№3 (88) МАЙ 2022

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

научно-технический журнал

входит в перечень ВАК

ISSN 2076-6785

РОСНЕФТЬ

Геология и петрофизика усть-кутского горизонта

Оптимизация заканчивания скважин на туронском объекте

Геологическое строение нижнеаптских отложений

Лицензионные участки Приобского месторождения

Детализация геологии карбонатов фаменского яруса

Алгоритм разделения добычи углеводорода с учетом ПГИ и ГРП

ЗАЛЕЖИ УВ

Сложноэкранированные залежи Русской платформы

Торговый дом ТеплоУчет

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЙ КЛАПАННЫЙ ПОЗИЦИОНЕР KOSO KGP5000

Интеллектуальный клапанный позиционер KOSO (Япония) серии KGP5000 — это исполнительное устройство, устанавливаемое на пневматический привод клапана управления и позиционирующее клапан управления в соответствии с сигналом 4-20 мА от системы управления или исполнительного устройства более высокого уровня. Система управления обратной связью о положении клапана получает сигнал обратной связи, отображающий ход клапана, и сравнивает входной сигнал и сигнал обратной связи, что позволяет точно позиционировать клапан управления.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

- Устройство может работать как с линейными, так и с поворотными клапанами одностороннего и двойного действия
- Ход: 12–250 мм, угол: 40–100°. Ход свыше 250 мм доступен со специальными комплектами
- Диапазон рабочих температур: -40–80 °C
- Входное давление: минимум: 140 кПа, максимум: 800 кПа
- Материалы корпуса: литой алюминий с акриловым лакокрасочным покрытием, отверждаемым при нагревании
- Степень пылевлагозащиты: IP66
- Взрывобезопасность: II 2 G Ex db IIC T6 Gb
- Эксплуатационные характеристики:
  линейность: ± 1,0 %
  гистерезис: 0,5 %
- Пневматические соединения: коническая трубная (Rc) 1/4 или стандартная трубная резьба (NPT) ¼
- Электрические соединения: G1/2, 1/2NPT, M20x1,5
- Версия протокола связи HART: HART7
- Сертификация: ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»

ДИАГНОСТИКА

Позиционер оборудован средствами диагностики в реальном времени, которые выполняют сбор и оценку данных во время работы установки, а также автономными средствами диагностики, которые используются во время технического обслуживания. С помощью подходящих настроек диагностики, основанных на эксплуатационном состоянии условий окружающей среды установки и процессе, можно эффективно предотвращать неполадки и прогнозировать сохранность.

- Локальный пользовательский интерфейс с большим графическим LCD сам по себе позволяет осуществлять все операции: установку, настройку, мониторинг состояния, запуск диагностики и т.д.
- Функция «полной автонастройки» может автоматически установить точки нуля и произвести калибровку полного хода, и выбрать оптимальные параметры ПИД регулирования.
- Усовершенствованное ПИД регулирование подбирает параметры согласно с размером и направлением отклонений.
- Онлайн-диагностика клапанов позволяет перейти с аварийных ремонтов на профилактическое обслуживание через мониторинг состояния.
- Автономная диагностика для проверки состояния регулирующего клапана датчиками давления. Концепция диагностики с упрощенными цифровыми подписями клапана.

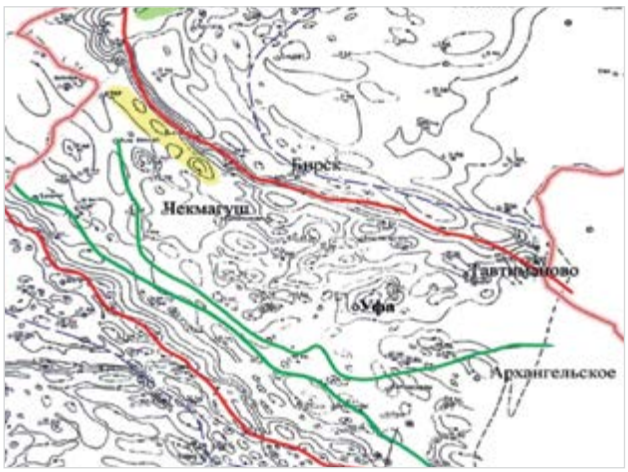
WWW.TD-TEPLO.COM
8 800 333-06-91
zakaz@td-teplo.com

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геология

11 Лозин Е.В. Детализация геологии карбонатов фаменского яруса в платформенном Башкортостане в связи с доразведкой их нефтеносности

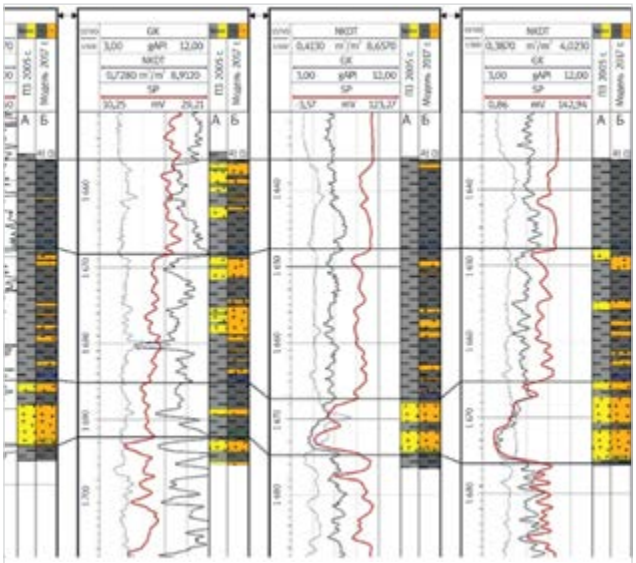


18 Петрук А.С. Опыт моделирования конусов выноса на примере низкопроницаемого участка Приобского месторождения

22 Дистанова Л.Р. Особенности геологического строения и петрофизического моделирования продуктивных отложений усть-кутского горизонта (Непско-Ботуобинская область)

28 Малыхин И.А. ООО «СК «Навигатор»: Актуальность разработки технологии УППДС

29 Рамаданов А.В. Оценка перспектив ввода в разработку пласта $АВ_1^{1-2}$ на основе уточненной петрофизической модели



НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 3 (88) май 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 05-22/08-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 24.05.2022
ТИРАЖ: 1 000 экз.
ПЕРИОДИЧНОСТЬ: 6 номеров в год
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557
СВИДЕТЕЛЬСТВО О РЕГИСТРАЦИИ СМИ:
ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года
Выдано федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор).

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

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

ГРУППА КОМПАНИЙ

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА

Дожимные и вакуумные компрессорные станции

Системы комплексной газоподготовки

Блочные пункты подготовки газа

Теплообменное оборудование

Проектирование и производство

Доставка и монтаж

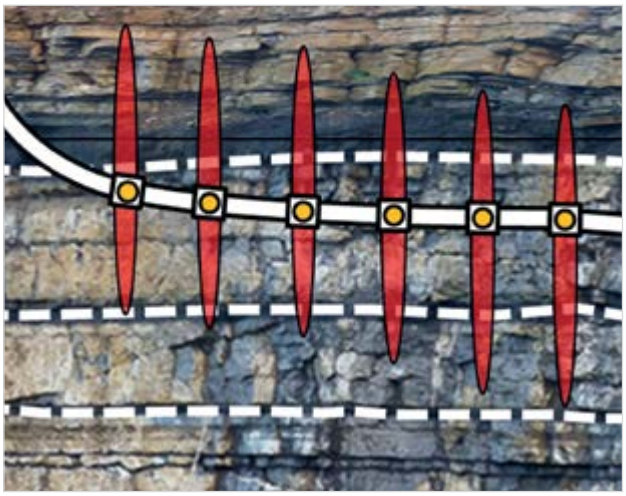
Наладка, испытания, обучение персонала

Комплексный сервис, ремонт и модернизация

ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ

info@energas.ru www.energas.ru

34 Шкитин А.А. Алгоритм разделения данных добычи и закачки по пачкам с учетом данных промыслово-геофизических исследований и гидроразрыва пласта (на примере объекта $AB_{1(3)}$-$AB_{2\text{-}3}$ Самотлорского месторождения)



41 Утопленников В.К. Сложноэкранированные залежи углеводородов в нижнепермских отложениях юго-восточного склона Русской платформы

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Добыча

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

48 Выломов Д.Д. Оптимизация способов заканчивания скважин для низкопроницаемого газового коллектора туронского яруса

54 ООО «ЭНЕРГАЗ»: Конверсия ПНГ в электрическую и тепловую энергию на энергоцентрах собственных нужд месторождений

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

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

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

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

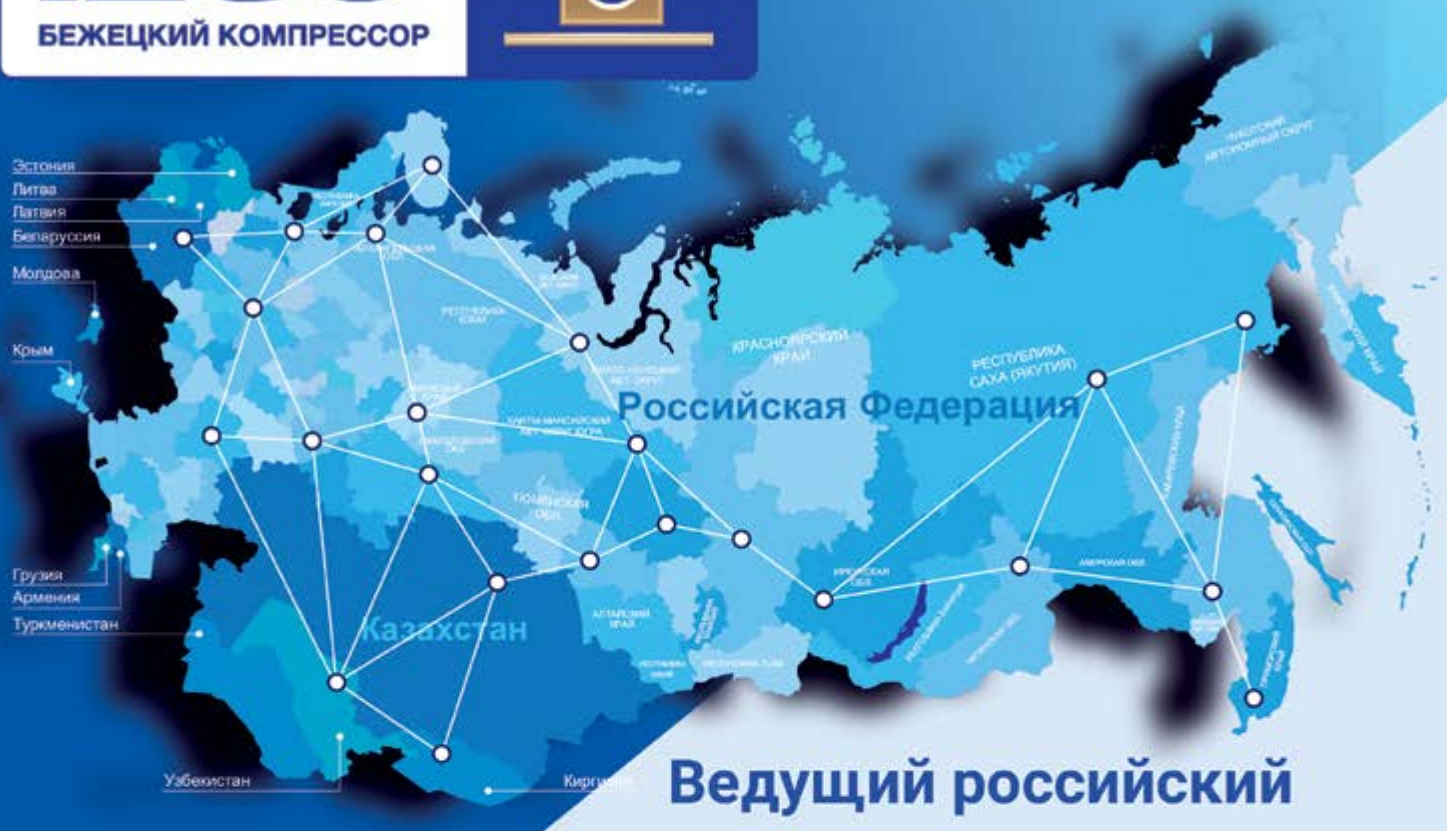
ДИРЕКЦИЯ:
Шарафутдинов И.Н. / ildar@expoz.ru
Новикова Ю.А. / office@runeft.ru

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

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

АСО

БЕЖЕЦКИЙ КОМПРЕССОР



Ведущий российский производитель компрессорного оборудования

8 (800) 550-46-17

sales@asobezh.ru

www.asobezh.ru

CONTENT

UPSTREAM

Geology

11 Lozin E.V. Work out in detail of fammenian carbonates geology at platform Bashkortostan in connection their new oil and gas perspectives

18 Petruk A.C. Modeling experience of low-permeability reservoirs the case of license block of the Priobskoe field

22 Distanova L.R. Geological setting and petrophysical modeling features of Ust-Kut Carbonate Reservoirs (Nepa-Botuoba Petroleum Province)

29 Ramadanov A.V. Assessment of prospects for development of reservoir AV_1^{1-2} on the basis of the refined petrophysical model

34 Shkitin A.A. Algorithm of separation of production and injection data by sequences, taking into account field geophysical data and hydraulic fracturing (by the example of $AV_{1(3)}$-AV_{2-3} object of the Samotlor field)

41 Utoplennikov V.K. Intricate hydrocarbon deposits in the Lower Permian sediments of the southeastern slope of the Russian Platform

Oil production

48 Vylomov D.D. Optimization of the well completion methods for low permeability gas reservoir turonian

OIL&GAS EXPOSITION

ISSUE: 3 (88) may 2022

ISSUE DATE: 24.05.2022

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
Alexey Suleymanov / sales@runeft.ru

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

EDITIORIAL BOARD:
Helmut Gaertner — Sc.D. (Germany)
Tayfun Babadagli — Sc.D., professor (Canada)
Abukova L.A.—Sc.D., professor
Altunina L.K. — Sc.D., professor
Ashirmamedov M.A. — Sc.D. (Türkmenistan)
Bayuk I.O. — Sc.D.
Bektenov N.A. — Sc.D., professor (Kazakhstan)
Bogoyavlenskiy V.I. — Sc.D., corr. member, RAS
Vologh Yu.A. — Sc.D.
Gogonenkov G.N. — Sc.D., professor
Golofast S.L. — Sc.D., professor
Zavidei V.I. — Sc.D., professor
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.

ООО «НефтеГазПерспектива»

Услуги по внутритрубной диагностике и оценке целостности трубопроводов

О компании

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

Почему мы?

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

Департамент разработки

Аналитический департамент

Цех по подготовке и производству оборудования

Испытательный полигон

Полевые работы и дополнительный дефектоскопический контроль

Услуги

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

+7 (496) 616-70-08

www.neftegazperspektiva.ru

info@neftegazperspektiva.ru

От идеи к решению, от решения к реализации

АВТОКРАН

+7 (3452) 59-32-59
+7 (922) 48-48-918

sales@72kran.ru
www.72kran.ru

РАБОТА НА ВЫСОТЕ

Услуги мобильных
и гусеничных кранов

Комплексные строительно-
монтажные работы

EPC-подряд

Электро-монтажные работы

Перевозка негабаритных
и тяжеловесных грузов

Сопровождение и участие
в пуско-наладочных процессах

Разработка полного пакета
технической документации

Строительство и сервисное
обслуживание ВЭС

72kran.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-3-11-15 УДК 551 I Научная статья

Детализация геологии карбонатов фаменского яруса в платформенном Башкортостане в связи с доразведкой их нефтеносности

Лозин Е.В.
ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
lozinev@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
Выполнена детализация представлений о геологическом строении и особенностях разработки карбонатных отложений фаменского яруса на юго-востоке Восточно-Европейской платформы (ВЕП) в пределах платформенного Башкортостана. Рассмотрены три представительных месторождения, приуроченных к прогибам Камско-Кинельской системы (ККСП) и к башкирскому и татарскому палеошельфам.
В пределах преобладающей части ККСП фаменские органогенные постройки (ОП) непродуктивны, но в структурах облекания оформились залежи нефти: от уникальных по запасам до крупных, средних и мелких. На крайнем юго-западе Актаныш-Чишминского прогиба в песчаных образованиях ТТНК вокруг локального рифа, росшего до позднетурнейского времени, сформировались неизвестные до сих пор залежи нефти кольцевого типа. На палеошельфах господствовал режим нормального осадконакопления, фаменские ОП и залежи в них преимущественно мелкие.
Перспективы нефтеносности связаны с погруженными зонами увеличенных толщин фаменских карбонатов на окраине платформы и возможных скоплений углеводородов в биостромах и на участках с аномально низким пластовым давлением.

Материалы и методы
Основной акцент работы — геологический парадокс: в основании карбонатных тел, имеющих громадные размеры (барьерные рифы) и, соответственно, ожидаемую большеразмерную емкость для зарождения и создания углеводородов отсутствуют признаки созидательной «кухни» для протекания реакций углеводородного синтеза (или другого механизма происхождения УВ).

Ключевые слова
фаменский, геологическое строение, прогиб, нефтяная залежь, палеошельф

Для цитирования
Лозин Е.В. Детализация геологии карбонатов фаменского яруса в платформенном Башкортостане в связи с доразведкой их нефтеносности // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 3. С. 11–15. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-3-11-15

Поступила в редакцию: 29.04.2022

UDC 551 I Original Paper

Work out in detail of fammenian carbonates geology at platform Bashkortostan in connection their new oil and gas perspectives

Lozin E.V.
“RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
lozinev@bnipi.rosneft.ru

Abstract
In article the data according to above mention problem are published. The Fammenian carbonate deflections take part of upper Devonian-Tournaisian oil-gas complex among seven oil-gas complexes at platform Bashkortostan. Its deflections are bedding on thin Fran sediments and introduced, by essence, basic deflections of Paleozoic carbonate thick series. Depressions of Kamsko-Kinel System (KKS) and two paleo-shelf (Bashkir and Tatar) define tectonic framework of Fammenian carbonate.
Analysis was given on date of three representative oil fields. Most conclusions are following.
Dynamic regime of sedimentation had different mechanism into separate zones to KKS depressions. At Western part of contemporary Bashkir arch and contemporary Birsk saddle large barrier reefs and companying local reefs are not productivity. But above its local structures into Terrigenous Low Carbon (TTLC) contain unique, large, middle and little oil fields. It means that Fammenian plan controlled upper structure plans in territory KKS depressions. In other parts of KKS depression dynamic regime of sedimentation, opportunity into South-Western party of Aktanysh-Chishma Depression, the ring sandstone TTLC formations are formed around local Fammenian-Tournal reef. The new, unknown up to oil fields TTLC are contains into its.
Above mention predication don’t corresponds to Bashkir and Tatar paleo-shelfs as a one’s organic buildings (OB) have minimal volume and amplitude, and tectonic regime corresponded to normal sedimentary. Oil-gas deposits on paleo-shelfs are small.
Further oil-gas perspective will associated with: zones of increase thickness Fammenian carbonates on north-west – particularly in regions of cross Paleozoic sedimentary with foundation steps. Than the perspectives will connection with local regions of “sault tectonic” into Salmuysh depression and with prognostication zones anomaly low sheet pressure.

Materials and methods
The main emphasis of the work is a geological paradox: at the base of carbonate bodies, which are of enormous size (barrier reefs) and, accordingly, the expected large capacity for the generation and creation of hydrocarbons, there are no signs of a creative “kitchen” for the reactions of hydrocarbon synthesis (or other mechanism of hydrocarbon origin).

Keywords
fammenian, geological cross section, depression, oil-gas deposit, paleo-shelf

For citation
Lozin E.V. Work out in detail of fammenian carbonates geology at platform Bashkortostan in connection their new oil and gas perspectives. Exposition Oil Gas, 2022, issue 3, P. 11–15. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-3-11-15

Received: 29.04.2022

Платформенный Башкортостан является значительной частью юго-восточной окраины древней Восточно-Европейской платформы (ВЕП). В пределах ВЕП выделена надпорядковая структура — Волжско-Камская антеклиза, к которой приурочена крупнейшая Волго-Уральская нефтегазоносная провинция. В ее состав входит и территория платформенного Башкортостана, где в отложениях верхнего палеозоя выделено семь нефтегазоносных комплексов. Среди них преимущественную нефтеносность имеют два комплекса: терригенная толща девона (ТТД) и терригенная толща нижнего карбона (ТТНК), на долю которых приходится 80,1 % суммарных начальных извлекаемых запасов (НИЗ) нефти региона. Остальные пять нефтегазоносных комплексов сложены карбонатными отложениями, но среди них имеется исключение: осадочные породы верейского горизонта, среди которых встречены подчиненные терригенные образования. Карбонаты занимают 88 % продуктивного разреза, в них сосредоточено почти 20 % суммарных первоначальных НИЗ.

Изучению карбонатных отложений Башкортостана и их нефтеносности посвящены работы многих исследователей. К числу наиболее значимых следует отнести исследования Р.О. Хачатряна, В.М. Тюрихина, М.Ф. Мирчинка, Р.Х. Масагутова, Н.П. Егоровой, О.М. Мкртчана, А.М. Сюндюкова, М.А. Юнусова, Ф.И. Хатьянова, Е.В. Лозина, В.Б. Озолина, Р.Д. Бакирова, Р.В. Мирнова и др. К настоящему времени определились главные черты тектонического строения и литолого-фациальных особенностей рассматриваемых отложений, в том числе фаменского яруса.

Известняки и доломиты фаменского яруса, залегающие на маломощных карбонатных отложениях среднего и верхнего франа, являются по существу базальными отложениями мощного карбонатного комплекса верхнего палеозоя. Они представлены всеми тремя отделами: нижним, средним и верхним. Тектонику определяют Актаныш-Чишминский, Шалымский (Шалымско-Калининский) и Инзеро-Усольский прогибы Камско-Кинельской системы (ККСП) и башкирский и татарский (южно-татарский) палеошельфы [1, 2] (рис. 1). Литофациальные особенности обобщены в новейшей работе [4]. К указанным отложениям в составе верхнедевонско-турнейского нефтегазоносного комплекса приурочено около 70 % всех известных нефтяных залежей в карбонатах палеозоя Башкортостана. Доля нефтеносности собственно карбонатов фаменского яруса в общем балансе НИЗ палеозоя составляет около 3,5 % и по этому показателю данный нефтегазоносный комплекс уступает среди карбонатных турнейскому подкомплексу. Залежи нефти в рассматриваемых отложениях преимущественно мелкие и мельчайшие. Всего промышленные запасы нефти установлены в 68 месторождениях, но только в 12 месторождениях НИЗ нефти превышают 1 млн т.

Ниже следует описание карты изопахит отложений франско-фаменской осадочной толщи, которая позволяет судить о границах распространения Актаныш-Чишминского и Шалымского прогибов Камско-Кинельской системы (ККС) и башкирского и татарского палеошельфов в пределах платформенного Башкортостана (рис. 1). Низшие отметки структурного плана соответствуют внутренним (осевым) зонам прогибов ККС. Бортовые зоны прогибов ККС выделяются сгущением изогипс. В пределах возвышенных палеошельфов рельеф заметно более пологий, особенно на северном — башкирском — палеошельфе. Приграничные области палеошельфов с прогибами ККС тоже отличаются относительным сгущением изогипс. Органогенные постройки (ОП) в пределах прогибов и в прибортовых зонах в облекании представляют локальные нефтеносные структуры, к которым приурочены залежи месторождений нефти и газа.

Известно научное положение, что структурный план осадочных отложений платформенного Башкортостана, залегающих выше девона (нефтегазоносные комплексы III–VII), определяется структурным планом фаменских отложений. Насколько это верно, заключение последует ниже. Кроме того, интерес представляет распределение нефтеносности в пределах распространения фаменских карбонатов.

Литофациальная и геолого-физическая характеристика (ГФХ) карбонатов фаменского яруса в пределах прогибов ККС отличаются следующими особенностями. Во-первых, в зонах, контролируемых крупными Арлано-Дюртюлинским и Орьебаш-Максимовско-Татышлинским барьерными рифами, в структурах облекания сосредоточено большинство нефтяных месторождений верхнедевонско-турнейского нефтегазоносного комплекса, среди которых уникальные по запасам, крупные, средние и мелкие. Во-вторых, для палеошельфов характерно развитие мелких рифов и биогермов. По данным сейсморазведки имеются биостромы, но залежей нефти пока не установлено. В пределах татарского шельфа нефтяные залежи фаменского яруса (заволжский надгоризонт +

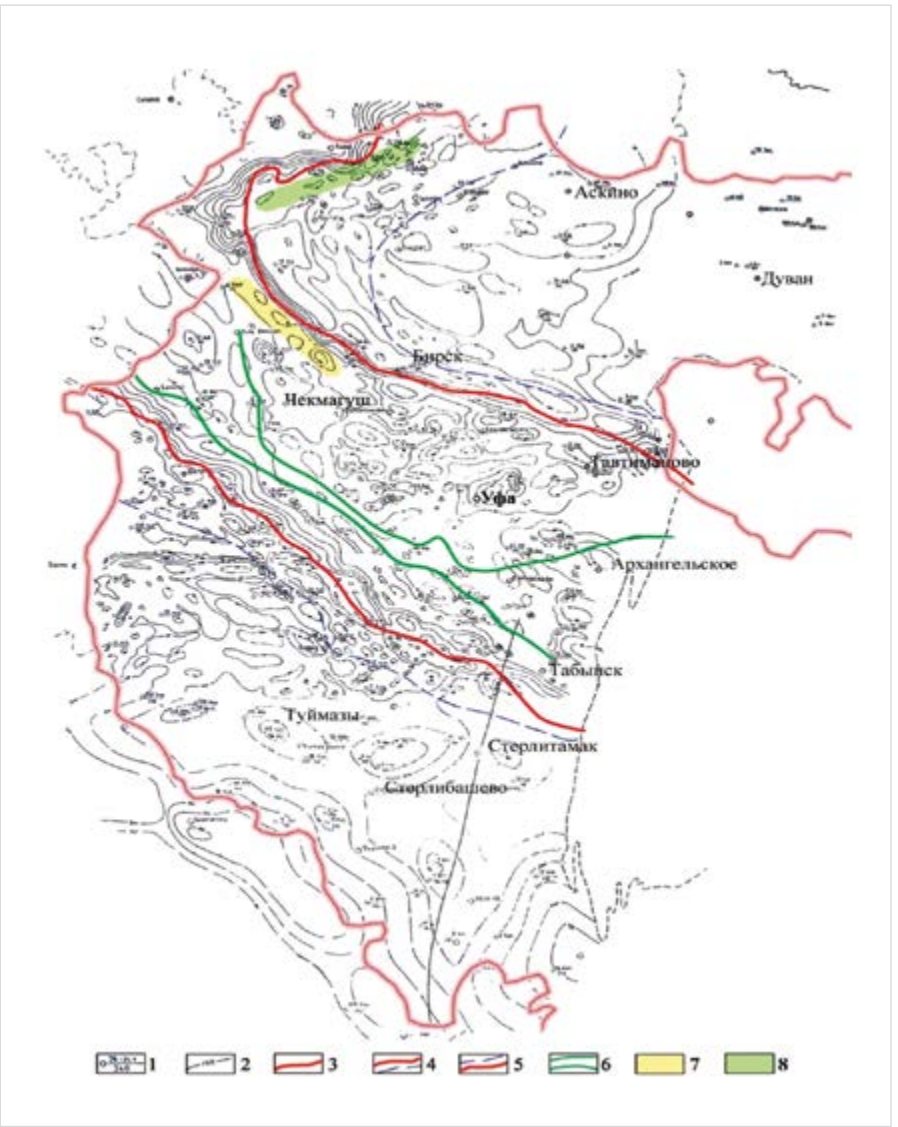


Рис. 1. Карта изопахит комплекса отложений от саргаевского горизонта до подошвы заволжского надгоризонта
1 — скважины; 2 — изопахиты, м; 3 — граница фаменского борта Актаныш-Чишминского прогиба; 4 — границы внешней юго-западной прибортовой зоны; 5 — границы внешней северо-восточной прибортовой зоны (включая и Шалымский прогиб); 6 — границы осевой зоны; барьерные рифы: 7 — Арлано-Дюртюлинский; 8 — Орьебаш-Максимовско-Татышлинский
Fig. 1. Isopachous map of the sedimentary complex from the Sargayev horizon to the bottom of the Zavolzhsky suprahorizon
1 – wells; 2 – isopachous lines, m; 3 – boundary of the Famennian flank of the Aktanysh-Chishminsky trough; 4 – boundaries of the outer south-west adjacent zone; 5 – boundaries of the outer north-east adjacent zone (including the Shalymsky trough); 6 – boundaries of the axial zone; barrier reefs: 7 – Arlano-Dyurtulinsky; 8 – Oryebash-Maksimovsko-Tatyshlinsky

средний и нижнефаменский подъярусы) Туймазинского нефтяного месторождения представляют мелкие и мельчайшие скопления в биогермах и локальных рифах.

О распределении нефтеносности в фаменских карбонатных отложениях свидетельствует таблица 1, где представлена ГФХ пластов-коллекторов, включая карбонаты заволжского надгоризонта, по трем наиболее крупным месторождениям фаменского яруса: Ново-Узыбашевскому, Альшеевскому и Туймазинскому. Выбор данных месторождений для суждения о нефтеносности фаменских карбонатов автору статьи представляется наиболее показательным.

Ново-Узыбашевское нефтяное месторождение приурочено к Актаныш-Чишминскому прогибу ККС. Во франско-фаменской толще содержатся 62 % суммарных первоначальных НИЗ этого месторождения. Нефтяные залежи указанной толщи залегают в трех рифах: Ново-Узыбашевском, Табулдакском и Баскаковском (самый крупный Ново-Узыбашевский, 7,2×22 км) в пределах северо-восточного борта Актаныш-Чишминского прогиба, в районе западной границы Благовещенской впадины с Южно-Татарским сводом. Мощные рифы родились на выступе франского дна мелководного моря и благополучно развивались в течение довольно продолжительного времени по мере согласованного с уровнем моря погружения и последующего воздымания до обнажения в радаевско-бобриковском

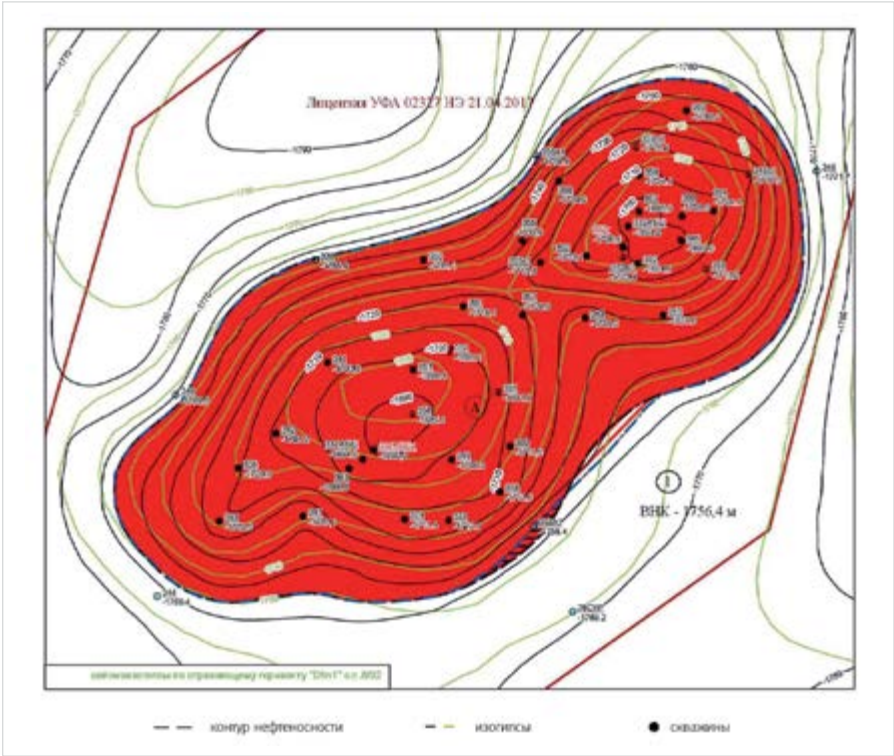


Рис. 2. Альшеевское нефтяное месторождение. Структурная карта по кровле пласта $Д_3^{fm}$нижний
Fig. 2. Alsheyevskoye oil field. Subsurface contour map of the D_3^{fm}-low reservoir roof

Табл. 1. Геолого-физическая характеристика и параметры нефти залежей фаменского яруса
Tab. 1. Geologic and physical characteristics and oil parameters of Famennian Stage deposits

Параметры	Месторождения					
	Альшеевское			Ново-Узыбашевское	Туймазинское	
	Заволжский надгоризонт	Средний фамен	Нижний фамен		Заволжский надгоризонт	Средний фамен
Средняя глубина залегания, м	1 873	1 876	1 920	1 940	1 110	1 220
Тип коллектора	порово-кавернозный			порово-кавернозный	порово-кавернозный	порово-кавернозно-трещин.
Тип залежи	пластовая сводовая	структурная, пластовая	массивная	массивная, лит. огранич.	пластовые, структурные	пластовые, структ.-литологическ.
Средняя общая толщина, м	26,6	45,7	64,7	176,9	13,7–21,2	3,8–18,1
Нефтенасыщенная толщина, м	3,8	1,2	14,5	89,8	4,1–4,3	2,2–5,1
Коэффициент пористости, д. е.	0,08	0,011	0,12	0,02	0,08	0,04
Коэффициент нефтенасыщенности, д.е.	0,8	0,79	0,83	0,812	0,71	0,80
Проницаемость, мкм^2	0,012	0,010	0,109	0,012	0,007	0,009
Коэффициент песчанистости, д. е.	0,17	0,03	0,44	0,772	0,38–0,55	0,52–0,61
Расчлененность	3,4	1,0	10,5	8,126	2,4–3,4	1,2–3,6
Пластовая температура, ^{0}С	33,0	36,0	36,0	35,0	26	26
Начальное пластовое давление, МПа	18,4	20,2	21,0	16,2	13,9	13,9
Вязкость пластовой нефти, мПас	11,9	11,7	7,2	11,0	45,4	н/д
Плотность пластовой нефти, кГ/см^3	0,858	0,861	0,860	0,860	0,920	0,916
Содержание в нефти: серы, %	1,9	2,4	3,3	2,6	5,7	3,66
парафина, %	3,8	3,8	3,8	3,2	1,7	н/д
смол и асфальтенов, %	данные отсутствуют					
сероводорода, %	данные отсутствуют					
Давление насыщения нефти газом, МПа	4,0	3,4	4,5	5,5	4,5	н/д
Газовый фактор, м^3/т	15,4	19,3	19,7	40,3	не опред.	
Доля НИЗ, д. е.	0,733			0,62	0,001	0,003
Коэффициент вытеснения нефти водой, д. е.	0,476	0,476	0,558	0,420	0,412	0,463

временном интервале. При новой трансгрессии указанный «островок» сохранился, постепенно утрачиваясь до дна пермского мелководья. Залежи нефти в порово-кавернозном пространстве рифов сохранились благодаря развитию пород-флюидоупоров, выделенных Р.В. Мирновым под индексами от ЛТ-1 до ЛТ-6 [4]. Довольно дискуссионным выглядит предположение об образовании и сохранении пород-покрышек в динамических тектоно-фациальных условиях, существовавших при зарождении, развитии и результирующей компенсации прогибов ККС, но указанный автор благодаря собственной методике выделил их по каротажу. И это объясняет в первом приближении механизм нефтеносности рассматриваемых многоэтажных рифов.

Альшеевское нефтяное месторождение (рис. 2) расположено в переходной зоне от палеошельфа к некомпенсированному прогибу, но по юго-западному турнейскому борту Актаныш-Чишминского прогиба должно быть отнесено к последнему. Оно тоже приурочено к рифовому массиву, возраст которого нижнефаменский.

Располагается на юго-западном борту Актаныш-Чишминского прогиба, в пределах северной части Южно-Татарского свода (в 80 км юго-восточнее Ново-Узыбашевского). В разрезе месторождения фаменские отложения представлены известняками, участками глинистыми, органогенно-обломочными, преимущественно порово-кавернозными. Высота нижнефаменского рифа (2,9×0,19 км) — 71 м, что значительно ниже рифов Ново-Узыбашевского месторождения. Структурная карта по кровле этого рифа представлена на рисунке 2. Остальные фаменские залежи данного месторождения — структурные пластовые сводовые. ГФХ Альшеевского рифа и Ново-Узыбашевских рифов имеют существенные различия в параметрах (табл. 1):

- общая и нефтенасыщенная толщины Альшевского рифа в 3–5 раз ниже, пористость и проницаемость на порядок выше; коэффициент песчанистости почти в 2 раза ниже; газовый фактор в 2 раза ниже; вязкость пластовой нефти несколько ниже у Альшеевского рифа: 7,2 против 11 мПас; коэффициент вытеснения (0,558) на Альшеевском выше, чем в Ново-Узыбашевских (0,420);
- обращает на себя внимание заметная разность в первоначальных пластовых давлениях: в Альшеевском рифе оно несколько выше гидростатического (21 Мпа), а на Ново-Узыбашевских — заметно ниже (16,2 Мпа), что соответствует значению аномально низкого пластового давления (АНПД).

Указанная выше разница в пластовых давлениях, выражающаяся в проявлении режима АНПД в рифах Ново-Узыбашевского месторождения, свидетельствует о явлениях палеокарста в данных рифах. Этот феномен является, пожалуй, единственным для нефтеносных башкирских рифов, независимо от их принадлежности к тектоническому региону и стратиграфическому комплексу, и требует дополнительного изучения, Возможно районирование прогибов ККС по степени проявления палеокарста, что открывает перспективы установления нефтяных залежей с АНПД.

Кроме того, имелись основания для выяснения прогнозного генезиса Альшеевского рифа в виде части погребенного атолла, но последующее сейсмическое изучение

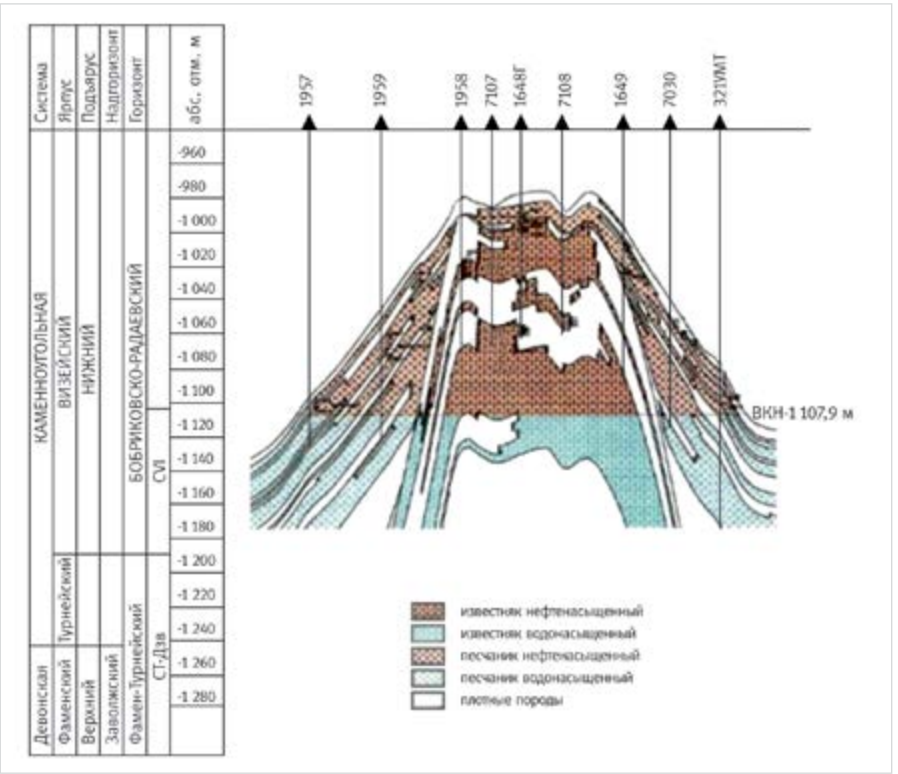


Рис. 3. Геологический профиль в крест простирания Кадыровского купола Илишевского нефтяного месторождения
Fig. 3. Geologic profile across the strike of the Kadyrovsky dome of the Ilishevskoye oil field

рассматриваемого района и данные бурения эту версию не подтвердили.

ГФХ фаменских залежей **Туймазинского месторождения** мало отличаются от других месторождений, но пластовая нефть имеет повышенную вязкость: 45,4 против 7,2–11,9 мПас. Нефтяные залежи размещены по площади месторождения в виде отдельных довольно контрастных мелких рифов и биогермов размерами 1×1×1–2 км, в большинстве которых выявлен водонефтяной контакт (ВНК).

Наследование фаменского структурного плана представляет действительно непреложный факт для целого ряда месторождений. Для рассмотренных выше месторождений картина следующая. В разрезе Ново-Узыбашевского месторождения выше фамена установлены нефтяные залежи в известняках турнейского яруса и песчаниках ТТНК. Одновременно в терригенном девоне нефтеносны отложения муллинского, пашийского и тиманского горизонтов. На Альшеевском месторождении выше фаменских наследование наблюдается в ТТНК (пласт CVI) и карбонатах турнейского яруса, а основные запасы нефти содержатся в пласте ДI терригенного девона. На Туймазинском месторождении фаменские рифы и биогермы мелкие и слабо выраженные. По ТТНК и турнейскому ярусу наследование слабо наблюдается. Изучение геологических материалов по другим месторождениям показывает, что о региональном влиянии фаменского структурного плана на более молодые структурные планы можно судить только в пределах западного склона Башкирского свода (БС). Здесь установлена обильная нефтеносность в ТТНК в структурах облекания фаменских рифов и биогермов. Характерным служит разрез Орьебашского нефтяного месторождения. Оно связано с группой локальных поднятий на западном склоне БС в пределах Чераульского выступа. В верхнедевонско-турнейском структурном подэтаже указанные поднятия выражены рельефно, располагаясь южнее Орьебаш-Максимовско-Татышлинского барьерного рифа, осложняющего южный борт Шалымского прогиба ККС. Сами локальные поднятия не содержат нефтеносности, но выше в структурах облекания установлены залежи нефти в карбонатах каширского и верейского горизонтов, башкирского яруса и наиболее крупные в ТТНК. Таков же разрез большинства месторождений западного склона БС. Отсутствие нефти в органогенных постройках (ОП) верхнего девона-турне представляет загадку, либо это нужно отнести к недостаточной изученности их прямым опробованием. В этой связи до сих пор неоднозначную оценку имеет генезис фаменского гигантского Арлано-Дюртюлинского барьерного рифа, в облекании которого развиты залежи ТТНК и каширо-подольских карбонатов, образующие уникальное Арланское нефтяное месторождение. Автор статьи считает, что это типичный барьерный риф, недоразведанный в отношении нефтеносности карбонатов фаменского яруса. По аналогии с Ишимбайским барьерным рифом здесь прогнозируются локальные вершины в виде нефтенасыщенных рифов различного размера. Настало время проверить указанное предположение путем в первую очередь организации сейсморазведочных работ методом ОГТ-3D.

В краевой западной части Актаныш-Чишминского прогиба на Кадыровском поле Илишевского месторождения открыты кольцевые нефтяные залежи ТТНК, опоясывающие тело фамен-турнейского рифа (рис. 3). Они представляют совершенно новый тип залежей [3]. Локальный Кадыровский риф рос в течение фаменского-турнейского и, очевидно, косьвинского времени. После регрессии риф обнажился, стал разрушаться в вершине в радаевско-бобриковский интервал времени и по мере нового опускания к нему «прислонились» неравномерно развитые,

опоясывающие его тело песчаные образования, впоследствии вместившие залежи нефти. Кроме Кадыровского на ограниченном участке разместились еще два мелких рифа, но подобного механизма опоясывания песчаными «кольцами» у них не наблюдается. Характерно, что в 60-е годы прошлого столетия на месте Кадыровского рифа было установлено скопление гелия — и по этой причине доразведку участка долго не производили, хотя гелий является спутником нефти. Выявленный феномен с открытием «нетипичных» кольцевых залежей нефти пока остается единственным и представляет собой геологический факт, требующий дальнейшего изучения.

В сумме изложенного, нефтегазоносность фаменских отложений можно считать детально изученной. Вопрос заключается в обосновании перспектив еще неоткрытых скоплений углеводородов. Наиболее перспективной следует считать восточную область платформенного Башкортостана — восточнее линии Стерлибашево-Уфа-Аскино (рис. 1), особенно в пределах Салмышской впадины, где распространены локальные зоны соленосных флюидоупоров. Кроме того, на восток-юго-восток увеличивается общая мощность карбонатного разреза, включая и фаменские отложения. Поисковый интерес здесь представляют зоны ожидаемых пересечений отложений палеозоя со ступенями архей-нижнепротерозойского кристаллического фундамента (КФ). Не изучена вероятность наличия залежей нефти в зонах АНПД (см. выше, район Ново-Узыбашевского нефтяного месторождения). Наконец, требуется сосредоточиться на испытании отложений биостромов, установленных сейсморазведкой, в частности — Марковского протяженного биострома.

Итоги

Произведена детализация геологии карбонатных отложений фаменского яруса на юго-востоке ВЕП в пределах Башкортостана. Рассмотрение выполнено для прогибов ККС и для башкирского и татарского палеошельфов на примере трех наиболее крупных нефтяных месторождений фаменского яруса. Выполнен геолого-морфологический анализ обстановок осадконакопления в фаменский век в зонах ККСП и на палеошельфах, позволивший уточнить разную степень влияния фаменского структурного плана на рельеф и нефтеносность вышележащего геологического разреза.

Сформулированы предложения по дальнейшим перспективам нефтеносности фаменских карбонатов на юго-восточной окраине ВЕП в пределах Башкортостана.

Выводы

Из изложенного закономерно вытекают следующие выводы:

- структурный план фаменских отложений в пределах ККСП является основополагающим для верхних горизонтов платформенного Башкортостана. Ярким примером является западный склон Башкирского свода. В краевых частях прогибов ККС над барьерными рифами в структурах облекания сосредоточены нефтяные залежи: от уникальных по запасам до средних и мелких. В крайней юго-западной части Актаныш-Чишминского прогиба установлен новый тип залежей нефти в ТТНК: кольцевые, опоясывающие тело рифа фамен-турнейского возраста;
- на палеошельфах в обстановке нормального осадконакопления в мелководном море сформировались мелкие рифы и биогермы, включающие соответствующие мелкие и мельчайшие залежи нефти. Структурный фаменский палеоплан мало влияет на структурные планы вышележащих отложений, кроме западного склона Башкирского свода, где он определяет обильную нефтеносность ТТНК;
- в отношении дальнейших перспектив нефтегазоносности фаменских карбонатов следует сосредоточить нефтепоисковые работы в пределах Салмышской впадины и в зонах ожидаемого пересечения фаменских осадков со ступенями КФ. Кроме того, рекомендуется доразведка зон с АНПД и зон распространения биостромов.

Литература

1. Лозин Е.В. Атлас нефтяных и газовых месторождений, разрабатываемых ПАО АНК «Башнефть». Уфа: БашНИПИнефть, 2019. 246 с.
2. Лозин Е.В. Геология и нефтеносность Башкортостана. Уфа: БашНИПИнефть, 2015. 704 с.
3. Красневский Ю.С., Лозин Е.В. Новый тип нефтяных залежей: кольцеобразные, опоясывающие тело рифа // Oil&Gas Journal Russia. 2015. № 1–2. С. 38–42.
4. Мирнов Р.В. Оценка перспектив нефтегазоносности по лицензионным участкам по теме: «Закономерности распространения, характеристика и свойства флюидоупоров в верхнедевонской карбонатной толще платформенного Башкортостана». Отчет об инженерно-технологической работе. Уфа: РН-БашНИПИнефть, 2020. 89 с.

ENGLISH

Results

The geology is detailed of the Famennian Stage carbonate deposits in the south-east EEP within Bashkortostan. the Kama-Kinel system troughs and the Bashkir and Tatar paleoshelfs are discussed by the examples of the three largest Famennian Stage oil fields.

The geological and morphological analysis is performed of the Famennian age deposition conditions in the Kama-Kinel trough system zones and on paleoshelfs, which allows specifying the various degree of impact of the Famennian structural geometry on the relief and oil-bearing capacity of the overlying geological section.

Proposals are formulated for further oil potential of the Famennian carbonates at the south-east EEP margins within Bashkortostan.

Conclusions

The following conclusions appropriately arise from the above:

- the structural geometry of the Famennian deposits within the Kama-Kinel trough system is fundamental for the upper horizons of platform Bashkortostan. A perfect example is the west slope of the Bashkirian arch. At the marginal parts of the Kama-Kinel system troughs above the barrier reefs, oil deposits ranging from unique in reserves to medium and small are concentrated in the draping structures. At the extreme south-west part of the Aktanysh-Chishminsky trough, a new type of oil deposits in the Lower Carboniferous Terrigenous Strata is defined: ring-shaped ones encircling the Famennian-Turnean age reef body;
- small reefs and bioherms including respective small and minute oil deposits have been formed on paleoshelves under conditions of normal deposition in a shallow sea. The Famennian structural paleo-geometry has little effect on the structural geometry of the overlying deposits, except for the west slope of the Bashkirian arch where it determines the abundant oil-bearing capacity of the Lower Carboniferous Terrigenous Strata;
- as for further oil and gas potential of Famennian carbonates, oil prospecting works should be concentrated within Salmysh depression and within zones of expected intersection of Famennian sediments with KF stages. In addition, detailed field appraisal of ALRP zones and biostrome spreading zones is recommended.

References

1. Lozin E.V. Atlas of oil and gas fields developed by PJSOC Bashneft. Ufa: BashNIPIneft, 2019. 246 p. (In Russ).
2. Lozin E.V. Bashkortostan geology and oil-bearing capacity. Ufa: BashNIPIneft, 2015. 704 p. (In Russ).
3. Krasnevsky Yu.S., Lozin E.V. A new type of oil deposits: ring-shaped ones encircling the reef body. Oil&Gas Journal Russia, 2015, issue 1–2, P. 38–42. (In Russ).
4. Mirnov R.V. Forecast of future oil and gas potential by license blocks on the subject: “Reservoir-seal rock distribution regularities, characteristics and properties in the Upper Devonian carbonate strata of platform Bashkortostan” Report on engineering and technological work. Ufa: RN-BashNIPIneft, 2020. 89 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Лозин Евгений Валентинович, д.г.-м.н., эксперт бюро старших экспертов, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
Для контактов: lozinev@bnipi.rosneft.ru

Lozin Evgeny Valentinovich, ph. d. of geologo-mineralogical sciences, expert of the bureau of senior experts, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: lozinev@bnipi.rosneft.ru

ROSSMA®

СДЕЛАНО В РОССИИ 100%

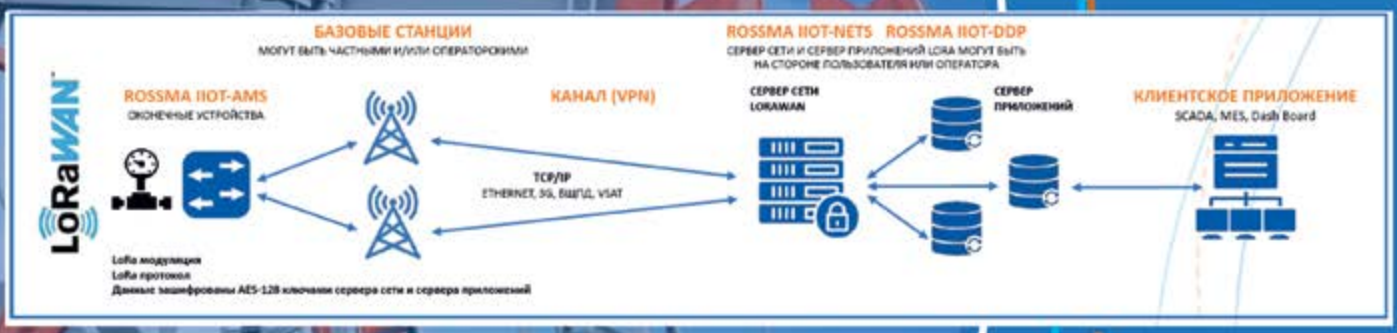
ROSSMA IIOT-AMS

Российское оборудование для автономной работы КИП, беспроводной автоматизации объектов нефтяной и газовой промышленности.

Все указанное оборудование может работать по стандартам LoRaWAN или NB-IoT. Коммутаторы ROSSMA® IIOT-AMS обеспечивают автономную работу и питание контрольно-измерительного прибора от встроенного в коммутатор элемента питания. Оборудование имеет варианты исполнения Ex. Оборудование работает при температурах -55....+85 °C.

614 064, Россия, г. Пермь, ул. Чкалова, 9 лит "И"
+7 342 233 93 99
info@rossma.ru
www.rossma.ru

АРХИТЕКТУРА ПОСТРОЕНИЯ СИСТЕМ



- автоматизация нефтегазодобывающих скважин
- автоматизация скважин, оборудованных интеллектуальными станциями управления
- управление высоковольтным оборудованием
- телеметрия данных приборов учета жидкости
- автоматизация АГЗУ
- автоматизация вспомогательного оборудования процессов нефтедобычи
- телеметрия данных приборов учета энергоресурсов (электроэнергии, тепла, пара, воды)
- контроль систем трубопроводного транспорта
- мониторинг утечек дюкерных переходов
- автоматический контроль внешних механических воздействий (вибраций)
- контроль положения механических задвижек
- контроль систем безопасности предприятий

С ПРИМЕНЕНИЕМ КОММУТАТОРОВ ROSSMA® IIOT-AMS

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-3-18-20 УДК 551 I Научная статья

Опыт моделирования конусов выноса на примере низкопроницаемого участка Приобского месторождения

Петрук А.С.[1], Родионова И.И.[1], Мухаметов А.Р.[1], Галеев Э.Р.[1], Искевич И.Г.[1], Фазылов Д.С.[1], Мумбер П.С.[2]
[1]ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия,
[2]ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия
rodionovaii@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
В статье представлен подход к моделированию низкопроницаемых, низкосвязанных зон глубоководной фации конусов выноса на примере одного из лицензионных участков Приобского месторождения, характеризующегося высокими темпами падения продуктивности скважин после запуска из бурения. На рассматриваемом участке бурение большого количества горизонтальных скважин (ГС) позволило провести измерение среднего размера песчаных тел. В ходе проведенного исследования установлено, что средний размер тел составляет 220 м. На этапе гидродинамического моделирования получена лучшая сходимость продуктивности скважин в динамике, чем при стандартном подходе к построению модели.

Материалы и методы
По данным гамма-каротажа большого количества близкорасположенных горизонтальных скважин проведена работа по измерению среднего размера длин песчаных тел. Основываясь на полученных значениях, исследовано поле вероятностей при вариограммном анализе на более короткой дистанции. Учитывая новые корреляционные радиусы и характер распределения ФЕС в дистальной части турбидитного комплекса, построена модель, приближенная к реальной геологии. Выполнены расчеты гидродинамической модели, получена лучшая сходимость продуктивности скважин в динамике.

Ключевые слова
горизонтальные скважины, вариограммный анализ, адаптация, продуктивность скважин, низкопроницаемый коллектор, трудноизвлекаемые запасы, геологическое моделирование, гидродинамическое моделирование

Продолжение (окончание). Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 2. С. 45–50.

Для цитирования
Петрук А.С., Родионова И.И., Мухаметов А.Р., Галеев Э.Р., Искевич И.Г., Фазылов Д.С., Мумбер П.С. Опыт моделирования конусов выноса на примере низкопроницаемого участка Приобского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 3. С. 18–20.
DOI: 10.24412/2076-6785-2022-3-18-20

Поступила в редакцию: 04.04.2022

UDC 551 I Original Paper

Modeling experience of low-permeability reservoirs the case of license block of the Priobskoe field

Petruk A.C.[1], Rodionova I.I.[1], Mukhametov A.R.[1], Galeev E.R.[1], Iskevich I.G.[1], Fazylov D.S.[1], Mummer P.S.[2]
[1]"RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia, [2]"RN-Yuganskneftegaz" LLC, Nefteyugansk, Russia
rodionovaii@bnipi.rosneft.ru

Abstract
The article presents an approach to modeling low-permeability, low-dissected zones of deep-water fan facies on the example of one of the licensed areas of the Priobskoye field, based on a significant reduction in correlation radii. Drilling of many horizontal wells (HWs) in the area under consideration made it possible to measure the average size of sand bodies. For a more reliable result, horizontal wells (HWs) were taken at an enormous distance from each other and from different parts of the field. The trajectory of the horizontal part of the wells penetrates parallel to the structural surfaces. In the study's course, it is deemed that the average size of the bodies is 220 m. At the stage of hydrodynamic modeling, a better convergence of well productivity dynamics was obtained than with the standard approach to building a model.

Materials and methods
Based on the results gamma ray from many densely spaced horizontal wells, work has been done to measure the average size of sand body lengths. Based on the goat values, the probability field was by investigated in variogram analysis at a shorter distance. Taking into account the new correlation radii and the nature of the distribution of reservoir properties in the distal part of the turbidite complex, a model is constructed that is close to real geology. Calculations of the hydrodynamic model were performed, the best convergence of well productivity dynamics was obtained.

Keywords
horizontal wells, variogram analysis, convergence, well productivity, low-permeability reservoir, hard-to-recover reserves, geological modeling, hydrodynamic modeling

For citation
Petruk A.C., Rodionova I.I., Mukhametov A.R., Galeev E.R., Iskevich I.G., Fazylov D.S., Mummer P.S. Modeling experience of low-permeability reservoirs the case of license block of the Priobskoe field. Exposition Oil Gas, 2022, issue 3, P. 18–20. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2022-3-18-20

Received: 04.04.2022

Расчет секторных гидродинамических моделей

Низкопроницаемые коллекторы характеризуются высокими темпами падения продуктивности скважин после запуска из бурения, которые не удается воспроизвести в стандартной гидродинамической модели из-за хорошей связанности коллектора в межскважинном пространстве.

Для оценки описанного в части 1 [1] данной статьи подхода построения геологической модели были выполнены гидродинамические расчеты для двух вариантов построения геологических моделей. Использована модель трехфазной фильтрации флюидов в системе нефть-газ-вода. Моделирование проводилось в программном комплексе РН-КИМ (ПАО «НК «Роснефть»). В таблице 1 представлены основные характеристики секторной гидродинамической модели.

В результате сопоставления динамики дебита жидкости и забойного давления стандартной модели и модели малых тех, приведенного на рисунке 1, установлено, что использование модели малых тел обеспечивает необходимые отборы жидкости и позволяет достичь лучшей сходимости расчетного забойного давления с фактическими показателями в динамике.

Полученные выводы совпадают с выполненными в работах [2, 3] исследованиями по экспериментальному определению длин песчаных тел по данным динамики работы скважин.

Все это подтверждает, что такой подход обеспечивает качественную адаптацию моделей и позволит улучшить качество расчета прогнозных показателей.

На этапе гидродинамического моделирования относительная ошибка отклонения расчетных показателей забойного давления модели малых тел от исторических составляет 12 % через год эксплуатации скважин, в то время как при расчете стандартной модели значительно превышает историческое и составляет более 100 %.

Табл. 1. Основные характеристики секторной гидродинамической модели (СГДМ)
Tab. 1. The main characteristics of the sector hydrodynamic model (SHDM)

1	Средний размер ячейки, м	10×10×1,46
2	Размерность модели	383×714×60
3	Количество скважин, шт.	65
4	Средняя глубина залегания пласта, м	2 661
5	Начальное пластовое давление, атм	259
6	Средняя проницаемость, мД	0,52
7	Начальная нефтенасыщенность, д. ед.	0,52
8	Вязкость (пласт. усл.), сПз	
	воды	0,33
	нефти	1,77
9	Плотность (пов. усл.), кг/м^3	
	воды	1 013
	нефти	879
	газа	1,06
10	Средняя пористость, доли ед.	0,16
11	Средняя песчанистость, доли ед.	0,35

Детальное изучение геологических тел и снижение корреляционных радиусов позволило добиться лучшей сходимости расчетной продуктивности скважин с фактической на этапе адаптации и дальнейшего увеличения точности прогноза.

Итоги

На рассматриваемом участке выполнена оценка среднего размера длин геологических песчаных тел по данным гамма-каротажа горизонтальных скважин. Построена геологическая модель, приближенная к реальной геологии, средний размер песчаных тел в которой составил 220 м. Выполнены гидродинамические расчеты на основе обновленной геологической модели.

В результате сопоставления динамики дебита жидкости и забойного давления стандартной модели и модели малых тел установлено, что использование модели малых тел обеспечивает необходимые отборы жидкости и позволяет достичь лучшей сходимости расчетного забойного давления с фактическими показателями в динамике.

Выводы

На основе настройки геолого-гидродинамической модели (ГГДМ) на фактические результаты разработки более 450 скважин на рассматриваемом участке выполнена оценка среднего размера длин геологических песчаных тел по данным гамма-каротажа. Основываясь на полученных значениях, исследовано поле вероятностей при вариограммном анализе на более короткой дистанции. Учитывая новые корреляционные радиусы и характер распределения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС)

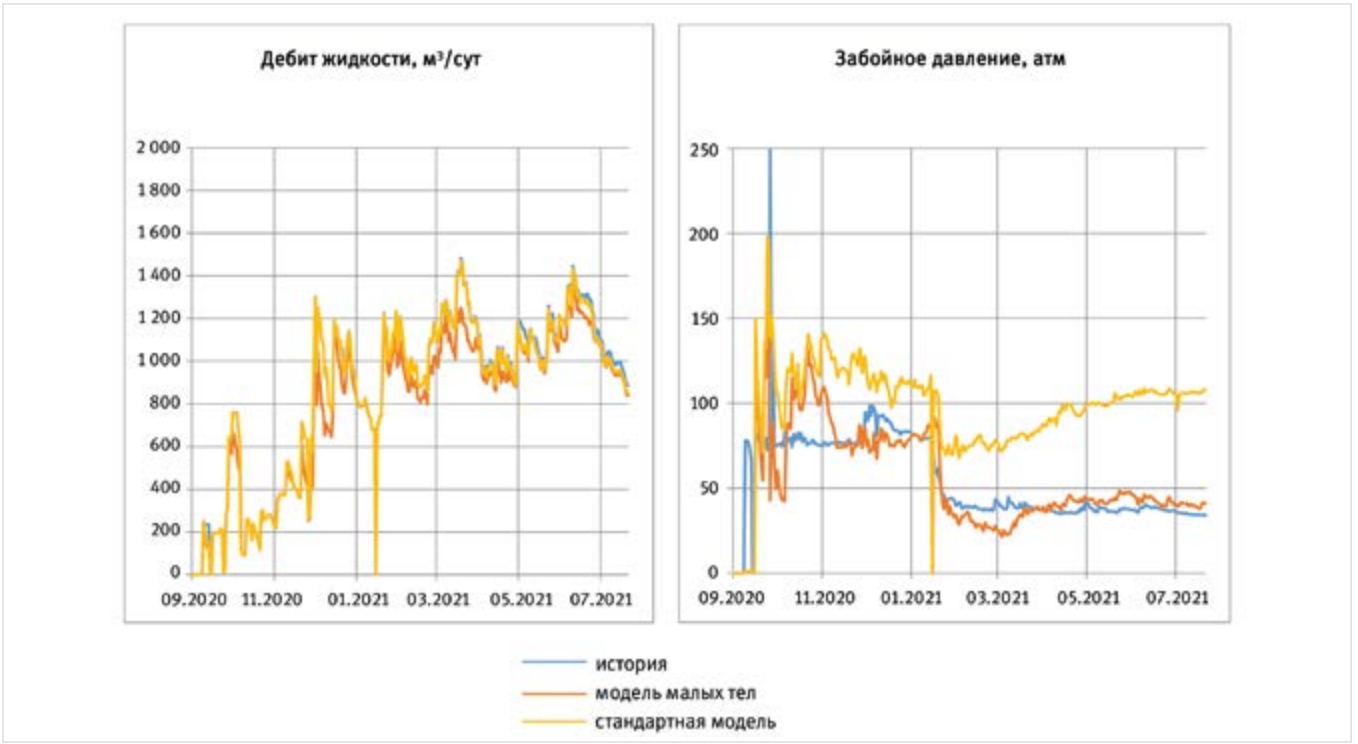


Рис. 1. Сравнение результатов расчета стандартной модели и модели малых тел
Fig. 1. Comparison of the results of calculation of the standard model and the model of small bodies

в дистальной части турбидитного комплекса, построена модель, приближенная к реальной геологии, средний размер песчаных тел составил 220 м.

Снижение размеров песчаных тел позволило получить лучшую сходимость продуктивности скважин в динамике при адаптации ГГДМ рассматриваемого участка. Отклонение расчетного забойного давления от фактического снизилось со 100 до 12 %, отклонение расчетных и фактических показателей добычи по скважинам составило менее 5 %.

С учетом текущего представления о геологическом строении участка уточнена геолого-гидродинамическая модель и рекомендована новая система разработки, что позволит продолжить рентабельную разработку лицензионного участка. Так, на 2022–2024 гг. запланировано бурение 8 кустов, в т.ч. рекомендуется проведение опытно-промышленных работ по строительству горизонтальных скважин с реализацией 25 стадий гидроразрыва пласта.

Литература

1. Петрук А.А., Родионова И.И., Мухаметов А.Р., Галеев Э.Р., Искевич И.Г., Фазылов Д.С., Мумбер П.С. Опыт моделирования конусов выноса на примере низкопроницаемого участка Приобского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 2. С. 45–50.
2. Федоров А.Э., Аминева А.А., Дильмухаметов И.Р., Краснов В.А., Сергейчев А.В. Анализ геологической неопределенности при стохастическом моделировании геологических тел // Нефтяное хозяйство. 2019. С. 24–28.
3. Федоров А.Э., Дильмухаметов И.Р., Поваляев А.А., Антонов М.С., Сергейчев А.В. Многовариантная оптимизация систем разработки низкопроницаемых коллекторов нефтяных месторождений Ачимовской свиты // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. 26–29 октября, 2020. Онлайн. SPE-201811-RU, 2020.

ENGLISH

Results

In the area under consideration, an estimate of the average size of the lengths of geological sand bodies was made according to gamma-ray logging data from horizontal wells. A geological model close to real geology was built, the average size of sand bodies in which was 220 m. Hydrodynamic calculations were performed based on the updated geological model.

As a result of comparing the dynamics of fluid flow rate and bottom-hole pressure of the standard model and the model of small bodies, it was found that the use of the small body model provides the necessary fluid withdrawals and allows achieving better convergence of the calculated bottom-hole pressure with the actual performance in dynamics.

Conclusions

Based on the adjustment of the GHDM to the actual results of drilling more than 450 horizontal wells in the observed area, an estimate of the average size of the lengths of geological sand bodies was made according to gamma-ray data. Based on the obtained values, the probability field was investigated in variogram analysis at a shorter distance. Considering the new correlation radii and the nature of the distribution of reservoir properties in the distal part of the turbidite complex, a model was built that is close to real geology, the average size of sand bodies was 220 m.

Reducing the size of sand bodies made it possible to obtain a better convergence of well productivity in dynamics when adapting the reservoir simulation of the area under consideration. The deviation of the calculated bottom-hole pressure from the actual one decreased from 100 % to 12 %, the deviation of the calculated and actual production indicators for wells was less than 5 %.

Considering the current understanding of the geological structure of the area, the geological and hydrodynamic model was refined and a new development system was recommended, which will allow continuing the profitable development of the licensed area. So, drilling of 8 pads is planned for 2022– 2024, it is recommended to conduct a pilot project for the construction of a horizontal well with the implementation of 25 stages of hydraulic fracturing.

References

1. Petruk A.C., Rodionova I.I., Mukhametov A.R., Galeev E.R., Iskevich I.G., Fazylov D.S., Mummer P.S. Modeling experience of low-permeability reservoirs the case of license block of the Priobskoe field. Exposition Oil Gas, 2022, issue 2, P. 45–50. (In Russ).
2. Fedorov A.E., Amineva A.A., Dilmukhametov I.R., Krasnov V.A., Sergeichev A.V. Analysis of geological uncertainty in stochastic modeling of geological bodies. Oil industry, 2019, P. 24–28. (In Russ).
3. Fedorov A.E., Dilmukhametov I.R., Povalyaev A.A., Antonov M.S., Sergeichev A.V. Multivariate optimization of the development systems for low-permeability reservoirs of oil fields of the Achimov formation. SPE Russian petroleum technology conference, 26–29 October 2020, Virtual. SPE-201811-RU. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Родионова Инесса Игоревна, начальник отдела секторного моделирования (Приобское месторождение), ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
Для контактов: rodionovaii@bnipi.rosneft.ru

Петрук Анастасия Сергеевна, техник отдела секторного моделирования (Приобское месторождение), ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Мухаметов Альберт Рудольфович, главный специалист отдела секторного моделирования (Приобское месторождение), ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Галеев Эдгар Русланович, главный специалист отдела секторного моделирования (Приобское месторождение), ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

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

Фазылов Денис Сафуанович, старший специалист отдела бурения и зарезки боковых стволов, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Мумбер Полина Сергеевна, начальник отдела планирования эксплуатационного бурения, ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

Rodionova Inessa Igorevna, head of the sector modeling department (Priobskoye field), “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: rodionovaii@bnipi.rosneft.ru

Petruk Anastasia Sergeevna, technician of the sector modeling department (Priobskoye field), “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Mukhametov Albert Rudolfovich, chief specialist of the sector modeling department (Priobskoye field), “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Galeev Edgar Ruslanovich, chief specialist of the sector modeling department (Priobskoye field), “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

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

Fazylov Denis Safuanovich, senior specialist of drilling department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Mumber Polina Sergeevna, head of the operational drilling planning department, “RN-Yuganskneftegaz” LLC, Nefteyugansk, Russia

ТЕХНОЛОГИЯ®
стальные гарантии качества

ПРОИЗВОДСТВО ИНСТРУМЕНТА И СЕРВИСНЫЕ УСЛУГИ ДЛЯ БУРЕНИЯ И РЕМОНТА СКВАЖИН

Компания ООО НПФ «Технология» уже более 10 лет является одним из лидеров производства высококачественного оборудования для нефтегазового сектора.

КЛИН-ОТКЛОНИТЕЛЬ СЕРИИ — КОЯГ

Комплект инструмента для вырезания «окна» в обсадной колонне с гидравлическим якорем. Применяется при зарезке боковых стволов путем установки клин-отклонителей в вертикальных и наклонно направленных стволах скважин с опорой на обсадную колонну.

КЛИН-ОТКЛОНИТЕЛЬ СЕРИИ — КОЯМ

Комплект инструмента для вырезания «окна» в обсадной колонне с механическим якорем с упором на забой. Данная конструкция требует установки опорного цементного моста в стволе скважины в заданном интервале.

ООО НПФ «Технология» с 2015 года оказывает сервисные услуги по зарезке боковых стволов. На данный момент сервисное подразделение компании успешно отработало на более чем 2 288 скважинах.

НАШИ ПРЕИМУЩЕСТВА

- *вся выпускаемая продукция соответствует ГОСТ, ТУ и API*
- *>10 патентов собственных разработок*
- *< 3 дня: от проектирования до отправки изделия Заказчику*
- *полный цикл производства: от проектирования до выпуска готовой продукции*
- *гибкая линия производства*
- *система скидок постоянным клиентам*
- *удачное логистическое расположение предприятия (близость трассы 5М и аэропорта) и своя транспортная служба*

НАШИ ПАРТНЕРЫ

ГАЗПРОМ БУРЕНИЕ, РОСНЕФТЬ, РН-БУРЕНИЕ, ССК, LUKOIL, ИНК, NSH, АРГОС, УРС, БАШНЕФТЬ, СУРГУТНЕФТЕГАЗ, АО, БКЕ, TATNEFT, ИНТЕГРА, СПП РАЗВИТИЕ, Weatherford, Schlumberger

www.spf-technology.ru
info@spf-technology.ru

+7 (347) 222-82-88
+7 (347) 222-87-88

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-3-22-26 УДК 550.8.052 I Научная статья

Особенности геологического строения и петрофизического моделирования продуктивных отложений усть-кутского горизонта (Непско-Ботуобинская область)

Дистанова Л.Р., Коваленко Е.В., Аржиловская Н.Н., Максимова Е.Н., Неделько О.В., Чертина К.Н.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
lrdistanova@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
В работе рассматриваются особенности геологического строения и петрофизического моделирования продуктивных отложений усть-кутского горизонта Северо-Даниловского месторождения Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области. Отложения характеризуются сложным распределением в разрезе пластов-коллекторов и крайне изменчивыми фильтрационно-емкостными свойствами. Проведен комплекс лабораторных исследований, разработана седиментационно-емкостная модель пустотного пространства, учитывающая специфичность состава отложений горизонта и фациальную неоднородность строения толщи. Представленные в работе подходы открывают возможности для прогноза наиболее перспективных по фильтрационно-емкостным характеристикам зон и интервалов разреза.

Материалы и методы
Материалы: макро- и микроописания кернового материала, лабораторные исследования, фациальная диагностика карбонатных пород, корреляция кривых геофизических исследований скважин, сопоставление фациальных обстановок осадконакопления, картографические построения, петрофизическое моделирование, анализ петрофизических зависимостей.

Ключевые слова
органогенные постройки, нижнеустькутский горизонт, сублитораль, петрофизическое моделирование, седиментационно-емкостная модель

Для цитирования
Дистанова Л.Р., Коваленко Е.В., Аржиловская Н.Н., Максимова Е.Н., Неделько О.В., Чертина К.Н. Особенности геологического строения и петрофизического моделирования продуктивных отложений усть-кутского горизонта (Непско-Ботуобинская область) // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 3. С. 22–26. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-3-22-26

Поступила в редакцию: 19.04.2022

UDC 550.8.052 I Original Paper

Geological setting and petrophysical modeling features of Ust-Kut Carbonate Reservoirs (Nepa-Botuoba Petroleum Province)

Distanova L.R., Kovalenko E.V., Arzhilovskaya N.N., Maksimova E.N., Nedelko O.V., Chertina K.N.
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
lrdistanova@tnnc.rosneft.ru

Abstract
This article contains detailed geological description and petrophysical modeling features of productive deposits in the Ust-Kutsky horizon of the North Danilovskoye Field of the Nepa-Botuoba Petroleum Province (NBP). The sediments have rather complex vertical distribution and variable reservoir properties. A complex of laboratory studies has been made and sedimentation-capacitive model of the pore space was developed according to the fact of the specific composition of sediments and facies heterogeneity. The presented approaches open up opportunities for the highest reservoir properties zones discovering.

Materials and methods
Materials: macro and micro core descriptions, laboratory researches, Interpretation of facies well logs correlation, well correlation, facies correlation, mapping, petrophysical modeling, petrophysical functions analysis.

Keywords
organogenic buildup, the Lower Ust-Kutsky horizon, sublittoral, petrophysical modeling, sedimentation-capacitive model

For citation
Distanova L.R., Kovalenko E.V., Arzhilovskaya N.N., Maksimova E.N., Nedelko O.V., Chertina K.N. Geological setting and petrophysical modeling features of Ust-Kut Carbonate Reservoirs (Nepa-Botuoba Petroleum Province). Exposition Oil Gas, 2022, issue 3, P. 22–26. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-3-22-26

Received: 19.04.2022

Введение

Центральные районы Непского свода представляют значительный интерес в нефтегазоносном отношении. На сегодняшний день основной объем прироста запасов нефти в новых месторождениях приходится на карбонатные венд-кембрийские отложения осинского, усть-кутского, преображенского горизонтов.

Объектом исследования являются карбонатные пласты Б5 и Б6 нижнеустькутского горизонта тэтэрской свиты венд-кембрия Северо-Даниловского месторождения.

Цель данной работы заключается в разработке седиментационно-емкостной модели пустотного пространства продуктивного коллектора усть-кутского горизонта.

Актуальность работы. Впервые разработана седиментационно-емкостная модель пустотного пространства, учитывающая специфичность состава отложений усть-кутского горизонта и фациальную неоднородность строения толщи.

Методы исследований

Комплексом лабораторных работ было изучено 9 разрезов скважин отложений усть-кутского горизонта, представленных 243 м кернового материала. Керн отобран практически со 100 % выносом, диаметром 80 и 100 мм. Лабораторные исследования включали в себя: литолого-седиментологическое описание керна; минералогические исследования — рентгеноструктурный анализ общего состава породы и пелитовой фракции; определение элементного состава (рентгенофлуоресцентный анализ); изучение образцов пород при больших увеличениях (в несколько тысяч раз) с использованием растрового электронного микроскопа.

Исследовано около 250 шлифов, по которым был изучен вещественный состав, структурные особенности, морфология пустотного пространства и постседиментационные изменения пород. Характеристика коллекторских свойств пород получена в результате обработки 930 определений пористости и проницаемости на образцах стандартного размера (диаметр 30 мм) и 250 определений на полноразмерных образцах (диаметр 100 мм).

Анализ результатов

Пласты Б5 и Б6 в соответствии с ныне действующей стратиграфической схемой приурочены к тэтэрской свите даниловского горизонта венд-кембрийской системы. В даниловском горизонте прослеживается два пласта — усть-кутский I (Б3-4) и усть-кутский II (Б5 и Б6), разделенные глинисто-сульфатно-карбонатной перемычкой мощностью 5–10 м. Флюидоупор верхнего пласта представлен галогенно-карбонатными отложениями усольской свиты. Основными породами, слагающими карбонатные коллекторы усть-кутского продуктивного горизонта, являются доломиты.

Отложения характеризуются сложным распределением в разрезе пластов-коллекторов и крайне изменчивыми фильтрационно-емкостными свойствами: при одинаковой пористости отличие по проницаемости составляет несколько порядков (от 1 до 2 000 мД); наблюдается неравномерное изменение вторичной емкости коллекторов — каверновой пористости, которая изменяется по абсолютному значению от долей процента до 8–12 % и составляет долю от общей пористости от первых процентов до 20–40 %. По размеру каверны в основном мелкие — до 4–5 мм, в единичных случаях встречаются полости диаметром 25–30 мм. Кроме того, породы осложнены засолонением и наличием в поровом пространстве органического вещества и битумов.

Обоснование петрофизической модели и дальнейшее построение трехмерной геологической модели залежи должно опираться на седиментационную модель продуктивных толщ, поскольку одним из основных факторов, контролирующих образование и сохранение коллекторов в процессе литогенеза, являются условия их накопления. Последующее действие вторичных преобразований проявляется фациально избирательно.

Отложения усть-кутского горизонта формировались на территории протяженной

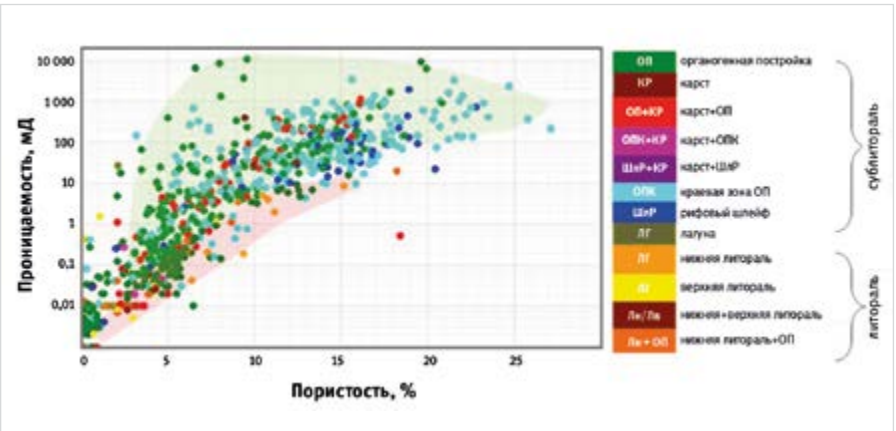


Рис. 1. Изменение ФЕС пород по фациям нижнеустькутского горизонта (оранжевое поле — литораль, зеленое поле — сублитораль)
Fig. 1. Reservoir properties change by facies of the Lower Ust-Kutsky horizon (orange area – littoral, green area – sublittoral)

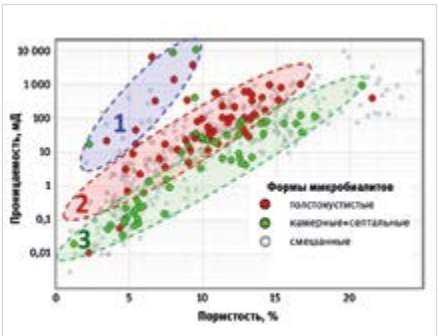


Рис. 2. Сравнение пористости (Кп) и проницаемости (Кпр) доломитов с различными типами «микробиалитов» (1, 2, 3 — области распределения ФЕС пород)
Fig. 2. Dolomites porosity and permeability distribution by "microbialites" types (1, 2, 3 – distribution areas of reservoir properties)

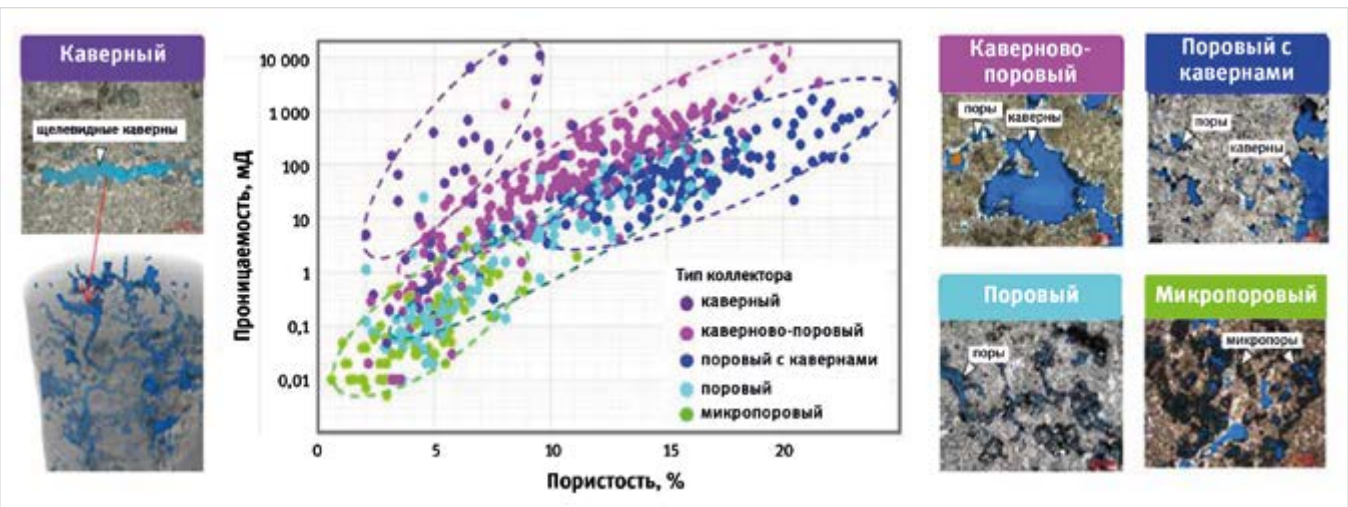


Рис. 3. Характеристика пород по типу коллектора (пустотного пространства)
Fig. 3. Reservoir types by the pore space

выровненной эпиконтинентальной платформы. Положение современной Даниловской структуры на профиле седиментации в венд-кембрийский период предопределило господство в составе разреза отложений мелководной литорали и сублиторали с периодическими переходами до лагунных.

Для восстановления условий формирования продуктивных отложений были изучены разрезы скважин, наиболее полно охарактеризованные керновым материалом. Фациальная диагностика карбонатных пород проводилась на основе целенаправленной «генетической» интерпретации материалов — детального макро- и микроскопического изучения керна. В результате были выделены фациальные комплексы (например, карст, краевая часть органогенной постройки (ОПК)), которые в дальнейшем рассматривались с точки зрения изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород (Кп, Кпр) (рис. 1).

Как показано на рисунке 1, лучшими фильтрационно-емкостными свойствами характеризуются породы, относящиеся к мелководной сублиторали, низкие ФЕС имеют отложения нижней литорали.

Органогенные постройки (ОП) пласта Б5 выделены во всех изучаемых скважинах и представлены доломитами микро-тонкокристаллическими, органогенными, микробиально-водорослевыми, со структурой баундстоун. В разрезе распознаны характерные виды каркасостроителей цианобактериальных сообществ типа Renalcis [8], которые встречаются с микритовым, разнозернистым заполнением пакстоун, грейнстоун. Были определены разновидности микробиально-водорослевых сообществ («микробиалитов») (рис. 2), тип цемента (межкаркасного заполнителя) и формы роста каркасостроителей. Кроме того, при визуальном анализе колонки керна и по данным рентгеновской компьютерной томографии (РКТ) определен тип пустотного пространства (рис. 3). Лучшие свойства органогенных построек связаны с присутствием толстокустистых форм микробиалитов (область 2 на рис. 2), а также с наличием связанных каналов фильтрации — щелевидных каверн, образовавшихся в результате выщелачивания трещин (область 1 на рис. 2). Однако последние хорошо наблюдаются только в керне, а по разрезу имеют малую мощность (0,1–0,2 м), поэтому по методам геофизических исследований скважин (ГИС) выделить такие прослои не представляется возможным. Тип коллектора (пустотного пространства) обусловлен в большей степени типом микробиально-водорослевых сообществ.

Разрезы карбонатных отложений, накопившиеся в условиях литорали, сублиторали, имеют циклитовое строение, вызванное эвстатическими причинами [1–4]. Для того, чтобы перейти от петрофизических зависимостей к реальным объектам, в разрезе изученных отложений было дополнительно прокоррелировано и выделено 5 пачек в пласте Б5 как относительно небольших по мощности совокупности слоев, характеризующихся общностью признаков, выделенных на основе анализа следующей информации: характеристики выделенных фаций, их долевого участия, результатов палеоструктурных построений, анализа формы кривых электрического, радиоактивного и плотностного каротажа.

Для диагностики пачек в разрезе также учитывалось, что толщины одновозрастных слоев и слагающих их пачек будут близки, поскольку они накапливались в условиях выровненных площадей с практически одинаковым пространством аккомодации; последовательная смена фаций в разрезе будет отражать единую направленность процесса осадконакопления [4, 7].

Снизу вверх рассмотрим строение пластов Б5 и Б6 усть-кутского горизонта (рис. 4, 5).

Для рассматриваемой территории формирование пласта Б6 (пачка 6) происходило в условиях литорали, в верхней части разреза породы переходят в отложения лагуны. Общая мощность пласта 2,05–4,4 м. Породы представлены микрокристаллическими строматолитовыми доломитами с ламинарной слоистостью, доломитами со структурой мадстоун с мелкими редкими литокластами. Тонкопористая структура пустотного пространства характеризуется низкими значениями проницаемости, повышенной долей среди всех пор капиллярных и субкапиллярных. На рисунке а представлено фото шлифа доломита — литокластово-фитокластовый пакстоун верхней литорали.

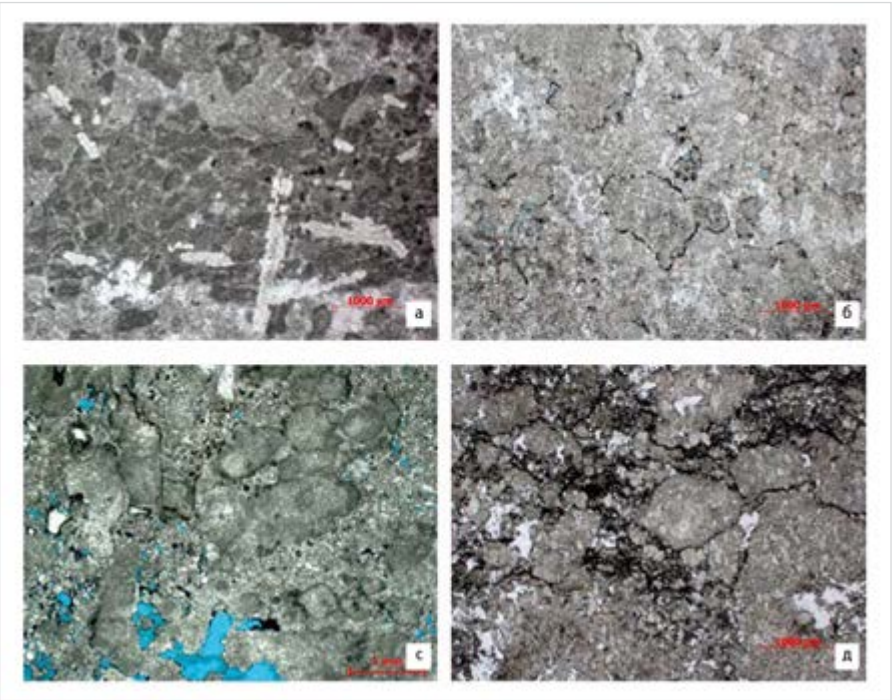


Рис. 4. Фото шлифов. Доломиты верхней литорали пласта Б6 (а), мелководной сублиторали (б, с, д) пласта Б5. Вид — без анализатора, увеличение 25х
Fig. 4. Thin sections. Dolomites from the upper littoral zone of B6 (a), shallow sublittoral (б, с, д) of B5. View – without analyzer, magnification 25x

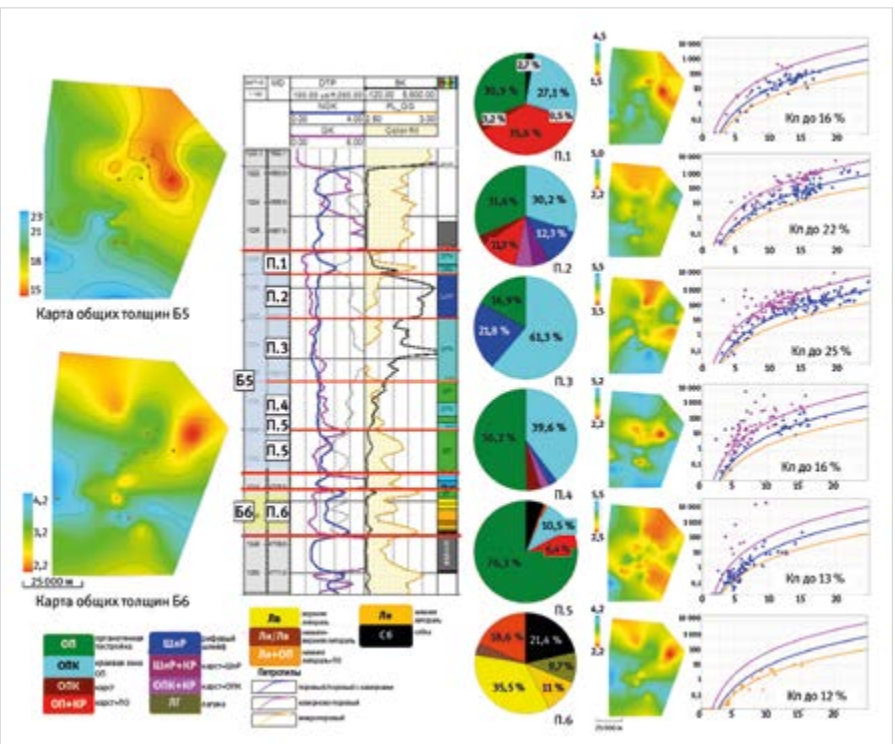


Рис. 5. Строение отложений усть-кутского горизонта
Fig. 5. Reservoir structure of the Ust-Kut horizon

Коллекторы характеризуются небольшой мощностью 3–4 м, небольшой пористостью до 10–12 %, тип пустотного пространства — микропоровый, реже поровый. Коллекторы с улучшенными ФЕС связаны с отложениями верхней литорали, что объясняется высокой гидродинамикой среды.

Ко времени накопления пород пласта Б5 территория погрузилась, и формирование отложений происходило в условиях мелкой сублиторали. Общая толщина пласта Б5 составляет 14–23 м. Затопление территории привело к увеличению аккомодационного пространства, в результате чего образовались толщи органогенных построек (ОП) (рис. 4б) на всей территории исследования — пачка 5. ОП представлена микробиально-водорослевым баундстоуном. На востоке обмеление территории привело к уменьшению аккомодационного пространства, уменьшению роста построек и их разрушению под действием волновых процессов. В результате в разрезе выделяются фации краевой части ОП (ОПК). Мощность пачки 2,6–5,5 м, отложения характеризуются небольшой пористостью — до 13 %, тип пустотного пространства — поровый, редко каверново-поровый и каверновый.

Пачка 4 — распространенной в пачке является фация органогенной постройки и краевой части органогенной постройки, что говорит о дальнейшем накоплении построек и их переработке, в результате сокращения пространства аккомодации за счет быстрого роста ОП, и в целом говорит об обмелении территории. Мощность пачки 3–5,2 м характеризуется небольшой пористостью до 16 %, тип коллектора — каверново-поровый, поровый, местами каверновый.

Пачка 3 начинает верхнюю часть разреза. Юг территории был более погружен и менее подвержен приповерхностным условиям, поэтому преобладающими фациями в пачке являются органогенные постройки. Севернее за счет уменьшения аккомодационного пространства постройки разрушаются, образуя продукты переработки органогенной постройки: фации ОПК (краевая часть органогенной постройки) и ШлР (рифовый шлейф). Пример доломита фации ОПК, представленный микробиально-водорослевым баундстоуном, чередующимся с разнозернистым литокластовым грейнстоуном-рудстоуном, показан на рисунке 4с; фации ШлР — крупнозернистого фитокластового грейнстоун-рудстоун — на рисунке 4д.

Лучшие коллекторы связаны с этой пачкой за счет обилия зернистого материала в межскелетных промежутках фации ОПК и разнозернистыми тонко-микрокристаллическими доломитами со структурами грейнстоун, рудстоун фации рифового шлейфа. Относительно высокая и изменчивая гидродинамика создавала условия для образования и осаждения разнозернистого материла и низкого содержания в зернистых осадках микритовой составляющей, заполняющей седиментационно-раннедиагенетические поры. В конечном итоге это обеспечило хорошие фильтрационные возможности карбонатов.

В общем балансе коллекторов пласта Б5 на площади также значимыми являются отложения пачки 2.

Пачки 2 и 3 содержат фации, характеризующие обмеление территории. Отложения располагались близко к поверхности размыва и имеют повышенные значения пористости и проницаемости. Отложения характеризуются низкой плотностью и высокой пористостью

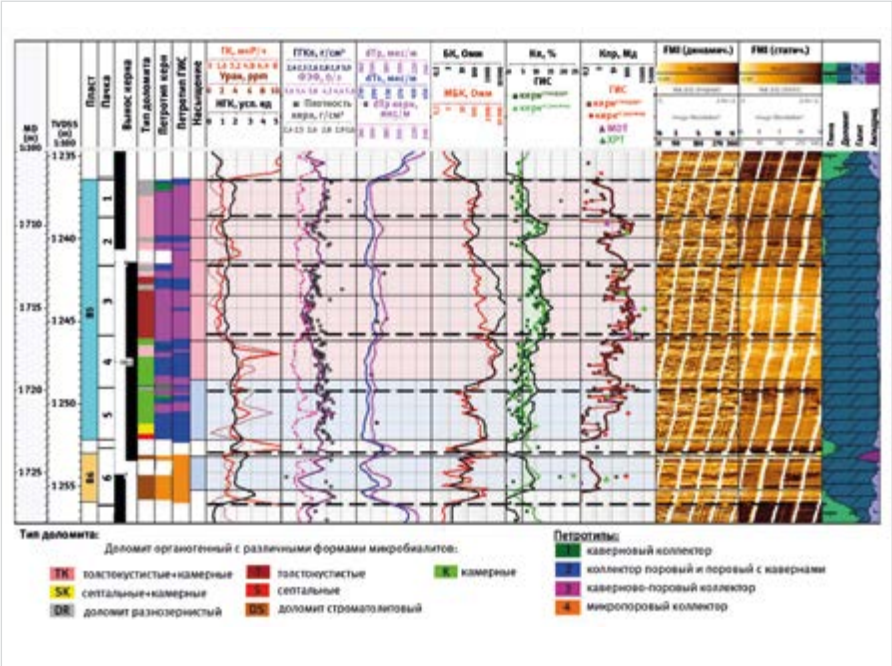


Рис. 6. Пример определения Кпр по разрезу с учетом седиментационной неоднородности
Fig. 6. An example of estimating the vertical distribution of permeability, taking into account the sedimentation heterogeneity of reservoirs

до 22–25 %, тип коллектора — каверново-поровый, поровый с кавернами, редко поровый, единичные образцы с каверновым типом.

Последующее накопление пачки 1 отражает погружение территории, в разрезе преобладают фации ОП. Отложения завершают разрез пласта Б5, имеют различный объем, так как приповерхностная часть была разрушена в результате перерыва в осадконакоплении. Отмечаются карстопроявления за счет выхода пород под поверхность размыва. Однако в целом фильтрационные возможности пачки 1 довольно низки, поскольку в процессе последующего погружения эти пустоты в первую очередь были заполнены эпигенетическими минералами.

По результатам лабораторных исследований керна было обосновано выделение четырех петротипов коллектора (каверновый, каверново-поровый, поровый/поровый с кавернами, микропоровый) [5, 6]. Каверновый тип коллектора представлен маломощными прослоями (до 0,2 м), поэтому спрогнозировать его по ГИС не представлялось возможным.

Выделение петротипов по данным ГИС проводилось с помощью одной из разновидностей нейронных сетей — самоорганизующихся карт Кохонена. На вход подавались следующие параметры: суммарное водородосодержание породы (ΣW), интервальное время пробега продольной и поперечной волны по данным акустического каротажа (АК), объемная плотность по данным гамма-гамма-плотностного каротажа (ГГК-п). Привлечение методов гамма каротажа (ГК) и литоплотностного каротажа (ГГКлп) не влияет существенным образом на модель, так как «глинистость» пласта Б5 незначительная, а по литологическому составу породы-коллекторы представлены практически чистыми доломитами.

В коллекторах выполнялось моделирование петротипов 2, 3 отдельно для групп пачек 1+2+3, 4+5 и 6. В пачке 6 (пласт Б6) наблюдается только петротип 4.

Используя для каждого выделенного петротипа свою зависимость коэффициента проницаемости (Кпр) от коэффициента пористости (Кп), можно рассчитать коэффициент проницаемости непрерывно по разрезу. Как показано на примере (рис. 6), рассчитанные величины Кпр хорошо согласуются с данными измерений на керне и пересчитанными значениями по XPT/MDT.

Итоги

На формирование ФЕС пласта Б5 и Б6 в значительной степени влияют состав и структура первичного известкового осадка. Наиболее высоким емкостным потенциалом в разрезе нижнеустькутского горизонта обладают разнозернистые осадки фации краевой части органогенной постройки и рифового шлейфа, которые преобладают в верхней части разреза (пачки 2 и 3) с каверновым и каверново-поровым типом коллектора, что обусловлено обмелением территории осадконакопления в данный период. Наименьшими ФЕС обладают отложения нижней литорали пачки 6 (пласт Б6) с микропоровым типом пустотного пространства.

Выводы

Формирование емкостных свойств породы — сложный длительный процесс, связанный с различными этапами накопления осадка и породы. Доминирующую роль в нем играют седиментационные признаки, заложенные в осадочную систему еще в период осадконакопления. Это определяет структуру пустотного пространства, а также интенсивность и направленность дальнейших преобразований.

Для наиболее достоверного расчета коэффициента проницаемости пород, максимально приближенного к реальным свойствам сложного карбонатного объекта, выбран способ интегрированного моделирования, учитывающий седиментационную неоднородность коллекторов и сложное распределение их по разрезу. Представленные в работе подходы открывают возможности для прогноза наиболее перспективных по фильтрационно-емкостным характеристикам зон и интервалов в тех частях разреза, где керн

отсутствует и имеются лишь данные каротажа. Выявленные закономерности послужат основой для дальнейшего геологического моделирования.

Литература

1. Багринцева К.И. Основные факторы, определяющие формирование и сохранение высокоемких коллекторов в карбонатных формациях // Эволюция карбонатного накопления в истории Земли. М.: Наука, 1988. С. 199–222.
2. Губина Е.А. Прогноз венд-нижнекембрийских карбонатных коллекторов нефти и газа центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы на основе модели их формирования. Санкт-Петербург: 2014. 22 с.
3. Жемчугова В.А. Резервуарная седиментология карбонатных отложений. М.: ЕАГЕ Геомодель, 2014. 232 с.
4. Жемчугова В.А. Природные резервуары в карбонатных формациях Печорского нефтегазоносного бассейна. М.: Московский государственный горный университет, 2002. 243 с.
5. Лидер М.Р. Седиментология. Процессы и продукты. М.: Мир, 1986. 439 с.
6. Лусиа Ф. Дж. Построение геолого-гидродинамической модели карбонатного коллектора: интегрированный подход. М., Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Ижевский институт компьютерных исследований, 2010. 384 с.
7. Селли Р.Ч. Древние обстановки осадконакопления. М.: Недра, 1989. 293 с.
8. Brian R. Pratt., Epiphyton and renalcis – diagenetic microfossils from calcification of coccoid blue-green algae. AAPG Bulletin, 1984, Vol. 54, issue 3, P. 948–971. (In Eng).

ENGLISH

Results

The composition and structure of primary calcareous sediments of the B5 and B6 formations affect the development of reservoir properties. The highest flow potential of Lower Ust-Kut reservoirs belongs to granular sediments of an organogenic buildup destruction products with vuggy and vuggy-pore reservoir types. Sediments of a shallow littoral zone with micropore reservoir type (B6 formation) have the poorest reservoir properties.

Conclusions

The formation of reservoir properties is a complex long process associated with various stages of sediment and rock accumulation. The dominant role in it is played by sedimentary features incorporated into the sedimentary system even during the period of sedimentation. This determines the structure of the pore space, as well as the intensity and direction of further transformations.

To estimate the permeability more correctly, one should take into account the sedimentation heterogeneity of reservoirs and their complex vertical distribution. The presented approaches open up opportunities for the highest reservoir properties zones discovering. The revealed patterns will serve as a basis for further geological modeling.

References

1. Bagrintseva K.I. The main factors determining the formation and preservation of high-capacity reservoirs in carbonate formations. Evolution of carbonate accumulation in the history of the Earth. Moscow: Nauka, 1988, P. 199–222. (In Russ).
2. Gubina E.A. Forecast of Vendian-Lower Cambrian carbonate reservoirs of oil and gas in the central part of the Nepa-Botuoba anteclise based on the model of their formation. St. Petersburg, 2014, 22 p. (In Russ).
3. Zhemchugova V.A. Reservoir sedimentology of carbonate deposits. Moscow: EAGE Geomodel, 2014, 232 p. (In Russ).
4. Zhemchugova V.A. Natural reservoirs in carbonate formations of the Pechora oil and gas basin. Moscow: Publishing House of the Moscow State Mining University, 2002, 243 p. (In Russ).
5. Leader M.R. Sedimentology. Processes and products. Moscow: Mir, 1986, 439 p. (In Russ).
6. Lusia F. Jerry. Carbonate reservoir characterization. M., Izhevsk: Research Center “Regular and Chaotic Dynamics”, Izhevsk Institute of Computer Research, 2010, 384 p. (In Russ).
7. Selly R.Ch. Ancient environments of sedimentation. Moscow: Nedra, 1989, 293 p. (In Russ).
8. Brian R. Pratt., Epiphyton and renalcis – diagenetic microfossils from calcification of coccoid blue-green algae. AAPG Bulletin, 1984, Vol. 54, issue 3, P. 948–971. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Дистанова Лилия Робертовна, к.г.-м.н., главный специалист управления научно-технического развития,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: lrdistanova@tnnc.rosneft.ru

Коваленко Елена Викторовна, главный специалист управления научно-технического развития,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Аржиловская Наталья Николаевна, начальник отдела минералогических и петрографических исследований,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Максимова Екатерина Николаевна, главный специалист отдела минералогических и петрографических исследований,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Неделько Ольга Валерьевна, заведующий лабораторией изучения карбонатных коллекторов,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Чертина Ксения Николаевна, заведующий лабораторией петрографических исследований,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Distanova Liliya Robertovna, ph.d., chief specialist of the scientific and technical development department,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: lrdistanova@tnnc.rosneft.ru

Kovalenko Elena Viktorovna, chief specialist of the scientific and technical development department,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Arzhilovskaya Natalya Nikolaevna, head of the mineralogical and petrographic research department,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Maksimova Ekaterina Nikolaevna, chief specialist of the mineralogical and petrographic research department,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Nedelko Olga Valeryevna, head of the carbonates research laboratory, “Tyumen petroleum research center” LLC,
Tyumen, Russia

Chertina Ksenia Nikolaevna, head of the petrographic research laboratory, “Tyumen petroleum research center” LLC,
Tyumen, Russia

АДКУ 5
Российский программный комплекс для построения АСУТП

Многолетний опыт

- Обширная библиотека поддерживаемого оборудования
- Возможность миграции с существующих систем телемеханики без потери конфигураций,текущих и исторических данных
- Интеграция с другими корпоративными системами
- Встроенный справочный режим, обучение и техническая поддержка
- Более 110 проданных лицензий

Импортозамещение

- Поддержка большого парка российских контроллеров
- Поддержка операционных систем и баз данных российского производства
- Отсутствие ограничений, установленных иностранными компаниями
- Отсутствие принудительного обновления и управления из-за рубежа

Импортоопережение

- Распределенная высокоскоростная система без общестанционного контроллера и операторской панели
- Мультиплатформенный сервер и клиенты (Windows, Linux, Android, Mac)
- Отсутствие лицензирования:
  - по времени работы
  - по количеству подключений
  - по конкретному признаку
  - по объему информации
  - по количеству точек ввода/вывода

РАБОЧИЕ МЕСТА

Оператор и диспетчер	Геолог и технолог	КИП, АСУТП и метролог	Механик и мастер ЭПУ	Энергетик и аналитик
пользовательские фильтры, диаграммы, контроль служб	алгоритмы работы, теоретические расчеты, динамограммы	конфигурирование, расширение системы, контура управления и ПАЗ, мониторинг управления	управление оборудованием, вывод скважины на режим	энергоэффективность, энергобаланс, энергоменеджмент, каскадный пуск/стоп

СТРУКТУРА ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА

		Средства разработчика
Web-сервер ОС: Windows, Linux	Отображение в реальном времени, безопасность данных, встроенное администрирование, поддержка браузеров: Chrome (Opera, Yandex), Internet Explorer, FireFox, Edge	Web-дизайнер Конструктор текстовых отчетов
Сервер данных	Базы данных: MS SQL Server, Postgree SQL	Модификатор параметров
Сервер обмена	Протоколы: Modbus TCP, Modbus RTU, Стм, Сэт, ТК, Мега, HART, SNMP	Конфигуратор зон данных
Сервер синхронизации	Источник ввода/вывода: OPC DA, OPC UA, SuiteLink, ADO, ODBC, Excel	SMS, E-mail, Telegram-рассылка

ОБЪЕКТЫ АВТОМАТИЗАЦИИ

Нефтедобыча | Нефтеподготовка | ППД | Трубопровод | Электроэнергетика | КРС

www.pkbasu.ru
info@pkbasu.ru
+7 (3452) 79-07-14,
+7 (3452)79-07-95

ПКБ АСУ НЕФТЬ

30 лет

Актуальность разработки технологии УППДС

Малыхин И. А. – генеральный директор ООО «СК «Навигатор»
Пелипенко О. В. – технолог ООО «СК «Навигатор»
Совка С. М. – технолог ООО «СК «Навигатор»

Технология УППДС (установка предварительной подготовки дисперсных систем) является российской разработкой. Выданный патент в 2019 году был внесен Роспатентом в список перспективных изобретений за 2018 год, кроме того, технология в 2018 году была внесена в «50 лучших инновационных идей для Республики Татарстан». На технологию получен ряд российских и евразийских патентов, эффективность применения технологии подтверждена как научно-технически, так и практически опытно-промышленным применением. Оборудование сертифицировано и производится заводом-изготовителем ООО «НПФ «Модуль» (г. Лениногорск, Республика Татарстан). Достигнуты соглашения по реализации технологии за рубежом.

Технология обеспечивает значительное увеличение скорости и качество подготовки на ДНС, УПСВ, УКПН, как следствие — отсутствие технологической необходимости применения деэмульгаторов с ее минимизацией. В условиях импортозамещения применение данной технологии особенно актуально, так как многие компоненты химического состава поставляются из-за рубежа. Данная технология прошла опытно-промышленные испытания на объектах Заказчика (статья «Инженерная практика» № 3 2018 г. Результаты испытаний установки предварительной подготовки дисперсных систем на УПСВ «Константиновская» ТПП «Ритэк-Самара-Нафта» и на других объектах).

Способ реализует обобщающий принцип разделения эмульсий на составляющие их фазы. Так как для создания нефтяной эмульсии, смеси несмешивающихся жидкостей, необходимо затратить энергию, то для разделения эмульсии необходимо не затратить энергию, а каким-то образом ее скомпенсировать («вывести»). Причем речь здесь идет о кулоновском заряде на границе раздела фаз и общей электростатической составляющей (Е эл. из формулы энергии сольватации), всей совокупности неоднородности которой является эмульсия (для пояснения приведем хорошо известные термины: двойной электрический слой, эмульгированная/сольватированая вода в нефти или нефти в воде, газа в нефти). Применение же различных деэмульгаторов (внесение в водонефтяную эмульсию) — это принцип увеличения энергетической составляющей эмульсии химической композицией (ПАВ-ов) — всегда приводит к образованию «промслоев» и эмульгированной нефти в сточной воде. Действие ПАВ-ов характеризуется «снижением межфазного поверхностного натяжения» с целью стабилизации эмульсии, что является основным и научно-обоснованным принципом эмульгаторов (этот же принцип «снижение межфазного поверхностного натяжения» заявлен у деэмульгаторов). Причиной повышенного содержания эмульгированной нефти в сточной воде является применение деэмульгаторов, это указано в РД 39-0147103-302-88 «Руководство по технологии очистки нефтепромысловых сточных вод с использованием химреагентов» 1988 г. Поэтому официально за рубежом признано, что технологий, обеспечивающих требуемое качество подготовки «подтоварной воды», нет.

Результатом разработки УППДС явилась высокая адаптированность к уже существующим технологическим схемам по подготовке нефти и воды в нефтедобывающей отрасли с реализацией ее комплексного подхода. Практически получена на УПСВ возможность разделения нефтяной эмульсии на нефть и воду с «0,00-м %» содержанием воды в нефти и воды с «0,00-м %» содержанием нефтепродукта на уже существующем емкостном нефтеводоподготавливающем оборудовании. Технология проста при осуществлении монтажа на объектах подготовки, не требует строительно-монтажных работ и капитальных затрат, причем технико-экономический эффект от реализации технологии достигается практически сразу же после ее запуска. Позволяет существенно снизить себестоимость подготовки нефти, разгрузить объект водонефтегазоподготовки (как прямое следствие — увеличение скорости и глубины разделения), увеличить объемы добычи на уже задействованном в этом процессе оборудовании. Достигнутая разгрузка объекта водонефтеподготовки позволит снизить «подпор» поступающей с месторождения жидкости на нефтеводоподготавливающий объект (Приказ № 356 от 14.06.2016 Минприроды п. 13.7 «...не допускается, если рабочее давление в системе сбора существенно снижает добывные возможности скважин...»).

Технология УППДС предоставляет возможность получить:

- увеличение пропускной способности объекта нефтеводоподготовки с сокращением производственных издержек на каждой технологической ступени водогазонефтеподготовки, выражающееся в уменьшении необходимого времени отстоя (изменение скорости) и качества отстоя (качества разделения) составляющих эмульсию фаз (для нефти — дегазация, отделение воды и мехпримесей; для воды — дегазация, отделение нефтепродукта и мехпримесей) на ступени предварительного сброса воды и дальнейших ступенях подготовки нефти и подтоварной воды (во всей гидрогазодинамически связанной системе). Увеличение производительности любого производственного объекта при снижении эксплуатационных затрат и повышении качества производственного процесса всегда приводит к снижению себестоимости;
- минимизацию реагентной нагрузки, устранение последствий ее применения, частичное или полное «обнуление» (деэмульгатора) ее подачи (в том числе с учетом известных газосвязывающих свойств деэмульгатора), что обеспечит снижение сольватированной формы сероводорода в нефти, так как растворимость его в предельных углеводородах ограничено 20 ppm — снижение применения нейтрализатора сероводорода. Особенно актуально в условиях импортозамещения, так как многие компоненты химического состава поставляются из-за рубежа. В 70-е годы прошлого века вся нефтяная отрасль Советского Союза работала на импортных химических реагентах. В то время деэмульгаторы входили в сотню стратегических продуктов, без которых функционирование экономики СССР было невозможно в принципе;
- отсутствие необходимости применения пресной воды с целью обессоливания, безвозвратной потери ее значительных объемов (исчисляемых десятками млн кубометров в год). Процесс обессоливания нефти обусловлен только солесодержанием в водной фазе. Соли в нефти не растворимы, соответственно, **нефть, глубоко обезвоженная до 0,00 %, — обессоленная. Речь идет о предоставлении возможности увеличения качества нефти, поступающей на НПЗ, и о снижении затрат, себестоимости переработки нефти.**

НАВИГАТОР

**Тюменская область,
ХМАО-Югра, Сургутский район,
п. Федоровский,
Промышленный проезд (№ 4),
д. 15/1, а/я 97
Тел/факс: +7 (3462) 416-434,
+7 (3462) 416-913, +7 (3462) 416-430
sknavigator1@rambler.ru**

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-3-29-33 УДК 550.8.053 I Научная статья

Оценка перспектив ввода в разработку пласта $АВ_1^{1-2}$ на основе уточненной петрофизической модели

Агишев Э.Р., Жданов Л.М., Рамаданов А.В., Рамаданова Д.А., Воронина А.Н., Карарова А.З.
ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
ramadanovav@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
В статье авторами уточняется петрофизическая модель песчано-алеврито-глинистых пород горизонта $АВ_1^{1-2}$ с «рябчиковой» текстурой, ранее рассматриваемого только совместно с объектами, сложенными мощными монолитными песчаниками. Работа основана на анализе данных каротажа и отбора керна в интервалах слабопроницаемых сильнозаглинизированных коллекторов. Проведенные исследования актуализировали текущее представление о петрофизических параметрах пласта и повысили технико-экономический потенциал вовлечения его в разработку.

Материалы и методы
Данные исследований кернового материала и геофизических исследований скважин (ГИС). Статистическая обработка данных керна и ГИС, построение зависимостей керн-ГИС, геологическое моделирование.

Ключевые слова
сложнопостроенный низкопроницаемый коллектор, петрофизическая модель, начальные геологические запасы

Продолжение (окончание). Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 2. С. 20–23.

Для цитирования
Агишев Э.Р., Жданов Л.М., Рамаданов А.В., Рамаданова Д.А., Воронина А.Н., Карарова А.З. Оценка перспектив ввода в разработку пласта $АВ_1^{1-2}$ на основе уточненной петрофизической модели // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 3. С. 29–33. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-3-29-33

Поступила в редакцию: 04.04.2022

UDC 550.8.053 I Original Paper

Assessment of prospects for development of reservoir AV_1^{1-2} on the basis of the refined petrophysical model

Agishev E.R., Zhdanov L.M., Ramadanov A.V., Ramadanova D.A., Voronina A.N., Kararova A.Z.
“RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
ramadanovav@bnipi.rosneft.ru

Abstract
In this paper, the authors refine petrophysical models of sandy-silty-clayey rocks of the AV_1^{1-2} horizon with “ryabchik” texture. The work is based on new logging and coring data in intervals of weakly permeable strongly clayey reservoirs. These studies updated the current understanding of the petrophysical parameters of the reservoir and increased the technical and economic potential of involving it in production.

Materials and methods
Detailed description and studies of core material, geophysical well logging.
Statistical processing of core and logging data, lithofacies analysis, construction of core-logging dependencies, geological modeling.

Keywords
complicated low-permeability reservoir, lithologic-facial model, petrophysical model, initial geological reserves

For citation
Agishev E.R., Zhdanov L.M., Ramadanov A.V., Ramadanova D.A., Voronina A.N., Kararova A.Z. Assessment of prospects for development of reservoir AV_1^{1-2} on the basis of the refined petrophysical model. Exposition Oil Gas, 2022, issue 3, P. 29–33. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-3-29-33

Received: 04.04.2022

Уточнение петрофизической модели пород горизонта $АВ_1^{1-2}$

Коллекторы пластов типа «рябчик» со слоистой глинистостью и высокой геологической неоднородностью обладают пониженным удельным электрическим сопротивлением. Это приводит к тому, что нефтенасыщенные коллекторы в разрезе перестают отличаться от вмещающих глин или от водонасыщенных коллекторов [2]. Но даже при высокой слоистой глинистости выделенной пачки возможно получение промышленных притоков нефти и газа. Это одна из характерных особенностей пластов типа «рябчик». Поэтому необходимо уделить особое внимание выделению коллекторов и определению эффективных толщин в заглинизированных коллекторах пласта $АВ_1^{1-2}$.

Определение петрофизических зависимостей при подсчете запасов для залежей в пласте $АВ_1^{1-2}$ проводилось совместно для всей группы пластов АВ. Однако анализ данных отбора керна показал, что определение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) проводилось на образцах, отобранных преимущественно из пропластков однородных алевритовых песчаников. Из таблицы 1, в которой приведены результаты статистической обработки данных основных ФЕС: коэффициентов пористости $К_п$; проницаемости $К_{пр}$; остаточной водонасыщенности $К_{во}$, — видно, что средневзвешенные значения свойств в коллекторах практически не отличаются от общей выборки. Значит, исследовалась лучшая часть коллектора пласта $АВ_1^{1-2}$ «рябчик».

Петрофизическая модель, принятая для обоснования подсчетных параметров при вычислении начальных геологических запасов

в пластах группы АВ, не дает действительную характеристику высоко расчлененных слабопроницаемых сильно заглинизированных пропластков, которыми сложены коллекторы типа «рябчик». В связи с этим специалистами проектного института была пересмотрена петрофизическая модель горизонта $АВ_1^{1-2}$ на основе кривых радиоактивного каротажа и расширенных керновых исследований, проведенных по всему разрезу, с привлечением данных соседнего месторождения-аналога со схожими данными ФЕС и условиями осадконакопления.

По данным стандартных исследований керна была построена зависимость $К_{пр}$ от $К_п$ с выделением литотипов пласта $АВ_1^{1-2}$ (рис. 1). Данные исследования керна были разделены на кластеры по литотипам пород: аргиллиты, алевролиты, переслаивание песчаника и аргиллита, песчаник.

Анализ образцов керна показал, что разброс в непродуктивной части разреза (кластер 1) обусловлен плотными образцами песчаников и алевролитов с карбонатным цементом, которые надежно выявляются по кривым ГИС и являются неколлекторами. После исключения данных образцов из выборки корреляция стала существенно выше. Как видно из диаграммы (рис. 1), кластеры литотипов перекрываются и группируются в единый тренд. Исходя из этого, петрофизические зависимости рассчитаны по общей выборке и применимы для всех литотипов.

Сравнение основных петрофизических зависимостей пласта $АВ_1^{1-2}$, построенных с использованием новых данных керновых исследований, с принятыми при подсчете запасов для пластов группы АВ, показало, что зависимости между коэффициентами пористости $К_п$, проницаемости $К_{пр}$, остаточной водонасыщенности Кво, объемной плотности $\delta_п$ отличаются. Обновленные петрофизические зависимости пласта $АВ_1^{1-2}$ и принятые при подсчете запасов в 2005 г. с граничными значениями представлены в таблице 2 и на рисунке 2. Основными методами для оценки пористости по комплексу ГИС являются: акустический каротаж (АК), гамма-гамма-плотностной каротаж (ГГКП), нейтронный каротаж (НК). При невозможности использования данных методов в первую очередь из-за плохой эталонировки и малого количества записей на месторождении используют метод потенциалов собственной поляризации (ПС) или метод естественной радиоактивности – гамма-каротаж (ГК) [3].

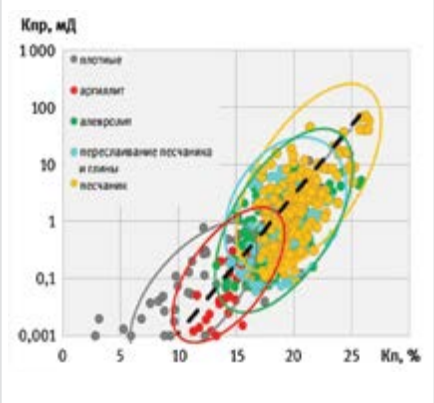


Рис. 1. Зависимость $К_{пр}$ от $К_п$ с выделением литотипов пласта $АВ_1^{1-2}$
Fig. 1. Dependence of K_{per} on K_{po} with separation of AV_1^{1-2} formation lithotypes

Метод ядерно-магнитного каротажа (ЯМК), как правило, проводится только в единичных скважинах и при определении пористости используется как дополнительный метод для оценки достоверности.

Традиционный для Западной Сибири метод оценки ФЕС на основе кривой ПС в отложениях $АВ_1^{1-2}$ использовать невозможно, так как она имеет сглаженную форму и незначительную амплитуду. Определение пористости по НК на рассматриваемых месторождениях может привести к большой погрешности, так как абсолютное большинство записей НК проводилось неэталонированной аппаратурой, а в некоторых скважинах запись велась только в колонне, что резко снижает информативность кривой и вносит несистематическую погрешность из-за влияния цементного камня. Замеры ЯМК проведены всего в двух скважинах. Применение формулы В.Г. Фоменко, учитывающее влияние глинистости, также невозможно из-за малой информативности кривой ПС. Метод ГГКП проведен в 129 скважинах. Однако нужно отметить, что использование замеров ГГКП в большинстве скважин ограничено в связи с неудовлетворительной эталонировкой прибора. Поэтому основным для оценки пористости выбран метод естественной радиоактивности ГК, который проведен в большинстве скважин, а сам метод оценки пористости опирается на зависимость, установленную на керновых данных. По материалам ГИС и данных

Табл. 1. Распределение основных ФЕС по керну отложений пласта $АВ_1^{1-2}$ типа «рябчик»
Tab. 1. Distribution of main FCP by core of reservoir of AV_1^{1-2} formation of "ryabchik" type

Параметр	По общей выборке				По коллектору			
	n	min	max	ср. взв.	n	min	max	ср. взв.
$К_п$, %	763	1,9	26,2	18,6	309	11,7	26,2	19,0
$К_{пр}$, мД	530	0,01	71,0	3,9	36	0,23	71,0	4,1
$К_{во}$, %	157	39,9	97,8	82,7	67	39,9	93,6	80,5

Табл. 2. Сравнение граничных и средних значений основных петрофизических параметров пласта $АВ_1^{1-2}$ в моделях 2005 и 2017 гг.
Tab. 2. Comparison of cut-off and average values of the main petrophysical parameters of AV_1^{1-2} reservoir in the models of 2005 and 2017

Параметр	Граничные значения		Средневзвешенные значения	
	Подсчет запасов 2005 г.	Авторская модель 2017 г.	Подсчет запасов 2005 г.	Авторская модель 2017 г.
$К_п$, %	18,5	17,2	21,2	19,5
$К_{пр}$, мД	1,8	0,5	42,1	4,1
$К_{во}$, %	69,5	75,8	77,6	79,3
$К_{п_эф}$, %	4,8	4,3	9,9	9,1

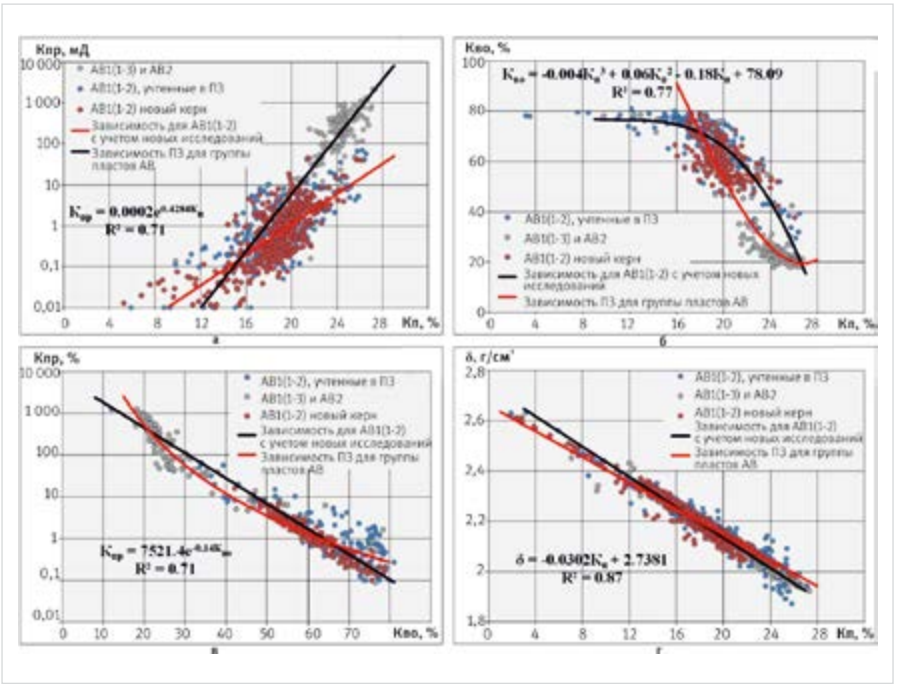


Рис. 2. Сравнение основных петрофизических зависимостей пласта $АВ_1^{1-2}$ с принятыми при подсчете запасов для пластов группы АВ: а — проницаемости $К_{пр}$ от пористости $К_п$; б — остаточной водонасыщенности $К_{во}$ от пористости $К_п$; в — проницаемости $К_{пр}$ от остаточной водонасыщенности $К_{во}$; г — объемной плотности $\delta_п$ пород от пористости $К_п$
Fig. 2. Comparison of the main petrophysical dependencies of the AV_1^{1-2} formation with those adopted when calculating reserves for the AV group formations: a – permeability Kper from porosity K_{po}; б – residual water saturation K_w from porosity K_{po}; в – permeability Kper from residual water saturation K_w; г – rock volume density ρ from porosity K_{po}

лабораторных исследований керна получена корреляционная связь, представленная на рисунке 3.

В условиях слоисто-неоднородного разреза пласта $АВ_1^{1-2}$ низкая информативность метода ПС не позволяет достоверно оценить содержание коллекторов в разрезе, поэтому выделение коллекторов проведено на основе двойного разностного параметра ГК (ΔIγ), более чувствительного к тонкому переслаиванию:

$$\Delta I\gamma = \frac{I\gamma - I\gamma^{\min}}{I\gamma^{\max} - I\gamma^{\min}}.$$

Преобладание в составе алевритовых песчанников кварцевых компонентов (порядка 70 %), которыми сложены породы-коллектора пласта $АВ_1^{1-2}$, позволяет использовать данный метод, не опасаясь влияния глинистой составляющей. В качестве опорного пласта с максимальным значением $I\gamma^{max}$ = 5,3–6,35 МкР/ч выбрана глинистая кошайская пачка (КШ) глин. В качестве

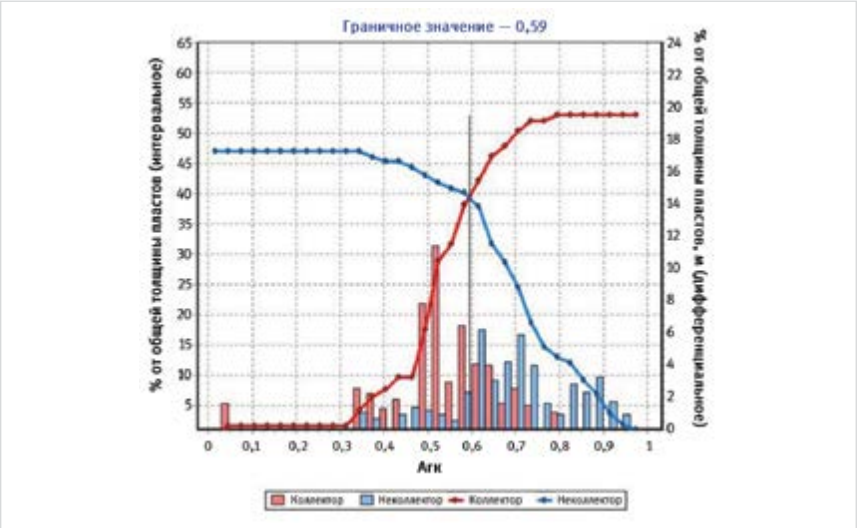


Рис. 4. Обоснование граничного значения ΔIγ для пласта $АВ_1^{1-2}$
Fig. 4. Justification of the cut-off value ΔIγ for the AV_1^{1-2} reservoir

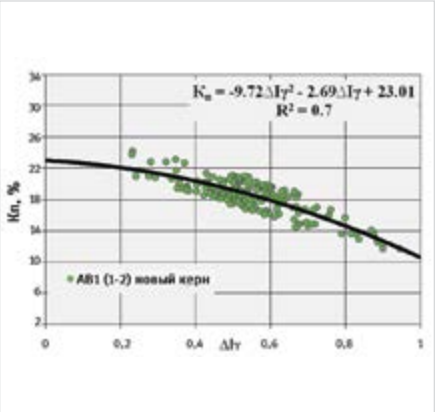


Рис. 3. Зависимость коэффициента пористости от двойного разностного параметра ΔIγ для горизонта $АВ_1^{1-2}$
Fig. 3. Dependence of porosity coefficient on the double difference parameter ΔIγ for AV_1^{1-2} horizon

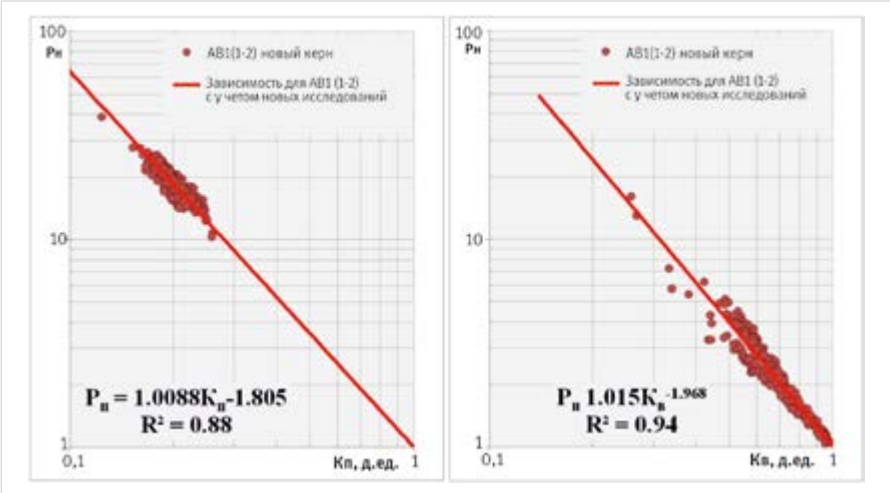


Рис. 5. Зависимости определения параметра пористости и параметра насыщенности для пластов $АВ_1^{1-2}$
Fig. 5. Dependencies of porosity and saturation parameter determination for AV_1^{1-2} reservoirs

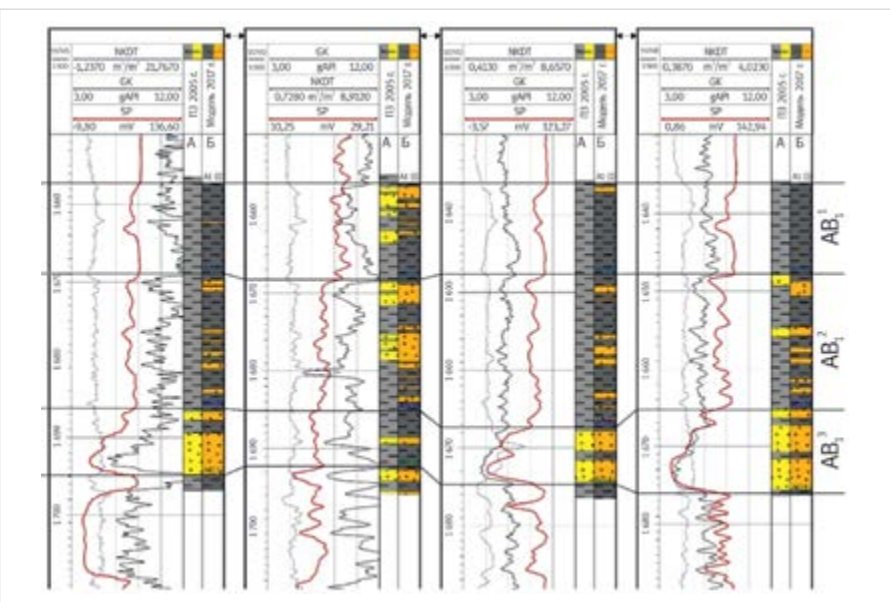


Рис. 6. Пример изменения эффективных толщин коллекторов по скважинам региона исследования: а — согласно петрофизическим зависимостям подсчета запасов 2005 г.; б — согласно новой петрофизической модели 2017 г.
Fig. 6. Example of changes in effective reservoir thicknesses in wells in the study region: a – according to the petrophysical dependences of the 2005 reserves calculation; b – according to the new petrophysical model of 2017

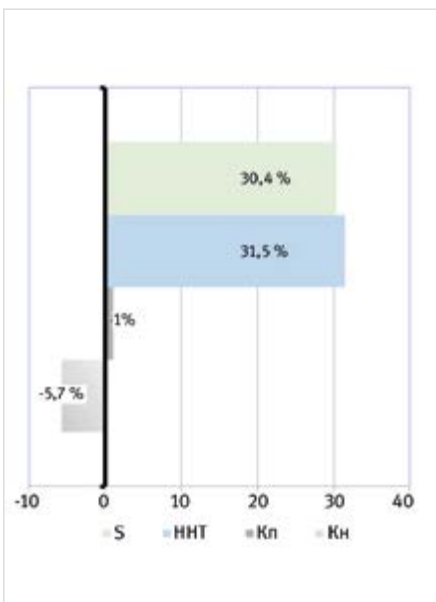


Рис. 7. Факторный анализ подсчета запасов
Fig. 7. Factor analysis of reserve counts

опорного пласта, характеризующегося минимальными значениями $I\gamma^{min}$, выбран пласт $АВ_2$ с максимальными значениями ФЕС в пределах пластов группы АВ.

Граничное значение коллектор-неколлектор ($\Delta I\gamma^{гр}$) для пласта $АВ_1^{1-2}$ было установлено способом построения интегральных распределений [5] для коллекторов и неколлекторов имеющегося массива керновой информации. Статистической границе коллекторов пласта отвечает значение $\Delta I\gamma^{гр} = 0,59$ (рис. 4).

Для исключения из эффективной части разреза плотных малопористых интервалов использовалось нормализованное водородосодержание (WNKст), рассчитанное на основе кривых стационарного НК.

Коэффициент нефтенасыщенности коллекторов определялся по стандартной методике с использованием параметра пористости $Р_п$ и параметра насыщения $Р_н$. Зависимости Арчи-Дахнова $Р_п = f(КП)$ и $Р_н = f(КВ)$ были получены экспериментально на коллекциях образцов пород горизонта $АВ_1^{1-2}$ (рис. 5) [4]. Снижение электрического сопротивления в нефтеносных песчаниках в пласте $АВ_1^{1-2}$, вероятнее всего, связано с большим количеством рыхлосвязанной воды в поровом пространстве сильно глинистых коллекторов $АВ_1^{1-2}$.

Удельное сопротивление пластовой воды $\rho_в$ определено по минерализации законтурной воды и средней температуре пласта с учетом данных по соседним месторождениям. Минерализация вод оценивалась по данным лабораторных анализов проб воды, отобранных при испытании водонасыщенных интервалов; температура на глубине залегания пластов замерялась при опробовании объектов. Принятые в работе петрофизические зависимости представлены в таблице 3.

Уточнение петрофизической модели пласта $АВ_1^{1-2}$ привело к существенному увеличению мощности коллекторов (рис. 6).

Итоги

С использованием новой информации, полученной при отборе керна из глинизированной части разреза, и с учетом отказа от использования данных пластов $АВ_{2-8}$ построены собственные петрофизические зависимости. Новая петрофизическая модель позволила провести переоценку запасов нефти пласта $АВ_1^{1-2}$ в большую сторону [1].

В целом по группе месторождений расхождение подсчетных параметров пласта $АВ_1^{1-2}$, принятых при вычислении запасов и полученных в результате исследования приведено на рисунке 7.

Увеличение эффективных толщин на 30 % связано с применением петрофизических зависимостей, полученных исключительно на керновом материале пласта $АВ_1^{1-2}$. Это позволило выделить прослои, которые ранее по объединенным для всех пластов группы АВ граничным значениям были отнесены к неколлектору.

Этим же обусловлен и прирост площади нефтеносности на 32 % — в скважинах, к которым ранее были приурочены зоны замещения коллектора, нехарактерные для данного типа осадконакопления. Использование новой методики обработки ГИС позволило выделить эффективные толщины. Карты эффективных нефтенасыщенных толщин по одному из рассматриваемых ЛУ, принятых при ПЗ и полученных в результате исследования, представлены на рисунке 8.

Пористость, в среднем по пласту, снизилась на 1 % за счет впервые выделенных эффективных толщин с низкими ФЕС, которые ранее были отнесены к неколлектору.

Снижение средневзвешенной нефтенасыщенности связано с ухудшением ФЕС, относительно утвержденных ранее значений, ростом глинистости и, как следствие, увеличением остаточной водонасыщенности.

Выводы

Построение обобщенных петрофизических зависимостей для пластов различного генезиса на основе керна, отобранного из наиболее перспективных интервалов, ведет к завышению граничных значений и тем самым обуславливает занижение оценки запасов. Так, на рассматриваемой группе месторождений суммарные геологические запасы увеличились более чем на 50 %. Исследование показало, что метод ГК является оптимальным для оценки ФЕС слоистых глинистых коллекторов с точки зрения как объема проведенных исследований, так и достоверности результатов. Обоснование статуса ТРИЗ в 2017 г. на одном из месторождений исследования и получение соответствующей льготы сделало рассматриваемый объект перспективным для бурения новых скважин.

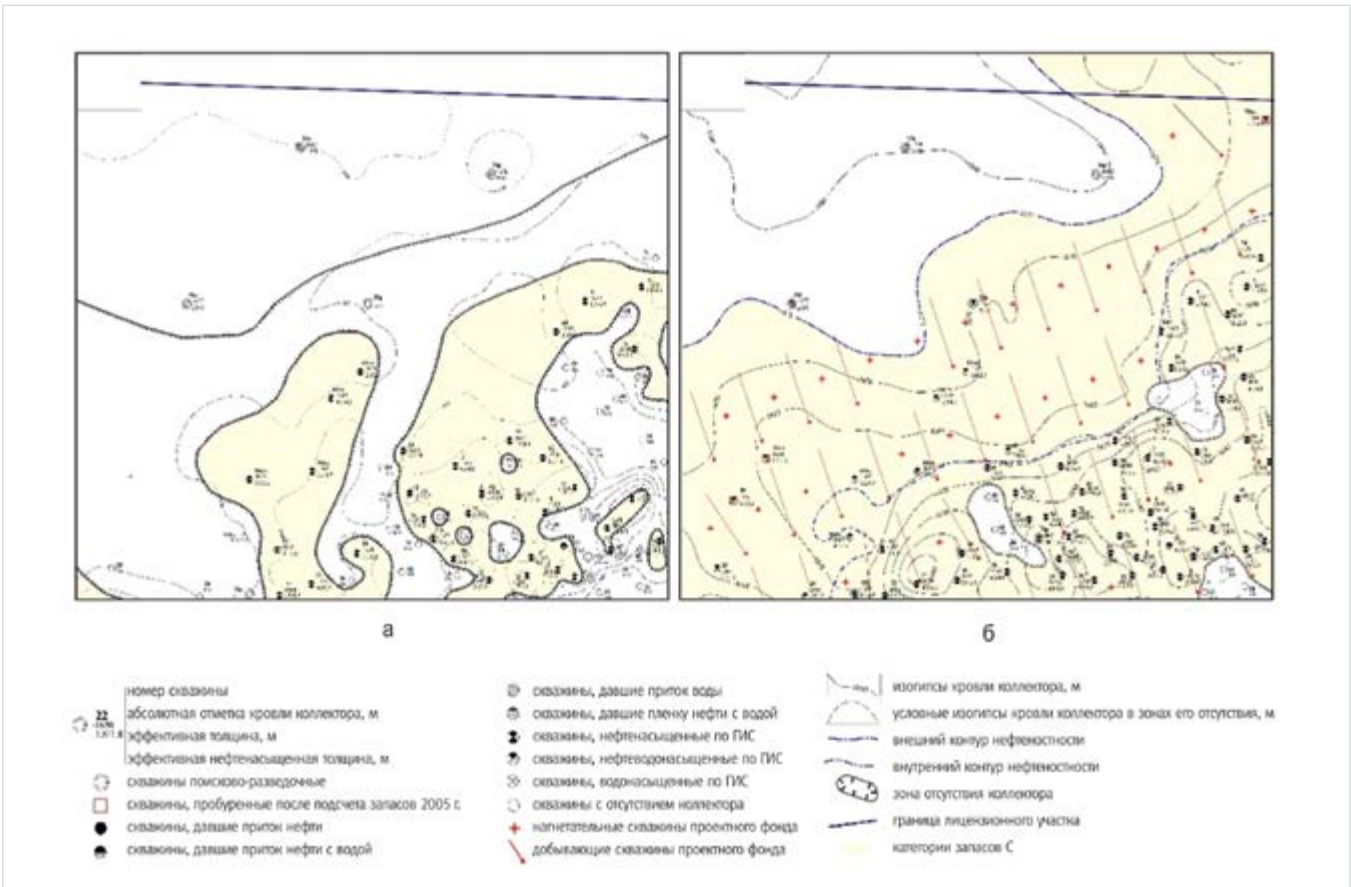


Рис. 8. Фрагмент карты эффективных нефтенасыщенных толщин пласта $АВ_1^{1-2}$: а — принятая в подсчете запасов 2005 г. и построенная по общим петрофизическим зависимостям пластов группы АВ; б — построенная на основании выделения коллекторов по новым петрофизическим зависимостям пласта $АВ_1^{1-2}$

Fig. 8. Fragment of the map of effective oil-saturated thicknesses of reservoir AV_1^{1-2}: a — adopted in the calculation of reserves in 2005 and constructed using general petrophysical dependences of reservoirs of AV group; б — constructed based on reservoir delineation using new petrophysical dependences of reservoir AV_1^{1-2}

Литература
1. Агишев Э.Р., Андреев В.Е., Мухаметшин В.В., Кулешова Л.С., Якупов Р.Ф. Оценка потенциала прироста запасов нефти тонкослоистых коллекторов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2021. № 7. С. 44–48.
2. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. М.: Недра, 1975. 344 с.
3. Дьяконова Т.Ф., Исакова Т.Г. Анализ петрофизической и геофизической исходной информации и результатов определения подсчетных параметров Нэф, Кп, Кн при подсчетах и пересчетах запасов нефтегазовых месторождений. М. 2015.
4. Петерсилье В.И., Проскунова В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Москва–Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. 258 с.
5. Романов Е.А. Геолого-физические особенности глинистых низкопроницаемых коллекторов алымской свиты Нижневартовского свода и их учет при подсчете запасов нефти. Тюмень: СибНИИНП, 1985. 199 с.

ENGLISH

Results

Using new information obtained by core sampling from the clayed part of the section and refusal to use data from AV_{2-8} reservoirs, own petrophysical dependences were constructed. New petrophysical model allowed to reestimate oil reserves of formation AV_1^{1-2} upwards [1].

On the whole, for a group of fields the discrepancy between estimated parameters of reservoir AV_1^{1-2} accepted during reserves estimation and received as a result of the study is shown in fig. 7.

The 30 % increase of effective thicknesses is due to application of petrophysical dependences obtained exclusively on core material of AV_1^{1-2} formation. This made it possible to distinguish the interlayers, which previously, according to the boundary values united for all reservoirs of the AV group, were referred to the non-collector.

This is also the reason for the 32 % increase in oil-bearing area - in wells, which were previously confined to reservoir replacement zones, uncharacteristic for this type of sedimentation, use of the new GIS processing technique made it possible to identify effective thicknesses. Maps of effective oil-saturated intervals for one of the license areas under consideration, adopted during the resource calculation and obtained as a result of the study, are shown in fig. 8.

The average reservoir porosity decreased by 1 percent due to the first-time isolated effective strata with lowFCP, which were previously classified as non-collectors.

The decrease in the weighted average oil saturation is associated with a deterioration of FCP, relative to the previously approved values, an increase in clay content, and, as a consequence, an increase in residual water saturation.

Conclusions

The construction of generalized petrophysical dependences for reservoirs of different genesis on the basis of the core selected from the most promising intervals, leads to an overestimation of the boundary values and thereby causes an underestimation of reserves. Thus, the total geological reserves of the considered group of fields increased by more than 50 %. The study showed that the GR method is optimal for estimating FCP of layered clay reservoirs, both in terms of the volume of the study and the reliability of the results. Justification of the status of hard-to-recover reserves in 2017 at one of the study sites and obtaining the appropriate benefit made the site in question promising for drilling new wells.

References
1. Agishev E.R., Andreev V.E., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S., Yakupov R.F. Assessment of the potential for oil reserves growth in thinly bedded reservoir. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2021, issue 7, P. 44–48. (In Russ).
2. Dakhnov V.N. Geophysical methods for determining reservoir properties and oil and gas saturation of rocks. Moscow: Nedra, 1975, 344 p. (In Russ).
3. Diakonova T.F., Isakova T.G. Analysis of petrophysical and geophysical initial information and results of determination of calculation parameters Nef, Kp, Kn during calculations and recalculations of reserves of oil and gas fields. Moscow, 2015. (In Russ).
4. Petersilye V.I., Proskunova V.I., Yatsenko G.G. Methodical recommendations for calculation of geological reserves of oil and gas by volumetric method. Moscow–Tver: VNIGNI, NPC “Tvergeophysica”, 2003, 258 p. (In Russ).
5. Romanov E.A. Geological and physical features of clayey low-permeability reservoirs of the Alym Formation of the Nizhnevartovskiy fold and their consideration when calculating oil reserves. Tyumen: SibNIINP, 1985. 199 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Агишев Эрнест Равилевич, начальник отдела сопровождения бурения и ЗБС, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Жданов Ленар Маратович, начальник управления по разработке месторождений, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Рамаданов Антон Владимирович, ведущий специалист отдела сопровождения бурения и ЗБС, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
Для контактов: ramanton@yandex.ru

Рамаданова Дарья Александровна, ведущий специалист отдела сопровождения бурения и ЗБС, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Воронина Анжела Николаевна, к.э.н., начальник отдела, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Карарова Альфия Зуфаровна, руководитель сектора, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Agishev Ernest Ravilevich, head of drilling support and sidetracking, “RN-BashNIPIneft LLC”, Ufa, Russia

Zhdanov Lenar Maratovich, head of field development department, “RN-BashNIPIneft LLC”, Ufa, Russia

Ramadanov Anton Vladimirovich, leading specialist of drilling support and sidetracking, “RN-BashNIPIneft LLC”, Ufa, Russia
Corresponding author: ramanton@yandex.ru

Ramadanova Darya Aleksandrovna, leading specialist of drilling support and sidetracking, “RN-BashNIPIneft LLC”, Ufa, Russia

Voronina Anzhela Nikolaevna, candidate of economic sciences, head of department, “RN-BashNIPIneft LLC”, Ufa, Russia

Kararova Alfiya Zufarovna, head of sector, “RN-BashNIPIneft LLC”, Ufa, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-3-34-38 УДК 553.98 (571.1) I Научная статья

Алгоритм разделения данных добычи и закачки по пачкам с учетом данных промыслово-геофизических исследований и гидроразрыва пласта (на примере объекта $AB_{1(3)}$-AB_{2-3} Самотлорского месторождения)

Шкитин А.А.[1], **Митякин И.Б.**[1], **Архипова Е.Л.**[1], **Абдрахимов Р.И.**[1], **Дериглазов Д.Н.**[1], **Писарев Д.Ю.**[2]
[1]ООО «ТННЦ», Тюмень, Россия, [2]АО «Самотлорнефтегаз», Нижневартовск, Россия
aashkitin@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
Цель данной работы — на основе запатентованного цифрового инструмента создать ежемесячный процесс разделения исторической накопленной добычи и закачки по выделенным пачкам внутри объекта разработки с учетом фактических данных ПГИ и ГРП для поиска зон локализации текущих извлекаемых запасов.

Материалы и методы
Авторами работы проведен детальный анализ геологического строения и характера вскрытия разреза, уточнено разделение целевого объекта $AB_{1(3)}$-AB_{2-3} на 4 пачки и построены авторские карты пачек. Был разработан алгоритм по разделению добычи и закачки в объекте по пачкам с использованием данных ПГИ, ГРП, перфорации и инклинометрии с учетом гироскопов, КН совместных объектов, данных РИГИС и авторских карт. Алгоритмы реализованы в виде программы для разделения показателей по пачкам на основе ежемесячных данных добычи и закачки (МЭР). Сформирована дополнительная база данных для разукрупненных объектов (БД по пачкам), где осуществляется детальный контроль за разработкой и подбор кандидатов на ГТМ, а также формирование программы исследовательских работ.

Ключевые слова
детализация разреза объекта разработки по пачкам, алгоритм разделения добычи и закачки, учет оцифрованных поисково-геофизических исследований (ПГИ), учет оцифрованных отчетов гидроразрыва пласта (ГРП), уточнение локализации остаточных запасов нефти, планирование геолого-технических мероприятий (ГТМ), управление разработкой и контроль

Для цитирования
Шкитин А.А., Митякин И.Б., Архипова Е.Л., Абдрахимов Р.И., Дериглазов Д.Н., Писарев Д.Ю. Алгоритм разделения данных добычи и закачки по пачкам с учетом данных промыслово-геофизических исследований и гидроразрыва пласта (на примере объекта $AB_{1(3)}$-AB_{2-3} Самотлорского месторождения) // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 3. С. 34–38. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-3-34-38

Поступила в редакцию: 20.04.2022

UDC 553.98 (571.1) I Original Paper

Algorithm of separation of production and injection data by sequences, taking into account field geophysical data and hydraulic fracturing (by the example of $AV_{1(3)}$-AV_{2-3} object of the Samotlor field)

Shkitin A.A.[1], **Mityakin I.B.**[1], **Arkhipova E.L.**[1], **Abdrakhimov R.I.**[1], **Deriglazov D.N.**[1], **Pisarev D.Yu.**[2]
[1]"Tyumen petroleum reseach center" LLC, Tyumen, Russia,
[2]"Samotlorneftegaz" JSC, Nizhnevartovsk, Russia
aashkitin@tnnc.rosneft.ru

Abstract
The purpose of this work is to use a proprietary digital tool to create a monthly process for separating historical cumulative production and injection by the selected sequences of the development object, taking into account actual field geophysical survey data and hydraulic fracturing to find zones of localization of current recoverable reserves.

Materials and methods
The authors of the work performed a detailed analysis of the geological structure and degree of formation opening, clarified the division of the target object $AV_{1(3)}$-AV_{2-3} into 4 and constructed author's maps of the sequences. An algorithm was developed to divide production and injection in the target by sequence, using field geophysical survey data, hydraulic fracturing, perforations and inclinometry, taking into account gyroscopes, conductivity (KH) joint objects, well log interpretation data and author's maps. The algorithms were implemented as a program for separating indicators by stratas on the basis of monthly production and injection data (Monthly Production Report). An additional database for disaggregated objects was formed (database on sequences), where the detailed control of development and selection of candidates for geological and engineering operations is performed, as well as the formation of the research work program.

Keywords
detailed section of the development object by sequences; production and injection separation algorithm; accounting of the digitized field geophysical survey data; accounting of the digitized hydraulic fracturing reports; clarification of the residual oil reserves localization; well intervention planning; management and control of the development

For citation
Shkitin A.A., Mityakin I.B., Arkhipova E.L., Abdrakhimov R.I., Deriglazov D.N., Pisarev D.Yu. Algorithm of separation of production and injection data by sequences, taking into account field geophysical data and hydraulic fracturing (by the example of $AV_{1(3)}$-AV_{2-3} object of the Samotlor field). Exposition Oil Gas, 2022, issue 3. P. 34–38. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-3-34-38

Received: 20.04.2022

Введение

Самотлорское нефтегазоконденсатное месторождение относится к категории уникальных по объему извлекаемых запасов, находится в Нижневартовском районе в 15 км от г. Нижневартовск. На данный момент находится на 4-й стадии разработки и характеризуется высокой обводненностью добываемой продукции (более 95 %). Площадь нефтеносности достигает 1 800 км^2. За весь период эксплуатации пробурено 25 тысяч скважин. Основные перспективы добычи нефти связываются с группой пластов AB_{1-5}. Разработка запасов объекта $AB_{1(3)}$-AB_{2-3} Самотлорского месторождения ведется с 1969 г. В условиях наличия комплексных объектов разработки, состоящих из нескольких продуктивных пластов, перед инженерами ставится сложная и нетривиальная задача локализации остаточных запасов нефти. Решение задачи осложняется неравномерностью выработки запасов как по площади, так и по разрезу.

Представленный объект $AB_{1(3)}$-AB_{2-3} является одним из ключевых по объему начальных извлекаемых запасов (НИЗ) месторождения, выработка на текущий момент составляет 84 %, фонд более 20 000 скважин — для локализации запасов ручной режим перераспределения добычи в данном случае не применим.

Геологическая характеристика пород-коллекторов объекта

Отложения пласта $AB_{1(3)}$-AB_{2-3} формировались в условиях приморской равнины, образовавшейся в результате очередного регрессивного цикла. В результате регрессии и понижения базиса эрозии на исследуемой территории сформировалась сеть врезанных форм рельефа. Такая палеогеографическая обстановка благоприятствовала образованию множества эрозионных поверхностей на границах отдельных пластов объекта, что отчетливо фиксируется каротажными диаграммами в скважинах.

Коллекторы продуктивных пластов объекта $AB_{1(3)}$-AB_{2-3} характеризуются высокой неоднородностью как по площади, так и по разрезу. На рисунке 1 представлен геологический разрез по шести скважинам. Разрез объекта $AB_{1(3)}$-AB_{2-3} в каждой из скважин разделен на четыре пачки по данным геофизических исследований скважины (ГИС), где пачка A соответствует пласту $AB_{1(3)}$, а пачки B, C и D составляют группу пластов AB_{2-3}. Общие толщины объекта изменяются в диапазоне от 34 до 76 м, при изменении эффективных толщин коллекторов от 2 до 59 м, что является значительным этажом нефтеносности и создает определенные сложности при управлении разработкой. Коэффициент пористости изменяется от 19,5 до 32,0 %, а показатель проницаемости — от 1 до 3 980 мкм^2, при этом наилучшими эффективными толщинами и параметрами фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) характеризуются коллекторы фаций речных баров, сформированных сетью речных долин приморской равнины.

Выделение пачек выполнено на основе межскважинной корреляции глинистых перемычек и эрозионных поверхностей, присутствующих в разрезе в силу особенностей континентального осадконакопления.

Следует отметить, что фактически в добычу и под закачку вовлекаются не все запасы объекта, то есть имеет место частичное вскрытие отдельных пачек в определенный момент. В то время как добыча и закачка по официальной отчетности записывается на объект в целом — это является ключевым фактором неопределенности распределения остаточных запасов по разрезу.

Снижение неопределенности локализации запасов возможно с помощью созданного автоматизированного алгоритма деления добычи и закачки по пачкам для улучшения качества управления разработкой и контроля за ней.

Актуальные маркеры границ пачек позволили построить авторские структурные карты стратиграфической кровли и карты кровли коллекторов по пачкам, к построениям также привлекались данные секторных геологических моделей (для уточнения в районах с горизонтальными скважинами). Прослои в результатах интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС) при помощи маркеров также были разделены для построения авторских карт свойств (толщины, ФЕС) отдельно по пачкам. В качестве примера на рисунке 2 изображены авторские карты проводимости КН по пачкам, на которых отчетливо видны русловые пояса и зоны с пониженными ФЕС, где коллекторы практически замещаются. Итого было построено 13 структурных карт и 20 карт свойств пород коллекторов и начальной нефтенасыщенности.

Требования к данным

Важными этапами при разделении добычи и закачки по пачкам являются проверка

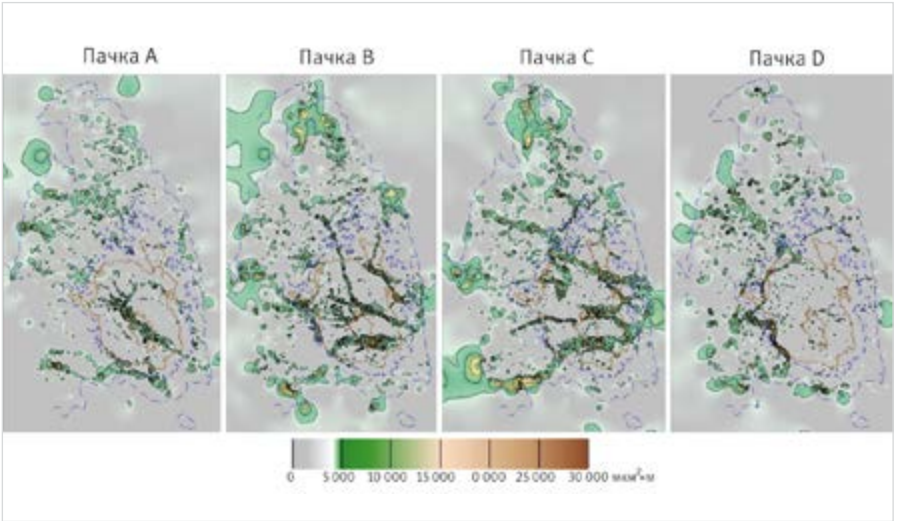


Рис. 2. Авторские карты проводимости КН (мкм²×м) по пачкам объекта $AB_{1(3)}$-AB_{2-3}
Fig. 2. Author's maps of KH conductivity (μm²×m) by the sequences of $AV_{1(3)}$-AV_{2-3} object

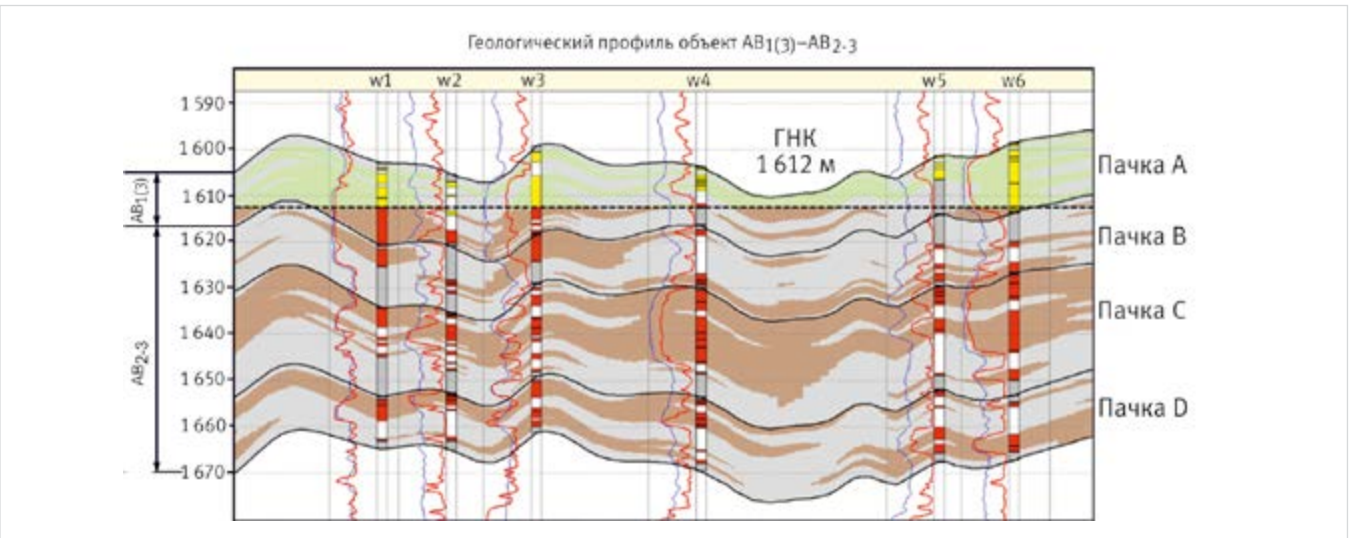


Рис. 1. Геологический разрез скважин объекта $AB_{1(3)}$-AB_{2-3}
Fig. 1. Geological section of wells of the object $AV_{1(3)}$-AV_{2-3}

и подготовка качественных исходных данных. На первом этапе необходимо понять качество и полноту наличия РИГИС по скважинам, а также корректность разбивок маркеров на пачки, от этого будет зависеть дальнейшее разделение как по геологии, так и по выработке пластов. Маркеры по горизонтальным скважинам позволяют уточнить структуру пласта, сбор таких данных проводится на основе финальных отчетов по бурению скважин. Все маркеры изначально хранятся в глубинах по стволу, для обеспечения возможности повторной автоматической увязки при проведении гироскопических исследований на скважинах. При выявлении недочетов, а именно некорректных границ, смещений альтитуд, неучета актуальных гироскопов, необходимо провести оперативную корректировку данных для построения актуальных авторских карт свойств и структурных отметок.

Также стоит отметить, что до этапа разделения добычи и закачки объектов по пачкам требуется подготовить оцифрованные таблицы с данными по геометрии распространения трещин гидроразрыва пласта (ГРП) и результатами промысловых геофизических исследований (ПГИ).

Таблица ГРП или «фрак лист» должна содержать актуальную информацию по дате мероприятия, координатам и глубине размещения портов и перфораций, а также абсолютные отметки верха и низа трещин ГРП для осуществления пространственной привязки к пачкам при совмещении с авторскими картами. В рамках работы было обработано 4 300 отчетов ГРП.

Таблица ПГИ должна содержать данные о дате и интервалах исследования, количественной доле притока, общий объем притока, комментарии. Таблица чувствительна к полноте данных — до использования ПГИ проводится проверка количества интервалов исследования со вскрытыми интервалами перфорации на дату. Если количество интервалов исследования и вскрытия не совпадает, ПГИ считается временно некондиционным, не используется в разделении и фиксируется как «некондиционный» до следующей итерации. Имея список некондиционных ПГИ, инженер выполняет ручную выверку оцифрованных ПГИ на основе данных исходных отчетов, при необходимости добавляет пропущенные интервалы исследования либо корректирует дублирование данных в оцифрованной таблице. В рамках работы было обработано 870 отчетов ПГИ.

Ключевым требованием является создание базы данных (БД) по пачкам, так как для формирования официальной отчетности используются объекты списания добычи без разделения на пачки. Такая возможность имеется при помощи применения корпоративного программного обеспечения «РН-КИН», где после деления каждая пачка обладает полным набором данных и инструментов для выполнения анализов и работы с пачками: месячный эксплуатационный рапорт (МЭР), построение карт текущего состояния, карт остаточных нефтенасыщенных толщин по пачкам, анализ ГИС, выгрузка различных массивов данных, анализ элементов заводнения, материальный баланс и многое другое.

Алгоритм деления добычи и закачки объектов по пачкам

Для решения задачи разработан алгоритм (рис. 3) подготовки данных и разделения добычи по пачкам. Ключевыми шагами алгоритма являются ежемесячное добавление

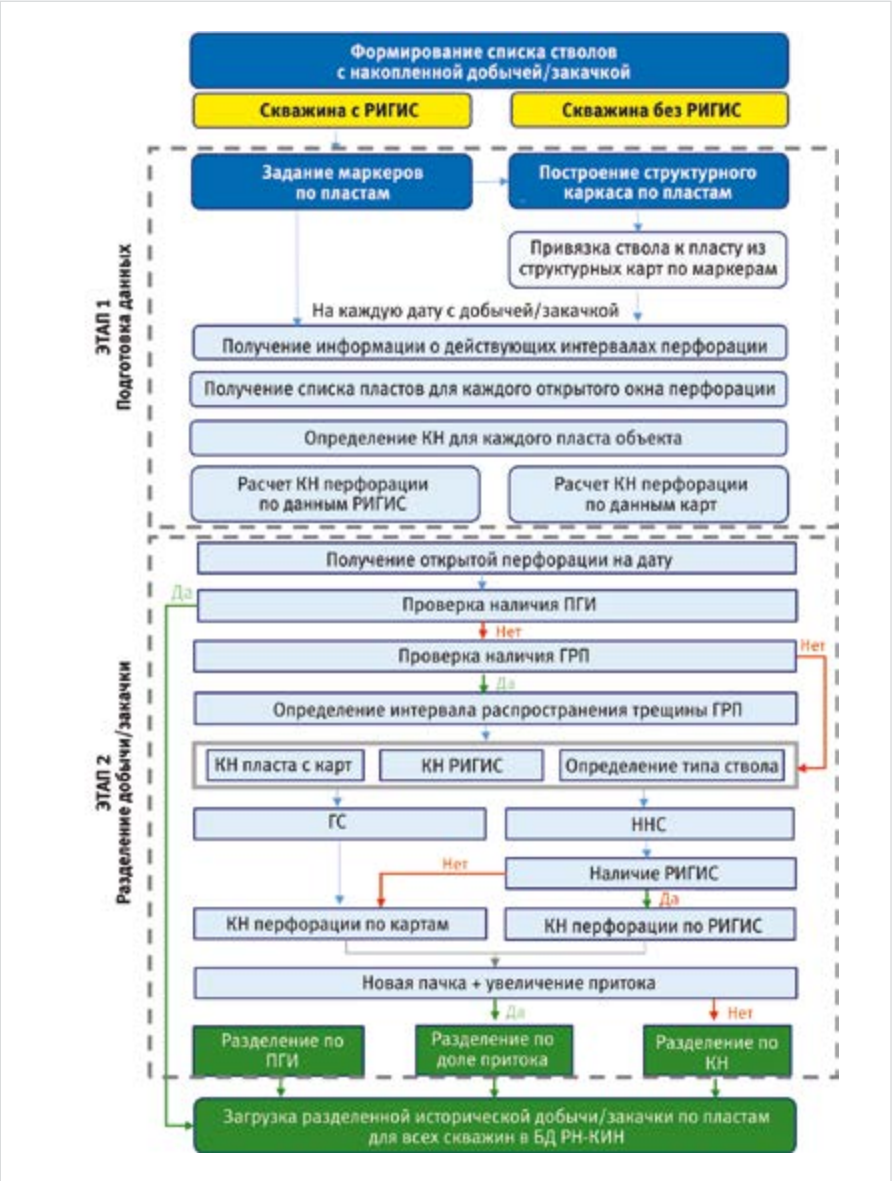


Рис. 3. Схема алгоритма разделения добычи и закачки по пачкам
Fig. 3. Scheme of the algorithm for separation of production and injection by sequences

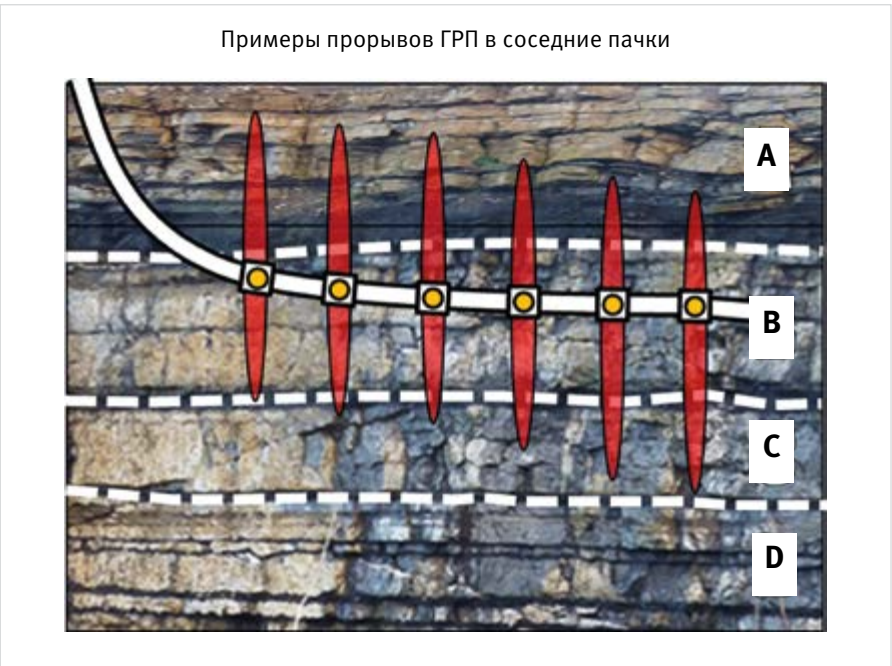


Рис. 4. Типовая схема учета вскрытия пачек при выполнении ГРП
Fig. 4. Typical scheme of account of the sequences opening during hydraulic fracturing

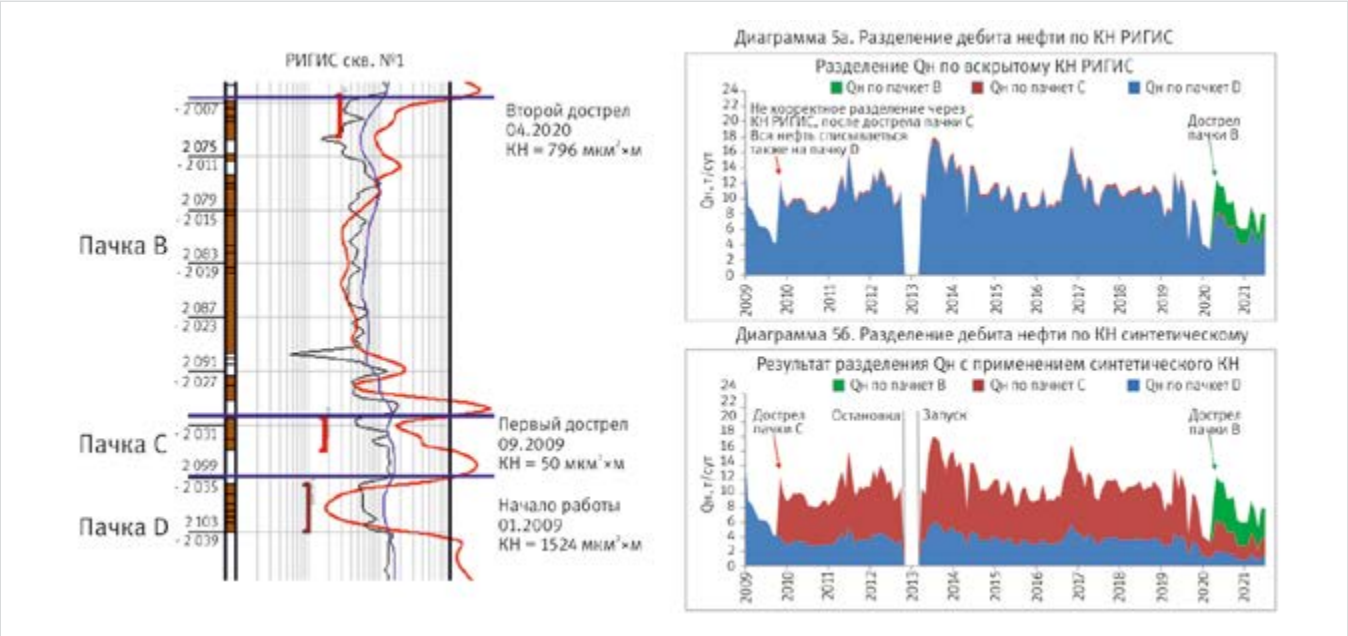


Рис. 5. Пример результатов разделения дебита нефти по пачкам через фактический КН и с учетом синтетического КН для дострелов по скважине № 1
Fig. 5. An example of the results of oil production rate separation by sequences through the actual KH and taking into account the synthetic KH for the addittional perforation of well № 1

новых пробуренных скважин и возможность вносить корректировки в исходные данные на любом шаге при появлении новой информации.

Итерация проводится для всех скважин, когда-либо работающих на объекте за всю историю с начала разработки.

К сложным примерам механики разделения добычи и закачки по пачкам относится случай с горизонтальными скважинами [3], с многостадийным гидроразрывом пласта (рис. 4). В данном контексте каждая отдельная трещина ГРП рассматривается как отдельная перфорация (от верхней до нижней границы трещины). В пределах высоты данной перфорации по каждой пачке, каждой отдельной трещине фиксируется КН, полученный при пересечении координат точек вертикальной проекции ГРП с авторскими картами толщин и проницаемости. Затем рассчитывается суммарная проводимость каждой пачки (суммируются КН пачки в диапазоне высоты проникновения ГРП в пачку), таким образом выводятся доли притока по пачкам для скважины в целом.

Решение для вычисления доли КН по пачке в общем разрезе представлено в уравнениях 1–3, где *n* — число портов ГРП, вскрывших пачку А; *i* — номер порта ГРП; *DA* — доля КН пачки А; KH_A — суммарная проводимость части трещин ГРП, вскрывших пачку А; KH_{SUM} — суммарная проводимость всех портов и всех пачек скважины:

$$KH_A = \sum_{i=1}^{n} KH_i, \quad (1)$$

$$KH_{SUM} = KH_A + KH_B + KH_C + KH_D, \quad (2)$$

$$D_A = \frac{KH_A}{KH_{SUM}}; D_B = \frac{KH_B}{KH_{SUM}}; \quad (3)$$

$$D_C = \frac{KH_C}{KH_{SUM}}; D_D = \frac{KH_D}{KH_{SUM}}.$$

Также при помощи средств автоматизации создан алгоритм пересчета абсолютных отметок в РИГИС по результату выполнения гироскопов. Алгоритм помогает корректно сопоставлять глубины пачек с актуальной инклинометрией скважин (минуя локальные сдвиги и налегания пачек друг на друга). Это помогает значительно высвободить ресурс геологов и петрофизиков для решения текущих задач.

Рис. 6. Итог разделения добычи нефти по пачкам через КН и с учетом синтетического КН для дострелов по скважине № 1
Fig. 6. Result of oil production split by sequences through KH and including synthetic KH for the addittional perforation of well № 1

Для корректного деления добычи и закачки в случае дострелов введено понятие синтетический КН. Как это работает? На рисунке 5 представлены примеры изменения окна перфорации и результатов разделения дебита нефти по скважине № 1. При делении добычи по пачкам через вскрытый КН в случае дострелов выявили некорректное разделение добычи (диаграмма 5а, рис. 5), ввиду низкого КН по РИГИС в пачке С (50 мкм²×м), при достреле данной пачки добыча нефти продолжает списываться на ранее вскрытую пачку D с КН 1 524 мкм²×м. Для решения данной проблемы случаи с наличием дострелов в различные периоды времени разрешались введением синтетического КН (где Н — толщина перфорации нового интервала, а проницаемость рассчитывается через прирост жидкости от дострела нового интервала). В результате применения синтетического КН разделение дебита нефти по пачкам стало выглядеть согласно диаграмме 5б (рис. 5). Скважина работала с 2009 г., вскрывая перфорацией только пачку D. В ноябре 2009 г. при остановочном дебите нефти 4 т/сут выполнен дострел пачки С (доп. перфорация), прирост составил 8,6 т/сут (при сокращении обводненности). В апреле 2020 г., когда текущий суммарный дебит нефти снизился до 3,5 т/сут, выполнен дострел на пачку Б с приростом дебита нефти более 4 т/сут. Итого по скважине добыто 38,8 тыс. т нефти, из них: на пачку D распределено 13,9 тыс. т, на пачку С — 22,4 тыс. т, и на пачку В — 1,5 тыс. т.

На примере сравнения разделенной накопленной добычи нефти по скважине № 1 (рис. 6) видно, что учет применения синтетического КН необходим при дострелах.

На текущий момент такое распределение учитывается в базе данных по пачкам, которая ежемесячно обновляется. Это позволяет детализировать выработку по разрезу за счет разукрупнения объекта, предсказывать вероятные риски по закачке, интервалы истощения запасов и на основе этого планировать программы ГТМ (ежемесячно предлагается порядка 130 кандидатов на ГТМ).

Итоги

Проведен детальный анализ геологического разреза пласта $АВ_{1(3)}$-$АВ_{2-3}$, на основании которого построен структурный каркас по пластам. Разработан и реализован в программном виде алгоритм перераспределения накопленной добычи и закачки объекта по пластам. Создана база данных разукрупненных объектов (БД по пачкам) для хранения результатов работы алгоритма. Результаты расчетов используются как входные данные для автоматизированного инструмента [2] при формировании программы ГТМ.

Выводы

Алгоритм, предложенный авторами, позволяет оперативно разделить историческую добычу и закачку объектов на более детальные интервалы пачек, с учетом высоты трещин ГРП и результатов исследований ПГИ.

Алгоритмы являются масштабируемыми — ведется сопровождение БД по пачкам объектов $АВ_{1(3)}$-$АВ_{2-3}$ (разделение на 4 пачки), $АВ_{4-5}$ (разделение на 3 пачки) и $БВ_8$ (разделение на 4 пачки). По результатам разделения на пачки с помощью автоматизированного инструмента [2] ежемесячно предлагается порядка 130 кандидатов на ГТМ.

Каждая итерация расчетов выполняется для объекта в целом за всю историю его разработки. Например, для объекта $АВ_{1(3)}$-$АВ_{2-3}$, разрабатываемого с 1969 г. и содержащего более 20 000 скважин, время расчета исторической добычи составляет около 30 минут против 3–5 месяцев работы двух сотрудников в случае выполнения вручную при анализе выработки пласта в рамках ПТД.

Литература

1. Смирнов Д.С., Шкитин А.А., Лиходед И.А., Архипова Е.Л., Писарев Д.Ю. Особенности выделения флюидоупоров в разрезе с целью локализации и довыработки остаточных запасов нефти на примере группы пластов $АВ_{4-5}$ Самотлорского месторождения // Нефтяная провинция. 2021. № 4. Часть 1. С. 55–69.
2. Likhoded I., Smirnov D., Shkitin A., Driglazov D., Gudoshnikov A., Nyunyaikin D., Kochenkov A. Technology for rapid well ranking and screening for pumping optimization with regard to subsurface risks and economics. A case study of a giant oil brownfield. SPE Annual technical conference and exhibition, Virtual, October 26–29, 2020. (In Eng).
3. Смирнов Д.С., Савченко И.В., Дрейман В.А., Лиходед И.А., Писарев Д.Ю. Эволюция проектных решений по разработке краевых зон пласта $АВ_1^{1-2}$ «рябчик» Самотлорского месторождения // Нефтепромысловое дело. 2019. № 7. С. 5–12.
4. Алтунин А.Е., Семухин М.В., Степанов С.В. Использование метода материального баланса и теории нечетких множеств для решения задачи разделения добычи при одновременной разработке нескольких пластов // Нефтяное хозяйство. 2012. № 5. С. 56–60.
5. Алтунин А.Е., Семухин М.В. Расчеты в условиях риска и неопределенности в нефтегазовых технологиях. Тюмень: Тюменский государственный университет, 2005. 220 с.

ENGLISH

Results

A detailed analysis of the geological section of the $AB_{1(3)}$-AB_{2-3} reservoir was carried out, on the basis of which a reservoir structural framework was built. The algorithm for redistribution of the target's cumulative production and injection by reservoir has been developed and implemented as a software tool. A database of aggregated targets (DB of units) has been created to store the results of the algorithm application. The algorithm runs are used as input data for an automated tool [2] when forming the Well Interventions Program.

Conclusions

The algorithm proposed by the authors allows to promptly divide the historical production and injection of objects into more detailed intervals of sequences, taking into account the height of hydraulic fractures and the results of the field geophysical survey data.

The algorithms are scalable – the data base is maintained for $AV_{1(3)}$-AV_{2-3} (division into 4 sequences), AV_{4-5} (division into 3 sequences) and BV_8 (division into 4 sequences). Based on the results of the separation into sequences using an automated tool [2], about 130 candidates for geological and technical actions are proposed each month.

Each iteration of the calculations is performed for the object as a whole for the entire history of its development. For example, for object $AV_{1(3)}$-AV_{2-3}, developed since 1969 and containing more than 20 000 wells, calculation time of historical production is about 30 minutes against 3–5 months work of two employees in case of manual execution during analysis of reservoir recovery in the framework of the technical project documentation.

References

1. Smirnov D.S., Shkitin A.A., Likhoded I.A., Arkhipova E.L., Pisarev D.Yu. Special considerations in identification of fluid barriers to localize remaining oil reserves and enhance production: A case study of Samotlor field (AB_{4-5} formations). Neftyanaya Provintsiya, 2021, issue 4, Part 1, P. 55–69. (In Russ).
2. Likhoded I., Smirnov D., Shkitin A., Driglazov D., Gudoshnikov A., Nyunyaikin D., Kochenkov A. Technology for rapid well ranking and screening for pumping optimization with regard to subsurface risks and economics. A case study of a giant oil brownfield. SPE Annual technical conference and exhibition, Virtual, October 26–29, 2020. (In Eng).
3. Smirnov D.S., Savchenko I.V., Dreiman V.A., Likhoded I.A., Pisarev D.Yu. Evolution of design solutions for development the edge zone of layer AV_1^{1-2} of the Samotlorskoe field. Oilfield Engineering, 2019, issue 7, P. 5–12. (In Russ).
4. Altunin A.E., Semukhin M.V., Stepanov S.V. Using the material balance and the fuzzy sets theory to solve the problems of recovery separation at simultaneous development of several reservoirs. Oil Industry, 2012, issue 5, P. 56–60. (In Russ).
5. Altunin A.E., Semukhin M.V. Calculations in terms of risk and uncertainty in oil and gas technologies. Tyumen: Tyumen State University, 2005, 220 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Шкитин Антон Алексеевич, начальник управления,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: aashkitin@tnnc.rosneft.ru

Митякин Иван Борисович, главный специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Архипова Елена Леонидовна, руководитель группы,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

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

Дериглазов Дмитрий Николаевич, главный специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Писарев Денис Юрьевич, заместитель генерального директора,
главный геолог АО «Самотлорнефтегаз», Нижневартовск, Россия

Shkitin Anton Alekseevich, head of department,
“Tyumen petroleum reseach center” LLC, Tyumen, Russia
Для контактов: aashkitin@tnnc.rosneft.ru

Mityakin Ivan Borisovich, chief specialist,
“Tyumen petroleum reseach center” LLC, Tyumen, Russia

Arkhipova Elena Leonidovna, team leader,
“Tyumen petroleum reseach center” LLC, Tyumen, Russia

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

Deriglazov Dmitrii Nikolaevich, chief specialist,
“Tyumen petroleum reseach center” LLC, Tyumen, Russia

Pisarev Denis Yurevich, deputy general director, chief geologist,
“Samotlorneftegaz” JSC, Nizhnevartovsk, Russia

Прибор Автоматика

Метрологическое обслуживание

предприятий ЖКХ,
энергетики и нефтегазовой
промышленности

- СБОР ДАННЫХ ОБ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ СРЕДСТВАХ ИЗМЕРЕНИЙ
- РЕМОНТ, КАЛИБРОВКА И ПОВЕРКА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ
- СОСТАВЛЕНИЕ ГРАФИКОВ ПОВЕРКИ
- КАЛИБРОВКА БЕНЗОВОЗОВ И ГРАДУИРОВКА РЕЗЕРВУАРОВ
- ПОДБОР И ПОСТАВКА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ СОГЛАСНО ОПРОСНЫМ ЛИСТАМ
- ЭЛЕКТРОИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ ЛАБОРАТОРИЯ (ПОВЕРКА ТТ И ТН, ЭЛ. СЧЕТЧИКОВ)

ОФИЦИАЛЬНЫЙ СЕРВИСНЫЙ ЦЕНТР

ВЭЛЕТ · ТК · ТЕРМОТРОНИК

НАШИ ЗАКАЗЧИКИ

ГАЗПРОМ · РОСНЕФТЬ · ЛУКОЙЛ · t+ group · СУЭНКО

БАРНАУЛ
ул. Сухэ-Батора, 33, пом. 02
8(3852)60-15-39

ВОЛГОГРАД
пр. Маршала Жукова, 110, к. 1
8(8442)20-30-40

НАДЫМ
ул. Кедровая, 16
8(3499)53-48-84

НИЖНИЙ НОВГОРОД
ул. Вторчермета, 1
8(831)2-601-601

НОВЫЙ УРЕНГОЙ
ул. Индустриальная, 6а
8(963)455-12-17

СУРГУТ
ул. Энергостроителей, 4
8(963)455-12-17

СОЧИ
Виноградный переулок, 2Б
8(963)455-12-17

ТЮМЕНЬ
ул. Одесская, 3, стр. 1
8(3452)57-90-77

УФА
ул. Российская, 25, пом. 509
8(347)2000-759

ЧЕБОКСАРЫ
ул. Калинина, 111/1, каб. 311
8(8352)22-56-62

МОСКВА
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
ВЛАДИМИР
8(961)667-01-60

priboravtomatika.ru

dir@priboravtomatika.ru

ЦКТ

ЦЕНТР КОМПРЕССОРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

г. Краснодар

ЛИДЕР ПРОИЗВОДСТВА ЗАПАСНЫХ ЧАСТЕЙ К ГАЗОВЫМ ПОРШНЕВЫМ КОМПРЕССОРАМ

Изготовление модификаций клапанов

- кольцевые
- дисковые
- ленточные
- комбинированные
- клапаны ВШВ

- всасывающие
- нагнетательные
- предохранительные

Клапаны изготавливаются для всех видов газовых поршневых компрессоров, производимых в России

Реализуется программа ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ

Освоены клапаны на ряд компрессоров зарубежных производителей:
латвийские — вся линейка клапанов VIENYBE, немецкие — типа 4HR3KN,
американские — Ariel и COOK Compression, аргентинские -AGIRA, Aspro, Galileo и др., английские — CPI,
австрийские — Hoerbiger, швейцарские — ремкомплекты к клапанам Burchardt Compression.
Также изготовим любые импортные клапаны по чертежам или образцам!

Применение высокотехнологичных полимеров внутренней части	Простота обслуживания	Повышенная надежность	Качественные материалы, применяемые при изготовлении корпусных деталей

353217,
Краснодарский край,
Динской район
Южный поселок
Северная ул. Дом №67/1

+7 918 343 22 22
ckt-ooo@mail.ru
WWW.OOO-CKT.RU

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-3-41-25 УДК 553.98(571.1) I Научная статья

Сложноэкранированные залежи углеводородов в нижнепермских отложениях юго-восточного склона Русской платформы

Утопленников В.К., Драбкина А.Д.
Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
vutoplennikov@ipng.ru

Аннотация
Материалы бурения, геолого-геофизических исследований нижнепермских отложений свидетельствуют, что юго-восточный склон Восточно-Европейской платформы в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции является высокоперспективным на выявление и вовлечение в разработку новых крупных ресурсов нефти в отложениях верхней части разреза, приуроченных к нижнепермской рифогенно-карбонатно-сульфатной формации, в которой наблюдается субмеридиональная и субширотная фациально-структурная зональность и выявлены сложноэкранированные ловушки.

Материалы и методы
Выполнен комплексный анализ структурных построений по результатам бурения структурно-поисковых и поисково-разведочных скважин. Проведены исследования геолого-литологических и петрофизических факторов локализации скоплений нефти и газа в нижнепермских резервуарах.

Ключевые слова
рифовая формация, нефтегазоносная провинция, фациальный состав, флюидоупоры

Статья написана в рамках выполнения государственного задания 122022800253-3 «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла».

Для цитирования
Утопленников В.К., Драбкина А.Д. Сложноэкранированные залежи углеводородов в нижнепермских отложениях юго-восточного склона Русской платформы // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 3. С. 41–45. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-3-41-45

Поступила в редакцию: 23.03.2022

UDC 553.98(571.1) I Original Paper

Intricate hydrocarbon deposits in the Lower Permian sediments of the southeastern slope of the Russian Platform

Utoplennikov V.K., Drabkina A.D.
Oil and gas research institute RAS, Moscow, Russia
vutoplennikov@ipng.ru

Abstract
Drilling materials, geological and geophysical studies of the Lower Permian sediments indicate that the southeastern slope of the East European platform within the Volga-Ural oil of the gas-bearing province is highly promising for the identification and involvement in the development of new large oil resources in the deposits of the upper part of the section, adjacent to the Lower Permian rifogenic-carbonate-sulphate fluorine.

Materials and methods
A comprehensive analysis of structural constructions based on the results of drilling of structural prospecting and exploration wells has been carried out. Studies of geological-lithological and petrophysical factors of localization of oil and gas accumulations in the Lower Permian reservoirs have been carried out.

Keywords
reef formation, oil and gas-bearing province, facial composition, fluid stops

For citation
Utoplennikov V.K., Drabkina A.D. Intricate hydrocarbon deposits in the Lower Permian sediments of the southeastern slope of the Russian Platform. Exposition Oil Gas, 2022, issue 3, P. 41–45. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-3-41-45

Received: 23.03.2022

Резкое удорожание работ в глубокозалегающих отложениях и обусловленное этим уменьшение объемов геологоразведочных работ приводит к сокращению темпов прироста запасов нефти и газа. Одновременно происходит истощение разрабатываемых месторождений Волго-Уральской провинции, что приводит к падению добычи углеводородов (УВ).

Снижение темпов падения и стабилизация добычи нефти и газа возможны при условии коренной реорганизации всех видов работ, связанных с поисками, разведкой и разработкой залежей нефти и газа, включая открытие и вовлечение в разработку новых сложнопостроенных нетрадиционных нефтегазоносных комплексов, в том числе и в верхней части разреза на глубинах до 1 000 м, в нижнепермском фациально-структурном этаже [1, 2], с привлечением в этот сегмент инвестиций и инновационных возможностей малых и средних компаний.

Анализ результатов геолого-геофизических исследований нижнепермских отложений свидетельствует, что юго-восточный склон Восточно-Европейской платформы в пределах Башкортостана, Татарстана, Оренбургской и Самарской областей и всей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции является высокоперспективной в нефтегазоносном отношении территорией. Перспективна, но слабо изучена верхняя часть разреза, приуроченная к нижнепермской рифогенно-карбонатно-сульфатной формации (рис. 1). В ее составе выделяются: ассельский, сакмарский, артинский и кунгурский ярусы, представленные сложнопостроенными карбонатно-эвапоритовыми и соленосными отложениями [1, 5, 6].

В предыдущие годы петрофизические исследования в нижнепермских отложениях проводились в незначительном объеме, не разработана методика оценки подсчетных параметров. Все это объясняется скептическим отношением к промышленной оценке установленных нефтепроявлений в нижнепермских отложениях платформенной части Башкортостана, Татарстана и Оренбургской области из-за ряда неудач при испытании и пробной эксплуатации в основном структурных скважин. Это объясняется также тем, что открытие большого количества крупных высокодебитных нефтяных месторождений в отложениях девона и карбона — Ромашкинского, Туймазинского, Бавлинского, Шкаповского, Серафимовского и других — на долгие годы отвлекло внимание геологов и геофизиков от детального исследования промышленной нефтегазоносности нижнепермских отложений.

Коллекторами нефти и газа в нижнепермских отложениях являются шельфовые и рифогенные пористо-кавернозно-трещиноватые органогенно-обломочные доломиты и известняки [1, 2]. Покрышками служат ангидриты, гипсы и каменные соли, преобладающие в разрезе кунгурского яруса. Наиболее надежным флюидоупором являются отложения соленосной и подсоленосной толщ кунгурского яруса, увеличение мощности которых происходит в юго-восточном направлении с образованием крупных соляных валов.

На территории юго-запада Башкортостана, востока Татарстана и Оренбургской области установлена региональная нефтенасыщенность доломитов кунгурского яруса (пласты P_0, P_1, P_2, P_3, P_4), доломитов и известняков артинского (пласт P_5), сакмарского (пласт P_6) и ассельского ярусов.

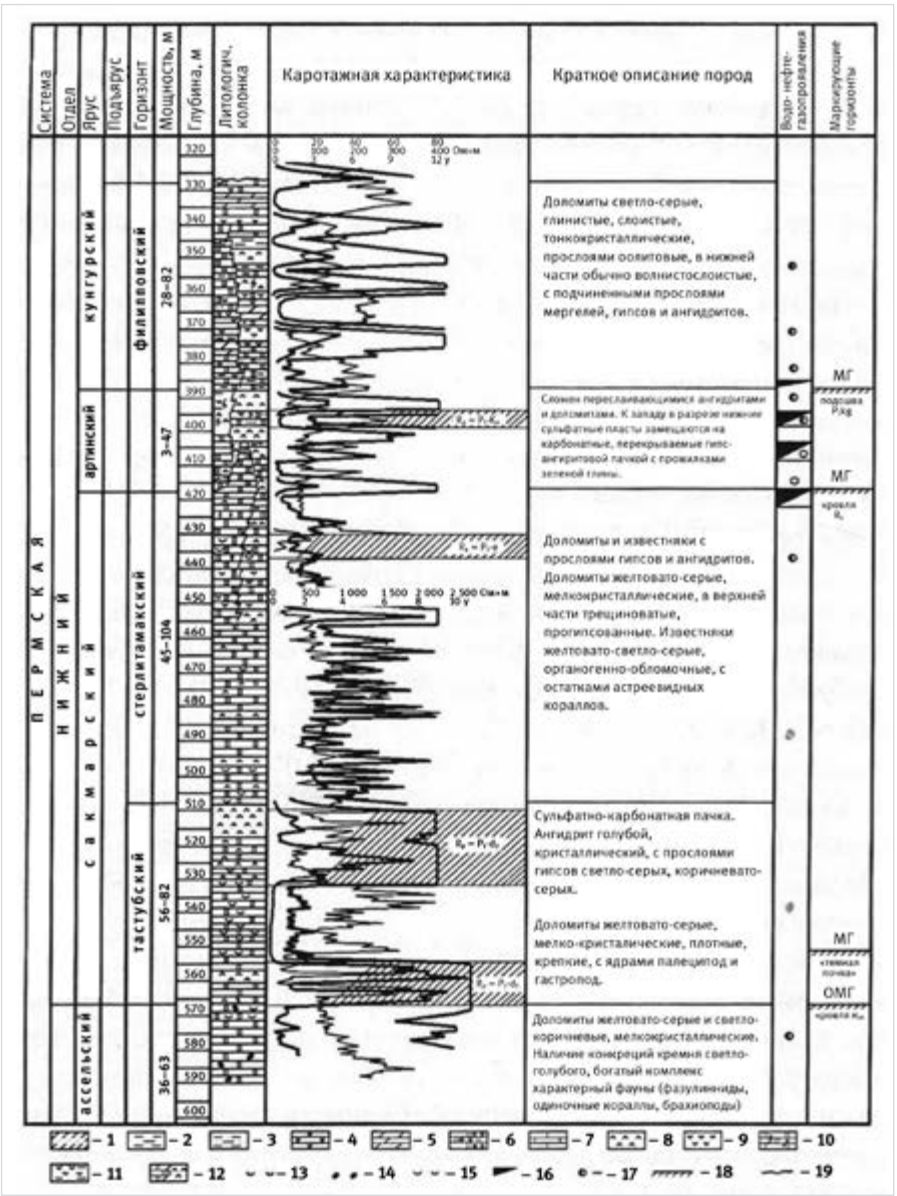


Рис. 1. Сводный геологический разрез нижнепермских отложений юго-востока Русской платформы [1]
1 — суглинки; 2 — глина; 3 — алевролит; 4 — песчаник; 5 — мергель; 6 — доломит оолитовый; 7 — известняк; 8 — ангидрит; 9 — гипс; 10 — доломит, известняк трещиноватый; 11 — гипс заглинизированный; 12 — фациальное замещение; 13 — астреевидные кораллы; 14 — фазулиниды; 15 — прочие остатки фауны; 16 — продуктивные пласты; 17 — слабые нефтепроявления; 18 — поверхность маркирующего горизонта; 19 — поверхность размыва
Fig. 1. Consolidated geological section of the Lower Permian deposits of the southeast of the Russian Platform [1]
1 – loam; 2 – clay; 3 – siltstone; 4 – sandstone; 5 – marl; 6 – oolitic dolomite; 7 – limestone; 8 – anhydrite; 9 – gypsum; 10 – dolomite, fractured limestone; 11 – clayed gypsum; 12 – facies replacement; 13 – asteroid corals; 14 – fazulinids; 15 – other remains of fauna; 16 – productive layers; 17 – weak oil shows; 18 – surface of the marking horizon; 19 – washout surface

Анализ материалов показал, что нижнепермские отложения обладают сильной изменчивостью литологического состава пластов-коллекторов и характера пустотного пространства, связанного с эпигенетическими преобразованиями коллекторов, поэтому требуется целенаправленный подход при выборе методики и технологий геологоразведочных работ, вскрытия, исследований таких объектов и ввода их в эксплуатацию.

Установлено, что сложнопостроенные порово-трещиноватые карбонатные нижнепермские отложения платформенной части Башкортостана и Татарстана отличаются рядом особенностей: относительно высокой пористостью, низкой проницаемостью, резкой фациальной неоднородностью по вертикали и латерали, сульфатизацией пород [1, 2, 5].

По мнению А.А. Бакирова [3], формирование и размещение регионально нефтегазоносных территорий и зон нефтегазонакопления в литосфере обуславливается совокупностью целого ряда факторов, основными из которых являются:

- литолого-фациальные условия накопления осадков;
- геотектоническое строение и палеотектонические условия развития территории;
- условия, обеспечивающие сохранность образовавшихся залежей и зон

регионального нефтегазонакопления.

Особенностью развития литофаций и формирования мощностей нижнепермских отложений юго-восточного склона Русской платформы является субмеридиональная ориентировка фациальных зон, обусловленная образованием Предуральского передового прогиба между горными сооружениями Урала и Русской платформы и субширотная ориентировка блоков, контролируемая трансформными разломами (рис. 2) [1, 4].

В пределах платформы литофациальная обстановка контролировалась шельфовым характером осадконакопления с относительно резкой изменчивостью мощностей и фациального состава пород на коротких расстояниях, связанных с рифообразованием и палеотектоникой.

Развитие большого количества органогенных построек типа биостромов и биогермов привело к группированию их в сложные системы, контролируемые региональными тектоническими процессами.

К числу литофациально-тектонических факторов, контролирующих формирование залежей нефти и газа, относится распространение региональных геоструктурных элементов, благоприятных для формирования соответствующих литофациальных зон и разнотипных нефтегазоносных ловушек: на платформах — сводовых поднятий, мегавалов, впадин и авлакогенов, осложненных ловушками рифового типа; в предгорных прогибах — антиклинальных продольных и поперечных тектонически экранированных структурных зон, рифовых, фациально-изменчивых комплексов и т.д.

Исследования геологических закономерностей размещения скоплений нефти и газа в значительной степени основываются на анализе процессов региональной тектоники.

Формирование структурного регионального плана нефтеносных территорий связано, прежде всего, с развитием структуры кристаллического фундамента платформенных переходных и складчатых областей, а также с формированием дизъюнктивных нарушений и зон стратиграфических несогласий, обусловленных горизонтальными и вертикальными движениями земной коры [1, 4, 5, 6].

Наиболее детальная карта рельефа консолидированного фундамента востока Восточно-Европейской платформы по данным грави-, магнито- и сейсморазведки построена И.С. Огариновым [4], который на ее основе выполнил нефтегеологическое районирование рассматриваемой территории (рис. 3).

Тектоническое строение нижнепермских отложений наиболее детально изучено по материалам структурного бурения по маркирующему горизонту реперу К4, приуроченному к нижней части кунгурского яруса и кровле артинского и сакмарского ярусов [1, 2].

Нижнепермские отложения имеют сложное тектоническое строение и литофациальный состав, которые в значительной степени унаследованы от нижележащих этажей. И в то же время имеется множество структурных осложнений, обусловленных внутренней структурой. В целом нижнепермские пласты, так же как и нижележащие, характеризуются региональным, но более пологим погружением в юго-восточном направлении, с градиентом 2–3 м/км и с более резкими уступами в зонах региональных разломов. По данным структурных построений (рис. 2) выделяются все крупные тектонические элементы,

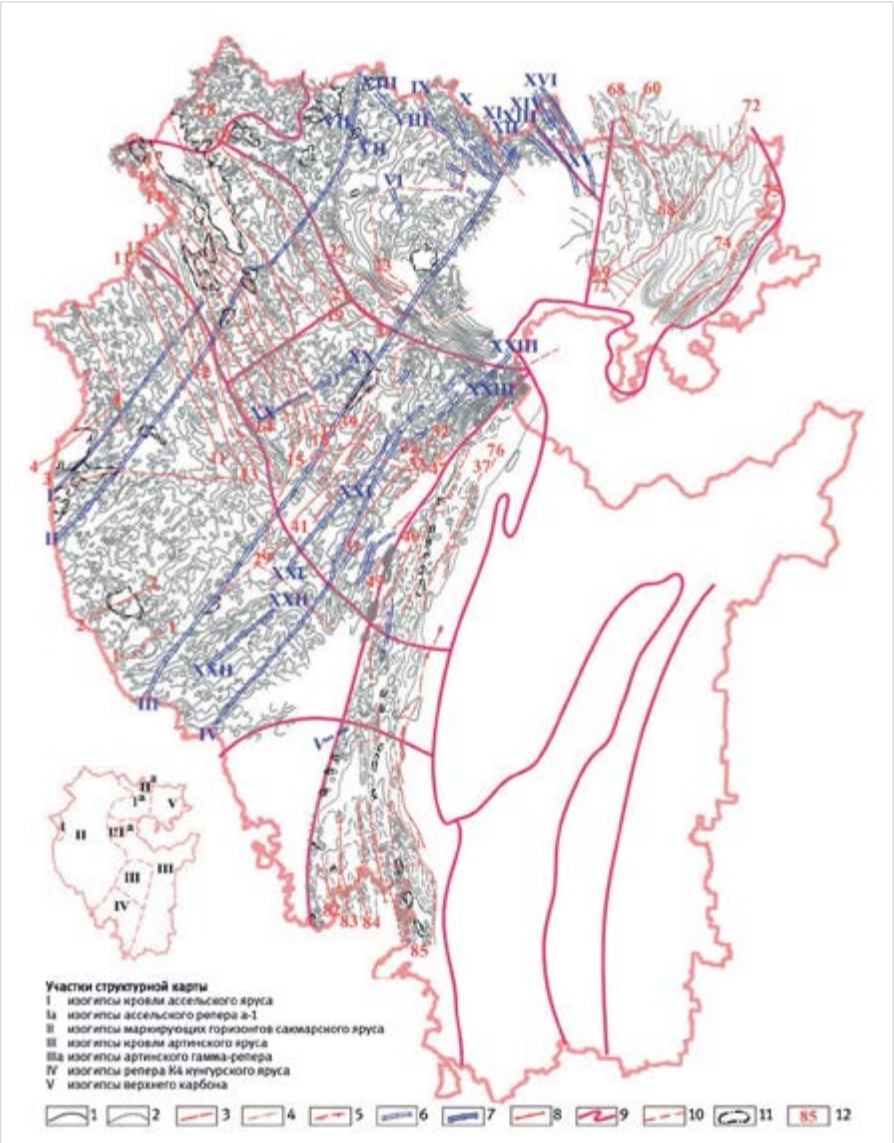


Рис. 2. Структурная карта по кровле нижнепермских отложений [2]
1–5 — зоны нижнепермских локальных структур; отображение погребенных грабенообразных прогибов; 6 — конседиментационных; 8 — постседиментационных; 7 — отображение зон горстовидных поднятий; 9–11 — границы палеозойских структур; 12 — пермские валы
Fig. 2. Structural map along the top of the Lower Permian deposits [2]
1–5 – zones of the Lower Permian local structures; mapping buried graben-like troughs; 6 – consedimentary; 8 – post-depositional; 7 – display of zones of horst-like uplifts; 9–11 – boundaries of Paleozoic structures; 12 – Permian ramparts

установленные в карбоне и девоне: Серафимовско-Балтаевский, Ермекеевский валы субширотного простирания, Шкаповско-Знаменская, Тарказинско-Чегодаевская, Большекинельская и другие структурные зоны северо-западного простирания [2].

Формирование субширотных валообразных зон, по мнению авторов, было связано с формированием субширотной трансформной, по отношению к Уралу, системой разломов, наиболее крупной из которых является Шкаповско-Белебеевско-Знаменская трансформная структурно-фациальная зона. В нее входят Шкаповское, Знаменское, Городецкое, Тарасовское, Яновское, Бахтинское, Сухореченское и др. поднятия. Зона приурочена к крупному погребенному выступу фундамента и является, по-видимому, частью крупной валообразной зоны юго-востока Татарского свода, простирающейся в юго-восточном и северо-западном направлениях.

Структуры вышеуказанных зон пересекаются протяженными узкими региональными прогибами северо-восточного простирания, в большинстве случаев являющимися отражением девонских грабенообразных прогибов, сопряженных на востоке с валообразными антиклинальными поднятиями, контролируемыми разломами субмеридионального простирания.

Итоги

Выполненный анализ геолого-геофизических материалов свидетельствует о региональной нефтегазоносности отложений всех стратиграфических подразделений нижней перми на юго-востоке Русской платформы. Нефтегазопроявления установлены по всему разрезу от кунгурского до ассельского яруса при широком площадном распространении.

Прогнозируются открытия нефтегазовых скоплений в резервуарах комбинированного типа в нижнепермских отложениях.

Выводы

Выполненные исследования позволили уточнить закономерности формирования сложноэкранированных залежей углеводородов в нижнепермских отложениях юго-восточного склона Русской платформы:

- фациальная зональность нижнепермских отложений связана с развитием Предуральского краевого прогиба и системой авлакогенов субширотного простирания, формирование которых контролировалось, в свою очередь, трансформной и конформной системами разломов, секущих Урал и Русскую платформу с юго-востока на северо-запад;
- наиболее крупные и высокоамплитудные структуры связаны с субширотными структурными зонами, контролируемыми трансформными разломами, а также грабенообразными прогибами и горстовидными зонами, имеющими субмеридиональное простирание, обусловленное развитием конформной системы разломов;
- конформные структурные зоны, обусловленные образованием грабенообразных прогибов и горстовидных зон, сформировавшихся за счет сил растяжения и сжатия Уральской зоны складчатости, пересекают субширотные зоны, осложняя их строение, и формируют сложноэкранированные ловушки углеводородов, в том числе и в верхней части разреза;
- сохранность залежей в нижнепермских отложениях обеспечивается сульфатно-галогенным флюидоупором кунгурского яруса;
- перспективы открытия мелких и средних залежей нефти и газа сложноэкранированного типа в нижнепермских отложениях связаны с пересечением субширотных структурно-фациальных зон с субмеридиональными, где за счет большой активности тектонических процессов происходят вертикальная и горизонтальная миграция углеводородов, обеспечивающая заполнение сложноэкранированных ловушек.

Литература

1. Утопленников В.К., Самигуллин Х.К., Антонов К.В. и др. Нижнепермский нефтегазоносный комплекс платформенной части юго-запада Башкортостана. М.: Академии горных наук, 2000. 271 с.
2. Лозин Е.В. Геология и нефтегазоносность Башкортостана. Уфа: БашНИПИнефть, 2015. 704 с.
3. Бакиров А.А. Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. М.: Недра, 1973. 325 с.
4. Огаринов И.С. Строение и районирование земной коры Южного Урала. М.: Наука, 1973. 85 с.
5. Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Сухов К.А., Ахметшин А.З. Выделение нефтеперспективных участков в нижнепермском комплексе западного склона Южно-Татарского свода // Георесурсы. 2015. № 1. С. 54–61.
6. Хисамов Р.С., Екименко В.А., Добровольская Ж.К., Марковская Т.В. Изучение верхней части разреза осадочного чехла и поиск высокозалегающих залежей сверхвязкой нефти сейсморазведочными работами МОГТ-2D на территории Республики Татарстан // Георесурсы. 2016. Т. 18. № 4. Ч. 2. С. 300–305.

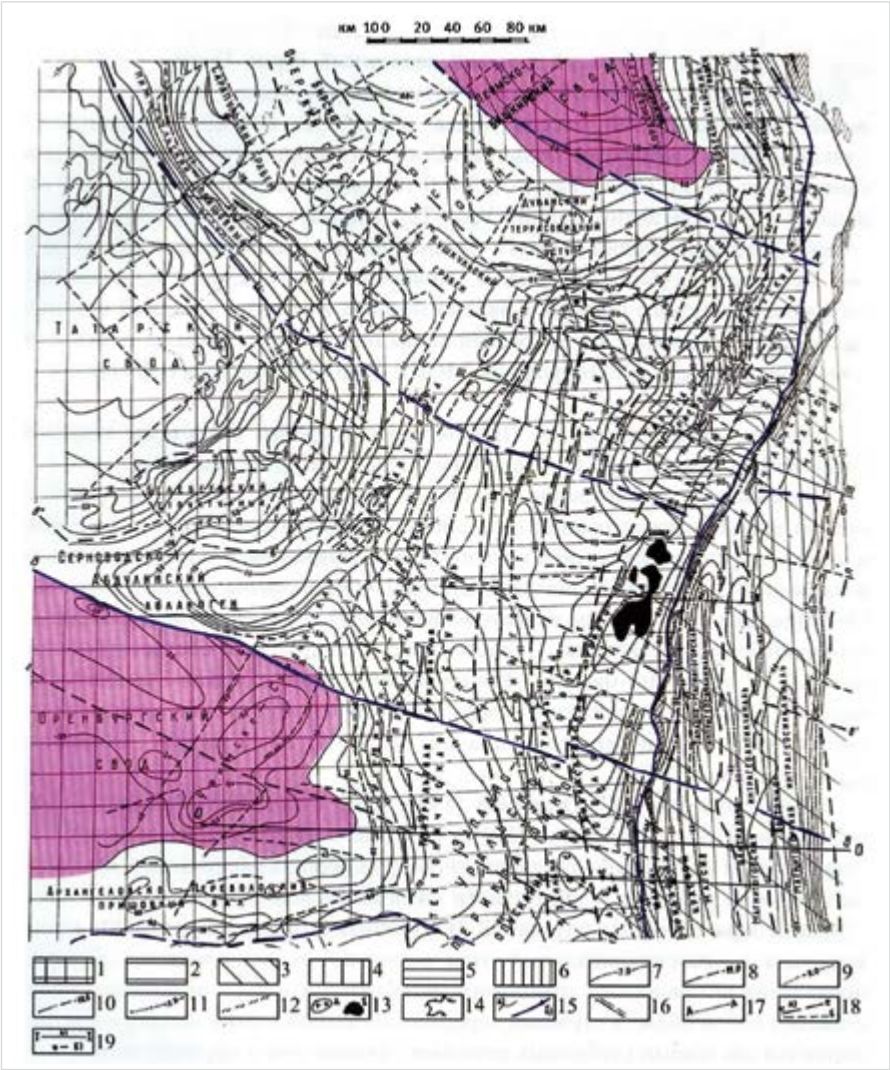


Рис. 3. Карта рельефа фундамента востока Русской плиты и западного склона Южного Урала (Огаринов И.С. и др., 1980 г.)
1 — архейские срединные массивы, переработанные в карельских складчатых системах; 2 — области карельской складчатости; 3 — области байкальской складчатости; 4 — области герцинской складчатости; 5 — карельские краевые массивы, переработанные байкальской складчатостью; 6 — байкальские краевые массивы, переработанные герцинской складчатостью; 7 — изогипсы поверхности дорифейского фундамента; 8 — изогипсы поверхности байкальского фундамента (миогеосинклинальные формации); 9 — изогипсы преломляющего сейсмического горизонта, соответствующего поверхности байкальского фундамента; 10 — изогипсы поверхности кристаллического фундамента зоны Соль-Илецкого блока; 11 — изогипсы подошвы палеозойских геосинклинальных образований в Магнитогорском мегасинклинории; 12 — граница между предполагаемыми мио- и эвгеосинклинальными образованиями байкалид; 13 — контуры выхода по поверхности Тараташского архейско-древнепротерозойского блока; 14 — современная западная граница складчатого Урала; 15 — конформная система продольных разломов — главный Уральский разлом: а) по геологическим, б) по геофизическим данным; 16 — трансформная система субширотных разломов: перикратонный шов; 17 — глубинные разломы ивтакрустальные; 18 — глубинные разломы мезокрустальные; 19 — проектные сейсмические профили (а), скважины (б)

Fig. 3. Relief map of the basement of the east of the Russian Plate and the western slope of the Southern Urals (Ogarinov I.S., 1980)
1 – Archean median massifs, reworked in the Karelian fold systems; 2 – areas of Karelian folding; 3 – areas of Baikal folding; 4 – areas of Hercynian folding; 5 – Karelian marginal massifs, reworked by Baikal folding; 6 – Baikal marginal massifs, reworked by Hercynian folding; 7 – isohypses of the surface of the pre-Riphean basement; 8 – isohypses of the surface of the Baikal basement (miogeosynclinal formations); 9 – isohypses of the refractive seismic horizon corresponding to the surface of the Baikal basement; 10 – isohypses of the surface of the crystalline basement of the zone of the Sol-Iletsk block; 11 – isohypses of the base of the Paleozoic geosynclinal formations in the Magnitogorsk megasynclinorium; 12 – boundary between supposed myo- and eugeosynclinal formations of the Baikalids; 13 – contours of the exit along the surface of the Taratash Archean-Old Proterozoic block; 14 – modern western boundary of the folded Urals; 15 – conformal system of longitudinal faults – the main Ural fault: a) according to geological, b) according to geophysical data; 16 – transform system of sublatitudinal faults: pericraton suture; 17 – deep faults of itacrystal; 18 – deep mesocrystal faults; 19 – design seismic profiles (a), wells (б)

Results

The performed analysis of geological and geophysical materials testifies to the regional oil and gas potential of the deposits of all stratigraphic units of the Lower Permian in the southeast of the Russian Platform. Oil and gas shows have been established throughout the section from the Kungurian to the Asselian stage with a wide areal distribution.

Oil and gas accumulations are predicted to be discovered in combined reservoirs in the Lower Permian deposits.

Conclusions

The performed studies made it possible to clarify the patterns of formation of complexly shielded hydrocarbon deposits in the Lower Permian deposits of the southeastern slope of the Russian Platform:

- the facies zonality of the Lower Permian deposits is associated with the development of the Cis-Ural marginal foredeep and a system of sublatitudinal aulacogenes, the formation of which was controlled, in turn, by the transform and conformal fault systems that cut the Urals and the Russian Platform from the southeast to the northwest;
- the largest and high-amplitude structures are associated with sublatitudinal structural zones controlled by transform faults, as well as graben-like troughs and horst-like zones that have a submeridional strike due to the development of a conformal fault system;
- conformal structural zones, caused by the formation of graben-like troughs and horst-like zones, formed due to the tension and compression forces of the Ural folding zone, cross the sublatitudinal zones, complicating their structure and forming complexly shielded hydrocarbon traps, including in the upper part of the section;
- the preservation of deposits in the Lower Permian deposits is ensured by the sulfate-halogen seal of the Kungurian stage;
- the prospects for the discovery of small and medium-sized oil and gas deposits of a complexly screened type in the Lower Permian deposits are associated with the intersection of sublatitudinal structural-facies zones with submeridional ones, where, due to the high activity of tectonic processes, vertical and horizontal migration of hydrocarbons occurs, ensuring the filling of complexly screened traps.

References

1. Utoplennikov V.K., Samigullin H.K., Antonov K.V. et. al. Nizhnepermsky oil and gas-bearing complex of the platform part of southwestern Bashkortostan Moscow: Akademii gornykh nauk, 2000, 271 p. (In Russ).
2. Lozin E.V. Geology and oil and gas content of Bashkortostan. Ufa: BashNIPIneft, 2015, 704 p. (In Russ).
3. Bakirov A.A. Geological foundations of forecasting the oil and gas content of the subsoil. Moscow: Nedra, 1973, 325 p. (In Russ).
4. Ogarinov I.S. Construction and zoning of the Earth's crust of the Southern Urals. Moscow: Nauka, 1973, 85 p. (In Russ).
5. Khisamov R.S., Gatiyatullin N.S., Sukhov K.A., Akhmetshin A.Z. Allocation of oil prospecting areas in the Lower Permian complex of the western slope of the South Tatar vault. Georesource, 2015, issue 1, P. 54–61. (In Russ).
6. Khisamov R.S., Ekimenko V.A., Dobrovolskaya Zh.K., Markovskaya T.V. Study of the upper part of the sedimentary cover and search for heavy oil deposits that occur on higher layers using 2D Cdp seismic survey on the territory of Tatarstan. Georesurs, 2016, Vol. 18, issue 4, Part 2, P. 300–305. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Утопленников Владимир Константинович, к.г.-м.н., старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
Для контактов: vutoplennikov@ipng.ru

Драбкина Анастасия Дмитриевна, младший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Utoplennikov Vladimir Konstantinovich, candidate of geological and mineralogical sciences, senior researcher, Oil and gas research institute RAS, Moscow, Russia
Corresponding author: vutoplennikov@ipng.ru

Drabkina Anastasia Dmitrievna, junior researcher, Oil and gas research institute RAS, Moscow, Russia

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.

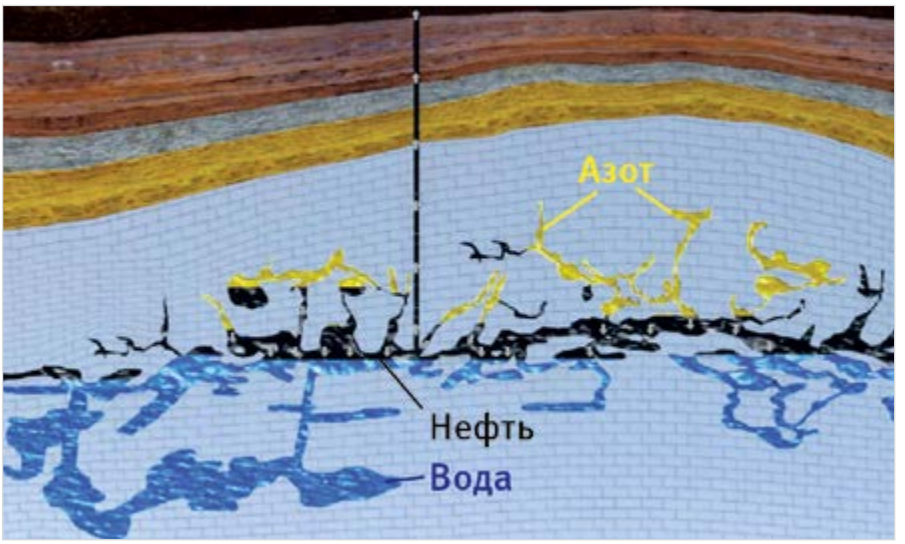


Рис. 1. Вытеснение нефти путем подачи газообразного азота под высоким давлением

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

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: 10.24412/2076-6785-2022-3-48-52 УДК 622.279 I Научная статья

Оптимизация способов заканчивания скважин для низкопроницаемого газового коллектора туронского яруса

Выломов Д.Д.[1], **Шульгин П.А.**[2], **Снохин А.А.**[2]
[1]ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия,
[2]ООО «Кынско-Часельское нефтегаз», Тюмень, Россия
ddvylomov-tnk@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
Сформирован комплексный подход по обоснованию конструкций проектных газовых скважин, учитывающий накопленный опыт по формированию стратегии и технологии разработки туронского яруса. Создана матрица решений по выбору оптимального способа заканчивания скважин в зависимости от насыщения (чисто газовая и водогазовая зоны) и фильтрационно-емкостных свойств (в частности Kh). Разработана экспресс-оценка по выбору способа заканчивания скважин для слабоизученных и неразбуренных зон.

Материалы и методы
Путем формирования и проведения множества расчетов на секторных гидродинамических моделях в зависимости от насыщения (чисто газовая и водогазовая зоны) и фильтрационно-емкостных свойств (в частности Kh) для каждой из типовых зон продуктивного пласта рекомендованы индивидуальные конструкции скважин, количество стадий гидроразрыва пласта и тоннаж проппанта согласно созданной матрице выбора решений.

Ключевые слова
туронский ярус, зоны насыщения пласта, зоны проводимости пласта, секторные гидродинамические модели, способы заканчивания скважин

Для цитирования
Выломов Д.Д., Шульгин П.А., Снохин А.А. Оптимизация способов заканчивания скважин для низкопроницаемого газового коллектора туронского яруса // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 3. С. 48–52. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-3-48-52

Поступила в редакцию: 20.04.2022

UDC 622.279 I Original Paper

Optimization of the well completion methods for low permeability gas reservoir turonian

Vylomov D.D.[1], **Shulgin P.A.**[2], **Snohin A.A.**[2]
[1]"Tyumen petroleum reseach center" LLC, Tyumen, Russia,
[2]"Kynsko-Chaselskoe neftegaz" LLC, Tyumen, Russia
ddvylomov-tnk@tnnc.rosneft.ru

Abstract
An integrated approach has been formed to justify the designs of planned gas wells, taking into account the accumulated experience in the formation of a strategy and technology for the development of the turonian stage. A decision matrix has been created for choosing the optimal well completion method depending on saturation (pure gas and water gas zones) and reservoir properties (in particular Kh). An express assessment has been developed for choosing a well completion method for poorly explored and undrilled zones.

Materials and methods
By forming and performing many calculations on sector hydrodynamic models depending on saturation (pure gas and water gas zones) and reservoir properties (in particular Kh), individual well designs, the number of stages of hydraulic fracturing and tonnage proppant are recommended for each of the typical zones of the productive formation according to the created decision matrix.

Keywords
turonian stage, reservoir saturation zones, reservoir conduction zones, sector hydrodynamic models, well completion methods

For citation
Vylomov D.D., Shulgin P.A., Snohin A.A. Optimization of the well completion methods for low permeability gas reservoir turonian. Exposition Oil Gas, 2022, issue 3, P. 48–52. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-3-48-52

Received: 20.04.2022

Введение

Рассмотрим терригенные верхнемеловые отложения туронского яруса на примере одного из нефтегазоконденсатных месторождений Красноселькупского района Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО). По размеру запасов месторождение классифицируется как крупное, в разработку не введено (greenfield). На месторождении запроектировано расположение кустовых площадок и утверждены проектные уровни добычи газа с учетом синергии всех объектов разработки. В связи с этим авторами настоящей статьи рассмотрена возможность оптимизации разработки именно в части технологии (конструкции скважин).

Ресурсы газовых залежей турона относят к категории трудноизвлекаемых, они характеризуются наличием значительной неоднородности, низкими продуктивными характеристиками скважин, ухудшенными фильтрационно-емкостными и коллекторскими свойствами пластов [1].

В части подбора технологии рентабельного вовлечения запасов в разработку в условиях низкой проницаемости и плохой связности коллекторов важную роль играет выбранная траектория скважины, количество стадий гидроразрыва пласта (ГРП), объем закачиваемого проппанта и параметры дизайна гидравлического разрыва пласта [2].

С учетом накопленного опыта по месторождениям-аналогам, согласно

обоснованным ранее проектным решениям на туронский объект запланировано бурение горизонтальных скважин (ГС) длиной 800 м с проведением многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) (3 стадии). Однако, в отличие от пластово-сводовой залежи туронского яруса месторождения-аналога 1, туронский объект исследуемого месторождения представлен двумя пластами: T_1 и T_2, отделенными друг от друга тонкой глинистой перемычкой. Кроме того, пласт T_2 повсеместно подстилается подвижной подошвенной водой, и возникает неопределенность в объеме проппанта с целью не прорыва трещины гидроразрыва в воду.

Ввиду выявленных отличий тиражирование проектных решений с месторождения-аналога в чистом виде нецелесообразно и необходимо формирование нового подхода, направленного на оптимизацию существующих решений для условий низкопроницаемого газового коллектора туронского яруса рассматриваемого месторождения.

Обоснование оптимального варианта разработки. Лучшие практики

При подготовке любого нефтегазоконденсатного месторождения к запуску необходимо формирование стратегии и технологии разработки. Под стратегией понимается система разработки, темп ввода отдельных участков залежи и срок ввода дожимных компрессорных станций (ДКС). Под технологией — типы заканчивания скважин, а также планируемые геолого-технические мероприятия (ГТМ).

В настоящее время в отрасли не существует единой методологии поиска оптимального варианта разработки газовых и газоконденсатных залежей. В зависимости от поставленных целей, ограничений по времени и технологических возможностей можно выделить несколько подходов к поиску оптимального варианта разработки: подход «Проектного документа», бессистемный набор вариантов, системный перебор вариантов, алгоритмы оптимизационного поиска и расширенные авторские подходы [3].

Стоит отметить предлагаемый подход по выбору оптимального варианта разработки газовых и газоконденсатных объектов на основе теории укрупненной скважины, описанный авторами статьи [3]. С помощью него определены зоны размещения проектных скважин, а также темпы отбора газа, описанные в источнике [4].

Альтернативный подход поиска оптимума описан в работе [5]. Предлагаемый алгоритм позволяет найти локальный (при большом количестве итерации — глобальный) оптимум (рекомендуемый вариант) намного быстрее, чем системный перебор вариантов и известный метод оптимизации — «рой частиц» [6].

При учете всего описанного выше авторами настоящей статьи сформирован собственный методологический подход по обоснованию оптимального способа заканчивания скважин, учитывающий сильные стороны альтернативных подходов и при этом имеющий ряд преимуществ над ними:

- рассмотрение в отдельном ключе чисто газовой (ЧГЗ) и водогазовой (ВГЗ) зон;
- выделение как в ЧГЗ, так и в ВГЗ характерных зон проводимости пласта (Kh) и обоснование оптимальных способов заканчивания для каждой из них (разбивка Kh как по K, так и по h);
- расширение диапазонов варьирования Kh, расстояния между портами ГРП ($L_{ГРП}$) и длин горизонтальных участков скважин ($L_{ГС}$);
- учет и варьирование тоннажа проппанта для зон Kh, в зависимости от эффективных газонасыщенных толщин ($h_{эфф.г.н.}$) (рис. 1).

Необходимо отметить, что логическим итогом настоящей работы будет являться матрица решений по выбору оптимальных конструкций скважин в зависимости от насыщения (ЧГЗ и ВГЗ) и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) (в частности Kh). Кроме того, будет предпринята попытка формирования некоторой функции F для проведения экспресс-оценки типов заканчивания в слабоизученных и неразбуренных зонах пласта.

Существующие проектные решения

Месторождение-аналог 1 находится на стадии опытно-промышленной разработки (ОПР). Эволюция проектных решений последних лет прослеживается в работах [7–10]. Согласно актуальным проектным решениям рекомендуемый способ заканчивания — ГС 800 м + 3–4 стадии ГРП по 150–200 т проппанта/стадию.

Месторождение-аналог 2 в свою очередь уже введено в полномасштабную разработку (ПМР). Результаты проведенных на месторождении мероприятий частично освещены в работе [7], где наиболее предпочтительный способ заканчивания для условий турона — ГС с МГРП.

Текущая рекомендуемая конструкция скважин туронского объекта на рассматриваемом месторождении обоснована в работе [4] и является единой для всей площади простирания залежи. Отмеченная конструкция (ГС 800 м + 3 стадии ГРП) согласуется с проектными решениям на туронский объект по месторождениям-аналогам.

Секторные гидродинамические модели

Драйвером реализации авторской логики являются численные расчеты секторных гидродинамических моделей (СГДМ). Под СГДМ понимается синтетическая усредненная модель продуктивного пласта, сохраняющая исходное распределение песчанистости, расчлененности и ФЕС из геологической модели (ГМ) (рис. 2).

С целью формирования базового пула СГДМ на основе распределения Kh в ГМ произведена разбивка ЧГЗ и ВГЗ на характерные зоны проводимости. Для каждой из зон рассчитаны средние эффективные проницаемости ($K_{эфф.}$) и средние эффективные газонасыщенные толщины ($h_{эфф.г.н.}$).

Для ЧГЗ туронского объекта рассматриваемого месторождения практически отсутствует изменчивость $h_{эфф.г.н.}$ по площади при варьировании Kh, что свидетельствует об изменчивости только параметра проницаемости — создано 3 СГДМ (рис. 3).

В отличие от ЧГЗ для ВГЗ присутствует изменчивость по площади как по толщинам, так и по проницаемости — создано 4 СГДМ (рис. 4).

Следующим шагом произведена настройка СГДМ на технологические показатели разработки из авторской ГДМ (АГДМ). Основные инструменты настройки — размер сектора (величина начальных геологических запасов) и проницаемость продуктивного пласта. В качестве критерия успешности выбран комплексный параметр P/z — отношение величины пластового давления к коэффициенту сверхсжимаемости газа. Данный параметр характеризует тренд падения пластового давления в процессе отбора газа из залежи.

В первую очередь были настроены СГДМ для зон Kh 55–145 мД×м в ЧГЗ и ВГЗ, т.к. именно в эти зоны попадает большинство проектных скважин (рис. 5).

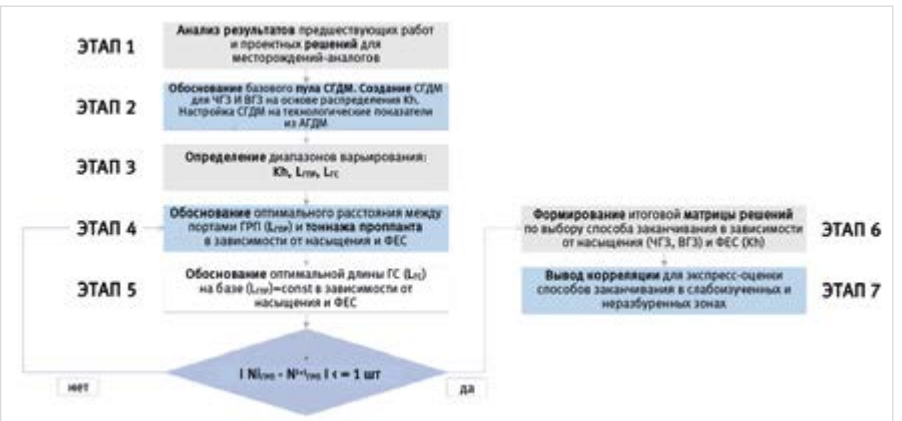


Рис. 1. Блок-схема авторского подхода
Fig. 1. Block diagram of the author's approach

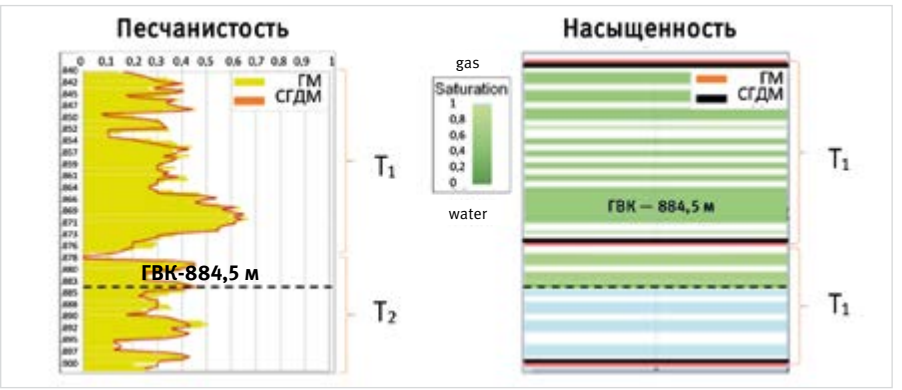


Рис. 2. Воспроизведение ФЕС из ГМ в СГДМ
Fig. 2. Reproduction reservoir properties from GM in SHDM

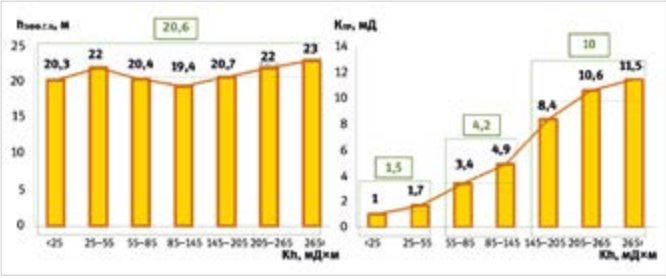


Рис. 3. Гистограмма средних $h_{ЭФФ.Г.Н.}$ и $K_{ЭФФ.}$ для диапазонов Kh в пределах ЧГЗ
Fig. 3. Histogram of average $h_{EFF.G.S.}$ and $K_{EFF.}$ for Kh ranges within pure gas zone

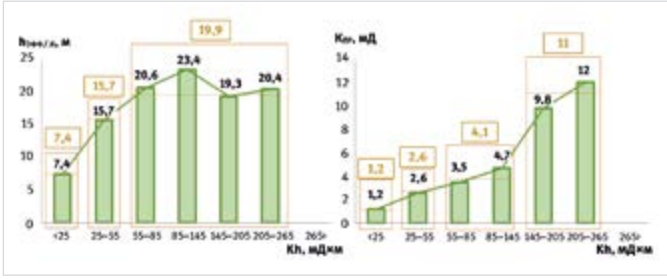


Рис. 4. Гистограмма средних $h_{ЭФФ.Г.Н.}$ и $K_{ЭФФ.}$ для диапазонов Kh в пределах ВГЗ
Fig. 4. Histogram of average $h_{EFF.G.S.}$ and $K_{EFF.}$ for Kh ranges within water gas zone

Полученные результаты свидетельствуют о том, что тренд падения пластового давления при выработке запасов в СГДМ (линия оранжевого цвета) лежит в центре диапазона кривых, характеризующих аналогичный процесс для проектных скважин в АГДМ. Данный факт подтверждает требуемую точность настройки СГДМ и позволяет рекомендовать их в качестве основы для обоснования конструкций скважин.

Диапазоны варьирования

С учетом существующих проектных решений для скважин на месторождениях-аналогах (минимальные и максимальные значения $L_{гс}$ и $N_{ГРП}$) [9, 11] установлены рекомендуемые шаги вариации оптимизируемых параметров (табл. 1).

Обоснование оптимального $L_{ГРП}$ и тоннажа проппанта

На основе имеющихся исследований и учета фактических промысловых данных результатов ГРП на месторождениях-аналогах подготовлена геомеханическая модель объекта турон рассматриваемого месторождения. Далее проведены расчеты с варьированием тоннажа проппанта в зависимости от $h_{ЭФФ.Г.Н.}$ (ЧГЗ, ВГЗ) с целью работы только в пласте T_1 без подключения T_2 (для исключения возможности приобщения нижних водонасыщенных пропластков). Таким образом, для ЧГЗ рекомендован ГРП 30 т/порт; для ВГЗ Kh < 25 мД×м проведение ГРП не рекомендовано; для ВГЗ 25 < Kh < 55 мД×м 10 т/порт; для ВГЗ 55 < Kh < 265 мД×м 20 т/порт (рис. 6).

На базе постоянной длины ГС (800 м) оценены различные варианты расположения портов ГРП в зависимости от шага варьирования между ними (50 м). По ходу расчетов отсеяны варианты с одинаковым количеством портов при меньших расстояниях между ними (например, 300 и 350 м для трех портов), так как при сближении трещин возникает интерференция, характеризующаяся снижением экономической эффективности.

В результате варьирования расстояния между портами ГРП для зон Kh в ЧГЗ проведена экономическая оценка по параметрам NPV (Net present value — чистая приведенная стоимость) и Pi (Profitability Index — индекс доходности) (рис. 7). Рекомендуемое расстояние между портами ГРП составило: для Kh > 145 мД×м $L_{ГРП}$ = 450 м (2 стадии), 55 < Kh < 145 мД×м $L_{ГРП}$ = 400 м (3 стадии) и Kh < 55 мД×м $L_{ГРП}$ = 250 м (4 стадии).

В аналогичном ключе выполнено варьирование и для ВГЗ. Рекомендуемое расстояние между портами ГРП составило: для Kh > 145 мД×м $L_{ГРП}$ = 450 м (2 стадии), 55 < Kh < 145 мД×м $L_{ГРП}$ = 400 м (3 стадии) и Kh < 55 мД×м $L_{ГРП}$ = 200 м (5 стадий).

В результате ТЭО оптимального $L_{ГРП}$

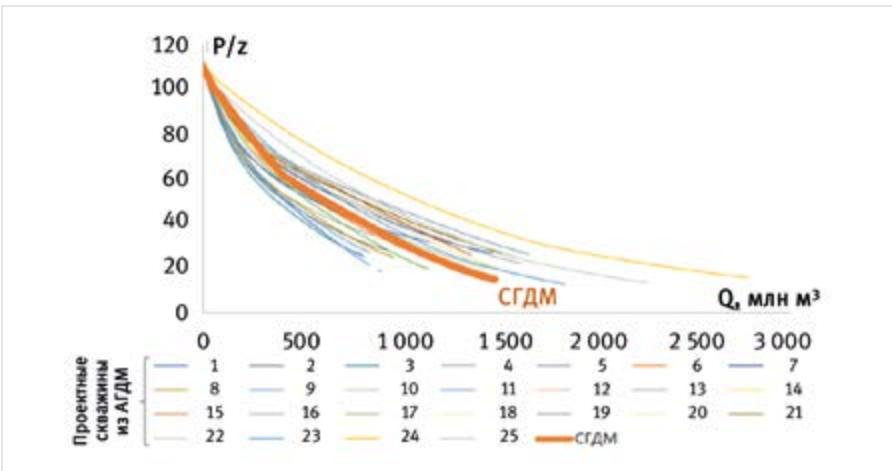


Рис. 5. Сходимость динамики пластового давления в СГДМ и АГДМ (ЧГЗ)
Fig. 5. Convergence of reservoir pressure dynamics in SHDM and AGDM (pure gas zone)

Табл. 1. Диапазоны варьирования
Tab. 1. Ranges of variation

Параметр	ЧГЗ			ВГЗ			Количество расчетов: ЧГЗ/ВГЗ/всего
	Диапазон изменения, шаг варьирования						
	min	max	step	min	max	step	
Kh, мД×м	15	300	15–55; 55–145; 145–300	0,2	265	0,2–25; 25–55; 55–145; 145–265	3/4/7
$L_{ГРП}$, м	50	500	50	50	500	50	30/40/70
$L_{ГС}$, м	250	2 000	зависит от $L_{ГРП}$	200	2 000	зависит от $L_{ГРП}$	141/174/315

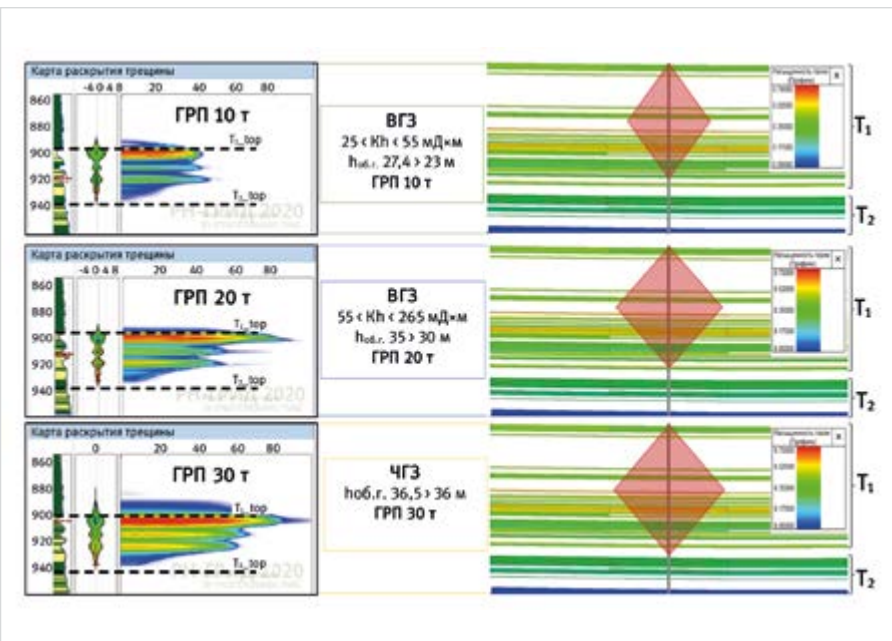


Рис. 6. Тоннаж проппанта в зависимости от $h_{ЭФФ.Г.Н.}$
Fig. 6. Proppant tonnage depending on $h_{EFF.G.S.}$

и тоннажа проппанта для каждой зоны проводимости в ЧГЗ и ВГЗ выявлена необходимость в увеличении количества портов ГРП при снижении ФЕС (Kh).

Обоснование оптимальной $L_{гс}$. Проверка устойчивости

Последовательность поиска оптимальной $L_{гс}$ на основе результатов Этапа 4 представлена ниже (на примере зоны ЧГЗ с 55 ‹ Kh ‹ 145 мД×м):

- согласно результатам Этапа 4 рекомендуемое $L_{грп}$ = 400 м. В связи с этим подготовлены и рассчитаны варианты с длинами ГС от 400–2 000 м (шаг варьирования $L_{гс}$ = 400 м, $N_{грп}$ = 1 порт);
- по итогу установлено, что оптимальная $L_{гс}$ = 400 м с 2 портами ГРП;
- проведена проверка устойчивости полученного решения: рассчитан вариант +/-1 порт ГРП на рекомендуемую длину ГС. Оптимальность обоснованного шагом ранее решения подтверждена, т.к. при незначительном снижении значения NPV (-0,2 %) относительно варианта $L_{гс}$ = 400 м + 3 ГРП значительно возрастает величина Pi (+3,3 %) (рис. 8).

В аналогичном ключе обоснованы оптимальные конструкции для всех остальных зон проводимости в ЧГЗ и ВГЗ.

Итоговая матрица решений

Финальным итогом проведенных расчетов стало сведение накопленных решений в единую матрицу (табл. 2).

Сформированная матрица решений позволяет выбирать оптимальные конструкции скважин ($L_{гс}$, $L_{грп}/N_{грп}$ и тоннаж проппанта) в зависимости от насыщения (ЧГЗ и ВГЗ) и ФЕС (в частности Kh) для туронских пластов.

Экспресс-оценка способов заканчивания

Дополнительно авторами предпринята попытка поиска комплексного параметра вскрытия F, который будет зависеть от ФЕС пласта и параметров трещин ГРП и позволит проводить экспресс-оценку по типам заканчивания на основе накопленной базы аналогов:

$$F(Kh, ГРП) = Kh \times \left(X_f \times \frac{h}{2} \times w_f \right) / 1000 \quad ,(1)$$

где *Kh* — проводимость пласта, мД×м; X_f — полудлина трещины ГРП, м; *h* — высота трещины ГРП, м; w_f — ширина трещины, мм.

После формирования функции F построены ее корреляции с $L_{гс}$ и $N_{грп}$ (рис. 9).

Выведенные зависимости характеризуются высоким коэффициентом детерминации (R^2 › 0,94), что делает возможным их использование для оперативной оценки способа закачивания новых скважин в слабоизученных и неразбуренных зонах.

Итоги

Создана авторская матрица решений по выбору оптимального способа заканчивания скважин в зависимости от насыщения (ЧГЗ и ВГЗ) и ФЕС (в частности Kh) для объекта турон одного из нефтегазоконденсатных месторождений юго-востока ЯНАО. Разработана и рекомендована экспресс-оценка по выбору способа заканчивания скважин для слабоизученных и неразбуренных зон.

Выводы

Полученные в ходе формирования матрицы решений ($L_{грп}$, тоннаж проппанта и $L_{гс}$) выводы закономерны и заключаются в следующем: чем ниже проводимость пласта и меньше геометрические параметры трещины, тем больше рекомендуемая $L_{гс}$ — требуется увеличение количества стадий ГРП. Выполненный комплекс работ позволил сформировать рекомендации по оптимизации текущих проектных решений для объекта турон рассматриваемого месторождения. Вычисленный комплексный параметр F (Kh, ГРП) показывает высокую корреляцию с параметрами $L_{гс}$ и $N_{грп}$, что позволяет рекомендовать его для предварительной оценки способов заканчивания скважин в условиях ограниченной изученности месторождений.

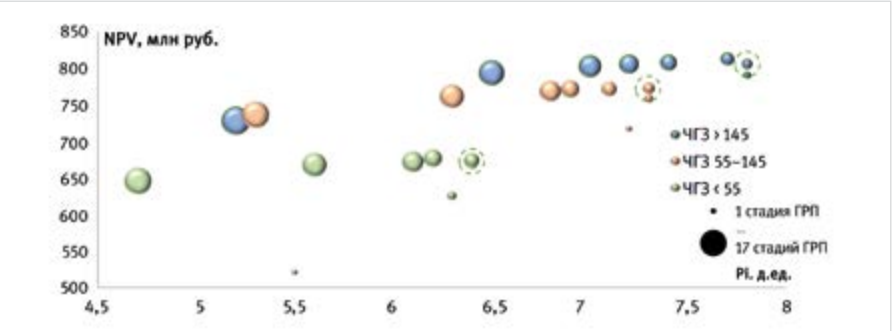


Рис. 7. Технико-экономические обоснования $L_{грп}$ в ЧГЗ в зависимости от Kh
Fig. 7. Technical and economic justification LHF in pure gas zone depending on Kh

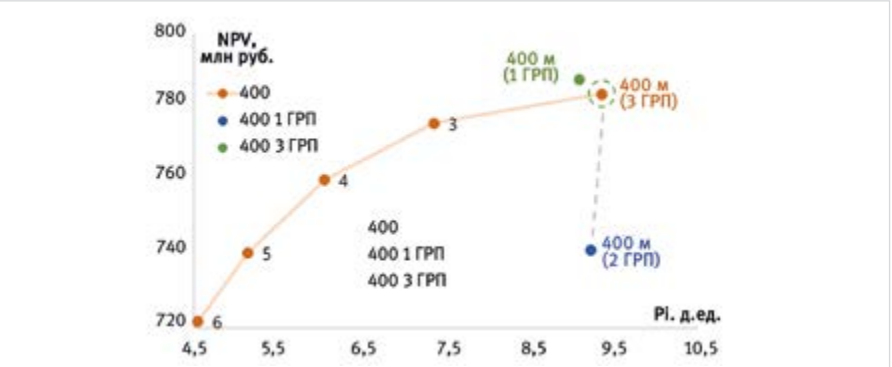


Рис. 8. Технико-экономические обоснования $L_{гс}$ для 55‹Kh‹145 мД×м (ЧГЗ)
Fig. 8. Technical and economic justification LHW for 55‹Kh‹145 mD×m (pure gas zone)

Табл. 2. Итоговая матрица решений по выбору оптимальных конструкций
Tab. 2. The final decision matrix for the choice of optimal designs

Kh (зона), мД×м	ЧГЗ › 145	ВГЗ › 145	ЧГЗ 55–145	ВГЗ 55–145	ЧГЗ ‹ 55	ВГЗ 25–55	ВГЗ ‹ 25
Тоннаж проппанта, тонн/порт	30	20	30	20	30	10	-
Длина ГС, м	ННС	450	400	800	750	1 200	не окуп.
Количество стадий ГРП, шт.	1	2	2	3	4	6	
NPV, млн руб.	837,9	814,6	783,8	731,6	674,9	455,3	-56
Pi, доли ед.	13,4	9,5	9,4	7,1	6,5	4,0	0,6

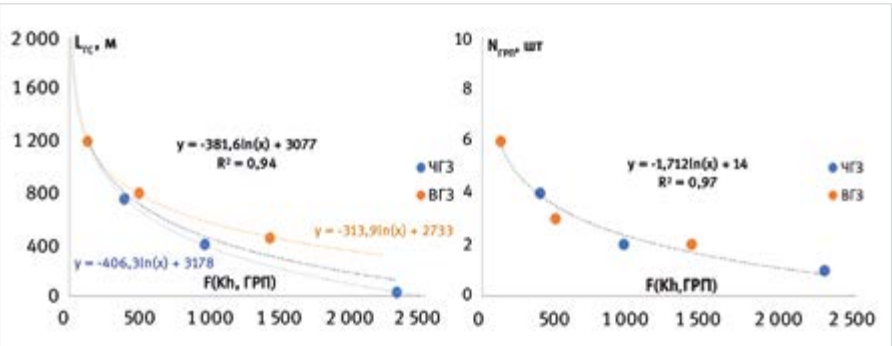


Рис. 9. Зависимость $L_{гс}$ и $N_{грп}$ от Kh и параметров трещины
Fig. 9. Dependence of LHW and LHF on Kh and fracture parameters

Литература

1. Гизетдинов И.А., Идрисова А.Т., Муслимов Б.Ш. Применение опыта освоения нетрадиционных запасов газа в условиях разработки туронских газовых залежей Западной Сибири // Нефтегазовое дело. 2019. Т. 17. № 4. С. 56–64.
2. Меликов Р.Ф., Павлов В.А., Красников А.А., Павлюков Н.А., Гордеев А.О., Суртаев В.Н., Шайбаков Р.А., Королев А.Ю. Геомеханическое моделирование березовской свиты для планирования разработки Харампурского

месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2018. № 1. С. 33–39.
3. Юшков А.Ю., Романов А.С., Филатов В.С. Выбор оптимального варианта разработки газовых и газоконденсатных объектов на основе теории укрупненной скважины // Сборник научных трудов ООО «Тюменский нефтяной научный центр». 2016. № 2. С. 140–149.
4. Бучинский С.В., Коваленко А.П., Пермяков А.В., Хакимов А.А. Концептуальные подходы к проектированию разработки кластера газовых месторождений с учетом их синергии // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Москва. 15–17 октября 2018. SPE-191642-18RPTC-RU. 48 с.
5. Юшков А.Ю., Глумов Д.Н., Магизов Б.Р., Шахов А.А. Метод итерационного поиска оптимального варианта разработки месторождения // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2021. Т. 7. № 4. С. 124–146.
6. Матренин П.В., Гриф М.Г., Секаев В.Г. Методы стохастической оптимизации. Новосибирск: НГТУ, 2016. 67 с.
7. Лознюк О., Суртаев В., Сахань А., Муртазин Р., Латкин К., Ситдиков С., Пестриков А., Гусаков В., Политов М., Юдин А., Вернигора Д., Оленникова О., Булова М. Многостадийный гидроразрыв пласта открывает потенциал газоносных Туронских залежей в Западной Сибири // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Москва. 26–28 октября 2015. SPE-176706-MS.
8. Киселев А., Ошняков И., Меликов Р., Самойлов М., Королев А., Лознюк О. Оценка перспектив вовлечения в разработку запасов газа в низкопроницаемых отложениях туронского возраста на примере Харампурского месторождения // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Москва. 15–17 октября 2018. SPE-191653-18RPTC-RU.
9. Романова Д.Д., Киселев А.Н., Новопашин О.В., Дегтярев И.С., Ягудин Р.А., Александров А.А. Оптимизация принятого для реализации варианта разработки и программы доизучения туронской залежи с учетом влияния геологических и технологических неопределенностей // Нефтепромысловое дело. 2021. № 5. С. 5–13.
10. Киселев А.Н., Андронов Ю.М. Особенности формирования стратегии разработки низкопроницаемых газовых залежей туронского возраста // Научный журнал Российского газового общества. 2021. № 1. С. 40–46.
11. Воробьев В.В., Дмитрук В.В., Завьялов С.А., Юдин А.В., Логинов А.В., Новиков М.И., Викулин Н.А., Бурдин К.В., Шмарин И.С., Мухаметшин И.Р., Доронин С.В. Инновационный подход к заканчиванию и МГРП горизонтальных скважин водочувствительного и низкотемпературного Туронского пласта // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Онлайн. 26–29 октября 2020.

ENGLISH

Results

An author's decision matrix has been created for choosing the optimal well completion method depending on saturation (pure gas zone, water gas zone) and reservoir properties (in particular Kh) for the turonian stage object of one of the oil and gas condensate fields in the southeast of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug. An express assessment was developed and recommended for choosing a well completion method for poorly explored and undrilled zones.

Conclusions

The conclusions obtained during the formation of the decision matrix (L_{HF}, proppant tonnage and L_{HW}) are logical and are as follows: the lower the reservoir conductivity and the smaller the geometric parameters of the fracture, the greater the recommended L_{HW} and an increase in the number of hydraulic fracturing stages is required. The completed set of works made it possible to formulate recommendations for optimizing the current design solutions for facility turonian stage of the considered field.

References

1. Gizetdinov I.A., Idrisova A.T., Muslimov B. Sh. Application of experience of unconventional gas reserves production in turon gas deposits development in Western Siberia. Petroleum engineering, 2019, Vol. 17, issue 4, P. 56–64. (In Russ).
2. Melikov R.F., Pavlov V.A., Krasnikov A.A., Pavlyukov N.A., Gordeev A.O., Surtaev V.N., Shaibakov R.A., Korolev A.Yu. Geo-mechanical modeling of berezovskaya suite to plan Kharampur field development. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2018, issue 1, P. 33–39. (In Russ).
3. Yushkov A.Yu., Romanov A.S., Filatov V.S. Selection of the optimal option for the development of gas and gas condensate facilities based on the theory of an enlarged well. Collection of scientific papers of “Tyumen petroleum reseach center” LLC, 2016, issue 2, P. 140–149. (In Russ).
4. Buchinsky S.V., Kovalenko A.P., Permyakov A.V., Khakimov A.A. Conceptual approach for gas field clusters development in terms of synergy effect. SPE Russian petroleum technology conference, Moscow, 15–17 Oct 2018, SPE-191642-18RPTC-RU. (In Russ).
5. Yushkov A.Yu., Glumov D.N., Magizov B.R., Shakhov A.A. The method of iterative search for the optimal field development option. Bulletin of the Tyumen State University, Physical and mathematical modeling, Oil, gas, energy, 2021, Vol. 7, issue 4, P. 124–146. (In Russ).
6. Matrenin P.V., Grif M.G., Sekaev V.G. Methods of stochastic optimization. Novosibirsk: NSTU, 2016, 67 p. (In Russ).
7. Loznyuk O., Surtaev V., Sakhan A., Murtazin R., Latkin K., Sitdikov S., Pestrikov A., Gusakov V., Politov M., Yudin A., Vernigora D., Olennikova O., Bulova M. Multi-stage hydraulic fracturing unlocks the potential of gas-bearing Turonian deposits in Western Siberia. SPE Russian Petroleum Technology Conference, SPE-176706-RU, 2015. (In Russ).
8. Kiselev A., Oshnyakov I., Melikov R., Samoilov M., Korolev A., Loznyuk O. Evaluation of the prospects for involvement in the development of gas reserves in low-permeability deposits of the Turonian age on the example of the Kharampur field. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, 15–17 Oct 2018, SPE-191653-18RPTC-RU. (In Russ).
9. Romanova D.D., Kiselev A.N., Novopashin O.V., Degtyarev I.S., Yagudin R.A., Alexandrov A.A. Optimization of the development option adopted for implementation and the program for additional study of the Turonian deposit, taking into account the influence of geological and technological uncertainties // Neftepromyslovoye delo, 2021, No. 5 (629), P. 5–13. (In Russ).
10. Kiselev A.N., Andronov Yu.M. Peculiarities of forming a strategy for the development of low-permeability gas deposits of the Turonian age // Scientific Journal of the Russian Gas Society, 2021, issue 1, P. 40–46. (In Russ).
11. Vorobyov V.V., Dmitruk V.V., Zavialov S.A., Yudin A.V., Loginov A.V., Novikov M.I., Vikulin N.A., Burdin K.V., Shmarin I.S., Mukhametshin I.R., Doronin S.V. Innovative completion and stimulation approach to increase gas production from water-sensitive, low-temperature Turonian formation. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 26–29 Oct 2020. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Выломов Денис Дмитриевич, ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: ddvylomov-tnk@tnnc.rosneft.ru

Шульгин Павел Алексеевич, ведущий специалист, ООО «Кынско-Часельское нефтегаз», Тюмень, Россия

Снохин Алексей Александрович, заместитель генерального директора, главный геолог, ООО «Кынско-Часельское нефтегаз», Тюмень, Россия

Vylomov Denis Dmitrievich, lead specialist, “Tyumen petroleum reseach center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: ddvylomov-tnk@tnnc.rosneft.ru

Shulgin Pavel Alekseevich, lead specialist, “Kynsko-Chaselskoe neftegaz” LLC, Tyumen, Russia

Snohin Aleksey Aleksandrovich, deputy general director, chief geologist, “Kynsko-Chaselskoe neftegaz” LLC, Tyumen, Russia

НАДЕЖНЫЙ ПАРТНЕР И ПОСТАВЩИК

РЕАКЦИОННЫЕ ТРУБЫ

С 2002 года ООО «Реакционные трубы» — основной поставщик реакционного оборудования, модернизированных установок каталитического реформенного производства аммиака и метанола. Единственное российское предприятие, обладающее многолетним опытом производства высококачественного оборудования из жаропрочных сплавов, работающих при температуре 750–1 150 °С и рабочих давлениях до 5,0 Н/мм².

Производственные площади более **10 000 м²**

НАШИ ПРЕИМУЩЕСТВА

- контракты осуществляются в рублях
- производство находится на территории Российской Федерации
- высокое качество продукции
- большая производственная и ремонтная база

Россия, 445045,
Самарская обл., г. Тольятти,
Поволжское шоссе, д. 32

+7 987 937 41 39
+7 987 165 12 22
info@reactionpipes.ru
www.reactionpipes.ru

Конверсия ПНГ в электрическую и тепловую энергию на энергоцентрах собственных нужд месторождений

В конце 2021 года свое пятилетие отметил энергоцентр собственных нужд «Уса» — крупнейший ЭСН на месторождениях Республики Коми. Работа автономного энергоцентра — это еще один убедительный пример эффективного применения когенерационного цикла для энергетического преобразования попутного нефтяного газа.

25 ноября 2016 года компания ЛУКОЙЛ-Коми ввела ГТУ-ТЭЦ на Усинском нефтяном месторождении (фото 1). Строительство провело ООО «ЛУКОЙЛ-Энергоинжиниринг». Применение основного оборудования отечественного производства и использование инновационных технологий на всех этапах строительства позволили завершить проект за 14 месяцев. Основное и резервное топливо для ЭСН — попутный нефтяной газ (ПНГ). Мощности энергообъекта рассчитаны на потребление 170 млн кубометров ПНГ в год.

Проект осуществлен в целях развития производственной деятельности на Денисовском лицензионном участке. Энергоцентр «Уса» решает несколько задач:

- покрытие электрических нагрузок в условиях сетевых ограничений;
- выработка тепловой мощности для собственных нужд;
- обеспечение технологических потребностей в паре для закачки в пласты;
- сокращение затрат на потребляемые энергоресурсы;
- уменьшение зависимости предприятия от тарифной политики на рынке электроэнергии;
- снижение нагрузки на окружающую среду и улучшение экологической обстановки на промыслах.

Так возможности ЭСН, наряду с увеличением объемов полезного использования ПНГ, обеспечивают рост добычи углеводородов и энергетическую автономность Усинского, Баяндыского и Восточно-Ламбейшорского месторождений.

Установленная электрическая мощность ГТУ-ТЭЦ составляет 100 МВт, тепловая мощность — 120 Гкал/ч.

Генерация электроэнергии

Энергоцентр состоит из четырех когенерационных энергоблоков, каждый из которых выполнен на основе газотурбинной установки ГТЭ-25ПА с редуктором и турбогенератором мощностью 25 МВт. Количество одновременно работающих ГТУ зависит от текущей потребности объектов месторождений в электроэнергии.

Газотурбинная установка ГТЭ-25ПА разработана АО «ОДК-Авиадвигатель» (Пермь). С 2013 года агрегат серийно выпускается предприятием «ОДК-Пермские моторы». Основа конструкции ГТУ — турбина ПС-90ГП-25А. Это самый эффективный энергетический привод российского производства, созданный на базе авиационного двигателя ПС-90А2.

В качестве привода синхронного турбогенератора в составе ГТУ применен газотурбинный трехвальный двигатель ПС-90ГП-25А (фото 2). Его конструкция позволяет проводить визуально-оптический и специальные виды контроля деталей газовоздушного тракта, что дает возможность эксплуатировать привод по его техническому состоянию. При этом предусмотрена возможность замены всех комплектующих агрегатов, отдельных деталей и сборочных единиц двигателя.

Генерирующее оборудование размещено попарно в двух корпусных зданиях (машинных залах), соединенных общим переходом с операторной, что соответствует компоновочным решениям, ранее принятым и зарекомендовавшим себя на объектах ПАО «ЛУКОЙЛ».

Каждый энергоблок оснащен системами автоматизированного управления и контроля, обеспечивающими централизованное управление на всех этапах эксплуатации.

Отличительная особенность проекта — горизонтальное направление выхлопа турбин (рис. 1). Наряду с блочно-модульным исполнением энергоагрегатов это позволило существенно сократить сроки строительства ЭСН и снизить расходы на монтаж оборудования.

Генерация тепла

Пермокарбоновая залежь Усинского месторождения характеризуется аномально высокой вязкостью нефти, поэтому ее добыча ведется с применением тепловых методов воздействия.

Генерируемая на энергоцентре тепловая энергия служит для увеличения нефтеотдачи пластов. В качестве рабочего агента, вытесняющего нефть, здесь используется водяной пар.

На энергоблоках установлено четыре котла-утилизатора (КУП) тепловой мощностью по 30 Гкал/ч. Эти КУП сопряжены с ГТУ, нагрев воды и выработка технологического пара происходит за счет высокой температуры выхлопных газов турбин (порядка 600°С). Производительность каждого КУП составляет 40 т/ч.

Полученный в котлах-утилизаторах рабочий агент по системе трубопроводов распределяется по специальным паронагнетательным скважинам и закачивается в пласты под давлением ≈2 МПа при температуре ≈200°С.

Когенерационный цикл обеспечивает комбинированную выработку энергии, высокую топливную эффективность, экологичность и экономичность объекта.

Помимо энергоблоков в структуру ЭСН входит котельная собственных нужд, которая также работает на попутном газе. Она обеспечивает отопление ГТУ-ТЭЦ и предварительный подогрев воды, подаваемой в котлы-утилизаторы.

Подготовка ПНГ в качестве топлива

Для максимально эффективной конверсии ПНГ и надежной эксплуатации генерирующего оборудования энергоцентра необходима качественная подготовка газа перед его

Фото 1. Энергоцентр «Уса» — ГТУ-ТЭЦ электрической мощностью 100 МВт и тепловой мощностью 120 Гкал/ч

Фото 2. Газотурбинный двигатель ПС-90ГП-25А — эффективный привод для энергетических установок

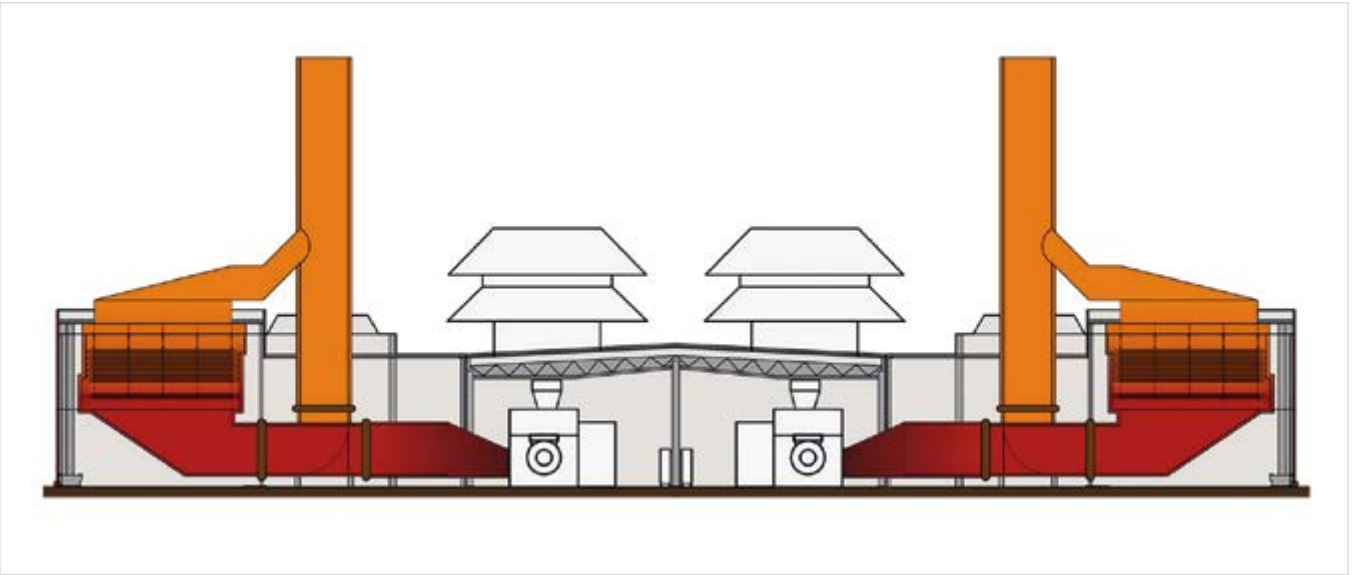


Рис. 1. Компоновка энергоблоков с попарным размещением в машинном зале и горизонтально направленным выхлопом турбин

подачей на турбины и котельную. Требуемые параметры топлива по чистоте, температуре, давлению и расходу гарантирует многофункциональная технологическая система «ЭНЕРГАЗ», в состав которой входят блок подготовки попутного газа (БППГ) и дожимная компрессорная станция (ДКС).

БППГ (фото 3) осуществляет сепарацию и фильтрацию общего потока ПНГ, подогрев и редуцирование газа для котельной энергоцентра, а также измерение объема топлива, раздельно идущего на ГТУ и котельную.

Технологическая установка располагается на открытой площадке (внутри легкосборного укрытия) и оборудована необходимыми инженерными системами. Режим эксплуатации — автоматический. Пропускная способность БППГ — 24 059 м^3/ч. После предварительной подготовки газ, предназначенный для энергоблоков, направляется в ДКС, которая компримирует его и подает в турбины под давлением 4,5...5 МПа.

ДКС состоит из трех компрессорных установок, выполненных на базе винтовых маслозаполненных компрессоров. Максимальная производительность каждой КУ составляет 21 447 кг/час, что соответствует общему номинальному расходу топлива на все 4 работающие турбины. Фактическая производительность зависит от динамики нагрузки сопряженных ГТУ и контролируется в диапазоне от 0 до 100 %. Для контроля используется специальная двухуровневая система регулирования.

КУ размещаются в отдельных блок-модулях арктического типа (фото 4), снабженных системами жизнеобеспечения и безопасности. Установки дополнительно оснащены потоковыми анализаторами температуры точки росы газа по воде и углеводородам с устройствами для отбора проб.

Процесс газоподготовки осложнен высоким содержанием жидких фракций в исходном ПНГ, поэтому требуемые значения топлива по влажности достигаются в несколько этапов. Сначала попутный газ поступает в сепаратор-пробкоуловитель БППГ, где идет первичная сепарация и нейтрализуются залповые вбросы жидкости. Затем газ проходит через коалесцирующие фильтры БППГ и фильтры-скрубберы ДКС.

Фото 3. Блок подготовки попутного газа «ЭНЕРГАЗ»

На заключительной стадии применяется метод рекуперативного теплообмена — каждая компрессорная установка оснащена узлом осушки газа, действующим в режиме рекуперации температуры. Для этого в линию нагнетания интегрированы охладитель и подогреватель, которые образуют промежуточный контур и последовательно осуществляют охлаждение газа, отбой и удаление конденсата, подогрев газа. Осушенное таким образом топливо подается в турбины с температурой на 20° С выше точки росы.

Комплексная подготовка попутного газа в качестве топлива имеет важное практическое значение для эффективной и надежной эксплуатации энергоцентров месторождений.

Материал предоставлен пресс-службой Группы компаний ЭНЕРГАЗ

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 4. Газокомпрессорное оборудование в составе системы газоподготовки

Итоги международной выставки «Нефтегаз-2022»

Одним из важных отраслевых событий с участием отечественных и зарубежных лидеров нефтяной, газовой и энергетической промышленности стала 21-я Международная выставка оборудования и технологий для нефтегазового комплекса — «Нефтегаз-2022», которая успешно прошла с 18 по 21 апреля 2022 года в Москве в ЦВК «Экспоцентр».

«Экспоцентр» организовал выставку при поддержке Министерства энергетики Российской Федерации, Министерства промышленности и торговли Российской Федерации, под патронатом Торгово-промышленной палаты Российской Федерации, при поддержке ведущих отраслевых ассоциаций.

В этом году выставка проходила в сложных политических и экономических условиях, но даже эти обстоятельства не помешали ей продемонстрировать хорошие результаты: **351 компания из 15 стран и 39 регионов России** приняла участие в «Нефтегазе-2022». **Количество посещений** составило **15 335**.

Экспозиция производителей и поставщиков нефтегазового, нефтеперерабатывающего оборудования, электротехнического и энергетического оборудования для нефтегазового комплекса размещалась в нескольких павильонах и на открытой площадке общей площадью **30 000 кв. м брутто**.

Среди участников выставки — Chint, Samson Controls, «Авиатрон», «Альбатрос», «Аналитприбор», Алюминиевая ассоциация, «Бантер Групп», Боровичский комбинат огнеупоров, «Вэлан», «Газпром», «Горэлтех», «Камский кабель», Минэкономразвития Алтайского края, Заводоуковский завод, «ОДК», «Холдинг Кабельный Альянс», «Сибирская промышленная группа», «ОКБ Зенит», «ОКБ Вектор», «РУСТ-95», «Спецкабель», «Приводы АУМА», «Релематика», «ТМК», «Томскабель», «ТаграС-Холдинг», «Транснефть», «Куйбышев Телеком», «Трэм Инжиниринг», «Уралмашхолдинг», «Корпорация развития Среднего Урала», НКЗМ, ФГУП ВНИИА им. Н.Л. Духова, «ОДК», Минэкономразвития Алтайского края, «Элемер», «ЗИТ», «Ризур» и многие другие компании.

Важную часть экспозиции заняли зарубежные компании, заинтересованные в российском рынке и готовые работать над новыми перспективными проектами. В этом году в выставке в составе национальной экспозиции приняли участие компании из Ирана. «Нефтегаз-2022» посетили заместитель министра нефти Ирана господин Мортеза Шахмирзаи и посол Ирана в Российской Федерации господин Казем Джалали.

Заместитель министра нефти Ирана господин Мортеза Шахмирзаи:

– Нефтегазовая промышленность Ирана может оказать содействие России в различных областях и быть надежным партнером. Мы начинаем новую главу прочного сотрудничества в нефтяной сфере.

В экспозиции было представлено оборудование для буровых работ и строительства скважин, техника для охраны труда и промышленной безопасности, станки и инструменты для металлообработки, арматура, продукция для нефтехимии, взрывозащищенное оборудование, контрольно-измерительные приборы и средства автоматизации, отечественное программное обеспечение.

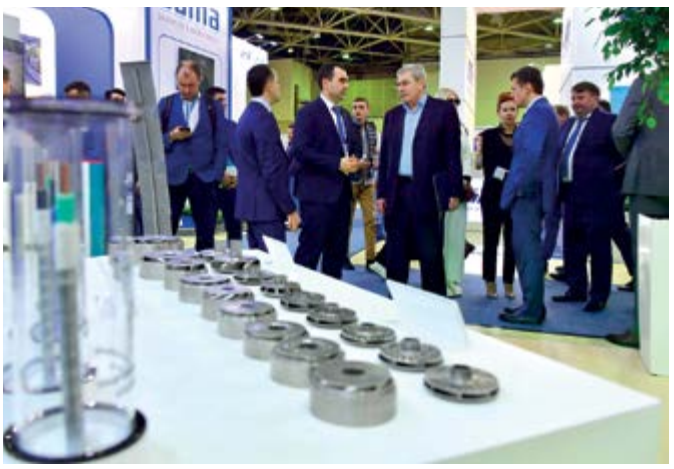
Компании, работающие в энергетической отрасли, представили кабельно-проводниковую продукцию, высоковольтное оборудование, источники бесперебойного питания, автоматизированные системы управления. На «Нефтегазе-2022» работали специалисты компаний: «Беларускабель», «Экра», Завод инновационных технологий, «Горэкс-светотехника», завод «Спецкабель», «Беннинг Пауэр Электроникс», «Пергам-Инжиниринг», «Вэлан», «Релематика», «Ункомтех», «Абсолютные технологии» и многих других.

Внимание посетителей привлекла техника, представленная на открытой площадке: мобильные жилые дома, вибрационный источник сейсмических сигналов и снегоболотоход.

ДЕЛОВАЯ ПРОГРАММА

Насыщенная деловая программа выставки «Нефтегаз-2022» включила более 20 мероприятий, участники которых представили более 200 трендовых докладов.

«Экспоцентр» при поддержке Society of Petroleum Engineers (SPE) организовал техническую сессию SPE: «ГРП — многостадийный путь в будущее». Своим опытом, новейшими разработками и инновационными решениями поделились ведущие специалисты нефтегазовых компаний. Как отметили участники сессии, для восполнения ресурсов необходимо вводить в разработку все более геологически сложные месторождения, современную разработку которых невозможно представить без технологий гидравлического разрыва пласта (ГРП). С докладами выступили Владимир Астафьев (Halliburton),



Алексей Кудряшов («БелНИПИнефть»), Михаил Самойлов («РН-ЦЭПиТР»), представители других нефтегазовых компаний. Участники комплексно обсудили вопросы как ГРП, так и смежных областей производственной деятельности и исследований.

В первый день работы выставки профессионалы отрасли собрались на тематические сессии — «Технологии лазерного восстановления изношенных деталей импортного оборудования нефтегазового сектора», «Аккумуляторные батареи производства «НовАК» в нефтегазовой промышленности», — проведенные «Экспоцентром» при поддержке ООО «Реман-Сервис», ГК «Системотехника».

Во второй день в рамках деловой программы выставки состоялась сессия «Участие малого и среднего бизнеса в цепочке снабжения нефтегаза», организованная «Экспоцентром» при поддержке ООО «Консалтинговая компания «Кавикс». Модератором мероприятия выступил Виктор Солнцев, генеральный директор некоммерческого партнерства «ИВМ Консалтинг Групп». Он констатировал, что действующие сегодня 5 млн малых и средних предприятий надо привлекать к высокотехнологичным проектам по снабжению нефтегазового комплекса. Участник сессии, председатель комитета по цифровизации экономики и госзаказу ОПОРА России Илия Димитров, сказал, что ключевой является задача по импортозамещению и цепочки поставок приходится выстраивать заново, принимая неординарные решения.

На сессии «Прозрачность и доступность процедур закупок в сфере нефтегаза — от Положения до 223 ФЗ» выступили Екатерина Мартынюк, представитель ФАС России, Евгений Султанов, руководитель Фонда развития конкуренции, Андрей Крюков, директор Консалтинговой компании «Кавикс». Состоялись дискуссии на тему «Создание готовой инфраструктуры для развития производств в нефтегазовой сфере».

Важным событием стал круглый стол «Современные методы исследования скважин и пластов для повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений», организованный «Экспоцентром» при поддержке Клуба исследователей скважин и Московского института нефтегазового бизнеса. Участники пленарного заседания обсудили вопросы современного состояния исследований скважин и пластов в России. В работе круглого стола приняли участие представители ООО «Газпромнефть НТЦ» Михаил Кременецкий, ООО «Башнефть-Петротест» Вячеслав Федоров, НИИ системных исследований РАН Сергей Вольпин и другие ведущие эксперты отрасли в области комплексного исследования скважин.

На конференции «Взаимодействие науки, образования и бизнеса в области нефти и газа» представители научных и производственных организаций поделились опытом реализации программ профессионального развития и привлечения кадров с учетом устойчивого развития нефтегазовой отрасли. Мероприятие организовал «Экспоцентр» при поддержке Российского национального комитета Мирового нефтяного совета (РНК МНС), РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Участники обсудили навыки и компетенции молодых специалистов при энергопереходе, важность ранней профориентации в рамках реализации образовательной стратегии.

Участники тематической сессии «Алюминиевые решения для нефтегазовой промышленности и водородной энергетики», организованной «Экспоцентром» при поддержке Ассоциации «Объединение производителей, поставщиков и потребителей алюминия», предложили широкий ассортимент продукции для нефтегазовой отрасли.

На научно-практической конференции «Энергоэффективные решения для снижения углеродного следа», проведенной «Экспоцентром» при поддержке Ассоциации «РНК МНС», рассматривались вопросы энергоэффективности и энергосбережения не только с точки зрения экологии. По мнению выступавших, в условиях беспрецедентных внешних санкций разработка и внедрение отечественных энергоэффективных технических решений является сегодня важнейшей предпосылкой успешного функционирования российской нефтегазовой отрасли.

Одним из ключевых мероприятий деловой программы выставки «Нефтегаз-2022» стал Национальный нефтегазовый форум.

Проведение выставки «Нефтегаз-2022» и Национального нефтегазового форума на единой площадке позволило одновременно обсудить ключевые темы отрасли: глобальная трансформация экономики и энергетики, повышение эффективности работы традиционных отраслей ТЭК на фоне новых технологических вызовов.

Многоплановая деловая программа выставки «Нефтегаз-2022» и Национального нефтегазового форума позволила специалистам обменяться опытом, знаниями, лучшими практиками, обсудить новые вызовы в условиях санкций. Ведущие предприятия нефтегазовой отрасли продемонстрировали новейшие технологии и оборудование широкой аудитории посетителей, изучили предложения конкурентов, нашли новых заказчиков и расширили географию поставок производимой продукции.

В следующем году 22-я международная выставка «Нефтегаз-2023» пройдет с 24 по 27 апреля 2023 года в ЦВК «Экспоцентр».

Официальный сайт выставки:
www.neftegaz-expo.ru
Официальный сайт Национального нефтегазового форума:
www.oilandgasforum.ru

TMK UP
Magna
РАБОТАЕТ
НА СКОРОСТЬ
Быстросборное премиальное соединение для труб большого диаметра
Высокая конусность соединения обеспечивает легкую и глубокую посадку ниппеля в муфту, а увеличенный шаг сокращает время полной сборки.
Узнай больше на:
TMK-GROUP.RU
TMK
101000, Россия, Москва, ул. Покровка, д. 40, стр. 2А
Тел.: +7 (495) 775-76-00, Факс: +7 (495) 775-76-01

www.tdmhz.ru

МОРОЗОВСКИЙ ХИМИЧЕСКИЙ ЗАВОД

БОЛЕЕ 50 ЛЕТ

Материалы МОРОЗОВСКОГО ХИМИЧЕСКОГО ЗАВОДА решают задачу по защите от коррозии в промышленных газовоздушных средах различной степени агрессивности.

ДОЛГОВРЕМЕННАЯ ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ

Полисилоксановые покрытия Армокот®

ДОЛГОВЕЧНОСТЬ

более 20–25 лет

ЭЛЕКТРОИЗОЛЯЦИЯ

высокие электроизоляционные свойства

ПОЖБЕЗОПАСНОСТЬ

класс пожарной опасности КМ1, покрытие трудногорючее, не распространяет пламя

СТОЙКОСТЬ К УФ

покрытие не выгорает, сохраняет защитные и декоративные свойства на весь период эксплуатации

НАНЕСЕНИЕ

от -30 °С

ТЕРМОСТОЙКОСТЬ

от 196 до 700 °С

АРМОКОТ
ПОЛИСИЛОКСАНОВЫЕ ЛАКОКРАСОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

АРМОФАЙЕР
ОГНЕЗАЩИТНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

АРМОТАНК
ЭПОКСИДНЫЕ И ПОЛИУРЕТАНОВЫЕ МАТЕРИАЛЫ

АО «Морозовский химический завод»,
пос. им. Морозова, Ленинградская обл.,
Всеволожский район, ул. Чекалова, д. 3
+7 (81370) 35-136,
info@tdmhz.ru