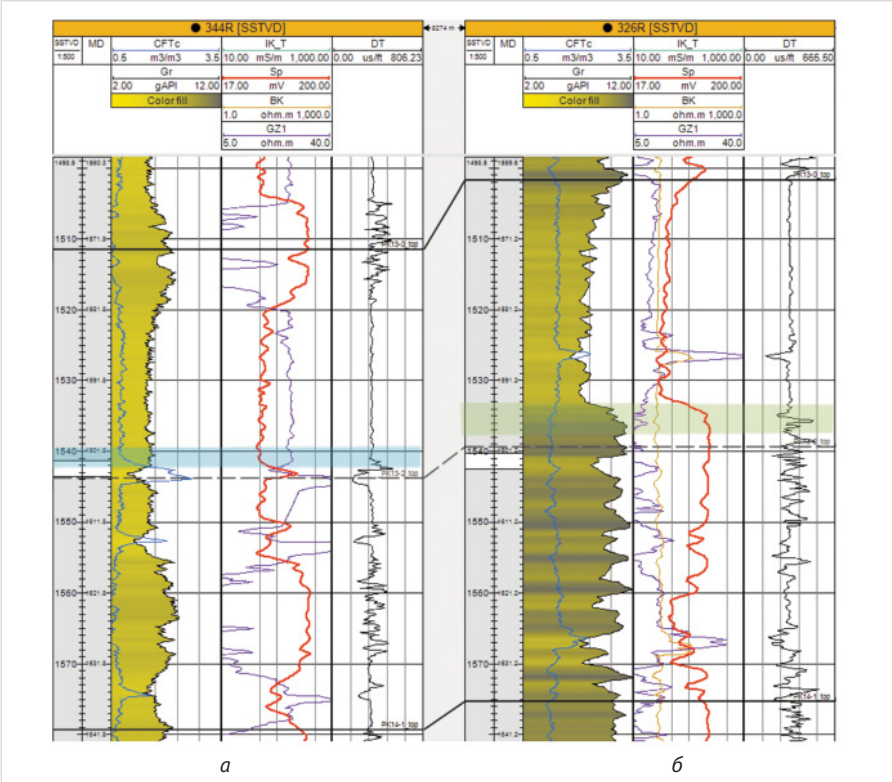


Рис. 5. Плотные карбонатные глины в кровле пласта $ПК_{13-2}$ в скв. 344R — а, глинистый репер в скв. 326R — б
Fig. 5. Dense carbonate clays at the top of the PK_{13-2} formation in well 344R – a, clay benchmark in well 326R – б

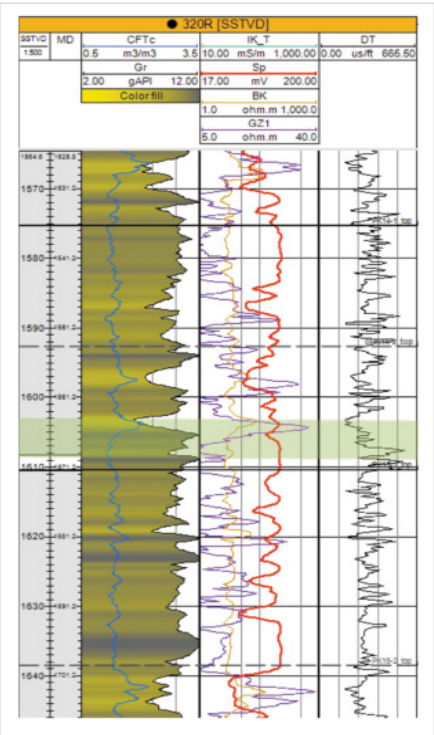


Рис. 6. Скв. 320R. Глинистая покрышка пласта $ПК_{15}$, $ПК_{15-2}$
Fig. 6. Well 320R. Clay cap formation PK_{15}, PK_{15-2}

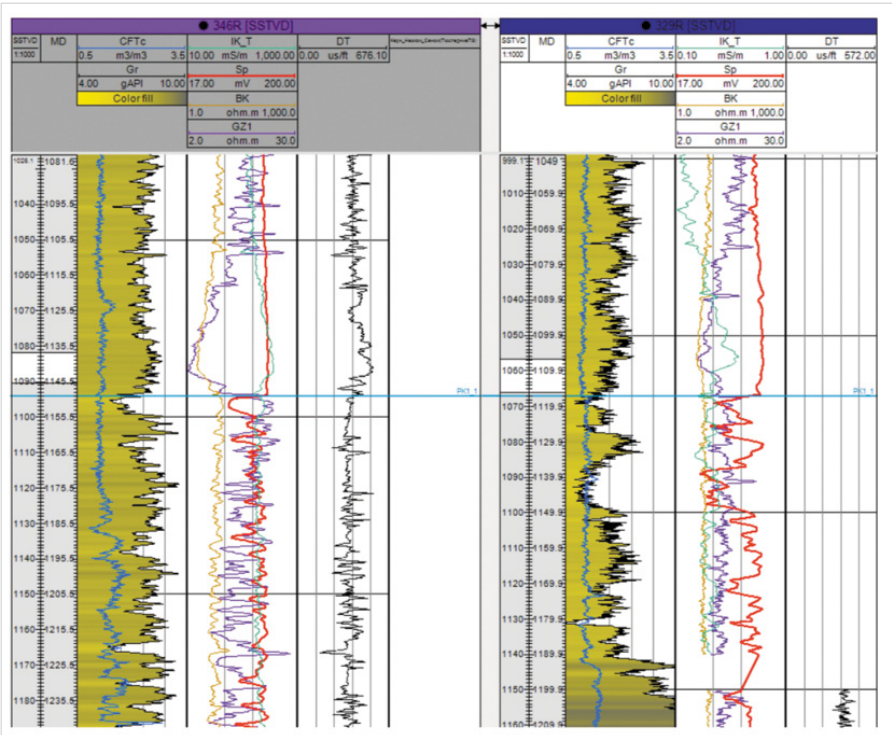


Рис. 7. Скв. 346R–329R. Корреляция пласта $ПК_1$
Fig. 7. Well 346R–329R. PK_1 formation correlation

с неоднозначностью геологической корреляции и высокой плотностью разбуривания покурской свиты транзитным фондом скважин.

Итоги

- Проведена геологическая корреляция продуктивных отложений покурских пластов в разрезе Харампурского месторождения.
- Выделение локальных реперов, в различной степени литологически представленных углистым, глинистым, карбонатным составом, способствовало более корректному выделению кровли и подошвы покурских пластов в соседних скважинах.
- Анализ выдержанности общих толщин выделенных слоев подтверждает эффективность использования локальных реперов для корректного определения кровли и подошвы покурских пластов.

Выводы

- При подходе к корреляции пластов континентального генезиса, в случае когда коррелируемые отложения фациально неоднородны и нет возможности проследить их распространение по площади месторождения, основная задача корреляции сводится к поиску реперов, имеющих максимальное распространение по площади.
- Для корреляции покровных реперов следует проанализировать основные закономерности их образования, взаимоотношения между собой и телами вмещающих пород. Для покурских пластов континентального генезиса характерны реперы углистого, глинистого, карбонатного литологического состава.
- Для участков, где по каким-либо геологическим причинам указанные реперы отсутствуют, могут быть подобраны локальные реперы, которые на изучаемой площади можно увязать с основными.
- Описанные реперы от скважины к скважине прослеживаются на малой площади, что связано со спецификой формирования отложений в континентальных условиях. Поэтому для наиболее корректной корреляции следует прослеживать реперы по каротажам в ближайших скважинах, отмечая изменчивость разреза по территории.
- Для проверки корректности межскважинной корреляции следует оценивать карты общих толщин на выдержанность и относительную сглаженность пластов в разрезе пластов континентального генезиса покурской свиты.

Литература

1. Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков Ю.Н. и др. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика. 2014. Т. 55. № 5–6. С. 745–776.
2. Касаткин В.В., Светлов К.В., Миропольцев К.Ф., Шилов Ю.И. Корреляция пластов континентального генезиса на примере покурской свиты Берегового месторождения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. № 4. С. 13–20.
3. Абрикосов И.Х., Гутман И.С. Общая, нефтяная и нефтепромысловая геология. М.: Недра, 1982. 272 с.
4. Каналин В.Г., Дементьев Л.Ф. Методика и практика выделения эксплуатационных объектов на многопластовых нефтяных месторождениях. М.: Недра, 1982. 224 с.
5. Фролов В.Т. Литология. М.: МГУ, 1992. 352 с.

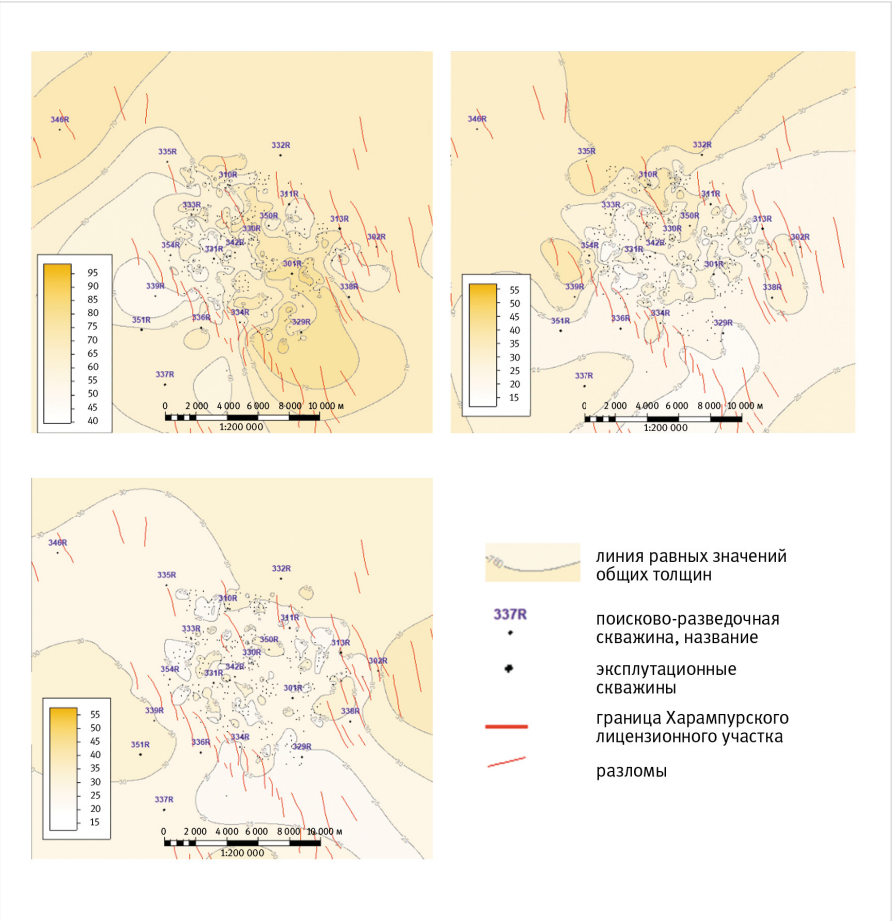


Рис. 8. Карта общих толщин пластов ПК$_{18}$, ПК$_{19}$, ПК$_{21}$
Fig. 8. Map of total thicknesses of PK$_{18}$, PK$_{19}$, PK$_{21}$ layers

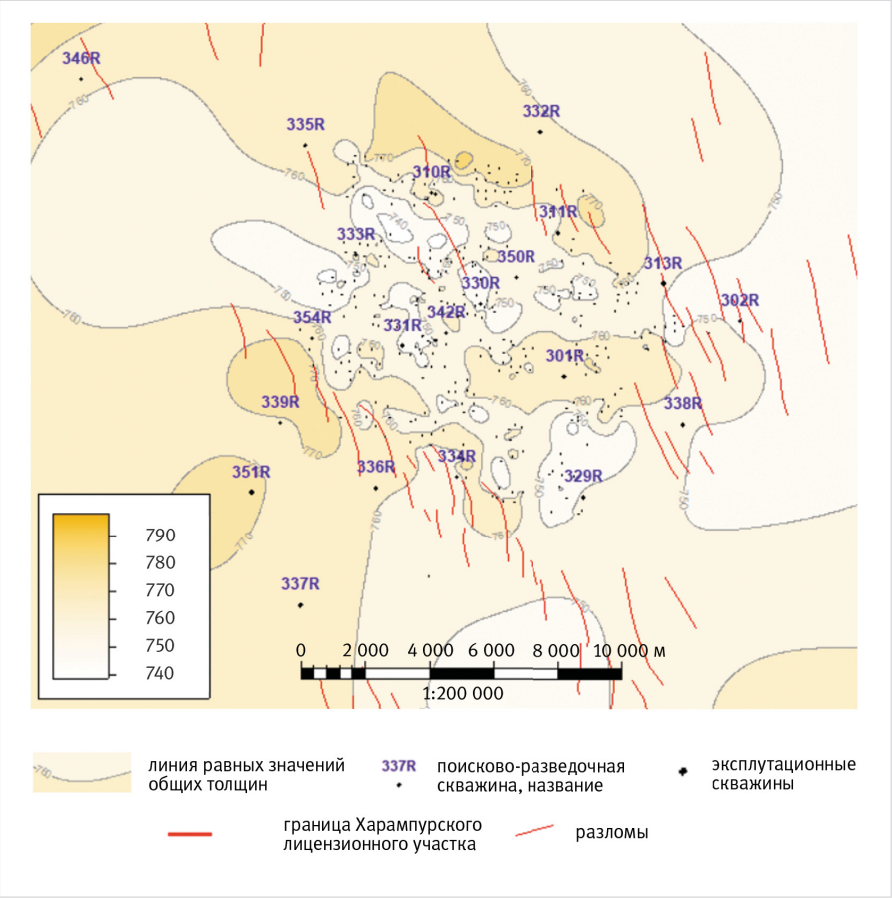


Рис. 9. Карта общих толщин комплекса пластов ПК$_{21}$–ПК$_{1}$
Fig. 9. Map of the total thicknesses of the PK$_{21}$–PK$_{1}$ reservoir complex

Results

Geological correlation of productive deposits of the Pokur formations in the section of the Kharampur field was carried out.

The allocation of local reference points, to varying degrees lithological represented by carbonaceous, clay, carbonate composition, contributed to a more correct allocation of the roof and sole of the Pokur formations in neighboring wells.

The analysis of the consistency of the total thicknesses of the selected layers confirms the effectiveness of using local benchmarks to correctly determine the top and bottom of the Pokur formations.

Conclusions

When approaching the correlation of layers of continental genesis, in the case when the correlated deposits are facies heterogeneous and it is not possible to trace their distribution over the area of the deposit, the main task of correlation is to find the benchmarks that have the maximum distribution over the area.

For the correlation of cover benchmarks, it is necessary to analyze the main patterns of their formation, the relationship between themselves and the bodies of host rocks. The Pokur formations of continental genesis are characterized by carbonaceous, clay, and carbonate lithological composition.

For areas where, for some geological reasons, these benchmarks are absent, local benchmarks can be selected, which can be linked to the main benchmarks in the area under study.

The described benchmarks are traced from well to well over a small area, which is associated with the specifics of the formation of deposits in continental conditions. Therefore, for the most correct correlation, it is necessary to trace the benchmarks from the logs in the nearest wells, noting the variability of the section over the territory.

To check the correctness of the interwell correlation, it is necessary to evaluate maps of total thicknesses, for continuity and relative smoothness of the layers in the section of the layers of the continental genesis of the Pokur suite.

References

1. Kontorovich A.E., Ershov S.V., Kazanenkov Y.N. et al. Cretaceous paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. Geology and geophysics, 2014, Vol. 55, issue 5–6, P. 745–776. (In Russ).
2. Kasatkin V.V., Svetlov K.V., Miropoltsev K.F., Shilov Y.I. Correlation of continental genesis strata: the case of the pokur formation of the Beregovoye field. Actual problems of oil and gas, 2021, issue 4, P. 13–20. (In Russ).
3. Abrikosov I.K., Gutman I.S. General, oil and oilfield geology. Moscow: Nedra, 1982, 272 p. (In Russ).
4. Kanalin V.G., Dementiev L.F. Methods and practice of identifying production facilities in multilayer oil fields. Moscow: Nedra, 1982, 224 p. (In Russ).
5. Frolov V.T. Lithology. Moscow: MGU, 1992, 352 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Кузив Ксения Богдановна, специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: kbkuziv@tnnc.rosneft.ru

Kuziv Ksenia Bogdanovna, specialist,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding authors: kbkuziv@tnnc.rosneft.ru

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: 10.24412/2076-6785-2022-6-30-33 УДК 550.8.053 I Научная статья

Построение геологической модели сакмарского природного резервуара по данным керна и каротажных диаграмм структурных скважин

Хазиев Р.Р., Андреева Е.Е., Баранова А.Г.
Институт проблем экологии и недропользования АН РТ, Казань, Россия
radmir361@mail.ru

Аннотация
В статье рассмотрены полевые материалы структурного бурения скважин в пределах восточного борта Мелекесской впадины (МВ) и западного склона Южно-Татарского свода (ЮТС). По данным каротажа, кернового материала и структурных карт поверхности сакмарского резервуара построены литологическая карта и трехмерная модель поверхности сакмарского природного резервуара, а также обоснованы перспективы битумоносности в пределах изученных тектонических элементов на основании вновь построенных карт и модели.

Материалы и методы
В работе использованы структурные карты поверхности сакмарского яруса, построенные в предыдущие годы; каротажные диаграммы и полевое описание кернового материала структурных скважин. Построение литологической карты выполнено вручную с последующим переводом в цифровой вид; построение трехмерной поверхности сакмара выполнено с использованием современных программных пакетов.

Ключевые слова
сакмарский ярус, геологическое моделирование, Южно-Татарский свод, Мелекесская впадина, литологическая карта

Благодарность
Авторы выражают благодарность сотрудникам кафедры геологии нефти и газа им. А.А. Трофимука Института геологии и нефтегазовых технологий К(П)ФУ за представленные материалы.

Для цитирования
Хазиев Р.Р., Андреева Е.Е., Баранова А.Г. Построение геологической модели сакмарского природного резервуара по данным керна и каротажных диаграмм структурных скважин // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 6. С. 30–33. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-30-33

Поступила в редакцию: 01.08.2022

UDC 550.8.053 I Original Paper

Construction geological model of the sakmarian natural reservoir based on core data and logging diagrams of structural wells

Khaziev R.R., Andreeva E.E., Baranova A.G.
Research institute for problems of ecology and mineral wealth use of Tatarstan academy of sciences, Kazan, Russia
radmir361@mail.ru

Abstract
This article considers materials of structural drilling of wells within the eastern side of the Melekess depression (MD) and the western slope of the South Tatar Arch (STA). According to the data of logging, core material and structural maps of the surface Sakmarian reservoir, a lithological map and a three-dimensional model of the surface of the Sakmarian natural reservoir were constructed, and the prospects of bituminosity within the studied tectonic elements were substantiated on the basis of newly constructed maps and models.

Materials and methods
The paper uses structural maps of the surface of the Sakmarian stage, constructed in previous years; logging diagrams and field description of the core material of structural wells.
The construction of the lithological map was carried out manually with subsequent translation into digital form; the construction of the three-dimensional surface of the sakmar was carried out using modern software packages.

Keywords
sakmarian stage, geological modeling, South Tatar arch, Melekess depression, lithological map

For citation
Khaziev R.R., Andreeva E.E., Baranova A.G. Construction geological model of the sakmarian natural reservoir based on core data and logging diagrams of structural wells. Exposition Oil Gas, 2022, issue 6, P. 30–33. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-30-33

Received: 01.08.2022

Введение

Геологическое моделирование является важным этапом в формировании знаний о строении подповерхностного пространства. Мировая практика последних десятилетий показала, что массовое внедрение технологий построения цифровых геологических моделей является кардинальным решением проблемы качественного, глубокого и достоверного изучения месторождений полезных ископаемых. Прежде всего это касается месторождений нефти и газа [1, 3].

Являясь сравнительно новым научным направлением, технология построения цифровых геологических моделей бурно развилась в самостоятельную отрасль программного обеспечения. Произошел рост от научно-исследовательских разработок небольших коллективов до интегрированных программных комплексов таких ведущих игроков нефтегазовой отрасли, как Schlumberger, Roxar (Emerson), Paradigm и др. Современные программные комплексы представляют собой решения, включающие полную линейку приложений, используемых на этапах поиска, разведки и разработки месторождений углеводородов.

В процессе геологического моделирования могут быть задействованы результаты интерпретации данных сейсморазведки в виде структурных карт и прогнозных кубов параметров пласта. Также могут использоваться данные предыдущих этапов моделирования объекта, данные, полученные в процессе эксплуатации месторождения, а также данные гидродинамического моделирования. Комплексное использование данных геологического моделирования совместно с данными предыдущих исследований позволяет точнее выделить перспективные зоны для поиска новых скоплений залежей нефтей и природных битумов; в частности, выявить мелкие локальные положительные структуры как потенциальные ловушки для углеводородов.

В рамках данной работы изучены строение поверхности природного резервуара сакмарского яруса в пределах западного борта Южно-Татарского свода и восточного борта Мелекесской впадины; а также литология и текстурные особенности карбонатных пород-коллекторов сакмарских отложений в пределах изучаемой территории.

Теоретическая часть

Стратиграфически сакмарский ярус включает тастубский и стерлитамакский горизонты. Отложения сакмарского яруса нижнего отдела пермской системы широко распространены, толщина пород яруса на изучаемой территории составляет порядка 30 м. Подошва яруса определена по смене морских окремнелых карбонатных пород ассельского яруса на лагунно-морские карбонатные и сульфатно-карбонатные отложения сакмарского яруса. Кровля яруса почти повсеместно размыта и глубоко закарстована. Нижняя часть разреза яруса с преобладанием сульфатных пород относится к тастубскому горизонту, верхняя — с преобладанием карбонатных пород — к стерлитамакскому. Отложения стерлитамакского горизонта залегают на отложениях тастубского горизонта согласно и на большей части изучаемой территории выклиниваются в западном направлении.

Тастубский горизонт (P_1ts) сложен плотными, иногда кавернозными, трещиноватыми органогенно-обломочными доломитами, в основании горизонта глинистыми, с прослоями гипсов и ангидритов. Толщина горизонта колеблется от 9,7 до 41 м [2].

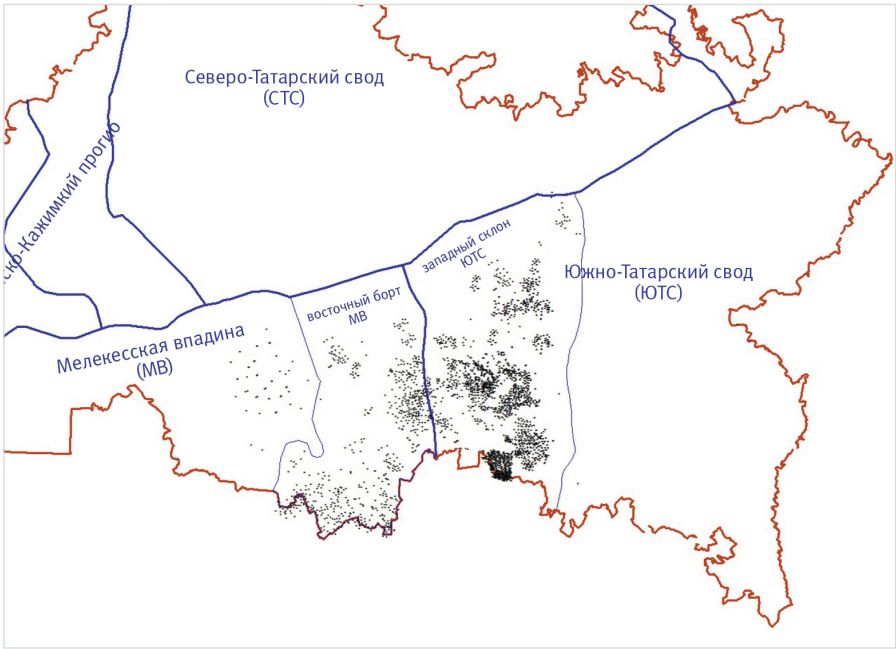


Рис. 1. Тектоническая схема РТ с облаком распределения изученных структурных скважин в пределах западного склона ЮТС и восточного борта МВ
Fig. 1. Tectonic diagram of the Tatarstan with a distribution cloud of the studied structural wells within the western slope of the STA and eastern side of MD

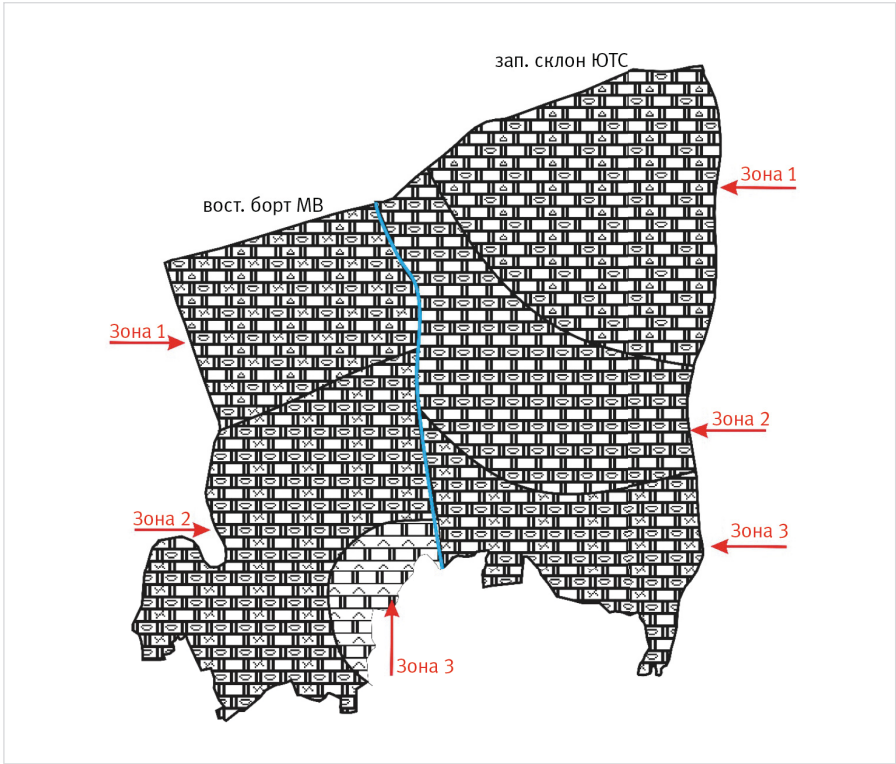


Рис. 2. Карта смены литотипов сакмарских отложений в пределах восточного борта МВ и западного склона ЮТС:
Литологические зоны ЮТС: 1 — брекчиевидные кавернозные доломиты; 2 — кавернозные доломиты; 3 — трещинно-кавернозные доломиты.
Литологические зоны МВ: 1 — брекчиевидные загипсованные доломиты с трещинами; 2 — кавернозные и трещиноватые доломиты загипсованные; 3 — тонкое переслаивание доломитов, гипсов и ангидритов
Fig. 2. Map of the change lithotypes Sakmarian sediments within the eastern side of the MD and the western slope of the STA:
Lithological zones of the STA: 1 – breccia-shaped cavernous dolomites; 2 – cavernous dolomites; 3 – fractured cavernous dolomites.
Lithological zones of MD: 1 – breccia-shaped plastered dolomites with cracks; 2 – cavernous and fractured dolomites plastered; 3 – thin interlacing of dolomites, gypsum and anhydrites

Стерлитамакский горизонт (P_1st) сложен известняками пелитоморфными, прослоями оолитовыми, органогенными, слоистыми, переслаивающимися с доломитами, ангидритами и гипсами, наблюдаются редкие прослои известняков глинистых, зеленовато-серых глин и мергелей. Мощность горизонта от 5 до 40 м [2].

Результаты и обсуждения

Коллективом авторов рассмотрены карты кровли сакмарского яруса, построенные в 70-х гг. XX в. учеными-геологами Татарстана; а также геолого-геофизический материал по 656 скважинам в пределах разведочных площадей восточного борта Мелекесской впадины (МВ) и западного склона Южно-Татарского свода (ЮТС) (рис. 1). (По согласованию с недопользователем номера скважин и разведочные площади не разглашаются.)

Из общего числа рассмотренных скважин 183 пробурены с отбором кернового материала из отложений стерлитамакского горизонта сакмарского яруса; описание керна этих скважин послужило для построения карты смены литотипов сакмарских известняков (рис. 2).

Структура базы данных по скважинам с отобранным керновым материалом включала следующие поля: № скважины, площадь структурного бурения, условные географические координаты (широта — x, долгота — y), абс. отметка кровли сакмарских отложений, толщина сакмарских отложений, литологическое описание пород (табл. 1).

Характер битумопроявлений во всех изученных скважинах от слабых (порода по трещинам, порам и пятнами пропитана битумом) и средних (порода неравномерно интенсивно или слабо сплошь пропитана битумом), реже до сильных (порода сплошь интенсивно пропитана битумом), мощность учитываемых битумонасыщенных пластов по описанию керна составляла от 1 м и более.

По данным таблицы 1 построена карта смены литотипов сакмарских отложений восточного борта МВ и западного борта ЮТС с выделением литологических зон (рис. 2). В каждом из структурных элементов зоны выделены по смене литологических особенностей пород, а также структурно-текстурных особенностей (трещиноватость, кавернозность, брекчированность и т.д.).

Табл. 1. Исходная база данных для построения литологической модели сакмарского яруса. (Названия разведочных площадей не указываются по согласованию с недропользователем; нумерация скважин условная)
Tab. 1. The initial database for construction of the lithological model of the Sakmarian stage. (Names of exploration areas are not specified in agreement with the subsoil user; the numbering of wells is conditional)

№ скв.	Площадь	x	y	Абсолютная отметка кровли, м	Вскрытая толщина, м	Литология
3–15	—	9 504 719	6 073 540	-182	35	Доломиты с прослоями гипса
75–76	—	9 544 892	6 049 074	-53,5	35,5	Доломиты трещиноватые
75–77	—	9 544 268	6 049 075	-67	40	Доломиты трещиноватые с прослоями гипса
75–85	—	9 542 510	6 049 822	-64	45	Доломиты трещиноватые
76–20	—	9 543 677	6 051 572	-58,5	34,5	Доломиты брекчиевидные трещиноватые

Западный склон ЮТС

Как видно из литологической карты, район западного склона представлен по большей части доломитами кавернозными, трещиноватыми и брекчированными (в северной части тектонического элемента). Районы литологических зон 2, 3 построены с наибольшей достоверностью ввиду наличия кернового материала в большинстве скважин, пробуренных в пределах этого района. Район литологической зоны 1 построен условно по небольшому количеству скважин, вскрывших лишь кровельную часть стерлитамакского горизонта. Толщины сакмарского яруса в районе литологических зон 2–3 варьируют от 31 м в южной части западного склона ЮТС до 70 м в центральном районе. Сакмарские отложения в изучаемом районе в той или иной степени размыты, и по анализу распределения толщин можно судить, что интенсивность размыва сакмара в южной части западного склона была более значительной, чем в центральной.

Восточный борт Мелекесской впадины

Данный район представлен преимущественно карбонатно-сульфатными породами (в частности, загипсованными доломитами и трещиноватыми известняками). Максимальная концентрация скважин с отбором керна из отложений сакмара локализована в прикраевой зоне в восточной части борта Мелекесской впадины, ближе к границе с ЮТС; следовательно, этот участок литологической карты отстроен с максимальной достоверностью. Толщины сакмарских отложений в пределах этих площадей варьируют

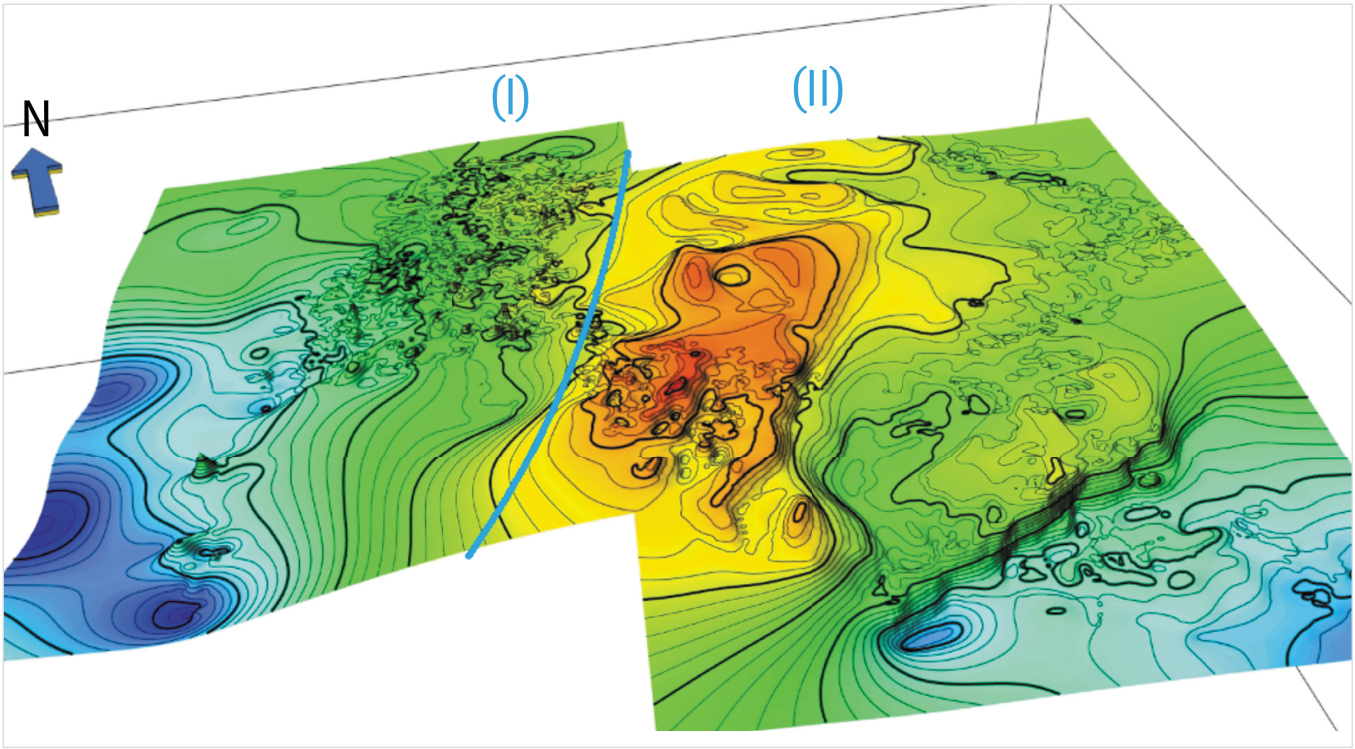


Рис. 3. Трехмерная модель кровли сакмарского яруса в пределах восточного борта МВ — I, западного склона ЮТС — II
Fig. 3. Three-dimensional model of the roof Sakmarian stage within the eastern side of the MD – I, western slope of the STA – II

от 13 до 55 м ввиду неравномерного размыва кровельной части сакмарского яруса.

Вышеописанные литологические и структурно-текстурные особенности позволяют авторам оценить сакмарские отложения в пределах изучаемого района как потенциальный коллектор для сверхвязких нефтей и природных битумов. Вышележащие отложения уфимского яруса представлены двумя формациями: песчаная в кровельной части; песчано-глинистая с прослоями сульфатов в центральной и подошвенной части уфимского яруса. Нижележащая пачка может послужить породой-покрышкой для сакмарского природного резервуара.

На основе рассмотренного геолого-геофизического материала всех структурных скважин коллективом авторов построена модель кровли сакмарского яруса (рис. 3). Для большей детальности построения карты в изучаемых районах также учитывались структурные построения поверхности сакмара предыдущих лет, которые были переведены в цифровой вид с привязкой по координатам и сопоставлены с вновь построенной моделью.

При рассмотрении прикраевых зон восточной части Мелекесской впадины (на границе с ЮТС) и юго-восточной части западного склона ЮТС прослеживаются локальные поднятия по кровле сакмарского яруса, имеющие субмеридиональное простирание. Поднятия характеризуются брахиморфной структурой, размеры изменяются от 1,5×3 км до 2×3,5 км.

На основании вышесказанного можно в той или иной степени судить, что есть определенная вероятность открытия новых мелких (или мельчайших) месторождений битумов при детальных геологоразведочных работах с последующей постановкой запасов на госбаланс.

Итоги

Учитывая вышеизложенные факты, можно подвести итоги относительно изучаемой территории:

- район характеризуется довольно высокой детальностью изученности структурным бурением и отбором кернового материала;
- сакмарские отложения представлены здесь преимущественно породами коллекторами (трещинно-кавернозные загипсованные доломиты);
- в большинстве скважин по данным описания кернового материала сакмарские известняки битуминозные.

Выводы

В старых нефтедобывающих районах (в том числе и в Татарстане) планомерно истощаются запасы традиционных нефтей, и вопрос приращения запасов за счет новых открываемых месторождений или вовлечения в разработку нетрадиционных углеводородов стоит наиболее актуально [4]. Сопоставление материалов геологоразведочных работ прошлых лет с современными детальными исследованиями позволит увеличить точность построения карт и геологических моделей с целью выбора перспективных территорий на поиск скоплений углеводородов.

Литература

1. Абдулхаиров Р.М., Ахунов Р.М., Гареев Р.З., Янгузарова З.А. Современные технологии и технические средства добычи природных битумов в Татарстане // Нефтяное хозяйство. 2006. № 11. С. 85–87.
2. Геология Татарстана: Стратиграфия и тектоника / под ред. Б.В. Бурова, Н.К. Есауловой. М.: ГЕОС, 2003. 399 с.
3. Сюрин А.А. Концептуальный подход к геологическому 3D-моделированию месторождений сверхвязкой нефти (СВН) шешминского горизонта Республики Татарстан // Булатовские чтения. 2017. Т. 1. С. 168–172.
4. Хазиев Р.Р., Андреева Е.Е., Баранова А.Г., Анисимова Л.З., Вафин Р.Ф., Салахова М.Ф. Оценка возможности применения технологии SAGD на месторождении СВН Республики Татарстан // Экспозиция Нефть Газ. 2018. № 2. С. 28–32.

ENGLISH

Results

Taking into account the above facts, the following results can be drawn regarding the studied territory:

- the area is characterized by a fairly high level of detail studied by structural drilling and core material selection;
- the sakmarian sediments are mainly represented here by reservoir rocks (fractured cavernous plastered dolomites);
- in most wells, according to the description of the core material, sakmarian limestone is bituminous.

Conclusions

In the old oil-producing areas (including Tatarstan), the reserves of traditional oils are being systematically depleted, and the issue of incrementing reserves due to newly discovered fields or involving unconventional hydrocarbons in the development is most relevant. Comparison of the materials of geological exploration works of the past years with modern detailed studies will increase the accuracy of the construction of maps and geological models in order to select promising areas for the search for hydrocarbon accumulations.

References

1. Abdulkhairov R.M., Akhunov R.M., Gareev R.Z., Yanguzarova Z.A. Modern technologies and engineering tools of natural bitumens recovery in Tatarstan. Oil industry, 2006, issue 11, P. 85–87. (In Russ).
2. Geology of Tatarstan: Stratigraphy and tectonics. Ed. B.V. Burova, N.K. Esaulova. Moscow: GEOS, 2003, 399 p. (In Russ).
3. Syurin A.A. Geologic 3D modeling conceptual method of sheshma horizon of high-viscosity oil fields in the Republic of Tatarstan. Bulatovskiy reading, 2017, Vol. 1, P. 168–172. (In Russ).
4. Khaziev R.R., Andreev E.E., Baranova A.G., Anisimova L.Z., Vafin R.F., Salakhova M.F. Evaluation of the possible use of the SAGD at the superviscous oil fi d in the Republic of Tatarstan. Exposition Oil Gas, 2018, issue 2, P. 28–32. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Хазиев Радмир Римович, научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования ИПЭН АН РТ, Казань, Россия
Для контактов: radmir361@mail.ru

Андреева Евгения Евгеньевна, старший научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования ИПЭН АН РТ, Казань, Россия

Баранова Анна Геннадьевна, старший научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования ИПЭН АН РТ, Казань, Россия

Khaziev Radmir Rimovich, researcher, laboratory of geological and environmental modeling, Research institute for problems of ecology and mineral wealth use of Tatarstan academy of sciences, Kazan, Russia
Corresponding author: radmir361@mail.ru

Andreeva Evgeniya Evgenievna, senior researcher, laboratory of geological and environmental modeling, Research institute for problems of ecology and mineral wealth use of Tatarstan academy of sciences, Kazan, Russia

Baranova Anna Gennadyevna, senior researcher, laboratory of geological and environmental modeling, Research institute for problems of ecology and mineral wealth use of Tatarstan academy of sciences, Kazan, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-34-38

УДК 553.044 I Научная статья

Новый подход к оценке рисков и неопределенностей параметров резервуаров в геологоразведочном процессе

Глухов Т.В.
Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
tvglukhov@gmail.com

Аннотация
Рассмотрены современные подходы к оценке неопределенностей подсчетных параметров и вероятности геологической успешности открытия залежи углеводородов. Предложен новый подход к обоснованию диапазонов неопределенностей (на основе стандартного отклонения интерполяции) и оценке геологических рисков на основе критических значений подсчетных параметров. Предлагаемый подход обеспечивает согласованность региональных трендов, диапазона неопределенности и вероятности открытия залежей между собой.

Материалы и методы
В основе работы лежат региональная геологическая модель и результаты межскважинных корреляций, выполненные в рамках региональных работ.
Интерпретация данных выполнена с использованием регрессионного анализа, вариограммного анализа, интерполяции методом Кригинга.

Ключевые слова
вероятностная оценка ресурсов, неопределенность параметров, вероятность геологической успешности, геологический риск

Для цитирования
Глухов Т.В. Новый подход к оценке рисков и неопределенностей параметров резервуаров в геологоразведочном процессе // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 6. С. 34–38. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-34-38

Поступила в редакцию: 08.09.2022

UDC 553.044 I Original Paper

A new approach to risk assessment and volumetric parameters uncertainty analysis for exploration process

Glukhov T.V.
Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia
tvglukhov@gmail.com

Abstract
Contemporary approaches to volumetric parameters uncertainty analysis and geological chance of success assessment were analyzed. A new approach to uncertainty ranges substantiation (based on interpolation standard deviation) and geological risk estimation (based on parameters critical values) is set forward. The approach provides conformity of regional trends, uncertainties and geological chance of success.

Materials and methods
The research is based on regional geologic model and well-correlations produced as part of regional project.
Data interpretation carried out via regression analysis, variogram analysis and Kriging interpolation.

Keywords
probabilistic resource estimation, volumetric parameters uncertainty, geological chance of success, geological risk

For citation
Glukhov T.V. A new approach to risk assessment and volumetric parameters uncertainty analysis for exploration process. Exposition Oil Gas, 2022, issue 6, P. 34–38. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-34-38

Received: 08.09.2022

Введение

Природный газ является перспективным углеводородным ресурсом, доля которого на энергетическом рынке в перспективе будет только расти [1], — газ является дешевой и экологичной альтернативой каменному углю, нефтепродуктам и другим источникам энергии.

Значительную долю отечественной газодобычи обеспечивают месторождения, открытые в интервале отложений сеноманского возраста в Надым-Пур-Тазовском регионе в северной части Западной Сибири. Истощение запасов и переход на стадию падающей добычи поднимают вопрос восполнения ресурсной базы газа — за счет в том числе открытия новых месторождений. Залегающие выше по разрезу залежи газа, приуроченные к нетрадиционным кремнисто-глинистым коллекторам пласта НБ1 верхнего мела (коньяк-сантон), могут рассматриваться в качестве новых перспективных объектов газовых промыслов севера Западной Сибири.

В современных геологоразведочных работах широко применяется метод вероятностной оценки. Метод используется для получения вероятностного распределения ресурсов, которое показывает, с какой вероятностью будет открыт тот или иной объем запасов углеводородов в пределах объекта, месторождения, участка или целого региона — что имеет первоочередное значение при планировании геологоразведочных работ и оценки рентабельности проектов.

Вероятностная оценка — это расширение детерминированного подхода к оценке ресурсов объемным методом. Вероятностная оценка контролируется двумя основными факторами: неопределенностью подсчетных параметров и вероятностью успешности открытия залежи [2]. Подсчетные параметры представляются в виде функций плотности вероятности — неравновероятного распределения значений параметров в диапазоне возможных ее значений (в отличие от стандартного подхода, где каждый параметр — это единственное дискретное значение). Расчет оценки выполняется методом Монте-Карло: каждый параметр выбирается из диапазона неопределенности случайным образом для каждой отдельной итерации расчета. Затем, в соответствии с величиной вероятности геологической успешности, часть случайным образом выбранных итераций обнуляется — моделируется неуспех открытия залежи. Совокупность множества итераций слагает плотность распределения величины ресурсов. Ключевым требованием к вероятной оценке является надежное обоснование неопределенностей и рисков, поскольку диапазон и величина ресурсной оценки полностью зависят от достоверности входных распределений параметров и вероятностей геологической успешности открытия залежей [3].

Существует множество различных методик вероятностной оценки — фактически каждая компания применяет свою собственную методику [4]. Их объединяют общие принципы обоснования неопределенности и вероятности геологической успешности, на базе которых выполняется оценка ресурсов. Однако при более детальном рассмотрении используемые подходы не всегда применимы в отношении нетрадиционных отложений, которыми являются коллекторы пласта НБ1 Западной Сибири.

Неопределенность и вероятность успешности открытия залежи

Неопределенность возникает в случае, если величину невозможно определить точно; то есть неопределенность — это ошибка прогноза. Функция плотности распределения, таким образом, характеризуется наиболее вероятным значением (соответствующим моде) и диапазоном неопределенности (минимальным и максимальным значениями), характеризующимся мерой разброса величины относительно наиболее вероятного — дисперсией (или стандартным отклонением — если мера разброса выражена в единицах измерения этой величины).

Для задания функций распределения параметров рекомендуется использовать данные по их статистическому распределению в пределах территории исследования: залежи, лицензионного участка или зоны нефтегазоносности [5, 2]. В этом случае в качестве наиболее вероятного значения величины параметра принимается среднее, а в качестве минимального и максимального — наименьшее и наибольшее значения параметра в пределах территории исследования соответственно. Этот подход достаточно распространен, однако содержит в себе некоторые противоречия:

- статистика по исследованиям в пределах изучаемого объекта (например, по данным РИГИС) не характеризует распределение средних значений параметра (которые и используются при оценке ресурсов) [6, 5]. Экстремальное (минимальное или максимальное) значение параметра в единичной скважине не является экстремальным значением по всей залежи. Распределение среднего значения имеет значительно меньшую неопределенность (то есть минимальное среднее всегда больше наименьшего фактического значения в выборке скважин, а максимальное среднее — меньше максимального в скважине);
- распределение параметра в пределах территории исследования не отражает распределение параметра в пределах залежи. К примеру, в [7] авторы отмечают, что распределение площади единичной структуры не может быть оценено по статистике соседних структур. Аналогичная мысль сформулирована в работе [8] — касательно определения вида функции распределения параметра.

В качестве альтернативного подхода (применяемого на этапах разведки и бурения эксплуатационного фонда скважин — когда изучаемый объект охарактеризован сравнительно большим объемом данных) неопределенность рассматривается с точки зрения ошибки прогноза: наиболее вероятным значением является трендовое (полученное по функциональной зависимости прогнозируемого параметра и других свойств изучаемой геологической системы), а минимальное и максимальное определяется стандартным отклонением SD (которое, в свою очередь, получено в результате вариограммного анализа). Преимуществом такого подхода является вариативность прогноза: каждая точка исследуемого пространства охарактеризована собственными значениями прогнозного параметра и его стандартного отклонения.

При рассмотрении вида функции распределения параметров прогнозных залежей отмечено следующее. Оцениваемая залежь представляет собой совокупность множества точек, каждая из которых охарактеризована прогнозным значением и стандартным отклонением — то есть в каждой точке существует некоторый диапазон неопределенности прогноза подсчетного параметра. Тогда вид функции плотности вероятности определяется центральной предельной теоремой [5]: сумма примерно равных независимых случайных величин имеет распределение, близкое к нормальному.

Под вероятностью понимают относительную меру возможности наступления события: в классическом определении вероятность — это отношение количества определенного исхода события к количеству всех возможных исходов. Вероятность успешности открытия залежи — это количественная оценка вероятности, с которой произойдет открытие залежи; другими словами, это отношение успешных открытий к общему количеству опоискованных объектов. Обратная вероятности успешности величина — риск, или вероятность неуспеха.

Вероятность геологической успешности применяется при оценке ожидаемого объема открытых запасов (в пределах оцениваемого участка или территории). Оценка вероятности успешности открытия единичного объекта сама по себе не имеет смысла, поскольку единственный объект может находиться только в двух дискретных состояниях: залежь открыта либо не открыта. В случае оценки множества объектов, величина ресурсов с учетом рисков позволяет выполнить их ранжирование: поскольку такой подход позволяет сравнить между собой крупные высокорисковые залежи с меньшими по объему, но более вероятными для открытия [4].

Величина риска определяется условно независимыми геологическими факторами, контролирующими существование залежи углеводородов. Условная независимость означает, что оценка каждого фактора выполняется при допущении, что все прочие факторы подтверждены [9]. В различных методиках используется различное количество факторов. С. В. Шатровым [10] обобщены данные методик и выделено шесть основных: наличие нефтегазоматеринских пород, наличие коллектора, наличие флюидоупора, наличие структуры, наличие путей миграции нефти, сохранность залежи после формирования.

Одной из важнейших проблем оценки геологического риска является ее субъективность. Слагающие вероятность факторы, как правило, оцениваются субъективно — поскольку методы объективной количественной оценки риска на текущий момент не применяются [11]. Оценка факторов выполняется при помощи сравнительного анализа геологических условий, в которых находятся объекты опоискования, либо вовсе на основе личного опыта. В [4] предложено использовать матрицы рисков — совокупность существующего опыта геологоразведочных работ: каждый фактор охарактеризован собственными величинами вероятности, зависящими от качества данных, условий седиментации, плотности сейсморазведочных работ и т.д., позволяющими сузить диапазон выбора значений вероятности. Такой подход упрощает процесс обрисковки, но лишает оценку гибкости: матрицы рассматривают наиболее общие условия — и не позволяют применить их к нестандартным случаям (например, к нетрадиционным коллекторам).

Еще одним существенным затруднением является нетождественность понятий вероятности существования залежи и вероятности ее открытия. Факторная оценка рассматривает геологические условия с точки зрения наличия залежи, но не учитывает вероятность

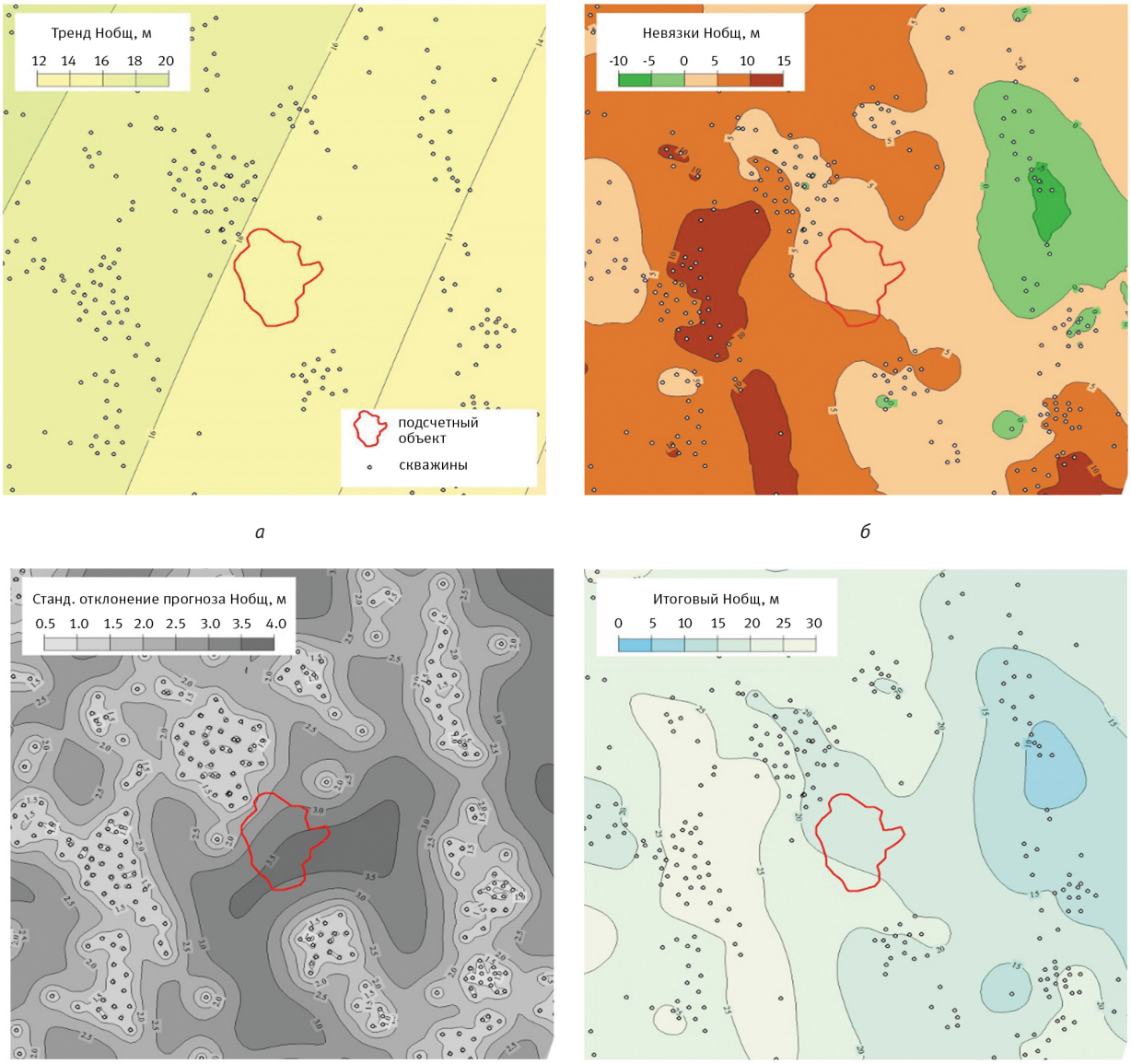


Рис. 1. Карты прогноза Нобщ в пределах территории исследования: а — карта тренда Нобщ; б — карта невязок Нобщ; в — карта стандартного отклонения прогноза Нобщ; г — результирующая карта Нобщ
Fig. 1. Gross thickness forecast maps within the research area: a – gross thickness trend map; б – gross thickness residuals map; в – gross thickness forecast standard deviation map; г – resulting gross thickness map

ее не открыть (например, из-за вскрытия зоны коллектора с ухудшенными свойствами). Другими словами, факт наличия залежи не гарантирует, что она будет открыта конкретной скважиной [2], что особенно актуально для малоизученных нетрадиционных отложений (технологии вскрытия и испытания которых недостаточно отточены).

Не менее важной проблемой является разделение процессов оценки величин вероятности геологической успешности и неопределенности параметров. Универсальной зависимости между неопределенностью и количественной оценкой риска не существует [2]: объекты с высокой неопределенностью подсчетных параметров не обязательно являются наиболее рискованными, и наоборот — высокая вероятность открытия залежи не всегда означает низкую вероятность ошибки оценки ее характеристик. При этом в масштабе пространственно ограниченной геологической системы связь неопределенности параметров и риска закономерна: повышение геологической изученности снижает неопределенность и повышает вероятность открытия [12].

В работе [13] сформулирован тезис, что источником риска является неопределенность. Другими словами, диапазон неопределенности исходов событий может быть разделен на благоприятные и неблагоприятные — с соответствующими им вероятностями. Применительно к оценке рисков в геологоразведочном процессе подобная мысль высказывается в [14]. К примеру, неопределенность коэффициента песчанистости (Кпесч) и оценка фактора наличия коллектора являются связанными элементами оценки: высокие прогнозные значения Кпесч более вероятно характеризуют коллектор, а низкие — неколлектор. Аналогично связаны с факторами риска и прочие параметры: коэффициенты пористости, нефтенасыщенности, площади залежи и др. В случае выполнения расчета методом Монте-Карло при случайном обнулении итераций равновероятно обнуляются итерации как с улучшенными, так и с ухудшенными факторами риска. Это приводит к противоречивому (в сравнении) результату в стохастическом моделировании: что залежь с очень хорошими параметрами случайным образом объявляется как неуспешная, и напротив, залежь с критически низкими параметрами объявляется успешной.

На основе вышесказанного, автором сформулировано две задачи исследования:

- адаптировать механизм оценки неопределенности параметров резервуаров для поисковых объектов на основе трендовых данных и данных стандартного отклонения;
- усовершенствовать механизм оценки вероятности успешности, обеспечив ее согласованность с неопределенностью подсчетных параметров.

Реализация подхода на примере Нобщ пласта НБ1

В пределах территории исследования в интервале пласта НБ1 выделен перспективный поисковый объект. Территория разбурена скважинами, в которых по данным анализа аномалий ГИС определена величина общей толщины пласта (Нобщ). Нобщ пласта НБ1 выдержана по площади и составляет в среднем 10–30 м. Такие толщины не позволяют использовать данные сейсморазведки в качестве регионального тренда, поскольку толщина пласта сопоставима с шириной, соответствующей изучаемому интервалу временной фазы. Это в значительной степени ограничивает возможность достоверного прогноза Нобщ в пределах изучаемого объекта.

Для решения этой задачи на первом этапе выполнен регрессионный анализ — с целью поиска наилучшей связи прогнозируемого параметра (Нобщ) с другими свойствами исследуемой геологической системы. Регрессионный анализ заключается в определении аппроксимирующей функции, описывающей зависимость параметра от свойства системы. Методом регрессионного анализа установлено наличие тренда уменьшения в юго-восточном направлении (рис. 1а), по направлению к периферии осадочного бассейна. Уменьшение общей толщины обусловлено особенностями осадконакопления кремневых отложений пласта НБ1: накапливающиеся в относительно глубоководных условиях при недостатке терригенной седиментации, наиболее благоприятными для накопления силицитов являются погруженные и удаленные от источников сноса области бассейна.

Между трендом Нобщ в пределах территории исследования и фактическими значениями в точках скважин рассчитаны невязки. Построение карты невязок выполнено методом кригинга. Кригинг позволяет получить прогноз с наименьшей ошибкой (в сравнении с другими методами интерполяции), но требует исключения тренда из выборки данных. Выполняется с использованием вариограммного анализа — анализа изменения стандартного отклонения в зависимости от расстояния до фактических данных. Для этого по фактическим данным подобрана теоретическая вариограмма (характеризующая изменение ошибки в зависимости от расстояния до скважин), на основании которой получены поля значений невязок (рис. 1б) и значений стандартного отклонения интерполяции (рис. 1в). Результирующая карта Нобщ (рис. 1г) рассчитана как сумма карт невязок и тренда.

Полученные карты представляют собой поля значений — то есть каждая точка в пределах территории охарактеризована прогнозным значением Нобщ и стандартным отклонением прогноза. Этих данных достаточно для построения функции плотности вероятности Нобщ оцениваемых объектов (вид которой определен центральной предельной теоремой) (рис. 2). В качестве минимального и максимального приняты величины на удалении ±3SD от прогнозного — это позволяет отсечь бесконечно малые значения, сохранив в распределении 99,7 % наблюдений.

Полученная плотность распределения общей толщины пласта НБ1 согласовывается с региональным трендом изменения Нобщ и характеризует неопределенность параметра как ошибку прогноза, что, в свою очередь, предоставляет объективный подход к обоснованию диапазона неопределенности подсчетного параметра.

Далее примем допущение, что по результатам анализа успешности работ в пределах региона установлено, что в случае, если скважина вскрывает Нобщ < 14 м, испытания окажутся неуспешными. В этом случае диапазон неопределенности общей толщины пласта может быть разделен на две части: зону неуспеха (от минимального до критического значения, равного 14 м) и зону успеха (от критического до максимального значения). Другими словами, значение меньше критического следует идентифицировать как неуспешный исход открытия залежи газа. В этом случае вероятность неуспеха (или риск) выражается площадью функции плотности распределения, заключенной в пределах зоны неуспеха (рис. 3).

Учет вероятности геологической успешности через критическое значение требует изменения схемы реализации подсчета методом Монте-Карло. Как было сказано ранее, текущая методика предполагает случайным образом по всему интервалу неопределенности присваивать нулевой результат оценки количеству итераций, соответствующему величине риска. В случае использования критического значения параметра нулевой результат оценки присваивается только тем итерациям, которые случайным образом попадают в зону неуспеха. Такой подход позволяет количественно обосновать величину условной вероятности по каждому подсчетному параметру (характеризующему, в свою очередь, тот или иной фактор риска геологической системы) и обеспечивает согласованность оценок неопределенности и вероятности геологической успешности открытия залежи.

Итоги

Новый подход к оценке рисков и неопределенностей параметров резервуаров в геологоразведочном процессе может быть применен (аналогично общей толщине) к прочим подсчетным параметрам. Метод является универсальным решением для обоснования неопределенностей и рисков, применимым в рамках изучения перспектив нефтегазоносности территорий в региональном масштабе, малоизученных или нетрадиционных отложений. Метод позволяет минимизировать субъективное влияние на результат оценки за счет использования фактических данных и результатов статистического анализа в качестве обоснования диапазонов неопределенности и величин вероятности геологической успешности. Вероятностная оценка ресурсов, выполненная с использованием подхода, согласуется с объемом и точностью фактических данных и учитывает региональные тренды изменения свойств изучаемой геологической системы.

Выводы

В результате анализа описанных в литературе и применяемых в практике геологоразведочных работ методов оценки неопределенности и вероятности геологической успешности предложен усовершенствованный подход к их обоснованию:

- в пределах оцениваемых объектов в качестве функций плотности вероятности параметров резервуара следует использовать функции нормального распределения с математическим ожиданием, равным трендовому значению, и стандартным отклонением, соответствующим величине ошибки прогноза. Это обеспечивает согласованность величины ресурсной оценки с данными региональных трендов и фактическими в точках скважин;
- вероятность геологической успешности открытия залежи следует оценивать по функциям плотности вероятности соответствующих подсчетных параметров на основе их критических значений. Это обеспечивает согласованность вероятности успешности открытия залежи и величины ресурсной оценки.

Литература

1. BP Energy Outlook: 2020 edition. BP p.l.c., 2020. (In Eng).
2. Rose P.R. Risk analysis and management of petroleum exploration ventures. AAPG, 2001, Vol. 12, 164 p. (In Eng).

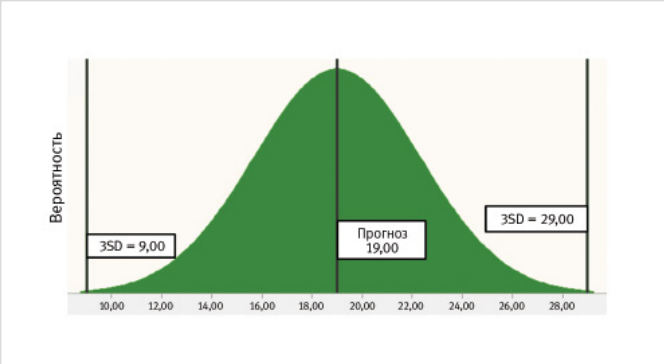


Рис. 2. Распределение вероятностей Нобщ в пределах прогнозного объекта
Fig. 2. Gross thickness probability distribution within estimation area

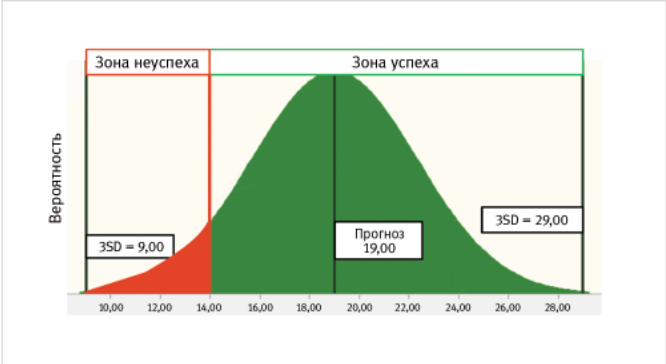


Рис. 3. Определение зоны успеха в интервале неопределенности Нобщ по величине критического значения параметра
Fig. 3. Success zone definition in the gross thickness uncertainty range via parameter critical value

3. Система управления ресурсами углеводородов. Society of Petroleum Engineers, 2018. 67 с.
4. The CCOP guidelines for risk assessment of petroleum prospects. Bangkok, Thailand, Coordinating Committee for Coastal and Offshore Geoscience Programmes in East and Southeast Asia, 2000, 35 p. (In Eng).
5. Murtha J.A. Risk analysis for the oil industry, article supplement to Hart's E&P, 2001, 11 p. (In Eng).
6. Guidelines for application of the petroleum resources management system. Society of Petroleum Engineers, 2011, 221 p. (In Eng).
7. Яневиц Е.А., Лапковский В.В., Лебедев М.В. Стохастическое моделирование структурных неопределенностей как основа вероятностной оценки ресурсов углеводородов // Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири. 2022. С. 154–164.
8. Шатров С.В. Оценка ресурсов углеводородов на основе совместного моделирования вероятностных и объемных характеристик поисковых объектов: Диссертация. Уфа, 2018. 160 с.
9. Delfiner P. Modeling dependencies between geologic risks in multiple targets. SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 2003, Vol. 6, issue 1, P. 57–64. (In Eng).
10. Шатров С.В. Расчет вероятности открытия месторождения с учетом взаимной зависимости параметров в пределах оцениваемых пластов и структур // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2015. Т. 10. № 2. 14 с.
11. Поляков А.А., Мурзин Ш.М. Международный опыт анализа геологических рисков // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2012. Т. 7. № 4. 29 с.
12. Поляков А.А. Системный подход к анализу и снижению риска при поисках и разведке месторождений нефти и газа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2016. Т. 11. № 1. 22 с.
13. Найт Ф.Х. Риск, неопределенность и прибыль. Москва: Дело, 2003. 360 с.
14. Икон К.О., Олюнина О.А. Методический подход к оценке рисков поисково-разведочного бурения и опыт прогноза количества открытий в результате реализации программы ГРР (на примере северо-восточных районов Западной Сибири) // Материалы Всероссийской молодежной научной конференции «Трофимуковские чтения – 2019» (Новосибирск, 07–12 октября 2019). Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2019. С. 170–173.

ENGLISH

Results

The new approach to risk assessment and uncertainty analysis for exploration process can be similarly applied to other volumetric parameters (not only for gross thickness forecast). It provides a general solution for uncertainties and geological risks substantiation and can be applied for petroleum resources estimation in the regional scale, for inconvenient or underinvestigated reservoirs. The method allows to minimize impact of subject on the estimation process due to actual data and statistical analysis results used as basis for uncertainty and probability of discovery assessment. Probabilistic recourse assessment performed via the approach complies with data amount and its accuracy, with regional trends of investigated geological system properties.

Conclusions

As the result of analysis of published and applied in exploration geology uncertainties and geological risk assessment methods the new improved approach to its substantiation is set forward:

- distribution function of estimating objects volumetric parameters can be specified as normal distribution, average forecast parameter value should be used as expected mean value and interpolation error value should be used as standard deviation. It provides conformity between resource estimation value and actual geological data;
- probability of discovery can be estimated via probabilistic distribution and critical values of volumetric parameters. It provides conformity between probability of discovery and resource estimation value.

References

1. BP Energy Outlook: 2020 edition. BP p.l.c., 2020. (In Eng).
2. Rose P.R. Risk analysis and management of petroleum exploration ventures. AAPG, 2001, Vol. 12, 164 p. (In Eng).
3. Petroleum Resources Management System. Society of Petroleum Engineers, 2018. (In Russ).
4. The CCOP guidelines for risk assessment of petroleum prospects. Bangkok, Thailand, Coordinating committee for coastal and offshore geoscience programmes in East and Southeast Asia, 2000, 35 p. (In Eng).
5. Murtha J.A. Risk analysis for the oil industry, article supplement to Hart's E&P, 2001, 11 p. (In Eng).
6. Guidelines for application of the petroleum resources management system. Society of Petroleum Engineers, 2011, 221 p. (In Eng).
7. Yanevits E.A., Lapkovsky V.V., Lebedev M.V. Stochastic modeling of structural uncertainties as a basis for probability assessment of hydrocarbon resources. XXV Anniversary Scientific and Practical Conference "Ways of realization of oil and gas potential of West Siberia" conference proceedings. Khanty-Mansiysk: V.I. Shpilman research and analytical centre for the rational use of the subsoil. 2022. P. 154–164. (In Russ).
8. Shatrov S.V. Estimation of hydrocarbon resources based on joint modeling of probabilistic and volumetric characteristics of prospecting objects. Dissertation. Ufa: 2018, 160 p. (In Russ).
9. Delfiner P. Modeling dependencies between geologic risks in multiple targets. SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 2003, Vol. 6, issue 1, P. 57–64. (In Eng).
10. Shatrov S.V. Calculation of oil or gas field discovery probability, accounting the inner dependence of probability parameters. Petroleum Geology – Theoretical and Applied Studies, 2015, Vol. 10, issue 2, 14 p. (In Russ).
11. Polyakov A.A., Murzin Sh.M. International experience in geological risk analysis. Petroleum Geology – Theoretical and Applied Studies, 2012, Vol. 7, issue 4, 29 p. (In Russ).
12. Polyakov A.A. Systematic approach to the risk reduction analysis during prospecting and exploration activity of oil and gas fields. Petroleum geology – Theoretical and applied studies, 2016, Vol. 11, issue 1, 22 p. (In Russ).
13. Knight F.H. Risk, uncertainty and profit. Moscow: Delo, 2003, 360 p. (In Russ).
14. Ikon K.O., Olyunina O.A. Methodological approach for assesing the risks of exploration drilling and the experience forecasting of numbers of discoveries as a result of implimentation explorational program (as in the case of north-eastern areas of Western Siberia). All-russian youth scientific conference with the participation of foreign scientists "Trofimuk readings – 2019" (Novosibirsk, October 07–12, 2019). Novosibirsk: IPGG SB RAS, 2019, P. 170–173. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Глухов Тимофей Вадимович, ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»; аспирант, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
Для контактов: tvglukhov@gmail.com

Glukhov Timofey Vadimovich, senior specialist, "Tyumen petroleum research center" LLC; postgraduate, Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia
Corresponding authors: tvglukhov@gmail.com

Нефтесервисный холдинг «ТАГРАС»

ТМС ГРУПП

Втулка TPS-ТК

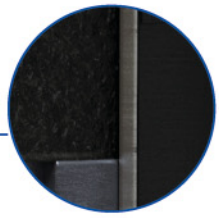
ТУ 24.20.13-024-67740692-2022

Назначение

Защита от всех типов коррозии внутренних поверхностей зоны сварного шва и околошовной зоны стальных трубопроводов

Область применения

Низконапорные водоводы системы поддержания пластового давления (ППД), системы нефтесбора, промысловые, технологические нефтепроводы, водоводы, транспортирующие коррозионно-активные жидкости



Технические характеристики

- Рабочее давление 50 атм
- Диаметр 89–325 мм
- Длина 160–240 мм
- Температура эксплуатации до +125 °С

Преимущества

- 100 % защита соединений трубопровода от коррозии
- на 95 % сохраняет внутреннее сечение трубопровода
- невысокая стоимость владения трубопроводом — минимальное изменение внутреннего сечения трубопровода не более 6 % позволяет беспрепятственно проводить очистку и диагностику трубопровода, снижает энергозатраты и аварийность (порывы) трубопровода
- скорость монтажа в 1,5 раза выше в сравнении с традиционными втулками
- обеспечивает герметичность соединения и надежность крепления втулки (усилие сдвига составляет не менее 45 тонн давлением не менее 483 МПа)
- не требует применения мастик, герметиков и дополнительных требований по сварке
- простота монтажа
- отсутствует зависимость от импортных компонентов
- герметичность соединения и надежность крепления подтверждены стендовыми лабораторными испытаниями

Гарантии изготовителя

Изготовитель гарантирует соответствие втулок требованиям технических условий при соблюдении условий транспортирования, хранения, погрузки, разгрузки, монтажа и эксплуатации.
Гарантийный срок службы втулок 20 лет со дня установки в зону сварного соединения трубопровода.

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

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-40-44

УДК 51-74 I Научная статья

Моделирование упругих характеристик для оптимизации заканчивания горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта

Латыпов И.Д.[1], Надеждин О.В.[1], Шагимарданова Л.Р.[1], Исламов Р.А.[1], Ефимов Д.В.[1], Линд Ю.Б.[1], Марков А.В.[1,2]
[1]ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия, [2]ФГБОУ ВО «Башкирский государственный университет», Уфа, Россия
latypovid@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
Коллекторы юрских отложений нефтяных месторождений Западной Сибири, относящиеся по литологии и структуре к нетрадиционным, характеризуются низкими значениями пористости и проницаемости. Разработка ведется при помощи горизонтальных скважин (ГС) с многостадийным гидравлическим разрывом пласта (МГРП).
Основными параметрами неопределенности, влияющими на продуктивность ГС с МГРП, являются ориентация азимута и длина горизонтального участка ствола скважины, количество стадий ГРП, геометрия трещин ГРП. Рассматривается планирование ГС с МГРП в низкопроницаемых коллекторах с применением геомеханического моделирования.

Материалы и методы
В работе исследуются связи:
- геомеханических свойств горных пород и стандартного комплекса ГИС;
- полудлины трещины гидроразрыва пласта и массы закачиваемого проппанта на дизайне ГРП, построенном с учетом геомеханической модели;
- продуктивности ГС с МГРП и ее системы заканчивания на гидродинамической модели.

Ключевые слова
многостадийный ГРП, синтетическая каротажная кривая, геомеханические свойства пород, упругие характеристики, геомеханическое моделирование, оптимизации количества стадий ГРП и массы проппанта

Для цитирования
Латыпов И.Д., Надеждин О.В., Шагимарданова Л.Р., Исламов Р.А., Ефимов Д.В., Линд Ю.Б., Марков А.В. Моделирование упругих характеристик для оптимизации заканчивания горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 6. С. 40–44. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-40-44

Поступила в редакцию: 22.09.2022

UDC 51-74 I Original Paper

Modeling synthetic elastic characteristics to optimize horizontal wells completion with multistage hydraulic fracturing

Latypov I.D.[1], Nadezhdin O.V.[1], Shagimardanova L.R.[1], Islamov R.A.[1], Efimov D.V.[1], Lind Yu.B.[1], Markov A.V.[1,2]
[1]"RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia, [2]Bashkir State University, Ufa, Russia
latypovid@bnipi.rosneft.ru

Abstract
Oil reservoirs of Jurassic deposits at Western Siberia oilfields are characterized by low porosity and permeability values. They are being developed using horizontal wells (HW) with further multi-stage hydraulic fracturing (MSHF).
The main uncertainty parameters affecting productivity of HW with MSHF are: wellbore azimuth, number of frac ports, length of wellbore horizontal section, design and geometry of the hydraulic fracture. The authors consider planning HW with MSHF using geomechanical modeling.

Materials and methods
The paper explores the connections between:
- geomechanical properties of rocks and a standard well logging complex;
- the half-length of hydraulic fracture and the mass of injected proppant at HF design built considering the geomechanical model;
- productivity of HW with MSHF and its completion system in hydrodynamic model.

Keywords
multistage hydraulic fracturing, synthetic logging curve, geomechanical properties of rocks, elastic characteristics, geomechnical modeling, optimization of frac ports number and proppant mass

For citation
Latypov I.D., Nadezhdin O.V., Shagimardanova L.R., Islamov R.A., Efimov D.V., Lind Yu.B., Markov A.V. Modeling synthetic elastic characteristics to optimize horizontal wells completion with multistage hydraulic fracturing. Exposition Oil Gas, 2022, issue 6, P. 40–44. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-40-44

Received: 22.09.2022

Введение

Коллекторы юрских отложений (тюменская свита, баженовская свита) нефтяных месторождений Западной Сибири часто характеризуются низкими значениями пористости и проницаемости. Запасы юрских отложений относятся к трудноизвлекаемым. Тюменская свита образовалась в прибрежно-морских условиях пологих аллювиальных равнин с частой сменой обстановок осадконакопления, вследствие чего ее коллекторы отличаются значительной литологической изменчивостью, представлены чередованием песчаных и алевритовых пород с прослоями глин.

Разработка данных коллекторов ведется с применением горизонтальных скважин (ГС) с последующей операцией многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП). Это позволяет увеличить объем дренируемых запасов и продуктивность по сравнению с наклонно-направленными скважинами с гидравлическим разрывом пласта (ГРП).

К основным параметрам неопределенности, возникающим при планировании и влияющим на продуктивность ГС с МГРП и в целом на экономическую эффективность добычи нефти, относятся ориентация азимута горизонтального ствола скважины относительно направления регионального напряжения, длина горизонтального участка ствола скважины, количество стадий ГРП, геометрия и проводимость трещин ГРП. В данной статье рассматривается подход к планированию ГС с МГРП для разработки данных коллекторов.

Работа состоит из нескольких этапов:

- моделирование корреляционных зависимостей между исследованиями геомеханических свойств керна и стандартным комплексом ГИС;
- расчет напряженного состояния породы и проектирование дизайнов ГРП, выявление зависимости полудлины и высоты трещины ГРП от массы закачанного проппанта;
- гидродинамическое моделирование для выбора азимута горизонтального ствола, оптимизации массы проппанта и количества стадий ГРП скважины.

Также представлен корреляционный подход к моделированию упругих свойств на основе стандартного комплекса ГИС, основанный на взаимосвязи упругих свойств с показаниями комплекса ГИС через минеральный состав пород. Приведена методика моделирования упругих свойств коллекторов, сложенных различными минералами. Определен комплекс стандартных ГИС, имеющих высокую корреляцию со статическими геомеханическими свойствами пород (модулем Юнга и коэффициентом Пуассона).

Вопросы определения синтетических упругих характеристик на основе имеющегося (часто ограниченного) комплекса ГИС актуальны для задач как сейсмической обработки данных, так и геомеханического моделирования. Однако в условиях недостаточного количества проведенных исследований по определению геомеханических свойств и высокой стоимости проведения специальных ГИС для качественного определения свойств геологического разреза актуальной становится возможность расчета геомеханических свойств пород по данным стандартного комплекса ГИС.

Задача расчета синтетических кривых акустического и плотностного каротажа на основе данных стандартных ГИС рассматривалась различными исследователями. Так, например, опыт расчета синтетических кривых ГИС представлен в работах [1–2], в которых для подготовки петрофизической основы для выполнения сейсмических расчетов используется подход Rock Physics. Данный подход состоит в подборе параметров известных эмпирических уравнений и принятии синтетических значений в интервалах, где исходные замеры необходимых кривых отсутствуют или искажены в интервалах размыва ствола скважины. Коррекция («синтезирование») показаний акустического каротажа выполняется на основе уравнений Фауста, Заляева, а показаний плотностного каротажа ГГКп — на основе уравнений Гарднера-Кастаньи.

Алгоритмы подготовки данных ГИС для интеграции в комплексные проекты по интерпретации геолого-геофизических данных для получения синтетических кривых (как акустического каротажа АК, так и ГГКп) предлагаются в работах [3–5]. В обзоре [5] также рассмотрен случай, когда не удается выбрать эталонную скважину, находящуюся непосредственно на участке работ. К одной из особенностей предложенных подходов можно отнести большую трудоемкость при построении литологической колонки и высокий субъективный фактор, а также отсутствие учета влияния глинистости.

Восстановление синтетических каротажных кривых

Уравнения, определяющие зависимость изучаемого (*j*-го) физического свойства породы $ФС_{nj}$ от физических свойств $ФС_{i,j}$ ее составляющих и их объемного содержания k_i, как правило, имеют вид [6–7]:

$$ФС_{nj} = \sum_i ФС_{i,j} k_i^{m_{i,j}} \quad , \qquad (1)$$

где связующее уравнение (уравнение материального баланса):

$$\sum_i k_i = 1 \, . \qquad (2)$$

Показатели $m_{i,j}$ описывают характер отклонения зависимости (1) от линейного вида в связи со структурными особенностями изучаемого объекта. На практике при восстановлении зависимостей часто используется линейная зависимость [7].

Нетривиальность задачи (1) заключается в необходимости адаптации параметров петрофизической модели на фактические данные. Задача должна рассматриваться как задача оптимизации, решение которой необходимо искать как минимизацию соответствующей ошибки в условиях ограничений на параметры модели.

Для случая мономинеральной породы (например, песчаника) система уравнений (1)–(2) для искомых кривых ГГКп и АК при условии принятия гипотезы о линейной связи параметров с содержанием минеральных компонентов примет вид:

$$\begin{cases} DT = DT_{песч} \times V_{песч} + DT_{фл} \times V_{фл} \\ \rho = \rho_{песч} \times V_{песч} + \rho_{фл} \times V_{фл} \\ 1 = V_{песч} + V_{фл} \end{cases} , \qquad (3)$$

где ρ — кривая плотностного каротажа; DT — кривая акустического каротажа; $V_{песч}$, $V_{фл}$ — объемное содержание скелета породы и флюида соответственно; $\rho_{песч}$, $\rho_{фл}$, $DT_{песч}$, $DT_{фл}$ — физические свойства соответствующих минеральных компонент.

Подстановка для основных компонентов значений геофизических характеристик из [6] ($\rho_{песч}$ = 2,67 г/см^3, $\rho_{фл}$ = 1,0 г/см^3, $DT_{песч}$ = 165 мкс/м, $DT_{фл}$ = 610 мкс/м) в (3) приводит к следующему соотношению:

$$\rho = 3,289 - 0,00375 \times DT. \qquad (4)$$

По формуле (4) восстановлена синтетическая кривая плотностного каротажа. Коэффициент детерминации между синтетической и замеренной каротажной кривой R^2 = 0,79, среднеквадратичное отклонение СКО = 0,308 г/см^3.

Система уравнений (1)–(2) для полиминеральной породы, представленной песчаником и глиной, для комплекса АК+ГГКп имеет вид:

$$\begin{cases} DT = DT_{песч} V_{песч} + DT_{фл} V_{фл} + DT_{гл} V_{гл} \\ \rho = \rho_{песч} V_{песч} + \rho_{фл} V_{фл} + \rho_{гл} V_{гл} \\ 1 = V_{песч} + V_{фл} + V_{гл} \end{cases} , \qquad (5)$$

где $V_{песч}$, $V_{фл}$, $V_{гл}$ — объемное содержание скелета породы, флюида и глин соответственно; $\rho_{песч}$, $\rho_{фл}$, $\rho_{гл}$, $DT_{песч}$, $DT_{фл}$, $DT_{гл}$ — физические свойства соответствующих минеральных компонент.

Комплекс нейтронного каротажа и гамма-каротажа (НК+ГК) описывается следующим видом системы уравнений (1)–(2):

$$\begin{cases} \alpha ГК = \alpha ГК_{песч} V_{песч} + \alpha ГК_{фл} V_{фл} + \alpha ГК_{гл} V_{гл} \\ \alpha НК = \alpha НК_{песч} V_{песч} + \alpha НК_{фл} V_{фл} + \alpha НК_{гл} V_{гл} \\ 1 = V_{песч} + V_{фл} + V_{гл} \end{cases} , \qquad (6)$$

где *аГК* — кривая двойного разностного параметра гамма-каротажа; *аНК* — кривая двойного разностного параметра нейтронного каротажа; $аГК_{песч}$, $аГК_{фл}$, $аГК_{гл}$, $аНК_{песч}$, $аНК_{фл}$, $аНК_{гл}$ — характерные значения двойных разностных параметров каротажных кривых для соответствующих минеральных компонент.

Подстановка характеристик (пересчитанных из характерных значений водородосодержания и естественной радиоактивности из [6–7] для *аГК* и *аНК* в песчанике, глине и воде) в уравнения (5) и (6) дает следующие зависимости:

$$\begin{cases} \rho = 0,4668 \times аГК + \\ +0,5123 \times аНК + 2,1577 \\ DT = 13,4969 \times аГК - \\ -136,5031 \times аНК + 301,5031 \end{cases} . \qquad (7)$$

Применение табличных параметров для восстановления зависимостей не всегда эффективно, поэтому для улучшения сходимости необходима адаптация параметров. Адаптация параметров модели, полученной аналитически, выполняется при условии наличия связи двух комплексов: *ГГКп+АК и аГК+аНК*. На рисунке 1 приведено сравнение модели, полученной на основе регрессионного анализа, и каротажной кривой АК. Коэффициент детерминации R^2 = 0,76, среднеквадратическое отклонение СКО = 31,75 мкс/м.

Применение методики моделирования синтетических упругих характеристик для оптимизации массы проппанта и количества портов на ГС с МГРП

Проектирование дизайна ГРП требует знания, в числе прочего, геомеханических свойств пород, для этого проводились лабораторные исследования керна по определению модуля Юнга и коэффициента Пуассона.

Предварительно подготовленный образец керна устанавливался в камеру трехосного сжатия, далее производилось осевое многостадийное нагружение образца, по линейной части разгрузочной ветви рассчитывались статический модуль Юнга и коэффициент Пуассона.

Экспериментально полученные данные показывают, что статический модуль Юнга варьируется в диапазоне от 10 до 40 ГПа, а коэффициент Пуассона — от 0,1 до 0,25 д. ед.

Скважины рассматриваемого в ходе исследования месторождения характеризуются большим охватом исследованиями стандартного комплекса ГИС, такими как гамма-каротаж (ГК), нейтронный каротаж (НК), боковой каротаж (БК), потенциал самополяризации (ПС). Также есть скважины, на которых проводились исследования кросс-дипольного широкополосного волнового акустического каротажа (АКШ) и ГГКп.

В связи с недостаточным количеством исследований геомеханических свойств на керне важным становится определение способа расчета геомеханических свойств пород из данных стандартного комплекса ГИС.

Разработка корреляционных зависимостей между данными, полученными при исследовании геомеханических свойств керна и стандартным комплексом ГИС, а также расчет геомеханических свойств на выбранных скважинах проводился в следующей последовательности:

- восстановление значений кривых акустического и плотностного каротажа в интервалах разрушенного ствола скважины;
- определение представительной выборки скважин с наиболее полным набором исследований кросс-дипольного акустического и плотностного каротажей, расчет значений динамического модуля Юнга и коэффициента Пуассона;
- расчет зависимостей между динамическим модулем Юнга (или динамическим коэффициентом Пуассона) и стандартным комплексом ГИС по данным опорных скважин на основе нескольких комплексов ГИС и различных методик; определение рейтинга комплекса ГИС и методик, наилучшим образом описывающих данные измеренных кривых ГИС;
- выбор опорных скважин на основе полученных зависимостей, где критериями выбора выступали коэффициент детерминации, среднеквадратическое отклонение, абсолютная ошибка;
- расчет на опорных скважинах зависимости между модулем Юнга (или динамическим коэффициентом Пуассона) и данными стандартного комплекса ГИС на основе рейтинга методик и комплекса ГИС;
- построение корреляций между геомеханическими свойствами пород при статических испытаниях образцов керна и динамических, рассчитанных по данным акустического и плотностного каротажей.

В качестве оптимального входного множества каротажных кривых было выбрано следующее: нормализованные кривые ГК и НК, нормализованные кривые логарифма каротажа потенциала собственной поляризации ПС и бокового каротажа БК. Был использован метод нормализации средним (Z-нормализация). В данной работе представлены результаты моделирования на основе алгоритмов линейной регрессии.

Отметим, что для построения корреляции «ГИС-керн» рекомендуется использовать исследования геомеханических свойств, проведенные в термобарических условиях пласта. Обязательно перед построением зависимостей необходимо выполнить увязку данных керна и ГИС [8].

Для скважины из опорной выборки был восстановлен синтетический динамический модуль Юнга. Значение коэффициента детерминации между синтетическими и фактическими значениями для скважины $R^2 = 0{,}69$, среднеквадратическое отклонение СКО =3,97 ГПа.

В силу того, что не на всех скважинах (либо не на всем интервале скважины) рассматриваемого месторождения были выполнены замеры ГК, НК, ПС и БК, синтетические геомеханические параметры для «неполных» участков были восстановлены на основе комплекса ГК+БК+ДТП+ГГКп, где ДТП — интервальное время пробега продольной волны.

Одним из факторов, усиливающих неопределенность при построении моделей синтетических кривых, является разрушение ствола скважины. Для разрушенных интервалов ствола необходимо восстановление данных на основе стандартного комплекса ГИС. Применяется два подхода: предварительная корректировка до построения синтетических кривых и построение синтетических кривых, включающие в себя также показания кавернометра [9]. Модель с учетом показаний кавернометра на рассматриваемом объекте разработки показала лучшее приближение к замеренной кривой, чем без их учета — коэффициент детерминации для первой модели $R^2 = 0{,}73$, для второй модели $R^2 = 0{,}81$. В дальнейшем при расчете геомеханических свойств значения кавернометра принимаются соответствующими неразрушенному стволу скважины.

Далее проводится расчет зависимости между геомеханическими свойствами пород при статических испытаниях образцов керна и синтетических динамических свойств, рассчитанных по данным стандартного комплекса ГИС. На рисунке 2 приведены модели «ГИС-керн» для модуля Юнга и коэффициента Пуассона. Для зависимостей, показавших хорошую сходимость между синтетическими динамическими и статическими свойствами, восстановлены статические геомеханические свойства породы.

На основе рассчитанных геомеханических свойств и напряжений горной породы построена 1D геомеханическая модель. Для выбранного интервала проводки горизонтального участка ствола скважины спроектирован дизайн и определены параметры трещин ГРП для различной массы проппанта. Для расчетов использованы параметры по ранее проведенным операциям ГРП на данном объекте разработки:

- эффективность жидкости — 83 %;
- чистое давление (давление остановки насосов за вычетом давления закрытия трещины ГРП) — 25 атм;
- расход — 3,6 м^3/мин;
- фракции проппанта — 20/40 и 16/20;
- максимальная концентрация проппанта — 800 кг/м^3;
- масса проппанта — 30–80 т на стадию.

В результате моделирования построена зависимость полудлины трещины ГРП от массы закачиваемого проппанта. Необходимо отметить, что в рассматриваемом разрезе трещина активно растет в высоту, а также есть риск оседания проппанта во время смыкания трещины, что накладывает дополнительные ограничения на массу закачиваемого проппанта.

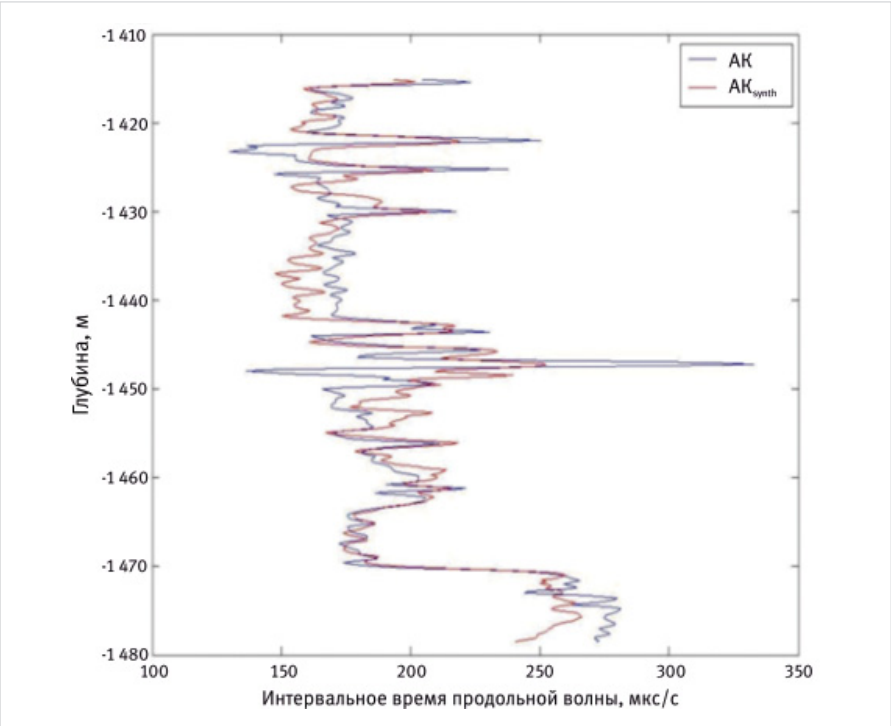


Рис. 1. Сравнение синтетической кривой, полученной на основе регрессионного анализа, и кривой акустического каротажа

Fig. 1. Comparison of synthetic curve obtained on the base of regression analysis with acoustic logging curve

Полученная зависимость полудлины трещины ГРП от массы закачиваемого проппанта использовалась в дальнейшем при расчете оптимальной массы проппанта и количества портов на ГС с МГРП. Согласно [10], направление азимута трещин ГРП принято 335°.

Выбор оптимальной системы заканчивания горизонтальной скважины для участка разработки проводится в следующей последовательности:

- из геологической модели вырезается участок для построения односкважинной секторной модели;
- в гидродинамическом симуляторе ПК «РН-КИМ» строится гидродинамическая секторная модель с непроницаемыми границами; при наличии подошвенной воды к модели подключается аквифер (модель Картера — Трейси);
- трещины ГРП моделируются методом источников, параметры трещин задаются в зависимости от массы проппанта;
- рассматривается два варианта проводки горизонтальной скважины: вдоль и поперек направления регионального напряжения;
- длина горизонтального участка ствола скважины 1 000 м (согласно проектному документу), количество портов ГРП меняется от 5 до 10;
- многовариантные расчеты показателей добычи и экономических показателей выполняются в ПМ «RExLab».

По результатам гидродинамических и экономических расчетов бурение горизонтальных скважин вдоль направления регионального напряжения экономически не эффективно (рис. 3). Скважины необходимо ориентировать поперек направления регионального напряжения. Оптимальная система заканчивания ГС с МГРП согласно расчетам: длина 1 000 м, 5–7 стадий ГРП, 80 т проппанта на стадию.

Предложенная система была фактически реализована на рассмотренном участке разработки (длина горизонтального ствола 1 000 м, 5–6 стадий ГРП, 80–100 т проппанта на стадию) и показала высокую эффективность по сравнению с системами, ориентированными вдоль направления регионального напряжения, реализованными на соседних участках.

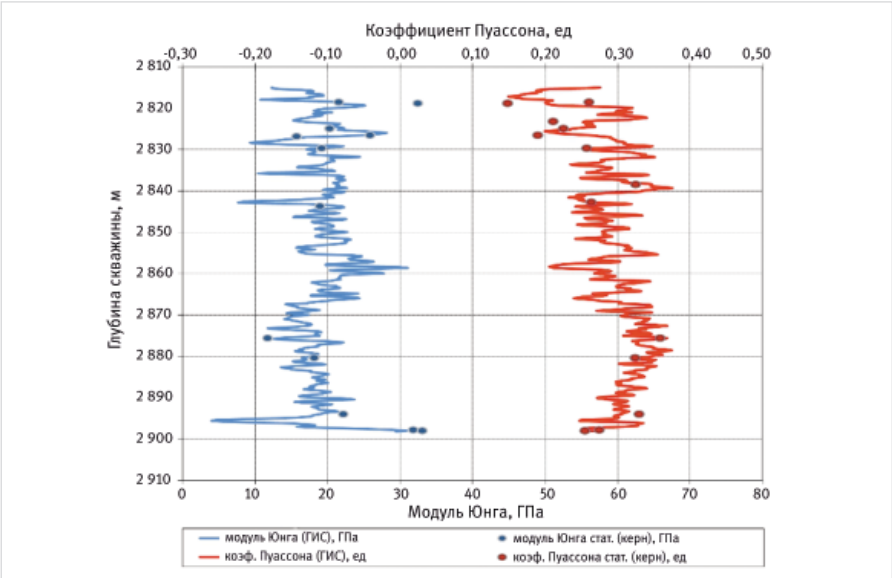


Рис. 2. Зависимость «ГИС-керн» для модуля Юнга и коэффициента Пуассона
Fig. 2. "GIS-Core" dependence for Young modulus and Poisson ratio

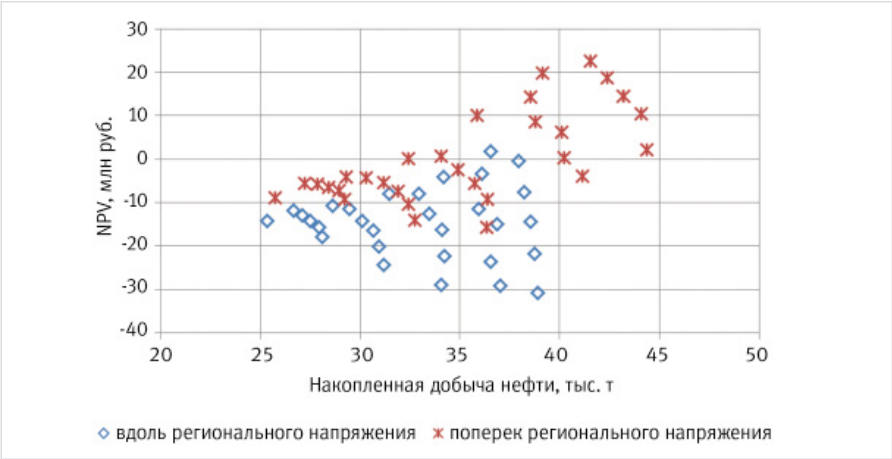


Рис. 3. Результаты расчетов по выбору эффективной системы заканчивания ГС с МГРП
Fig. 3. Results of calculations on the choice of an effective completion system for horizontal wells with multistage hydraulic fracturing

Итоги

В статье рассматриваются алгоритмы, позволяющие рассчитать синтетические кривые упругих свойств породы (модуль Юнга, коэффициент Пуассона) на основе ограниченного комплекса ГИС. По результатам верификации получен высокий коэффициент детерминации между синтетическими и фактическими кривыми свойств.

Проведены расчеты зависимости между геомеханическими свойствами пород при статических испытаниях образцов керна и синтетическими динамическими свойствами, рассчитанными по данным стандартного комплекса ГИС. На основе найденных зависимостей, показавших хорошую сходимость между динамическими и статическими свойствами, восстановлены статические геомеханические свойства горной породы. Представлены результаты выбора оптимальной системы заканчивания ГС с МГРП, определены азимут горизонтального участка, количество стадий ГРП и масса проппанта на 1 стадию, обеспечивающие максимальную экономическую эффективность добычи нефти.

Выполнена верификация предложенного подхода на участке тюменской свиты. Оптимальная система заканчивания ГС с МГРП по своим параметрам соответствует фактической; в то же время на соседнем участке реализована система с ГС с МГРП, пробуренными вдоль регионального напряжения, при этом накопленная добыча нефти за 5 лет ниже более чем на 50 % в сравнении с рассмотренным участком.

Выводы

В работе показана взаимосвязь между геомеханическим моделированием и подбором оптимальной системы заканчивания ГС с МГРП. Предложенный подход отвечает комплексно на вопросы подбора хвостовика ГС, количества фракпортов и массы закачиваемого проппанта, а также эффективно тиражируется на другие нефтяные месторождения Западной Сибири.

Литература

1. Лавренкова Н.В., Некрасова Т.В., Торопов А.С. Создание петрофизической основы для выполнения сейсмической инверсии; подготовка данных и моделирование упругих свойств // Балтийская школа-семинар «Петрофизическое моделирование осадочных пород». 2012. 27 с.
2. Федотов С.Л., Копылов М.В., Некрасова Т.В. Роль и значение классической петрофизической интерпретации и современного моделирования RockPhysics в прогнозе свойств коллекторов при помощи методов сейсмических инверсий // Балтийская школа-семинар «Петрофизическое моделирование осадочных пород». 2012. 48 с.
3. Зюбин И.А., Алимбекова А.Р. Опыт подготовки данных ГИС для интеграции в комплексные проекты по интерпретации геолого-геофизических данных // Каротажник. 2013. № 2. С. 9–24.
4. Вахитова Г.Р., Лысцева Т.С. Прогнозирование интервального времени акустического каротажа при ограниченности исходной информации // Каротажник. 2014. № 9. С. 14–19.
5. Куликов В.В. Обзор методик расчета синтезированных кривых акустического и плотностного каротажа, применяемых на месторождениях Самарской области // Балтийская школа-семинар «Петрофизическое моделирование осадочных пород». 2013.
6. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород.

М.: Недра, 1985. 310 с.
7. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. Москва—Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. 261 с.
8. Надеждин О.В., Зайруллина Э.И., Ефимов Д.В., Савичев В.И. Алгоритмы автоматической увязки керна и ГИС по глубине в задачах построения петрофизической модели // Сб. материалов Российской технической нефтегазовой конференции SPE по разведке и добыче. 2014. SPE-171202-RUS. 9 с.
9. Надеждин О.В., Ефимов Д.В., Миникеева Л.Р., Марков А.В. Опыт использования технологий анализа данных при выявлении потерянных производственных зон // Российская нефтегазовая технологическая конференция SPE. Москва.15–17 октября 2018. SPE-191597. 14 с.
10. Латыпов И.Д., Исламов Р.А., Сулейманов Д.Д. Геомеханические исследования баженовской свиты // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2013. № 2. С. 20–24.

ENGLISH

Results

The article deals with algorithms allowing to calculate synthetic curves of rock elastic properties (Young's modulus, Poisson's ratio) on the basis of a limited well logging complex. Based on the results of the verification, a high coefficient of determination between synthetic and actual property curves has been obtained.

Calculations of dependence between geomechanical properties of rocks in static tests of core samples and synthetic dynamic properties calculated on the basis of the standard logging complex have been carried out. On the basis of the found dependences showing good convergence between dynamic and static properties, the static geomechanical properties of rocks are restored. The results of choosing the optimal completion system of the hydrocracking system with hydraulic fracturing are presented, the azimuth of the horizontal section, the number of fracturing stages and proppant mass per stage, which ensure the maximum economic efficiency of oil production, are determined.

The proposed approach has been verified in the section of the Tyumen formation. The optimal system of oil well completion with hydraulic fracturing according to its parameters corresponds to the actual one, at the same time the system with hydraulic fracturing drilled along the regional stress is implemented in the neighboring area. In this case the cumulative oil production during 5 years is more than 50 % lower than within examined area.

Conclusions

The paper shows the correlation between geomechanical modeling and selection of optimal completion system for HW with MSHF. The proposed approach comprehensively addresses the issues of selection of HW shank, the number of frac-ports and mass of the injected proppant, and is being effectively replicated at other oil fields in Western Siberia.

References

1. Lavrenkova N.V., Nekrasova T.V., Toropov A.S. Creating a petrophysical basis for performing seismic inversion; data preparation and modeling of elastic properties. Baltic School-seminar "Petrophysical modeling of sedimentary rocks", 2012, 27 p. (In Russ).
2. Fedotov S.L., Kopylov M.V., Nekrasova T.V. The role and significance of classical petrophysical interpretation and modern RockPhysics modeling in the prediction of reservoir properties using seismic inversion methods. Baltic School-seminar "Petrophysical modeling of sedimentary rocks", 2012, 48 p. (In Russ).
3. Zyubin I.A., Alimbekova A.R. The experience of preparing well logging data for integration into comprehensive geologic and geophysical data interpretation. Karotazhnik, 2013, issue 2, P. 9–24. (In Russ).
4. Vakhtitova G.R., Lystseva T.S. Forecasting of interval time in sonic logging with a limited input information. Karotazhnik, 2014, issue 9, P. 14–19. (In Russ).
5. Kulikov V.V. Review of methods for calculating synthesized acoustic and density logging curves used in the deposits of the Samara region. Baltic School-seminar "Petrophysical modeling of sedimentary rocks". 2013. (In Russ).
6. Dakhnov V.N. Geophysical methods for determining reservoir properties and oil and gas saturation of rocks. Moscow: Nedra, 1985, 310 p. (In Russ).
7. Petersilie V.I., Poroskun V.I., Yatsenko G.G. Methodological recommendations for calculating geological reserves of oil and gas by the volumetric method. Moscow–Tver: All-Russian research institute of oil geology (VNIGNI), RPC "Tvergeofizika", 2003, 261 p. (In Russ).
8. Nadezhdin O.V., Zairullina E.I., Efimov D.V., Savichev V.I. Algorithms of automatic core-log depth-shifting in problems of petrophysical model construction. SPE Russian oil and gas exploration & Production technical conference and exhibition. Moscow, 2014 October 14–16 SPE-171202, 9 p. (In Russ).
9. Nadezhdin O.V., Efimov D.V., Minikeeva L.R., Markov A.V., Марков А.В. Experience with using data analysis technologies in identification of lost production zones. SPE Russian petroleum technology conference, Moscow, 2018 October 15–17, SPE-191597, 14 p. (In Russ).
10. Latypov I.D., Islamov R.A., Sulejmanov D.D. Geomechanical study of the bazhenov formation. Rosneft Scientific and Technical Bulletin, 2013, issue 2, P. 20–24. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Латыпов Ильяс Дамирович, к.ф.-м.н., старший эксперт, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
Для контактов: latypovid@bnipi.rosneft.ru

Latypov Ilyas Damirovich, candidate of science in physics and mathematics, senior expert, "RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: latypovid@bnipi.rosneft.ru

Надеждин Олег Владимирович, к.т.н., ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Nadezhdin Oleg Vladimirovich, candidate of sciences in technology, "RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia

Шагимарданова Ляйсян Ришатовна, главный специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Shagimardanova Lyasyan Rishatovna, chief specialist, "RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia

Исламов Ринат Асхатович, старший эксперт, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Islamov Rinat Askhatovich, senior expert, "RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia

Ефимов Дмитрий Витальевич, эксперт, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Efimov Dmitrii Vitalevich, expert, "RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia

Линд Юлия Борисовна, к.ф.-м.н., ученый секретарь, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Lind Yuliya Borisovna, candidate of science in physics and mathematics, academic secretary, "RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia

Марков Александр Вадимович, главный специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия, ФГБОУ ВО «Башкирский государственный университет», Уфа, Россия

Markov Aleksandr Vadimovich, chief specialist, "RN-BashNIPIneft" LLC, Bashkir State University, Ufa, 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

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-46-50

УДК 622.276.6 I Научная статья

Обобщение опыта определения извлекаемых запасов нефти новых месторождений с низкой проницаемостью

Ланина О.В., Архипов В.Н., Грандов Д.В.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
ovlanina@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
Обязательным элементом процесса выбора рациональных технологий и систем разработки является вопрос об оценке конечной нефтеотдачи. Данный вопрос особенно актуален для оценки перспектив разработки новых месторождений Восточной Сибири.
В данной работе представлен обзор возможных методов оценки извлекаемых запасов нефти для месторождений, находящихся в стадии разведки, факторы и мероприятия, напрямую влияющие на величину нефтеотдачи.

Материалы и методы
Представлена проработка различных схем применяемых методов оценки извлекаемых запасов нефти на основе материала на примере новых месторождений с низкопроницаемыми коллекторами в основном на территории Таймыра и севера Красноярского края (Ванкорский, Восточно-Таймырский и Пайяхский кластеры).

Ключевые слова
извлекаемые запасы нефти, коэффициент вытеснения, низкопроницаемые коллекторы, оптимальное время отработки нагнетательных скважин

Для цитирования
Ланина О.В., Архипов В.Н., Грандов Д.В. Обобщение опыта определения извлекаемых запасов нефти новых месторождений с низкой проницаемостью // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 6. С. 46–50. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-46-50

Поступила в редакцию: 01.08.2022

UDC 622.276.6 I Original Paper

Generalization of experience in determining recoverable oil reserves of new fields with low permeability

Lanina O.V., Arkhipov V.N., Grandov D.V.
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
ovlanina@tnnc.rosneft.ru

Abstract
An important element of the process of choosing rational technologies and development systems is the issue of assessing the final oil recovery. This issue is especially relevant for assessing the prospects for the development of new deposits in Eastern Siberia.
This paper presents an overview of possible methods for estimating recoverable oil reserves for fields under exploration, factors that directly affect the amount of oil recovery.

Materials and methods
The study of various approaches for estimating recoverable oil reserves is presented on the example of new fields with low-permeability reservoirs mainly in the territory of Taimyr and the north of the Krasnoyarsk Territory (Vankor, East Taimyr and Payakha clusters).

Keywords
recoverable oil reserves, oil recovery factor, low-permeability reservoirs, optimal development time of injection wells

For citation
Lanina O.V., Arkhipov V.N., Grandov D.V. Generalization of experience in determining recoverable oil reserves of new fields with low permeability. Exposition Oil Gas, 2022, issue 6, P. 46–50. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-46-50

Received: 01.08.2022

Введение

Изменение структуры запасов углеводородов (УВ) отмечается во всех регионах нефтедобычи — параллельно с истощением традиционных месторождений растет доля вовлечения в разработку низкопроницаемых и сверхнизкопроницаемых коллекторов. В балансе открытых месторождений такие запасы начинают играть главенствующую роль. Российские компании сегодня нацелены на поиск принципиально новых подходов для решения проблем освоения отложений баженовской свиты, а также нефтяных низкопроницаемых высокорасчлененных коллекторов — аналогов ачимовской свиты. Каждое месторождение, каждый объект в отдельности является уникальным по своей природе, требуя индивидуальной оценки и способов разработки.

На текущий момент разработка нефтегазовых активов Арктики и Восточной Сибири является перспективной и одновременно сложной задачей. Новые открытия позволили значительно увеличить ресурсную базу работающих в регионе вертикально интегрированных нефтегазовых компаний (ВИНК). Лицензионными участками на разработку месторождений владеют крупнейшие игроки отрасли — ПАО «НК «Роснефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Газпром нефть». Дальнейшее развитие нефтедобычи связано с вводом в разработку пула новых месторождений, в первую очередь на территории Таймыра и севера Красноярского края (Ванкорский, Восточно-Таймырский и Пайяхский кластеры). В рассматриваемом регионе компанией «Роснефть» запланировано освоение низкопроницаемых коллекторов на уникальных по величине извлекаемых запасов Пайяхском и Западно-Иркинском месторождениях.

Основная задача недропользователя — это поиск баланса между необходимостью внедрения современных капиталоемких технологий для организации эффективного процесса добычи углеводородного сырья (УВС) и максимизации прибыли. При этом на первый план, в условиях больших неопределенностей, выходит безусловная важность реализации обширного комплекса поисково-оценочных работ вкупе с привлечением аналитических методов оценки и прогноза.

Оценка применимости методов прогнозирования нефтеотдачи

Коэффициент извлечения нефти (КИН) является ключевым параметром при оценке объема извлекаемых запасов при проектировании разработки месторождений. Величина КИН зависит как от геолого-физических, так и технологических факторов. Она определяется литологическим составом коллектора, неоднородностью продуктивного пласта, проницаемостью пород, распределением по площади эффективных нефтенасыщенных толщин. К физическим факторам также можно отнести соотношение вязкостей нефти и воды. Использование тех или иных технологий разработки и методов искусственного воздействия на пласт является ключевым фактором, влияющим на величину текущей и прогнозируемой нефтеотдачи, а при разработке без воздействия — природный режим залежи, плотность сетки скважин, технология разработки и способы интенсификации добычи нефти.

Метод аналогий является основным для оценки КИН на стадии разведки актива и часто используется при постановке запасов УВ на государственный баланс для новых

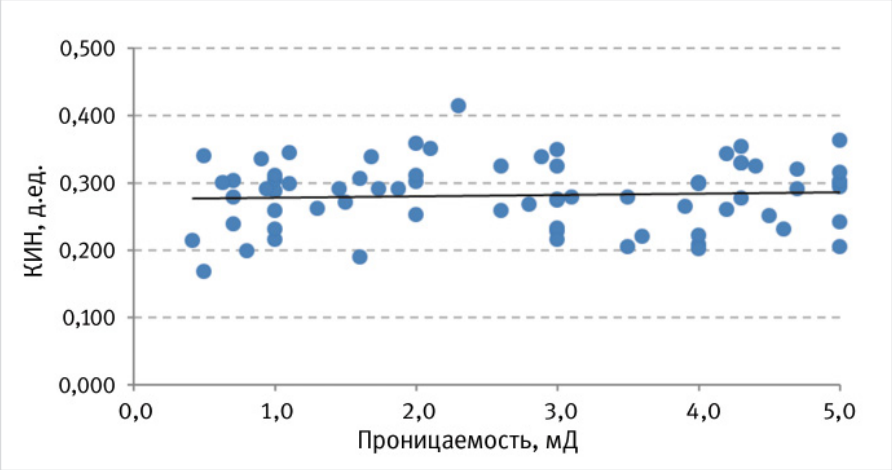


Рис. 1. Коэффициент извлечения нефти пластов с проницаемостью менее 5 мД
Fig. 1. Oil recovery coefficient of reservoirs with a permeability of less than 5 mD

месторождений, а также при оценке перспектив приобретаемых лицензионных участков.

Как показывает статистика, для низкопроницаемых коллекторов Уральского (УФО) и Сибирского (СФО) федеральных округов средние величины КИН находятся в достаточно широком диапазоне 0,168–0,410, при среднем значении 0,282 (рис. 1).

Согласно сложившейся практике, основным инструментом для прогнозирования конечного коэффициента нефтеотдачи является трехмерная гидродинамическая модель. Кроме того, в обязательном порядке, совместно с расчетом на модели, выполняется аналитическая оценка с использованием статистических, экстраполяционных методов и метода коэффициентов.

Методы подземной гидродинамики, основанные на математическом описании механизма процессов нефтеизвлечения, позволяют учесть влияние особенностей геологического строения и системы разработки каждого эксплуатационного объекта (системы размещения добывающих и нагнетательных скважин, плотности сетки, режимов нагнетания и отбора и т.д.), физико-химических свойств пластовых и закачиваемых флюидов на прогноз. Расчетная динамика технологических показателей разработки позволяет определить извлекаемые запасы и коэффициент нефтеизвлечения с учетом всех необходимых технико-экономических критериев. Но для новых месторождений, находящихся на этапе изучения, согласно утвержденным «Правилам подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья», КИН, КИГ и КИК, рассчитанные при помощи ГДМ, не являются приоритетными, а рассматриваются как дополнительный инструмент обоснования в рамках подготовки проектов пробной эксплуатации.

Одним из способов прогнозирования является экстраполяционный промыслово-статистический метод характеристик вытеснения, отражающий реальный процесс выработки запасов нефти и основанный на данных по добыче. Но, в связи с отсутствием разработки, на новых залежах он не может быть использован.

Другой метод оценки КИН для новых месторождений, рекомендованный действующей нормативной документацией, — статистические зависимости, исходные данные которых содержат геолого-промысловую информацию о продуктивных отложениях, что дает возможность оценить конечное значение нефтеизвлечения независимо от динамики отборов. Данные методики базируются на зависимостях конечного КИН от определенного набора влияющих параметров для конкретных регионов. При этом необходимо отметить, что все статистические зависимости основаны на данных месторождений с длительной историей освоения (Урало-Поволжье, Башкирия, Азербайджан) и справедливы лишь в условиях, аналогичных тем, на основе которых они получены. Для месторождений Восточной Сибири, учитывая данные ограничения, результаты по данным методикам носят скорее предварительный или оценочный характер.

Определение коэффициента вытеснения для особо низкопроницаемых коллекторов

Ключевым показателем для оценки извлекаемых запасов нефти является коэффициент вытеснения, входящий в формулу коэффициентного метода определения конечной нефтеотдачи. Коэффициент вытеснения ($K_{выт}$) характеризует влияние микронеоднородности строения коллектора на эффективность вытеснения рабочим агентом нефти из микрообъема пласта и, по сути, дает представление о потенциальном значении КИН рассматриваемой технологии нефтеизвлечения с поддержанием пластового давления. Определяют $K_{выт}$ в соответствии с отраслевым стандартом. При недостаточном для фильтрационных экспериментов количестве керна или его полном отсутствии коэффициент вытеснения оценивается либо по аналогии с соседними месторождениями, либо по аналитическим зависимостям.

Вопросы получения обобщенных зависимостей $K_{выт}$ или $K_{он}$ (коэффициента остаточной нефтенасыщенности) от параметров пластов, а также критерии применения таких зависимостей рассматривались многими авторами [1]. Для низкопроницаемых коллекторов одной из часто используемых зависимостей считаются обобщенные линейные зависимости, полученные на основе фактической информации. Оценкой коэффициентов вытеснения нефти водой для особо низкопроницаемых пластов (ОНПК) в свое время занимались А.Н. Янин, М.А. Черевко, К.М. Паровинчак [2]. Авторами собрана и обработана информация о величинах $K_{он}$ и $K_{выт}$ для группы, состоящей из 30 продуктивных пластов нефтяных месторождений Западной Сибири. Рассмотренная выборка данных проходила апробацию в рамках государственной

экспертизы проектно-технологической документации на разработку. По результатам проведенного анализа авторами построен комплекс графиков (рис. 2, 3) и получены обобщенные линейные зависимости:

• остаточной нефтенасыщенности ($K_{он}$) от коэффициента начальной нефтенасыщенности ($K_{нн}$) в виде:

$$K_{он} = 0{,}3558 \times K_{нн} + 0{,}1055;$$

• коэффициента вытеснения $K_{выт}$ от коэффициента начальной нефтенасыщенности $K_{нн}$ в виде:

$$K_{выт} = 0{,}4767 \times K_{нн} + 0{,}1802.$$

Использование полученных обобщенных зависимостей практикуется для обоснования параметров вытеснения нефти для геологических объектов, соответствующих принятому диапазону проницаемости, в том числе использованы для условий Пайяхского кластера Красноярского края.

На рисунках 4, 5 приведено сравнение величин коэффициента остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения, обоснованных с привлечением собственных исследований керна и величин, рассчитанных с использованием выше указанных зависимостей по низкопроницаемым пластам группы месторождений Западной и Восточной Сибири. Отметим, что выборка пластов является отличной от использованной авторами для получения зависимостей, что подтверждает возможность применения зависимостей, полученных для ультранизкопроницаемых коллекторов (УНПК) для определения $K_{он}$ и $K_{выт}$ новых месторождений на оценочной стадии, в условиях отсутствия собственных лабораторных исследований керна.

Кроме того, $K_{выт}$, полученный на основе обобщенных зависимостей, рекомендуется использовать и в качестве проверочного значения при наличии лишь единичных потоковых экспериментов, выполненных на собственном керне. И, в случае значительного расхождения, выполнить анализ причин такого расхождения, т.к. в отдельных случаях параметры исследуемого керна могут быть отличными от типичных по пласту, особенно это касается новых крупных и уникальных месторождений, находящихся на стадии разведки.

В качестве примера, в таблице 1 приведены данные по двум месторождениям, находящимся на стадии оценки, по которым, до проведения собственных исследований керна, значения $K_{он}$ приняты по обобщенной зависимости.

Подходы к выбору систем разработки на стадии оценки месторождений

Для всех коллекторов, особенности геологического строения которых снижают эффективность системы поддержания пластового давления (аномально низкая проницаемость, значительный этаж нефтеносности, высокая степень расчлененности, неоднородность по площади и разрезу), требуется изменение подходов для эффективной реализации систем воздействия.

Работы [3, 4] посвящены проблемам формирования рациональных систем заводнения для залежей с низкопроницаемыми коллекторами. На сегодняшний день это самое актуальное направление исследований в связи с массовым вводом в разработку запасов с подобными фильтрационными свойствами. Основным методом разработки,

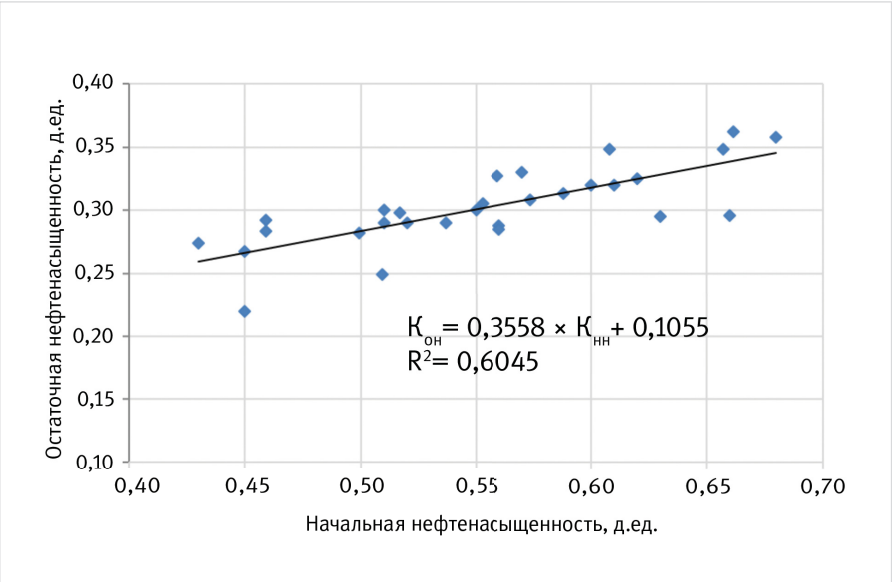


Рис. 2. Зависимость остаточной от начальной нефтенасыщенности
Fig. 2. Dependence of residual on initial oil saturation

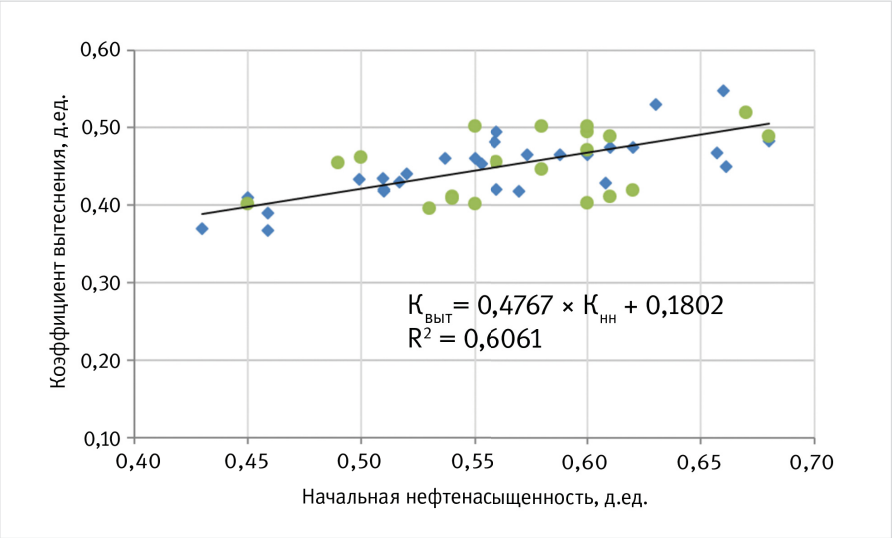


Рис. 3. Зависимость коэффициента вытеснения от начальной нефтенасыщенности
Fig. 3. Dependence of displacement coefficient on initial oil saturation

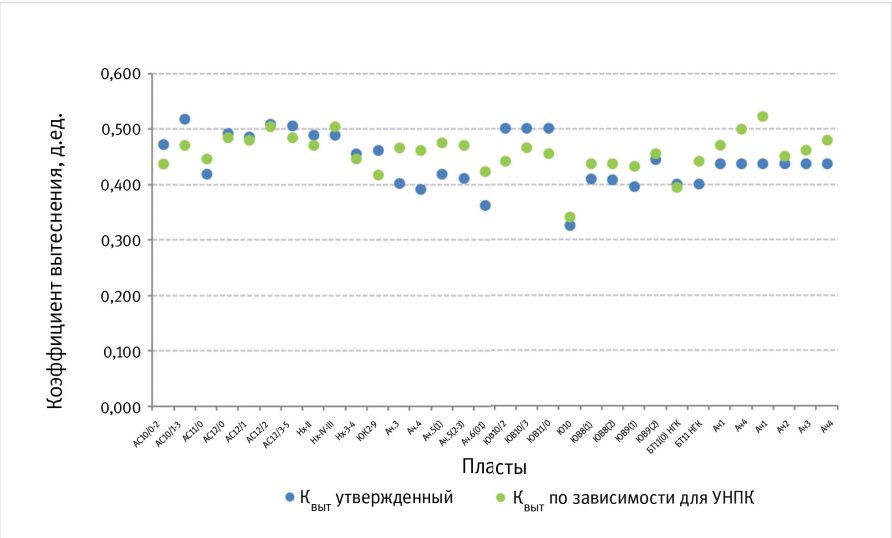


Рис. 4. Сравнение величин коэффициента остаточной нефтенасыщенности, принятой для проектирования и расчетной по зависимости для УНПК
Fig. 4. Comparison of residual oil saturation coefficient adopted for the design and calculated according to UNPK dependence

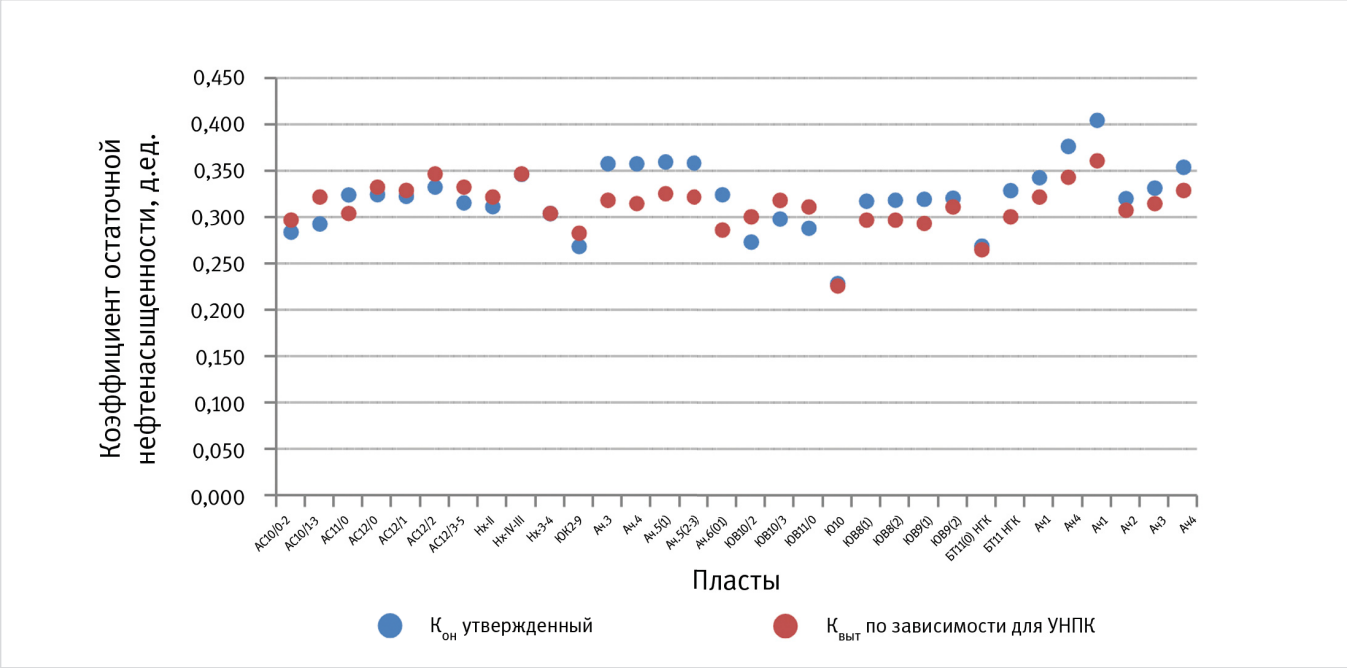


Рис. 5. Сравнение величин коэффициента вытеснения, принятых для проектирования и расчетных по зависимости для УНПК
Fig. 5. Comparison of displacement coefficient adopted for the design and calculated according to UNPK dependence

позволяющим ввести в активное освоение и добычу низкопроницаемые коллекторы, является бурение скважин сложной конструкции (горизонтальных, многоствольных, многозабойных), проведение большеобъемных, поинтервальных и многостадийных ГРП. Безусловно, спектр применяемых технологий формируется индивидуально в зависимости от геологического строения залежей. Одним из основных полигонов апробации подходов к разработке низкопроницаемых коллекторов являются ачимовские отложения Приобского месторождения, что позволяет использовать его в качестве базового аналога для перспективных объектов Восточной Сибири. Масштабное внедрение заканчивания скважин с МГРП на Приобском месторождении позволило обосновано повысить прогнозный КИН рассматриваемых пластов до уровня 0,243–0,344 д. ед. Уплотнение системы размещения скважин (расстояние между рядами до 200 м) в сочетании с удлинением горизонтального ствола (до 1 500–2 000 м) также положительно сказывается на эффективности выработки запасов нефти. При этом проектная плотность сетки скважин по объекту АС10-12 достигает 10 га/скв. Опробование и тиражирование технологий бурения горизонтальных скважин с проходкой по пласту от 500 до 1 500 м планируется и на новых месторождениях Восточной Сибири.

Особенности внутреннего строения, степень неоднородности, мощность и литология пласта, обусловленные условиями осадконакопления, свидетельствуют в пользу субширотного направления горизонтальных стволов для обеспечения максимального охвата коллекторов. Направление горизонтальных скважин определено исходя из преимущественного азимута распространения максимального стресса, определенного по результатам комплексной интерпретации параметров азимутальной анизотропии широкоазимутальных сейсмических данных 3D. Преимущественный азимут направления максимального горизонтального стресса определен 350°–10°.

Актуальным становится и вопрос определения оптимального срока отработки нагнетательных скважин на нефть индивидуально для каждой нагнетательной скважины с целью получения максимальной эффективности. Реакция добывающих скважин на ввод системы ППД в условиях низкопроницаемого коллектора менее выражена, чем в традиционных коллекторах, поэтому добыча нефти при отработке нагнетательных скважин сопоставима с эффектом от применения системы ППД. На сегодняшний день срок отработки нагнетательных скважин на тюменской свите варьируется в широком диапазоне (от 1 до 31 месяца). Решение о переводе в ППД принимается на основе анализа темпов падения добычи нефти, результатов гидродинамического моделирования, а также экспресс-методом, основанным на анализе изменения интенсивности реакции реагирующей скважиной от ввода скважин окружения. Как показала оценка, выполненная для объекта ТРИЗ тюменской свиты, увеличение накопленной добычи нефти получено всего на уровне 2,5 %. В базовом варианте фиксированный срок отработки нагнетательных скважин на нефть составил 6 месяцев, при этом накопленная добыча нефти по исследуемому участку составила 983 тыс. т. В оптимальном варианте срок отработки по каждой скважине был дифференцирован — накопленная добыча нефти составила 1 008 тыс. т [5].

В работе [6] предложена математическая модель, включающая в себя три функциональных элемента пластовой системы (зоны), в каждом из которых поддерживается свое пластовое давление. Балансовые уравнения модели позволяют прогнозировать поведение пластовой системы при известных емкостных и фильтрационных параметрах. С помощью представленной модели выполняется расчет технологических показателей

Табл. 1. Значения коэффициента вытеснения и остаточной нефтенасыщенности по новым месторождениям
Tab. 1. Values of displacement coefficient and residual oil saturation for new fields

Месторождение	Пласт	$К_{он}$				$К_{выт}$			
		Утв.	По зависимости для ОНПК	Исслед. керна	Аналоги	Утв.	По зависимости для ОНПК	Исслед. керна	Аналоги
Месторождение 1	пласт 1	0,312	0,312	не провод.	0,268 – 0,322	0,489	0,471	не провод.	0,454 – 0,519
Месторождение 1	пласт 2	0,347	0,347			0,489	0,504		
Месторождение 2	пласт 1	0,305	0,305	0,363-0,311		0,456	0,447	0,404-0,456	

при различном соотношении добывающих и нагнетательных скважин.

Итоги

В статье приведено обобщение опыта определения извлекаемых запасов нефти новых месторождений с низкой проницаемостью на стадии разведки, обосновано применение обобщенных зависимостей для особо низкопроницаемых коллекторов для новых месторождений, а также приведены пути и методы повышения объема извлекаемых запасов углеводородов (постановка и решение проблемы, возможность практической реализации), представленные выводы обоснованы.

Выводы

Истощение традиционных запасов и увеличение в добычном портфеле российских ВИНК-активов со значительными объемами низко- и сверхнизкопроницаемых коллекторов диктует необходимость повышения достоверности прогноза показателей.

Метод аналогий и оценка извлекаемых запасов нефти покоэффициентным методом являются основными для прогноза извлекаемых запасов на стадии разведки месторождений.

Большое влияние на величину нефтеотдачи оказывает определение оптимального времени отработки нагнетательных скважин на нефть.

Перспективы повышения объема извлекаемых запасов нефти напрямую связаны с применением новых и тиражированием опробованных в аналогичных геологических условиях технологий разработки (скважины сложной конструкции с МГРП).

Литература

1. Янин А.Н. Оценка коэффициента вытеснения нефти водой по обобщенным зависимостям (на примере пластов группы Ю1 нижневартовского свода) // Бурение и нефть. 2014. № 7–8. С. 34–38.
2. Янин А.Н., Черевко М.А., Паровинчак К.М. Оценка коэффициентов вытеснения нефти водой для особо низкопроницаемых пластов месторождений Западной Сибири // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2014. № 4. С. 60–65.
3. Ситников А.Н., Пустовских А.А., Рощектаев А.П., Анджукаев Ц.В. Метод определения оптимального времени отработки нагнетательных скважин // Нефтяное хозяйство. 2015. № 3. С. 84–87.
4. Хасанов М.М., Краснов В.А., Коротовских В.А. Определение оптимального периода отработки нагнетательной скважины на нефть // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2007. № 5. С. 19–22.
5. Плиткина Ю.А., Патраков Д.П., Кондратов Э.О., Никифоров Д.В., Гладких М.А. Обоснование оптимального времени отработки нагнетательных скважин на низкопроницаемом объекте тюменской свиты с трудноизвлекаемыми запасами // Нефтяное хозяйство. 2019. № 8. С. 102–105.
6. Соколов С.В. К вопросу об отработке нагнетательных скважин // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Т. 4. № 2. С. 83–93

ENGLISH

Results

The article summarizes the experience of determining recoverable oil reserves of new fields with low permeability at the exploration stage, justifies the use of generalized dependencies for particularly low permeable reservoirs for new fields, and also provides ways and methods to increase the volume of recoverable hydrocarbon reserves. (formulation and solution of the problem, the possibility of practical implementation) the presented conclusions are justified.

Conclusions

The depletion of traditional reserves and an increase in the development portfolio of Russian VINC assets, with significant volumes of low- and ultra-low-permeability reservoirs, dictates the need to increase the reliability of forecast.

The method of analogies and the estimation of recoverable oil reserves by ratio method are the main methods for forecasting recoverable reserves at the stage of field exploration.

The determination of the optimal time of development of injection wells for oil is of great importance for the value of the oil recovery rate.

The prospects for increasing the volume of recoverable oil reserves are directly related to the use of new and replication of development technologies tested in similar geological conditions (wells of complex design with MSHF).

References

1. Yanin A.N. Assessment of coefficient of water-oil displacement as per summarized dependencies (example of Ю1 group's strata of nizhnevartovsky pool roof). Drilling and oil, 2014, issue 7–8, P. 34–38. (In Russ).
2. Yanin A.N., Cherevko M.A., Parovinchak K.M. Estimation of water-oil displacement efficiency for very low permeability reservoirs in the fields of West Siberia. Oil and Gas Studies, 2014, issue 4, P. 60–65. (In Russ).
3. Sitnikov A.N., Pustovskikh A.A., Roshchektaev A.P., Andzhukaev T.V. A method to determine optimal switching time to injection mode for field development system. Oil industry, 2015, issue 3, P. 84–87. (In Russ).
4. Khasanov M.M., Krasnov V.A., Korotovskikh V.A. Determination of the optimal working period of an injection well for oil. Scientific and Technical Bulletin of "NK "Rosneft" JSC, 2007, issue 5, P. 19–22. (In Russ).
5. Plitkina J.A., Patrakov D.P., Kondratov E.O., Nikiforov D.V., Gladkikh M.A. Rreasoning of injection well flow back optimum period at low permeable htr reserves formations of tyumen suite. Oil industry, 2019, issue 8, P. 102–105. (In Russ).
6. Sokolov S.V. Considerations on pre-production of injection wells. Tyumen state university herald. physical and mathematical modeling. Oil, gas, energy, Vol. 4, issue 2, P. 83–93. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ланина Ольга Викторовна, эксперт,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: ovlanina@tnnc.rosneft.ru

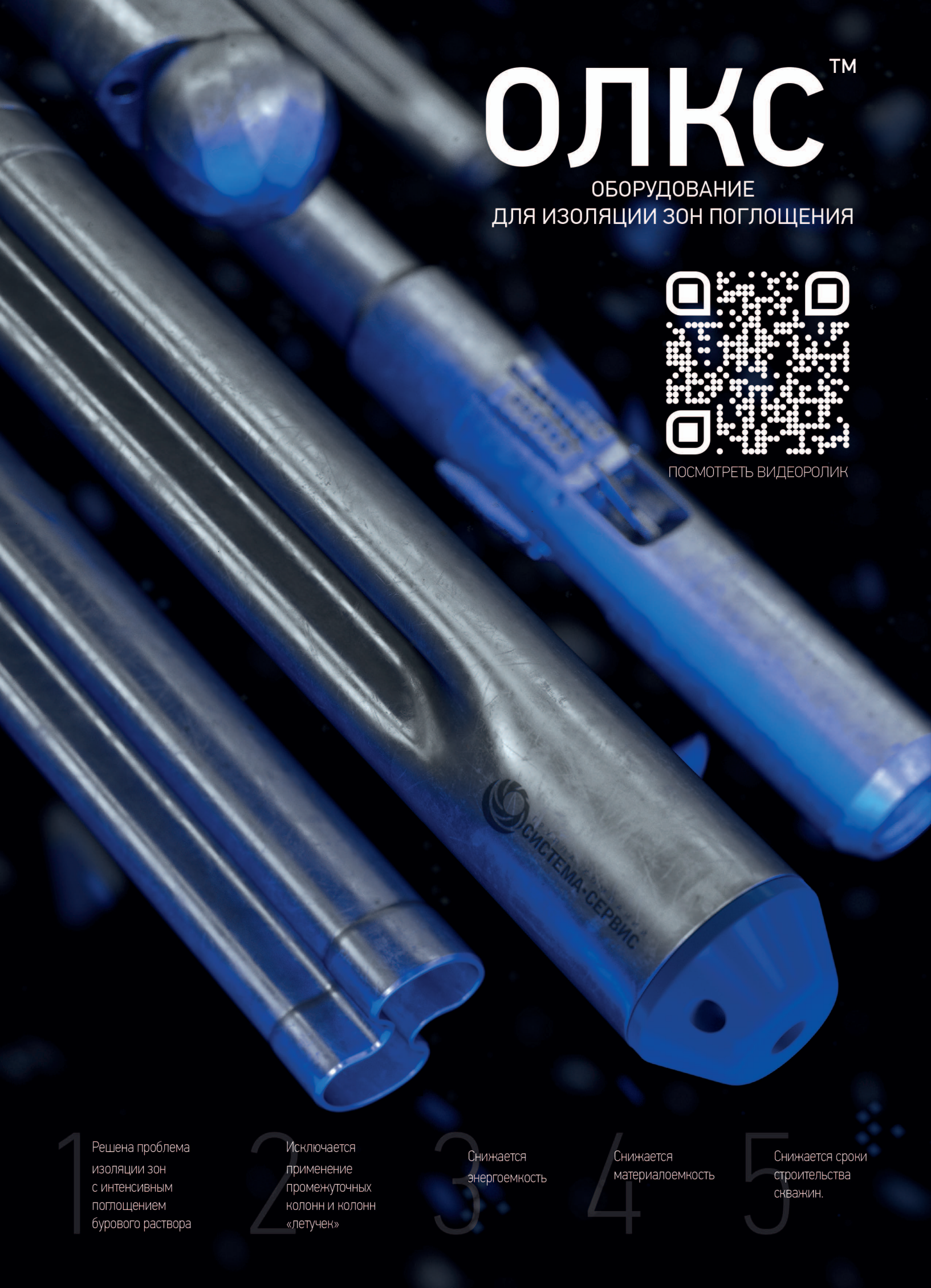
Архипов Виталий Николаевич, главный менеджер,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Грандов Дмитрий Вячеславович, главный менеджер,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Lanina Olga Viktorovna, expert,
"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding authors: ovlanina@tnnc.rosneft.ru

Arkhipov Vitaly Nikolaevich, general manager,
"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Grandov Dmitry Vyacheslavovich, general manager,
"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia



ОЛКС™

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЯ

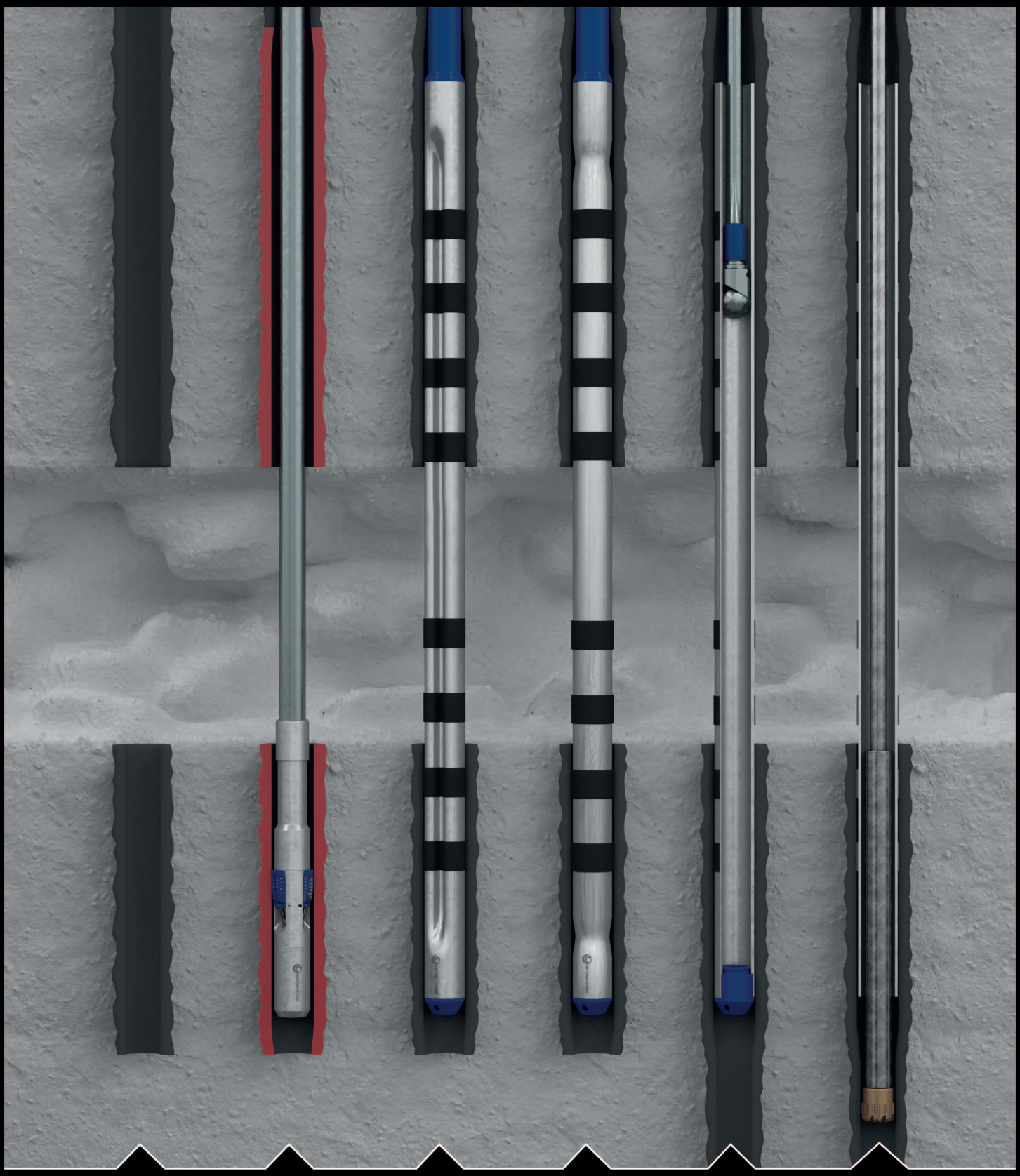
ПОСМОТРЕТЬ ВИДЕОРОЛИК

1. Решена проблема изоляции зон с интенсивным поглощением бурового раствора
2. Исключается применение промежуточных колонн и колонн «летучек»
3. Снижается энергоемкость
4. Снижается материалоемкость
5. Снижается сроки строительства скважин.

ГРУППА КОМПАНИЙ
СИСТЕМА•СЕРВИС
ООО “Перекрыватель”

+7 (85592) 5-16-32
www.sistemaservis.ru

Технология локального крепления скважин заключается в том, что определенные трубы диаметром больше диаметра самой скважины профилируют по всей длине и уменьшают в поперечном сечении на величину, позволяющую свободно спустить их в скважину, а в интервале осложнения увеличивают ствол скважины в диаметре раздвижным расширителем до диаметра исходных (неспрофилированных) труб. После спуска на бурильных трубах профильной «летучки» в скважину, за счет давления, создаваемого закачкой бурового раствора, профильные трубы выправляют до исходных размеров и плотно прижимают к стенке расширенного участка скважин. Дальнейшее бурение производится без уменьшения диаметра долота.



Ствол скважины с зоной осложнения

Спуск перекрывателя

Расширение ствола скважины

Выправление перекрывателя давлением

Вальцевание

Возобновление процесса углубления скважины

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-51-55 УДК 622.276.43 I Научная статья

Исследования эффективности полимерного заводнения для объектов высоковязкой нефти сеноманского горизонта

Черепанова Н.А., Усольцев А.В., Кочетов А.В.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
nacherepanova@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
Технология применения полимерного заводнения на объектах высоковязких нефтей изучается многими нефтяными компаниями, но целесообразность метода остается под вопросом. В работе рассмотрено влияние концентрации полиакриламида (ПАА), проницаемости породы, температуры на подвижность пластовых жидкостей моделей керна пластов ПК после прокачки растворов полимера. Приведены результаты фильтрационных экспериментов по испытанию растворов ПАА на керне слабосцементированного терригенного коллектора с проницаемостью до 4 мкм^2. Показана возможность создания фильтрационных сопротивлений растворами ПАА в высокопроводящих каналах фильтрации пород сеноманского горизонта. Установлено, что для создания фильтрационных сопротивлений не требуется использование высоковязких растворов полимера, даже минимальные концентрации ПАА обеспечивают снижение подвижности воды.

Материалы и методы
В исследовании применены следующие методы: анализ литературных источников, экспериментальные исследования фильтрационных параметров пород при воздействии растворами полиакриламида, статистическая обработка и обобщение результатов полученных исследований. В качестве материалов использованы образцы полиакриламида с различным молекулярным весом, образцы горных пород сеноманских отложений.

Ключевые слова
высоковязкая нефть, заводнение, полиакриламид, подвижность жидкости, фактор сопротивления

Для цитирования
Черепанова Н.А., Усольцев А.В., Кочетов А.В. Исследования эффективности полимерного заводнения для объектов высоковязкой нефти сеноманского горизонта // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 6. С. 51–55. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-51-55

Поступила в редакцию: 05.09.2022

UDC 622.276.43 I Original Paper

Studying polymer flooding performance in Cenomanian reservoirs of highly viscous oil

Cherepanova N.A., Usoltsev A.V., Kochetov A.V.
"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
nacherepanova@tnnc.rosneft.ru

Abstract
The application of polymer flooding technology at highly viscous oil fields is studied by many oil companies, but the method feasibility remains debatable. The paper considers the effect of polyacrylamide (PAA) concentration, rock permeability, and temperature on the mobility of reservoir fluids on core models of PK reservoirs after injecting polymer slugs. The paper also describes the results of flow experiments on testing polyacrylamide solutions on the core of a loose terrigenous reservoir with permeabilities of up to 4 um^2. It also shows the possibility of creating flow resistances with PAA solutions in highly conductive flow channels of Cenomanian rocks. It has been established that no highly viscous polymer solutions are required to create flow resistances, even minimal concentrations of PAA provide a decrease in water mobility.

Materials and methods
The following methods were used in the study: analysis of literature sources, experimental studies of flow parameters of rocks when exposed to polyacrylamide solutions, statistical processing and generalization of the studies results. Polyacrylamide samples of various molecular weights and Cenomanian rock samples were used as test materials.

Keywords
highly viscous oil, flooding, polyacrylamide, fluid mobility, resistance factor

For citation
Cherepanova N.A., Usoltsev A.V., Kochetov A.V. Studying polymer flooding performance in Cenomanian reservoirs of highly viscous oil. Exposition Oil Gas, 2022, issue 6, P. 51–55. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-51-55

Received: 05.09.2022

Доля высоковязкой нефти (ВВН) в индустрии топливно-энергетического комплекса Западной Сибири постоянно возрастает. Залежи высоковязкой нефти на территории Западно-Сибирской нефтегазовой провинции сосредоточены на Русском, Северо-Комсомольском, Восточно-Мессояхском, Ван-Ёганском, Тагульском и других месторождениях. Основные запасы ВВН приурочены к залежам сеноманского возраста покурской и долганской свит.

Пласты залегают на глубинах от 800 до 1 200 м, характеризуются высокой неоднородностью литологического состава и крайней невыдержанностью по площади и разрезу. Литологически они представлены неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и глин с пропластками бурого угля. Пески и песчаники серые разнозернистые кварц-полевошпатовые, слюдистые, каолинизированные, иногда с глауконитом и зернами янтаря. Отдельные части разреза представляют собой неконсолидированные рыхлые отложения. Толщина пластов достигает 10–15 м, реже 30 м, толщина глинистых прослоев изменяется на коротких расстояниях в пределах 0,5–25 м. Коллекторские свойства существенно варьируют: пористость — 23–35 %, проницаемость — 0,001–2 мкм^2. Нефть сеноманских отложений тяжелая, сернистая, смолистая, малопарафинистая с плотностью до 960 кг/м^3 и вязкостью в пластовых условиях до 700 мПа·с.

Особенностью данных залежей является наличие подошвенной воды и газовой шапки. Отсутствие выраженных непроницаемых перемычек между нефтяной зоной пласта, газовой шапкой и подстилающей водой способствует перетоку газа и воды из зоны водонефтяного контакта. В настоящее время подгазовые залежи нефтей сеноманского горизонта находятся на стадии опытно-промышленной эксплуатации или проектирования. При эксплуатации таких объектов выявлен ряд проблем: быстрое обводнение продукции, прорывы газа, вынос песка, наличие прослоев глин в коллекторе [1].

Разработка таких залежей предусматривает организацию системы поддержания пластового давления заводнением. Для повышения коэффициента охвата пласта и исключения языков обводнения, а также формирования преждевременных каналов фильтрации воды на объектах ВВН в качестве одного из вариантов разработки рассматриваются технологии полимерного либо термополимерного заводнения.

Из литературных данных известно о проектировании опытно-промышленных работ по закачке полимерных растворов на Русском и Северо-Комсомольском месторождениях. Авторами [2] предлагается для условий Русского месторождения использование полимеров после обводнения продукции скважин для довытеснения нефти. Использование растворов полимеров на начальной стадии заводнения осложнено рисками по необеспечению компенсации отборов добываемой жидкости закачкой агента в условиях ограниченной репрессии. Для снижения давления закачки раствор полимера вводится при повышенной температуре 40–60 °С. Влияние вязких растворов на геомеханическую стабильность слабосцементированного коллектора изучено на примере керна пластов ПК4 и ПК5 [3]. При умеренных репрессиях концентрация полимера до 1 000 ppm не приводит к разрушению скелета породы и миграции несвязанных частиц.

На Восточно-Мессояхском месторождении для ОПР в работе [4] рекомендуется неравномерное циклическое заводнение с периодами закачки раствора полимера и воды. Выявлена закономерность оптимального соотношения периодов закачки полимера и воды в зависимости от концентрации полимера. Повышение концентрации полимера приводит к увеличению продолжительности закачки воды. Снижение концентрации полимера ведет к режиму непрерывного дозирования. По данным моделирования наивысшие технологические и экономические показатели достигаются при концентрации ПАА 0,75 кг/м^3 с длительностью полимерного периода 20 сут., водного — 5 сут.

Ключевым моментом рентабельности проекта полимерного заводнения является концентрация реагента и объем оторочки. С одной стороны, концентрация должна обеспечивать требуемую вязкость раствора для выравнивания неоднородности по проницаемости. С другой стороны, высокая вязкость закачиваемого агента ведет к снижению подвижности флюидов и, как следствие, увеличению давления закачки. Обеспечение стабильного фронта вытеснения с приростом КИН достигается при рациональной вязкости раствора полимера, экспресс-метод определения которой предложен авторами [5]. Данная экспресс-методика применима для нефтей с вязкостью от 30 до 1 000 мПа·с.

В таблице 1 представлены расчетные значения вязкости и концентрации раствора полимера для объектов ВВН Западной Сибири. Оценочные расчеты рациональной вязкости раствора ПАА выполнены по аналитической экспресс-методике [5] для образцов частично гидролизованного полиакриламида, отличающихся молекулярной массой. Высокомолекулярный образец ПАА характеризуется молекулярной массой 21×10^6 а.е.м., среднемолекулярный образец — 10,5×10^6 а.е.м. Концентрация раствора полимера вычислялась на основании концентрационных зависимостей ПАА (рис. 1), которые в пределах изучаемых концентраций приняты линейными. Для затворения ПАА использовали модель минерализованной воды с содержанием солей 14 г/дм^3. Вязкость измеряли методом ротационной вискозиметрии при скорости сдвига 6 с$^{-1}$ и температуре 20 °С.

Исходя из осуществленных расчетов, для объектов Западной Сибири с вязкостью нефти 80–150 мПа·с оптимальная вязкость раствора ПАА по экспресс-методике [5] находится в пределах 10–11 мПа·с. Растворы с такой вязкостью при температуре 20 °С имеют концентрацию высокомолекулярного ПАА в минерализованной воде порядка 0,06 % масс., среднемолекулярного ПАА — 0,09 % масс. Для объектов Ванкорского кластера оптимальная вязкость раствора ПАА по использованной методике расчета составляет 20 мПа·с. Концентрация среднемолекулярного ПАА в минерализованной воде для такой вязкости составляет 0,15 % масс. Мировой опыт применения полимеров на объектах ВВН показывает, что вязкость растворов ПАА не превышает 30–45 мПа·с при среднем значении 24 мПа·с [6].

Растворы ПАА, как правило, имеют псевдопластический характер течения, для описания которых используют реологические модели Оствальда или Гершеля — Балкли. При сдвиговом течении растворов полимера ориентационные эффекты и нарушение межмолекулярных взаимодействий уменьшают вязкость раствора. Исследования показывают, что стандартная вязкостная характеристика раствора полимера не может служить основанием для выбора концентрации, так как при одном и том же значении концентрации более вязкие растворы не всегда проявляют эффективные свойства в пористой среде. Эффективность воздействия растворов полимера в значительной мере определяется степенью взаимодействия с породой и вмещающими флюидами.

Вязкость полимерных систем в пористой среде является функцией скорости фильтрации, а также зависит от величин адсорбции,

Табл. 1. Расчетные значения рациональной вязкости и концентрации раствора полимера
Tab. 1. Estimated rational viscosities and concentrations of polymer solution

Объект	Вязкость нефти, мПа·с	Вязкость раствора ПАА, мПа·с	Концентрация ПАА, % масс	
			M = 21×10^6	M = 10,5×10^6
Русское, ПК	111	10,5	0,060	0,087
Северо-Комсомольское, ПК	148	11,23	0,062	0,091
Тагульское, вЯк2	80	9,87	0,058	0,082
Тагульское, Дл-3	267	13,61	0,069	0,107
Тагульское, Дл-3	570	19,67	0,086	0,146

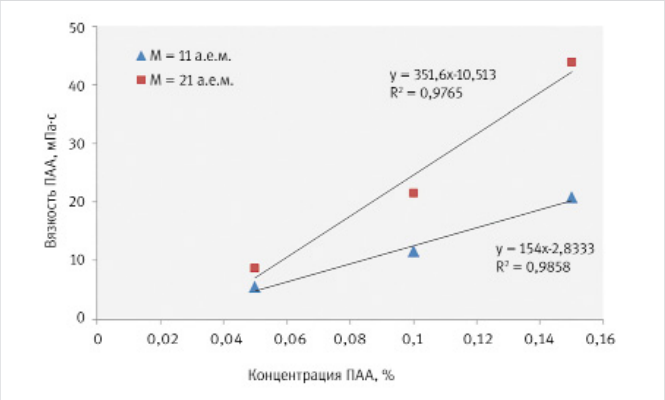


Рис. 1. Зависимость вязкости раствора ПАА от концентрации
Fig. 1. PAA viscosity vs. concentration

степени деструкции, реагирования с ионами пластовой воды. В результате продвижения раствора полимера в породе его вязкость постоянно изменяется. Поэтому фильтрационные характеристики полимерных растворов в лабораторных условиях оценивают путем определения коэффициента подвижности системы ($\lambda = Кпр/\mu$), который не учитывает вязкость [7]. Одной из характеристик потока полимера в пористой среде является уменьшение подвижности, которая выражается фактором сопротивления. Показатель фактора сопротивления R_F представляет собой отношение фильтруемости / подвижности пластовой воды к фильтруемости / подвижности однофазного полимерного раствора. Фактор остаточного сопротивления R_{RF} равен отношению подвижностей пластовой воды до и после закачки полимерного раствора.

Фактор сопротивления раствора полимера чувствителен к ряду параметров: концентрации полимера, его молекулярной массе и степени гидролиза, поровой структуре породы, скорости сдвига, минерализации и составу пластовой воды и др. В данной работе экспериментальными методами рассмотрено влияние концентрации ПАА, проницаемости породы, температуры на фактор остаточного сопротивления и подвижность моделей керна пластов ПК при прокачке растворов ПАА.

Экспериментальное моделирование процесса полимерного заводнения осуществляли в режиме довытеснения нефти после базового заводнения на испытательном фильтрационном стенде FDS-700 компании «Vinci technologies». Образцы пород коллекторов ПК изготавливали методом криотехнологии — заморозкой жидким азотом. Для предотвращения разрушения в процессе пробоподготовки образцы помещали в термоусадочную тефлоновую трубку, торцы образцов стабилизировались фильтрующими металлическими сетками. Эксперименты выполняли на составных колонках керна длинной 12–14 мм, диаметром 38,5 мм.

Начальную нефтенасыщенность создавали отгонкой воды из образцов керна на полупроницаемой мембране при давлении 1,2 МПа, с последующим донасыщением образцов керосином под вакуумом и прокачкой модели нефти. В качестве нефти использовали изовискозную модель, которую готовили из безводной дегазированной очищенной от механических примесей нефти пласта ПК с введением растворителя. В качестве вытесняющего агента готовили модель пластовой воды с минерализацией 14–16 г/л.

Изначально моделировали условия нефтенасыщенной залежи с остаточной водонасыщенностью. Далее в модель фильтровали воду до полного обводнения продукции. Линейная скорость прокачки пластовой воды не превышала 1 м/сут. После базового заводнения производили закачку раствора ПАА в количестве 3 поровых объемов и переходили на вытесняющий агент до стабилизации градиента давления.

В первой серии экспериментов влияние концентрации раствора ПАА на подвижность системы выполнено на моделях крена с проницаемостью образцов по газу 0,72–0,85 мкм^2. В испытаниях использовали среднемолекулярный образец полимера. Рисунок 2 демонстрирует показатель вклада полимера в общее уменьшение коэффициента подвижности воды в системе в зависимости от концентрации закачиваемого раствора ПАА. Эта зависимость имеет экспоненциальный характер, резко возрастая с увеличением концентрации ПАА. Показатель фактора сопротивления включает проявление двух эффектов: эффекта увеличения вязкости и эффекта снижения проницаемости. Вязкость раствора в исследуемом диапазоне прямо пропорциональна концентрации ПАА. А экспоненциальная зависимость фактора сопротивления от концентрации указывает на наличие закупоривающего эффекта высокомолекулярных ПАА. В другой серии экспериментов исследовали влияние исходной проницаемости керна на подвижность системы при фильтрации полимера и последующей после полимера закачки воды. Исследования выполнены при концентрации полимера 1 500 ppm, объем вводимой оторочки раствора ПАА составлял 3 поровых объема модели керна. Диапазон исходной проницаемости моделей по газу находился в пределах от 0,66 до 3,73 мкм^2. На рисунке 3 приведены значения подвижности жидкостей в колонках керна при фильтрации нефти, воды и раствора ПАА в породе с остаточной нефтенасыщенностью 35–40 %. При вытеснении нефти в ходе заводнения подвижность воды возрастает, достигая максимального значения в момент 100 %-го обводнения. Фильтрация раствора полимера происходит при повышенных градиентах давления и приводит к резкому снижению подвижности системы. При этом подвижность раствора ПАА становится меньше значений подвижности нефти. Последующая закачка воды после фильтрации раствора полимера во всех экспериментах имеет тенденцию роста подвижности воды по сравнению с раствором ПАА. Но значения подвижности воды остаются ниже базового заводнения во всем диапазоне исследуемых проницаемостей, включая высокопроницаемые модели 3–4 мкм^2. Это обусловлено адсорбцией полимеров на поверхности породы и механическим удержанием в капиллярах отдельных глобул полимера, которые создают закупоривающий эффект и препятствует току жидкости.

Замеры динамической адсорбции в образцах керна пластов ПК показывают достаточно высокие значения — в среднем 52 мкг/см^3, достигая в отдельных образцах 78 мкг/см^3, что связано с наличием глин в составе породы. Коллекторы продуктивных отложений сеноманского горизонта в своем составе содержат значительное количество глинистого цемента, суммарное количество глин в породе составляет 10–35 %. Состав глинистого цемента представлен коалинитом, хлоритом, монтмориллонитом и смешаннослойными гидрослюдами.

Влияние проницаемости керна на значение фактора сопротивления описывается степенными зависимостями (рис. 4а). В моделях с проницаемостью до 1 мкм^2 фактор сопротивления для раствора полимера может достигать 20–23 ед. При аппроксимации данных рисунка 4а по приведенным зависимостям фильтрация полимера в высокопроницаемых каналах (8–10 мкм^2) имеет фактор сопротивления 2,5–3 ед., а последующая фильтрация воды после раствора полимера дает фактор остаточного сопротивления на уровне 1,1–1,3 ед. Свойства полимерных растворов определяются размером, формой и концентрацией полимерных частиц в воде. Они зависят от молекулярной массы, степени гидролиза и других факторов. Так, высокомолекулярные полимеры характеризуются более высокими значениями вязкости раствора. В то же время полимеры с высокой молекулярной массой имеют большее количество гидролизованных звеньев полимерной цепочки для обеспечения их растворимости. С увеличением степени гидролиза растворы ПАА более подвержены действию минерализованных вод и термической деструкции.

Исследованиями авторов [8] показано, что наиболее значительному изменению вязкостных свойств при нагреве вследствие термической деструкции подвержен полиакриламид с высокой молекулярной массой. Чем выше температура, больше

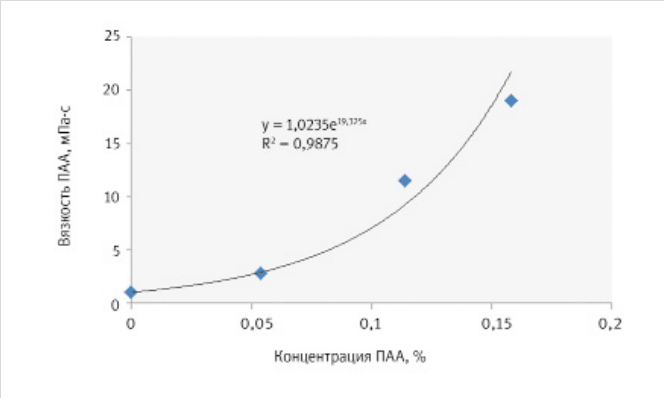


Рис. 2. Зависимость фактора сопротивления моделей керна пластов ПК от концентрации раствора ПАА
Fig. 2. Resistance factor of PK core models vs. PAA concentration

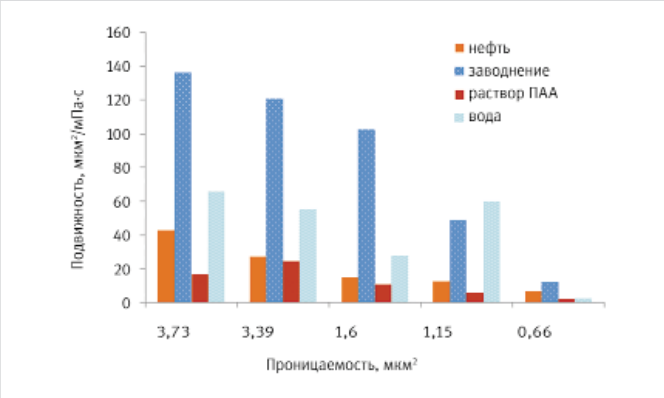
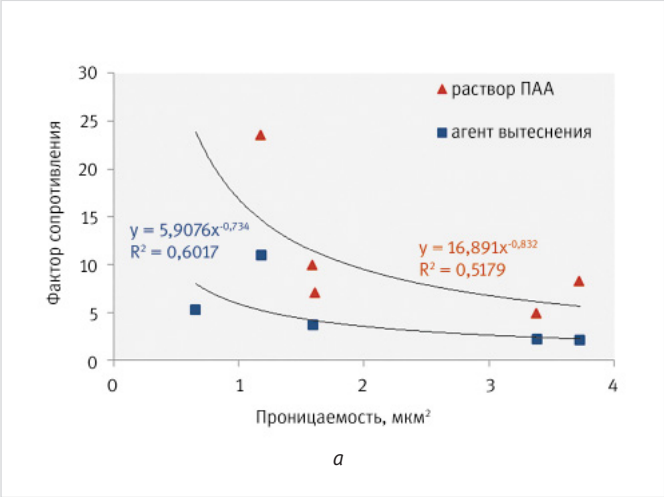


Рис. 3. Диаграмма изменения подвижности жидкостей в керне пласта ПК при закачке растворов ПАА
Fig. 3. Diagram of changes in PK core liquids mobility during PAA injection



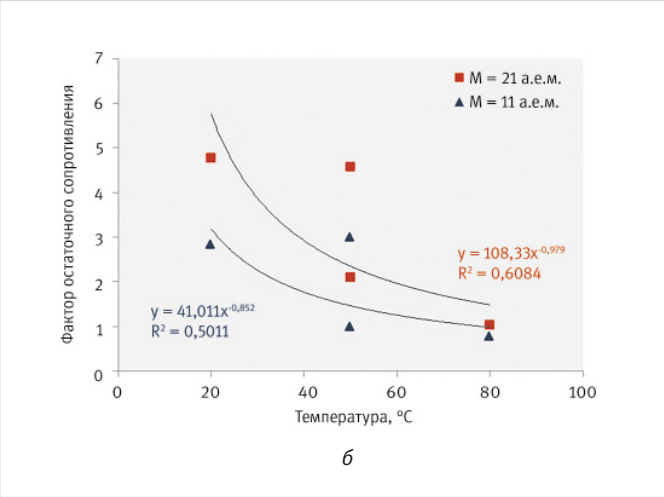


Рис. 4. Зависимость фактора сопротивления при закачке растворов ПАА от проницаемости породы пласта ПК и температуры пласта ПК: а — от проницаемости породы; б — от температуры
Fig. 4. Resistance factor during PAA injection vs. PK rock permeability and temperature: a – vs. rock permeability; б – vs. temperature

продолжительность нагрева и время контакта с металлом, тем меньше коэффициент стабильности раствора и значительнее потери вязкости полимера вследствие деструкции. С ростом молекулярной массы полимера также возрастает степень механической и термоокислительной деструкции.

На рисунке 4б приведены температурные зависимости фактора остаточного сопротивления для образцов ПАА с разной молекулярной массой. Эксперименты данной серии выполнены на моделях керна с проницаемостью 0,5–1,1 мкм^2 при концентрации полимера 1 500 ppm. Объем вводимой оторочки раствора ПАА составлял один поровый объем модели керна. При температуре 20 °C значения фактора остаточного сопротивления для высокомолекулярного образца (M = 21 а.е.м.) в 1,7 раза превышают показатель для среднемолекулярного образца (M = 11 а.е.м.). Тенденция сохраняется до 50 °C. При температуре 80 °C данный эффект нивелируется и фактор остаточного сопротивления среднемолекулярного образца находится на одном уровне с высокомолекулярным образцом ПАА. На наш взгляд, полученный результат обусловлен более выраженной термоокислительной деструкцией высокомолекулярного образца ПАА.

Итоги

Лабораторными экспериментами на установках физического моделирования подтверждается возможность создания фильтрационных сопротивлений растворами ПАА в высокопроводящих каналах фильтрации пород сеноманского горизонта по технологии полимерного заводнения. В пластах с высоковязкой нефтью для создания фильтрационных сопротивлений не требуется использование растворов полимера повышенной вязкости, сравнимой с вязкостью нефти. Концентрация раствора ПАА с вязкостью 10–20 мПа·с обеспечивает снижение подвижности воды в 1,5–3 раза по сравнению с базовым заводнением. В технологии термополимерного заводнения в качестве образцов полиакриламида предпочтительно использование марок ПАА со средней молекулярной массой.

Выводы

Результаты исследований могут быть использованы при разработке терригенных коллекторов высоковязкой нефти с применением растворов полиакриламида. В результате исследований показаны оптимальные вязкостные параметры растворов ПАА для снижения подвижности воды в высокопроводящих каналах фильтрации терригенных пород сеноманских отложений.

Литература

1. Балин В.П., Малышев И.О. К вопросу освоения сеноманских залежей высоковязкой нефти // Территория нефтегаз. 2017. № 9. С. 46–56.
2. Васильев В.В., Иванцов Н.Н., Лапин К.Г., Волгин Е.Р., Торопов К.В. Поиск новых решений для оптимизации разработки Русского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2018. № 4. С. 46–52.
3. Иванцов Н.Н. Исследование фильтрации полимерных растворов в слабосцементированном коллекторе // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Том 4. № 2. С. 136–150.
4. Коваленко И.В., Корякин Ф.А. Оценка перспективности применения полимерного заводнения на пластах ПК 1–3 Восточно-Мессояхского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2018. № 9. С. 102–105.
5. Телков В.П., Каримов А.К., Мостаджеран М.Г., Ким С.В., Юсупходжаев М.А. Повышение нефтеизвлечения на месторождениях высоковязкой и тяжелой нефти с помощью полимерного заводнения // Нефтяное хозяйство. 2018. № 5. С. 60–63.
6. Черепанова Н.А. Обобщение опыта применения полимерного заводнения и критериев выбора марки полимера // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. № 10. С. 48–52.
7. Берлин А.В. Физико-химические методы повышения нефтеотдачи. Полимерное заводнение (обзор). Часть I // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2011. С. 16–25.
8. Химченко П.В. Обоснование выбора полимера и композиции на основе полиакриламида для полимерного заводнения на месторождениях с высокой температурой и минерализацией: диссертация. Москва, 2019. 132 с.

ENGLISH

Results

Laboratory experiments on physical modeling units confirm the possibility of creating flow resistances with PAA solutions in highly conductive flow channels of Cenomanian rocks using polymer flooding technology. In reservoirs with highly viscous oil, no polymer solutions of increased viscosity comparable to the oil viscosity are required to create flow resistances. The concentration of PAA solutions with viscosities of 10–20 MPa·s reduces the water mobility by 1,5–3 times compared to the basic flooding. In the thermopolymer flooding technology, it is preferable to use PAA grades with mean molecular weights as polyacrylamide samples.

Conclusions

The results of the study can be used in the development of terrigenous reservoirs containing highly viscous oil through the use of polyacrylamide solutions. The results of the study showed optimal viscosity parameters of PAA solutions to reduce the water mobility in highly conductive flow channels of terrigenous Cenomanian rocks.

References

1. Balin V.P., Malyshev I.O. About senoman high-viscosity oil deposits developing. Oil and gas territory, 2017, issue 9, P. 46–56. (In Russ).
2. Vasilyev V.V., Ivantsov N.N., Lapin K.G., Volgin E.R., Toropov K.V. The search for new solutions for Russkoe field development optimization. Geology, geophysics, and development of oil and gas fields, 2018, issue 4, P. 46–52. (In Russ).
3. Ivantsov N.N. A study of polymer solutions filtration in unconsolidated reservoir. Tyumen State University Herald. Physical and mathematical modeling, oil, gas, energy, 2018, Vol. 4, issue 2, P. 136–150. (In Russ).
4. Kovalenko I.V., Koryakin F.A. Estimating possibility of polymer flooding for reservoir PK 1–3 of the Vostochno-Messoyahskoye field. Oil Industry, 2018, issue 9, P. 102–105. (In Russ).
5. Telkov V.P., Karimov A.K., Mostajeran M.G., Kim S.V., Yusupkhodjayev M.A. Enhancing oil recovery of high-viscosity and heavy oil deposits using polymer flooding, Oil Industry, 2018, issue 5, P. 60–63. (In Russ).
6. Cherepanova N.A. Experience generalization of polymer water-flooding application and polymer choice criteria. Geology, geophysics, and development of oil and gas fields, 2015, issue 10, P. 48–52. (In Russ).
7. Berlin A.V. Physical and chemical methods of enhanced oil recovery. Polymer flooding (review). Part I. Scientific and technical bulletin of Rosneft Oil Company, 2011, issue 1, P. 16–25. (In Russ).
8. Himchenko P.V. Justifying the choice of polymer and polyacrylamide-based composition for polymer flooding in reservoirs with high temperatures and mineralizations: dissertation. Moscow, 2019, 132 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Черепанова Наталья Алексеевна, кандидат технических наук, эксперт отдела аналитики и систематизации лабораторных исследований керна и пластовых флюидов, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: nacherepanova@tnnc.rosneft.ru

Усольцев Антон Валерьевич, главный специалист отдела изучения физики пласта, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Кочетов Алексей Валентинович, начальник отдела изучения физики пласта, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Cherepanova Natalya Alekseevna, candidate of technical sciences, expert of the department of analysis and systematization of core and reservoir fluids laboratory studies, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: nacherepanova@tnnc.rosneft.ru

Usoltsev Anton Valerevich, chief specialist of the reservoir physics department, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Kochetov Aleksei Valentinovich, head of the reservoir physics department, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис»
SIBExpoSERVICE
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

Азотные компрессорные станции ТГА

Наиболее результативным решением проблемы повышения нефтеотдачи пластов является применение третичных газовых методов, к которым относится метод вытеснения азотом. Азот — один из самых распространенных газов на планете Земля. Основным его свойством, используемым в технологических процессах, является инертность. В концентрациях начиная с 90 % азот предотвращает возгорание. Именно благодаря этому своему свойству он получил широкое распространение для обеспечения пожаро- и взрывобезопасности в различных технологических процессах.

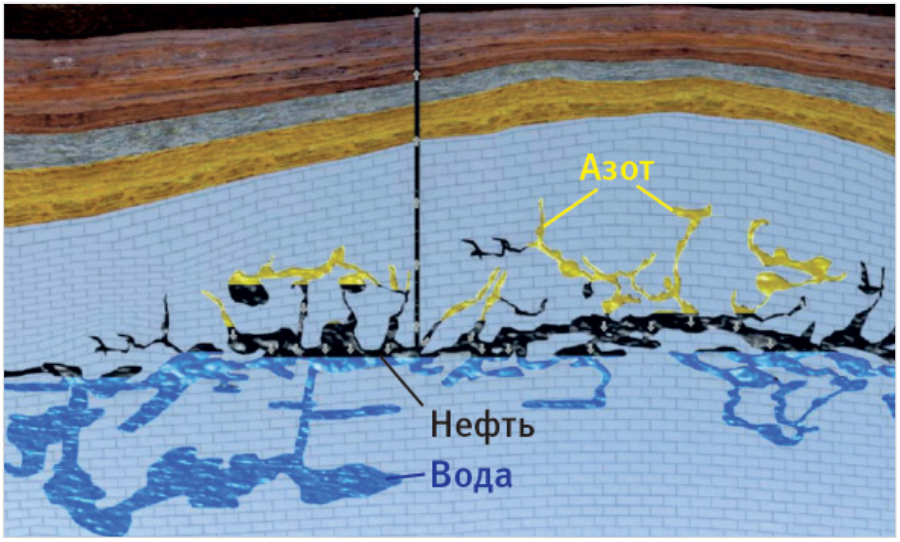


Рис. 1. Вытеснение нефти путем подачи газообразного азота под высоким давлением

Повышение продуктивности скважин достигается путем подачи газообразного азота под высоким давлением. Азот поднимается вверх по трещинам и за счет увеличения пластовой энергии оттесняет вниз заблокировавшую ствол скважины воду. Обеспечивается заполнение освобождающихся от воды коллекторов нефтью — и снова открывается доступ нефти к стволу скважины. Добыча возобновляется, нефтеотдача пласта повышается в пределах от 35 до 75 % (рис. 1).

Газообразный азот применяется также при выполнении таких операций, как капитальный ремонт скважин, опрессовка скважин, бурение на депрессии, освоение скважин после ГРП, консервация и расконсервация скважин и др. Оптимальное мобильное решение задачи получения газообразного азота из атмосферного воздуха непосредственно на нефтяных скважинах и других объектах, требующих подачи азота высокого давления, — азотные станции серии ТГА. Передвижная азотная компрессорная станция доставляется к объекту и запускается в работу (рис. 2).

Рис. 2. Схема процесса получения газообразного азота из воздуха

Краснодарский компрессорный завод производит широкую линию моделей передвижных азотных станций серии ТГА, способных обеспечивать на выходе высококонцентрированный азот (до 99 %) под давлением до 630 атмосфер с производительностью до 30 нм^3/мин. Максимальная концентрация азота на выходе зависит от модификации станции и колеблется в диапазоне от 90 до 99 %. Подходящая модель и модификация азотной станции подбираются под задачи, которые требуется решать. При этом заказчик имеет возможность приобрести новую азотную компрессорную станцию в собственность для постоянного использования или взять в аренду вместе с профессиональным экипажем для решения оперативных задач. Для удобства перемещения станций ТГА предусмотрено несколько типов их исполнения: на салазках, на прицепе, на шасси. Тип подбирается в зависимости от расположения объектов, сроков эксплуатации станции на каждом из них и других факторов.

На сегодняшний день самой востребованной в нефтедобыче является инновационная азотная станция модели ТГА-10/251 с концентрацией азота на выходе 95 % (рис. 3).

Рис. 3. Инновационная азотная станция модели ТГА-10/251

ККЗ КРАСНОДАРСКИЙ КОМПРЕССОРНЫЙ ЗАВОД

Надежный поставщик компрессорного оборудования

Азотная станция
серии ТГА 10/631

ЛУЧШИХ ТОВАРОВ РОССИИ 2018 Росстандарт

CERTIFIED ISO 9001:2015 COMPANY

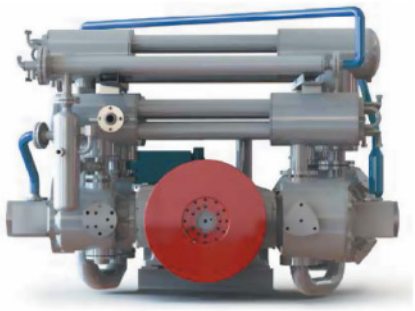
Серия ТГА
Давление до **630** бар
Азот **99** %

РЕКОРДСМЕН по энергоэффективности

- Вырабатывает азот высокого давления из атмосферного воздуха
- Используется для повышения нефтеотдачи пласта, обеспечения нефтедобычи, очистки и испытания трубопроводов

КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ
для ПНГ и других газов

КОМПРЕССОРЫ
для сероводорода и других промышленных газов



ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ
для компримирования промышленных газов

- Позволяют сделать утилизацию попутного нефтяного газа высокотехнологичным и экономически выгодным процессом
- Используются для компримирования сероводорода при добыче высокосернистой нефти

СОХРАНЯЯ ТРАДИЦИИ, ВНЕДРЯЕМ ИННОВАЦИИ!

Краснодарский край, станица Динская, ул. Железнодорожная, 265А
+7 (861) 298-32-50, info@kkzav.ru

www.kkzav.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-58-63

УДК 622.276 I Научная статья

Классификация карбонатных коллекторов для повышения эффективности разработки карбонатных объектов

Саяхутдинов А.И.[1], **Амбарцумян Р.А.**[1], **Калимуллин Ф.М.**[2]
[1]ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия, [2]ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия
sayakhutdinovai@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
Не существует общепринятой классификации карбонатных коллекторов, учитывающей геолого-физические характеристики, влияющие на показатели разработки коллекторов. Поэтому задача кластеризации таких коллекторов имеет высокое практическое значение при оценке запасов углеводородов и их дифференциации. В работе предложена классификация карбонатных коллекторов, учитывающая соотношение запасов в средах (матрица и вторичная среда), доли их участия в фильтрации и параметр смачиваемости. По этим показателям в дальнейшем можно сформировать рекомендации по проводке скважин и типам заканчивания, режимам разработки коллектора, а также рекомендацию по подбору агентов воздействия.

Материалы и методы
Согласно предложенной классификации разработан алгоритм определения типа карбонатного коллектора, который включает в себя комплексирование исследований: анализ керна, фильтрационно-емкостные свойства пород, расширенный комплекс геофизических исследований скважин, гидродинамические исследования скважин, анализ показателей эксплуатации скважин и определение смачиваемости.

Ключевые слова
классификация карбонатного коллектора, смачиваемость, тип коллектора, стратегия выработки

Для цитирования
Саяхутдинов А.И., Амбарцумян Р.А., Калимуллин Ф.М. Классификация карбонатных коллекторов для повышения эффективности разработки карбонатных объектов // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 6. С. 58–63. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-58-63

Поступила в редакцию: 08.09.2022

UDC 622.276 I Original Paper

Classification of carbonate reservoirs for the purpose of increasing the efficiency of the development of carbonate objects

Sayakhutdinov A.I.[1], **Ambartsumyan R.A.**[1], **Kalimullin F.M.**[2]
[1]"RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia, [2]"NK "Rosneft" PJSC, Moscow, Russia
sayakhutdinovai@bnipi.rosneft.ru

Abstract
Therefore, the task of clustering carbonate reservoirs is of great practical importance in assessing hydrocarbon reserves and their differentiation. This paper proposes a classification of carbonate reservoirs, taking into account the ratio of reserves in-situ and the proportion of their participation in filtration and wettability. According to these indicators, it is possible to form recommendations for drilling new wells in the fields and types of well completion, as well as to propose an influencing agent to maintain reservoir pressure.

Materials and methods
According to the proposed classification, an algorithm for determining the type of carbonate reservoir has been developed, which includes the integration of studies: core analysis, reservoir properties of rocks, an extended complex of well logging, hydrodynamic studies of wells, well operation indicators and wettability determination.

Keywords
carbonate reservoir classification, wettability, reservoir type, development strategy

For citation
Sayakhutdinov A.I., Ambartsumyan R.A., Kalimullin F.M. Classification of carbonate reservoirs for the purpose of increasing the efficiency of the development of carbonate objects. Exposition Oil Gas, 2022, issue 6, P. 58–63. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-58-63

Received: 08.09.2022

С целью изучения, определения отличительных особенностей и выбора оптимальной стратегии выработки запасов карбонатных пород разработано множество различных классификаций на основе генетических, структурных, емкостных, фильтрационных и других признаков:

- вещественные — подразделяют породы по минералогическому составу: по относительному содержанию в породе кальцита, доломита и терригенной примеси [5, 9, 14];
- структурно-генетические — описывают карбонатные породы, подразделяя их по структуре и условиям осадконакопления [6, 7, 12, 15, 17, 18];
- генетические — описывают происхождение пород (методика ВНИГРИ, ВНИГНИ) [14, 16];
- по строению пустотного пространства [8, 10, 11, 20];
- оценочно-генетическая [3];
- по соотношению запасов в средах и доли их участия в фильтрации [13, 19];
- по продуктивности и преобладающей емкости среды коллектора [2, 4].

Разработка карбонатных трещиноватых объектов требует принципиально иных подходов, чем разработка терригенных коллекторов. В случае карбонатов необходим учет факторов, определяющих методы разработки таких коллекторов. В первую очередь эти методы зависят от гидрофильности или гидрофобности породы и от особенностей потоков флюидов по трещинам.

Для выбора стратегии разработки карбонатных коллекторов и с целью повышения эффективности выработки запасов нефти карбонатных коллекторов предложена четырехуровневая классификация, учитывающая соотношение запасов в средах и доли их участия в фильтрации, а также смачиваемость пород (рис. 1).

Уровень 1: учет соотношения запасов нефти в средах (матрица и вторичная пористость) и доли их участия в фильтрации (табл. 1).

Уровень 2: учет смачиваемости породы, определение механизмов вытеснения.

Анализ возможных механизмов вытеснения является необходимой составляющей при выборе оптимальной системы разработки и методов воздействия для всех карбонатных коллекторов, для которых характерно высокое влияние вторичной среды в процессе фильтрации. От правильности представления структуры порового пространства (соотношения доли запасов в порах, трещинах и кавернах, а также доли их участия в фильтрации), смачиваемости карбонатных коллекторов зависит корректность прогноза проектных показателей разработки и выбор эффективного режима разработки объекта.

При закачке воды с целью ППД в карбонатные коллекторы главным параметром является параметр степени смачиваемости горной породы. Именно смачиваемость определяет эффективность вытеснения нефти водой из матрицы карбонатного коллектора. Силы, контролирующие капиллярную пропитку, определяют, насколько легко закачать воду в пласты и насколько эффективен будет процесс заводнения.

Оба уровня дают возможность выявить соответствующие механизмы вытеснения нефти из карбонатного коллектора, а также режимы разработки. Третий уровень учитывает геологические факторы, четвертый — вещественный состав породы. Эти уровни

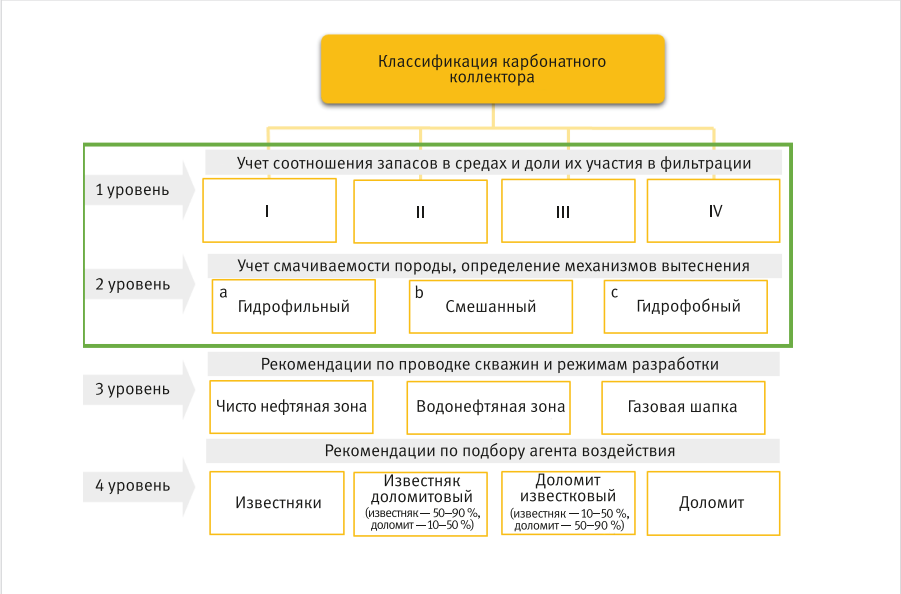


Рис. 1. Предложенная классификация карбонатных пород
Fig. 1. Proposed classification of carbonate rocks

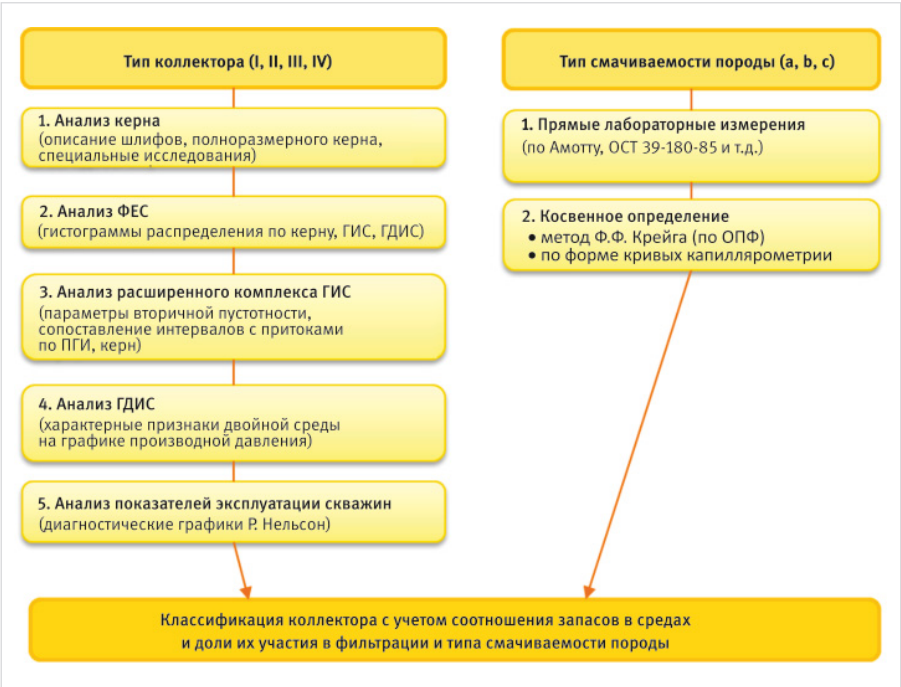


Рис. 2. Алгоритм определения типа коллектора
Fig. 2. Algorithm for determining the type of collector

Табл. 1. Описание типов классификации карбонатного коллектора
Tab. 1. Description of carbonate reservoir classification types

Характеристика	I	II	III	IV
Свойства матрицы	низкая проницаемость и низкая пористость	низкая проницаемость и пористость	проницаемость и пористость	проницаемость и пористость
Запасы нефти	только в трещинах	в основном в матрице	практически все в матрице	только в матрице
Фильтрация	только в трещинах	в основном по трещинам	как по матрице, так и по трещинам	только по матрице
Система	система с одинарной пористостью — только трещины	система с двойной пористостью — матрица и трещины	система с двойной проницаемостью — матрица и трещины	система с одинарной пористостью — только матрица

формируют рекомендацию по проводке скважин и типам заканчивания, режиму работы залежи, а также рекомендацию по подбору агентов воздействия.

Согласно предложенной классификации разработан алгоритм определения типа карбонатного коллектора (рис. 2).

Для выполнения классификации в соответствии с разработанным алгоритмом необходимо выполнить комплексный анализ результатов проведенных исследований и данных эксплуатации. Пример применения алгоритма рассмотрен на карбонатном объекте одного из месторождений компании ПАО «НК «Роснефть».

Тип коллектора:

1. Анализ керна.

Объект представлен доломитизированными известняками и доломитами (с преобладанием последних) разной степени зернистости: трещинно-кавернозно-поровые, кавернозно-поровые — преимущественно кавернозно-поровые.

2. Сопоставление фильтрационных свойств.

Сопоставление проницаемостей, определенных по исследованиям кернового материала и по результатам ГДИС, характеризует фильтрационные свойства сред.

В данном примере (рис. 3) сопоставление проницаемостей керн/ГДИС в соответствии с классификацией по соотношению запасов в средах и доли их участия в фильтрации показало III–IV тип.

3. Анализ расширенного комплекса ГИС.

Анализ расширенного комплекса ГИС позволяет определить:

- трещиноватые интервалы, плотность и раскрытость;
- угол и азимут падения пласта и трещины;
- направление максимальных и минимальных горизонтальных напряжений.

Сопоставление результатов ПГИ и ГИС (рис. 4) дает соответствие интервалов коллектора, интервалов притока (ухода) жидкости с интервалами вторичной среды.

Из приведенного примера следует:

- по данным FMI выделяются единичные проводящие микротрещины и залеченные микротрещины;
- сопоставление данных FMI и ПГИ не прослеживает связи между единичными проводящими трещинами и интервалами ухода;
- по данным описания керна прослеживаются мелкие трещины, минерализованные сульфатом.

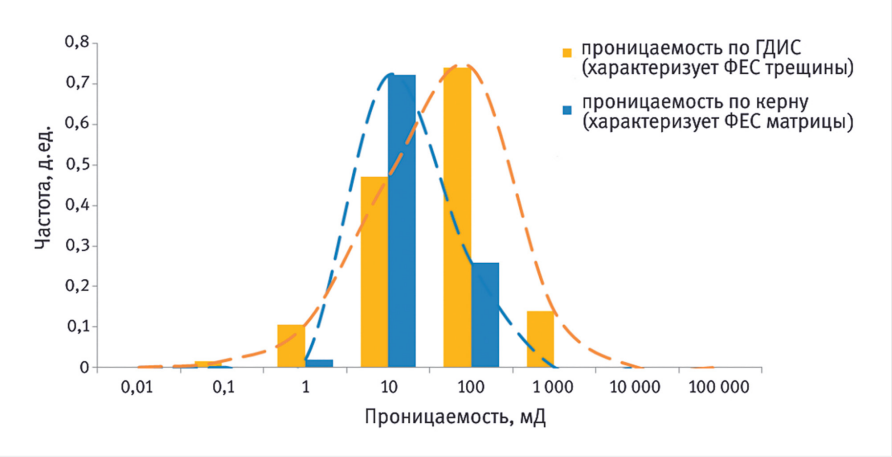


Рис. 3. Сопоставление проницаемостей по ГДИС и по керну
Fig. 3. Comparison of permeability by hydrodynamic studies of wells and core

4. Анализ ГДИС.

По ГДИС можно идентифицировать:

1. Некоторые особенности трещиноватого резервуара:
   - двойная пористость;
   - коридор трещин;
   - постоянное граничное давление.
2. Отдельные параметры:
   - эквивалентная проницаемость (КН);
   - проводимость трещин, пересекающих скважину;
   - расстояние между скважиной и разломом.

На рисунке 5 представлен диагностический график в билогарифмических координатах проведенного исследования на скважине месторождения X. На графике наблюдается рост производной давления с начала исследования. Анализ работы скважины и выполненных ГТМ на скважине свидетельствует, что признак линейного режима течения обусловлен наличием трещины авто-ГРП, образованной в момент превышения давления закачки над минимальным горизонтальным напряжением в пласте.

5. Анализ показателей эксплуатации скважин.

По сравнению с обычными коллекторами, трещиноватые коллекторы анизотропны и очень неоднородны. Эту неоднородность можно показать, исследуя диагностические графики промысловых показателей и запасов. В нормальном коллекторе с преобладанием матрицы эти распределения имеют тенденцию быть колоколообразными. Однако в трещиноватых коллекторах распределения сильно искажены в сторону высокого уровня. Анализ данных эксплуатации скважин месторождения X показывает, что тип коллектора отнесен к IV по соотношению доли запасов в средах и участия их к фильтрации (рис. 6).

Тип смачиваемости породы

Капиллярные силы влияют на поведение нефтенасыщенных пластов во многих аспектах, включая насыщенность, многофазные течения и эффективность вытеснения нефти водой. Способы определения параметра смачиваемости делятся на косвенные и прямые методы.

Определение параметра смачиваемости по относительным фазовым проницаемостям (ОФП). Ф.Ф. Крейг предлагает осуществлять по трем критериям (косвенный метод

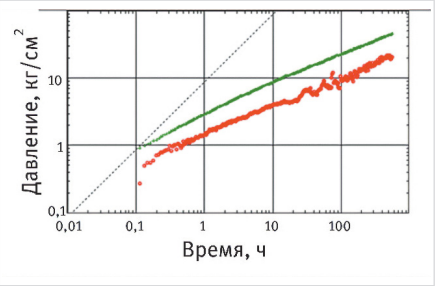


Рис. 5. Диагностический график в билогарифмических координатах
Fig. 5. Diagnostic graph in logarithmic coordinates

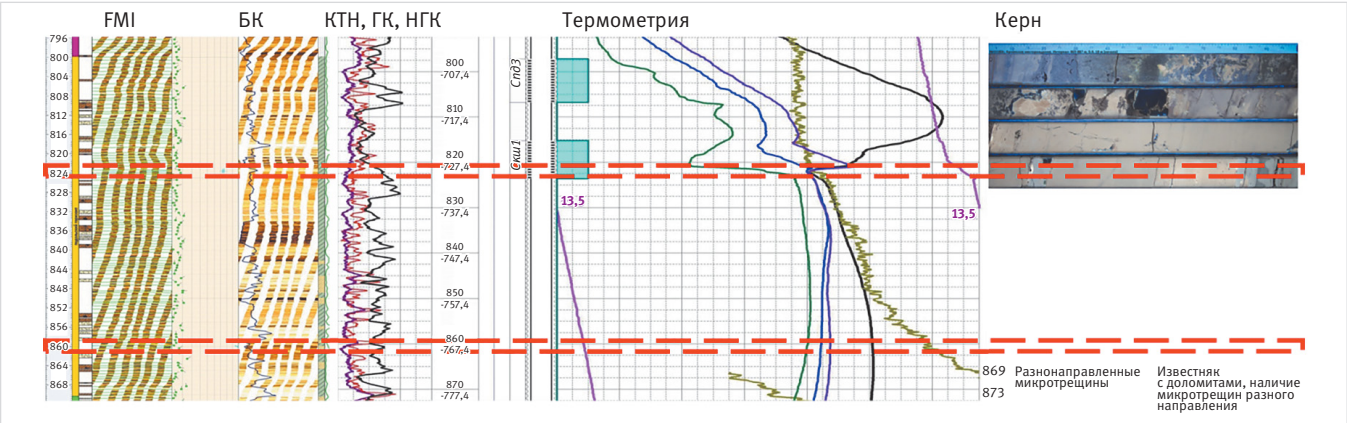


Рис. 4. Комплексирование результатов исследований (керн-ГИС-ПГИ)
Fig. 4. Integration of research results (core-Geophysical survey of wells-Production and geophysical survey of wells)

определения параметра смачиваемости породы коллектора):

- насыщенность связанной водой (для гидрофильной среды › 25 %, для гидрофобной среды ‹ 15 %);
- насыщенность, при которой относительные проницаемости для воды и для нефти одинаковы (для гидрофильной среды › 50 %, для гидрофобной среды ‹ 50 %);
- относительная проницаемость для воды при максимальной водонасыщенности, т.е. при полном заводнении (для гидрофильной среды ‹ 30 %, для гидрофобной среды › 50 %).

На рисунке 7 изображены ОФП месторождения X, карбонатный коллектор данного месторождения относится к нейтральному типу смачиваемости по классификации Крейга.

Большинство карбонатных коллекторов являются гидрофобными или смешанного типа. В случае смешанной смачиваемости поверхности пор породы наиболее информативным является комбинированный метод Амотта-USBM (прямое определение параметра смачиваемости) — этот метод способен определить характеристику смачиваемости исследуемого образца во всем диапазоне измерения смачиваемости (рис. 8) [1].

Показатель Амотта (3) определяется как разность между показателями *Iв* (1) и *Iн* (2) [1].

$$I_в = \frac{S_2 - S_1}{S_4 - S_1}, \quad (1)$$

$$I_н = \frac{S_4 - S_3}{S_4 - S_1}, \quad (2)$$

$$I_{Амотта} = I_в - I_н, \quad (3)$$

$$I_{USBM} = \log\left(\frac{\times\times\times}{\times\times\times}\right). \quad (4)$$

Индекс смачиваемости USBM (4) определяется логарифмом отношения площадей, связанных с повышением водонасыщенности, к площади, относящейся к повышению нефтенасыщенности. Пример определения смачиваемости методом USBM объекта месторождения X представлен на рисунке 9.

По результатам выполнения алгоритма по определению типа карбонатного коллектора объект месторождения X отнесен к IV(b) типу:

- запасы нефти в матрице;
- фильтрация в матрице;
- смешанная смачиваемость.

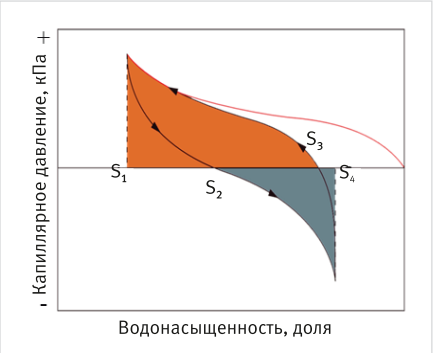


Рис. 8. Прямое определение смачиваемости, кривая капиллярного давления [1]
Fig. 8. Direct determination of wettability, capillary pressure curve[1]

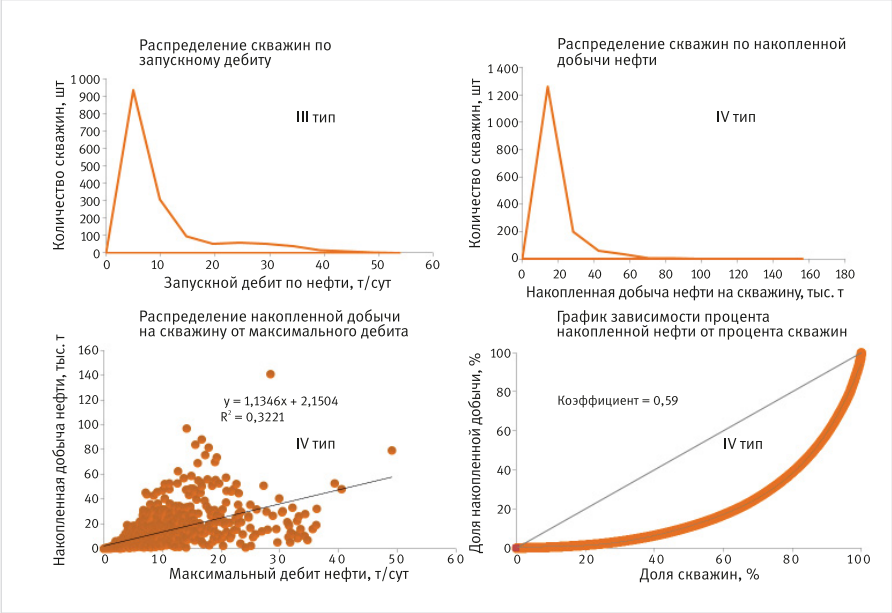


Рис. 6. Анализ показателей работы скважин
Fig. 6. Analysis of well performance

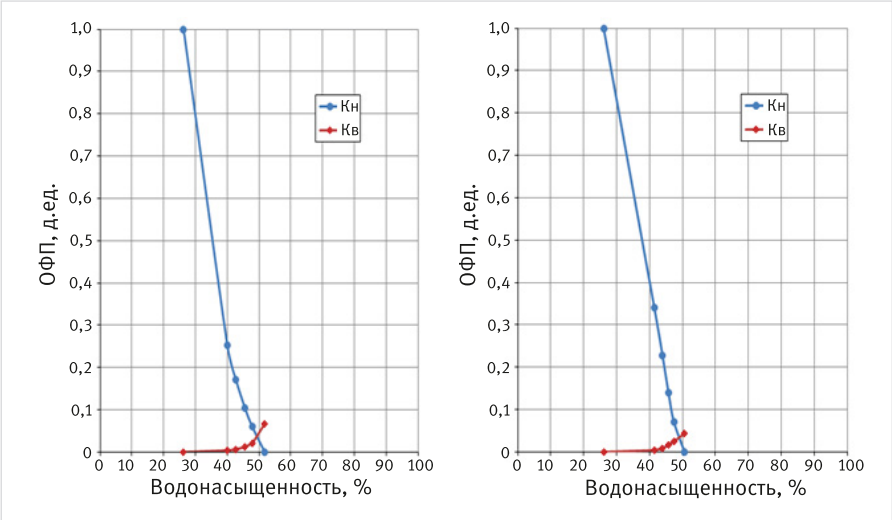


Рис. 7. ОФП объекта месторождения X
Fig. 7. RPP of the X field object

Далее в зависимости от типа карбонатного коллектора выбираем тип геолого-гидродинамической модели (ГГДМ). В таблице 3 представлено соответствие между классом объекта и необходимой ГГДМ.

Соответственно объект месторождения X IV типа, ГГДМ для него с одинарной пористостью. Выбор системы расстановки скважин будет обоснован расчетами на ГГДМ и зависит от вариативности значений ФЕС. В случае модели двойной пористости для распределения сети трещин привлекается информация результатов сейсмических исследований. Например, тренд плотности трещин можно связать с плотностью пород, полученной по результатам сейсмической инверсии.

В зависимости от класса карбонатного объекта определяется стратегия разработки карбонатного коллектора по формированию системы ППД.

Для коллекторов со смешанным типом смачиваемости при организации системы заводнения необходимо применять технологии смены очагов заводнения, циклической закачки с целью «разрядки» блоков матрицы в трещины.

Для смещения степени гидрофобности коллектора в сторону гидрофильности возможно применение технологии закачки умной воды, ВГВ, ПАВ.

Итоги

Разработана четырехуровневая классификация карбонатных коллекторов, которая учитывает соотношения запасов в средах и доли их участия в фильтрации и учет смачиваемости породы, определение механизмов вытеснения.

Создан алгоритм определения типа коллектора по предлагаемой классификации, который основан на комплексировании всей имеющейся информации по выполненным исследованиям и данным эксплуатации.

Выводы

По результатам выполнения алгоритма по определению типа карбонатного коллектора объект месторождения X отнесен к IV(b) типу. Для коллекторов со смешанным типом смачиваемости при организации системы заводнения необходимо применять технологии смены очагов заводнения, циклической

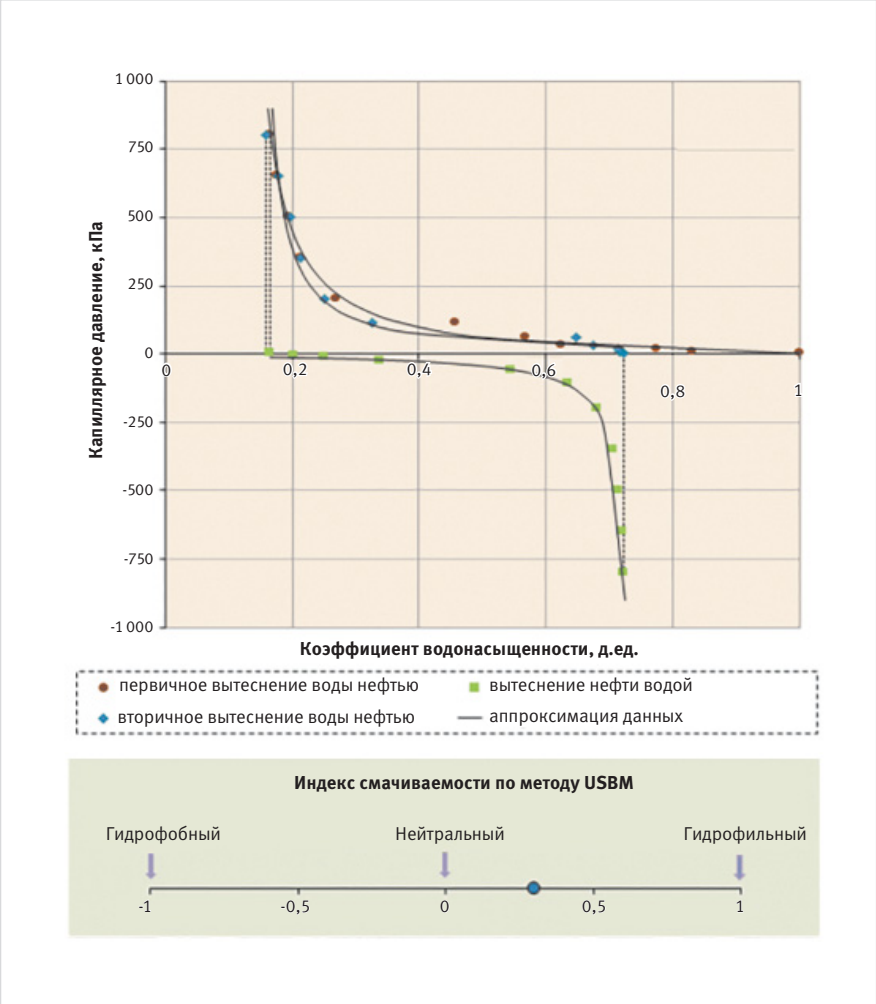


Рис. 9. Пример определения смачиваемости методом USBM объекта месторождения X
Fig. 9. Example of determination of wettability by the USBM method of an object of field X

Табл. 2. Количественные критерии методов определения смачиваемости
Tab. 2. Quantitative criteria for methods for determining wettability

Параметр	Гидрофильная	Нейтральная	Гидрофобная
Индекс смачиваемости USBM	≈ 1	≈ 0	≈ -1
Индекс смачиваемости Амотта	0,3 < I ≤ 1,0	-0,3 ≤ I ≤ 0,3	-1,0 ≤ I < -0,3

Табл. 3. Выбор типа ГГДМ от класса коллектора
Tab. 3. Selection of the type of GGDM from the collector class

Тип модели	Сопоставление класса коллектора и типа модели
Одинарной пористости и проницаемости	I, IV
Двойной пористости, одинарной проницаемости	II
Двойной пористости, двойной проницаемости	III

закачки с целью «разрядки» блоков матрицы в трещины. Для смещения степени гидрофобности коллектора в сторону гидрофильности возможно применение технологии закачки умной воды, ВГВ, ПАВ.

Тип карбонатного коллектора определяет тип ГГДМ. Для коллекторов, которые представлены только поровым типом пустотного пространства или только трещинным, применяются модели одинарной пористости. В случае, когда запасы нефти сосредоточены в трещинах и матрице, а фильтрация флюида в пласте осуществляется по обеим средам, применяется модель двойной пористости/двойной проницаемости, если же фильтрация осуществляется только по трещинам, а матрица содержит запасы — модель двойной пористости/одинарной проницаемости.

Литература

1. Abdalla V., Buckley J., Carnegie E., Edwards D. Fundamentals of wettability. Oil and gas review, 2007, P. 44–61. (In Eng).
2. Амелин И.Д., Давыдов А.В., Лебединец Н.П. и др. Анализ разработки нефтяных залежей в трещиноватых коллекторах. М.: Секретариат СЭВ, 1991. 151 с.
3. Багринцева К.И. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. М.: Недра, 1977. 257 с.
4. Викторин В.Д. Влияние особенностей карбонатных коллекторов на эффективность разработки нефтяных залежей. Москва: Недра, 1988. С. 8–13.
5. Вишняков С.Г. Карбонатные породы и полевое исследование их пригодности для известкования почвы // Карбонатные породы Ленинградской области, Северного края и Карельской АССР. М.; Л., 1933. Вып. 2.
6. Dunham R.J. Classification of carbonate rocks according to depositional textures. Classification of carbonate rocks. Tulsa, Oklahoma, USA: American Association of Petroleum Geologists, 1962. (In Eng).
7. Дмитриевский А.Н. Системный литолого-генетический анализ нефтегазоносных осадочных бассейнов. М.: Недра, 1982. 230 с.
8. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. М.: Недра, 1977. 287 с.
9. Кузнецов В.Г. Литология. Осадочные горные породы и их изучение. М.: Недра-Бизнесцентр, 2007. 511 с.
10. Lonoy A. Making sense of carbonate pore system. AAPG Bulletin 90, September 2006, P. 1381–1405. (In Eng).
11. Lucia F.J. Petrophysical parameters estimated from visual descriptions of carbonate rocks: field classification of carbonate pore space. SPE paper 10073 presented at the 56th Annual SPE Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, October 5–7, 1981. (In Eng).
12. Морозов В.П. Седиментогенез и постседиментационные изменения палеозойских карбонатных отложений востока Восточно-европейской платформы. Автореферат диссертации. Казань, 2009. 48 с.
13. Nelson R.A. Geological analysis of naturally fractured reservoirs. Elsevier, 2001, 352 p. (In Eng).
14. Теодорович Г.И. Учение об осадочных породах. Л.: Гостоптехиздат, 1958. 572 с.
15. Folk R.L. Practical petrographic classification of limestones. AAPG Bulletin. 1959, Vol. 43, issue 1, P. 1–38. (In Eng).

16. Фортунатова Н.К., Карцева О.А., Баранова А.В., Агафонова Г.В., Офман И.П. Атлас структурных компонентов карбонатных пород. М.: ВНИГНИ, 2005. 440 с.
17. Фролов В.Т. Литология. Кн. 2. М.: МГУ, 1993. 432 с.
18. Хабаров Е.М. Сравнительная характеристика позднедокембрийских рифогенных формаций (юг восточной Сибири, Южный Урал и Тиман). Новосибирск: Наука, 1985. 124 с.
19. Черницкий А.В. Геологическое моделирование нефтяных залежей массивного типа в кабонатных трещиноватых коллекторах. М.: ОАО «РМНТК Нефтеотдача», 2002. 254 с.
20. Shoket P.V., Play L.S. Geological Nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. Bulletin AAPG, 1970, Vol. 54, issue 2, P. 207–250. (In Eng).

ENGLISH

Results

A four-level classification of carbonate reservoirs has been developed, which determines the distribution of reserves in the environment and the proportion of their participation in filtration and rock wettability, and the definition of recovery mechanisms.

An algorithm for determining the type of reservoir based on the proposed filtration has been created, which is based on a set of all available information on the performed studies and operation data.

Conclusions

According to the results of the algorithm execution, according to the content of the type of carbonate reservoir of the field, the X field is assigned to the IV (b) characteristic. For reservoirs with a mixed type of wettability, when organizing a waterflooding system, it is necessary to apply technologies for changing waterflooding centers, cyclic injection in order to "discharge matrix blocks in fractures". For a certain degree of reservoir hydrophobicity in hydrophilicity, it is possible to use smart water injection technologies, WGW, surfactant.

The type of carbonate reservoir determines the type of reservoir. For reservoirs that are represented only by pore-type voids or only by fractured application of the single porosity model. In the case when the filtration of reserves is concentrated in the fractures and the matrix, the fluid filtration in the reservoir is carried out in both media, the dual porosity/double permeability model, if the filtration is carried out only along the fractures, and the matrix contains reserves, the dual porosity/single permeability model.

References

1. Abdalla V., Buckley J., Carnegie E., Edwards D. Fundamentals of wettability. Oil and gas review, 2007, P. 54–75. (In Russ).
2. Amelin I.D., Davydov A.V., Lebedinets N.P. et al. Analysis of the development of oil deposits in fractured reservoirs. Moscow: Secretariat SEV, 1991, 151 p. (In Russ).
3. Bagrintseva K.I. Carbonate rocks-reservoirs of oil and gas. Moscow: Nedra, 1977, 257 p. (In Russ).
4. Viktorin V.D. Influence of features of carbonate reservoirs on the efficiency of development of oil deposits. Moscow: Nedra, 1988, P. 8–13. (In Russ).
5. Vishnyakov S.G. Carbonate rocks and a field study of their suitability for liming soil. Carbonate rocks of the Leningrad region, the Northern Territory and the Karelian Autonomous Soviet Socialist Republic. Moscow: Leningrad, 1933, issue 2. (In Russ).
6. Dunham R.J. Classification of carbonate rocks according to depositional textures. Classification of carbonate rocks. Tulsa, Oklahoma, USA: American Association of Petroleum Geologists, 1962. (In Eng).
7. Dmitrievsky A.N. Systematic lithological and genetic analysis of oil and gas bearing sedimentary basins. Moscow: Nedra, 1982, 230 p. (In Russ).
8. Kotyakhov F.I. Physics of oil and gas reservoirs. Moscow: Nedra, 1977, 287 p. (In Russ).
9. Kuznetsov V.G. Lithology. Sedimentary rocks and their study. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2007, 511 p. (In Russ).
10. Lonoy A. Making sense of carbonate pore system. AAPG Bulletin 90, September 2006, P. 1381–1405. (In Eng).
11. Lucia F.J. Petrophysical parameters estimated from visual descriptions of carbonate rocks: field classification of carbonate pore space. SPE paper 10073 presented at the 56th Annual SPE Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, October 5–7, 1981. (In Eng).
12. Morozov V.P. Sedimentogenesis and post-sedimentary changes in paleozoic carbonate deposits in the east of the East European platform. Abstract of the dissertation. Kazan, 2009, 48 p. (In Russ).
13. Nelson R.A. Geological analysis of naturally fractured reservoirs. Elsevier, 2001, 352 p. (In Eng).
14. Teodorovich G.I. The doctrine of sedimentary rocks. Leningrad: Gostoptekhizdat, 1958, 572 p. (In Russ).
15. Folk R.L. Practical petrographic classification of limestones. AAPG Bulletin, 1959, Vol. 43, issue 1, P. 1–38. (In Eng).
16. Fortunatova N.K., Kartseva O.A., Baranova A.V., Agafonova G.V., Ofman I.P. Atlas of structural components of carbonate rocks. Moscow: VNIGNI, 2005, 440 p. (In Russ).
17. Frolov V.T. Lithology. Book. 2. Moscow: MGU, 1993, 432 p. (In Russ).
18. Khabarov E.M. Comparative characteristics of Late Precambrian reef formations (south of eastern Siberia, Southern Urals and Timan). Novosibirsk: Nauka, 1985, 124 p. (In Russ).
19. Chernitsky A.V. Geological modeling of oil deposits of massive type in cabon fractured reservoirs. Moscow: "RMNTK Nefteotdacha" JSC, 2002, 254 p. (In Russ).
20. Shoket P.V., Play L.S. Geological Nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. Bulletin AAPG, 1970, Vol. 54, issue 2, P. 207–250. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Саяхутдинов Азамат Ильдарович, эксперт отдела развития технологий разработки ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
Для контактов: sayakhutdinovai@bnipi.rosneft.ru

Амбарцумян Римма Араиковна, старший специалист отдела развития технологий разработки ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Калимуллин Флорид Минефоридович, главный специалист управления повышения производительности резервуаров и ГТМ, ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Sayakhutdinov Azamat Ildarovich, expert of the development technology development department, "RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: sayakhutdinovai@bnipi.rosneft.ru

Ambartsumyan Rimma Araikovna, senior specialist of development technology development department, "RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia

Kalimullin Florid Mineforidovich, chief specialist of the department for improving the performance of tanks and geological and technical operations, "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

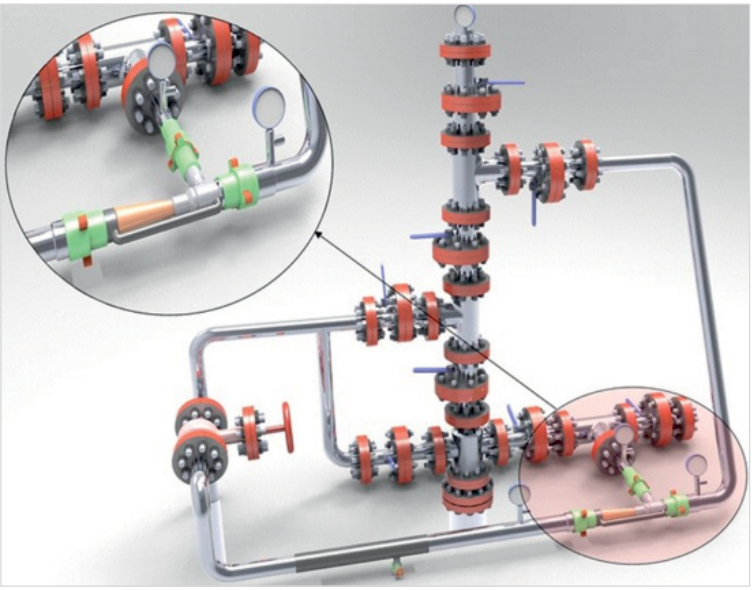


Рис. 1. УСУ в устьевой обвязке скважины

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)

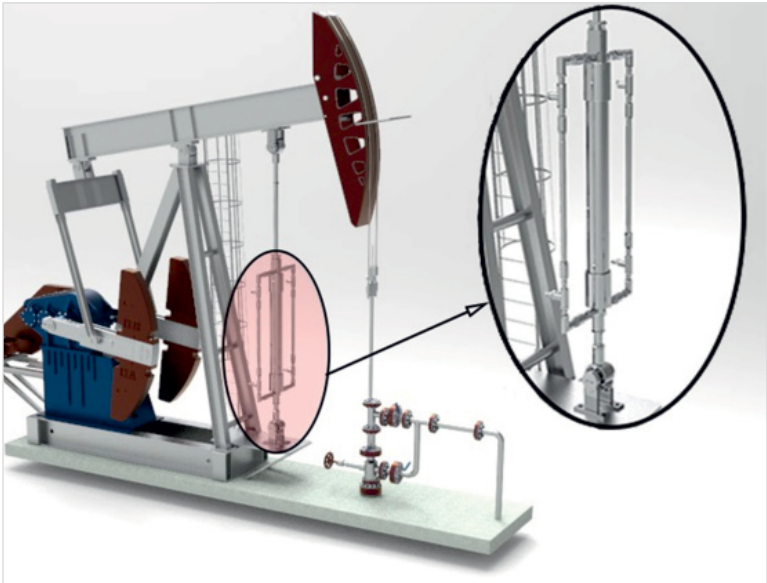


Рис. 2. Компрессор скважинный, установленный на скважине

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

Успех — дело техники, а наличие собственного автопарка удваивает успех...

Александр Юрьевич Гурьянов
директор ООО «ЛОГОКОМ»

Общество с ограниченной ответственностью «ЛОГОКОМ» осуществляет деятельность с 2017 года и является одной из динамически развивающихся компаний на рынке транспортных услуг Республики Татарстан. Местом регистрации и базирования компании является город Азнакаево Республики Татарстан.

География деятельности включает регионы Оренбургской, Саратовской и Самарской областей, Республик Удмуртия, Башкортостан и Татарстан, в части логистических услуг (перевозка грузов) направление — по всей России.

С 2019 года ООО «ЛОГОКОМ» оказывает услуги по вышкомонтажным работам (монтаж, ремонт и демонтаж буровых вышек, комплексный переезд буровых установок АПР-80, УПРБ-125, К-100, МБУ-2000, МБУ-3000, ZJ-40, ЗД-86, ZJ-70, подготовка и рекультивация кустовых площадок).

Сегодня большое количество компаний предлагает монтажные работы, но далеко не каждая может обеспечить выполнение полного комплекса услуг. Наша организация располагает всеми производственными мощностями и средствами для осуществления вышкомонтажных работ и транспортировки бурового оборудования на большие расстояния в регионах с суровым климатом и по бездорожью. Наше преимущество — это собственный автопарк, полностью укомплектованный новой техникой, средний возраст которой не превышает трех лет (грузовые седельные тягачи, бортовые полуприцепы, стандартные и низкорамные тралы, легковые автомобили, автокраны, автоцистерны, насосные агрегаты и блоки, краны-манипуляторы, ППУ, бульдозеры и экскаваторы).

Наши специалисты не просто сделают качественный монтаж и проведут транспортировку, но и проконсультируют каждого клиента, если это будет необходимо. На предприятии трудятся более трехсот специально обученных сотрудников, имеющих необходимую квалификацию, позволяющую удовлетворить разноплановые и постоянно меняющиеся потребности заказчиков. Не менее важен и подбор оборудования и транспорта для перебазировки, а также выбор оптимального маршрута следования, оформление необходимой документации и разрешений, которыми наши сотрудники ежедневно занимаются.

Практический опыт, накопившийся за годы работы на рынке обслуживания нефтяной промышленности, позволил нам наладить обширные профессиональные связи, сформировать собственную инфраструктуру по перевозке негабаритных грузов и тщательно отработать всевозможные схемы логистики.

Девиз нашей компании — «Везде. Всегда. Вовремя!»

Наши преимущества перед конкурентами очевидны!

ООО "ЛОГОКОМ"
услуги спецтехники

423330, РТ, г. Азнакаево,
ул. Лениногорский тракт, 4
+7 (85592) 5-27-87
albert.latypov.1981@mail.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-67-71 УДК 622 I Научная статья

Разработка низкопроницаемых объектов Приобского месторождения в условиях образования техногенных трещин автоГРП

Якупов И.Я. [1], Егоров Е.Л.[1], Родионова И.И.[1], Мироненко А.А.[1], Искевич И.Г.[1], Мирошниченко В.П.[2], Сергейчев А.В.[3]
[1]ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия, [2]ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия, [3]ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия
yakupoviy@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
Терригенные коллекторы Приобского месторождения характеризуются низкой проницаемостью, высоким уровнем глинизации пропластков и значительным диапазоном изменения фильтрационно-емкостных свойств по площади и разрезу. Равномерная выработка запасов является одной из приоритетных задач разработки месторождений, контроль за разработкой осуществляется на основе результатов реализации промысловых исследований.
В статье описана стратегия разработки объектов Приобского месторождения в условиях возникновения техногенных трещин автоГРП: описаны основные признаки возникновения техногенных трещин автоГРП на основе прямых технологических параметров, получены зависимости полудлины трещины автоГРП от забойного давления, описаны способы регулирования закачки в многопластовых скважинах.
Эффективное управление разработкой многопластовых объектов в условиях возникновения трещин автоГРП возможно при понимании причин, прогнозировании их возникновения и контроле. Данная задача выполнима с учетом развития современных автоматизированных систем, применяемых технологий и разработанных методик.

Материалы и методы
Выполнен сравнительный анализ параметров работы добывающих и нагнетательных скважин за всю историю эксплуатации: по участкам с возможным развитием техногенных трещин автоГРП и без автоГРП. Накопленный опыт применения ГРП по месторождению позволил оценить давление смыкания. Результаты ГДИС, ПГИ и математического моделирования подтвердили эффект автоГРП.

Ключевые слова
Приобское нефтяное месторождение, низкопроницаемый коллектор, гидроразрыв пласта, техногенная трещина – автоГРП, геолого-технические мероприятия, профиль приемистости, одновременно-раздельная закачка, регулирование закачки, компенсация, фильтрационно-емкостные свойства, методы увеличения нефтеотдачи, обработка призабойной зоны

Продолжение (окончание) Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 5. С. 55–58.

Для цитирования
Якупов И.Я., Егоров Е.Л., Родионова И.И., Мироненко А.А., Искевич И.Г., Мирошниченко В.П., Сергейчев А.В. Разработка низкопроницаемых объектов Приобского месторождения в условиях образования техногенных трещин автоГРП // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 6. С. 67–71. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-67-71

Поступила в редакцию: 04.08.2022

UDC 622 I Original Paper

Development of low-permeability objects of the Priobskoye field in the conditions of the formation of auto-hydraulic fracturing technogenic fractures

Yakupov I.Y.[1], Egorov E.L.[1], Rodionova I.I.[1], Mironenko A.A.[1], Iskevich I.G.[1], Miroshnichenko V.P.[2], Sergeychev A.V.[3]
[1]"RN-BashNIPInefl" LLC, Ufa, Russia, [2] "RN-Yuganskneftegaz" LLC, Nefteyugansk, Russia, [3] "NK "Rosneft" PJSC, Moscow, Russia
yakupoviy@bnipi.rosneft.ru

Abstract
The terrigenous reservoirs of the Priobskoye field are characterized by low permeability, a high level of clay formation of interlayers and a significant diapason of filtration-capacitance properties over the area and section. The uniform production of reserves is one of the priority tasks in field development, control is realize on the basis of the results of accomplishment the field research program.
The article describes the strategy for the development of objects of the Priobskoye field in the conditions of the occurrence of auto-hydraulic fracturing technogenic fractures: the main signs of the occurrence of auto-hydraulic fracturing technogenic fractures based on direct technological parameters are described, was obtained the dependences half-length of the fractures auto-hydraulic fracturing from the bottom-hole pressure, the methods of control of injection in multilayer wells are described.
Effective management of the development of multi-layer objects in the conditions of the occurrence of auto-hydraulic fracturing fractures is possible with an understanding of the causes and prediction of their occurrence and control. This task is feasible taking into account the development of modern automated systems, applied technologies and developed methodics.

Materials and methods
A comparative analysis of the operating parameters of production and injection wells for the entire history of operation was performed: for areas with possible technogenic fractures and without auto-hydraulic fracturing. The accumulated experience of fracturing at the field of birth evaluates the closure pressure. The results of well testing, well logging and mathematical modeling confirmed the effect of auto-hydraulic fracturing.

Keywords
Priobskoye oil field, low–permeability reservoir, hydraulic fracturing, technogenic fracture – auto-hydraulic fracturing, geological-technical measures, injectivity profile, simultaneously-separate injection, injection control, compensation, filtration-capacitance properties, methods of increasing oil recovery, treatment of the bottom-hole zone

For citation
Yakupov I.Y., Egorov E.L., Rodionova I.I., Mironenko A.A., Iskevich I.G., Miroshnichenko V.P., Sergeychev A.V. Development of low-permeability objects of the Priobskoye field in the conditions of the formation of auto-hydraulic fracturing technogenic fractures. Exposition Oil Gas, 2022, issue 6, P. 67–71. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-67-71

Received: 04.08.2022

Научные исследования подтверждают возникновение техногенных трещин автоГРП в условиях низкопроницаемых коллекторов Приобского месторождения [1–4].

Для определения забойного давления, необходимого для возникновения трещины автоГРП, по участку № 1 использовались данные гидродинамических исследований, проведенных на Горшковской площади Приобского месторождения (характеризуется низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), проницаемость менее 1,5 × 10–3 мкм^2). Для анализа выделили 27 исследований ИД на 17 нагнетательных скважинах. По результатам интерпретации отобранных индикаторных диаграмм получена зависимость давления смыкания $P_{см}$ от текущего пластового давления $P_{пл}$ (рис. 1) [4].

По данным ИД вычисляем коэффициент приемистости $K_{пр}$:

$$K_{пр} = \frac{Q_{зак}}{P_{заб} - P_{пл}}. \quad (1)$$

Отношение $K_{пр}$ после автоГРП к $K_{пр}$ до автоГРП в дальнейшем будем называть $ID = \frac{K_{пр}^{ГРП}}{K_{пр}^{до\ ГРП}}$, это позволяет получить нормированную количественную характеристику роста приемистости за счет увеличения $P_{заб}$ над $P_{см}$ (P_{net}), обезразмерив при этом коэффициенты приемистости.

Исходя из ранее собранной базы ГДИС (рис. 1), построена зависимость *ID* от P_{net} (разница $P_{заб}$ и $P_{см}$) (рис. 2).

Построенная зависимость *ID* от P_{net} имеет линейный прямо пропорциональный тренд, то есть с постепенным ростом забойного давления линейно увеличивается кратность коэффициента приемистости, а также высокий коэффициент детерминации $R^2 = 0,67$.

Формулы определения полудлины трещины автоГРП от P_{net}:

$$ID = \frac{K_{пр}^{ГРП}}{K_{пр}^{до\ ГРП}}, \quad (2)$$

$$K_{пр}^{ГРП} = \frac{2\pi kh}{m} \times \frac{1}{ln\frac{r_e}{r_w} + S^{ГРП}} \quad (3)$$

$$K_{пр}^{до\ ГРП} = \frac{2\pi kh}{m} \times \frac{1}{ln\frac{r_e}{r_w} + S^{до\ ГРП}} \quad (4)$$

где r_e — радиус контура питания, м; r_w — радиус скважины, м; $S_{ГРП}$ — скин-фактор после образования трещины автоГРП, доли единиц; $S^{до\ ГРП}$ — скин-фактор до момента образования трещины автоГРП, доли единиц.

Подставим в формулу (2) формулы (3) и (4):

$$ID = \frac{ln\frac{r_e}{r_w} + S^{доГРП}}{ln\frac{r_e}{r_w} + S^{ГРП}} \quad (5)$$

скин-фактор в формуле можно определить по формуле Пратса:

$$S^{ГРП} = -ln\frac{x_f}{2r_w}, \quad (6)$$

$$S^{до\ ГРП} = -ln\frac{x_o}{2r_w}, \quad (7)$$

где x_o — параметр, характеризующий величину начальной полудлины трещины нагнетательной скважины, м; x_f — полудлина трещины автоГРП, м.

Подставим в формулу (5) формулы (6) и (7) — получим:

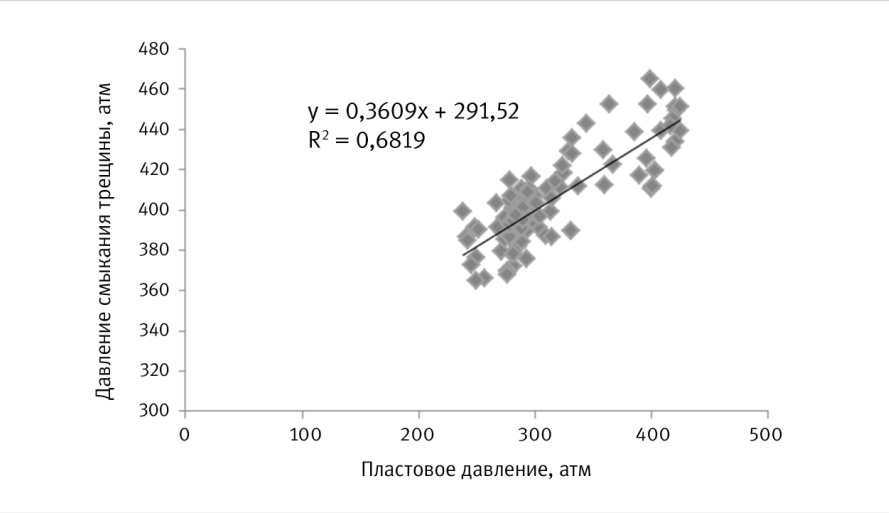


Рис. 1. Кроссплот давления смыкания и пластового давления
Fig. 1. Crossplot of fracture closing pressure and reservoir pressure

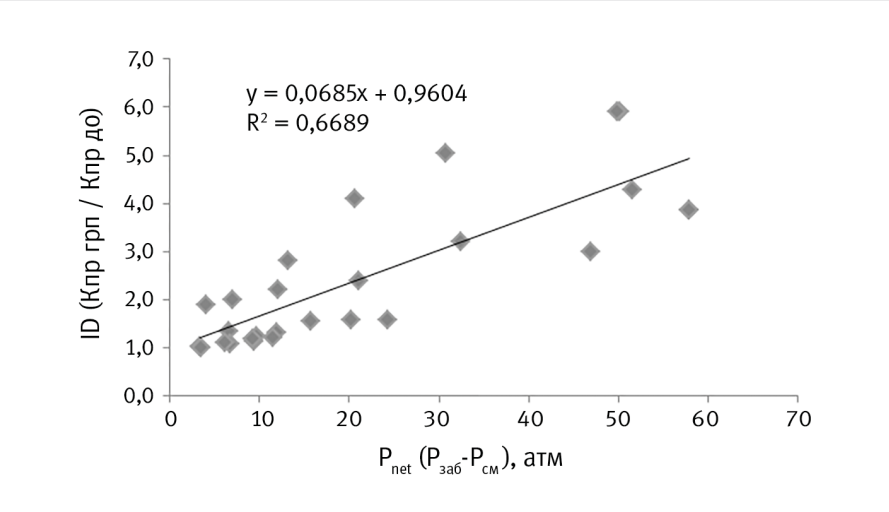


Рис. 2. Зависимость ID от P_{net}
Fig. 2. ID dependence on P_{net}

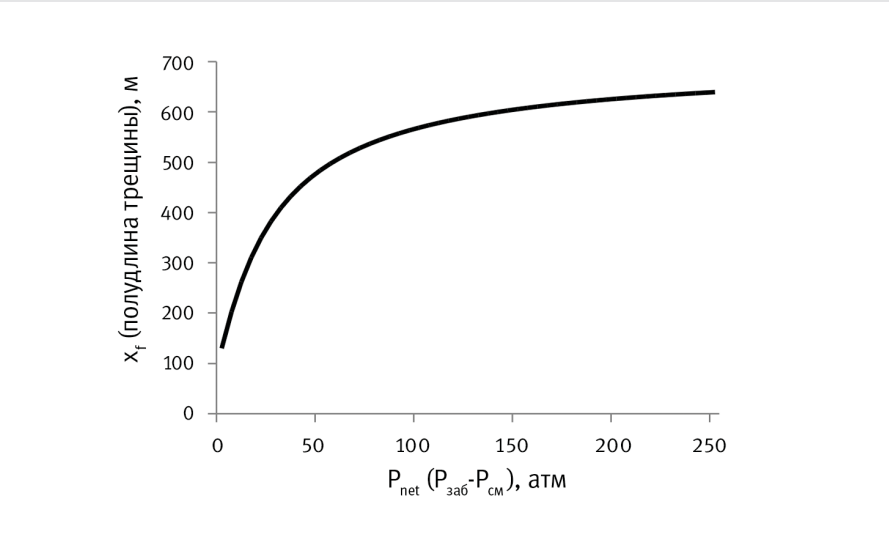


Рис. 3. Графическое представление функции $x_f = f(P_{net})$
Fig. 3. Graphical representation of the function $x_f = f(P_{net})$

$$ID = \frac{ln\frac{r_e}{r_w} - ln\frac{x_o}{2r_w}}{ln\frac{r_e}{r_w} - ln\frac{x_f}{2r_w}} = \frac{ln\frac{2r_e}{x_o}}{ln\frac{2r_e}{x_f}}. \quad (8)$$

Выразим из формулы (8) полудлину трещины автоГРП:

$$x_f = \frac{2r_e}{e^{\left(\frac{1}{ID}\times ln\frac{2r_e}{x_o}\right)}}. \quad (9)$$

По выведенной зависимости x_f от P_{net} для различных значений аргумента забойного давления $P_{заб}$ рассчитаны соответствующие значения полудлин трещин автоГРП (рис. 3).

Из зависимости следует, что с постепенным увеличением забойного давления нагнетания над давлением смыкания полудлина трещины автоГРП монотонно увеличивается по нелинейной зависимости [4].

Увеличение устьевого давления ($P_{уст}$) на 20 до 210 атм приводит к увеличению x_f на 62 м до 282 м, что в условиях сетки скважин Горшковской площади 400 × 400 м является оптимальным режимом работы нагнетательных скважин. Таким образом, для формирования оптимального режима закачки необходимо увеличение устьевого давления до 210 атм. При этом следует отметить, что данное значение получено только для одной зоны месторождения. В зависимости от латеральной изменчивости геологических и геомеханических свойств, величина оптимального давления закачки может отличаться.

Учитывая оснащенность автоматизированными системами контроля Приобского месторождения, для исследований используются оперативные технологические параметры эксплуатации нагнетательных скважин, такие как $P_{уст}$, $P_{затр}$ (затрубное давление), $Q_{зак}$ (приемистость скважины), что позволяет получить автоматические замеры практически в онлайн-режиме. Владение оперативной промысловой информацией и ее анализ позволяют выделить основные признаки возникновения автоГРП:

- прирост приемистости скважин существенно выше темпа прироста забойного давления (нелинейное поведение индикаторной кривой);
- резкий рост приемистости скважины, превышающий в несколько раз среднее значение приемистости по данной скважине или скважинам окружения (до выявления увеличения приемистости);
- снижение приемистости скважины после кратковременной остановки. Такой эффект возникает вследствие смыкания трещин автоГРП и перераспределения фильтрационных потоков на концах трещины вследствие последующего запуска. Для достижения средних значений приемистости до остановки необходимо создать $P_{уст}$ выше давления до остановки скважины.

Для исключения прорывов закачки к добывающей скважине, для смыкания трещины автоГРП производится остановка скважины, с последующим уменьшением диаметра штуцера. Для оптимизации процесса заводнения в разрезе «нагнетательная скважина — нагнетательная скважина» и максимального охвата пласта в условиях наличия автоГРП, режим работы двух взаимодействующих скважин рекомендуется выбирать таким образом, чтобы расчетные полудлины трещин автоГРП на нагнетательных скважинах сформировали равномерную галерею заводнения (рис. 4) [5].

Взаимодействие скважин в разрезе «нагнетательная скважина — нефтяная скважина» определяется методом гидропрослушивания — путем изменения режимов работы нагнетательной скважины штуцированием фиксируется изменение параметров эксплуатации добывающей.

Возможно ли контролировать и регулировать эффект автоГРП? Рассмотрим основные методы контроля и регулирования закачки.

Основным инструментом регулирования объема закачки на сегодняшний день является штуцер. Штуцирование как способ снижения объема закачки и давления известен давно, однако благодаря простоте реализации и масштабному распространению автоГРП актуальность такого метода ограничения закачки возрастает.

Для управления заводнением многопластовой залежи требуется использование технологии регулирования закачки между пластами. В настоящее время значительная часть нагнетательного фонда многопластовой зоны Приобского месторождения оснащена компоновками одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) (рис. 5). Принцип действия ОРЗ основан на ограничении одного из принимающих интервалов с возможностью перераспределения приемистости на объекты, в которых она ранее была незначительной либо отсутствовала.

Для адресного воздействия на каждый пропласток применяется технология одновременно-раздельной закачки с возможностью регулирования объема глубинным штуцером (мандрели) [4]. Это позволяет на основе полученных исследований профиля приемистости для каждого разрабатываемого пласта производить штуцирование в зависимости от необходимого уровня компенсации (рис. 6).

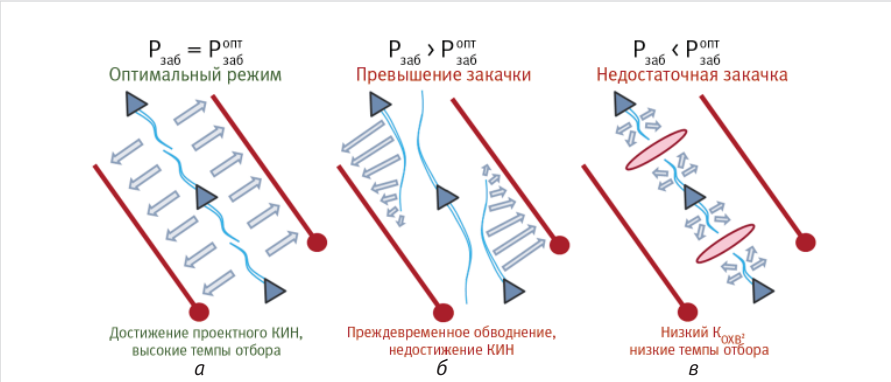


Рис. 4. Примеры развития трещин автоГРП в системе горизонтальных скважин [5]
Fig. 4. Examples of the development of auto-hydraulic fracturing fractures in the system of horizontal wells [5]

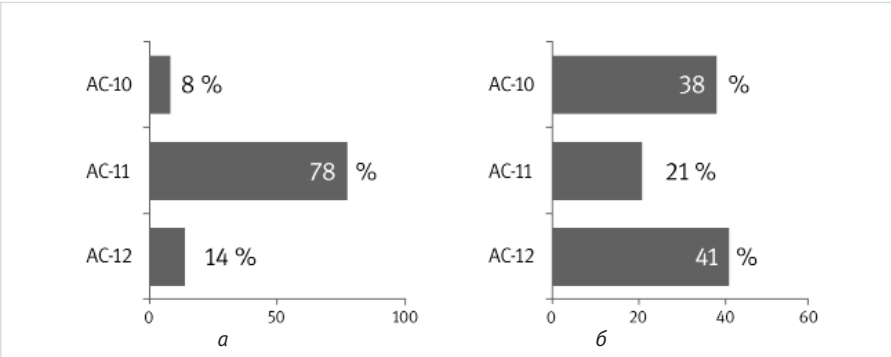


Рис. 6. Пример перераспределения закачки до и после регулирования глубинным штуцером: а — до регулирования; б — после регулирования
Fig. 6. Example of redistribution of injection before and after regulation by a deep fitting: а – before regulation; б – after regulation

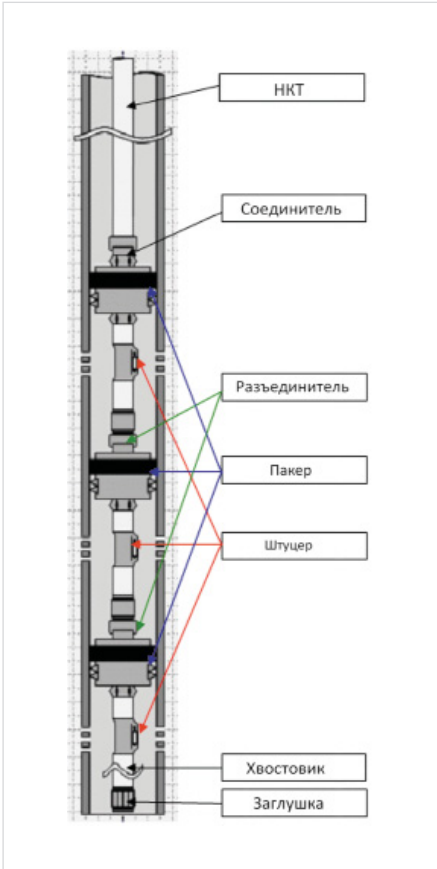


Рис. 5. Типовая схема компоновки ОРЗ
Fig. 5. Typical scheme of equipment for simultaneous-separate injection

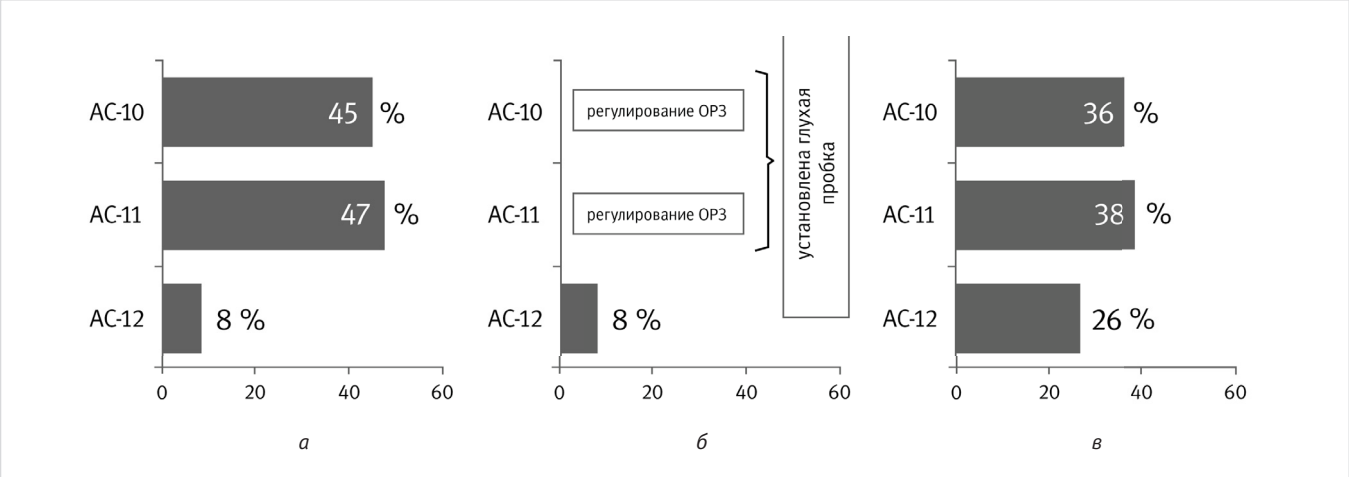


Рис. 7. Пример перераспределения профиля приемистости после селективной обработки МУН: а — профиль до ОПЗ; б — регулирование ОРЗ; в — профиль после ОПЗ
Fig. 7. Is an example of the redistribution of injectivity profile after selective processing by methods of increasing oil recovery: a – profile before processing of the bottomhole zone; б – regulation of simultaneous-separate injection; в – profile after processing of the bottomhole zone

Помимо регулирования закачки на разрабатываемых объектах, оборудование для ОРЗ позволяет производить адресные скважинные операции по обработке призабойной зоны пласта и применять методы повышения нефтеотдачи (применение осадко-гелеобразующих и модифицированных полимер-дисперсных составов и др.), в частности на пласты группы АС-12, которые характеризуются низкой проницаемостью и расчлененностью в отдельных зонах месторождения.

Установка глухих пробок позволяет проводить операцию исключительно на целевой пласт (рис. 7). В свою очередь это положительно влияет на равномерность выработки по пластам.

Кроме этого, при организации и контроле системы ППД важно учитывать протяженность водоводов и потери давления на концевых точках, приводящих к снижению $P_{уст}$ и $K_{прием}$ (коэффициента приемистости) нагнетательных скважин. В условиях низкопроницаемых коллекторов высокое давление закачки необходимо для поддержания компенсации добычи и эффективной выработки запасов за счет развития эффекта автоГРП. Для реализации проектных решений и выработки запасов путем вытеснения и компенсации отборов жидкости закачкой воды на Приобском месторождении создается система внутрикустовой закачки, где донором выступает скважина, вскрывшая апт-альб-сеноманский горизонт, а реципиентами — нагнетательные скважины кустовой площадки. Это позволяет увеличить давление закачки, что в свою очередь позволяет получить рост приемистости до необходимых целевых значений, в т.ч. за счет развития трещин автоГРП [6].

Знания и опыт, полученные на эксплуатационных объектах месторождения, позволяют прогнозировать эффект автоГРП для каждого участка месторождения, а с оборудованием для ОРЗ делать это адресно в скважинах, вскрывающих несколько пластов [4].

Совокупность гидродинамических и геофизических исследований позволяет прогнозировать возможные источники преждевременного обводнения скважин и выделить пласт, по которому происходит преимущественное развитие трещины автоГРП [7].

На сегодня одно из направлений развития компании ПАО «НК «Роснефть» — это применение современных цифровых технологий для создания и адаптации дизайнов ГРП, а также разработка собственных программных комплексов (симуляторов) для моделирования ГРП. С развитием направления геомеханики и углубленного изучения геомеханических процессов в начале 2015 года получен первый собственный опыт моделирования ГРП. Компанией принято решение о концепции собственного симулятора ГРП на основе 3D-моделей. Моделирование распространения техногенных трещин в процессе эксплуатации и моделирование стандартного ГРП значительно отличаются в связи с тем, что ключевой задачей моделирования техногенных трещин автоГРП является консолидация и объединение результатов геологического, гидродинамического и геомеханического моделирования с учетом текущего состояния разработки и изменения пластового давления на разрабатываемом участке месторождения [8, 9]. Развитие инструментов для моделирования ГРП и автоГРП продолжается.

Итоги

Своевременный контроль за приемистостью и забойным давлением помогает избежать преждевременного обводнения продукции окружающих добывающих скважин. Поддержание забойного давления на уровне не выше предельно допустимого позволяет обеспечить необходимую (оптимальную) длину трещины автоГРП.

Выводы

Контроль процесса трещинообразования, постоянный мониторинг трещин, проведение соответствующих исследований и моделирование необходимы для эффективного функционирования систем поддержания пластового давления и достижения успешности разработки месторождений. Особенно это важно для условий низкопроницаемых коллекторов, где приходится поддерживать высокие давления закачки.

Оборудование для одновременно-раздельной закачки совместно с геофизическими исследованиями по определению профиля притока многопластовых нагнетательных скважин позволяет регулировать забойное давление штуцированием для адресного направления закачки и прогнозирования развития техногенных трещин автоГРП.

Эффект автоГРП, возникающий в низкопроницаемых коллекторах Приобского месторождения, является неотъемлемой частью системы разработки и оказывает положительное влияние на конечный КИН.

Литература

1. Байков В.А., Бураков И.М., Латыпов И.Д., Яковлев А.А., Асмандияров Р.Н. Контроль развития техногенных трещин автоГРП при поддержании пластового давления на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2012. № 11. С. 30–33.
2. Давлетбаев А.Я., Зорин А.М., Усманов Т.С., Валиуллин А.С., Валиуллин М.С., Тихонов И.Н., Фурсов Г.А., Слабецкий А.А., Назаргалин Э.Р., Асалхузина Г.Ф., Иващенко Д.С. Промыслово-геофизический контроль за разработкой многопластового месторождения в условиях заводнения и развития трещин автоГРП // Российская нефтегазовая технологическая конференция SPE, Москва, Россия, октябрь 2015. SPE-176571-RU.
3. Байков В.А., Давлетбаев А.Я., Асмандияров Р.Н., Усманов Т.С., Степанова З.Ю. Специальные гидродинамические исследования для мониторинга за развитием трещин ГРП в нагнетательных скважинах // Нефтегазовое дело. 2011. № 1. С. 65–75.
4. Байков В.А., Зулькарниев Р.З., Зорин А.М., Фахретдинов И.В. Управление заводнением многопластовой залежи Приобского месторождения с помощью оборудования одновременно-раздельной закачки // Нефтяное хозяйство. 2014. № 10. С. 92–95.
5. Сюндюков А.В., Хабибуллин Г.И., Трофимчук А.С., Шайхатдаров Д.Р., Сагитов Д.К. Методика управления заводнением на месторождениях с ТРИЗ. Российская нефтегазовая техническая конференция. 12–15 октября. 2021. Онлайн. SPE-206408-RU
6. Главнов Н.Г., Квеско Б.Б. Анализ развития техногенных трещин на нагнетательных скважинах Крапивинского месторождения // Известия Томского политехнического университета. 2011. Т. 319. № 1. С. 162–166.
7. Кокурина В.В., Кременецкий М.И., Кричевский В.М. Контроль

эффективности повторного гидроразрыва пласта по результатам гидродинамических исследований // Каротажник. 2013. № 5. С. 76–101.
8. Шель Е.В., Кабанова П.К., Ткаченко Д.Р., Базыров И.Ш., Логвинюк А.В. Моделирование инициации и распространение трещины гидроразрыва пласта на нагнетательной скважине для нетрещиноватых терригенных пород на примере Приобского месторождения // PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2020. № 2. С. 36–42.
9. Изотов А.А., Афонин Д.Г. Влияние трещин авто-ГРП на коэффициент нефтеизвлечения и его прогнозирование // Нефтяная провинция. 2021. № 4. Часть 1. Специальный выпуск. С. 109–121.

ENGLISH

Results

Timely monitoring of injection and of bottom-hole pressure helps to avoid premature waterflooding of the productions of the surrounding production wells. Maintaining the bottom-hole pressure at a level not higher than the maximum permissible allows to ensure the necessary (optimal) fracture length of the auto-hydraulic fracturing.

Conclusions

Control of the fractured formation process, constant monitoring of fractures, conducting appropriate research and modeling are necessary for the effective functioning of reservoir pressure maintenance systems and achieving the success of field development. This is especially important for conditions of low-permeable reservoirs, where it is necessary to maintain high injection pressures.

Equipment for simultaneous-separate injection, together with geophysical researches to determine the inflow profile of multi-layer injection wells, allow adjusting the bottom-hole pressure by pipe fitting for the targeted direction of injection and forecasting the development of technogenic fractures of the auto-hydraulic fracturing.

The auto-hydraulic fracturing effect that occurs in the low-permeable reservoirs of the Priobskoye field is an integral part of the development system and has a positive effect on the final oil recovery coefficient.

References

1. Baykov V.A., Burakov I.M., Latypov I.D., Yakovlev A.A., Asmandiyarov R.N. Waterflood induced hydraulic fracturing control under reservoir pressure maintenance conditions on RN-Yuganskneftegas oilfields. Oil industry, 2012, issue 11, P. 30–33. (In Russ).
2. Davletbaev A.Y., Zorin A.M., Usmanov T.S., Valiullin A.S., Valiullin M.S., Tikhonov I.N., Fursov G.A., Slabetsky A.A., Nazargalin E.R., Asalkhuzina G.F., Ivashchenko D.S. Geophysical monitoring of the multilayer reservoir with of flooding and induced fractures growth in the injection wells. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October 2015, SPE-176571-RU. (In Russ).
3. Baykov V.A., Davletbaev A.Ya., Asmandiyarov R.N., Usmanov T.S., Stepanova Z.Y. Special well tests to fractured water injection wells. Oil and gas business, 2011, issue 1, P. 65–75. (In Russ).
4. Baykov V.A., Zulkarniev R.Z., Zorin A.M., Fakhretdinov I.V. Waterflood control at Priobskoye multizone reservoir with dual injection equipment. Oil economy, 2014, issue 10, P. 92–95. (In Russ).
5. Syundyukov A.V., Khabibullin G.I., Trofimchuk A.S., Shaikhatdarov D.R., Sagitov D.K. Flood control method in fields with hard-to-recover reserves. SPE Russian Petroleum Technology Conference, 12–15 Oct 2021, Virtual, SPE-206408-RU. (In Russ).
6. Glavnov N.G., Kvesko B.B. Analysis of the development of man-made cracks in the injection wells of the krapivinskoe field. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, 2011, Vol. 319, issue 1, P. 162–166. (In Russ).
7. Kokurina V.M., Kremenetsky M.I., Krichevsky V.M. Rehydrofrac effectiveness control by hydrodynamical surveys. Karotazhnik, 2013, issue 5, P. 76–101. (In Russ).
8. Shel E.V., Kabanova P.K., Tkachenko D.R., Bazyrov I.S., Logvinyuk A.V. Modeling of a hydraulic fracture initiation and propagation on an injection well for non-fractured terrigenous rocks on the Priobskoye field. PROneft. Professionally about Oil, 2020, issue 2, P. 36–42. (In Russ).
9. Izotov A.A., Afonin D.G. Effects of self-induced hydraulic fractures on oil recovery factor and recovery prediction. Neftyanaya Provintsiya, 2021, issue 4, Part 1, special issue, P. 109–121. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Якупов Ильшат Ясавиевич, главный специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
Для контактов: yakupoviy@bnipi.rosneft.ru

Егоров Евгений Леонидович, начальник отдела разработки и мониторинга месторождений, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

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

Мироненко Артем Александрович, начальник управления по разработке Приобского месторождения, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Искевич Игорь Георгиевич, директор по разработке месторождений, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

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

Сергейчев Андрей Валерьевич, заместитель начальника управления повышения производительности резервуаров и ГТМ, ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Yakupov Ilshat Yasavievich, chief specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: yakupoviy@bnipi.rosneft.ru

Egorov Evgeniy Leonidovich, head of field development and monitoring department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

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

Mironenko Artem Aleksandrovich, head of the department for the development of the Priobskoye field, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Iskevich Igor Georgievich, field development director, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Miroshnichenko Vadim Petrovich, head of field development department, “RN-Uganskneftegaz” LLC, Nefteyugansk, Russia

Sergeychev Andrey Valeryevich, deputy head of the department for improving the performance of reservoirs and geological and technical measures, “NK “Rosneft” PJSC , Moscow, Russia

СервисЭНЕРГАЗ — приоритет капремонту и модернизации технологических установок газоподготовки

Встреча с Александром Крамским, генеральным директором компании СервисЭНЕРГАЗ (Группа ЭНЕРГАЗ), состоялась в тот момент, когда экономические условия в стране изменились уже кардинально. Актуальность этой беседы — в стремлении осмыслить возникшие особенности работы в сегменте технологического оборудования газоподготовки.

Александр Александрович Крамской
генеральный директор
ООО «СервисЭНЕРГАЗ»

– Александр Александрович, насколько Ваш коллектив готов сегодня к работе в «санкционных» условиях?

– Для нас эта ситуация в определенном смысле стала неожиданной «внеплановой» проверкой нашей работоспособности. Безусловно, какое-то время ушло на то, чтобы понять происходящее и наметить свои конкретные действия — с учетом того, что макроэкономические решения «сыпались» от правительств недружественных России стран в режиме нон-стоп.

На первое место мы поставили своевременное исполнение действующих контрактов. Справились с этим достаточно быстро. У нас создан резерв запасных частей и расходных материалов для выполнения всего комплекса ремонтных и регламентных работ для ранее поставленного оборудования: дожимных компрессорных установок и пунктов подготовки газа.

Помог и тот фактор, что сотрудничество с базовыми партнерами, в том числе зарубежными, носит долговременный характер и имеет солидный запас прочности. Для них всех, кстати говоря, ситуация тоже оказалась неординарной.

Один из примеров — наше взаимодействие с производителями технологических жидкостей. Мы обслуживаем газодожимные установки на основе винтовых компрессоров, и в маслосистеме таких установок должно использоваться только высококачественное масло, а его периодическая замена — это обязательный и важнейший компонент технического обслуживания компрессорных агрегатов. И сегодня, когда ряд производителей

Фото 1. В СервисЭНЕРГАЗе создан значительный резерв запасных частей и расходных материалов

компрессорных масел ушел с российского рынка, наша компания в ежедневном режиме помогает всем потребителям в их обеспечении смазочными и другими расходными материалами.

Мы применяем сложноэфирное синтетическое масло нового поколения ESTSYN, которое прошло разносторонние испытания и рекомендовано заводами-изготовителями компрессорного оборудования, в том числе Enerproject и VPT Kompressoren. Это масло доказало свою эффективность в самых жестких условиях эксплуатации, в разных климатических зонах России, в том числе при работе со сложным составом газа.

Эксплуатационный опыт убеждает — ESTSYN успешно заменяет масла производителей, покинувших российский рынок. И это помогает нам в строго установленные сроки проводить плановое и оперативное ТО технологических установок, задействованных в компримировании различных типов газа.

– Вы сказали про зарубежные компоненты оборудования. Насколько это осложняет ремонт и обслуживание оборудования сейчас?

– Если говорить о статическом оборудовании, то есть пунктах и блоках подготовки газа, которые производит и поставляет компания ЭНЕРГАЗ, то они, по сути, свои — российские. Мы несколько лет вели работу по локализации и замене в новых проектах импортных комплектующих на отечественные. Удалось сделать многое. Сложности остаются в части контрольно-измерительных приборов и автоматики. Сейчас, заботясь о надежности наших установок, выбираем среди поставщиков КИПиА только тех, чьи изделия соответствуют самым высоким требованиям к качеству.

Блоки, пункты и системы подготовки газа «ЭНЕРГАЗ» — это многофункциональные установки, которые в зависимости от технологических задач осуществляют фильтрацию газа от механических примесей и удаление жидких фракций, подогрев и редуцирование, осушку и одоризацию газа, технологический и коммерческий учет, контроль качества газа, определение компонентного состава, измерение и анализ различных параметров газа (влажность, температура, давление, калорийность, плотность, точка росы).

Фото 2. Компания имеет несколько филиалов со складами ЗИП в различных регионах России

Фото 3. Технический аудит предваряет капитальный ремонт и модернизацию установок

Фото 4. Демонтаж неисправного оборудования

В отношении динамического оборудования скажу, что здесь работы еще много. Ключевые элементы в его составе — это винтовые маслозаполненные компрессоры, а они импортного производства. Поэтому в текущих условиях растут значение и потребность в качественном ремонте, глубокой модернизации и правильном регламентном обслуживании такой техники.

Компрессорные установки «ЭНЕРГАЗ» функционируют в широком диапазоне производительности (250...60000 м³/ч) и сжимают различные типы газа для транспортировки или подачи в турбины генерирующих объектов. Уникальный опыт наработан в сфере компримирования низконапорного ПНГ — здесь задействовано 126 установок, перекачивающих попутный газ с входным давлением от -0,2 МПа (изб.).

Фото 5. Капремонт газового компрессора на площадке ремонтно-учебного центра Группы ЭНЕРГАЗ

– Есть ли конкретный план, как выйти из этой ситуации?

– Прежде всего подчеркну, что мы готовы вместе с нашими давними партнерами и потенциальными заказчиками в позитивном деловом ключе решать все вопросы, связанные с возникающими особенностями. И не только по работе нашего энергазовского оборудования, но и, подчеркиваю, по действующим установкам газоподготовки любого зарубежного или отечественного производителя.

Нами подготовлена и эффективно применяется современная ремонтно-производственная база. Это особенно актуально для компрессорного оборудования, чей эксплуатационный ресурс требует проведения капитального ремонта. Созданы склады запасных частей и расходных материалов в нескольких регионах. Сервисные инженеры проходят обязательное периодическое обучение, а также аттестацию, где подтверждают свою квалификацию. Так что наша компетентность имеет необходимую профессиональную и материальную основу.

В нашем коллективе сегодня сосредоточен значительный организационный опыт полноценного инжиниринга. Ведь всякий раз, когда беремся за новый проект, мы реализуем комплекс требований заказчика, вытекающих из функционального назначения оборудования газоподготовки и условий его эксплуатации. И таких индивидуальных, по своей сути, проектов мы исполнили свыше 170.

Начиная с 2007 года ЭНЕРГАЗ поставил 315 технологических установок подготовки и компримирования газа. В электроэнергетике установки «ЭНЕРГАЗ» обеспечивают топливом 220 газовых турбин и газопоршневых агрегатов суммарной мощностью свыше 6,7 ГВт. В нефтегазовой отрасли оборудование «ЭНЕРГАЗ» осуществляет подготовку природного и попутного нефтяного газа в составе 62 различных объектов на 47 месторождениях.

– Александр Александрович, какие еще трудности остаются?

– На сегодняшний день нами найдены решения практически всех вопросов, которые еще весной действительно вызывали проблемы.

Однако не исключаем, что могут возникнуть сложности с логистикой. Например, сроки доставки некоторых компонентов могут увеличиться. Мы видим эти риски и стараемся предусмотреть их.

Могу сегодня с полной уверенностью сказать: коллектив СервисЭНЕРГАЗа дорожит своей многолетней репутацией и реально борется в эти непростые времена за неукоснительное и качественное исполнение обязательств перед партнерами и заказчиками. Главный вывод для себя мы уже сделали: сложности любого порядка только мобилизуют нашу волю к достижению успешного результата, концентрируют силы и профессиональную ответственность.

Фото 6–7. Локальный ремонт газодожимной установки непосредственно на объекте

– Хотелось бы получить конкретные примеры.

– Сегодня наш сервисно-технический дивизион сосредоточен на плановых и оперативных работах, которые ведутся своевременно и качественно — под строгим организационным и техническим контролем. С начала текущего года наши специалисты осуществили уже порядка 200 сервисных командировок.

Так, например, на Усинском месторождении ЛУКОЙЛ-Коми мы выполнили плановый капитальный ремонт двух дожимных компрессорных станций (ДКС) попутного газа, снабжающих топливом турбины местного энергоцентра. Ремонт основных элементов станций — винтовых маслозаполненных компрессоров — был проведен на площадке нашего ремонтно-учебного центра. Параллельно провели комплексное техобслуживание ДКС с заменой запчастей и расходных материалов, в том числе масла, масляных фильтров и газовых фильтров всех трех ступеней очистки.

На период капремонта действующую станцию мы вывели на максимальную производительность, что обеспечило необходимый расход газового топлива для безостановочной работы энергоцентра.

Примечателен также проект по восстановлению работоспособности ДКС топливного газа, функционирующей в составе газотурбинного энергоблока Томской ТЭЦ-1. Проведенная нами диагностика оборудования выявила необходимость модернизации системы электропитания. На компрессорную станцию установили усовершенствованное устройство плавного пуска главного электродвигателя, которое имеет больше защит, отличается гибкостью настроек и обладает улучшенными пусковыми характеристиками. Комплекс сервисно-технических мероприятий включал также локальный ремонт, повторную наладку и испытания ДКС.

Отмечу, что работоспособность этой станции мы восстановили без особых изменений в конструкции и проектной документации, без перенастройки программного обеспечения и конфигураций технологической установки.

Вернусь еще раз к актуальной на сегодня теме смазочных материалов для динамического оборудования. Недавно наши инженеры выполнили техобслуживание дожимной компрессорной станции, действующей в составе комплекса для испытаний газотурбинных установок «Невского завода». Эта ДКС снабжает тестируемые турбины газом с заданными параметрами по чистоте, температуре, давлению и расходу.

Фото 8. После ремонта или модернизации технологическое оборудование проходит повторную пусконаладку

Периодичность техобслуживания ДКС зависит здесь от количества пусков. Комплексное ТО проводилось по достижении 200 пусков, осуществленных при испытаниях турбин. Мы усовершенствовали эту станцию. В ее маслосистеме теперь используется масло ESTSYN, которое специально создано для установок на базе винтовых компрессоров. Масло марки ESTSYN CE100 обеспечивает эффективность установок при такой интенсивной эксплуатации, увеличивает их надежность и срок службы.

– Помогает ли Вам опыт работы в пандемию?

– Конечно, помогает. Даже вижу здесь некоторые параллели, если говорить о способности компании к мобилизации. В то время, когда в некоторых регионах страны были ограничены на въезд месторождения и предприятия заказчиков, мы, строго соблюдая санитарные требования и выдерживая карантины, неукоснительно обеспечивали работу наших сервисных инженеров, своевременно доставляли оборудование и ЗИП (запасные части, инструменты и принадлежности. — Прим. редакции). Коллеги из других компаний даже просили поделиться опытом организации такой работы. Секрета никакого нет: изучали нормативные документы, отрабатывали необходимые письма и внутренние регламенты, а главное — тщательно готовили людей к таким поездкам, обязательно закладывая сроки на карантин.

– В каких регионах действует СервисЭНЕРГАЗ?

– География нашего инженерного труда обширна. Есть проекты, выполненные в Белоруссии, Казахстане, Узбекистане. В России вы встретите энергазовское оборудование буквально повсюду: на различных газоиспользующих промышленных и энергетических объектах от Сахалина до Калининградской области, включая, безусловно, традиционные нефтегазодобывающие регионы — Тюменскую область, Республику Саха (Якутия), Крайний Север. Все и не перечислить.

В сегменте технологического оборудования мы полностью готовы профессионально осваивать новые горизонты и с надлежащим качеством выполнять проекты комплексной газоподготовки любой сложности.

Материалы беседы предоставлены пресс-службой Группы компаний ЭНЕРГАЗ

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

105082, Москва,
ул. Б. Почтовая, 55/59, стр. 1

Тел.: +7 (495) 589-36-61
Факс: +7 (495) 589-36-60

info@energas.ru
www.energas.ru

Фото 9. За год специалисты СервисЭНЕРГАЗа совершают порядка 300 выездов для проведения работ

Фото 10. Пункт подготовки топливного газа «ЭНЕРГАЗ» для Прегольской ТЭС в Калининграде

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-76-80

УДК 621.865.8 I Научная статья

Разработка концепции автоматизации и роботизации технологических операций для ремонта насосно-компрессорных труб

Ильин К.О.[1], **Гаврилова О.А.**[1,2], **Краевский Н.Н.**[1]
[1]ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия, [2]ФГБОУ ВО «Уфимский государственный авиационный технический университет», Уфа, Россия
oagavrilova@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
Исследование существующих производственных цехов показывает, что структура предприятий и технологических комплексов по ремонту и восстановлению насосно-компрессорных труб (НКТ), сформированных по традиционной схеме организации производства, сегодня не в состоянии обеспечивать конкурентоспособность нефтесервисного предприятия в данном сегменте рынка [1]. Для повышения эффективности ремонтных работ необходимо использовать современные роботизированные комплексы по подготовке к повторному использованию НКТ, которые разрабатываются с учетом применения в производстве современного высокопроизводительного оборудования, новейших систем контроля и управления технологическими процессами. Стоит отметить, что роботизация — это одна из главных составляющих комплексной автоматизации цехов по ремонту НКТ.

Материалы и методы
В статье описана концепция проекта по автоматизации и роботизации технологического процесса ремонта НКТ, планировочные решения роботизированного оборудования в двух вариантах: стационарном и мобильном, а также обоснованы требования к проектным решениям, которые на этапе опытно-конструкторских работ позволяют выполнять концептуальное моделирование производства.

Ключевые слова
автоматизация, роботизация, технологические операции, технологический процесс, ремонт насосно-компрессорных труб, логистика, компоновочное решение

Для цитирования
Ильин К.О., Гаврилова О.А., Краевский Н.Н. Разработка концепции автоматизации и роботизации технологических операций для ремонта насосно-компрессорных труб // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 6. С. 76–80. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-76-80

Поступила в редакцию: 14.09.2022

UDC 621.865.8 I Original Paper

Development of the concept of automation and robotization of technological operations for the repair of tubing

Ilyin K.O.[1], **Gavrilova O.A.**[1,2], **Kraevsky N.N.**[1]
[1]"RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia, [2]USATU, Ufa, Russia
oagavrilova@bnipi.rosneft.ru

Abstract
A study of existing production enterprises shows that the structure of technological complexes for the repair and restoration of tubing formed according to the traditional scheme of production organization cannot ensure the competitiveness of an oilfield service enterprise. To increase the efficiency of repair work, it is necessary to use modern robotic complexes to prepare tubing for reuse. Such complexes are being developed taking into account the use of modern high-performance equipment, the latest control and process control systems in the production. It is worth noting that robotization is one of the main components of the integrated automation of repair units.

Materials and methods
The concept of the project on automation and robotization of the technological process of tubing repair, planning solutions of robotic units in two versions: stationary and mobile are described in this article. The expediency of forming functional and technical requirements for the developed design solutions, which at the stage of development work (R&D) allow performing conceptual modeling of production, is substantiated.

Keywords
automation, robotization, technological operations, technological process, repair tubing, logistics, layout solution

For citation
Ilyin K.O., Gavrilova O.A., Kraevsky N.N. Development of the concept of automation and robotization of technological operations for the repair of tubing. Exposition Oil Gas, 2022, issue 6, P. 76–80. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-76-80

Received: 14.09.2022

Введение

Сегодня нефтяные и сервисные компании сталкиваются со сложными технологическими задачами, решение которых подразумевает обеспечение качества отремонтированных труб, уменьшение количества дефектов насосно-компрессорных труб (НКТ) в процессе выполнения ремонтной технологии, снижение процента брака, который может составлять более 65 % от всех поступающих НКТ в производственный цех [1], дает возможность исключить простои производственного оборудования и сократить число выполняемых операций, тем самым повысив производительность цехов. Для исключения названных проблем и повышения эффективности технологического процесса ремонта НКТ предлагается разработать концепцию автоматизации и роботизации технологических операций для реализации проекта по техническому перевооружению производственных линий.

В современных условиях ремонт НКТ необходимо производить на специализированном технологическом оборудовании, обеспечивающем высокую производительность и соответствующий ей уровень автоматизации. Также важными факторами, которые необходимо учитывать, являются скорость, качество проведения ремонтных работ и диагностики специализированного оборудования. Они могут быть достигнуты за счет внедрения роботизированных технологий, научного подхода к разработке планировочных решений для технологического оборудования, оптимальной организации рабочих мест и сокращения непроизводственных потерь.

Таким образом, разработка концепции роботизированного комплекса для ремонта НКТ (рис. 1), которая включает в себя полный цикл ремонта с повышением ресурса эксплуатации НКТ, является актуальной задачей. Согласно оценке перспектив внедрения автоматизации и роботизации в технологические процессы нефтегазовых и нефтесервисных компаний, роботизация является приоритетным направлением [1].

Цель, объект исследования и область применения

Целью исследования является разработка концепции автоматизации и роботизации процессов внутрицеховой логистики и операций при ремонте НКТ.

Задачи исследования включают следующие направления работ:

- анализ технологических процессов ремонта НКТ;
- трехмерное моделирование технологических линий и участков с целью поиска оптимального компоновочного решения с точки зрения внутрицеховой логистики;
- технико-экономическое обоснование разработанных технологических решений.

Объект исследования — производственные цеха по ремонту НКТ. Область применения — нефтесервисные предприятия по обслуживанию и ремонту нефтегазового оборудования [2].

Внедрение роботизированных комплексов (РТК) и проектирование роботизированных технологических процессов

Роботизация производственных процессов имеет свои особенности, связанные с внедрением принципиально новых методов выполнения технологических операций и прогрессивного технологического оборудования, которое имеет возможность перенастройки в зависимости от требований конкретных технологических процессов. Стоит также отметить, что для внедрения роботизированных комплексов требуется оптимизация технологических процессов, учитывающая множество факторов, которые прямым или косвенным путем влияют на технологию проведения ремонта НКТ. Для оптимизации технологических процессов и обоснования выбранных вариантов роботизированных технологических операций выполняются следующие укрупненные компоновочные расчеты по формуле (1), с учетом оптимальной нормы обслуживания $\delta_{опт}$ технологического оборудования и минимизации трудозатрат [3]:

$$\delta_{опт} = \sqrt{\frac{З_{пр.р.} \times T_{ст.}}{З_{пр.ст.} + T_{пр.}}}, \qquad (1)$$

где $\delta_{опт}$ — оптимальная норма обслуживания; $З_{пр.ст.}$ — оценочный показатель экономической эффективности технологического оборудования, работающего в составе РТК; $З_{пр.р.}$ — оценочный показатель экономической эффективности внедрения промышленного робота (приведенные затраты); $T_{ст.}$ — период работы РТК в течение смены; $T_{пр.}$ — период технического обслуживания или простоя по этой причине РТК в течение смены.

Проверочные расчеты результатов компоновочного решения для размещения роботизированного комплекса в ремонтном цехе выполняются согласно требованиям к разработке компоновок РТК с учетом параметра надежности. Оценка соответствия оптимальной нормы обслуживания параметру надежности роботизированной системы выполняется согласно формулам (2) и (3):

$$\mu_н = \left(\frac{1-\mu_{ртк}}{\mu_{ртк}}\right) - \frac{\mu_{то}}{1-\mu_{то}}, \qquad (2)$$

$$\mu_{ртк} = \frac{\theta_р}{\theta_р + \sum_1^n \theta_c}, \qquad (3)$$

где $\mu_н$ — параметр надежности; $\mu_{ртк}$ — коэффициент, характеризующий техническую работу роботизированного комплекса или модуля; $\mu_{то}$ — коэффициент, характеризующий

Рис. 1. Концепция роботизированного комплекса для ремонта НКТ
Fig. 1. The concept of a robotic complex for the repair of tubing

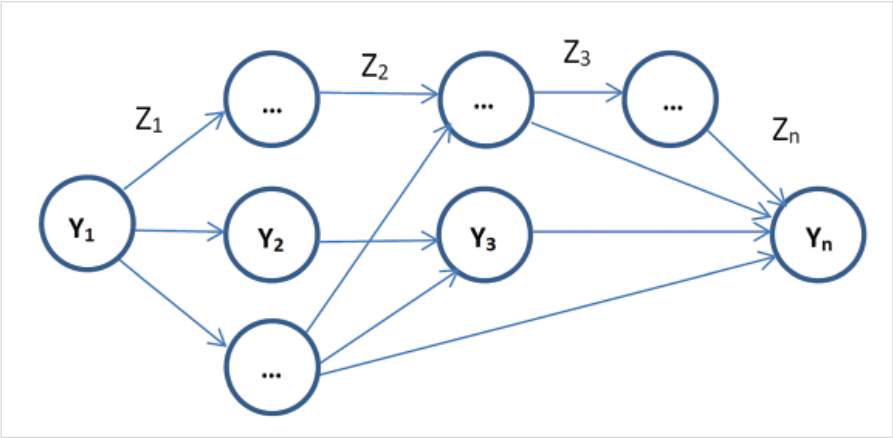


Рис. 2. Пример графа технологических процессов
Fig. 2. Example of a graph of technological processes

степень использования технологического оборудования; θ_p — время работы РТК за установленный период; θ_c — простои оборудования за установленный период [3]. Расчеты, которые необходимы для разработки технологической структуры и компоновки роботизированного комплекса, а также для разработки оптимального технологического процесса, реализуемого в ремонтном цехе, дополняются расчетами, необходимыми для разработки конструкторской документации.

С учетом сказанного, уже на этапе технологической подготовки производства применяют экономико-математические методы проектирования, которые позволяют дать комплексную оценку будущему проекту. Такая оценка подразумевает, что роботизированные технологические процессы должны быть разработаны и смоделированы на основе многовариантных сетевых моделей или графов [4]. Граф технологических процессов представляет собой множество путей реализации ремонтной технологии, среди которых возможно выбрать наиболее оптимальный с учетом заданных критериев оптимизации и действующих производственных условий. Граф представляет собой зависимость G (Y, Z), где Y — множество вариантов выполнения технологических операций, а Z — множество связей, которые определяют последовательность выполнения технологических операций. Любой выбранный путь на графе соответствует определенному варианту технологического процесса, который выполняет требования разработанной конструкторской документации (рис. 2) [5].

Таким образом обеспечивается системный подход как к проектированию самих технологических процессов, так и к разработке концепции ремонтных цехов, что в условиях вариативности помогает добиться заданных параметров качества и экономичности.

На основе приведенной аналитической базы была разработана концепция роботизированного цеха по ремонту НКТ, которая включает в себя стационарный и мобильный варианты.

Концепция стационарного роботизированного цеха

Сложность и вариативность технологического процесса ремонта труб приводит к увеличению трудозатрат и материальных издержек. Здесь важное значение имеют как качество ремонтных работ, так и процент отбраковки НКТ. Все это выявляет серьезную потребность комплексного подхода к выполнению ремонта НКТ и требует нового подхода как к организации производственного процесса, так и к планировочному решению производственных площадок.

Для решения поставленных задач авторами предложена концепция стационарного роботизированного цеха, которая предусматривает полный цикл ремонта НКТ, с учетом повышения их эксплуатационного ресурса. Концепция построена по принципу гибких автоматизированных линий. Она также предусматривает наличие установок для выполнения сложных технологических операций, внутрицеховой логистики, управляемых из единого центра, который в свою очередь обеспечивает также дистанционный контроль работы оборудования, формирование базы данных по ремонтируемой продукции и работе цеха (рис. 3).

Разработанная концепция позволяет размещать оборудование как на новых производственных площадках (цехах), так и адаптировать «гибкую» технологическую линию к существующим производственным условиям. При реализации данной концепции участие персонала в технологическом процессе минимально. Оно сводится к контролю за работой автоматизированного цеха. Применение роботизированных линий позволяет сократить занимаемые площади на предприятии, обеспечить высокий уровень безопасности, а также исключить влияние человеческого фактора, что имеет важное значение для повышения эффективности и производительности при выполнении операций ремонта НКТ (рис. 4).

Концепция мобильного роботизированного цеха

Отличительной чертой ремонтных цехов является их узкая специализация и необходимость быстрой переналадки технологического оборудования. С учетом этой особенности, авторами разработана концепция мобильного роботизированного цеха по ремонту

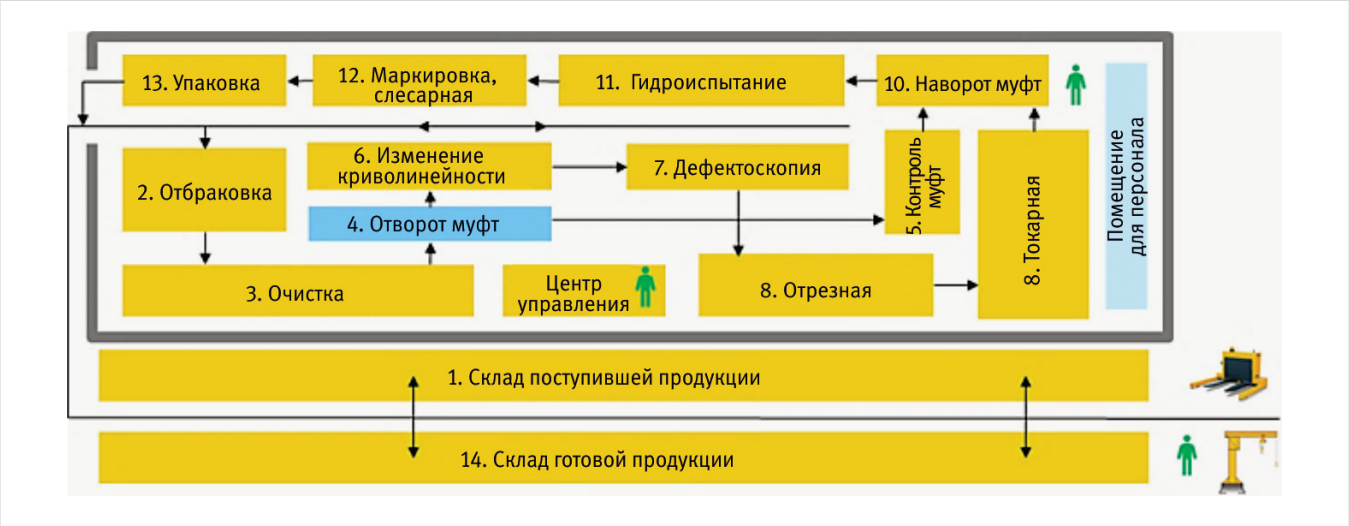


Рис. 3. Компоновочная схема участков для выполнения технологических операций ремонта НКТ в стационарном роботизированном цехе
Fig. 3. Layout diagram of sections for performing technological operations of tubing repair in a stationary robotic unit

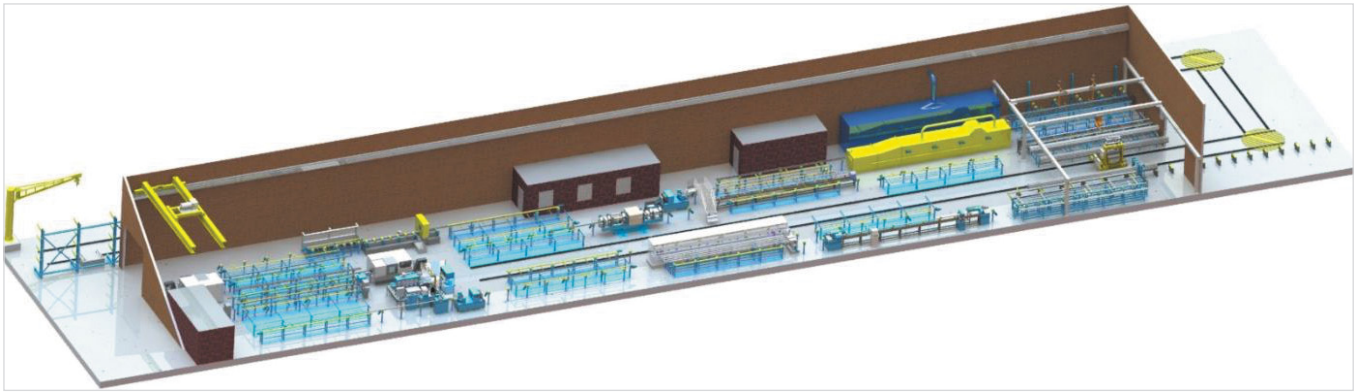


Рис. 4. Планировочное решение стационарного роботизированного цеха
Fig. 4. Planning solution of a stationary robotic unit

НКТ, которая предполагает его оперативное перемещение любым видом транспорта: наземным, водным или воздушным, в случае возникновения такой необходимости, что часто требуется для выполнения ремонтных работ непосредственно на месторождениях или производственных базах заказчика. Данный комплекс имеет модульную конструкцию, представляющую собой контейнеры двух типоразмеров, в которых размещены автоматизированные линии для ремонта НКТ. Комплекс устанавливается на специальную мобильную подушку, представляющую собой плиты, изготовленные из полимерных композиционных материалов, соединенные в единое дорожное полотно и предназначенные для многократного использования. Такой цех может работать в различных климатических условиях, для этого в данной концепции предусмотрен монтаж специальных укрытий со значительным количеством циклов сборки и разборки.

Концепция роботизированного мобильного цеха по ремонту НКТ основана на использовании быстровозводимого здания, внутри которого располагаются утепленные контейнеры с размещенными автоматизированными и роботизированными линиями для ремонта НКТ. Внутри такой контейнер оснащен системами вентиляции и климатического контроля, обеспечивающими поддержку требуемого температурного режима и заданного уровня освещения, а также системой пожаротушения (рис. 5, 6).

Мобильный роботизированный комплекс позволяет сократить затраты на логистику и транспортировку НКТ, строительство и содержание капитальных зданий, выполнять ремонт НКТ без привязки к географическому местоположению, при этом обеспечить высокий уровень безопасности.

Итоги

- Предложенная концепция цеха по ремонту НКТ с учетом внедрения роботизированных технологий оценивается как эффективная и позволяет обеспечивать конкурентоспособность на рынке услуг.

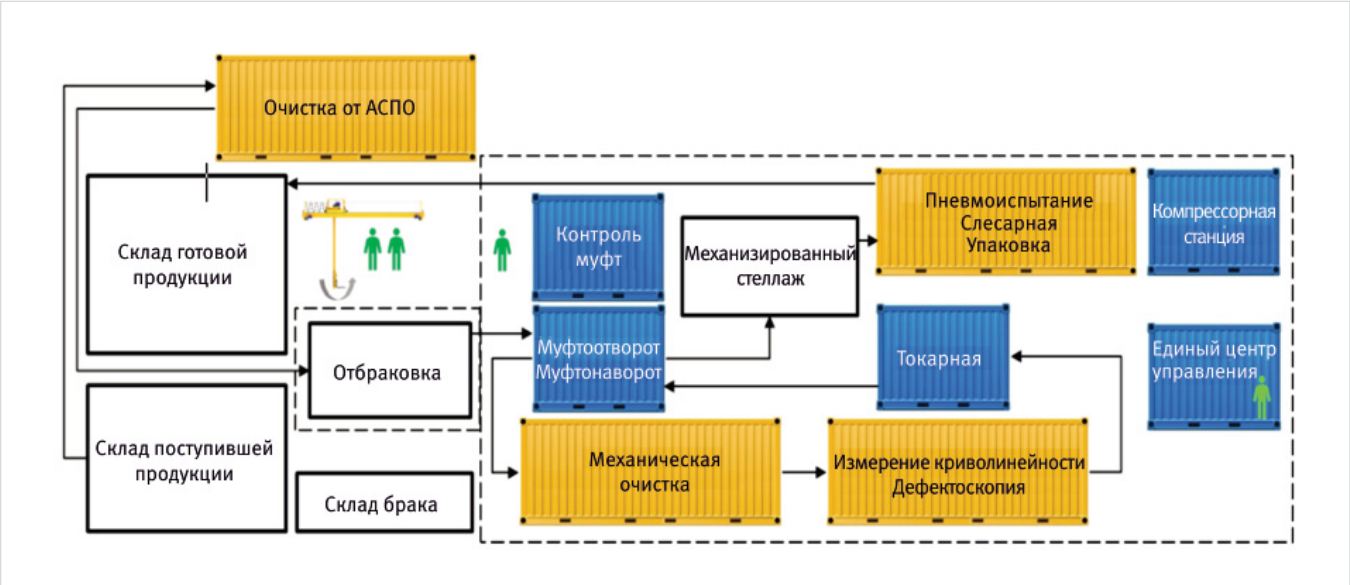


Рис. 5. Компоновочная схема мобильного цеха по ремонту НКТ
Fig. 5. Layout diagram of a mobile tubing repair shop

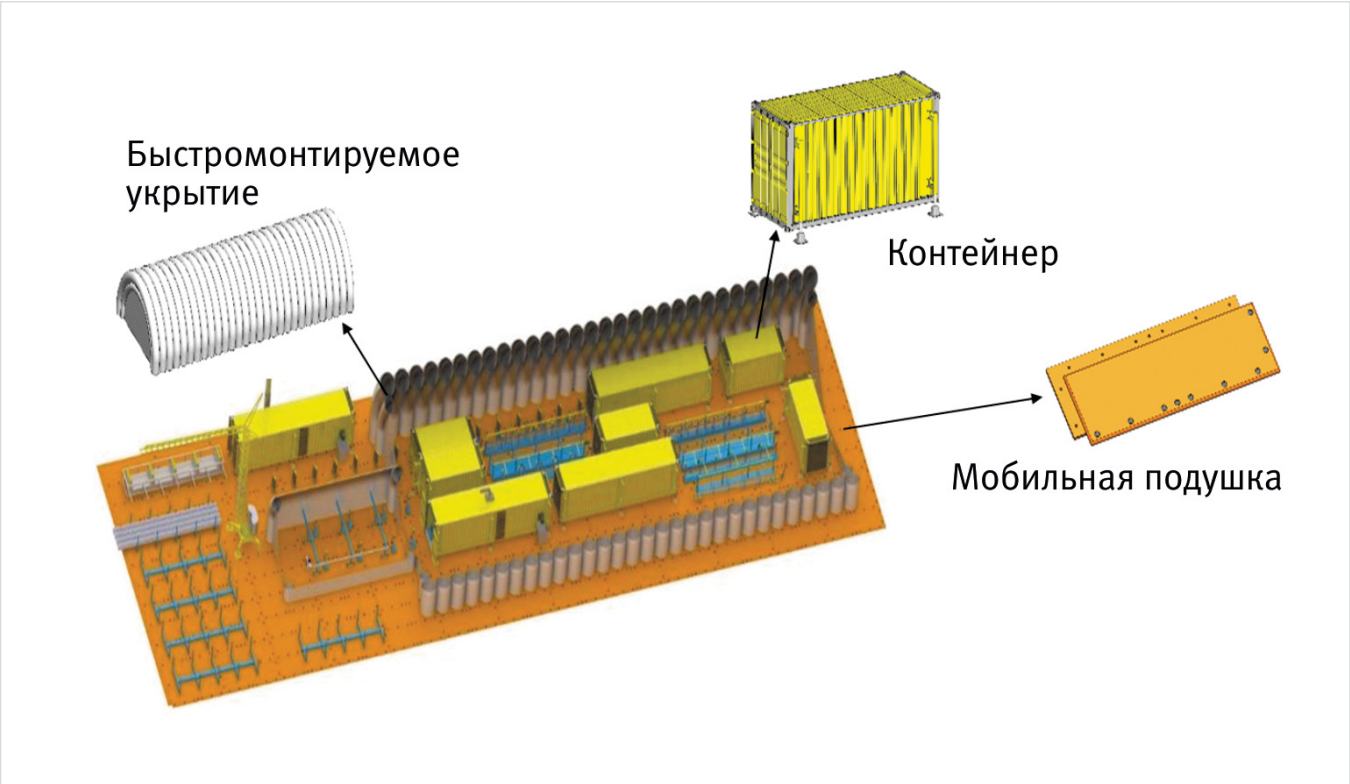


Рис. 6. Планировочное решение мобильного цеха по ремонту НКТ
Fig. 6. Planning solution of the mobile workshop for the repair of tubing

- Проведенное исследование и анализ разработанных технических решений показывают повышение рентабельности и эффективности ремонтных работ за счет увеличения объема отремонтированной продукции, увеличения надежности работы оборудования, сокращения непроизводительного времени при выполнении технологических операций, а также за счет высвобождения численности задействованного персонала при выполнении технологических операций.
- При внедрении разработанных технических решений доля ручных операций сократится на 93 %, при этом производительность повысится на 25 %.

Выводы

В результате проделанной работы была сформирована концепция роботизированного цеха по ремонту НКТ, которая включает в себя два варианта планирования: стационарный и мобильный роботизированный комплекс для ремонта НКТ. Анализ и технико-экономическая оценка показали целесообразность внедрения разработанных технических решений в производство, т.к. предлагаемые решения по автоматизации и роботизации позволяют снизить стоимость:

- чернового ремонта НКТ в стационарном цехе — на 16 %, в мобильном цехе — на 3 %;
- ремонта с очисткой труб от твердых солевых отложений в стационарном цехе — на 45 %, в мобильном — на 37 %;
- ремонта с нанесением защитного покрытия на внутренние поверхности труб в стационарном цехе — на 32 %, в мобильном варианте — на 25 %.

Применение принципа гибких автоматизированных линий в разработанной концепции (мобильного и стационарного цехов) позволяет в зависимости от производственной необходимости включать различные дополнительные участки, например, модуль для очистки НКТ от твердых солевых отложений, модуль для нанесения защитного покрытия на внутренние поверхности НКТ, модуль упрочнения резьбы и т.д.

Литература

1. Ильин К.О., Губайдуллин А.Г., Халфин Р.С., Краевский Н.Н. Концепция и подходы для оценки перспектив роботизации технологических процессов ПАО «НК «Роснефть» // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 4. С. 48–53.
2. Ильин К.О., Гаврилова О.А., Краевский Н.Н. Разработка концепции роботизированного технологического комплекса для текущего и капитального ремонта скважин // Нефтяное хозяйство. 2022. № 1. С. 82–85.
3. Селиванов С.Г., Иванова М.В. Теоретические основы реконструкции машиностроительного производства. Уфа: Гилем, 2001. 312 с.
4. Ишмурзин А.А Оборудование и инструменты для подземного ремонта, освоения и увеличения производительности скважин. Уфа: УГНТУ, 2003. 225 с.
5. Смирнов В.А. Повышение эффективности технологических систем ремонтного производства и технического обслуживания подвижного состава: диссертация. М.: ФГАОУ ВО РУТ, 2020. 344 с.

ENGLISH

Results

- The proposed concept of the tubing repair shop, taking into account the introduction of robotic technologies, is evaluated as effective and allows for competitiveness in the service market.
- The conducted research and analysis of the developed technical solutions shows an increase in the profitability and efficiency of repair work, due to an increase in the volume of repaired products, an increase in the reliability of equipment, a reduction in unproductive time during technological operations, as well as by releasing the number of personnel involved in performing technological operations.
- With the introduction of the developed technical solutions, the share of manual operations will be reduced by 93 %, while productivity will increase by 25 %.

Conclusions

As a result of the work done, the concept of a robotic tubing repair shop was formed, which includes two planning options: a stationary and a mobile robotic tubing repair complex. Analysis and technical and economic assessment have shown the feasibility of implementing the developed technical solutions in production, because the proposed solutions for automation and robotization can reduce the cost:

- rough repair of tubing in the stationary shop – by 16 %, in the mobile shop – by 3 %;
- repairs with cleaning of pipes from solid salt deposits in a stationary shop – by 45 %, in a mobile shop – by 37 %.
- repairs with the application of a protective coating on the inner surfaces of pipes in a stationary shop – by 32 %, in the mobile version – by 25 %.

The application of the principle of flexible automated lines in the developed concept (mobile and stationary workshops) allows, depending on the production need, to include various additional sections, for example: a module for cleaning tubing from solid salt deposits, a module for applying a protective coating to the inner surfaces of tubing, a thread hardening module, etc.

References

1. Ilyin K.O., Gubaidullin A.G., Khalfin R.S., Kraevsky N.N. Concept and approaches for assessing the prospects of technological processes robotization in “NK “Rosneft” PJSC. Exposition Oil Gas, 2022, issue 4, P. 48–53. (In Russ).
2. Ilyin K.O., Gavrilova O.A., Kraevsky N.N. Development of the concept of a robotic technological complex for well servicing and workover. Oil industry, 2022, issue 1, P. 82–85. (In Russ).
3. Selivanov S.G., Ivanova M.V. Theoretical foundations of the reconstruction of machine-building production. Ufa: Gilem, 2001, 312 p. (In Russ).
4. Ishmurzin A.A. Equipment and tools for workover, development and increase in well productivity. Ufa: USPTU, 2003, 225 p. (In Russ).
5. Smirnov V.A. Improving the efficiency of technological systems of repair production and maintenance of rolling stock. Dissertation. Moscow: FGAOU VO RUT, 2020, 344 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Гаврилова Оксана Александровна, к.т.н., руководитель сектора по научной работе ООО «РН-БашНИПИнефть»; доцент кафедры технологии машиностроения УГАТУ, Уфа, Россия
Для контактов: oagavrilova@bnipi.rosneft.ru

Ильин Константин Олегович, начальник отдела роботизации производственных процессов ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Краевский Николай Николаевич, старший эксперт бюро старших экспертов ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Gavrilova Oksana Aleksandrovna, ph.d. of technical sciences, head of the scientific work sector of “RN-BashNIPIneft” LLC; associate professor of the department of mechanical engineering technology USATU, Ufa, Russia
Corresponding author: oagavrilova@bnipi.rosneft.ru

Ilyin Konstantin Olegovich, head of the department of robotization of production processes of “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Kraevsky Nikolay Nikolaevich, senior expert of the bureau of senior experts of “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

18+

XIV МЕЖДУНАРОДНАЯ
СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

Нефтедобыча. Нефтепереработка. Химия.

16–18
НОЯБРЯ
2022

САМАРА

ВСЕ ВОЗМОЖНОСТИ ОТРАСЛИ

+7 (846) 207-11-24

ЭКСПО-ВОЛГА
организатор выставок с 1986 г.

gasoil-expo.ru

XI Петербургский международный газовый форум собрал десятки иностранных делегаций и несколько тысяч участников из России и разных стран мира

Четыре дня оживленных дискуссий, встреч и круглых столов были направлены на то, чтобы задать правильный вектор развития нефтегазовой отрасли на годы вперед.

В одиннадцатый раз в Экспофоруме прошло самое значимое и ожидаемое событие газовой отрасли — Петербургский международный газовый форум (ПМГФ). В рамках Форума состоялось 80 мероприятий деловой программы: заседаний, презентаций и круглых столов с ведущими экспертами крупнейших российских и иностранных компаний, а также представителями органов государственной власти. ПМГФ посетили более 17 000 участников из 51 страны, в рамках выставочной программы на площади 45 000 м² 500 компаний представили новейшие разработки для газовой индустрии. Работу ПМГФ-2022 освещали представители 140 СМИ.

Участники Форума отметили важные моменты: центр мировой газовой отрасли смещается на Восток, поэтому необходимо тесно сотрудничать с Азиатским регионом; спасти топливно-энергетический комплекс способны новые кооперационные связи; приоритетом для российской газовой отрасли должно стать обеспечение внутренней энергетической безопасности; биржевые торги — средство установления справедливой цены на газ; переход на газомоторное топливо неизбежен.

Заинтересованность восточных стран в сотрудничестве с Россией обсудили участники пленарного заседания «Газовая отрасль России: приоритеты развития в новых условиях». Олег Аксютин, заместитель председателя правления ПАО «Газпром», подчеркнул важность расширения контактов именно в этом географическом направлении.

В рамках деловой программы ПМГФ-2022 был проведен диалог «Россия — Африка». На международной конференции «Российско-африканский газовый диалог: точки роста и перспективы расширения сотрудничества» шла речь о необходимости взаимодействия алжирских и российских компаний.

Перспективы взаимодействия России и Казахстана в нефтегазовой сфере оценили участники международной конференции «Бизнес-диалог Россия — Казахстан: сотрудничество в газовой отрасли 4.0».

На площадке Форума представители ведущих компаний и научно-исследовательских центров в сфере переработки газа обсудили прогнозы развития отрасли в ситуации крайней неопределенности. Эксперты отметили возможности современных технологий и новых рынков сбыта, а также перспективность переработанной продукции с высокой добавленной стоимостью.

Особое внимание на ПМГФ-2022 было уделено IT-разработкам в нефтегазовой отрасли и проблеме импортозамещения.

Традиционно в Экспофоруме были организованы экспозиции технических разработок. Их осмотрели первые лица крупнейших предприятий отрасли: заместитель председателя правления ПАО «Газпром» Виталий Маркелов, генеральный директор и председатель правления ПАО «Газпром нефть» Александр Дюков, президент Республики Татарстан Рустам Минниханов, руководители и топ-менеджеры крупнейших российских компаний нефтегазового сектора и отрасли машиностроения.

Как и прежде, внимание гостей и участников Форума привлекла масштабная экспозиция технологий, оборудования и услуг для отрасли: Международная специализированная выставка «InGAS Stream 2022 — Инновации в газовой отрасли», Корпоративная экспозиция «Импортозамещение в газовой отрасли», Международная специализированная выставка «Газомоторное топливо», Международная специализированная выставка газовой промышленности и технических средств для газового хозяйства «РОС-ГАЗ-ЭКСПО», Международная выставка и конференция по судостроению и разработке высокотехнологичного оборудования для освоения Арктики и континентального шельфа OMR 2022.

В рамках выставочной программы XI Петербургского международного газового форума российские регионы представили проекты, демонстрирующие потенциал субъектов страны в сфере нефти и газа. С коллективными стендами в Форуме приняли участие Пермский край, Томская, Астраханская, Челябинская области.

Страной-партнером ПМГФ-2022 выступил Кыргызстан. Экспозиция Кыргызстана состояла из двух частей. Первую половину стенда занимала юрта — национальное жилище кыргызов. На второй половине экспозиции была представлена компания «Газпром Кыргызстан».

Будущие лидеры отрасли и ведущие эксперты мировых нефтегазовых компаний по традиции провели встречу в рамках Молодежного дня — уникального проекта, позволяющего студентам продемонстрировать свежий взгляд на будущее отрасли, а компаниям-партнерам — получить доступ к лучшим молодым талантам со всего мира. Участники проекта поделились инновационными идеями и решениями в сфере энергетики, сформировали новое видение дальнейшего развития ТЭК.

В ходе работы Центра деловых контактов, традиционно собравшего на площадке Петербургского международного газового форума заказчиков, поставщиков и подрядчиков нефтегазовой индустрии, состоялось свыше 1 800 индивидуальных бизнес-встреч.

Ярким событием стал финиш автопробега газомоторной техники «Газ в моторы — 2022», в котором приняли участие тягачи KAMAZ-5490 NEO на сжиженном природном газе.

ПМГФ-2022 прошел при участии Министерства промышленности и торговли Российской Федерации, Правительства Санкт-Петербурга, Торгово-промышленной палаты Российской Федерации, Конгрессно-выставочного бюро Санкт-Петербурга, Ленинградской областной торгово-промышленной палаты.

Генеральным партнером ПМГФ-2022 выступила компания «Газпром», генеральным спонсором — Трубная металлургическая компания.

Партнеры ПМГФ-2022: Загорский трубный завод, «Газпромбанк» (АО), АБ «Россия», Концерн ВКО «Алмаз-Антей», Группа ГМС, УК ГК «Комита», Салаватский катализаторный завод, Объединенная металлургическая компания, «Газпром бурение», «СибБурМаш», «Газпром ГНП холдинг», «ОДК», завод «РУМО», компания «ТЕХНОТЕКС», «ЭКМ Холдинг», «ГазТехЭксперт», «Северные технологии», «Космос-Нефть-Газ», «Техноавиа».

Официальный страховой партнер — «СОГАЗ». Телекоммуникационный партнер — «Ростелеком».

Партнеры культурной программы — Императорский фарфоровый завод и Российский этнографический музей.

ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ДО ВСТРЕЧИ ОСЕНЬЮ 2023 ГОДА!

GF

XII ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ

ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1
+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2273, 2626)
GF@EXPOFORUM.RU

18+

GAS-FORUM.RU

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 высокотехнологичного оборудования Новые технологии газовой отрасли

Энергоинновация Ассоциация инновационных предприятий в энергетике

www.gntexpo.ru

+7 (347) 246-41-77 gasoil@bvkexpo.ru

gazneftufa gntexpo2022

РОССИЯ, МОСКВА, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

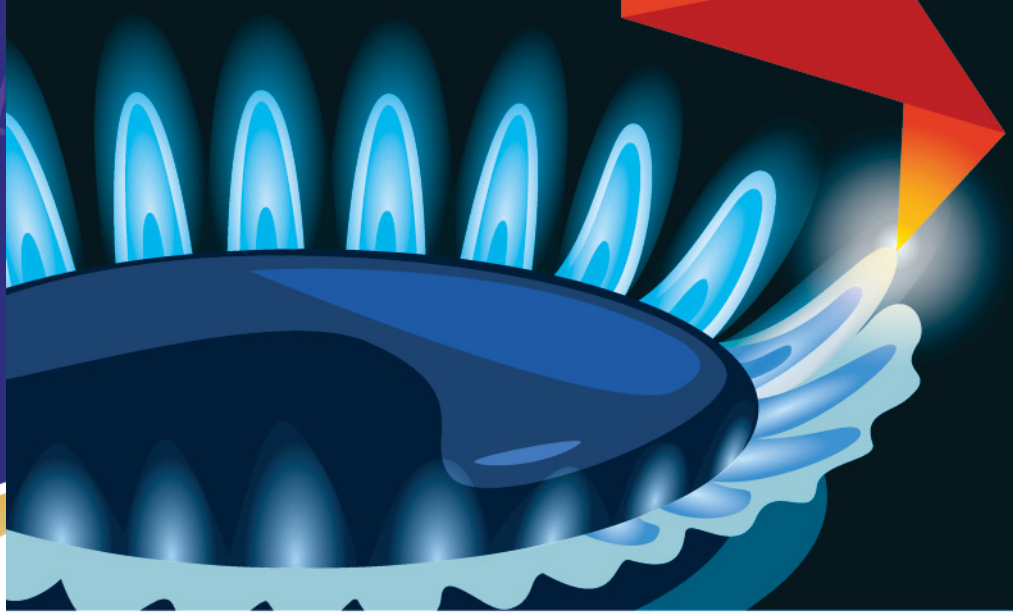
НЕФТЕГАЗ

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

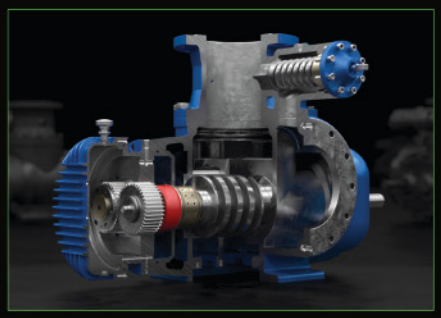
Российское Газовое Общество

СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ

ЭКСПОЦЕНТР

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