

№7 (108) ОКТЯБРЬ 2024

НЕФТЬ ГАЗ

ЭКСПОЗИЦИЯ

Научно-технический журнал входит в перечень ВАК

ISSN 2076-6785

История

секвенс-стратиграфии

Находки

микробиолитов

Прогнозирование

коллекторских
свойств пластов

Результаты реализации

программы ГРП
на верхнедевонских
карбонатных отложениях

Оптимизация выбора

конструкций
водозаборных скважин

Методический подход

к расчету минерализации
вод нефтегазоносного
пласта

Исследование

коллекторского потенциала
текстурно-неоднородных
коллекторов

Роль

биотурбации

Оптимизация проектных решений

разработки
нефтегазовых залежей

Карбонатные породы

усть-кутского горизонта
Восточной Сибири

Спецвыпуск

ТЮМЕНСКИЙ
НЕФТЯНОЙ
НАУЧНЫЙ ЦЕНТР



НЭС
ПРОФЭКСПЕРТ

малое инновационное предприятие



ПРОФЕССИОНАЛЬНАЯ
КОМАНДА



МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ОПЫТ



СОВРЕМЕННЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ



ГАРАНТИЯ
КАЧЕСТВА

КОМПЛЕКСНЫЕ ИНЖИНИРИНГОВЫЕ РЕШ

В ОБЛАСТИ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ,
ТЕХНОСФЕРНОЙ



+7 (8553) 38.69.84

profexpertaudit.ru

nes@profexpertaudit.ru

Экология

Валидация
и верификация выбросов
парниковых газов

Комплексные
экологические
разрешения

Климатические
проекты

Экспертиза
промышленной
безопасности

Строительная
экспертиза

Техническое
обследование зданий
и сооружений

Лаборатория
неразрушающего
контроля

Услуги
испытательной
лаборатории

Проектно-
изыскательские
работы

Кадастровый учет
и геодезия

Технический
надзор

Супервайзинг

Технический
энергоаудит

Сюрвейерские
услуги

Оценка бизнеса



ЕНИЯ

ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ
И В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОАУДИТА



Уважаемые читатели!

Рад приветствовать вас на страницах научно-технического журнала «Экспозиция Нефть Газ» — интеллектуального ресурса отрасли, который уже более 18 лет освещает передовые достижения отечественных ученых в сфере UPSTREAM и MIDSTREAM. За эти годы журнал стал авторитетной площадкой для обмена опытом, поиска новых решений и реализации значимых проектов для специалистов ведущих нефтегазовых компаний, ученых и практиков. Каждый выпуск, охватывающий аудиторию более 8 тысяч профессионалов отрасли, — это мост между теорией и практикой, между идеей и её промышленным воплощением.

Особое место в научном мире занимает Тюменский нефтяной научный центр (ТННЦ) — флагман научных разработок Компании. Сегодня здесь работает более 1 800 специалистов, включая 89 докторов и кандидатов наук, а масштаб исследований впечатляет: центр сопровождает более 120 месторождений, выполнил интерпретацию данных 3D сейсморазведки на площади более 45 тыс. км². В уникальном кернохранилище собрано свыше 175 погонных километров образцов пород со всей России — от Волги до Сахалина.

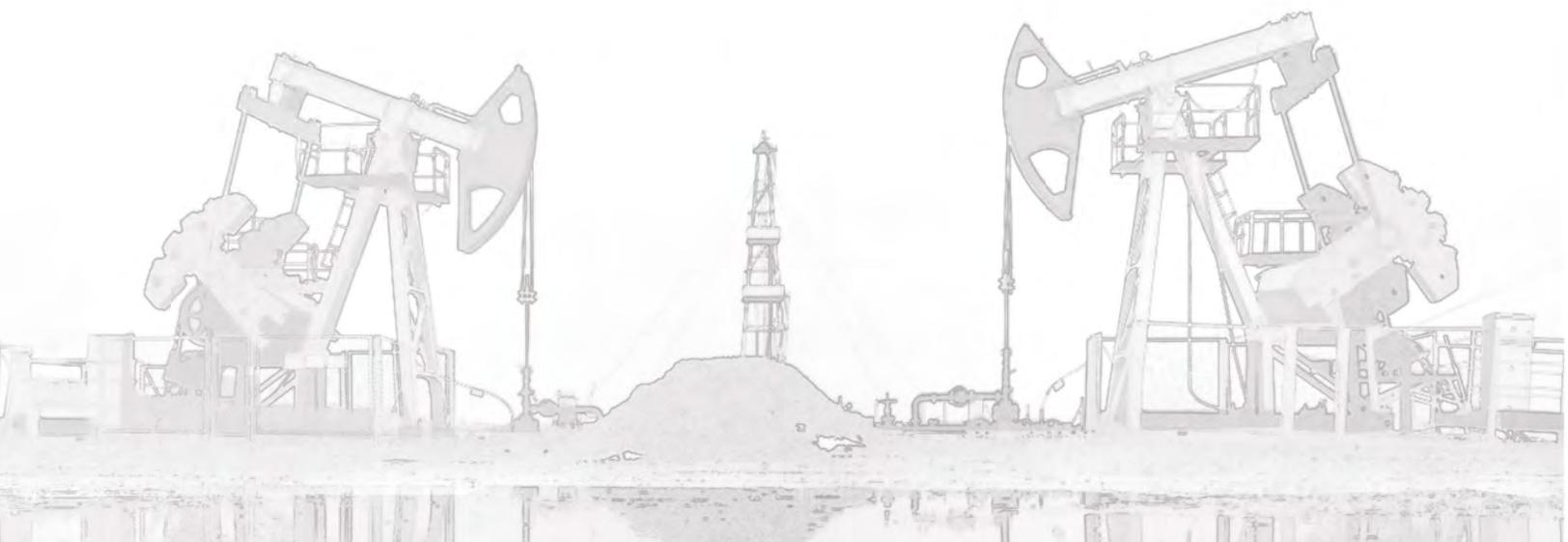
В этом выпуске мы представляем ряд исследований, демонстрирующих связь передовой науки с практическими задачами отрасли. Значительным достижением стало первое в отрасли обнаружение и исследование микробиолитов в баженовской свите Приобского района — открытие, меняющее представление о формировании месторождений. Существенный практический интерес представляют и разработанные новые подходы к кислотному воздействию на карбонатные породы.

Разработка программных продуктов является неотъемлемой частью ТННЦ, обладатель более 100 свидетельств на программы ЭВМ и более 20 патентов.

Следуя миссии журнала, мы подготовили детальное описание методик и разработок, уже доказавших свою эффективность на практике. Уверен, что знакомство с этими материалами не только обогатит ваши профессиональные знания, но и послужит стимулом для новых технологических прорывов в нефтегазовой отрасли.

Приглашаю к увлекательному знакомству с передовыми достижениями отечественных исследователей!

**Основатель журнала
Ильдар Шарафутдинов**

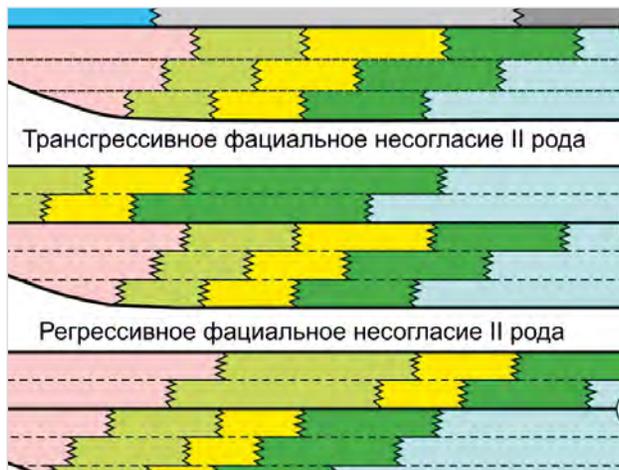


СОДЕРЖАНИЕ

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геология

- 12 Лебедев М.В. История становления и современное состояние секвенс-стратиграфии



- 20 Бумагина В.А. Находки микробиолитов в баженовской свите
- 25 Черепкова А.А. Мультидисциплинарный подход к геологическому моделированию пластов В10-13, осложненных первичными особенностями осадконакопления и вторичными преобразованиями
- 34 Бембель М.Р. Прогнозирование коллекторских свойств пластов группы АВ, БВ Самотлорского месторождения на основе полипараметрических зависимостей геолого-геофизических параметров

- 42 Никитин Ю.И. Результаты реализации программы ГРП на карбонатные отложения верхнего девона Оренбургской области



Гидрогеология

- 48 Теняков Е.О. Оптимизация подхода к выбору конструкций водозаборных скважин, эксплуатирующих отложения в Западной Сибири
- 53 Лялин А.А. Генетические коэффициенты подземных вод на основе хлора как инструмент расчета минерализации воды нефтегазоносного пласта

Геофизика

- 56 Акиншин А.В. Исследование коллекторского потенциала текстурно-неоднородных коллекторов

Литология

- 61 Шафронова Д.В. Биотурбация среднеюрских и нижнемеловых терригенных отложений Западной Сибири

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 7 (108) Октябрь 2024

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Экспозиция Нефть Газ»

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

САЙТ: www.runeft.ru

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А, +7 (843) 231-05-46
№ заказа 11-24/03-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 31.10.2024

ТИРАЖ: 1 000 экз.

ПЕРИОДИЧНОСТЬ: 7 номеров в год

ЦЕНА: свободная

ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557

СВИДЕТЕЛЬСТВО О РЕГИСТРАЦИИ СМИ:

ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года

Выдано федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор).

ЖУРНАЛ ВКЛЮЧЕН:

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



Комплексные инженерные решения для динамического оборудования

Мы, компания ИТР - Инженерно-Технологические Решения. Мы считаем, что любые задачи нужно решать комплексно. Производство и ремонт оборудования для предприятий нефтегазовой, энергетической, горно-рудной и химической промышленности по всей России.



Сканирование деталей
на месте



Выпуск чертежей и
изготовление деталей



Создание 3D модели



Контроль геометрии



Монтаж и ввод
в эксплуатацию

Главной офис

г. Санкт-Петербург,
пл. Красногвардейская, д. 3 литера Е

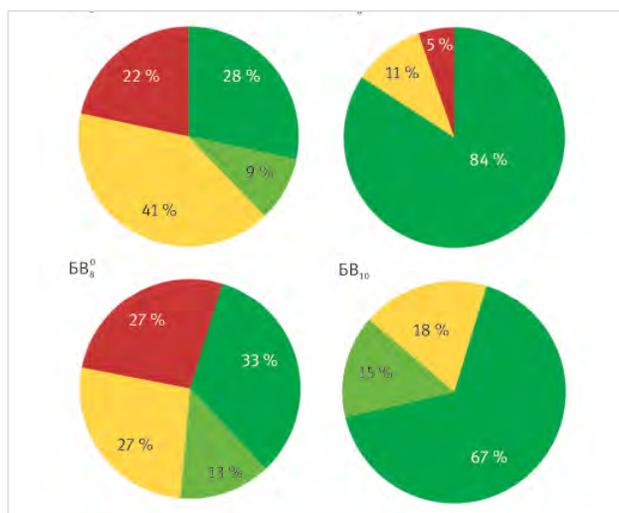


+7 (812) 407-12-84
<http://www.i-t-r.net/>
info@i-t-r.net

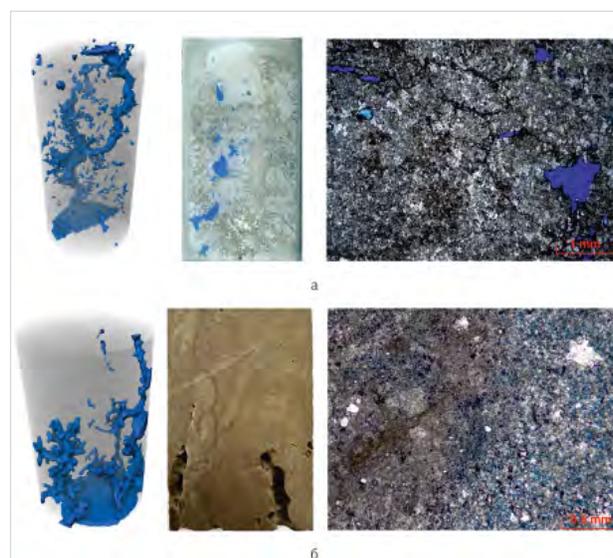
ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Добыча

- 70** Галеев А.А. Опыт применения алгоритмов машинного обучения для автоматизации процесса поиска скважин-кандидатов для гидравлического разрыва пласта
- 76** Калиберов И.А. Оптимизация проектных решений разработки нефтегазовых залежей в условиях высоких геологических неопределенностей
- 84** Хурамшина Э.И. Опыт применения упрощенных гидродинамических моделей на уникальном нефтяном месторождении Западной Сибири



- 90** Громова Е.А. Использование автоматизированного поиска аналогов для повышения точности обоснования подсчетных параметров, обусловленных свойствами пластовых флюидов
- 96** Черепанова Н.А. Особенности кислотного воздействия на карбонатные породы усть-кутского горизонта Восточной Сибири



Газовая промышленность

- 103** Выломов Д.Д. Комплексный подход к оценке неопределенностей при проектировании разработки перспективных газовых объектов с применением многовариантных расчетов

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:

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

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:

Игнатъева С.Е. / general@runeft.ru

КОРРЕКТОР:

Гунько О.Г. / gunko.ok@mail.ru

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:

Шевцов А.А. / design@runeft.ru
Маркин Д.В. / dima@expoz.ru

ДИРЕКЦИЯ:

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

РАБОТА С КЛИЕНТАМИ:

Никифоров С.А. / serg@runeft.ru
Корнилов С.Н. / stas@runeft.ru

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:

Абукова Лейла Азретовна — д.г.-м.н.
Алтунина Любовь Константиновна — д.т.н.
Баюк Ирина Олеговна — д.ф.-м.н.
Богоявленский Василий Игоревич — д.т.н.
Волож Юрий Абрамович — д.г.-м.н.
Гогоненков Георгий Николаевич — д.т.н.
Голофаст Сергей Леонидович — д.т.н.
Еремин Николай Александрович — д.т.н.
Завидей Виктор Иванович — д.т.н.
Закиров Эрнест Сумбатович — д.т.н.
Земенков Юрий Дмитриевич — д.т.н.
Индрупский Илья Михайлович — д.т.н.

Исаев Анатолий Андреевич — д.т.н.
Морозов Владимир Петрович — д.г.-м.н.
Песин Михаил Владимирович — д.т.н.
Попов Сергей Николаевич — д.т.н.
Пуланова Светлана Александровна — д.г.-м.н.

3D

АНИМАЦИОННЫЕ РОЛИКИ



Визуализация изделий

Создаем высококачественные изображения для видео, инфографики, раздаточных материалов, презентаций и сайтов любой сложности и стилистики, эффективно решающие ваши задачи



Инфографика из вашего текста

Разрабатываем легкую для восприятия информацию перед требуемым уровнем аудитории в виде 3D и 2D инфографики. Понимаем и знаем как показывать объемные технологические процессы в простой и понятной форме



Дизайн и полиграфия

Мы агентство дизайна и полиграфии полного цикла. Создаем качественный дизайн любой сложности. Облегчаем восприятие текста, редактируя его и выделяя основные идеи и цели, при этом используя современные методы графической визуализации

CONTENT

UPSTREAM

Geology

- 12 Lebedev M.V. The history and the current state of sequence stratigraphy
- 20 Bumagina V.A. Microbiolite finds in the Bazhenov formation
- 25 Cherepkova A.A. Cross-functional approach to geological modeling of the horizon V10-13 complicated with initial sedimentation characteristics and secondary transformations
- 34 Bembel M.R. Prediction of reservoir properties of layers of the AB, BV group of the Samotlor deposit on the basis of polyparametric dependencies of geological and geophysical parameters
- 42 Nikitin Yu.I. The results of implementation of the upper Devonian carbonates exploration program in the Orenburg region

Hydrogeology

- 48 Tenyakov E.O. Optimizing the approach to selecting the design of water-supply wells producing from Oligocene deposits in West Siberia
- 53 Lyalin A.A. Genetic coefficients of groundwater based on chlorine as a tool for calculating the mineralization of the water of an oil and gas bearing reservoir

Geophysics

- 56 Akinshin A.V. Study of reservoir potential of texture-heterogeneous reservoirs

Lithology

- 61 Shafronova D.V. Bioturbation of middle jurassic and lower cretaceous terrigenous sediments of Western Siberia

Oil production

- 70 Galeev A.A. Lessons learned in applying machine learning algorithms to automate the process of selecting candidate wells for hydraulic fracturing
- 76 Kaliberov I.A. Field development plan optimization in conditions of high geological uncertainties
- 84 Khuramshina E.I. The experience of using simplified hydrodynamic models at a unique oil field in Western Siberia
- 90 Gromova E.A. Applying automated search of analogues to improve the validation accuracy of the volumetrics determined by reservoir fluid properties
- 96 Cherepanova N.A. Features of acid treatment of carbonate rocks of the Ust-Kut Horizon in East Siberia

Gas industry

- 103 Vylomov D.D. An integrated approach to assessing uncertainties when designing the development of promising gas facilities using multivariate calculations

OIL & GAS EXPOSITION

ISSUE: 7 (108) October 2024

ISSUE DATE: 31.10.2024

CIRCULATION: 1 000 copies

OFFICE:

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

WEBSITE: www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:

Expozitsiya Neft' Gas, LLC

PRINTED:

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

EDITOR IN CHIEF:

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

EDITOR:

Svetlana Ignatieva / general@runeft.ru

PROOFREADER:

Oksana Gunko / gunko.ok@mail.ru

DESIGNERS:

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

MANAGERS:

Sergey Nikiforov / serg@runeft.ru
Stas Kornilov / stas@runeft.ru

DIRECTORATE:

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

EDITORIAL BOARD:

Abukova L.A. — PhD in geology and mineralogy
Altunina L.K. — PhD in engineering sciences
Bayuk I.O. — PhD in physics and mathematics
Bogoyavlensky V.I. — PhD in engineering sciences
Volozh Yu.A. — PhD in geology and mineralogy
Gogonenkov G.N. — PhD in engineering sciences
Golofast S.L. — PhD in engineering sciences
Eremin N.A. — PhD in engineering sciences
Zavidey V.I. — PhD in engineering sciences
Zakirov E.S. — PhD in engineering sciences
Zemenkov Yu.D. — PhD in engineering sciences
Indrupsky I.M. — PhD in engineering sciences
Isaev A.A. — PhD in engineering sciences
Morozov V.P. — PhD in geology and mineralogy
Pesin M.V. — PhD in engineering sciences
Popov S.N. — PhD in engineering sciences
Punanova S.A. — PhD in geology and mineralogy

23-я АЛЬМЕТЬЕВ- СКАЯ ВСТРЕЧА

СО СПЕЦИАЛИСТАМИ
ПАО «ТАТНЕФТЬ»



Выставочная компания
НОВОЕ ТЫСЯЧЕЛЕТИЕ

NT-EXPO.RU

2025

15-17 ОКТЯБРЯ
г. Альметьевск

История становления и современное состояние секвенс-стратиграфии

Лебедев М.В.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
mvlebedev2@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

История секвенс-стратиграфии включает два основных этапа: синтетический и аналитический. В синтетический этап заложены ее основы, построена общая модель бассейна как последовательность системных трактов и секвенсов. В аналитический этап входит интенсивное изучение всех составляющих новой целостности — секвенса. В настоящее время структурная часть секвенс-стратиграфии разработана в полной мере. По мнению автора, противоречива ее стратиграфическая часть. Преодоление противоречия видится в идеях советских геологов о геосистемной природе стратонов и их границ.

Материалы и методы

Основной метод исследования — анализ с диалектических позиций основополагающих работ по секвенс-стратиграфии. Анализируемые материалы — это различные теоретические объекты (понятия, закономерности, модели и т.д.), составляющие современную концепцию секвенс-стратиграфии.

Ключевые слова

секвенс-стратиграфия, геосистемный подход, фациальное несогласие, фациальная серия

Для цитирования

Лебедев М.В. История становления и современное состояние секвенс-стратиграфии // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 7. С. 12–19.
DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-12-19

Поступила в редакцию: 13.09.2024

GEOLOGY

UDC 551.7.022 | Original Paper

The history and the current state of sequence stratigraphy

Lebedev M.V.

“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
mvlebedev2@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The history of sequence stratigraphy includes two main stages: synthetic and analytical. During the synthetic stage its foundations and a general model of the basin as a succession of systems tracts and sequence are established. During the analytical stage all the components of the sequence were intensively studied as the new integrity. Currently, the structural component of the sequence stratigraphy has been fully developed. But its stratigraphic component is controversial. Overcoming the contradiction is seen by using the Soviet geologist's ideas about the geosystem nature of stratigraphic units and their boundaries.

Materials and methods

The main method of research is an analysis from the dialectical point of view of the fundamental studies on sequence stratigraphy. The analyzed materials are various theoretical objects (concepts, patterns, models, etc.) that make up the modern concept of sequence stratigraphy.

Keywords

sequence stratigraphy, geosystem approach, facial unconformity, facial series

For citation

Lebedev M.V. The history and the current state of sequence stratigraphy. Exposition Oil Gas, 2024, issue 7, P. 12–19. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-12-19

Received: 13.09.2024

Введение

Как следует из [1–3], в настоящее время секвенс-стратиграфия является основной методологией исследования фациального строения осадочных бассейнов. Ее также можно рассматривать как составную часть новой геосистемной парадигмы геологии [4]. Секвенс-стратиграфия в последнее время интенсивно развивается и в России [5–11]. Именно поэтому представляет интерес рассмотреть с диалектических позиций историю ее становления как геосистемной дисциплины для оценки современного состояния и определения возможной тенденции развития.

В основу настоящего изложения легло диалектическое представление о процессе познания как единстве анализа и синтеза, содержание которого изложено ниже в соответствии с авторским пониманием работы А.С. Казеннова [12].

В развитии любой науки существует предварительный этап, который условно можно назвать предмодельным. В этот период представители различных направлений познания объекта накапливают, синтезируют, анализируют и вновь синтезируют различные знания о нем в соответствии с их целями. При этом накопленные знания, как правило, находятся

в багаже различных научных дисциплин и не увязаны между собой.

И вот на каком-то этапе в результате творческого озарения возникает идея, позволяющая по-новому обобщить все имеющиеся об объекте знания в единую систему и определить новые пути его познания. Возникает новая модель объекта, открывающая новое направление его исследования. Это этап синтеза.

Возникновение новой модели как нового целого приводит к бурному росту исследований в данной области, направленных на различение частей этого вновь возникшего

целого и их углубленное исследование именно как составных частей этого целого. Это этап анализа.

По мере роста новых знаний неизбежно нарастает противоречие между ними и первоначальной синтезирующей идеей по причине ее объективной ограниченности. Так наступает кризис научного направления.

Кризис этот разрешается посредством нового синтеза — возникновения новой модели объекта, что вновь позволяет интерпретировать все его известные свойства и отношения посредством вновь понятой сущности.

Разделы, посвященные истории становления секвенс-стратиграфии, имеются в основных учебных руководствах, например [7, 11, 13–16]. Приведенные в них данные стали одной из основ настоящего исследования.

По мнению автора, в истории становления секвенс-стратиграфии со значительной долей условности можно выделить предмодельный, синтетический и аналитический этапы развития. Условность такого выделения заключается в том, что синтез — это практически мгновенное озарение, а основное время исследователей всегда посвящено аналитической работе. Поэтому здесь под синтетическим этапом подразумевается период создания новой целостности, а под аналитическим этапом — период ее аналитического исследования.

Предмодельный этап

Согласно упомянутым выше историческим обзорам, к предмодельному этапу можно отнести:

- исследования циклического строения осадочных толщ;
- исследования причин седиментационной циклическости;
- исследования природы стратиграфических границ.

Непосредственным предшественником секвенс-стратиграфии стали работы Л.Л. Слосса с соавторами, в которых была опубликована стратиграфическая концепция секвенсов — масштабных осадочных комплексов, ограниченных региональными стратиграфическими несогласиями и прослеженных в пределах всего Северо-Американского кратона.

Синтетический этап

По мнению автора, синтетический этап развития секвенс-стратиграфии начался в конце 60-х годов и закончился в конце

80-х годов XX века. Основанием для его выделения является то, что в тот период путем синтеза всех имеющихся в то время знаний произошло обретение нового целого — секвенс-стратиграфической модели осадочного бассейна, описывающей его как вертикальную последовательность секвенсов, состоящих из системных трактов.

Знаковыми вехами этапа были:

- публикация в 1977 году сборника работ «Seismic stratigraphy — applications to hydrocarbon exploration» под редакцией Ч.Е. Пейтона;
- публикация в 1988 году сборника работ «Sea-level changes: an integrated approach» под редакцией С.К. Wilgus, B.S. Hastings, H. Posamentier, J.C. Van Wagoner, C.A. Ross, C.G. St.C. Kendall.

Соответственно, в синтетическом этапе можно выделить два подэтапа:

1. Сейсмостратиграфический (условно с конца 60-х годов по 1977 год);
2. Собственно секвенс-стратиграфический (условно с 1977 года по конец 80-х годов XX века).

Сейсмостратиграфический подэтап

Основы секвенс-стратиграфии как геосистемной дисциплины были заложены в сейсмостратиграфический подэтап ее развития на базе следующей синтетической идеи.

В результате взаимодействия эвстатики, тектоники и поступления осадков в бассейнах седиментации формировались циклические последовательности секвенсов — стратиграфических подразделений, ограниченных стратиграфическими несогласиями, коррелятивными несогласиями и представляющих собой закономерные латеральные ряды фаций.

Эта идея породила следующие самые важные, по мнению автора, результаты рассматриваемого подэтапа.

Новое определение секвенса [17]. В 1963 году Слосс определил стратиграфические секвенсы как литолого-стратиграфические единицы более высокого ранга, чем группа, мегагруппа или супергруппа, которые прослеживаются в пределах обширных территорий континентов и ограничиваются несогласиями межрегионального масштаба [17]. В соответствии с новым определением секвенс стал пониматься как стратиграфическая единица, сложенная согласной последовательностью генетически взаимосвязанных слоев, и ограниченная в кровле и подошве несогласиями

либо соответствующими им согласными поверхностями [17]. Как указано в [15], введение понятия «коррелятивное согласие» отмечает момент рождения современной секвенс-стратиграфии. Можно добавить, что введение этого понятия знаменует рождение секвенс-стратиграфии именно как геосистемной дисциплины, поскольку для стратиграфического подразделения была предложена составная граница, различные части которой выделились по разным признакам. Соответственно, их корреляция возможна только на основе принципа хронологической взаимозаменяемости признаков — геосистемного принципа С.В. Мейена [18].

Под стратонами геосистемной природы понимаются сложные геологические тела, сформированные в эволюционные этапы развития древних геосистем и ограниченные следами геосистемных перестроек [18]. Судя по рисунку 8 в [19], осадочные секвенсы тогда представлялись как закономерные латеральные ряды фаций, образованные в результате эволюционной миграции системы седиментационных обстановок и ограниченные следами геосистемных перестроек (рис. 1). Исходя из этого, их следует рассматривать как стратоны геосистемной природы.

Факторы контроля осадконакопления [19]. В основе секвенс-стратиграфии лежит следующее фундаментальное положение, разработанное в рассматриваемый подэтап — типы напластования осадочных толщ (проградационный, ретроградационный, аградационный) определяются взаимодействием эвстатики, тектоники и поступления осадков.

Введение понятия «системный тракт». Понятие «системный тракт» было введено в 1977 г. Л.Ф. Брауном-мл. и У.Л. Фишером [20]. Системный тракт — это связка одновременно сформированных осадочных систем. Так со ссылкой на их работу определено данное понятие в [21]. Поэтому системные тракты можно понимать как латеральные ряды фаций [22], то есть геологические тела, сформированные в периоды эволюционного развития древних геосистем и ограниченные следами геосистемных перестроек (рис. 2). Следовательно, их, как и осадочные секвенсы, можно рассматривать как стратоны геосистемной природы.

Секвенс-стратиграфический подэтап

В этот подэтап сейсмостратиграфия эволюционировала в секвенс-стратиграфию благодаря синтезу сейсмических данных с данными скважин и обнажений [15].

Секвенс-стратиграфия — это изучение взаимоотношений осадочных горных пород в рамках хроностратиграфического каркаса, в котором последовательность отложенных циклическая и образована генетически взаимосвязанными осадочными телами (секвенсами и системными трактами) [21]. По мнению автора, данный подэтап был обусловлен дальнейшим развитием ранее сформулированной синтетической идеи, которая приобрела следующий вид.

В результате взаимодействия эвстатики, тектоники и поступления осадков в бассейнах седиментации формировались циклические последовательности секвенсов — стратиграфических подразделений, ограниченных стратиграфическими несогласиями, коррелятивными несогласиями и представляющих собой закономерные вертикальные последовательности нескольких латеральных рядов фаций — системных трактов.

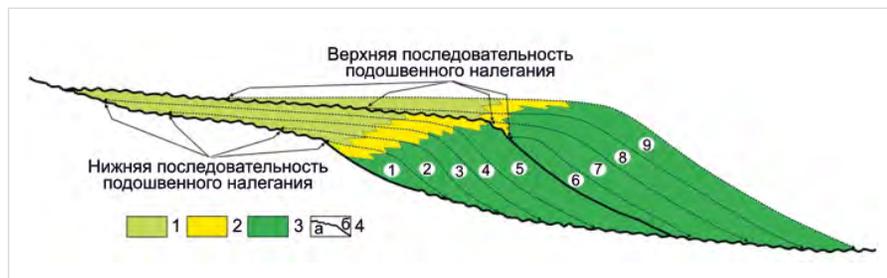


Рис. 1. Фациально-стратиграфическая структура осадочных секвенсов (на основе рис. 8а из [19]) — секвенсы в сейсмостратиграфический подэтап рассматривались как латеральные ряды фаций: 1 — неморские прибрежные осадки, 2 — морские прибрежные осадки, 3 — морские осадки, 4 — границы секвенса: а — стратиграфическое несогласие, б — коррелятивное согласие

Fig. 1. Facies-stratigraphic structure of depositional sequences (based on fig. 8a from [19]) — sequences in the seismostratigraphic sub-stage were considered as lateral series of facies: 1 — non-marine coastal deposits, 2 — marine coastal deposits, 3 — marine deposits, 4 — sequence boundaries: a — stratigraphic unconformity, b — correlative conformity

Внутренняя структура секвенса. Сутью обновленной синтетической идеи стало осознание более сложного строения секвенсов, чем считалось ранее, и интеграция понятий осадочного секвенса и системного тракта в единую концепцию (рис. 3), по-новому описывающую фациально-стратиграфическую структуру осадочных бассейнов [21–24].

Классики секвенс-стратиграфии сохранили определение системного тракта как латерального ряда фаций, данное Брауном и Фишером [23] и [21]. Но они сформулировали собственное его понимание: «Мы используем термин «системный тракт» для обозначения трех подразделений в пределах каждого секвенса: нижний (lowstand), трансгрессивный (transgressive) и верхний (highstand) системные тракты в секвенсе первого типа и системный тракт края шельфа (shelf-margin), трансгрессивный и верхний системные тракты в секвенсе второго типа» [23]. Новое понимание системных трактов сопровождалось новыми критериями их выделения: «системные тракты объективно определяются на основе типов ограничивающих поверхностей, их положением внутри секвенса, типами напластования парасеквенсов и пакетов

парасеквенсов; системные тракты также характеризуются геометрией и фациальными ассоциациями» [23]. Таким образом, системные тракты в рассматриваемый подэтап имели двойственную интерпретацию. Во-первых, определялись они как латеральные ряды фаций. Во-вторых, понимались они как составные части секвенсов с определенным типом напластования парасеквенсов. При этом специальное обсуждение вопроса, будут ли геологические тела с проградационным, ретроградационным и аградационным типами напластования одновременно и латеральными рядами фаций, автору пока найти не удалось.

Стратиграфическое значение секвенс-стратиграфических поверхностей. Одним из главных результатов сейсмо-стратиграфического подэтапа было обоснование стратиграфической значимости границ секвенсов [17]. Поскольку в то время считалось, что главным фактором, контролирующим осадконакопление, является эвстатика, секвенсы рассматривались как стратоны глобального ранга, позволяющие выполнять межбассейновую корреляцию [25]. В собственно секвенс-стратиграфический под-

этап была обоснована стратиграфическая значимость границ составляющих их парасеквенсов и пакетов парасеквенсов. Границы парасеквенсов (поверхности затопления) понимались как поверхности, отделяющие более молодые слои от более древних [23], то есть как изохронные в структурном смысле. При этом явных указаний на стратиграфическую значимость границ системных трактов в цитированной литературе автору статьи найти пока не удалось.

Основы секвенс-стратиграфической методологии. Приведем обширную цитату, определяющую существующую в то время методологию изучения осадочных толщ на основе принципов секвенс-стратиграфии: «Секвенсы и их границы разбивают осадочные образования на генетически взаимосвязанные тела, ограниченные поверхностями, имеющими хроностратиграфическое значение. Эти поверхности обеспечивают каркас для корреляции и картирования. Интерпретация системных трактов обеспечивает каркас для предсказания фациальных взаимоотношений внутри секвенса. Пакеты парасеквенсов, парасеквенсы и их ограничивающие поверхности далее подразделяют секвенс и системные тракты на более мелкие генетические единицы для детального картирования, корреляции и интерпретации обстановок осадконакопления» [23].

Сформулированная методология открыла новые возможности познания фациально-стратиграфической структуры осадочных бассейнов, что привело к бурному росту исследований в данной области.

Резюме

В сеймо-стратиграфический подэтап развития секвенс-стратиграфии в результате рождения новой синтетической идеи, связывающей факторы контроля седиментации со строением осадочных толщ, были заложены ее основы как геосистемной дисциплины. Для осадочных бассейнов была предложены новые модели, описывающие их как



Рис. 2. Схематическое изображение сеймо-стратиграфических единиц — системных трактов (на основе рис. 4 из [20]): T1–T5 — опорные временные поверхности, I–V — сеймо-стратиграфические единицы — системные тракты
Fig. 2. Schematic representation of seismostratigraphic units — systems tracts (based on fig. 4 from [20]): T1–T5 — reference time surfaces, I–V — seismostratigraphic units — systems tracts

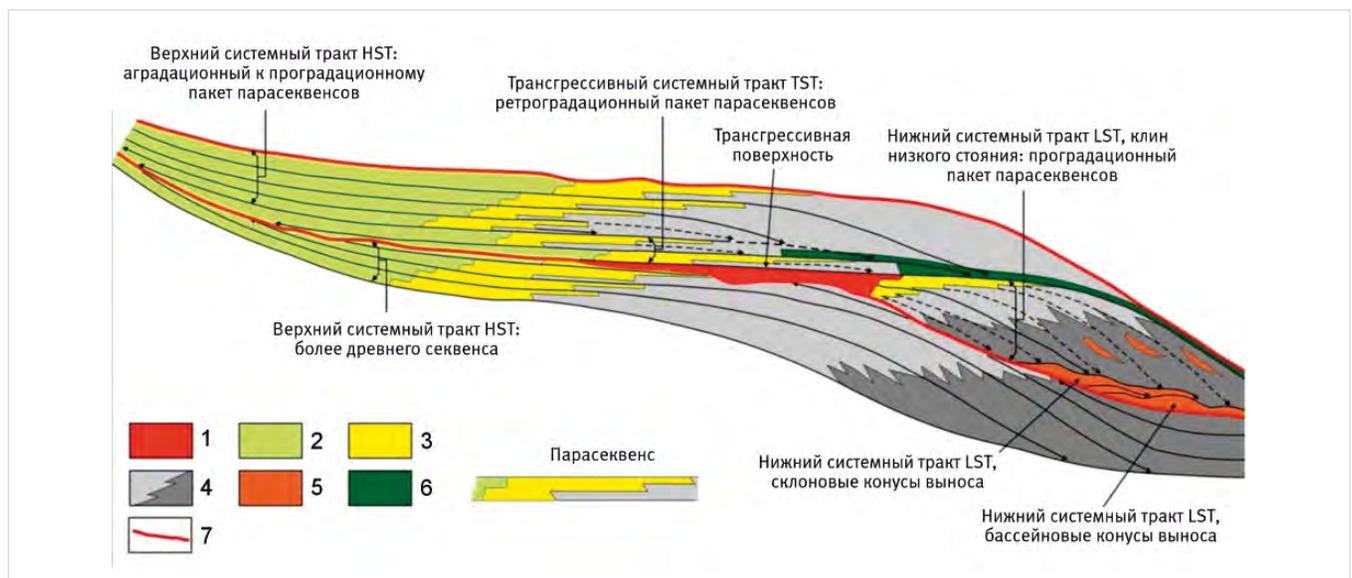


Рис. 3. Внутренняя структура осадочного секвенса (на основе рис. 2 из [23]): 1 — флювиальные или эстуариевые песчаники в пределах врезанных долин, 2 — песчаники и глинистые отложения прибрежной равнины, 3 — мелководноморские песчаники, 4 — шельфовые и склоновые глинистые отложения и тонкозернистые песчаники, 5 — песчаники подводных конусов выноса и распределительных каналов, 6 — конденсированные отложения, 7 — граница секвенса
Fig. 3. The internal structure of the depositional sequence (based on fig. 2 of [23]): 1 — fluvial or estuarine sandstones within incised valleys, 2 — coastal-plain sandstones and mudstones, 3 — shallow-marine sandstones, 4 — shelf and slope mudstones and thin sandstones, 5 — submarine fan and levee-channel sandstones, 6 — condensed-section deposits, 7 — sequence boundary

циклическую последовательность секвенсов — латеральных рядов фаций, ограниченных несогласиями и коррелятивными согласиями (рис. 1), или как последовательности системных трактов — латеральных рядов фаций, ограниченных опорными временными поверхностями (рис. 2).

В секвенс-стратиграфический подэтап в результате дальнейшего развития синтезирующей идеи была завершена разработка геосистемных основ секвенс-стратиграфии. Новая модель стала описывать осадочный бассейн как циклическую последовательность секвенсов — сложных геологических тел, ограниченных стратиграфическими несогласиями и коррелятивными согласиями. При этом каждый секвенс уже рассматривался как закономерная вертикальная последовательность системных трактов — латеральных рядов фаций, сформированных в результате миграции систем седиментационных обстановок в определенные этапы эвстатического цикла, и выделяемых по типам напластования парасеквенсов.

Аналитический этап

По мнению автора, аналитический этап секвенс-стратиграфии начался в конце 80-х годов XX века и продолжается до настоящего времени. Основание для его выделения — это углубленное изучение всех элементов секвенс-стратиграфической концепции как составных частей нового целого, обретенного в предшествующий синтетический этап.

В составе аналитического этапа также можно выделить два подэтапа, условно названные модельным и модельно-независимым:

- модельный подэтап начался в конце 80-х годов XX века и закончился в 2009 году с публикацией статьи О. Satuneanu с соавторами "Towards the standardization of sequence stratigraphy" [1]. Данная статья, по мнению автора, ознаменовала начало нового модельно-независимого подэтапа;
- модельно-независимый подэтап соответственно начался в 2009 году и продолжается в настоящее время.

Модельный подэтап

Основным содержанием модельно-го подэтапа стал углубленный анализ

внутреннего строения секвенса как новой сложной геосистемы — закономерной последовательности системных трактов. Ключевой вопрос при этом — что анализировать? По-видимому, в теоретических основаниях секвенс-стратиграфии отсутствовали представления советских геологов о стратонах как следах эволюции древних геосистем и их границах как следах революционных перестроек [26, 27, 18]. Поэтому основное внимание исследователей было сосредоточено на свойствах секвенсов, вытекающих из их циклической природы, а именно на циклической смене депозиционных трендов и типов напластования осадочных толщ [28].

Системные тракты стали определяться как геологические тела со специфическим типом напластования, связанным с миграциями береговой линии (т.е. с форсированной регрессией, нормальной регрессией, трансгрессией) [15, р. 165 со ссылкой на (Posamentier and Allen, 1999)]. Границы системных трактов — это секвенс-стратиграфические поверхности [15]. Секвенс-стратиграфия стала позиционироваться как изучение изменений в депозиционных трендах в ответ на изменения в аккомодации и седиментации в масштабе от индивидуальных депозиционных систем до осадочных бассейнов в целом [15].

Углубленное изучение типов напластования осадочных толщ и их цикличности дало следующие основные результаты:

- выделение нового системного тракта стадии падения уровня моря FSST [29–33];
- конструирование различных моделей секвенсов: осадочного секвенса II, III, IV; генетического секвенса, T-R секвенса [3, fig. 1, 2].

Следует особо отметить, что эти результаты были получены в ходе напряженных дискуссий между различными «школами» секвенс-стратиграфии, защищавшими свои модели и критикующими модели оппонентов (например, [28]).

Новое понимание секвенс-стратиграфических поверхностей как границ, на которых происходит смена типов напластования осадочных толщ, позволило переосмыслить их стратиграфическую значимость [15]. Различные типы напластования порождаются различными типами миграции береговой линии, которые в свою очередь, контролируются взаимодействием эвстатика,

тектоники и интенсивности поступления осадков. Из перечисленных факторов только эвстатика имеет глобальный характер, тектоника и поступление осадков могут существенно изменяться от места к месту. Соответственно смена типов миграции береговой линии может происходить от места к месту в разное время. Указанное обстоятельство обеспечивает диахронность всех секвенс-стратиграфических поверхностей внутри осадочного секвенса, выделенных на основе типов напластования (табл. 1).

Модельно-независимый подэтап

В 2009–2011 гг. благодаря творческой активности О. Satuneanu, объединившего усилия больших авторских коллективов, вышли три статьи, положившие, по мнению автора, начало новому модельно-независимому подэтапу развития секвенс-стратиграфии [1–3, 34]. Было отмечено, что она не имеет своего стандартизированного кодекса или свода правил вследствие отсутствия консенсуса между различными «школами». Поэтому в этот подэтап углубленному анализу подверглись уже сами основания секвенс-стратиграфической концепции. Было установлено, что общими для всех подходов являются [1]:

- основополагающие концепции типов вертикального напластования, ограничения слоев, аккомодации, изменения относительного уровня моря, траекторий береговой линии;
- понимание системных трактов как генетических единиц, связанных с различными типами миграций береговой линии — форсированно-регрессивным, нормально регрессивным (при высоком и низком относительном уровне моря), трансгрессивным;
- понимание секвенс-стратиграфических поверхностей как границ различных генетических типов осадков (генетических единиц);
- модельно-независимый алгоритм интерпретации: разбиение осадочных разрезов на генетические единицы (системные тракты), ограниченные секвенс-стратиграфическими поверхностями.

Данные положения составили новую модельно-независимую платформу секвенс-стратиграфии, позволяющую ее рассматривать как целостную научную систему

Табл. 1. Степень и причины диахронности основных секвенс-стратиграфических поверхностей (на основе рис. 7.31 из [15])
Tab. 1. The degree and causes of diachrony of the main sequence stratigraphic surfaces (based on fig. 7.31 of [15])

Секвенс-стратиграфические поверхности		Степень диахронности в крест береговой линии	Степень диахронности вдоль береговой линии
Событийные	Коррелятивное согласие	(1) Скорость переноса осадков	(2) Скорость прогибания
	Базальная поверхность форсированной регрессии	(1) Скорость переноса осадков	(2) Скорость прогибания
	Поверхность максимальной регрессии	(1) Скорость переноса осадков	(3) Скорость прогибания и скорость седиментации
	Поверхность максимального затопления	(1) Скорость переноса осадков	(3) Скорость прогибания и скорость седиментации
Стадиальные	Субазральное несогласие	(3) Скорость форсированной регрессии	(2) Скорость прогибания
	Эрозионная поверхность морской трансгрессии	(3) Скорость трансгрессии береговой линии	(3) Скорость прогибания и скорость седиментации
	Эрозионная поверхность морской регрессии	(3) Скорость форсированной регрессии	(2) Скорость прогибания

Степень диахронности: (1) — низкая (ниже разрешающей способности биостратиграфического и радиохронологического методов); (2) — от низкой до высокой; (3) — высокая (потенциально в пределах разрешающей способности биостратиграфического и радиохронологического методов)

Degree of diachroneity: (1) — low (i.e., below the resolution of biostratigraphy or radiometric resolution); (2) — low to high; (3) — high (i.e., potentially within the biostratigraphic or radiometric resolution)

(рис. 4). Они же положены в основу модельно-независимой методологии секвенс-стратиграфии [3, fig. 19]:

1. Наблюдение: фации, контакты, ограничения слоев, типы напластования;
2. Построение секвенс-стратиграфического каркаса — секвенс-стратиграфические поверхности и системные тракты.

При этом к модельно-зависимому выбору отнесены:

1. Выбор поверхностей, которые будут использованы как границы секвенсов.
2. Прослеживание специфических типов секвенсов.

Иными словами, сутью новой методологии стало выявление в осадочном разрезе

всех секвенс-стратиграфических поверхностей и всех системных трактов независимо от предполагаемой исследователем модели секвенса.

Резюме

В модельный подэтап формирования секвенс-стратиграфии происходило углубленное изучение типов напластования осадочных толщ и их цикличности. Были установлены новый форсированно-регрессивный тип напластования и новый системный тракт, новые типы секвенсов. Системные тракты стали пониматься как геологические тела с различными типами напластования, а секвенс-стратиграфические поверхности — как их границы.

Последнее привело к закономерному выводу о диахронности всех секвенс-стратиграфических поверхностей. В конце модельного подэтапа секвенс-стратиграфия представляла собой множество конкурирующих подходов (или моделей) с запутанной или даже противоречивой терминологией [1].

В модельно-независимый подэтап в результате анализа основ секвенс-стратиграфии были разработаны ее модельно-независимая платформа и модельно-независимая методология, превратившие ее в единую научную систему.

Современное состояние секвенс-стратиграфии

В настоящее время секвенс-стратиграфия является ведущим направлением исследований в рамках геосистемного подхода к изучению внутреннего строения осадочных бассейнов. Ее геосистемная суть заключается в логической увязке представлений об основных факторах контроля седиментации (эвстаике, тектонике, поступлении осадков) с представлениями о фациально-стратиграфической структуре осадочных толщ. Ядро секвенс-стратиграфической методологии на современном этапе — это понятие о типах напластования (stratal stacking patterns). На его основе определяются основные элементы секвенс-стратиграфической модели: секвенс-стратиграфические поверхности и системные тракты. В рамках секвенс-стратиграфии накоплен огромный опыт прогнозов фациального строения осадочных образований. Таким образом, в настоящее время структурная часть секвенс-стратиграфии (т.е. представление о распространении в геологическом пространстве осадочных тел с различными типами напластования) уже разработана в полной мере.

Вопросы вызывает ее стратиграфическая часть. В синтетический этап методология секвенс-стратиграфии заключалась в изучении фациальной структуры осадочных бассейнов в рамках стратиграфического каркаса, образованного изохронными (т.е., отделяющими более молодые слои от более древних) границами секвенсов (рис. 1) и парасеквенсов (рис. 3). Впоследствии под секвенс-стратиграфическими поверхностями стали пониматься границы смены типов напластования. Это привело к закономерному выводу о диахронности всех секвенс-стратиграфических поверхностей внутри осадочного секвенса (табл. 1). Иными словами, в аналитический этап вновь полученные представления о границах системных трактов (основных объектов фациального моделирования) пришли в противоречие с изначальной синтетической идеей.



Рис. 4. Алгоритм секвенс-стратиграфической интерпретации как сочетание модельно-независимой методологии и модельно-зависимого выбора (на основе рис. 19 из [3])
Fig. 4. Algorithm of sequence stratigraphic interpretation as a combination of model-independent methodology and model-dependent choice (based on fig. 19 of [3])

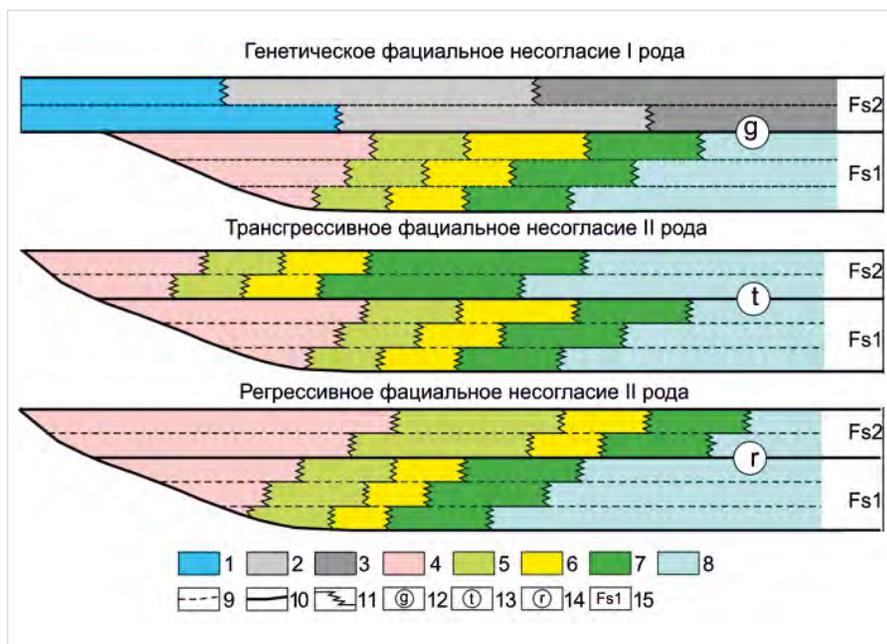


Рис. 5. Фациальные несогласия и фациальные серии в осадочных бассейнах (на основе рис. 2.4, 2.5 из [37]). Фации эвапоритового бассейна: 1 — карбонатная, 2 — сульфатная, 3 — галитовая. Фации эпиконтинентального морского бассейна: 4 — аллювиальных песчаников; 5 — песчано-глинистых отложений лагун — прибрежной равнины; 6 — прибрежно-морских песчаников; 7, 8 — соответственно глинистых и карбонатных отложений морского бассейна. Границы: 9 — фациально-согласные границы слоев; 10 — изохронные (в структурном смысле) границы — фациальные несогласия; 11 — диахронные (в структурном смысле) границы фаций. Фациальные несогласия: 12 — генетическое, 13 — трансгрессивное, 14 — регрессивное; 15 — фациальные серии
Fig. 5. Facial unconformities and facial series in sedimentary basins (based on fig. 2.4, 2.5 from [37]). The facies of the evaporate basin are: 1 — carbonate, 2 — sulfate, 3 — halite. Facies of the epicontinental marine basin: 4 — alluvial sandstones; 5 — sandy-mud deposits of the lagoon — coastal plain; 6 — coastal-marine sandstones; 7, 8 — mud and carbonate deposits of the marine basin, respectively. Boundaries: 9 — facially conformable boundaries; 10 — isochronous (in a structural sense) boundaries — facial unconformities; 11 — diachronous (in a structural sense) boundaries of facies. Facial unconformities: 12 — genetic, 13 — transgressive, 14 — regressive; 15 — facial series

Возможное направление развития

Причина упомянутого противоречия, вероятно, заключена в конфликте между первоначальным пониманием системных трактов как латеральных рядов фаций и способом их выделения в разрезах по типам напластования. Попробуем обосновать данную мысль.

Осадочные бассейны — это результаты развития геосистем прошлого. В соответствии с законами диалектики [35, 36] такое развитие можно представить как последовательность эволюционных этапов, в течение которых плавно меняются параметры геосистем и моментов их скачкообразных перестроек. Согласно С.В. Мейену [18], в течение эволюционных этапов формируются стратиграфические подразделения (стратоны), а в моменты

перестроек геосистем — их изохронные границы. Если в качестве древних геосистем рассматривать системы седиментационных обстановок, то результатами их эволюционного развития будут латеральные ряды фаций. Границы таких рядов, обусловленные скачкообразными перестройками седиментационных систем, были открыты Н.Б. Вассоевичем [26, 27] и названы им мутационными.

Развивая указанные представления, автор предложил новую модель осадочного бассейна, описывающую его как вертикальную последовательность фаціальных серий — геологических тел, ограниченных фаціальными несогласиями [37]. Фаціальные несогласия — это изохронные геологические границы, возникшие в результате скачкообразных перестроек седиментационных систем. Они могут быть I и II рода (рис. 5):

- фаціальные несогласия I рода обусловлены качественным изменением седиментационных систем (например, сменой терригенной системы на эвапоритовую);
- фаціальные несогласия II рода связаны в основном с событийными (по А.Л. Бейзелю) трансгрессиями и регрессиями;
- основным признаком фаціальных несогласий является контакт в разрезе фаций, не соседствующих по латерали.

Фаціальные серии как геологические тела, ограниченные соседними фаціальными несогласиями, являются латеральными рядами фаций (рис. 5). Иными словами, фаціальная серия — это формальным образом определенный аналог понятия «системный тракт» в первоначальном понимании Л.Ф. Брауна мл. и У.Л. Фишера [20]. Следовательно, для того, чтобы разбить секвенс на системные тракты в первоначальном понимании, надо выделить в его разрезе фаціальные несогласия — стратиграфические границы, сформированные в моменты скачкообразных перестроек седиментационных систем. Такие границы будут изохронными в структурном смысле (гладкими, без зубцов),

т.е. отделяющими более молодые фации от более древних. Вместо этого секвенсы стали разбивать на геологические тела с определенным типом напластования (stratal stacking patterns), которые имеют диахронные границы. В результате скачкообразная составляющая развития седиментационных систем, в основном определяющая формирование стратиграфического каркаса осадочных толщ, на формальном уровне знания в секвенс-стратиграфии оказалась утерянной.

Итак, О. Catuneanu в [34] отметил, что секвенс-стратиграфия значительно улучшилась с 1970-х годов, пройдя путь от концептуальной (model-driven) методологии, основанной на гипотезе о доминирующей роли эвстатики в формировании секвенсов, к эмпирической (data-driven) методологии, опирающейся на локальные данные без каких-либо предположений относительно факторов, контролирующих секвенс-стратиграфическую структуру осадочных толщ. Там же [34] приведены основные вехи развития секвенс-стратиграфии, использованные как материал для проведенного анализа. Из него следует, что будущее секвенс-стратиграфии как геосистемной дисциплины может быть связано с введением в ее теоретические основания идей С.В. Мейена, Н.Б. Вассоевича и других исследователей о геосистемной природе стратонов и их границ как результатов скачкообразных перестроек седиментационных систем [18, 26, 27]. В рамках этой идеи возможно рассмотрение системного тракта как сложного геологического тела, ограниченного генетическими фаціальными несогласиями [37, 38], то есть имеющего свою фаціальную структуру (рис. 6). Определенные таким образом системные тракты в общем случае не являются латеральными рядами фаций, поскольку в их составе могут быть трансгрессивные и регрессивные фаціальные несогласия II рода (см. TST и FSST на рис. 6). Латеральными рядами фаций являются составляющие их фаціальные серии [37, 38].

Следует особо подчеркнуть, что конфликт между представлениями о седиментации как об эволюционно-революционном процессе, порождающем фаціальные серии и фаціальными несогласиями, и практикой секвенс-стратиграфии отсутствует [38]. Фаціальные несогласия можно видеть в классических моделях секвенсов (см., например, TST на рис. 3).

Итоги

Автором в истории секвенс-стратиграфии были выделены три этапа: предмодельный, синтетический и аналитический.

В предмодельный этап происходило накопление данных о строении и процессах формирования осадочных бассейнов.

В синтетический этап путем синтеза всех имеющихся в то время знаний произошло обретение нового целого — секвенс-стратиграфической модели осадочного бассейна, описывающей его как вертикальную последовательность секвенсов, состоящих из системных трактов.

В аналитический этап происходило углубленное изучение всех элементов секвенс-стратиграфической концепции как составных частей нового целого.

В настоящее время секвенс-стратиграфия является ведущим направлением исследований в рамках геосистемного подхода к изучению внутреннего строения осадочных бассейнов. Ее структурное направление уже разработано в полной мере. Вопросы вызывает стратиграфическое направление — вновь полученные представления о диахронности границ системных трактов пришли в противоречие с изначальной синтетической идеей.

Выводы

- Разрешение выявленного противоречия видится путем введения в теоретические основания секвенс-стратиграфии идей Н.Б. Вассоевича, С.В. Мейена и других исследователей о геосистемной природе стратонов и их границ.

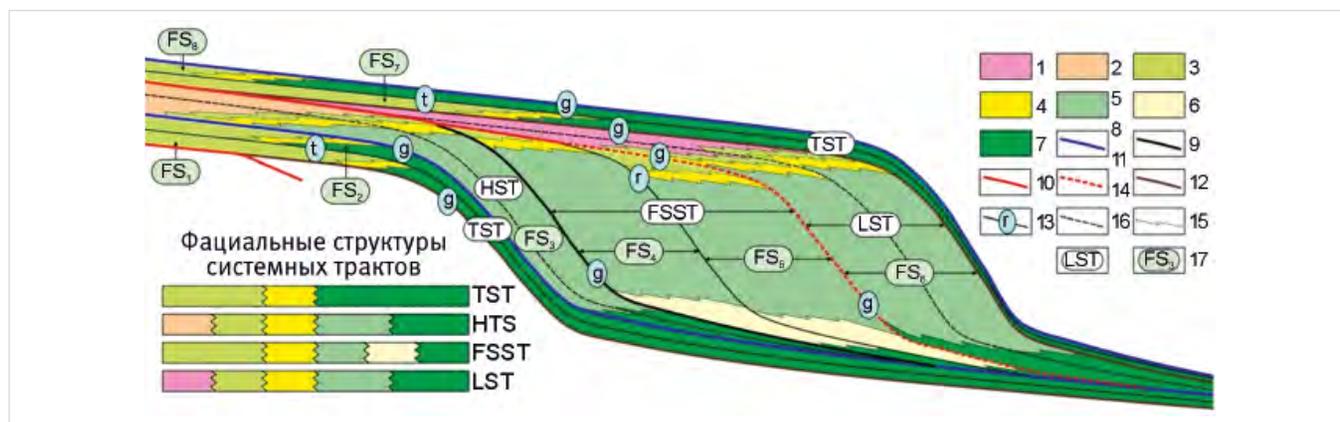


Рис. 6. Возможный вариант секвенс-стратиграфической модели осадочного бассейна.

Фации: 1 — аллювия ветвящихся русел, 2 — аллювия меандрирующих русел, 3 — углисто-глинистых отложений лагуны, прибрежной равнины, 4 — прибрежноморских песчаников, 5 — глинисто-алевритовых отложений шельфа, склона, 6 — песчаников глубоководных конусов выноса, 7 — трансгрессивных и бассейновых отложений. Границы: 8 — поверхность максимального затопления MFS, 9 — базальная поверхность форсированной регрессии BSFR; 10 — стратиграфическое несогласие SU; 11 — коррелятивное согласие CC; 12 — поверхность максимальной регрессии MRS; 13 — фаціальное несогласие: g — генетическое фаціальное несогласие I рода; t — трансгрессивное фаціальное несогласие II рода; r — регрессивное фаціальное несогласие II рода; 14 — фаціальное согласие границы; 15 — диахронные границы фаций; 16 — системные тракты; 17 — фаціальные серии

Fig. 6. A possible variant of the sequence stratigraphic model of the sedimentary basin.

Facies: 1 — alluvium of braided channels, 2 — alluvium of meandering channels, 3 — coal-mud deposits of lagoons, coastal plain, 4 — coastal sandstones, 5 — mud-siltstone deposits of shelf, slope, 6 — sandstones of deep-sea fans, 7 — transgressive and basin deposits. Boundaries: 8 — maximum flooding surface MFS, 9 — basal surface of forced regression BSFR; 10 — stratigraphic unconformity SU; 11 — correlative conformity CC; 12 — maximum regressive surface MRS; 13 — facies unconformities: g — a genetic facies unconformity of the I kind; t — transgressive facies unconformity of the II kind; r — regressive facies of the II kind; 14 — facies-conformable boundaries; 15 — diachronic facies boundaries; 16 — systems tracts; 17 — facies series

- Конфликт между представлениями о седиментации как об эволюционно-революционном процессе, порождающем фациальные серии и фациальные несогласия, и практикой секвенс-стратиграфии отсутствует — фациальные несогласия можно видеть в классических моделях секвенсов. Поэтому вполне возможно, что в будущем эти представления станут частью рассматриваемой дисциплины.

Литература

1. Catuneanu O., Abreu V., Bhattacharya J.P. et al. Towards the standardization of sequence stratigraphy. *Earth-science reviews*, 2009, Vol. 92, issue 1–2, P. 1–33. (In Eng).
2. Catuneanu O., Bhattacharya J.P., Blum M.D. et al. Thematic Set: Sequence stratigraphy: common ground after three decades of development. *First Break*, 2010, Vol. 28, issue 1, P. 21–34. (In Eng).
3. Catuneanu O., Galloway W.E., Kendall C.G.St.C. et al. Sequence stratigraphy: methodology and nomenclature. *Newsletters on Stratigraphy*, 2011, Vol. 44, issue 3, P. 173–245. (In Eng).
4. Маргулис Л.С. Секвенная стратиграфия в изучении строения осадочных чехлов // Нефтегазовая теория. Теория и практика. 2008. № 3. 26 с. URL: http://www.ngtp.ru/rub/2/37_2008.pdf (дата обращения 01.09.2024).
5. Балдин В.А., Игошкин В.П., Мунасыпов Н.З. и др. Стратиграфия юрско-меловых отложений на северо-востоке Западной Сибири по результатам секвенс-стратиграфического анализа // Геофизика. 2021. № 3. С. 2–17.
6. Балдин В.А., Игошкин В.П., Мунасыпов Н.З. Региональная секвенс-стратиграфическая модель строения верхнеюрско-неокомских отложений всей Западной Сибири как основа для эффективного освоения трудноизвлекаемых запасов ачимовской толщи и баженинов // Геофизика. 2022. № 4. С. 46–57.
7. Габдуллин Р.Р., Копаевич Л.Ф., Иванов А.В. Секвенная стратиграфия. М.: МАКС Пресс, 2008. 113 с.
8. Ершов С.В. Секвенс-стратиграфия берриас-нижнеаптских отложений Западной Сибири // Геология и геофизика. 2018. Т. 59. № 7. С. 1106–1123.
9. Сподобаев А.А., Нежданов А.А., Меркулов А.В. Результаты секвенс-стратиграфического анализа отложений ачимовской толщи на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении // Экспозиция Нефть Газ. 2018. № 2. С. 22–27.
10. Жемчугова В.А., Рыбальченко В.В., Шарданова Т.А. Секвенс-стратиграфическая модель нижнего мела Западной Сибири // Георесурсы. 2021. Т. 23. № 2. С. 179–191.
11. Зорина С.О. Секвенс-стратиграфия. (Материалы к лекциям. Практические занятия). Казань, 2016. 65 с.
12. Казеннов А.С. Диалектика как высший метод познания. СПб: Политехнический университет, 2011. 94 с.
13. Emery D., Myers K.J. (Eds.) *Sequence Stratigraphy*. Oxford: Blackwell Science, 1996, 297 p. (In Eng).
14. Posamentier H.W., Allen G.P. *Siliciclastic sequence stratigraphy: concepts and applications*. SEPM society for sedimentary geology, 1999, Vol. 7, 210 p. (In Eng).
15. Catuneanu O. *Principles of sequence stratigraphy*. Elsevier, 2006, 375 p. (In Eng).
16. Miall A.D. *The geology of stratigraphic sequences*. Springer, 2010, 522 p. (In Eng).
17. Митчем мл. Р.М., Вейл П.Р., Томпсон III С. Сейсмостратиграфия и глобальные изменения уровня моря. Часть 2. Осадочный комплекс как основная единица при стратиграфическом анализе // Сейсмическая стратиграфия. Использование при поисках и разведке нефти и газа. М.: Мир, 1982. С. 108–126.
18. Мейен С.В. Введение в теорию стратиграфии. М.: Наука, 1989. 216 с.
19. Вейл П.Р., Митчем мл. Р.М., Томпсон III С. Сейсмостратиграфия и глобальные изменения уровня моря. Часть 2. Относительные изменения уровня моря по береговому подошвенному налеганию // Сейсмическая стратиграфия. М.: Мир, 1982. С. 127–159.
20. Браун Л.Ф., Фишер У.Л. Сейсмостратиграфия и глобальные изменения уровня моря. Часть 2. Сейсмостратиграфическая интерпретация осадочных систем в бассейнах зон раздвижения и рифтов на примере акватории Бразилии // Сейсмическая стратиграфия. М.: Мир, 1982. С. 381–456.
21. Posamentier H.W., Jervey M.T., Vail P.R. Eustatic controls on clastic deposition I – conceptual framework. Sea-level changes: an integrated approach. SEPM Special Publication, 1988, Vol. 42, P. 109–124. (In Eng).
22. Дополнения к Стратиграфическому кодексу России. СПб.: ВСЕГЕИ, 2000. 112 с.
23. Van Wagoner J.C., Posamentier H.W., Mitchum jr. R.M. et al. An overview of the fundamentals of sequence stratigraphy and key definitions. Sea-level changes: an integrated approach. SEPM Special Publication, 1988, Vol. 42, P. 39–46. (In Eng).
24. Posamentier H.W., Vail P.R. Eustatic controls on clastic deposition II. Sequence and systems tract models. Sea-level changes: an integrated approach. SEPM Special Publication, 1988, Vol. 42, P. 125–154. (In Eng).
25. Вейл П.Р., Митчем мл. Р.М., Томпсон III С. Сейсмостратиграфия и глобальные изменения уровня моря. 4. Глобальные циклы относительных изменений уровня моря // Сейсмическая стратиграфия. М.: Мир, 1982. С. 160–183.
26. Вассоевич Н.Б. К изучению слоистости осадочных горных пород // Литологический сборник. Л.-М.: 1948. С. 24–34.
27. Вассоевич Н.Б. Слоистость и фации // Известия АН СССР. Сер. геол. 1949. № 2. С. 129–132.
28. Embry A.F. Transgressive-regressive (T-R) sequence stratigraphy. Sequence stratigraphic models for exploration and production. Gulf Coast SEPM Conference Proceedings, Houston. 2002. SEPM Society for Sedimentary Geology, 2002, P. 151–172. (In Eng).
29. Ainsworth R.B. Marginal marine sedimentology and high resolution sequence analysis; Bearpaw-Horseshoe Canyon transition, Drumheller, Alberta. *Bulletin of Canadian petroleum geology*, 1994, Vol. 42, issue 1, P. 26–54. (In Eng).
30. Christie-Blick N. Onlap, offlap, and the origin of unconformity-bounded depositional sequences. *Marine Geology*, 1991, Vol. 97, issue 1–2, P. 35–56. (In Eng).
31. Posamentier H.W., Allen G.P., James D.P. et al. Forced regressions in a sequence stratigraphic framework: concepts, examples, and exploration significance. *American association of petroleum geologists bulletin*, 1992, Vol. 76, issue 11, P. 1687–1709. (In Eng).
32. Hunt D., Tucker M.E. Stranded parasequences and the forced regressive wedge systems tract: deposition during base level fall. *Sedimentary Geology*, 1992, Vol. 81, issue 1–2, P. 1–9. (In Eng).
33. Plint A.G., Nummedal D. The falling stage systems tract: recognition and importance in sequence stratigraphic analysis. *Geological society London special publications*, 2000, Vol. 172, issue 1, P. 1–17. (In Eng).
34. Catuneanu O. Model-independent sequence stratigraphy. *Earth-Science Reviews*, 2019, Vol. 188, P. 312–388. (In Eng).
35. Зотов А.Ф., Миронов В.В., Разин А.В. *Философия*. М.: Академический Проект; Трикста, 2004. 688 с.
36. Данильян О.Г., Тараненко В.М. *Философия*. М.: Эксмо, 2005. 512 с.
37. Лебедев М.В. Основы фациального моделирования осадочных бассейнов. Тюмень: ТИУ, 2021. 164 с.
38. Лебедев М.В. Фациальные несогласия и фациальные серии в секвенс-стратиграфии // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 6. С. 24–32.

ENGLISH

Results

The author identified three stages in the history of sequence stratigraphy: pre-model, synthetic and analytical. During the pre-model stage, data on the structure and processes of formation of sedimentary basins were accumulated. In the synthetic stage, by synthesizing all the knowledge available at that time, a new integrity was acquired – the sequence stratigraphic

model of the sedimentary basin, describing it as a vertical succession of sequences consisting of systemic tracts. During the analytical stage, a thorough study of all the elements of the sequence stratigraphic concept as components of a new integrity took place. Currently, sequence stratigraphy is the leading geosystem approach to the study of the internal structure of sedimentary basins. Its structural

component has already been fully developed. The stratigraphic component raises questions - the newly obtained idea about the diachroneity of the systems tracts boundaries have come into conflict with the original synthetic idea.

Conclusions

- The resolution of the revealed contradiction is seen by introducing the ideas of N.B. Vassoevich, S.V. Meyen and other researchers about

the geosystem nature of stratigraphic units and their boundaries into the theoretical foundations of sequence stratigraphy.

- There is no conflict between the concept of sedimentation as an evolutionary-revolutionary process that generates facial series and facial unconformities, and the practice of sequence stratigraphy – facial unconformities can be seen in classical models of sequences. Therefore, it is quite possible that this concept will become part of the sequence stratigraphy.

References

1. Catuneanu O., Abreu V., Bhattacharya J.P. et al. Towards the standardization of sequence stratigraphy. *Earth-science reviews*, 2009, Vol. 92, issue 1–2, P. 1–33. (In Eng).
2. Catuneanu O., Bhattacharya J.P., Blum M.D. et al. Thematic Set: Sequence stratigraphy: common ground after three decades of development. *First Break*, 2010, Vol. 28, issue 1, P. 21–34. (In Eng).
3. Catuneanu O., Galloway W.E., Kendall C.G.St.C. et al. Sequence stratigraphy: methodology and nomenclature. *Newsletters on Stratigraphy*, 2011, Vol. 44, issue 3, P. 173–245. (In Eng).
4. Margulis L.S. Sequence stratigraphy in studying the structure of sedimentary covers. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2008, issue 3, 26 p, URL: http://www.ngtp.ru/rub/2/37_2008.pdf (accessed: 01.09.2024). (In Russ).
5. Baldin V.A., Igoshkin V.P., Munasyrov N.Z. et al. Stratigraphy of the jurassic-cretaceous deposits in northeast of Western Siberia on the results of sequence-stratigraphic analysis. *Geophysics*, 2021, issue 3, P. 2–17. (In Russ).
6. Baldin V.A., Igoshkin V.P., Munasyrov N.Z. Regional sequence stratigraphic model of the upper jurassic-neocomian deposits structure throughout the Western Siberia as a basis for efficient development of hard-to-recover reserves of the Achimov series and bazhenites. *Geophysics*, 2022, issue 4, P. 46–57. (In Russ).
7. Gabdullin R.R., Kopaevich L.F., Ivanov A.V. Sequence stratigraphy: Textbook. Moscow: MAX Press, 2008, 113 p. (In Russ).
8. Ershov S.V. Sequence stratigraphy of the Berriassian–Lower Aptian deposits of West Siberia. *Russian geology and geophysics*, 2018, Vol. 59, issue 7, P. 1106–1123. (In Russ).
9. Spodobayev A.A., Nezhdanov A.A., Merkulov A.V. Results of the sequence-stratigraphic analysis of the Achimovsky deposits of the Yamburg oil and gas condensate field. *Exposition Oil Gas*, 2018, issue 2, P. 22–27. (In Russ).
10. Zhemchugova V.A., Rybalchenko V.V., Shardanova T.A. Sequence-stratigraphic model of the West Siberia Lower Cretaceous. *Georesources*, 2021, Vol. 23, issue 2, P. 179–191. (In Russ).
11. Zorina S.O. Sequence stratigraphy. (Materials for lectures. Practical exercises). Kazan: 2016, 65 p. (In Russ).
12. Kazennov A.S. Dialectics as the highest method of cognition. St. Petersburg: Polytechnic University, 2011, 94 p. (In Russ).
13. Emery D., Myers K.J. (Eds.) *Sequence Stratigraphy*. Oxford: Blackwell Science, 1996, 297 p. (In Eng).
14. Posamentier H.W., Allen G.P. *Siliciclastic sequence stratigraphy: concepts and applications*. SEPM society for sedimentary geology, 1999, Vol. 7, 210 p. (In Eng).
15. Catuneanu O. *Principles of sequence stratigraphy*. Elsevier, 2006, 375 p. (In Eng).
16. Miall A.D. *The geology of stratigraphic sequences*. Springer, 2010, 522 p. (In Eng).
17. Mitchum jr. R.M., Vail P.R., Thompson III S. Seismic stratigraphy and global changes of sea level. Part 2. The depositional sequence as a basic unit for stratigraphic analysis. *Seismic stratigraphy – applications to hydrocarbon exploration*. Moscow: Mir, 1982, P. 108–126. (In Russ).
18. Meyen S.V. *Introduction to the theory of stratigraphy*. Moscow: Nauka, 1989, 216 p. (In Russ).
19. Vail P.R., Mitchum jr. R.M., Thompson III S. Seismic stratigraphy and global changes of sea level. Part 2. Relative changes of sea level from coastal onlap. *Seismic stratigraphy – applications to hydrocarbon exploration*. Moscow: Mir, 1982, P. 127–159. (In Russ).
20. Brown jr. L.F., Fisher W.L. Seismic stratigraphy and global changes of sea level. Part 2. Seismic stratigraphic interpretation of depositional systems: examples from Brazilian rift and pull apart basins. *Seismic stratigraphy – applications to hydrocarbon exploration*. Moscow: Mir, 1982, P. 381–456. (In Russ).
21. Posamentier H.W., Jervey M.T., Vail P.R. Eustatic controls on clastic deposition I – conceptual framework. *Sea-level changes: an integrated approach*. SEPM Special Publication, 1988, Vol. 42, P. 109–124. (In Eng).
22. *Supplements to the stratigraphic code of Russia*. St. Petersburg: VSEGEI Press, 2000, 112 p. (In Russ).
23. Van Wagoner J.C., Posamentier H.W., Mitchum jr. R.M. et al. An overview of the fundamentals of sequence stratigraphy and key definitions. *Sea-level changes: an integrated approach*. SEPM Special Publication, 1988, Vol. 42, P. 39–46. (In Eng).
24. Posamentier H.W., Vail P.R. Eustatic controls on clastic deposition II. Sequence and systems tract models. *Sea-level changes: an integrated approach*. SEPM Special Publication, 1988, Vol. 42, P. 125–154. (In Eng).
25. Vail P.R., Mitchum jr. R.M., Thompson III S. Seismic stratigraphy and global changes of sea level. 4. Global cycles of relative changes of sea level. *Seismic stratigraphy – applications to hydrocarbon exploration*. Moscow: Mir, 1982, P. 160–183. (In Russ).
26. Vassoevich N.B. To the study of the stratification of sedimentary rocks. *Lithological digest. Leningrad-Moscow: 1948*, P. 24–34. (In Russ).
27. Vassoevich N.B. Layering and facies. *Izvestia of the USSR Academy of Sciences. ser. geol.*, 1949, issue 2, P. 129–132. (In Russ).
28. Embry A.F. Transgressive-regressive (T–R) sequence stratigraphy. *Sequence stratigraphic models for exploration and production*. Gulf Coast SEPM Conference Proceedings, Houston. 2002. SEPM Society for Sedimentary Geology, 2002, P. 151–172. (In Eng).
29. Ainsworth R.B. Marginal marine sedimentology and high resolution sequence analysis; Bearpaw-Horseshoe Canyon transition, Drumheller, Alberta. *Bulletin of Canadian petroleum geology*, 1994, Vol. 42, issue 1, P. 26–54. (In Eng).
30. Christie-Blick N. Onlap, offlap, and the origin of unconformity-bounded depositional sequences. *Marine Geology*, 1991, Vol. 97, issue 1–2, P. 35–56. (In Eng).
31. Posamentier H.W., Allen G.P., James D.P. et al. Forced regressions in a sequence stratigraphic framework: concepts, examples, and exploration significance. *American association of petroleum geologists bulletin*, 1992, Vol. 76, issue 11, P. 1687–1709. (In Eng).
32. Hunt D., Tucker M.E. Stranded parasequences and the forced regressive wedge systems tract: deposition during base level fall. *Sedimentary Geology*, 1992, Vol. 81, issue 1–2, P. 1–9. (In Eng).
33. Plint A.G., Nummedal D. The falling stage systems tract: recognition and importance in sequence stratigraphic analysis. *Geological society London special publications*, 2000, Vol. 172, issue 1, P. 1–17. (In Eng).
34. Catuneanu O. Model-independent sequence stratigraphy. *Earth-Science Reviews*, 2019, Vol. 188, P. 312–388. (In Eng).
35. Zotov A.F., Mironov V.V., Razin A.B. *Philosophy*. Moscow: Academic Project; Triksta, 2004, 688 p. (In Russ).
36. Danilyan O.G., Taranenko V.M. *Philosophy*. Moscow: Eksmo, 2005, 512 p. (In Russ).
37. Lebedev M.V. *Fundamentals of facies modeling of sedimentary basins*. Tyumen: TIU, 2021, 164 p. (In Russ).
38. Lebedev M.V. Facial unconformities and facial series in the sequence stratigraphy. *Oil and gas studies*, 2018, issue 6, P. 24–32. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Лебедев Михаил Валентинович, д.г.-м.н., эксперт,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
Тюмень, Россия

Для контактов: mvlbebedev2@tnnc.rosneft.ru

Lebedev Mikhail Valentinovich, ph.d. of geologo-mineralogical
sciences, expert, “Tyumen petroleum research center” LLC,
Tyumen, Russia

Corresponding author: mvlbebedev2@tnnc.rosneft.ru

Находки микробиолитов в баженовской свите

Бумагина В.А., Мартынюк Е.В., Чертина К.Н.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
vabumagina@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

В работе рассмотрены отложения баженовской свиты центральной части Западной Сибири. Впервые в Приобском нефтегазоносном районе в отложениях зафиксированы автохтонные карбонатные прослои микробальной природы. С целью установления структурных особенностей и подтверждения генезиса карбонатных пород изучены литолого-петрографические характеристики и выполнена привязка в разрезе свиты. Биогенные карбонаты баженовского горизонта уникальны для мезозоя и указывают на формирование пород в относительно мелководных морских условиях.

Материалы и методы

Керновые колонки диаметром 100 мм со 100 %-ным выносом из отложений баженовской свиты. Выполнено макрописание керна, седиментологический анализ, характеристика минералогических и текстурно-структурных особенностей в петрографических шлифах стандартного (4×2,5 см) и большого размера (4×5 см).

Ключевые слова

Западная Сибирь, верхняя юра, баженовская свита, карбонатные породы, микробиолиты, штормогенные прослои (темпеститы)

Для цитирования

Бумагина В.А., Мартынюк Е.В., Чертина К.Н. Находки микробиолитов в баженовской свите // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 7. С. 20–24.
DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-20-24

Поступила в редакцию: 13.09.2024

GEOLOGY

UDC 553.983+552.143+552.086 | Original Paper

Microbiolite finds in the Bazhenov formation

Bumagina V.A., Martynyuk E.V., Chertina K.N.
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
vabumagina@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The work examines the deposits of the Bazhenov formation in the central part of Western Siberia. For the first time in the Priobskoye oil and gas region, autochthonous carbonate layers of a microbial nature were found in sediments. In order to establish the structural features and confirm the genesis of carbonate rocks, lithological and petrographic characteristics were studied and binding was carried out in the section of the formation. The biogenic carbonates of the Bazhenov horizon are unique for the Mesozoic and indicate the formation of rocks in relatively shallow marine conditions.

Materials and method

Core columns with a diameter of 100 mm with 100% removal from the deposits of the Bazhenov formation. A macro description of the core, sedimentological analysis, and characterization of mineralogical and textural-structural features in petrographic sections of standard (4×2,5 cm) and large (4×5 cm) size were performed.

Keywords

Western Siberia, Upper Jurassic, Bazhenov formation, carbonate rocks, microbioliths, stormy interlayers (tempestites)

For citation

Bumagina V.A., Martynyuk E.V., Chertina K.N. Microbiolite finds in the Bazhenov formation. Exposition Oil Gas, 2024, issue 7, P. 20–24. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-20-24

Received: 13.09.2024

Введение

Исследованием карбонатных пород баженовской свиты занимались многие ученые [1, 3–7, 9, 13]. Немало публикаций посвящено изучению разреза баженовского горизонта, продуктивность которого связывают с карбонатными или кремневыми породами, имеющими подчиненное значение и невыдержанность по вертикали и латерали. Установлено, что карбонатное минералообразование баженовской свиты имеет первичную биогенную (седиментационно-диагенетическую) и вторичную (катагенетическую) природу.

Появление новой керновой информации хорошего качества в Центре исследования керна в ООО «Тюменский нефтяной научный

центр» (ООО «ТННЦ») позволило дополнить сведения о генезисе карбонатных пород. Изучение условий формирования карбонатов в перспективе позволит разработать дополнительные прогнозные критерии для поиска продуктивных отложений на территории Западной Сибири.

Физико-географическая характеристика. Материалы

Район работ расположен в центральной части Западной Сибири в Ханты-Мансийском АО, в тектоническом отношении приурочен к Фроловской мегавпадине. Согласно схеме структурно-фациального районирования средней (келловей) и верхней юры Западной Сибири [10], месторождение

расположено во Фроловско-Тамбейском литофациальном районе и представлено отложениями баженовской свиты.

Изучение керна многочисленных разрезов баженовского горизонта регионов Западной Сибири в Центре исследований керна ООО «ТННЦ» привело к обнаружению уникальных карбонатных пород биогенного происхождения, которые образованы в верхней части баженовской свиты (5-я пачка).

Объектом исследования послужил керн карбонатных пород в приподошвенной части пачки 5-й баженовской свиты. Керновые колонки диаметром 100 мм со 100%-ным выносом. Выполнено макрописание керна, седиментологический анализ, характеристика минералогических и текстурно-структурных

особенностей в петрографических шлифах стандартного (4×2,5 см) и большого размера (4×5 см).

Краткая характеристика разреза баженовской свиты

В разрезе баженовской свиты изучаемого месторождения выделено 5 пачек (рис. 1а). Нижняя 1-я пачка представлена чередованием глинисто-кремневых пород и радиоляритов, пиритизированных, с тонкой субгоризонтальной слоистостью, неравномерно биотурбированных (Helminthopsis). В прикровельной части пачки — с прослоем доломитов апорадиоляритовых, с редкими раковинным детритом и фосфат-карбонатными конкрециями. Интенсивность биотурбации увеличивается в нижней части разреза пачки. Пористость по гелию на цилиндрических образцах до экстракции составляет 0,2–1,1 %. Проницаемость по гелию на раздробленных образцах по методике GRI составила $0,000012 \times 10^{-6}$ – 285×10^{-6} мД. Толщина пачки — 8,5 м.

2-я пачка сложена глинисто-кремневыми породами, пиритизированными, с линзовидными слоями радиоляритов. В приподошвенной части пачки — с прослоями доломитов апорадиоляритовых, с онихитами. Пористость по гелию на цилиндрических образцах до экстракции составляет 0,2–0,8 %. Проницаемость по гелию на раздробленных образцах по методике GRI составила $0,000048 \times 10^{-6}$ – 729×10^{-6} мД. Толщина пачки до 5 м.

3-я пачка сложена глинисто-кремневыми породами, пиритизированными, с субгоризонтальной слоистостью. В верхней и средней частях — со слоями с ярким желтым свечением в ультрафиолетовом свете (туфогенного генезиса), с онихитами, аммонитами, реже ихтиодетритом и двустворками. Пористость по гелию на цилиндрических образцах до экстракции составляет 0,7–1,8 %. Проницаемость по гелию на раздробленных образцах по методике GRI составила $0,129 \times 10^{-6}$ – 119×10^{-6} мД. Толщина пачки до 6 м.

4-я пачка представлена глинисто-кремневыми породами, пиритизированными, редко карбонатизированными, с субгоризонтальной слоистостью, со слоями раковин двустворок, с редкими онихитами, ихтиодетритом и аммонитами. Пористость по гелию на цилиндрических образцах до экстракции составляет 0,9 %. Проницаемость по гелию на раздробленных образцах по методике GRI составила 38×10^{-6} – 269×10^{-6} мД. Толщина пачки до 4 м.

Верхняя 5-я пачка преимущественно сложена карбонатно-глинисто-кремневыми породами, пиритизированными, с субгоризонтальной слоистостью, в средней части — со слоями с ярким желтым свечением в ультрафиолетовом свете (туфогенного генезиса), с карбонатными конкрециями, онихитами и ихтиодетритом. В подошве пачки отмечаются глинисто-кремневые породы, пиритизированные, которые вверх по разрезу сменяются штормогенными биокластовыми прослоями, микробальными и зернистыми известняками и доломитами (рис. 1б). Пористость по гелию на цилиндрических образцах до экстракции составляет 0,2–1,9 %. Проницаемость по гелию на раздробленных образцах по методике GRI составила $2,28 \times 10^{-6}$ – $6,22 \times 10^{-6}$ мД. Толщина пачки до 6 м.

В целом породы баженовской свиты изучаемого месторождения по результатам

пиролитического анализа образцов керна методом Bulk Rock имеют хороший и отличный генерационный потенциал.

Характеристика и генезис карбонатных пород

В исследуемом керне в подошве 5-й пачки глинисто-кремневого состава фиксируются карбонатные прослои с зернистой и микробальной структурами (рис. 1б).

Карбонатная биокластовая разнородная порода, с глинисто-кремнистым цементом, обогащенная органическим веществом и пиритом (рис. 1д, е, н). Биокласты представлены скелетами радиолярий, ихтиодетритом и редкими фрагментами раковин.

Скелеты радиолярий различной степени сохранности округлых, овальных и «башенковидных» форм размером 0,02–0,1 мм, нацело замещенные доломитом и пиритизированные. Пространство между радиоляриями заполнено агрегатной смесью кремнистого и глинистого материала, пропитано темно-бурого органическим веществом.

Ихтиодетрит буро-черного, редко красно-бурого цвета, фосфатного состава, трещиноватый, неправильных и причудливых форм размером 0,2–10,0 мм, пропитан органическим веществом, пиритизирован, с включениями кристаллов апатита.

Раковинный детрит недиагностируемый, нацело замещен таблитчатыми кристаллами барита.

Биогенные остатки распределены неравномерно, не ориентированы по слоистости, плохо сортированы, что указывает на их штормовую природу и свидетельствует об обмелении бассейна седиментации. Зернистые слои видимой толщиной до 4 см послужили субстратом для развития микробальных сообществ.

Породы с микробальной структурой доломит-известкового состава, с зонами разнородности межскелетных заполнений, неравномерно пигментированы органическим веществом, с многочисленными вторичными минерализованными трещинами, плотные (рис. 1в–д).

Микробальные образования с комковато-ступчатыми (рис. 1м), дендролитовыми (рис. 1л) и единично ламинарными внутренними структурами толщиной до 15 см. Скелеты микробалитов образуют массивно-желваковые формы роста с кармановидными и щелевидными зонами межскелетных заполнений. В структуре микробалита фиксируются ранние морские тонко-микрорастительные цементы изопакитового типа, в виде инкрустационных корочек, фиксирующих каркас.

Межскелетные промежутки имеют неправильную, кармановидную форму, заполнены разнородным материалом. Карбонатные зерна — пелоиды, литокласты и биокласты. Литокласты представлены фрагментами микробальных колоний, пелоиды с нечеткими контурами, биокласты в виде фрагментов и целых скелетов радиолярий, раковинного детрита (двустворки, брахиоподы, ихтиодетрит и др.). Биокласты интенсивно пигментированы органическим веществом, имеют фосфатный состав, с включениями кристаллов апатита, частично замещенным вторичным кальцитом.

Известняки разнородные биокластово-литокластовые толщиной до 5 см (рис. 1г, и), образованные в результате разрушения микробальных каркасов.

Литокласты — окатанные и полуокатанные, с микробальной пелитоморфной

структурой, с редкими включениями аутигенного кварца, размером 0,3–2,0 мм.

Биокласты представлены раковинным детритом, ориентированы по слоистости, удлиненных, неправильных, угловатых форм, сложены фторapatитом, пигментированы органическим веществом, с вторичным тонкокристаллическим инкрустационным кальцитовым цементом, с редкими включениями аутигенного кварца.

Микробальные каркасы в периоды низкого стояния уровня моря подвергались субазальному воздействию, что проявилось в брекчированности пород, образовании пустот выщелачивания и вторичной минерализации (рис. 1в, г, ж, з, к).

Интенсивная трещиноватость придает породам брекчиевидный облик. Трещины разнонаправленные, слабоизвилистые, клиновидные, минерализованные кальцитом, доломитом (рис. 1з), реже кварцем, шириной до 4,0 мм. Кристаллы кальцита и доломита размером 0,07–2,6 мм, гипидиоморфных и ксеноморфных форм, реже клиновидно-радиаксиальные. Кристаллы кварца размером 0,1–2,4 мм, идиоморфных форм (в том числе шестигранные), реже агрегатного строения с верным характером погасания (халцедон). Вторичная минерализация в пределах трещин носит зональный характер: периферийная часть сложена кальцитом и доломитом, центральная — кварцем (рис. 1ж). Кристаллы кварца пигментированы органическим веществом. В микробальных каркасах фиксируются пустоты выщелачивания неправильных — извилистых — форм размером до 1,0 мм, полые, с битумными пленками по стенкам (рис. 1г, к). Пористость по гелию на цилиндрическом образце до экстракции составляет 0,2 %. Проницаемость по гелию после экстракции — 0,01 мД.

Часть вторичных трещин и пустот в микробальных породах заполнена материалом перекрывающих осадков.

Наличие микробальных разностей и особенностей их преобразования свидетельствует об относительном мелководном бассейне седиментации с ограниченным водообменом.

Карбонатные прослои перекрываются глинисто-кремнево-карбонатными и карбонатно-глинисто-кремневыми породами, с тонкой субгоризонтальной слоистостью, с фрагментами карбонатных конкреций. Источником карбонатов для данных пород является кокколитофоридовый материал, который диагностирован с помощью растровой электронной микроскопии.

Итоги

Проанализировав полученные данные, отмечается регрессивная последовательность формирования пород для нижней части 5-й пачки, от относительно глубоководных до относительно мелководных обстановок осадконакопления.

В подошве пачки залегают глинисто-кремневые породы, сформированные в относительно глубоководных обстановках шельфа со спокойной гидродинамикой. Отсутствие биотурбации может указывать на наличие зоны сероводородного заражения.

Вверх по разрезу с эрозионным контактом залегают штормогенные прослои (темпеститы). Штормогенные прослои представлены глинисто-кремневыми породами с многочисленными остатками ихтиодетрита и радиолярий, а также известняками с

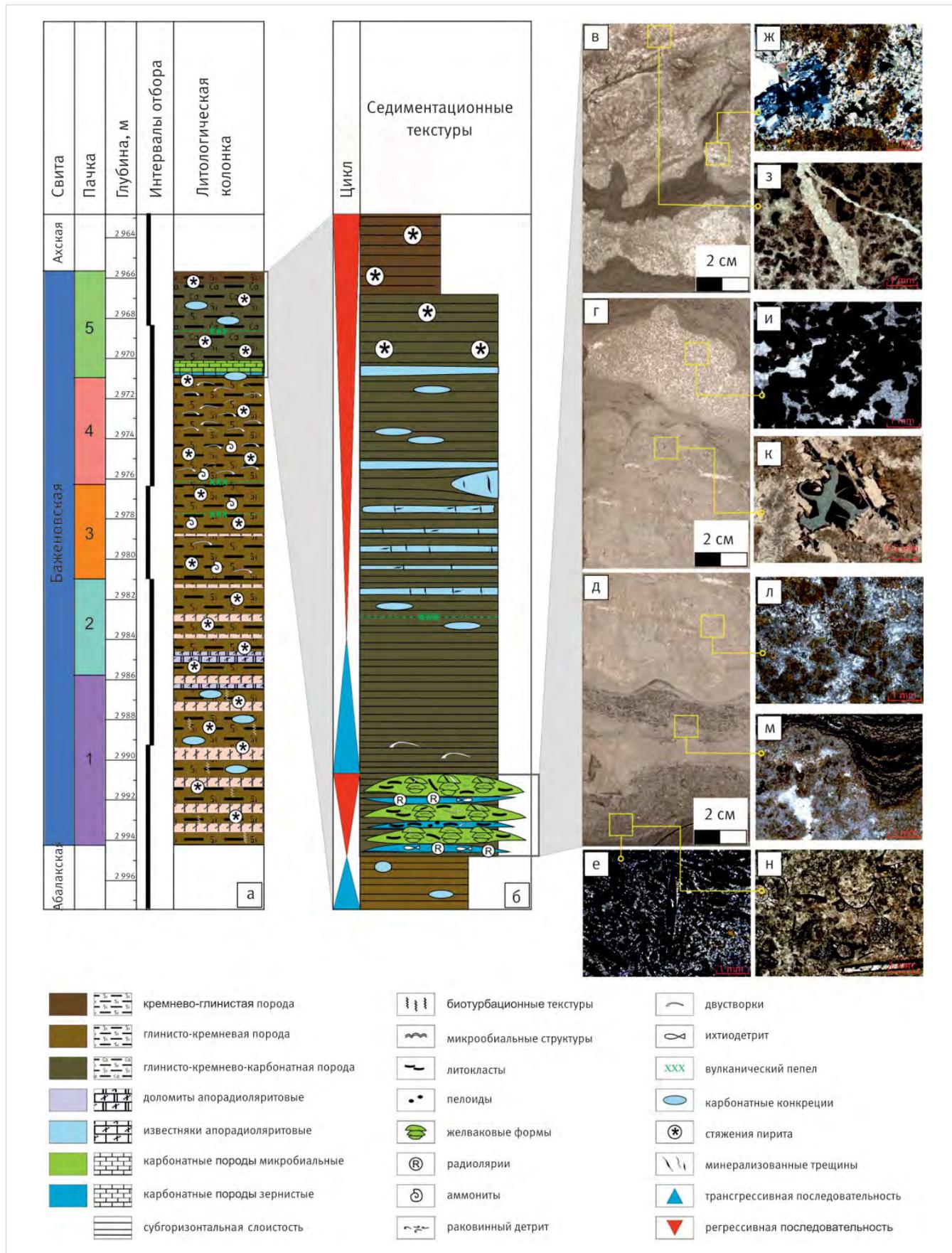


Рис. 1. Литологическая характеристика баженовской свиты: а – литологическая колонка; б – детальная колонка 5-й пачки; в–н – структурные особенности карбонатных пород. Фото керны: в – микробные структуры с признаками субаэрального воздействия, г, д – чередование микробных и зернистых структур. Фото шлифов: е, н – биокластовые структуры, ж, з – вторичная минерализация пустот, и – разнозернистые биокластово-литокластовые структуры, к – полая пора выщелачивания с битумными пленками, л – микробная дендролитовая структура, м – контактная микробной комковато-сгустковой и зернистой структур

Fig. 1. Lithological characteristics of the Bazhenov formation: а – lithological column; б – detailed column 5 of the pack; в–н – structural features of carbonate rocks. Core photo: в – microbial structures with signs of subaerial exposure; г, д – alternation of microbial and granular structures. Photo of the grinds: е, н – bioclastic structures; ж, з – secondary mineralization of voids, и – heterogeneous bioclastic-lithoclastic structures, к – hollow leaching pore with bitumen films, л – microbial dendrolite structure, м – contact of microbial lumpy-clot and granular structures

зернистой структурой. Зернистые прослои формируют стабильный субстрат для последующего формирования микробных известняков. Тенденция образования ритмичных серий, состоящих из последовательного чередования зернистых и микробных слоев, свидетельствует о неоднократном повторении событий. Источником зернистого материала выступали сами микробные сообщества и привносимые с глубин бассейна органические остатки. Перечисленные структурно-текстурные особенности характерны для относительно мелководных обстановок сублиторали.

Известно, что прекращение роста органических построек связывают с несколькими причинами: погружение или, напротив, обмеление с привнесом терригенного материала; выходом в зону волновой абразии с последующим разрушением. В нашем случае прекращение роста постройки связано с обмелением бассейна седиментации и сокращением пространства аккомодации для развития органических структур. В результате последующей трансгрессии и увеличения глубины бассейна создается неблагоприятная среда для процветания каркасостроющих организмов.

В работе [4] впервые описаны строматолитовые постройки в отложениях даниловской свиты для территории Шаимского горизонта. «В рассматриваемом разрезе преобладают желваковидные формы, причем в верхней части разреза отмечаются признаки ветвистых форм, а в основании разреза — уплощенные, корковидные строматолиты». Авторы связывают формирование данных известняков с мелководными обстановками осадконакопления.

Аналогичные микробные постройки встречены в кровле абалакской свиты, с которыми связаны притоки нефти. Породы характеризуются высокеемкими свойствами, обусловленными трещиноватостью и кавернозностью, образованными под воздействием процессов субаэральной экспозиции [7, 13].

Описанные в данной работе карбонатные породы не являются коллекторами ввиду интенсивно проявленных вторичных процессов: окремнение и карбонатизация. Однако в изучаемых породах встречены полые пустоты выщелачивания, частично заполненные битуминозным веществом, что указывает на фильтрацию агрессивных растворов и образование высокеемких коллекторов в органических постройках.

В свою очередь установление генезиса карбонатных пород позволит понять характер распределения карбонатного материала для реконструкции условий палеоседиментации в баженовское время.

Опираясь на полученные результаты, практический интерес представляют карбонатные органические пачки повышенных толщин, где формируется достаточный

объем коллектора с наилучшими свойствами, содержащий коммерческие запасы углеводородов.

Выводы

В результате изучения дана подробная характеристика слагающих пород 5-й пачки на макро- и микроуровне, сделаны выводы об условиях их формирования. На основе детального литолого-петрографического анализа установлено формирование пород с трансгрессивно-регрессивной последовательностью. В верхней части баженовского горизонта фиксируются признаки обмеления.

Впервые в центральной части Западной Сибири в породах баженовской свиты выявлен уникальный для мезозоя дополнительный тип перспективных карбонатных структур — позднеюрские микробалиты.

Микробалиты формируются в относительно мелководно-морских условиях. Они размещаются в сублиторальной зоне с глубинами, не превышающими нескольких десятков метров.

Таким образом, породы баженовской свиты формировались не только в относительно глубоководных обстановках с сероводородным заражением, но и в сублиторальной зоне со спокойной гидродинамикой, при замедленном осадконакоплении, что подтверждается наличием микробных образований.

Рекомендуется доизучить микробалиты баженовской свиты петрофизическими, геохимическими и другими анализами в связи с недостаточным объемом исследований.

Литература

1. Балущина Н.С., Юрченко А.Ю., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Петракова Н.Н., Бугаев И.А. Условия образования и нефтенасыщенность карбонатных коллекторов баженовской и абалакской свит // Нефтяное хозяйство. 2016. № 1. С. 32–35.
2. Брадучан Ю.В., Гурари Ф.Г., Захаров В.А. и др. Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность). Новосибирск: Наука, 1986. 217 с.
3. Бумагина В.А., Мартынюк Е.В., Швецов Е.И., Ширяев А.В. Характеристика карбонатных пород баженовского горизонта севера Западной Сибири (Япиксалинская мегавпадина) // Геология нефти и газа. 2022. № 5. С. 63–70.
4. Исаев Г.Д., Алейников А.Н., Микуленко И.К., Сайфутинов А.Р., Кудаманов А.И. Первые находки губок, строматолитов и фациальная природа верхнеюрских пелитолитов Шаимского региона // Георесурсы. 2008. № 5. С. 8–10.
5. Немова В.Д., Колосков В.Н.,

Покровский Б.Г. Формирование карбонатизированных коллекторов в глинисто-кремнистых отложениях баженовского горизонта на западе Широкого Приобья // Разведка и охрана недр. 2011. № 12. С. 31–35.

6. Немова В.Д., Матюхина Т.А. Зависимость содержания и состава органического вещества от литологических типов пород баженовской свиты // Экспозиция Нефть Газ. 2018. № 4. С. 23–26.
7. Потапова А.С., Вилесов А.П., Бумагина В.А., Чертина К.Н., Ахмадишин А.Т. Генетическая типизация карбонатных пород баженовско-абалакского комплекса с целью выявления наиболее перспективных интервалов разреза // Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. 2018. 25 с.
8. Потапова А.С., Вилесов А.П., Чертина К.Н., Костырева Е.А., Козлова Е.В., Замирайлова А.Г. Карбонатные породы черносланцевой баженовской свиты района Хантейской гемиянтеклизы, Западная Сибирь // Интерэкспо ГЕО-Сибирь. 2018. Т. 1. С. 93–101.
9. Predtechenskaya E.A., Krol L.A., Gurari F.G., Sapyanik V.V., Perozio G.N., Malyushko L.D. On genesis of the carbonates within bzhhenovo suit in central and South-Eastern regions of West-Siberian plate. Litosfera, 2006, issue 4, P. 131–148. (In Russ).
10. Decision of the 6th Interdepartmental Stratigraphic Meeting on the review and adoption of updated stratigraphic schemes of Mesozoic deposits of Western Siberia, Novosibirsk, 2013. Novosibirsk: SNIGGIMS, 2004, 114 p. (In Russ).
11. Shchepetova E.V., Panchenko I.V., Baraboshkin E.Yu., Nemova V.D., Smirnova M.E., Zuiikova M.V. Stormogenic deposits in the Bazhenov formation of the Frolov megafall (Western Siberia). The evolution of sedimentary processes in the history of the Earth, 2015, Vol. 2, P. 312–314. (In Russ).
12. Eder V.G., Yurchenko A.Yu., Balushkina N.S., Kostyeva E.A., Kozlova E.V., Zamirailova A.G. Carbonate rocks of the black shale Bazhenov formation of the Khanteiskaya hemianteclise, Western Siberia. Interexpo GEO-Siberia, 2018, Vol. 1, P. 93–101. (In Russ).
13. Юрченко А.Ю., Потапова А.С., Бумагина В.А., Вилесов А.П., Чертина К.Н., Балущина Н.С., Калмыков Г.А., Хотылев О.В. Морфологическая и литогенетическая типизация карбонатных пород абалакско-баженовского комплекса // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2019. № 3. С. 44–50.

ENGLISH

Results

After analyzing the data obtained, a regressive sequence of rock formation is noted for the lower part of the 5 pack, from relatively deep-water to relatively shallow sedimentation environments. The bottom of the pack contains clay-flint rocks formed in relatively deep-sea shelf stops with calm hydrodynamics. The absence of bioturbation may indicate the presence of a hydrogen sulfide contamination zone. Stormogenic interlayers (tempestites) lie up the section with erosive

contact. Stormogenic interlayers are represented by clay-flint rocks with numerous remains of ichthyodetrite and radiolarians, as well as limestones with a granular structure. Granular interlayers form a stable substrate for the subsequent formation of microbial limestones. The tendency of the formation of rhythmic series consisting of a sequential alternation of granular and microbial layers indicates a repeated repetition of events. The source of the granular material was the microbial communities themselves and organic residues brought from

the depths of the basin. The listed structural and textural features are characteristic of relatively shallow sublittoral environments. It is known that the cessation of the growth of organogenic structures is associated with several reasons: immersion or, on the contrary, shallowing with the introduction of terrigenous material; access to the zone of wave abrasion with subsequent destruction. In our case, the cessation of the growth of the building is associated with the shallowing of the sedimentation basin and the reduction of accommodation space for the development of organogenic structures. As a result of subsequent transgression and an increase in the depth of the basin, an unfavorable environment is created for the prosperity of frame-building organisms.

In the work [4], stromatolite structures in the deposits of the Danilovskaya formation for the territory of the Shaim horizon were described for the first time. «The section under consideration is dominated by nodular shapes, with signs of branched shapes in the upper part of the section, and flattened, cortical stromatolites at the base of the section.» The authors associate the formation of these limestones with shallow sedimentation conditions.

Similar microbial structures were found in the roof of the Abalak formation, which are associated with oil inflows. Rocks are characterized by high-capacity properties due to fracturing and cavernosity formed under the influence of subaerial exposure processes [7, 13].

The carbonate rocks described in this work are not reservoirs due to intensively manifested secondary processes: silicification and carbonation. However, hollow leaching voids partially filled with bituminous matter were found in the studied rocks, which indicates the filtration of aggressive solutions and the formation of high-capacity reservoirs in organogenic structures.

In turn, the establishment of the genesis of carbonate rocks will allow us

to understand the nature of the distribution of carbonate material for the reconstruction of paleosedimentation conditions in the Bazhenov period. Based on the results obtained, carbonate organogenic bundles of increased thickness are of practical interest, where a sufficient reservoir volume with the best properties and containing commercial hydrocarbon reserves is formed.

Conclusions

As a result of the study, a detailed description of the composing rocks of the 5 pack is given at the macro and micro levels, conclusions are drawn about the conditions of their formation.

Based on detailed lithological and petrographic analysis, the formation of rocks with a transgressive-regressive sequence has been established. Signs of shallowing are recorded in the upper part of the Bazhenov horizon.

For the first time in the central part of Western Siberia, an additional type of promising carbonate structures, the Late Jurassic microbialites, unique for the Mesozoic, was revealed in the rocks of the Bazhenov formation.

Microbialites are formed in relatively shallow-water marine conditions. They are located in a sublittoral zone with depths not exceeding several tens of meters.

Thus, the rocks of the Bazhenov formation were formed not only in relatively deep-water environments with hydrogen sulfide contamination, but also in a sublittoral zone with calm hydrodynamics, with slow sedimentation, which is confirmed by the presence of microbial formations.

It is recommended to study the microbialites of the Bazhenov formation with petrophysical, geochemical and other analyses due to insufficient research.

References

- Balushkina N.S., Yurchenko A.Yu., Kalmykov G.A., Korobova N.I., Petrakova N.N., Bugaev I.A. Genesis and oil bearing capacity of carbonate rocks of Bazhenov and Abalak formations. Oil industry, 2016, issue 1, P. 32–35. (In Russ).
- Braduchan Yu.V., Gurari F.G., Zakharov V.A. et al. Bazhenov horizon of Western Siberia (stratigraphy, paleogeography, ecosystem, oil content). Novosibirsk: Nayka, 1986, 217 p. (In Russ).
- Bumagina V.A., Martynyuk E.V., Shvetsov E.I., Shiryayev A.V. Characteristic of Bazhenov carbonate rocks: Yaptiksalinsky megadepression, northern part of Western Siberia. Russian oil and gas geology, 2022, issue 5, P. 63–70. (In Russ).
- Isaev G.D., Aleynikov A.N., Mikulenko I.K., Saifutdinov A.R., Kudamanov A.I. New findings of sponges, stromatoliths, and algae and facial nature of the upper jurassic pelitic sediments developed within the Shaimsk region. Georesoursy, 2008, issue 5, P. 8–10. (In Russ).
- Nemova V.D., Koloskov V.N., Pokrovsky B.G. Formation processes carbonatized reservoir in the clay-siliceous sediments of Bazhenov horizon in the West Mid-Ob. Razvedka i okhrana nedr, 2011, issue 12, P. 31–35. (In Russ).
- Nemova V.D., Matyukhina T.A. Correlation between the content and composition of organic matter with the lithological types of rocks in the Bazhenov formation. Exposition Oil Gas, 2018, issue 4, P. 23–26. (In Russ).
- Potapova A.S., Vilesov A.P., Bumagina V.A., Chertina K.N., Akhmadishin A.T. Genetic typing of carbonate rocks of the Bazhenov-Abalak complex in order to identify the most promising section intervals. Geology and development of deposits with hard-to-recover reserves, 2018, 25 p. (In Russ).
- Potapova A.S., Vilesov A.P., Chertina K.N. Signs of the subaerial exposition at the border of Abalak and Tutlim (Bazhenov) suite. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2018, issue 11, P. 13–19. (In Russ).
- Predtechenskaya E.A., Krol L.A., Gurari F.G., Sapyanik V.V., Perozio G.N., Malyushko L.D. On genesis of the carbonates within bazhenovo suit in central and South-Eastern regions of West-Siberian plate. Litosfera, 2006, issue 4, P. 131–148. (In Russ).
- Decision of the 6th Interdepartmental Stratigraphic Meeting on the review and adoption of updated stratigraphic schemes of Mesozoic deposits of Western Siberia, Novosibirsk, 2013. Novosibirsk: SNIGGIMS, 2004, 114 p. (In Russ).
- Shchepetova E.V., Panchenko I.V., Baraboshkin E.Yu., Nemova V.D., Smirnova M.E., Zuikova M.V. Stormogenic deposits in the Bazhenov formation of the Frolov megafall (Western Siberia). The evolution of sedimentary processes in the history of the Earth, 2015, Vol. 2, P. 312–314. (In Russ).
- Eder V.G., Yurchenko A.Yu., Balushkina N.S., Kostyreva E.A., Kozlova E.V., Zamirailova A.G. Carbonate rocks of the black shale Bazhenov formation of the Khanteiskaya hemianteclise, Western Siberia. Interexpo GEO-Siberia, 2018, Vol. 1, P. 93–101. (In Russ).
- Yurchenko A.Yu., Potapova A.S., Bumagina V.A., Vilesov A.P., Chertina K.N., Balushkina N.S., Kalmykov G.A., Khotylev O.V. Morphological and lithogenetic typification of carbonate rocks of the Abalak-Bazhenov complex. Moscow University Bulletin. Series 4. Geology, 2019, issue 3, P. 44–50. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Бумagina Варвара Андреевна, главный специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: vabumagina@tnnc.rosneft.ru

Мартынюк Евгения Васильевна, главный специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

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

Bumagina Varvara Andreevna, chief specialist,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: vabumagina@tnnc.rosneft.ru

Martynyuk Evgeniya Vasilyevna, chief specialist,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Chertina Kseniya Nikolaevna, head of laboratory,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Мультидисциплинарный подход к геологическому моделированию пластов В10-13, осложненных первичными особенностями осадконакопления и вторичными преобразованиями

Черепкова А.А.¹, Бусуек Е.С.¹, Кураш Т.П.¹, Наклеевская К.А.¹, Леванов А.Н.¹, Неделько О.В.¹, Мартынюк Е.В.¹, Локшин Д.А.², Ахмадишин А.Т.²

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; ²АО «Верхнечонскнефтегаз», Иркутск, Россия
aa_cherepkova3@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

В данной работе приводится опыт создания трехмерной геологической модели с учетом всей накопленной геолого-геофизической информации по пласту В10-13 месторождения Восточной Сибири. Данные отложения являются древними терригенными коллекторами, осложненными вторичной цементацией порового пространства. На текущий момент бурение на месторождении осуществляется в краевых частях, что требует создания инструмента для минимизации рисков при сопровождении бурения.

Материалы и методы

Для уточнения строения пластов разработаны новые подходы при работе с ядерным материалом и петрографическими шлифами, что позволило количественно оценить содержание цемента в породе. Установлена ключевая последовательность образования цемента в поровом пространстве. Разработаны новые подходы при

работе с данными CPP, что позволило улучшить прогноз в условиях расчлененных коллекторов Восточной Сибири.

Ключевые слова

Восточная Сибирь, вторичные преобразования, древние терригенные коллектора, засоление

Признательность

Авторы хотели бы поблагодарить ПАО «НК «Роснефть», АО «Верхнечонскнефтегаз» и ООО «Тюменский нефтяной научный центр», в котором они работают, за разрешение на публикацию данной работы.

Для цитирования

Черепкова А.А., Бусуек Е.С., Кураш Т.П., Наклеевская К.А., Леванов А.Н., Неделько О.В., Мартынюк Е.В., Локшин Д.А., Ахмадишин А.Т. Мультидисциплинарный подход к геологическому моделированию пластов В10-13, осложненных первичными особенностями осадконакопления и вторичными преобразованиями // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 7. С. 25–33. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-25-33

Поступила в редакцию: 04.10.2024

GEOLOGY

UDC 553.982.2 | Original Paper

Cross-functional approach to geological modeling of the horizon V10-13 complicated with initial sedimentation characteristics and secondary transformations

Cherepkova A.A.¹, Busuek E.S.¹, Kurash T.P.¹, Nakleevskaya K.A.¹, Levanov A.N.¹, Nedelko O.V.¹, Martynyuk E.V.¹, Lokshin D.A.², Akhmadishin A.T.²

¹“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia; ²“Verkhnechonskneftegas” JSC, Irkutsk, Russia
aa_cherepkova3@tnnc.rosneft.ru

Abstract

This paper presents the experience of creation a 3D geological model of the Horizon V10-13 taking into the whole accumulated geological and geophysical information about the Eastern Siberia field. These deposits are ancient terrigenous reservoirs complicated with secondary cementation of the pore space. Today drilling is focused on the boundary parts of the field so nowadays it's necessary to minimize risks for geological drilling support. That's why we decided to create special tool for it.

Materials and methods

For clarification of the complex geological structure of the Horizon V10-13 new approaches for work with core and petrographic data were developed. Therefore, we could count a quantity of cement content in rocks. The sequence of minerals formation was confirmed by petrographic studies. In addition, East Siberian heterogeneous reservoirs require the development of new approaches of working

with seismic data. In future, these approaches will improve seismic prediction.

Keywords

Eastern Siberia, secondary transformations, ancient terrigenous reservoir, salinization

For citation

Cherepkova A.A., Busuek E.S., Kurash T.P., Nakleevskaya K.A., Levanov A.N., Nedelko O.V., Martynyuk E.V., Lokshin D.A., Akhmadishin A.T. Cross-functional approach to geological modeling of the horizon V10-13 complicated with initial sedimentation characteristics and secondary transformations. Exposition Oil Gas, 2024, issue 7, P. 25–33. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-25-33

Received: 04.10.2024

Введение

Верхнечонское месторождение (ВЧНГКМ) является одним из крупнейших месторождений в Восточной Сибири [1]. Его разработка осуществляется на протяжении последних десяти лет. На текущий момент месторождение уверенно обеспечивает нефтью трубопровод Восточная Сибирь — Тихий океан (ВСТО), подтверждая перспективность данного региона. Необходимо отметить, что сложные природно-климатические условия, низкая изученность региона, а также низкая оснащенность инфраструктурой с учетом физико-географических характеристик самого месторождения усложняют процесс его разработки, требуя нестандартных подходов и новых решений.

Верхнечонское месторождение открыто в 1978 г., расположено примерно в 1 000 км от оз. Байкал [2]. В разрезе ВЧНГКМ выделяются четыре объекта разработки, один из которых характеризуется газовым насыщением, а остальные — нефтяным с наличием газовых шапок. Наиболее глубоко залегающий объект — пласты В10-13 — представлен терригенными отложениями, а вышележащие объекты являются карбонатными по своему составу.

На текущий момент основным объектом разработки является пласт В10-13. На его долю приходится 55 % начальных геологических запасов (НГЗ) всего месторождения. Фонд эксплуатационных скважин, пробуренных на пласт В10-13, приближается к 1 000 скважин, включая многозабойные скважины (МЗГС) и зарезки боковых стволов (ЗБС), при этом разбуренность самого пласта достаточно высока. Доля категории В2 составляет менее 2 %. Таким образом, для освоения неразбуренных запасов требуется детальное планирование при заложении новых скважин, что обусловлено сложным геологическим строением пласта и длительным влиянием разработки.

Пласт представлен древними терригенными отложениями, гранулометрический состав которых варьируется от аргиллитов до конгломератов, что связано с условиями осадконакопления [3]. Также на геологическое строение пластов оказывает влияние длительная история развития региона, включая неоднократные постседиментационные тектонические движения, структурную инверсию, трапповый магматизм [1]. Все это способствовало развитию дизъюнктивных нарушений, поэтому в пределах месторождения выделяется до 18 залежей с различными уровнями газо- и водонефтяных контактов (ГНК, ВНК). Особенностью данных отложений является наличие вторичных цементов в поровом пространстве, что оказывает влияние на итоговые фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) [4]. В целом пласт характеризуется средней пористостью 14 % и средней проницаемостью 227 мД.

Перед авторами статьи поставлена задача создания инструмента для минимизации рисков эксплуатационного бурения в условиях сложных терригенных коллекторов Восточной Сибири, характеризующихся высокой латеральной и вертикальной изменчивостью. Задача решена путем комплексирования всей имеющейся геолого-геофизической информации, а также посредством ревизии результатов исследований керна и переинтерпретации данных сейсморазведочных работ (СРР). В ходе работы проведены следующие виды исследований:

- доработана фациальная модель пластов в части выделения литотипов и фацей;

- изучена последовательность вторичных преобразований коллекторов;
- оценено влияние вторичных преобразований на ФЕС и продуктивность скважин;
- исследованы закономерности площадного развития процессов засоления;
- доработаны палетки для определения коэффициента пористости и коэффициента засоления по данным ГИС;
- уточнена оценка коэффициента проницаемости;
- выполнено прогнозирование засоления пласта в межскважинном пространстве;
- построена геологическая модель пластов В10-13 как инструмент для планирования эксплуатационного бурения.

Фациальная модель

При проведении седиментологических исследований учтены результаты региональных палеогеографических построений вендских отложений Восточной Сибири [5]. Медленная трансгрессия моря в течение непского времени, при обилии поступающего с суши грубого обломочного материала, привела к формированию выдержанных песчаных покровов. Основным источником сноса обломочного материала были внутренние районы платформы и Байкало-Патомская складчатая область [6]. С целью доизучения условий осадконакопления Верхнечонского месторождения проведена ревизия кернового материала. С использованием единых подходов и с учетом всей накопленной геологической информации [9] по региону выполнено седиментологическое описание 1 350 м керна по 41 скважине. Всего в результате изучения кернового материала выделено 28 литотипов, которые затем по совокупности генетических признаков объединены в 21 фацию, характеризующую 7 фациальных комплексов.

В рамках седиментологических исследований установлены основные этапы развития территории в непское время. В целом пласты характеризуются трансгрессивным строением. Осадконакопление во многом определялось существовавшим к началу непского времени палеореальфом. В северо-западной части района работ была расположена возвышенность, которая представляла собой основной источник сноса обломочного материала. В результате ее разрушения и последующей морской трансгрессии происходило постепенное заполнение осадком более пониженной юго-восточной части территории и латеральное смещение фацей в северо-западном направлении.

В основании пласта В13 находятся отложения аллювиальных фэзов, которые вверх по разрезу сменяются отложениями приливо-отливной равнины. Пласт В10 развит повсеместно, на северо-западе он залегает на породах фундамента с угловым и стратиграфическим, на остальной части территории

отложения пласта В10 со стратиграфическим несогласием перекрывают породы нижнепесчаной подспиты [9]. После перерыва в осадконакоплении территория вновь испытывает трансгрессию, в основании пласта В10 находятся отложения аллювиальной равнины, которые перекрываются отложениями приливо-отливной равнины.

По результатам аналитической работы определены основные фацы, перспективные с точки зрения коллекторских свойств. Для отложений аллювиального фэна такими фацами являются отложения проксимальной (АФп) и медиальной частей аллювиального фэна (АФм), для отложений аллювиальной равнины — флювиальные каналы (ФК) и флювиальные каналы гравийные (ФКгр), для приливо-отливной равнины — приливо-отливные каналы (ПОК) и приливо-отливные ручьи (ПОР).

Также определены основные размеры песчаных тел на основе параметров, полученных по керну. Отмечается высокая изменчивость по разрезу и латерали песчаных тел в связи с их небольшими размерами. Например, для фацы флювиальных каналов (ФК) ширина каналов варьируется от 2 500 м до 13 500 м, при среднем — 7 650 м. Размеры получены по формулам Fielding and Crane [1987] [10], исходя из глубины каналов, определенной по керну.

Вторичные преобразования коллекторов

Как известно, фильтрационно-емкостные характеристики пластов В10-13 контролируются не только условиями осадконакопления, но и вторичными процессами, широко развитыми в поровом пространстве [4, 7, 11, 12].

Ранее в пределах изучаемых пород ключевым процессом, оказывающим влияние на продуктивность пластов, выделялась хлоридизация (галитизация) [8]. Однако в результате проведенного комплекса работ зафиксировано присутствие дополнительных минералов, оказывающих влияние на геометрию порового пространства.

Одним из первых методов по изучению пустотного пространства и вторичной минерализации выступили петрографические исследования шлифов стандартного и большого размера. В ходе работы установлено, что пустотное пространство в разрезе пластов В10-13 представлено межзерновыми порами. Диагностировано и подтверждено наличие процессов регенерации полевошпат-кварцевого состава, карбонатации, сульфатизации и хлоридизации, оказывающих наибольшее влияние на ФЕС пород.

Использование новых подходов при петрографическом описании шлифов позволило оценить содержание вторичных минералов на количественном уровне, что облегчает дальнейшую работу по анализу данных и поиску корреляционных зависимостей. Благодаря данному методу исследований зафиксирована и установлена последовательность

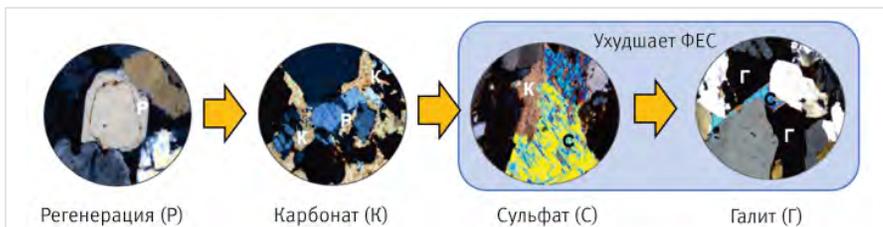


Рис. 1. Последовательность вторичного минералообразования В10-13
Fig. 1. Sequence of secondary minerals formation В10-13

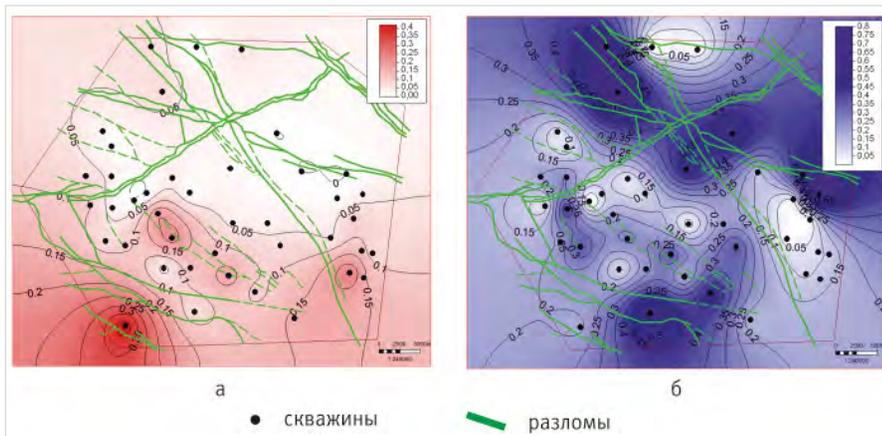


Рис. 2. Степень заполнения порового пространства фации флювиальных каналов, д.ед.: а – сульфатизация, б – галитизация
 Fig. 2. Degree of filling of the pore space of the fluvial channel facies, units: a – sulfatization, b – halitisation

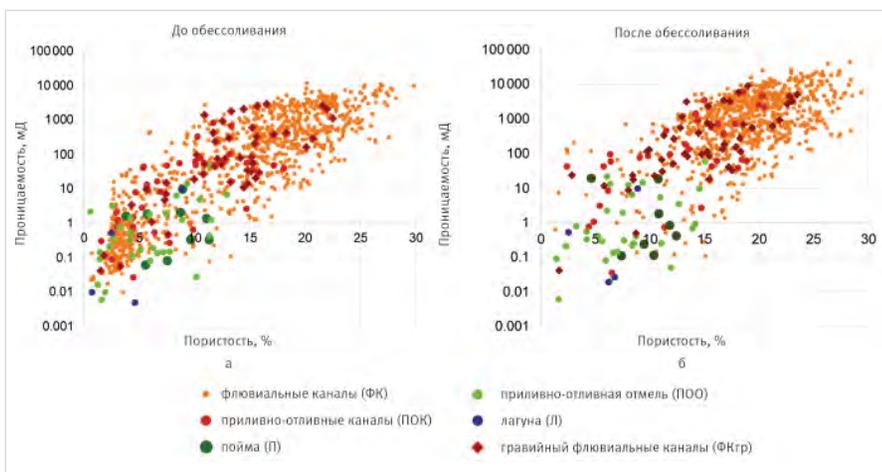


Рис. 3. Сопоставление фильтрационно-емкостных свойств по фациям пласта В10: а – до обессоливания; б – после обессоливания
 Fig. 3. Comparison of reservoir properties for facies of the Horizon B10: a – before desalination; b – after desalination

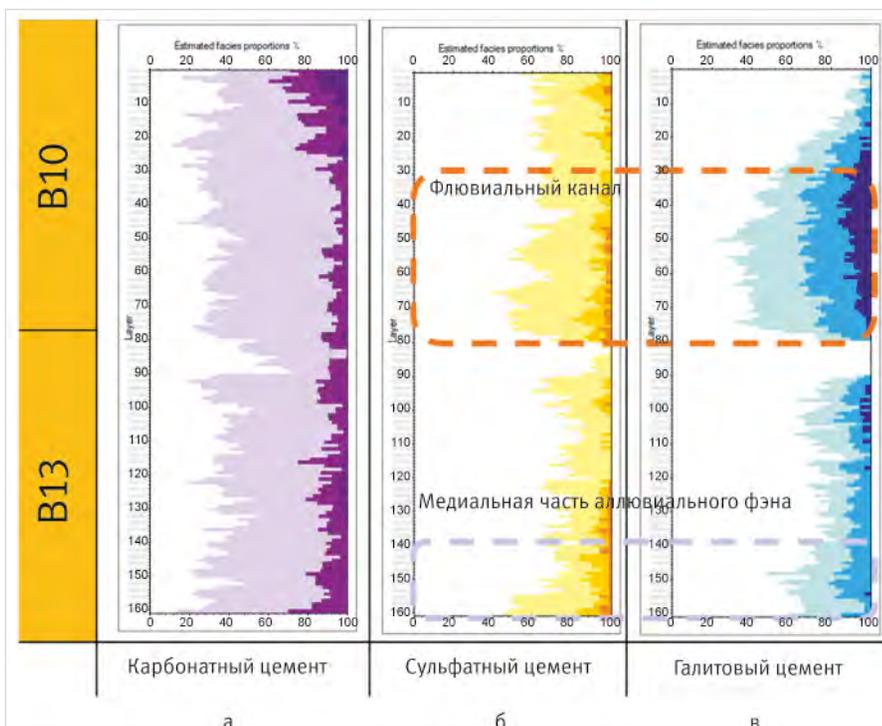


Рис. 4. Распределение вторичных цементов по разрезу
 Fig. 4. Vertical distribution of the secondary cements

вторичного минералообразования (рис. 1), подтверждена общая концепция по региону, в рамках которой процессы хлоридизации (галитизации) происходили на завершающем этапе формирования порового пространства коллектора [7].

Установлено, что образование вторичных минералов в породе контролируется двумя основными факторами:

1. Первичными фильтрационно-емкостными свойствами породы, т.к. в первую очередь миграция высокоминерализованных рассолов осуществляется внутри пород с наилучшими ФЕС.
2. Локализацией поступления высокоминерализованных рассолов в породы, что обусловлено совокупностью тектонических движений и процессов [7, 8].

Также для оценки вторичной цементации в поровом пространстве привлекались количественные методы – рентгеноструктурный анализ (РСА) и обессоливание (частичное или полное удаление из состава солей) [14]. Однако полученные данные не позволяют в полной мере охарактеризовать минеральную преобразованность внутри терригенной толщи пластов В10-13, что обусловлено как особенностями отбора образцов (частотой и равномерностью), так и неоднородностью проявления наложенных изменений.

По этой причине при седиментологическом изучении пород выполнена фиксация наличия или отсутствия вторичной минерализации. Для этих целей разработана и принята условная классификация, которая отображает степень заполнения тем или иным цементом порового пространства. Данная методика с учетом материалов петрографии, РСА и обессоливания позволила на количественном уровне по площади и по разрезу оценить распространение вторичных преобразований (рис. 2).

Влияние вторичных преобразований на ФЕС и продуктивность скважин

Исходя из результатов проведенной аналитической работы и общих представлений по региону, наибольшему влиянию вторичных цементов подвержены фации с наиболее высокими первичными ФЕС [8]. Например, для фации флювиальных каналов (ФК) отмечается снижение коэффициента пористости на 30 % после галитизации порового пространства (K_p до обессоливания – 13,5 %, K_p после обессоливания – 18,9 %), а коэффициента проницаемости – на 70 % ($K_{пр}$ до обессоливания – 775 мД, $K_{пр}$ после обессоливания – 2 786 мД) (рис. 3).

Стоит отметить, что степень галитизации уменьшается вниз по разрезу непской свиты, что связано в первую очередь с вертикальной миграцией рассолов. Сульфатизация чаще всего проявляется в нижних частях пластов, где залегают отложения флювиальных каналов и аллювиальных фэнов. А повышенное содержание карбонатной цементации приурочено к кровельной части пласта В10, что связано, скорее всего, с общей трансгрессией бассейна седиментации (рис. 4).

Результаты седиментологического и петрографического описания ядерного материала проанализированы совместно с продуктивными характеристиками скважин, в которых проведен отбор ядра. Для анализа в качестве сравнительной характеристики использован коэффициент продуктивности, рассчитанный либо по результатам испытаний, либо по результатам ввода скважины в фактическую эксплуатацию. Степень

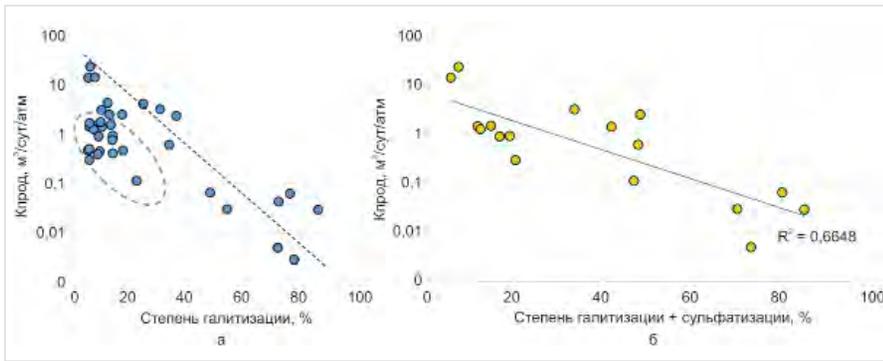


Рис. 5. Сопоставление коэффициента продуктивности и степени вторичной цементации порового пространства: а — степень галитизации (%) и коэффициент продуктивности ($m^3/сут/атм$); б — степень галитизации и сульфатизации (%) и коэффициент продуктивности ($m^3/сут/атм$)
 Fig. 5. Comparison of productivity factor and secondary cementation fraction of the pore space: а – halitization cement (%) and productivity factor ($m^3/day/atm$); б – sulphatization cement (%) and productivity factor ($m^3/day/atm$)

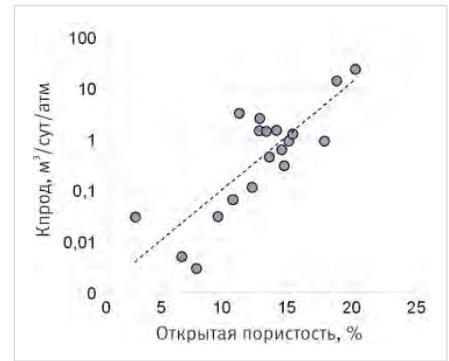


Рис. 6. Сопоставление коэффициента открытой пористости (%) и коэффициента продуктивности ($m^3/сут/атм$)
 Fig. 6. Comparison of productivity factor ($m^3/day/atm$) and open porosity (%)

засоления рассчитана с учетом данных петрографического описания шлифов, рентгеноструктурного анализа (РСА) и данных обессоливания.

На первом этапе проведено сопоставление между коэффициентом продуктивности и степенью галитизации порового пространства, т.к. ранее основное ухудшение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) породы было связано с наличием галита в поре [8]. Однако отмечается поле точек с пониженным коэффициентом продуктивности с низкой степенью галитизации порового пространства (рис. 5А), что говорит о наличии других факторов, влияющих на эксплуатационные характеристики скважины.

На следующем этапе проведено сопоставление между коэффициентом продуктивности и степенью засоления порового пространства (рис. 5б). В данной ситуации под степенью засоления понимается доля галита и сульфата в поровом пространстве.

В целом отмечается наличие связи между коэффициентом продуктивности и степенью засоления, что подтверждает влияние вторичных цементов на продуктивные характеристики пластов. Также это подтверждается наличием устойчивой связи ($R = 0,82$) между открытой пористостью и коэффициентом продуктивности (рис. 6), т.к. в данном случае открытая пористость породы формируется расположением вторичных цементов в поре.

Недостаточно высокий коэффициент корреляции может быть обусловлен недостаточной выборкой исследований, т.к. РСА и шлифы позволяют оценить долю сульфата в небольшом объеме породы, а оценка галита по данным обессоливания также зависит от равномерности отбора образцов.

Закономерности площадного развития процессов засоления

Развитие вторичных цементов в поровом пространстве коллектора является ключевой особенностью данного региона [12]. Основной привнос солей в пласты В10-13 связывают с вторичной тектонической активизацией Сибирской платформы на рубеже перми и триаса, сопровождавшейся внедрением траппов в отложения ангарской, литвинцевской свит кембрия и верхоленской свиты карбона [7]. Внедрение силла способствовало прогреву нижележащих горных пород и насыщающих их пластовых флюидов. Под воздействием повышенных градиентов давления

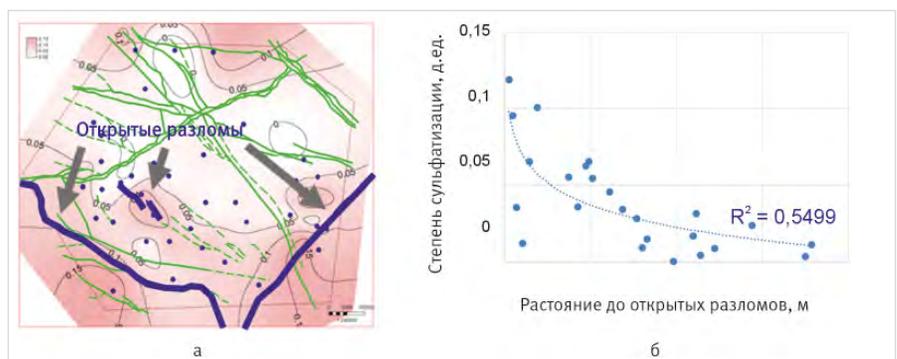


Рис. 7. Степень сульфатизации порового пространства (д.ед.): а — карта распределения параметра; б — зависимость степени сульфатизации от расстояния до разломов
 Fig. 7. Sulphatization fraction of the pore space (units): а – parameter map; б – function between sulphatization fraction and distance to the open faults

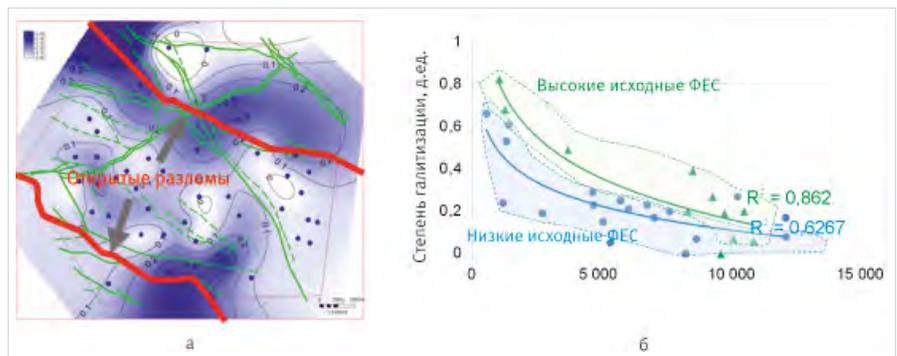


Рис. 8. Степень галитизации порового пространства (д.ед.): а — карта распределения параметра; б — зависимость степени галитизации от расстояния до разломов
 Fig. 8. Halitization fraction of the pore space (units): а – parameter map; б – function between halitization fraction and distance to the open faults

и повышенной плотности рассолов происходила их миграция в нижележащие пласты [4, 13]. Также образование галита в поровом пространстве может быть связано с выпадением солей на границе палеоводонефтяных контактов [11] либо с инфильтрацией высокоминерализованных рассолов (рапы) в период осадконакопления их вышележащих отложений [16]. Но как отмечается [13], данное солеотложение незначительно повлияло на формирование порового пространства.

По разрезу в пределах месторождения выделяются пласты каменных солей толщиной

до 300 метров, приуроченные к ангарской, бельской и усольской свитам. По площади месторождения отмечаются локальные участки полного выщелачивания солей. Следовательно, стоит предположить, что источниками для формирования высокоминерализованных рассолов являлись все соли, залегающие выше пласта Б2, включая соли перемички между пластами Б1 и Б2, соли усольской свиты, а также соли бельской свиты.

Исходя из результатов стадийного анализа, предполагается, что образование вторичных минералов в поровом пространстве

пластов В10-13 происходило в несколько стадий на разных этапах развития территории. Образование сульфата происходило до галита. Предположительно, образование сульфатов связано с тектоническими движениями при формировании надвига в раннем палеозое. В целом отмечается связь между степенью сульфатизации и расстоянием от определенной группы разломов, приуроченных к надвику (рис. 7).

Распространение галита в поровом пространстве пластов В10-13, предположительно, осуществлялось на рубеже перми-триаса, когда происходила тектоническая активизация Сибирской платформы, сопровождаемая трапповым магматизмом [7]. На территории Верхнечонского месторождения внедрение траппов в основном приурочено к ангарской свите, сложенной каменными солями.

Наличие устойчивой связи между расстоянием от определенной группы разломов и степенью галитизации (рис. 8) также подтверждает общую теорию о том, что на момент миграции высокоминерализованных рассолов были открыты разломы только северо-западного простирания [7]. Наилучшей сходимости с данными удалось добиться, благодаря разделению всех скважин на группы с высокими первичными ФЕС (первичная пористость >18 %) и низкими первичными ФЕС (первичная пористость <18 %), что также подтверждает общую концепцию о том, что миграция высокоминерализованных рассолов осуществлялась в пропластки с наилучшими первичными ФЕС [8].

Таким образом, впервые получены зависимости между степенью галитизации и сульфатизации и расстоянием от разломов, проводящих высокоминерализованные растворы.

Определение коэффициента засолонения по данным ГИС

Разработка петрофизической модели коллекторов пластов В10-13 имеет длительную историю [8].

На текущий момент при используемом на месторождении комплексе ГИС возможно выделение только галита, поэтому в дальнейшем под коэффициентом засолонения подразумевается коэффициент галитизации. Выделение сульфата по данным ГИС затруднительно в связи с малым содержанием (в среднем в пределах 5 %) минерала по данным имеющегося ядра, а также в связи с ограниченностью комплекса ГИС. Существует

предположение, что выделение сульфата по данным ГИС возможно при использовании аппаратно-методического комплекса литологического импульсного нейтронного каротажа (ИНК-Л), но данная технология требует дополнительного апробирования в пределах Верхнечонского месторождения.

При разработке методики оценки засолонения пород и оценки коэффициента пористости по данным ГИС учитывалось различное влияние кристаллического галита на акустические, нейтронные и плотностные свойства пород. Рассмотрены петрофизические модели этих методов, на основании которых для дальнейших исследований предложены комплексы, представленные следующими парами методов: плотностной (ГГКп) — нейтронный (НК), акустический (АК) — нейтронный (НК). Преимуществом пары методов ГГКп–НК, является возможность их использования в горизонтальных скважинах, т.к. оба метода объемные и слабо зависят от анизотропии свойств.

АК–НК — эта пара методов не может использоваться для интерпретации в горизонтальных скважинах. Наличие глинистости оказывает существенное влияние на оба метода. Поэтому при комплексном использовании НК–АК необходимо учитывать глинистость пород.

Анализ ядерного материала показал, что засолонение разреза преимущественно связано с чистыми, неглинистыми интервалами. Таким образом, принимая, что глинистость в интервалах засолонения не оказывает влияние на методы ГИС, составлена комплексная палетка ГГКп–Внк (рис. 9) для одновременного расчета пористости с учетом коэффициента солесодержания и (или) глинистости пород.

Физический смысл составленной палетки следующий: при совпадении пористости по ГГКп и K_p по нейтронному каротажу порода соответствует чистым песчаникам. При повышении содержания галита в породе увеличивается пористость по ГГКп относительно пористости по нейтронному каротажу. Превышение пористости по нейтронному каротажу над пористостью по плотностному каротажу обусловлено содержанием в породе глинистых минералов (наличием глинистости), в этом случае пористость принимается по гамма-гамма плотностному каротажу.

На рисунке 10 представлена комплексная палетка АК–Внк для расчета пористости с учетом засолонения и/или глинизации

пород. Физический смысл составленной палетки следующий: при совпадении пористости по АК и по нейтронному каротажу порода соответствует чистым песчаникам. Содержание галита в породе приводит к завышению пористости по акустическому каротажу и снижению K_p по нейтронному каротажу. Содержание в породе глинистых минералов (наличие глинистости) приводит к завышению пористости по акустическому каротажу и завышению K_p по нейтронному каротажу. Полученная комплексная палетка является универсальной и позволяет вычислить истинную пористость [8].

Уточнение оценки коэффициента проницаемости

Для уточнения коэффициента проницаемости в целом по пласту авторами разработаны зависимости для расчета коэффициента проницаемости для каждой фации. На сегодняшний день для определения коэффициента проницаемости горных пород существует достаточно много подходов [15]. Основная идея во всех подходах заключается в нахождении связи пористости и проницаемости с использованием ядерных зависимостей и учета дополнительных факторов. Для оценки абсолютной проницаемости по фациям использовалась трехмерная связь $K_{пр} = f(K_p, K_{во}, K_{соль})$, полученная на основе ядерного материала (рис. 11).

Прогнозирование засолонения пласта в межскважинном пространстве

В пределах Верхнечонского месторождения прогноз фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта В10-13 по данным сейсморазведочных работ (СРР) всегда являлся вызовом для специалистов, занимающихся интерпретацией данных СРР [17]. Это обусловлено таким рядом факторов, как:

- сложные геологические условия — высокая латеральная и вертикальная изменчивость, обусловленная особенностями осадконакопления и вторичными процессами;
- малые мощности целевого интервала — от 0 до 50 м, в зависимости от территории месторождения (в среднем — 15 м);
- высокий акустический контраст между целевым интервалом (терригенные породы) и вмещающими породами (фундамент, карбонатные отложения), что приводит к тому, что динамика волнового поля определяется также свойствами

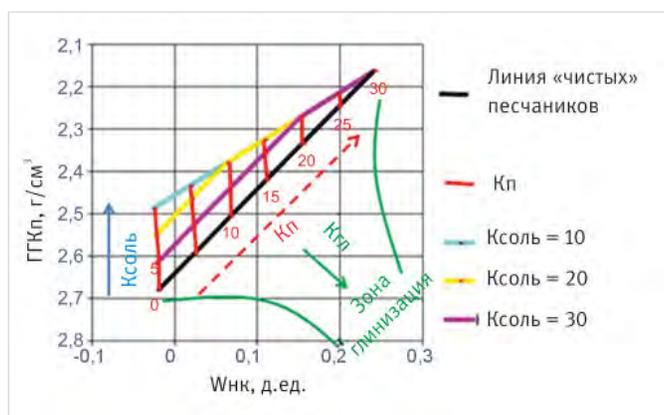


Рис. 9. Палетка ГГКп–Внк для определения коэффициента пористости и коэффициента засолонения
Fig. 9. Plot RHOV–TNPH for calculation of porosity factors and salinization coefficient

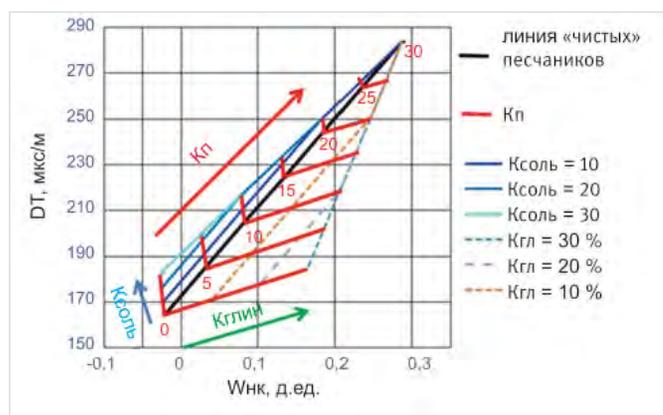


Рис. 10. Палетка АК–Внк для определения коэффициента пористости и коэффициента засолонения
Fig. 10. Plot AL–TNPH for calculation of porosity factors and salinization coefficient

вмещающей толщи [17];

- сложные тектонические процессы — наличие траппов в верхней части разреза, зон надвига, что может искажать сейсмический отклик от пласта.

Ранее для пласта В10-13 выполнена акустическая инверсия целевого интервала сейсмического куба. В результате данной работы был получен прогноз линейной емкости пласта В10, что характеризует объем порового пространства пласта. Данный подход сначала был опробован на небольшом участке месторождения, а через два года он был транслирован на всю площадь месторождения после проведения 3D-сейсморазведочных работ по методу общей точки (МОТТ) в 2011 году [18]. В целом, данный подход использовался при бурении разведочных и наклонно-направленных скважин. Однако при переходе к бурению удлиненных горизонтальных скважин и многозабойных скважин в краевых частях месторождения возникла потребность в поиске новых подходов для улучшения прогноза параметров пласта по данным сейсморазведочных работ.

В 2022 г. проведена переинтерпретация данных сейсморазведочных работ, в ходе которой была учтена верхняя часть разреза (ВЧР), что в целом позволило повысить разрешенность данных прогноза СРР. После этого перед авторами стояла задача улучшить существующий прогноз свойств пласта по данным СРР. Стоит отметить, что после 2013 г. на месторождении был пробурен основной фонд эксплуатационных скважин (60 % от текущего фонда), а также более 25 скважин с полным отбором керна и запись расширенного комплекса ГИС, что увеличило охарактеризованность пласта В10-13 геолого-геофизическими данными. Таким образом, количество опорной информации для прогноза свойств по данным сейсморазведки выросло, однако с учетом высокой изменчивости пласта это также способствовало увеличению неопределенности.

Пласт В10-13 характеризуется высокой изменчивостью фацеального ряда как по разрезу, так и в пределах

площади месторождения, а значит, и высокой изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Для снижения коридора неопределенности при прогнозировании ФЕС по данным СРР было принято решение о разделении месторождения на отдельные участки. Данный подход позволил сгруппировать скважины, пробуренные в схожих условиях осадконакопления, а значит, и характеризующиеся схожими ФЕС. Данный подход также позволил для прогноза ФЕС по данным СРР использовать не только вертикальные и наклонно-направленные скважины, но и эксплуатационные скважины, пробуренные по нисходящей траектории и вскрывающие подошву пласта. Использование эксплуатационных скважин, включая горизонтальные скважины, позволило увеличить количество входных данных для прогноза.

После разделения месторождения на участки с учетом особенностей осадконакопления были сформулированы основные критерии для дальнейшей работы с сейсмическими атрибутами:

1. Окно для расчета атрибутов подбиралось таким образом, чтобы получить максимальный вклад от целевого интервала разреза.
2. В процессе тестирования подбиралось определенное количество сейсмических атрибутов (один или несколько) для получения наибольшего коэффициента корреляции со скважинными данными.

По результатам проведенной работы для каждого участка была получена карта эффективных толщин и карта засоленных толщин. Впоследствии по результатам сшивки этих карт получены карты эффективных и засоленных толщин по каждому из пластов. Стоит отметить, что впервые для данного месторождения получена прогнозная карта засоленных толщин, а также тот факт, что в качестве входной информации использовались не только данные по вертикальным и наклонно-направленным скважинам, но и данные по горизонтальным скважинам, пробуренным

по нисходящей траектории и вскрывающим подошву пласта.

Геологическая модель пластов В10-13 как инструмент для планирования эксплуатационного бурения

В данной работе в качестве инструмента для планирования эксплуатационного бурения принимается геологическая модель пластов В10-13, поэтому все полученные результаты аналитической работы были учтены при построении геологической модели.

В связи с распространением вторичных процессов внутри порового пространства построение геологической модели пластов В10-13 осуществлялось в несколько этапов (рис. 14).

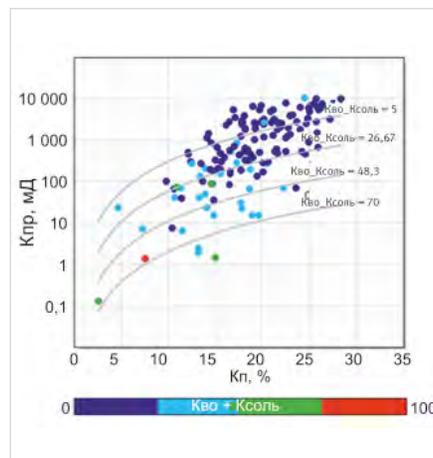


Рис. 11. Зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента остаточной пористости, коэффициента остаточной водонасыщенности и коэффициента засоления для фации флювиальных каналов по данным исследований на керне. Шифр точек — Кво+Ксоль

Fig. 11. Function between porosity, residual water saturation, salinization and permeability for the fluvial channel facies on the core data. Point's code – water saturation + salinization



Рис. 12. Разделение месторождения на локальные участки для проведения мультиатрибутного анализа. Карта — доля фации флювиального канала (ФК) относительно общей толщины пласта В10

Fig. 12. Field division into local region for multi-attribute seismic analysis. Map — fluvial channel facies fraction

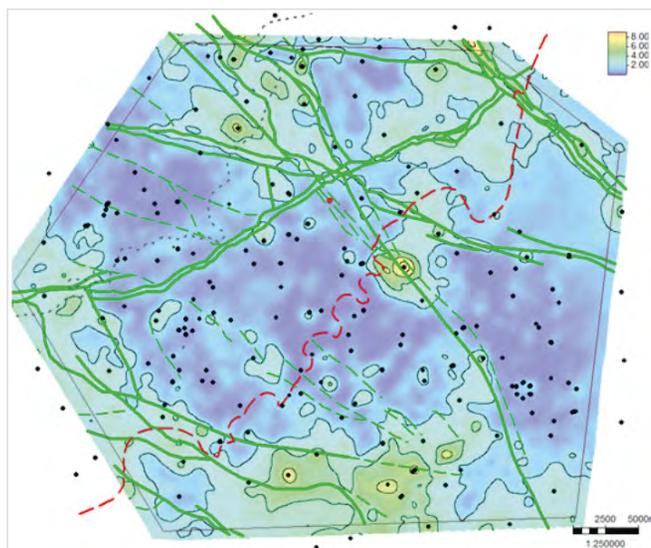


Рис. 13. Результирующая прогнозная карта засоленных толщин пласта В10

Fig. 13. The resulting map of the salted reservoir thickness of the horizon V10 by the seismic prediction

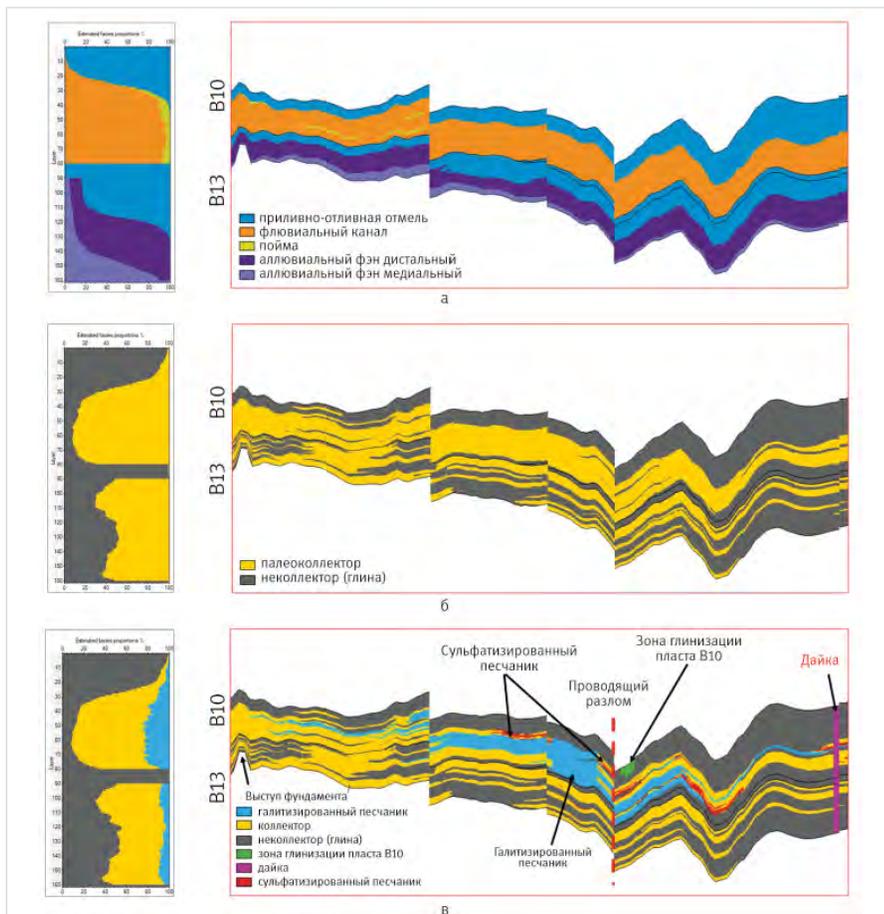


Рис. 14. Разрезы по кубам литологии: а – куб фаций; б – куб первичного коллектора; в – куб итогового коллектора

Fig. 14. Section through lithology cubes: а – facies cube; б – original reservoir cube; в – resulting lithology cube

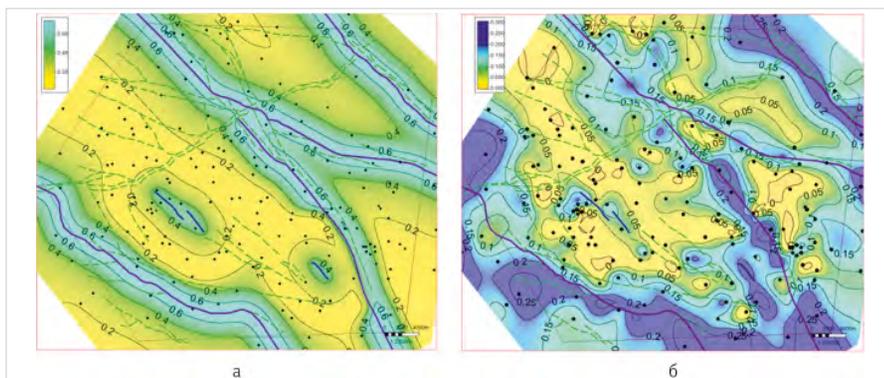


Рис. 15. а – трендовая карта степени засоления порового пространства, построенная по зависимости от расстояния до разломов; б – результирующий тренд коэффициента засоления с учетом скважинных данных

Fig. 15. а – trend map of the salinization fraction of the pore space built by distance to faults function б – resulting salinization coefficient trend taking into well data

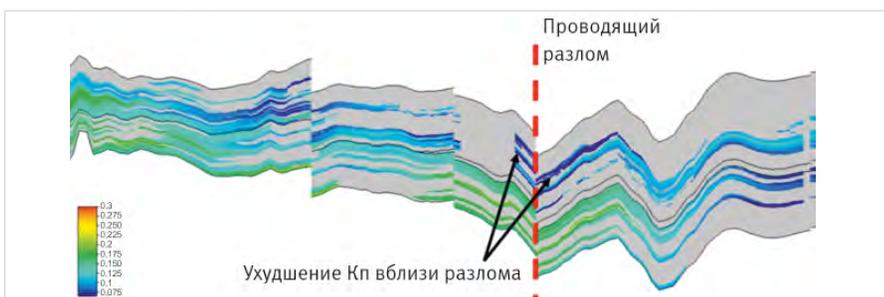


Рис. 16. Разрезы по кубу пористости

Fig. 16. Section through porosity cube

По результатам проведенной работы для локализации песчаных тел по разрезу на первом этапе осуществлялось построение куба фаций. Размеры песчаных тел задавались исходя из данных, полученных при седиментологическом описании керна. Также основной задачей было соблюсти логику изменения фациальных рядов как по вертикали, так и по площади.

На втором этапе внутри выделенных фаций осуществлялось распределение первичных коллекторов.

На третьем этапе внутри первичного коллектора осуществлялось распределение дискретных засоленных разностей коллектора, выделенных по данным ГИС. При распространении засоленных разностей использованы результаты прогноза по данным интерпретации сейсморазведочных работ (СРР). Также в тренде учтены результаты полученной концепции распространения солей.

На завершающей стадии внутри результирующего объема коллекторов распределены сульфатизированные разности, выделенные по керну. Распределение сульфатизированных пропластков по площади осуществлялось с учетом концепции распространения сульфатов по площади месторождения. Также в итоговый куб литологии встроены дайки и зоны линейной глинизации пласта В10 [9]. Эти геологические тела выделяются по данным СРР и подтверждаются результатами бурения скважин.

На следующем этапе осуществлялось распределение ФЕС внутри итогового коллектора. Стоит отметить, что распространение коэффициента засоления осуществлялось в пределах всего первичного коллектора. Для распространения данного параметра впервые построен тренд по зависимости уменьшения коэффициента засоления от расстояния до разлома (рис. 15).

Куб коэффициента пористости строился следующим образом. В качестве тренда использовался обратный куб, рассчитанный от коэффициента засоления, что обеспечило наилучшую связь между этими параметрами. В итоговой модели реализовано ухудшение коэффициента пористости вблизи разломов, проводящих высокоминерализованные рассолы (рис. 16). По результатам построения куба пористости рассчитаны кубы коэффициента проницаемости и водонасыщенности согласно вышеприведенным актуализированным формулам.

Таким образом, построена итоговая геологическая модель. В целом отмечается прирост начальных геологических запасов (НГЗ) относительно текущей авторской геологической модели (ГМ) на 8,2%. Основной прирост отмечается за счет прироста запасов в неразбуренных частях, т.к. ранее картирование зон засоления осуществлялось как $\frac{1}{2}$ расстояния между скважинами. В новой геологической модели для этих целей используются актуализированные тренды.

Итоги

По результатам работы проведена ревизия керна материала ВЧНГКМ, актуализирована общая концепция условий осадконакопления и общая концепция засоления пород в пределах данного месторождения. Проведена актуализация геологической модели как инструмента для планирования скважин эксплуатационного бурения. В целом в обновленной геологической модели улучшен контроль за зонами распространения песчаных тел в межскважинном пространстве. За

первые полгода реализации подходов отмечается высокая подтверждаемость прогноза свойств данными сейсмоки.

Выводы

Новый подход к оценке площадного распределения вторичных цементов в пластах V10-13 Верхнечонского месторождения, основанный на оценке расстояния прогнозной точки от проводящего разлома, открывает новые возможности прогноза коэффициента продуктивности скважин.

В результате геологическая модель объекта, построенная на основе мультидисциплинарного подхода, становится эффективным инструментом снижения рисков эксплуатационного бурения.

Данные подходы рекомендуются транслировать на терригенные и карбонатные пласты Восточной Сибири, а также на объекты-аналоги, где развито распространение вторичных цементов.

Литература

1. Анциферов А.С., Бакин В.Е., Варламов И.П., Вожов В.И. и др. Геология нефти и газа Сибирской платформы. М.: Недра, 1981. 510 с.
2. Шемин Г.Г., Верниковский В.А., Смирнов М.Ю., Вахромеев А.Н., Филлимонова И.В., Моисев С.А., Мигурский А.В. Тектонические, литолого-фациальные, геохимические условия образования и количественная оценка перспектив нефтегазоносности Ереминско-Чонского гигантского скопления нефти и газа (Сибирская платформа) // Геология и геофизика. 2019. Т. 60. № 12. С. 1728–1753.
3. Гурова Т.И., Чернова Л.С., Богданова В.Н. и др. Литология и условия формирования резервуаров нефти и газа Сибирской платформы. М.: Недра, 1988. 254 с.
4. Вожов В.И., Чернова Л.С. Вторичное минералообразование в венд-нижнекембрийских отложениях Непско-Ботубинской антеклизы // Геология нефти и газа. 1999. № 11–12. С. 41–48.
5. Мельников Н.В., Шемин Г.Г., Старикив Л.Е. Прогноз зон нефтегазоаккумуляции в подсолевых карбонатных отложениях центральных районов Лено-Тунгусской провинции // Прогноз зон нефтегазоаккумуляции и локал. объектов на Сиб. платформе. Л.: 1988, С. 5–15.
6. Мельников Н.В. Венд-кембрийский солеродный бассейн Сибирской платформы (стратиграфия, история развития). Новосибирск: СНИИГИМС, 2018. 177 с.
7. Воробьев В.С., Чеканов И.В., Клиновая Я.С. Модель распространения терригенных коллекторов и засоленных песчано-гравелитистых отложений в пределах месторождений центральной части Непского свода // Геология нефти и газа. 2017. № 3. С. 47–60.
8. Леванов А.Н., Игнатьев Н.А., Остяков Е.С., Виноградов И.А., Бусуек Е.С., Черепкова А.А., Яценко С.А., Семенов А.А., Нестеров П.В., Мусин Р.А., Долгов И.А., Комаров А.Г., Чиргун А.С. Вызовы при разработке засоленных терригенных коллекторов крупного месторождения Восточной Сибири // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE, Москва, 15–17 октября 2018. SPE-191570-18RPTC-MS.
9. Зверев К.В., Лебедев М.В., Хохлов Г.А. Принципиальная фациально-стратиграфическая модель терригенных отложений венда Верхнечонского месторождения (Сибирская платформа) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2012. № 9. С. 31–42.
10. Fielding C.R., Crane R.C. An application of statistical modeling to the prediction of hydrocarbon recovery factors in fluvial reservoir sequences. Special Publications of SEPM, 1987, P. 321–327. (In Eng).
11. Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. Л.: Недра, 1989. 259 с.
12. Анфищев А.С. Причины засоления коллекторов нефти и газа в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Доклады академии наук, 2000. Т. 370. № 1. С. 80–82.
13. Воробьев В.С., Жуковская Е.А., Мухидинов М.В. Учет эффекта засоления пород-коллекторов пластов V10, V13 Непской свиты для повышения эффективности поисково-разведочного бурения на Игнялинском, Тымпучиканском и Вакунайском лицензионных участках (Восточная Сибирь) // Геология нефти и газа. 2017. № 6. С. 49–57.
14. Виноградов И.А., Загоровский А.А., Богачев К.Ю., Милютин С.В., Горбатко Е.А., Долгов И.А. Лабораторное и численное исследования процесса рассоления засоленных терригенных коллекторов // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE, Москва, 26–28 октября. 2015. SPE-176630-RU.
15. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под ред. Петерилье В.И., Пороскуна В.И., Яценко Г.Г. Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика». 2003. 156 с.
16. Янкова Н.В. Некоторые аспекты образования засоленных коллекторов Верхнечонского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2010. № 2. С. 21–23.
17. Шаповалов М.Ю. Особенности инверсионных преобразований сейсмических данных в условиях Сибирской платформы (на примере Верхнечонского месторождения) // Технологии сейсморазведки. 2013. № 3. С. 21–27.
18. Гордеев Я.И., Хохлов Г.А., Лебедев М.В., Зверев К.М., Иванюк В.В., Шаповалов М.Ю., Потысьев В.С. Результаты прогноза фильтрационно-емкостных свойств продуктивного горизонта В4 Верхнечонского месторождения по данным фациального анализа и инверсии сейсмических данных 3D // ТНК-ВР Новатор. 2011. № 43. С. 34–38.

ENGLISH

Results

As a result of the work the revision of core data of The Verkhnechonskoye field has been carried out, general sedimentation concept and general salinization concept have been updated. For the first time a seismic properties prediction has been completed.

3D geological model has been updated as a tool for product well drilling planning. In general, control over sandstones distribution between wells has been improved. For the half a year of the implementation of new approaches, high seismic prediction confirmability is recorded.

References

1. Anciferov A.S., Bakin V.E., Varlamov I.P., Vozhov V.I. et al. Oil and gas geology of the Siberian platform. Moscow: Nedra, 1981, 552 p. (In Russ).
2. Shemin G.G., Vernikovskiy V.A., Filimonova I.V., Moiseev S.A., Smirnov M.Y., Migurskii A.V., Vakhromeev A.G. Tectonic, lithofacies, and geochemical formation conditions and quantitative estimation of the petroleum potential of the giant erema-chona oil and gas accumulation (Siberian platform). Russian Geology and Geophysics, 2019, Vol. 60, issue 12, P. 1728–1752. (In Russ).
3. Gurova T.I., Chernova L.S., Bogdanova V.N. et al. Lithology and formation conditions of oil and gas reservoirs of the Siberian platform. Moscow: Nedra, 1988, 254 p. (In Russ).
4. Vozhov V.I., Chernova L.S. Secondary mineral formation process in Vendian-Lower Cambrian deposits of Nepsko-Botuobinsky antecline. Oil and Gas Geology, 1999, issue 11–12, P. 41–48. (In Russ).
5. Melnikov N.V., Shemin G.G., Starikov L.E. Forecast of oil and gas accumulation zones in subsalt carbonate deposits of the central regions of the Lena-Tunguskaya province. Forecast of oil and gas accumulation zones and local objects on the Sib platform. Leningrad: 1988, P. 5–15. (In Russ).
6. Melnikov N.V. Vendian-Cambrian Salt Basin of the Siberian Platform (Stratigraphy, History of Development). Novosibirsk: SNIIGiMS, 2018, 177 p. (In Russ).

7. Vorobyov V.S., Chekanov I.V., Klinovaya Ya.S. Model of distribution of terrigenous reservoirs and saline sandy-gravelly deposits within the deposits of the central part of the Nepa arch. *Oil and gas geology*, 2017, issue 3, P. 47–60. (In Russ).
8. Levanov A.N., Ignatyev N.A., Ostyakov E.S., Vinogradov I.A., Busuek E.S., Cherepkova A.A., Yaschenko S.A., Semenov A.A., Nesterov P.A., Musin R.A., Dolgov I.A., Komarov A.G., Chirgun A.S. Challenges in the development of saline terrigenous reservoirs of Eastern Siberia field. SPE Russian Petroleum Technology Conference October 15–17, 2018, Moscow, SPE-191570-18RPTC-MS. (In Russ).
9. Zverev K.V., Lebedev M.V., Khokhlov G.A. Principal facies-stratigraphic model of vendian terrigenous deposits of Verkhnechonsky field (Siberian platform). *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2012, issue 9, P. 31–42. (In Russ).
10. Fielding C.R., Crane R.C. An application of statistical modeling to the prediction of hydrocarbon recovery factors in fluvial reservoir sequences. *Special Publications of SEPM*, 1987, P. 321–327. (In Eng).
11. Sakhilgareev R.S. Secondary changes in reservoirs during the formation and destruction of oil deposits. Leningrad: Nedra, 1989, 259 p. (In Russ).
12. Anciferov A.S. Causes of oil and gas reservoir salinization in the Lena-Tunguska petroliferous province. *Science Academy Reports*, 2000, Vol. 370, issue 1, P. 80–82. (In Russ).
13. Vorobyev V.S., Zhukovskaya E.A., Mukhitdinov M.V. Consideration of the salinization effect of reservoir rocks layers B10, B13 of the Nepa formation in order to improve the exploration drilling efficiency at the Ignyalinskiy, Tympuchikanskiy and Vakunayskiy license areas (Eastern Siberia). *Oil and Gas Geology*, 2017, issue 6, P. 49–57. (In Russ).
14. Vinogradov I.A., Zagorovskiy A.A., Bogachev K.Yu., Milyutin S.V., Gorbatko E.A., Dolgov I.A. Laboratory and numerical study of the dissolution process of salinization clastic reservoirs. SPE Russian Petroleum Technology Conference, October 26–28, 2015, Moscow, SPE-176630-MS. (In Russ).
15. Methodical recommendations for oil and gas geological reserves estimation by the volumeweighted method edited by Petersile V.I., Poroskyn V.I., Yacenko G.G. Moscow-Tver: VNIGNI, NPC “Tvergeophysica”, 2003, 156 p. (In Russ).
16. Yankova N.V. Some aspects of formation of saline reservoirs of Verkhnechonskoye field. *Oil industry*, 2010, issue 3, P. 21–23. (In Russ).
17. Shapovalov M.Yu. Features of seismic inversion for reservoirs in the Siberian Craton: a case study of the upper Chona field. *Seismic Technology*, 2013, issue 3, P. 21–27. (In Russ).
18. Gordeev Ya.I., Khokhlov G.A., Lebedev M.V., Zverev K.M., Ivanyuk V.V., Shapovalov M.Yu., Potysiev V.S. Results of the reservoir properties of the horizon Vch Verkhnechonskoye field prediction based on facies analysis and seismic inversion 3D data. *TNK-VR Novator*, 2011, issue 43, P. 34–38. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Черепкова Анна Алексеевна, менеджер отдела моделирования и разработки месторождений ВЧНГ, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: aa_cherepkova3@tnnc.rosneft.ru

Бусуек Елена Сергеевна, главный специалист отдела моделирования и разработки месторождений ВЧНГ, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Кураш Татьяна Петровна, менеджер отдела моделирования и разработки месторождений ВЧНГ, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Наклеевская Карина Анатольевна, ведущий специалист отдела моделирования и разработки месторождений ВЧНГ, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Леванов Андрей Николаевич, к.т.н., старший менеджер отдела моделирования и разработки месторождений ВЧНГ, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Неделько Ольга Валерьевна, заведующий лабораторией изучения карбонатных коллекторов отдела литолого-фациального и седиментологического изучения керн, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Мартынюк Евгения Васильевна, главный специалист лаборатории петрографических исследований отдела минералогических и петрографических исследований, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Локшин Денис Александрович, начальник отдела геолого-гидродинамического моделирования, АО «Верхнечонскнефтегаз», Иркутск, Россия

Ахмадишин Алишер Тагирович, начальник управления геологического сопровождения бурения скважин, АО «Верхнечонскнефтегаз», Иркутск, Россия

Cherepkova Anna Alekseevna, manager of the modeling and development department of the VCNG’s field, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: aa_cherepkova3@tnnc.rosneft.ru

Busuek Elena Sergeevna, chief specialist of the modeling and development department of the VCNG’s field, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Kurash Tatyana Petrovna, manager of the modeling and development department of the VCNG’s field, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Nakleevskaya Karina Anatolyevna, leading specialist of the modeling and development department of the VCNG’s field, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Levanov Andrey Nikolaevich, ph.d. of engineering sciences, senior manager of the modeling and development department of the VCNG’s field, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Nedelko Olga Valeryevna, head of the laboratory for the study of carbonate reservoirs of the department of lithological-facies and sedimentological core study, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Martynuk Evgenia Vasilevna, chief specialist of the petrographic research laboratory of the department of mineralogical and petrographic research, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Lokshin Denis Aleksandrovich, head of the department of geological and hydrodynamic modeling, “Verkhnechonskneftegas” JSC, Irkutsk, Russia

Akhmadishin Alisher Tagirovich, head of the department of geological support of well drilling, “Verkhnechonskneftegas” JSC, Irkutsk, Russia

Прогнозирование коллекторских свойств пластов группы АВ, БВ Самотлорского месторождения на основе полипараметрических зависимостей геолого-геофизических параметров

Бембель М.Р., Толстолыткин Д.В.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
mrбембель@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

В процессе создания геологических моделей и проектирования разработки объектов, приуроченных к пластам группы АВ, БВ Самотлорского месторождения, сложнейшей задачей является картирование и дальнейшее пространственное моделирование прогнозных карт эффективных толщин коллектора. Процесс построения концептуальной геологической модели объектов разработки Самотлорского месторождения включает в себя построение прогнозных карт песчаности по комплексу критериев, установленных по данным сейсмозаписи, ГИС и керна. Опробование предлагаемого алгоритма прогноза коллекторских свойств объектов разработки на площади Самотлорского месторождения с выборкой данных по ~25 000 скважин позволит применять полученный опыт на слабоизученных промысловых объектах других месторождений.

Материалы и методы

Выполнен статистический анализ скважинных данных и данных сейсмозаписи, рассчитаны трендовые поля коэффициента песчаности.

Ключевые слова

поле параметра сейсмодатумов, видимая частота отраженной волны, прогнозная карта песчаности

Для цитирования

Бембель М.Р., Толстолыткин Д.В. Прогнозирование коллекторских свойств пластов группы АВ, БВ Самотлорского месторождения на основе полипараметрических зависимостей геолого-геофизических параметров // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 7. С. 34–40.
DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-34-40

Поступила в редакцию: 03.10.2024

GEOLOGY

UDC 550.8:553.98 | Original Paper

Prediction of reservoir properties of reservoirs of the AB, BV group of the Samotlor deposit based on polyparametric dependencies of geological and geophysical parameters

Bembel M.R., Tolstolitskin D.V.

“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
mrбембель@tnnc.rosneft.ru

Abstract

In the process of creating geological models and designing the development of objects confined to the layers of the AB, BV group of the Samotlor deposit, the most difficult task is mapping and further spatial modeling of forecast maps of effective reservoir thicknesses. The process of constructing a conceptual geological model of the Samotlor deposit development facilities includes the construction of forecast maps of sandiness according to a set of criteria established according to seismic survey, GIS and core data. Testing of the proposed algorithm for forecasting reservoir properties of development objects on the area of the Samotlorskoye field with a sample of data on ~ 25 000 wells will allow applying the experience gained on poorly studied field facilities of other fields.

Materials and methods

A statistical analysis of borehole data and seismic survey data was performed, the trend fields of the sandiness coefficient were calculated.

Keywords

field of the parameter of seismic classes, the visible frequency of the reflected wave, the forecast map of sandiness

For citation

Bembel M.R., Tolstolitskin D.V. Prediction of reservoir properties of layers of the AB, BV group of the Samotlor deposit on the basis of polyparametric dependencies of geological and geophysical parameters. Exposition Oil Gas, 2024, issue 7, P. 34–40. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-34-40

Received: 03.10.2024

Актуальность и обоснование выбранных параметров исследования

Актуальность исследований заключается в необходимости уточнения строения залежей Самотлорского месторождения и выявления участков с наилучшими

коллекторскими свойствами для эффективной разработки месторождения и максимального отбора углеводородов.

В настоящее время перспективы поддержания стабильного уровня добычи на Самотлорском месторождении связаны с вовлечением

в разработку запасов нефти, расположенных в краевых зонах продуктивных пластов разреза. Бурение новых скважин в этих районах связано с высокими рисками получения нерентабельных притоков нефти ввиду недостаточной изученности продуктивности пластов бурением.

Анализ и использование при моделировании доступных геофизических полей (сейсмические, гравитационные, структурные карты, тектонические, фациальные карты), как правило, имеют коэффициенты корреляции с фактическими скважинными данными не более 25 %. Предлагаемый авторами алгоритм использования полипараметрических трендов позволяет повысить коэффициент корреляции до 55–65 %, что значительно снижает финансовые риски при проектировании бурения и резке боковых стволов (ЗБС), горизонтальных скважин (ГС).

Главная задача проведенной работы — в опробовании предлагаемого алгоритма на хорошо изученном объекте с большой выборкой скважинных данных с целью дальнейшего применения на «слабо-разрушенных» площадях с качественно проведенными геофизическими исследованиями (сейсмические, гравитационные, тепловые и др. поля).

Выбор параметров для прогноза в данной работе продиктован исключительно корреляцией каждого из полей всей имеющейся геолого-физической информации по данному объекту со скважинными данными. В данном случае такими полями послужили: поле сейсмических атрибутов, поле структурного фактора, поле параметра динамической активности, имеющие наиболее высокие коэффициенты корреляции по сравнению с другими полями.

Научная новизна исследований связана с обоснованием возможности уточнения коллекторских свойств пород целевых горизонтов Самотлорского месторождения УВ на основе использования полипараметрических зависимостей геолого-геофизических полей.

Объект и методы исследования

Породы пласта АВ1(1) изучены по керну 52 скважин, АВ1(2) — по керну 88 скважин.

Накопление отложений пластов АВ1(1) и АВ1(2) проходило в прибрежно-морских («подводных») обстановках и отвечает сравнительно кратковременным периодам проградации дельты с влиянием волновых процессов на фоне медленно, возвратно-поступательно развивающейся субрегиональной трансгрессии.

Пласт АВ1(1) также накапливался в период проградации дельтовой системы и представлен отложениями дельты, сформированными в более глубоких обстановках относительно пласта АВ1(2). Объективно дельтовая лопасть пласта АВ1(1), относительно пласта АВ1(2), сместилась к востоку, что является следствием ритмично-поступательного



Блок-схема алгоритма построения полипараметрической прогнозной карты

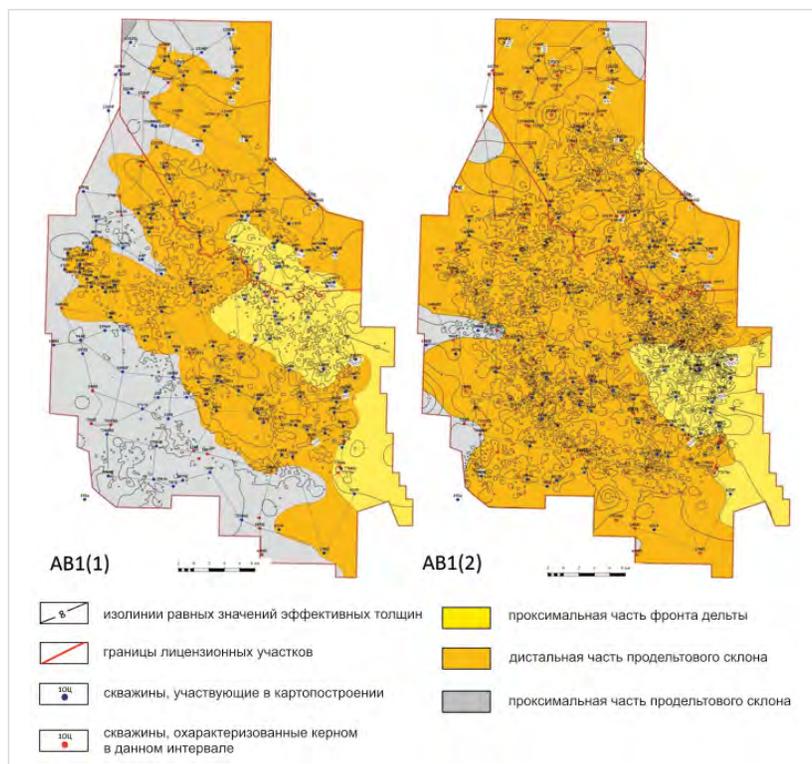


Рис. 1. Карты-схемы фациальных обстановок пласта АВ1(1-2)
Fig. 1. Maps-diagrams of facies environments of the AV1(1-2) formation

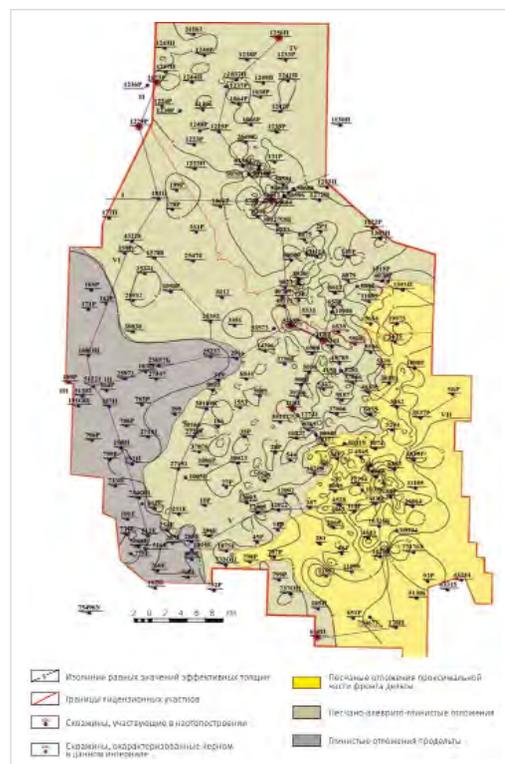


Рис. 2. Карты-схемы фациальных обстановок пласта БВ8(0)
Fig. 2. Maps-diagrams of facies environments of the BV8(0) formation

развития субрегиональной трансгрессии. В восточной части исследуемой территории существовала песчаная проксимальная часть фронта дельты, которая к западу сменялась более алевритистыми осадками дистальной части фронта (рис. 1) [5]. На крайнем западе территории исследований осадки фронта дельты сменяются глинистыми отложениями продельтового склона. Зоны максимальных эффективных толщин отмечаются в восточной части территории и приурочены к фронту дельты, проксимальной его части.

Формирование отложений пласта БВ8(0) знаменует начало региональной («самотлорской») трансгрессии [2, 3, 4]. Трансгрессия в начальные этапы имела пульсирующий, возвратно-поступательный характер с элементами эпизодической и локальной проградации дельты (например, юго-восточная часть месторождения). Песчаники фронта дельты (устьевые бары) в пределах пласта БВ8(0) отмечаются лишь на востоке и юго-востоке исследуемой территории (рис. 2) [5]. В центральной и северной части месторождения песчаные отложения представлены

маломощными прослоями, вероятно, ограниченных размеров и фрагментарного площадного распространения. Накопление данных отложений проходило эпизодически, в периоды сильных штормов (отложения штормовых слоев дистальной части фронта дельты). На западе площади песчано-алеврито-глинистые отложения дистальной части фронта дельты сменяются глинистыми алевритами и аргиллитами продельтового склона [1, 4].

В данной статье предлагается построение прогнозных карт песчаности, карт эффективных толщин на основе полипараметрических зависимостей геолого-геофизических полей.

Исходные данные

Исходными данными при проведении анализа послужили:

- карты параметров: структурный фактор, параметр динамической активности временного поля Т0 (разница между исходными и «сглаженными» данными (высокочастотная фильтрация)), карта сейсмодатасетов (нейронные сети) (рис. 3–6);

- коэффициенты песчаности по скважинным данным (база данных), выборка из 28 500 скважин.

Специфический характер скаттерплота связан с изначально дискретным полем сейсмодатасета, впоследствии «сглаженным» процедурой smuth.

Построение полипараметрического поля

Построение полипараметрического поля (сейсмодатасет + структурный фактор + параметр динамической активности) в качестве прогнозной карты песчаности в предлагаемом авторами алгоритме начинается с анализа исходных данных (составление зависимостей Кпесч = f(ДА; СФ; SK):

- карта параметра динамической активности (ДА): [-4,5–+5,8 у.е.] — для объекта АВ1(1-2); [-5,9–+7,5 у.е.] — для объекта БВ8(0) (рис. 3, 5);
- карты структурного фактора («впадина — склон — вершина») (СФ): [0–4,5 у.е.] — для объекта АВ1(1-2); [0–10,1 у.е.] — для объекта БВ8(0) (рис. 3, 5);
- карты сейсмодатасетов (SK) [1–7 кл.]

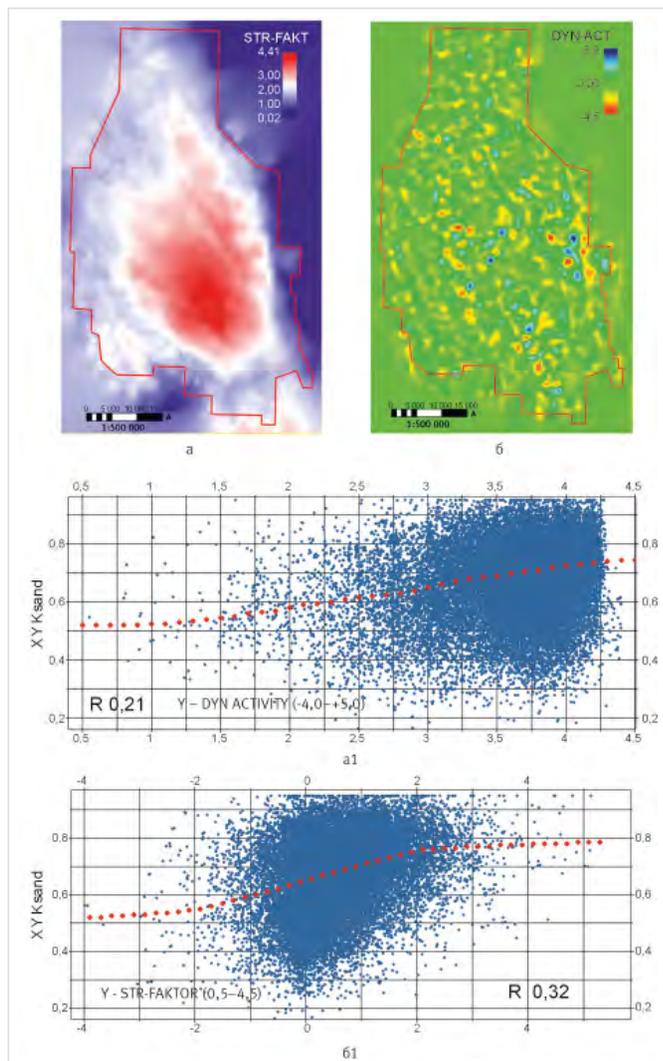


Рис. 3. Пласт АВ1(1-2). Структурный фактор — а, диаграмма зависимости коэффициента песчаности от структурного фактора (СФ) — а1, коэффициент корреляции 0,21; поле параметра динамической активности — б, диаграмма зависимости коэффициента песчаности от динамической активности (ДА) — б1, коэффициент корреляции 0,32
Fig. 3. Layer AV1(1-2). Structural factor — а, diagram of dependence of the coefficient of sandiness — а1, correlation coefficient 0,21; dynamic activity parameter field — б, diagram of dependence on the coefficient of sandiness — б1, correlation coefficient 0,32

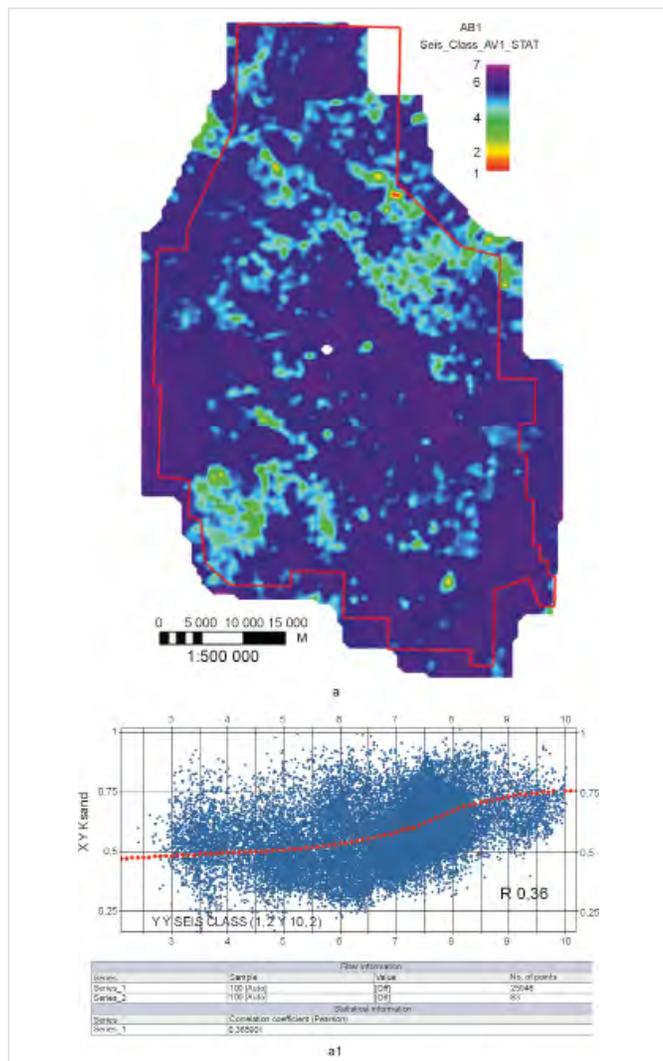


Рис. 4. Пласт АВ1(1-2). Карта сейсмодатасетов — а, диаграмма зависимости коэффициента песчаности от сейсмодатасета — а1, коэффициент корреляции 0,36
Fig. 4. Layer AV1(1-2). A map of seismic classes — а, a diagram of the dependence of the sandiness coefficient on the seismic class — а1, correlation coefficient 0,36

(рис. 4, 6).

По полученным диаграммам зависимостей коэффициента песчаности (по скважинным данным базы данных) от вышеназванных полей приняты полиномиальные тренды этих зависимостей с формулами:

- параметр ДА для объекта АВ1(1-2):

$$K_{\text{песч}} = -0,001083 \times (\text{ДА})^3 + 0,000282 \times (\text{ДА})^2 + 0,051246 \times (\text{ДА}) + 0,64861; \quad (1)$$

- параметр ДА для объекта БВ8(0):

$$K_{\text{песч}} = -0,000008 \times (\text{ДА})^3 + 0,000259 \times (\text{ДА})^2 + 0,012206 \times (\text{ДА}) + 0,54382; \quad (2)$$

- параметр СФ для объекта АВ1(1-2):

$$K_{\text{песч}} = -0,001895 \times (\text{СФ})^3 + 0,020878 \times (\text{СФ})^2 - 0,018243 \times (\text{СФ}) + 0,567; \quad (3)$$

- параметр СФ для объекта БВ8(0):

$$K_{\text{песч}} = 0,00250262 \times (\text{СФ})^3 - 0,035571 \times (\text{СФ})^2 + 0,17939 \times (\text{СФ}) + 0,26938; \quad (4)$$

- параметр SK для объекта АВ1(1-2):

$$K_{\text{песч}} = -0,0017733 \times (\text{SK})^3 + 0,034892 \times (\text{SK})^2 - 0,17468 \times (\text{SK}) + 0,72831; \quad (5)$$

- параметр SK для объекта БВ8(0):

$$K_{\text{песч}} = 0,0025026 \times (\text{SK})^3 - 0,035571 \times (\text{SK})^2 + 0,179394 \times (\text{SK}) + 0,269381. \quad (6)$$

По формулам трендов рассчитаны значения $K_{\text{песч}}$ в каждой точке скважинных данных — $K_{\text{песч}}\text{ТРЕНД}$. Определены средние значения поля каждого из параметров, каждого объекта. Вес параметра определялся как значение $K_{\text{песч}}\text{ТРЕНД}$ в данной точке, деленное на среднее значение по гистограмме. По полученным весовым значениям в каждой точке скважинных данных строились карты (поля) весовых коэффициентов каждого параметра, каждого объекта (рис. 7, 8).

Далее исходная карта параметра ДА была поделена на полученные карты весовых коэффициентов СФ, SK для каждого объекта, т.е. ДА

преобразована в ДА* (с целью «нивелировать» влияние структурного фактора и сейсмокласса на зависимость коэффициента песчаности от поля параметра динамической активности), с дальнейшим расчетом окончательного поля весовых коэффициентов параметра (ДА*) для каждого из объектов АВ1(1-2), БВ8(0). Аналогичная процедура проведена для параметра (СФ преобразована в СФ*) (деление на карты весовых коэффициентов ДА и SK — с целью «нивелировать» влияние динамической активности и сейсмокласса на зависимость коэффициента песчаности от поля структурного фактора), проведен расчет окончательного поля весовых коэффициентов параметра (СФ*) для каждого из объектов АВ1(1-2), БВ8(0).

В заключение исходная карта сейсмоклассов была скорректирована делением на окончательные весовые поля параметров (ДА*), (СФ*), таким образом карта сейсмоклассов «нивелирована» от влияния полей динамической активности и структурного фактора. Составлена диаграмма зависимости $K_{\text{песч}}$ по скважинным данным

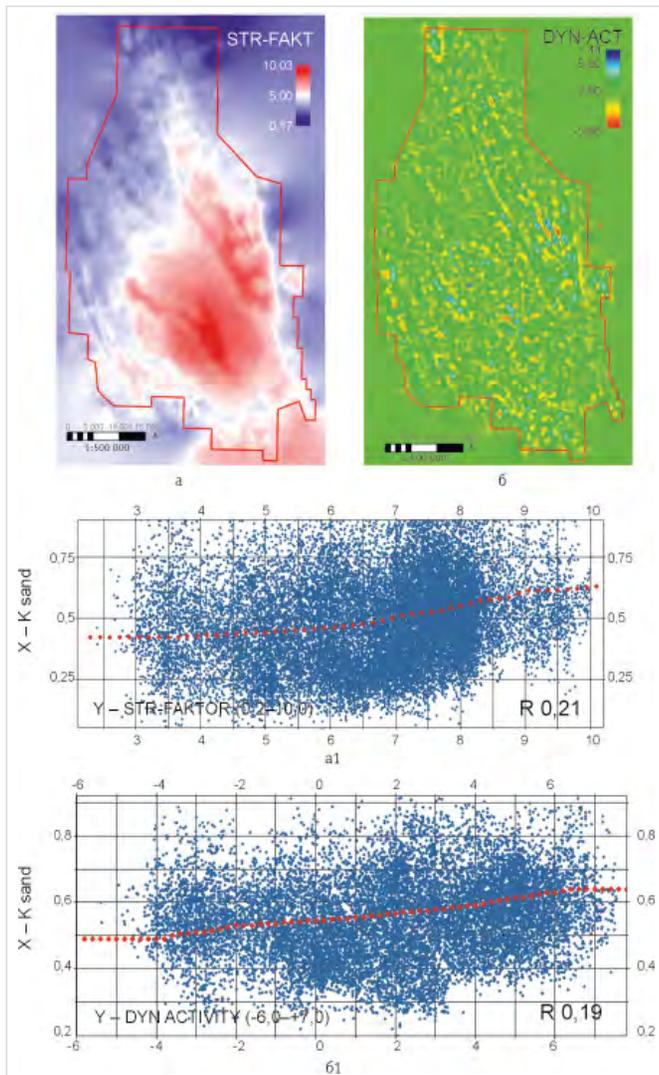


Рис. 5. Пласт БВ8(0). Структурный фактор — а, диаграмма зависимости коэффициента песчаности от СФ — а1, коэффициент корреляции 0,21; поле параметра ДА — б, диаграмма зависимости коэффициента песчаности от параметра динамической активности — б1, коэффициент корреляции 0,19
Fig. 5. Layer BV8(0). Structural factor — а, diagram of dependence on the coefficient of sandiness — а1, correlation coefficient 0,21; dynamic activity parameter field — б, diagram of dependence on the coefficient of sandiness — б1, correlation coefficient 0,19

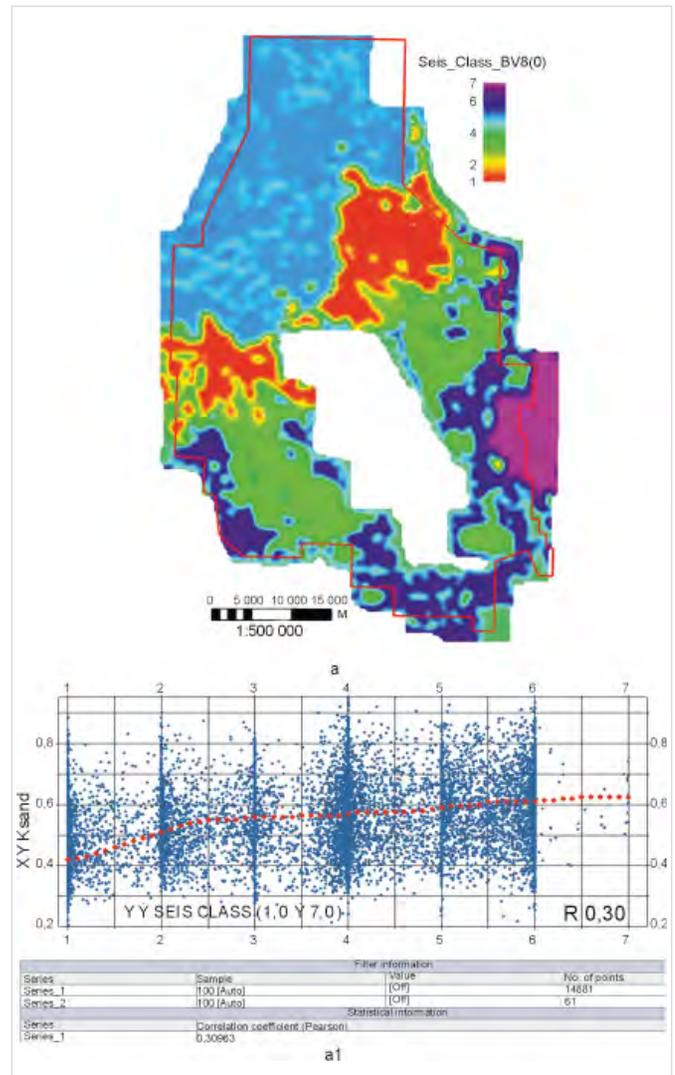


Рис. 6. Пласт БВ8(0). Карта сейсмоклассов (А), диаграмма зависимости коэффициента песчаности от сейсмокласса (А1), коэффициент корреляции 0,30
Fig. 6. Formation BV8(0). Map of seismic classes (A), diagram of the dependence of the coefficient of sandiness on the seismic class (A1), correlation coefficient 0,30

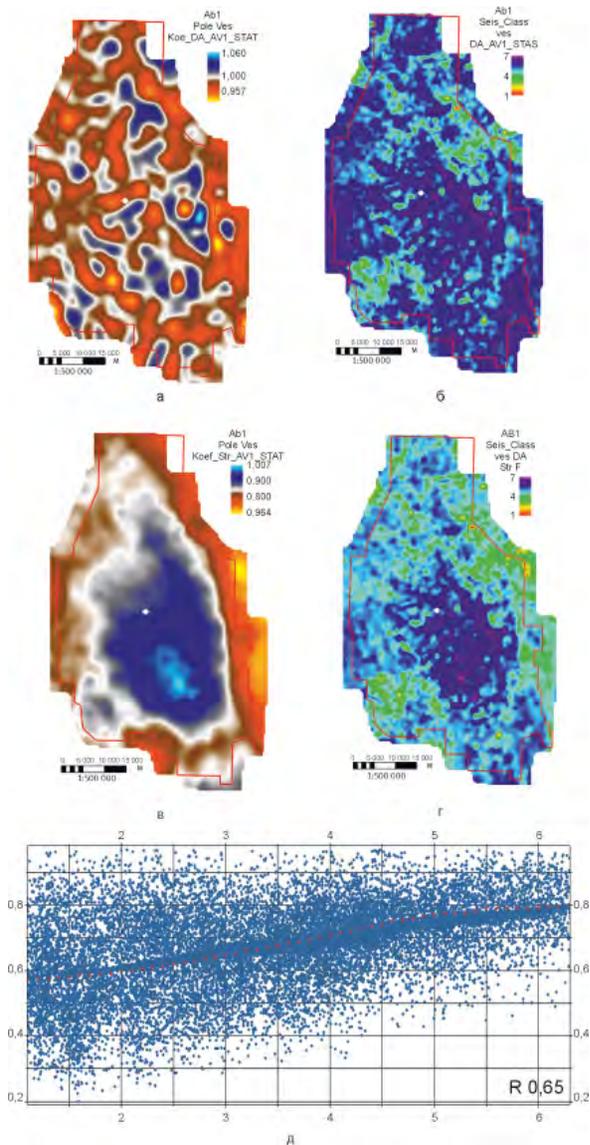


Рис. 7. Пласт АВ1(1-2). Поля весовых коэффициентов, скорректированные карты сейсмоклассов, диаграмма зависимости $K_{песч}$ от скорректированного поля сейсмоклассов, коэффициент корреляции 0,65. а — поле весовых коэффициентов, полученное на основании тренда зависимости коэффициента песчанности от параметра ДА пласта АВ1(1-2); б — карта сейсмоклассов АВ1(1-2), деленная на поле весовых коэффициентов параметра ДА пласта АВ1(1-2); в — поле весовых коэффициентов, полученное на основании тренда зависимости коэффициента песчанности от СФ пласта АВ1(1-2); г — карта сейсмоклассов АВ1(1-2), деленная на поле весовых коэффициентов параметра ДА, структурного фактора пласта АВ1(1-2); д — диаграмма зависимости карты сейсмоклассов, деленной на поле весовых коэффициентов параметра ДА, структурного плана объекта АВ1(1-2). Коэффициент корреляции 0,65

Fig. 7. Layer AV1(1-2). Fields of weighting coefficients, adjusted maps of seismic classes, a diagram of the dependence of the K_{sand} from the adjusted field of seismic classes, the correlation coefficient is 0,65. а — field of weighting coefficients obtained on the basis of the polynomial trend of the dependence of the sandiness coefficient on the parameter of the dynamic activity of the AV1(1-2) formation; б — the map of seismic classes AV1(1-2) multiplied by the field of weighting coefficients of the parameter of dynamic activity of the formation AV1(1-2); в — the field of weighting coefficients obtained on the basis of the polynomial trend of the dependence of the sandiness coefficient on the structural factor of the AV1(1-2) formation; г — the map of seismic classes AV1(1-2) divided by the field of weighting coefficients of the parameter of dynamic parameter, the structural Factor activity of the formation AV1(1-2); д — diagram of the dependence of the seismic class map, divided by the field of weighting factors of the parameter of dynamic activity, the structural plan of the object AV1(1-2). Correlation coefficient 0,65

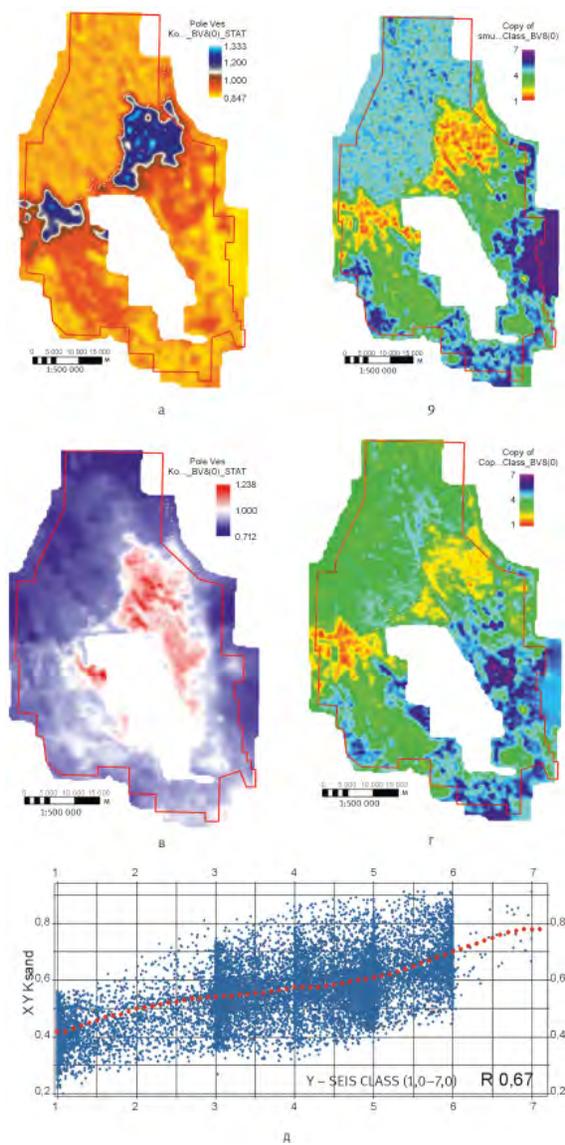


Рис. 8. Пласт БВ8(0). Поля весовых коэффициентов, скорректированные карты сейсмоклассов, диаграмма зависимости $K_{песч}$ от скорректированного поля сейсмоклассов, коэффициент корреляции 0,67. а — поле весовых коэффициентов, полученное на основании тренда зависимости коэффициента песчанности от параметра динамической активности пласта БВ8(0); б — карта сейсмоклассов БВ8(0), деленная на поле весовых коэффициентов параметра динамической активности пласта БВ8(0); в — поле весовых коэффициентов, полученное на основании тренда зависимости коэффициента песчанности от структурного фактора пласта БВ8(0); г — карта сейсмоклассов БВ8(0), деленная на поле весовых коэффициентов параметра динамической активности, структурного фактора пласта БВ8(0); д — диаграмма зависимости карты сейсмоклассов, деленной на поле весовых коэффициентов параметра динамической активности, структурного плана объекта БВ8 (0). Коэффициент корреляции 0,67

Fig. 8. The BV8(0) formation. Fields of weighting coefficients, adjusted maps of seismic classes, a diagram of the dependence of the K_{sand} from the adjusted field of seismic classes, the correlation coefficient is 0,67. а — the field of weighting coefficients obtained on the basis of the polynomial trend of the dependence of the sandiness coefficient on the parameter of the dynamic activity of the BV8(0) formation; б — the map of seismic classes BV8(0) divided by the field of weighting coefficients of the parameter of dynamic activity of the formation BV8(0); в — the field of weighting coefficients obtained on the basis of the polynomial trend of the dependence of the sandiness coefficient on the structural factor of the BV8(0) formation; г — map of seismic classes BV8(0) divided by the field of weighting factors of dynamic activity parameter, structural factor of formation BV8(0); д — diagram of the dependence of the seismic class map, divided by the field of weighting factors of the parameter of dynamic activity, the structural plan of the object BV8(0). Correlation coefficient 0,67

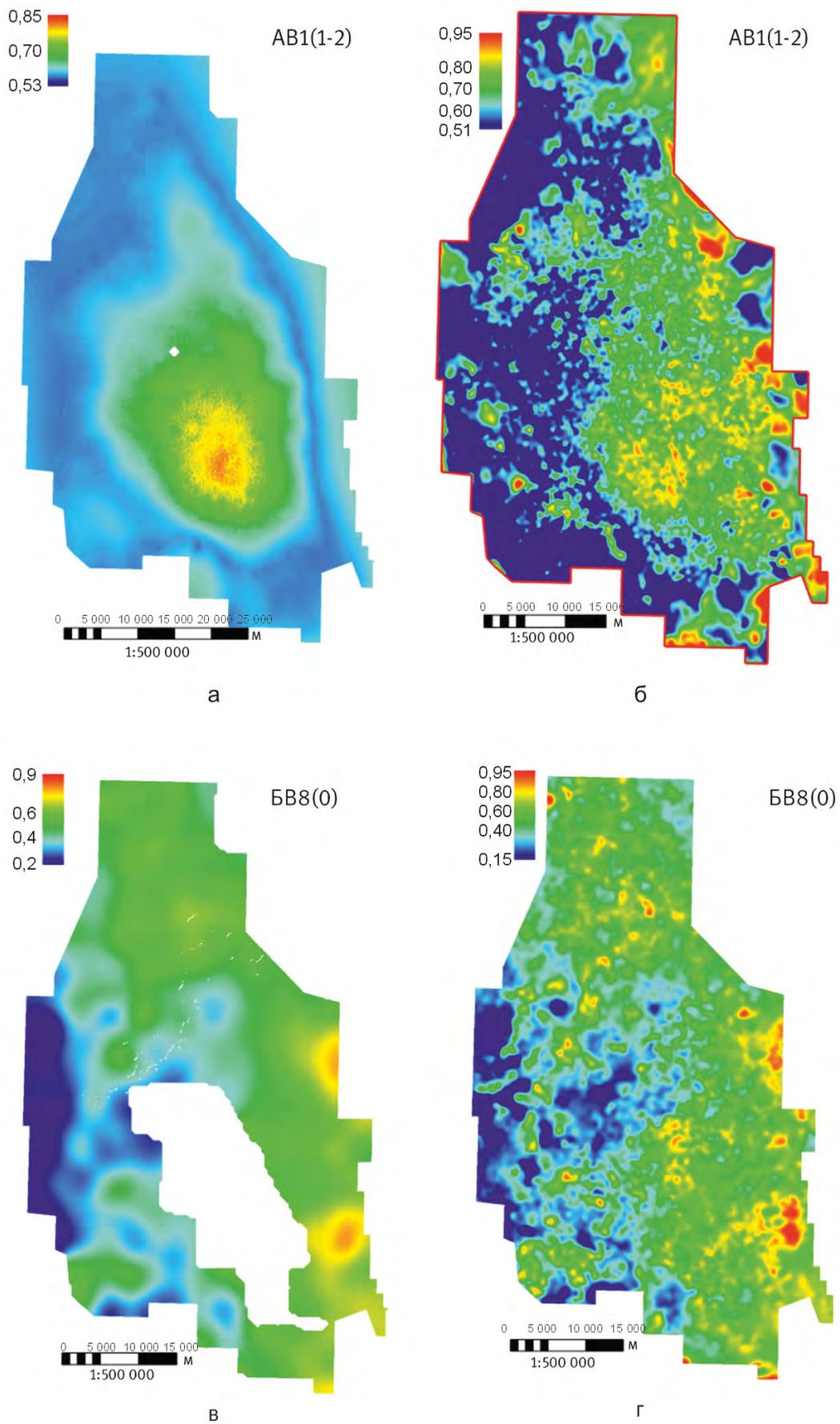


Рис. 9. Прогнозные карты песчаности, используемые в качестве трендов в геомоделях, рассчитанные по формуле полиномиального тренда зависимости $K_{\text{песч}}$ от полученного поля (SK^*) – а, коэффициент корреляции со скважинными данными базы данных – 65 % (для объекта AB1(1-2)), 67 % (для объекта BV8(0)); утвержденные в ГКЗ карты песчаности – б, объектов AB1(1-2), BV8(0)

Fig. 9. Forecast maps of sandiness used as trends in geomodels, calculated using the formula of the polynomial trend of the dependence of the K_{sand} on the obtained field (SK^*) – а, the correlation coefficient with the well data of the database is 65 % (for object AV1(1-2)), 67 % (for object BV8(0)); maps approved by the GKZ sandiness – б, objects AV1(1-2), BV8(0)

от скорректированной карты сейсмодатированных (СК*) для каждого из объектов. Коэффициент корреляции составил 0,65 для объекта АВ1(1-2) и 0,67 для объекта БВ8(0). Построены прогнозные карты песчаности (эффективных толщин) объектов АВ1(1-2), БВ8(0) с использованием скважинных данных и 2-D трендф, рассчитанного по формуле полиномиального тренда зависимости полей Кпесч от полученного поля (СК*).

Итоги

Итогом проведенных исследований следует назвать практический опыт опробования применения алгоритма анализа косвенных геофизических параметров и последующего прогноза распределения параметров коллекторских свойств с целью повышения эффективности разработки месторождения и максимального отбора УВ.

Опробованный в данной работе алгоритм анализа и обработки исходных данных позволит обоснованно повысить точность, информативность построения геологических цифровых моделей на других перспективных объектах разработки месторождений углеводородов. Привлечение в предлагаемый алгоритм анализа карт фациальной обстановки и других имеющихся полей (гравитационные, тектонические карты) безусловно приведет к

повышению коэффициентов корреляции (до 77–82 %), что было предварительно опробовано авторами на отдельных участках исследуемой площади. Выборка скважинных данных в этих случаях значительно сокращается, кроме того, предлагаемый алгоритм нацелен на прогнозирование коллекторских свойств именно малоразбуренных зон. В данной работе авторами целенаправленно выбраны именно три типа исходных полей, с полученным в итоге коэффициентом корреляции ~0,66, с сохранением максимальной выборки скважинных данных (около 25 тыс.).

Выводы

При использовании предлагаемого алгоритма на других площадях необходимо каждый раз целенаправленно подбирать количество исходных геофизических полей, соизмеряя с целями проведения анализа, а не только с величиной итогового коэффициента корреляции. В частности, в данной работе карты фациальной обстановки не были использованы сознательно, т.к. основной целью исследования был прогноз коллекторских свойств неразбуренной части площади, где достоверность карт фациальной обстановки не вызывает доверия. Цели достичь максимального коэффициента со скважинными данными на разбуренной части не ставилось.

Литература

1. Казенков В.А. Сырьевая база углеводородов и региональные особенности распространения залежей в тюменской свите и ее аналогах в Западной Сибири // Бурение и нефть. 2016. № 3. С. 3–11.
2. Генераленко О.С., Зверев К.В., Кудаманов А.И. и др. Фациальная модель по пластам группы АВ Самотлорского месторождения. Тюмень: ООО «ТННЦ», 2013.
3. Генераленко О.С., Кудаманов А.И. и др. Создание фациальной модели по пластам группы БВ8 Самотлорского месторождения. Тюмень: ООО «ТННЦ», 2013.
4. Александров А.А., Габдраупов О.Д., Девяткова С.Г., Сонич В.П. Петрофизическая основа влияния глинистых пород, пластов и экранов на показатели разработки залежей. Нефтяное хозяйство. 2016. № 2. С. 38–43.
5. Смирнова Е.В., Нассонова Н.В., Буякина И.В., Песков М.А. Подсчет запасов углеводородов пластов Самотлорского месторождения. Отчет ООО «ТННЦ», 2017, Книга 1, С. 171–172, 183.

ENGLISH

Results

Outcome of the conducted research should be called a practical experience of testing application of an algorithm for analyzing indirect geophysical parameters and subsequent prediction of distribution of parameters of reservoir properties, in order of increase field development efficiency and maximum hydrocarbon extraction.

The algorithm of analysis and processing of the initial data tested in this work will allow to reasonably increase the accuracy and informativeness of the construction of geological and hydrodynamic digital models on other promising objects of the development of hydrocarbon deposits. The involvement of facies maps and other available fields (gravitational, tectonic maps) in the proposed algorithm of analysis will certainly lead to an increase in correlation coefficients (up to 77–82 %), which was previously tested by the authors in certain areas of the studied area. The sampling of borehole data in these cases is significantly reduced, in addition, the proposed

algorithm is aimed at predicting the reservoir properties of precisely poorly drilled zones. In this work, the authors purposefully selected exactly three types of initial fields, with the resulting correlation coefficient of ~0,66, while maintaining the maximum sample of well data (about 25 thousand).

Conclusions

When using the proposed algorithm on other areas, it is necessary to purposefully select the number of initial geophysical fields each time, commensurate with the objectives of the analysis, and not only with the value of the final correlation coefficient. In particular, in this work, the maps of the facies situation were not used consciously, because the main purpose of the study was to predict the reservoir properties of the undeveloped part of the area, where the reliability of the maps of the facies situation is not credible. The goal to achieve the maximum coefficient with borehole data on the drilled part was not set.

References

1. Kazenkov V.A. The raw material base of hydrocarbons and regional features of the distribution of deposits in the Tyumen formation and its analogues in Western Siberia. *Drilling and oil*, 2016, issue 3, P. 3–11. (In Russ).
2. Generalenko O.S., Zverev K.V., Kudamanov A.I., et al. Facies model for the layers of the AB group of the Samotlor deposit. Tyumen: "Tyumen petroleum research center" LLC, 2013. (In Russ).
3. Generalenko O.S., Kudamanov A.I. et al. Creation of a facies model for the formations of the BV8 group of the Samotlor deposit. Tyumen: "Tyumen petroleum research center" LLC, 2013. (In Russ).
4. Alexandrov A.A., Gabdraupov O.D., Devyatkova S.G., Sonich V.P. Petrophysical basis and assessment of the influence of argillaceous rock of formation and sieves on the formation development parameters. *Oil Industry*, 2016, issue 2, P. 38–43. (In Russ).
5. Smirnova E.V., Nasonova N.V., Buyakina I.V., Peskov M.A. Calculation of hydrocarbon reserves of the Samotlorskoye field. "Tyumen petroleum research center" LLC Report, 2017, Book 1, P. 171–172, 183. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Бембель Михаил Робертович, главный специалист Управления по ГРМ, АО «Самотлорнефтегаз», ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: mrmbembel@tnnc.rosneft.ru

Толстолыткин Дмитрий Витальевич, эксперт по гидродинамическому моделированию Управления по ГРМ, АО «Самотлорнефтегаз», ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: dvtolstolitkin@tnnc.rosneft.ru

Bembel Mikhail Robertovich, head of the department for timing, "Samotlorneftegaz" JSC, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: bembelmr@tnnc.rosneft.ru

Tolstolitkin Dmitrii Vitalievich, hydrodynamic modeling expert of the department for timing, "Samotlorneftegaz" JSC, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: dvtolstolitkin@tnnc.rosneft.ru



info@sk-navigator.ru, www.sk-navigator.ru ●●●●

**РАЗРАБОТКА,
ИЗГОТОВЛЕНИЕ
И ВНЕДРЕНИЕ
СОВРЕМЕННЫХ
ТЕХНОЛОГИЙ
И ОБОРУДОВАНИЯ**



ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И РЕМОНТА СКВАЖИН:

- технологии изоляции нарушений эксплуатационных колонн
- технологии откачки газа из затрубного пространства скважин
- пакерно-якорное оборудование
- оборудование для проведения КРС

Опыт работ
более **15** лет

Отремонтировано
более **10 000** скважин

На связи
24 часа

Команда профессионалов
более **100** человек

Успешность проведения работ
с первого подхода **97 %**



Наши партнеры:



РОСНЕФТЬ



ЛУКОЙЛ



628456, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Сургутский район, пгт. Федоровский, ул. Ленина, д. 31
+7 (3462) 41-64-34

461040, Оренбургская обл., г.Бузулук, ул.Техническая, д.10
8 (35342)77964

Результаты реализации программы ГРП на карбонатные отложения верхнего девона Оренбургской области

Чикина Н.Н.¹, Никитин Ю.И.², Лебедев М.В.²

¹ООО «РН-Ближневосточная компания», Москва, Россия; ²ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
n.chikina@rnbnvk.ru

Аннотация

В статье рассмотрены результаты проведения специальной Программы ГРП, принятой в 2010 году АО «Оренбургнефть» и причины неуспешности бурения как основа для определения критических факторов прогноза нефтегазоносности.

Материалы и методы

В рамках программы ГРП был проведен комплексный анализ данных бурения и материалов 3D сейсморазведки с целью подготовки фаменских объектов к поисковому бурению, зарезке боковых стволов и углублению скважин на разрабатываемых месторождениях. С целью повышения эффективности прогноза

залежей УВ изучены свойства карбонатных покрышек по данным керна, специально отобранного из фаменских флюидоупоров.

Ключевые слова

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция, фаменская карбонатная толща, флюидоупоры, резервуар, факторы риска, надрифовые структуры

Для цитирования:

Чикина Н.Н., Никитин Ю.И., Лебедев М.В. Результаты реализации программы ГРП на карбонатные отложения верхнего девона Оренбургской области // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 7. С. 42–47. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-42-47

Поступила в редакцию 02.10.2024.

GEOLOGY

UDC 551 | Original Paper

The results of implementation of the upper devonian carbonates exploration program in the Orenburg region

Chikina N.N.¹, Nikitin Yu.I.², Lebedev M.V.²,

¹“RN-Middle East company” LLC, Moscow, Russia; ²“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
n.chikina@rnbnvk.ru

Abstract

The article discusses the results of the implementation of a special program of geological exploration, which has been worked out by “Orenburgneft” JSC in 2010 and the reasons for drilling failure as a basis for determining critical factors in the forecast of oil and gas potential.

Materials and methods

As part of the exploration program was provided for an integrated analysis of drilling, 3D seismic data to prepare Famennian prospects for exploration, sidetracking drilling and well deepening at developed fields. To improve the efficiency of prospects forecasting, a study of

carbonate seals properties on data of cores specially selected from Famennian sequence.

Keywords

Volga-Ural Oil and Gas Province, Famennian carbonate formation, seals, reservoir, risk factors, over-reef structures

For citation

Chikina N.N., Nikitin Yu.I., Lebedev M.V. The results of implementation of the upper Devonian carbonates exploration program in the Orenburg region. Exposition Oil Gas, 2024, issue 7, P. 42–47. (In Russ). DOI:10.24412/2076-6785-2024-7-42-47

Received: 02.10.2024

Введение

Реализация Программы геологоразведочных работ (ГРП) АО «Оренбургнефть», ориентированной на верхнедевонский карбонатный комплекс, привела к существенному увеличению объема сейсморазведочных работ 3D в пределах основных зон нефтегазоаккумуляции. Получение качественных сейсмогеологических моделей строения участков позволило подготовить к бурению ряд перспективных объектов и открыть новые нефтяные месторождения. Существенный УВ потенциал фамена был разведан в результате

бурения поисковых скважин, а также при относительно небольших затратах путем зарезки боковых стволов и углубления эксплуатационных скважин с каменноугольных на верхнедевонские продуктивные пласты в пределах разрабатываемых месторождений. Комплексный анализ данных бурения и 3D сейсморазведки позволил разобраться в факторах риска поискового бурения на фаменские отложения.

Целью настоящей работы является обобщение и анализ результатов реализации Программы ГРП по доразведке верхнедевонского

карбонатного комплекса в Оренбургской области выяснение причин неуспешности и главных факторов риска поискового бурения на фаменские отложения для определения путей обеспечения высокой эффективности ГРП на нефть и газ.

Результаты реализации Программы ГРП

В Оренбургской области первые открытия залежей нефти в фамене относятся к середине 50-х годов прошлого века: в 1955 г. на Ефремо-Зыковской структуре Большекинского вала была установлена

промышленная нефтеносность среднефаменского пласта Дф₂. В дальнейшем доразведка Ефремо-Зыковского месторождения привела к обнаружению нефтяных залежей в пластах заволжского надгоризонта верхнефаменского подъяруса: Зл₁ (1978 г.) и Зл₂ (2003 г.). До 2010 г. такие открытия осуществлялись, в основном, попутно, в процессе поискового и разведочного бурения на терригенный комплекс девона в пределах Южно-Татарского свода (ЮТС) и Большекинельского вала (Новофёдоровское, Школьное, Спасское, Ефремо-Зыковское, Самодуровское, Тарханское месторождения), Бобровско-Покровского вала (Смоляное, Боголюбское), Восточно-Оренбургского сводового поднятия (ВОСП) (Врезовское, Богдановское) [1, 4].

В 2010 г. началась реализация Программы поисков залежей нефти в верхнедевонском карбонатном комплексе, которая охватывала все основные зоны нефтегазонакопления на ЮТС, Большекинельском валу, ВОСП и Бобровско-Покровском валу. В результате были открыты 101 залежь нефти, из которых наибольшее количество (79) связаны с пластами заволжского надгоризонта, остальные приходятся на ниже-среднефаменские отложения. Наибольшее количество открытий было сделано в период 2017–2020 гг. (рис. 1). Большинство выявленных залежей приурочены к структурам облекания и дифференциального уплотнения над верхнефранско-нижнефаменскими и фаменскими органогенными постройками, которые в пределах Оренбургской области играют заметную структурообразующую роль при формировании ловушек УВ [1, 3, 4, 6, 7].

На рисунке 2 показана принципиальная схема формирования структур, образовавшихся в перекрывающей рифы толще терригенных и карбонатных осадков в результате их дифференциального уплотнения. В процессе миграции углеводородов



Рис. 1. Динамика открытия залежей нефти в интервале фаменского яруса, поставленных на Государственный баланс в период 1956–2022 гг.

Fig. 1. Dynamics of oil deposits discoveries in the Famennian inscribed on the State Balance during 1956–2022

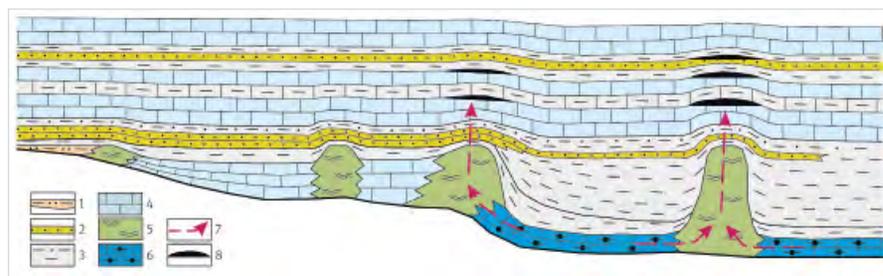


Рис. 2. Принципиальная схема формирования залежей нефти в структурах дифференциального уплотнения над верхнедевонскими органогенными постройками:

1 — отложения прибрежно-морской равнины; 2 — песчано-алевритовые отложения; 3 — алевриты, аргиллиты; 4 — мелководно-шельфовые слоистые карбонаты; 5 — рифы; 6 — относительно глубоководные осадки доманикового типа; 7 — миграция УВ; 8 — нефтяные залежи

Fig. 2. Basic diagram of the oil deposits formation in compaction closures over the Upper Devonian organogenic build-ups: 1 – deposits of the coastal-marine plain; 2 – sandy-aleuritic deposits; 3 – siltstones, mudstones; 4 – shallow-shelf layered carbonates; 5 – reefs; 6 – relatively deep-water sediments of the Domanic type; 7 – migration of hydrocarbons; 8 – oil deposits

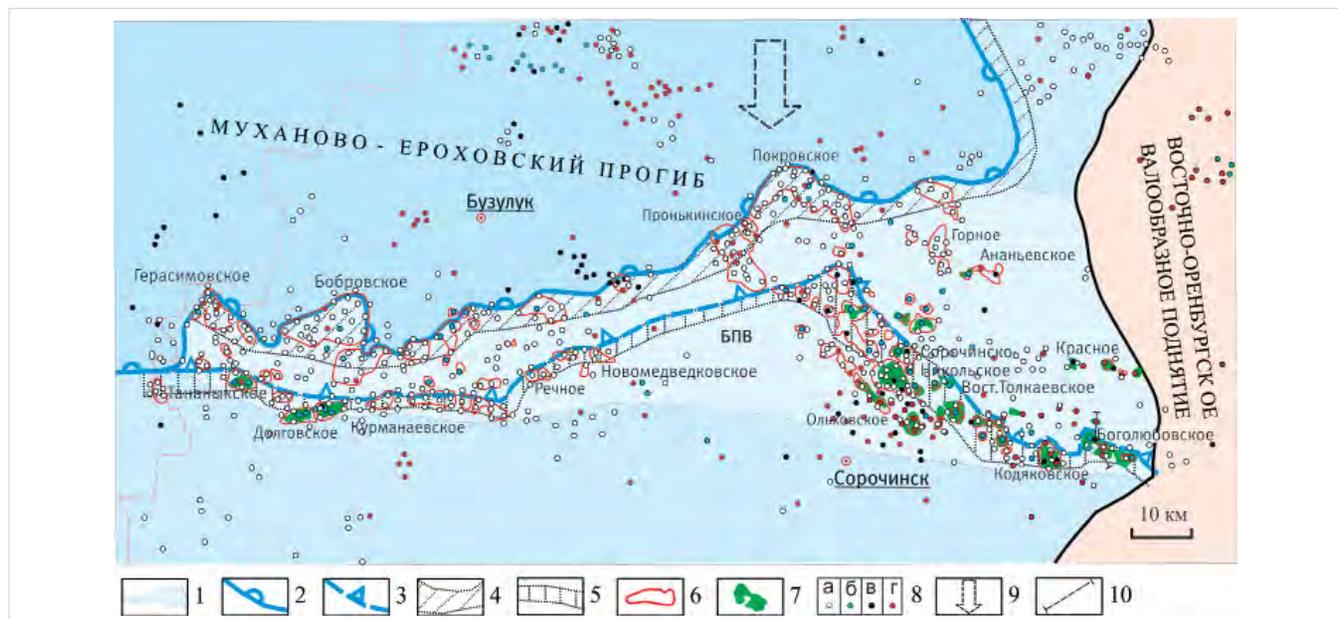


Рис. 3. Бобровско-Покровский вал Оренбургской области [2, с дополнениями]: 1 — Бобровско-Покровский вал; 2 — заволжский бортовой уступ Муханово-Ероховского прогиба; 3 — прогнозный бортовой уступ нижнефаменского барьерного рифа; 4 — среднефаменский барьерный риф; 5 — нижнефаменский барьерный риф; 6 — контуры нефтяных залежей в карбоне; 7 — нефтяные залежи в фамене; 8 — поисковые и разведочные скважины с забоями: а — в турне; б — в карбонатном девоне; в — в терригенном девоне; г — в додевонских образованиях; 9 — направление регионального наклона отложений девона и карбона; 10 — линия геологического разреза (рис. 4).

Fig. 3. Bobrovsko-Pokrovsky shaft of the Orenburg Region [2, with additions]: 1 – Bobrov-Pokrov Swell; 2 – Zavlzhskiy margin of the Mukhanovo-Erokhov Trough; 3 – proposal margin of the Lower Famennian barrier reef; 4 – Middle Famennian barrier reef; 5 – Lower Famennian barrier reef; 6 – contours of oil deposits in the Carboniferous; 7 – oil deposits in the Famennian; 8 – prospecting and exploration wells with bottomholes: а – in the Tournasian; б – in the carbonate Devonian; в – in the terrigenous Devonian; г – in the Pre-Devonian formations; 9 – direction of regional inclination of the Devonian and Carboniferous deposits; 10 – line of the geological section (fig. 4).

из нефтематеринской доманиковой толщи при наличии коллекторов и надежных покрышек в надрифовых структурах происходило образование залежей нефти.

Большинство открытий в фаменском интервале разреза приурочено к Бобровско-Покровскому валу южного борта Муханово-Ероховского прогиба (рис. 3). Здесь сосредоточен основной объем разведанных в фамене запасов нефти, главным образом, в пластах заволжского надгоризонта [7]. Первые открытия в результате углубления эксплуатационных скважин были получены на Тананыкском (2013 г., пласт Зл_{1,1}), Долговском (2015 г. Зл_{1,1}, Зл₂) месторождениях [6, 7]. В дальнейшем продуктивность заволжских, а также среднефаменских пластов была установлена в процессе бурения поисковых, разведочных скважин, зарезки боковых стволов на Восточно-Толкаевском месторождении, а также на Новольвовском, Вознесенском, Восточно-Петропавловском, Северо-Вознесенском и Бородиновском куполах Сорочинско-Никольского месторождения. В 2019 г. на Западно-Долговском месторождении в заволжском надгоризонте были открыты 4 продуктивных пласта (Зл_{1,0}, Зл_{1,1}, Зл_{1,2}, Зл₂), из которых были получены притоки нефти с дебитами до 252 м³/сут.

С Бобровско-Покровским валом связана гигантская зона нефтенакпления, в которой сосредоточено 45 % разведанных запасов нефти Оренбургской области (без учёта Оренбургского месторождения). Постседиментационный инверсионный региональный наклон южного борта Муханово-Ероховского прогиба (МЭП) явился решающим фактором формирования вдоль крутого заволжского бортового уступа, совпадающего в плане с бассейновым склоном среднефаменского барьерного рифа, крупных тектоно-седиментационных поднятий, которые выделяются только в отложениях верхнего девона и карбона – по горизонтам терригенного девона под валом наблюдается наклоненная на юг моноклинал [3]. Прибортовые поднятия контролируют в разрезе карбона половину НИЗ нефти, разведанных в пределах Бобровско-Покровского вала (Герасимовское, Бобровское, Новобузулукское, Пронькинское, Покровское месторождения) (рис. 3). Характерна многоступенчатость месторождений: на отдельных из них в стратиграфическом диапазоне от турнейского яруса нижнего карбона до московского яруса среднего карбона обнаружено более 10 промышленно нефтеносных пластов.

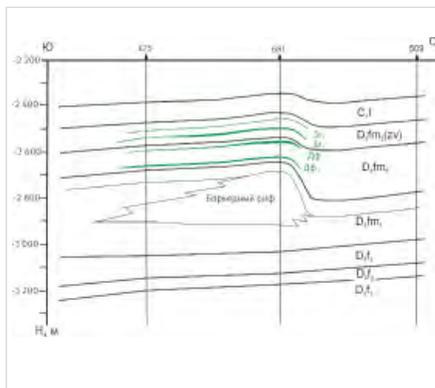


Рис. 4. Схематический геологический разрез Богोलубовского месторождения [2] (рис. 3)
Fig. 4. Schematic geological cross-section through Bogolyubov field [2] (fig. 3)

Долгое время в зоне прибортовых поднятий Бобровско-Покровского вала, за исключением Воробьевского месторождения, бурение проводилось, главным образом, до турнейских отложений включительно. Единичные скважины, пробуренные на нефтяных месторождениях со вскрытием терригенного девона и кристаллического фундамента, не выявили продуктивности верхнедевонского карбонатного комплекса. В 2007–2009 гг. западная часть вала на Бузулукской площади (1 790 км²) была изучена 3D сейсморазведкой. На основе её результатов со вскрытием девонских отложений и кристаллического фундамента были пробурены 12 поисковых скважин. В отложениях карбона было открыто среднее по запасам прибортовое Новобузулукское нефтяное месторождение, девонские пласты во всех скважинах оказались непродуктивными. Всего было проведено 14 испытаний среднефаменских и 8 заволжских пластов: только в двух случаях были отмечены нефтепроявления, в остальных интервалах были получены пластовая вода или отсутствие притока. На таких крупных месторождениях, как Бобровское, Герасимовское, Покровское, отсутствуют залежи и в нижней части турнейского яруса (пласт Т2), или открыты залежи незначительных размеров. Это может быть косвенным доказательством того, что покрышки над заволжскими пластами в этой зоне развиты только локально [7].

Южнее прибортовых тектоно-седиментационных структур протягивается вторая линия меньших по размерам локальных поднятий, большинство из которых расположено вдоль бассейнового склона, инверсионно наклоненного нижнефаменского барьерного рифа (рис. 3). С надрифовыми поднятиями в отложениях нижнего карбона связаны значительные запасы нефти. Исключением являются тектонические поднятия Ольховского инверсионного вала над большим протерозойским грабеном, где мелкие залежи распределены в широком стратиграфическом диапазоне от среднего девона до нижнего карбона. Все открытия в фаменских пластах на Бобровско-Покровском вале связаны со второй линией локальных поднятий.

Успешные результаты на Речном, Тананыкском, Долговском месторождениях явились доказательством промышленной нефтеносности отложений верхнего девона в пределах западной части вала. На его востоке значительные запасы нефти разведаны в фаменских пластах на Кодяковском, Восточно-Малаховском, Богोलубовском, Сорочинско-Никольском месторождениях, где они контролируются бескорневыми поднятиями над нижнефаменским барьерным рифом (рис. 4). В пределах этой зоны риф имеет субширотное простирание, поперек регионального наклона территории на юг, в сторону Прикаспийской впадины (рис. 3). В этих условиях в надрифовых отложениях сформировалось тектоно-седиментационные (комбинированные) локальные поднятия: их северные крылья совпадают с флексурой дифференциального уплотнения над крутым бассейновым склоном барьерного рифа, южные крылья образованы региональным наклоном. По длинной оси ловушки контролируются ундуляциями гребня рифа [3].

Залежи пластовые, массивные, иногда тектонически или литологически экранированные. Основные продуктивные пласты Зл₁, Зл₂, Дф₁, Дф₂ сложены известняками, доломитами, их переходными разностями с различным количеством глинистой составляющей.

Тип коллектора порово-каверновый, порово-каверново-трещинный [6].

В пределах Богोलубовского месторождения (рис. 4) коллекторы барьерного рифа обводнены — непосредственно на нем залегают мелководно-шельфовые отложения с высокими ФЕС. Эти отложения объединены в самый нижний продуктивный пласт месторождения — Дф₂. В надрифовом интервале разреза разведаны и разрабатываются 4 нефтяные залежи, связанные с карбонатными пластами Зл₁, Зл₂ заволжского надгоризонта и Дф₁, Дф₂ среднефаменского подъяруса. Продуктивные пласты сложены органогенно-обломочными, органогенными, кристаллическими известняками с пористостью 6,5–18,2 %, проницаемостью 6–105,8 мД. Залежи пластовые сводовые, покрышкой являются плотные, глинистые известняки мощностью 5–25 метров.

В пределах Южно-Татарского свода (ЮТС) и Восточно-Оренбургского сводового поднятия (ВОСП) главным объектом разведки долгое время оставался терригенный комплекс девона. На моноклиналином склоне ЮТС из-за отсутствия локальных структур промышленных скоплений нефти и газа в терригенном девоне обнаружить не удалось. При этом были открыты несколько месторождений с залежами нефти в фаменских, турнейских и бобриковских отложениях (Новофедоровское, Спасское, Школьное, Яковлевское, Часовское, Клеёновское). Был сделан вывод о принадлежности залежей к структурам облекания биогермных тел, и поисковое бурение было переориентировано с терригенного девона на верхнедевонско-турнейский комплекс [1].

В 2011–2012 гг. в пределах ЮТС, на принадлежащих АО «Оренбургнефть» Новофедоровском и Красноническом лицензионных участках, на площади 250 км² была проведена 3D сейсморазведка. В результате была закартирована большая группа верхнедевонских одиночных рифов и надрифовых поднятий. Из 10 поисковых скважин, пробуренных на новых объектах, 9 оказались успешными: была установлена промышленная нефтеносность фаменских, турнейских и бобриковских отложений. В фаменских пластах Зл₁, Дф₁, Дф_{2,1}, Дф_{2,2} на Красноническом месторождении открыто 6 залежей, на Новофедоровском — 10.

В пределах ВОСП в результате бурения большого количества поисковых скважин удалось обнаружить несколько литологически ограниченных залежей нефти в песчаниках пашийского, ардатовского и воробьевского горизонтов девона без наличия локальных тектонических структур [2]. На Родниковском и Романовском месторождениях эти залежи внесли заметный вклад в развитие нефтедобычи, остальные оказались незначительными. Попутно были обнаружены залежи в фаменско-нижекаменноугольном интервале разреза на Врезовском и Богдановском месторождениях, предположительно контролируемых одиночными верхнедевонскими рифами. Половина запасов нефти наиболее крупного Врезовского месторождения оказалась в фаменских пластах Зл₁, Зл₂, Дф_{2,1}. Дальнейшее развитие поискового бурения на данном направлении из-за низкой достоверности сейсмических данных не привело к положительному результату, и ГРП на терригенный девон были прекращены.

В позднефранское время территория ЮТС и ВОСП была охвачена относительно глубоководным бассейном доманикового

типа, в котором существовали условия благоприятные для развития высокоамплитудных одиночных рифов. В раннем фамене глубоководные условия осадконакопления сменились мелководно-шельфовыми и часть бассейновых верхнефранских рифов оказались надстроеными одиночными шельфовыми постройками. Рифы хорошо отображаются в сейсмическом волновом поле, все фаменские и нижнекаменноугольные залежи нефти контролируются надрифовыми структурами дифференциального уплотнения [4]. Сами микробинальные постройки непродуктивны из-за низких ФЕС и отсутствия над ними покровов.

В ранне-среднефаменское время карбонатное осадконакопление на палеошельфе ЮТС и ВОСП протекало под влиянием поступающего с востока и юго-востока глинистого материала. Это способствовало формированию в карбонатном разрезе глинисто-карбонатных покровов и, как следствие, промышленной нефтеносности надрифовых фаменских пластов. Степень глинистости разреза уменьшается с востока на запад, соответственно в этом направлении уменьшается количество покровов и продуктивных пластов. Вблизи восточной границы Оренбургской области, на Школьном, Новодобровском, Краснонискском и др. месторождениях наряду с нижнекаменноугольными продуктивными пластами заволжского надгоризонта (Зл₁) и среднего фамена (ДФ₁, ДФ₂₋₁, ДФ₂₋₂). Вблизи западной границы области, на Саврушинском, Западно-Степановском месторождениях промышленно нефтеносны только турнейские и бобриковские пласты.

Ограничивающий ЮТС с юга Большекинский вал контролирует крупную зону нефтегазоаккумуляции, в пределах которой

пластовые сводовые ловушки УВ контролируются приразломными тектоническими поднятиями. Основной объем запасов нефти был сосредоточен в пашийских, фаменских и нижнекаменноугольных терригенных и карбонатных резервуарах. В настоящее время запасы истощены, основные залежи вала находятся на заключительных этапах последней стадии разработки.

Структурные планы фаменских и каменноугольных горизонтов осложнены влиянием верхнефранских одиночных рифов, которые влияют на строение нефтяных залежей, особенно на Северо-Красноярском, Ефремово-Зыковском и Измайловском месторождениях. Основными объектами доразведки разрабатываемых месторождений Большекинского вала являются фаменские пласты, промышленная нефтеносность которых установлена на Пономаревском (пласт ДФ₂), Ефремово-Зыковском (Зл₁, Зл₂, ДФ₂), Тарханском (Зл₁), Султангулово-Заглядинском (ДФ₁) месторождениях.

Анализ причин неуспешности поискового бурения на карбонатный комплекс девона

Реализация специальной Программы ГРП на доизучение верхнедевонского карбонатного комплекса способствовала повышению эффективности геологоразведочных работ АО «Оренбургнефть». Вместе с тем, в ряде скважин, пробуренных в сводах доказанных надрифовых структур, фаменские пласты оказались непродуктивными. Важным аспектом является анализ причин неуспешности, который должен послужить основой для определения критических факторов прогноза нефтегазоносности.

В 2016 г. на куполе У Бобровско-Покровского вала при испытании в открытом стволе

разведочной скважины заволжских пластов была получена нефть. В дальнейшем, на этом же куполе при бурении боковых стволов продуктивность была подтверждена, и залежь введена в разработку (рис. 5).

В эксплуатационной скважине, расположенной в центре соседнего купола Х, практически на тех же абсолютных отметках, что и в разведочной скважине, по данным интерпретации ГИС пласт Зл₂ был оценен как водонасыщенный. Эксплуатационная скважина была пробурена в купол доказанной структуры: в вышележащих пластах Б2 и Т1 по результатам испытаний были открыты залежи УВ.

Наличие углеводородов определяется благоприятным сочетанием следующих факторов [5]:

1. Существование резервуара (фактор Р1) (вероятность наличия фаций, обладающих благоприятными коллекторскими свойствами, а также сохранности фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в результате постседиментационных преобразований).
2. Существование ловушки углеводородов (Р2):
 - существование замкнутого контура или структуры (Р2а);
 - существование флюидоупора (Р2б).
3. Заполнение ловушки углеводородами (Р3):
 - наличие и зрелость нефтематеринской толщи (Р3а);
 - наличие благоприятных условий для миграции УВ в ловушки (Р3б).
4. Сохранность залежи (Р4) (наличие постаккумуляционных процессов).
Рассмотрим с этих позиций результаты бурения неуспешной скважины. Как видно

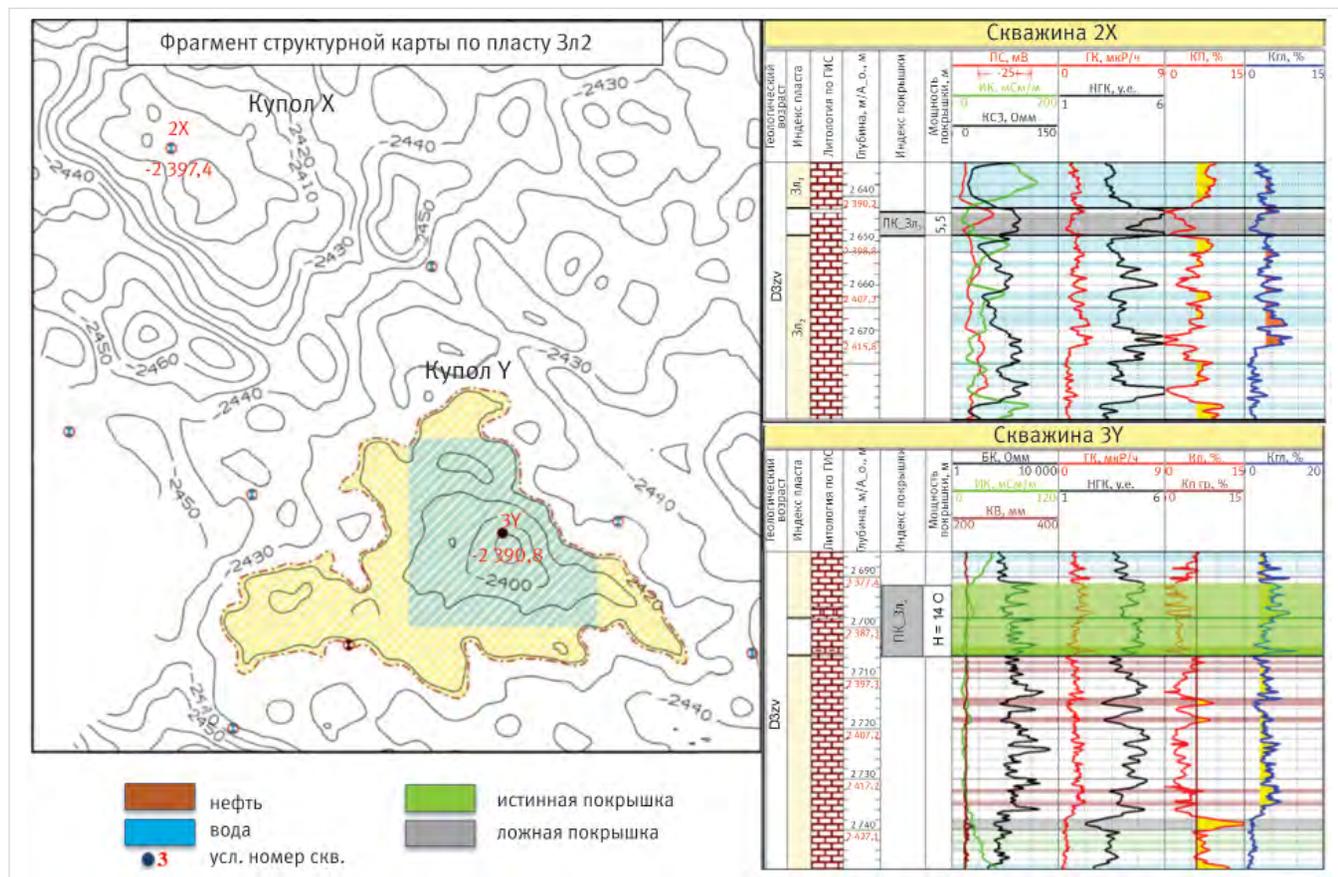


Рис. 5. Пример невыдержанности покровы пласта Зл₂ на месторождении Бобровско-Покровского вала
Fig. 5. The example of seal un-persistence above the Зл₂ formation around fields of the Bobrov-Pokrov Swell

на рисунке 5, водонасыщенные коллекторы в пласте Зл₂ присутствуют, значит фактор Р1 не является критическим.

Существование замкнутого контура для купола Х доказано по вышележащим отложениям, в которых содержатся залежи нефти антиклинального типа. Поскольку ловушка является надрифтовой структурой, то вниз по разрезу она должна быть более контрастной. Следовательно, фактор Р2а не является критическим.

Рассматриваемые успешная и неуспешная скважины существенно отличаются по характеристикам флюидоупора над пластом Зл₂. В успешной скважине покрывка представлена примерно 14-метровым пластом глинистых карбонатов, что отражено в характерных пиках на кривых ГК и Кгл. В неуспешной скважине на месте покрывки залегает низкорadioактивный пласт карбонатов с минимальными

значениями глинистости. Следовательно, фактор Р2б является критическим.

Поскольку соседний с куполом Х купол У является продуктивным, то наличие для рассматриваемых отложений зрелой нефтематеринской толщи можно считать доказанным — фактор Р3а не является критическим. То же самое с высокой долей вероятности можно утверждать и по поводу возможности миграции углеводородов — фактор Р3б также не является критическим.

Проведение сейсморазведки 3D не выявило заметных разрывных нарушений в пределах купола Х — выше пласта Зл₂ имеются залежи УВ. Следовательно, фактор сохранности залежи Р4 в данном случае также не является критическим.

В целом, выполненный анализ показывает, что неуспех бурения эксплуатационной

скважины в пределах купола Х на пласт Зл₂ скорее всего связан с отсутствием над ним флюидоупора.

На рисунке 6 приведены данные по успешности бурения скважин в рамках Программы ГРП на отложения карбонатного комплекса девона, начиная с 2010 г. Всего было пробурено 90 скважин и вскрыт 101 продуктивный объект. Количество успешных скважин от общего их количества составило 61,1 %. Успешность по объектам составила 49,3 %. Наибольшее количество открытий приходится на пласты Зл₂, Зл₁ (рис. 7). Результаты анализа причин неуспешности приведены на рисунке 8.

Из приведенной выше гистограммы (рис. 8) следует, что наличие и качество флюидоупоров является основным фактором риска при поисках залежей углеводородов в карбонатных отложениях верхнего девона Оренбургской области. Дополнительные факторы риска — это отсутствие резервуара и отсутствие структуры. Полученные выводы привели к разработке в Тюменском нефтяном научном центре методики оценки качества флюидоупоров в верхнедевонской карбонатной толще [6]. Результатом применения методики на практике явилось значительное повышение в 2017–2022 гг. эффективности поискового бурения на фаменские отложения (рис. 1).

Итоги

Принятие в 2010 г. АО «Оренбургнефть» специальной Программы ГРП, ориентированной на изучение верхнедевонского карбонатного комплекса, способствовало повышению эффективности геологоразведочных работ, обнаружению в старых нефтедобывающих районах новых значительных скоплений нефти. Всего в пределах Оренбургской области в фаменских отложениях открыто 147 залежей нефти на 46 месторождениях, из них 101 залежь открыта в рамках реализации специальной Программы ГРП.

На территории Оренбургской области в позднефранское, и раннефаменское время существовали палеогеографические условия, благоприятные для развития рифовых построек, которые играли структуроформирующую роль при образовании ловушек УВ. В пределах Южно-Татарского свода, Восточно-Оренбургского сводового поднятия, Бобровско-Покровского вала большинство выявленных в фаменских пластах залежей нефти контролируются надрифовыми структурами дифференциального уплотнения. Важной предпосылкой для этого является существование покрывки в верхнедевонском карбонатном разрезе.

Анализ причин неуспешности поискового бурения на продуктивные отложения карбонатного комплекса девона показал, что в Оренбургской области наличие и качество флюидоупоров является основным фактором риска при поисках залежей углеводородов в резервуарах фаменского возраста. С целью учёта этого фактора в Тюменском нефтяном научном центре разработана методика оценки качества покрывки в карбонатном разрезе, применение которой на практике привела к заметному повышению эффективности ГРП: в 2017–2022 гг. количество открытий в фамене (70 залежей нефти) более, чем в два раза превысило количество открытий в 2010–2016 гг. (31 залежь).



Рис. 6. Количество успешных и неуспешных: а — скважин, б — объектов в интервале фаменских пластов Зл₁, Зл₂, Дф₁, Дф₂ в период с 2010 по 2022 г.г.
Fig. 6. Number of successful and non-successful: a — wells; b — objectives in the interval of the Famennian Zl₁, Zl₂, Df₁, Df₂ layers in 2010–2022

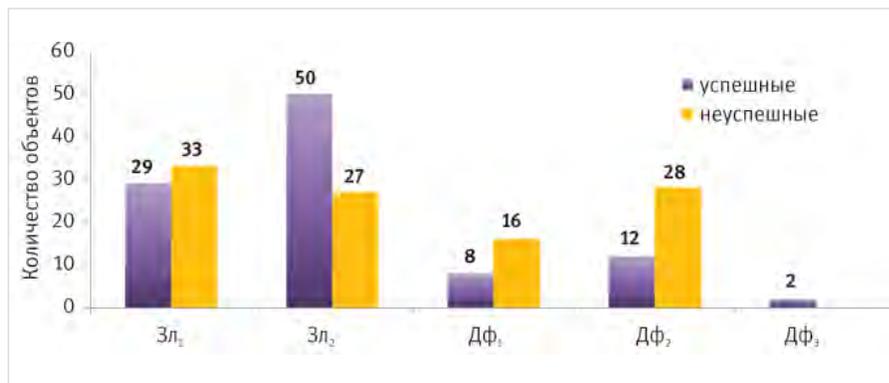


Рис. 7. Гистограмма количества успешных и неуспешных объектов (пластов)
Fig. 7. Number diagram of successful and non-successful objectives (layers)

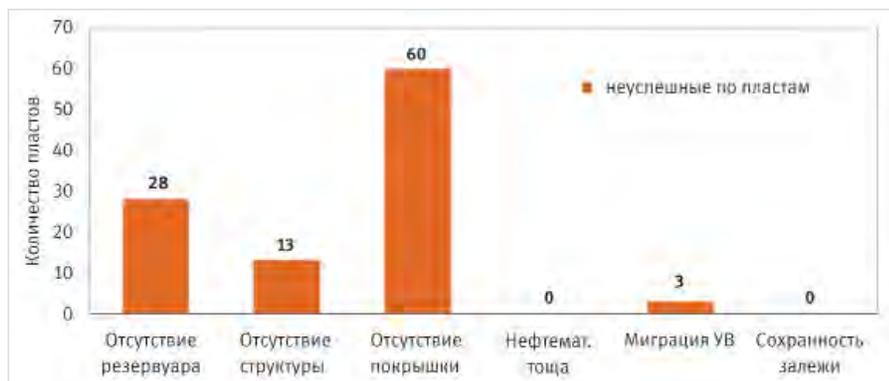


Рис. 8. Гистограмма распределения причин неуспешности по фаменским пластам
Fig. 8. Number diagram of non-successful reasons on the Famennian layers

Выводы

Основным фактором риска в процессе поисков залежей нефти в карбонатных отложениях верхнего девона являются наличие и качество флюидоупоров над фаменскими продуктивными пластами. Дополнительные факторы риска — это отсутствие пластов-коллекторов и структуры. Учет основного фактора риска наряду со структурным картированием и прогнозом коллекторов является необходимым условием достижения высокой эффективности поискового бурения на верхнедевонский карбонатный комплекс. В Оренбургской области это условие успешно реализовано в процессе применения разработанной в ООО «ТННЦ» методики оценки качества покрышек в верхнедевонском карбонатном разрезе. Методика применима в пределах всей Волго-Уральской НГП.

Литература

1. Денцкевич И.А., Казыгашев А.П., Бедин А.Г., Яхимович Г.Д. Перспективы

- поисковых работ в старых нефтедобывающих районах севера Оренбургской области // Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений Оренбургской области. Вып. 1. Оренбург: Оренбургское книжное издательство, 1998. С. 28–30.
2. Леонов Г.В. Стратиграфическая ловушка пласта ДIII Родниковского месторождения – типичная для моноклинали Восточно-Оренбургского выступа // Геология нефти и газа. 1989. № 9. С. 21–25.
3. Никитин Ю.И., Астафьев Е.В., Ахтямова И.Р. и др. Поиск и изучение зон нефтенакпления, контролируемых рифами, на основе применения комплекса региональных критериев // Нефтяное хозяйство. 2017. № 9. С. 64–69.
4. Никитин Ю.И., Ткачев В.А., Нафиков Р.Р. и др. К вопросу оценки неразведанного углеводородного потенциала старых нефтедобывающих районов

Оренбургской области // Нефтяное хозяйство. 2022. № 8. С. 51–55.

5. Поляков А.А., Мурзин Ш.М. Международный опыт анализа геологических рисков // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2012. Т. 7 № 4. URL: http://www.ngtp.ru/rub/3/60_2012.pdf (дата обращения: 25.08.2024)
6. Чикина Н.Н., Никитин Ю.И., Астафьев Е.В. Анализ развития флюидоупоров при поисках залежей углеводородов в структурах облекания рифовых карбонатных построек Оренбургской области // Геология рифов. Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН. 2020. С. 131–134.
7. Шакиров В.А., Никитин Ю.И., Вилесов А.П. и др. Новое направление поисков залежей нефти на Бобровско-Покровском валу // Нефтяное хозяйство. 2016. № 12. С. 90–94.

ENGLISH

Results

The adoption in 2010 by “Orenburneft” JSC of a special exploration program focused on study of the Upper Devonian carbonate complex has contributed to the increasing of the geological exploration efficiency, to discoveries of new significant accumulations of oil in old oil-producing areas. In total, 147 oil deposits have been discovered in the Famennian layers at 46 fields in the Orenburg Region, including 101 deposits were discovered as a part of the special exploration program implementation. During the Upper Frasnian and the Lower Famennian paleogeographic conditions were favourable for reefs formation around the Orenburg Oblast. Reefs were forming closures for oil traps. The majority of discovered oil pools in the Famennian were controlled by above-reef compaction closures around the South-Tatar Arch, the East-Orenburg High and the Bobrov-Pokrov Swell. The important precondition for this is seals existing in the Upper Devonian carbonate sequences. Analysis of reasons for failure of an exploration drilling to productive deposits of the Devonian carbonate complex have showed that the presence and quality of seals are the main risk factor of search for hydrocarbon pools in the Famennian around the Orenburg region. To

take into account for this risk factor the methods for estimation of seal quality in a carbonate sequences has been worked out in the “Tyumen Research Petroleum Center”. An application of this methods has resulted in increasing of exploration efficiency: the Famennian discoveries in 2011–2022 (70 oil pools) have exceeded discoveries in 2010–2016 (31 oil pools) more than 2 times.

Conclusions

The main risk factor of exploration for the Famennian oil deposits are a presence and quality of trap seals. Additional risk factors are a lack of reservoir and closure. Taking into account for seals risk together with structure mapping and reservoir forecasting are a necessary condition to provide high efficiency of exploration drilling to the Upper Devonian carbonate complex. In the Orenburg region this condition has been successfully realized by application of the methods for estimation of seal quality in a carbonate sequences when preparing new targets for exploration drilling and probabilistic assessment of their oil resources. The methods has been worked out in the Tyumen Petroleum Research Center and is applicable around total Volga-Ural Province.

References

1. Dentskevich I.A., Kazygashiev A.P., Bedin A.G., Yakhimovich G.A. Prospects for search work in the old oil-producing areas of the north of the Orenburg region // Geology and development of oil and gas fields of the Orenburg region. Vol. 1. Orenburg: Orenburg Book Publishing House, 1998, P. 28–30. (In Russ).
2. Leonov G.V. Stratigraphic trap of DIII Stratum of Rodnikovskoye field – typical of eastern Orenburg arch monocline. Oil and gas geology, 1989, issue 9, P. 21–25. (In Russ).
3. Nikitin Yu.I., Astafyev E.V., Astafyev I.R. et al. Exploration and research of oil and gas bearing zones controlled by reef using the regional criteria. Oil industry, 2017, issue 9, P. 64–69. (In Russ).
4. Nikitin Yu.I., Tkachev V.A., Nafikov R.R. et al. To the question of unexplored hydrocarbons potential estimation in old oil producing areas of the Orenburg region. Oil industry, 2022, issue 8, P. 51–55. (In Russ).
5. Polyakov A.A., Murzin Sh.M. International experience of geological risk analysis. Neftgazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika, 2012, Vol. 7, issue 4, URL: http://www.ngtp.ru/rub/3/60_2012.pdf (accessed: 25.08.2024). (In Russ).
6. Chikina N.N., Nikitin Yu.I., Astafyev E.V. Analysis of the development of the tire in the search for hydrocarbon deposits in the structures of the coating reef carbonate buildings of the Orenburg region. Reef Geology. Syktvykar: IG Komi NTs Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, 2020, P.131–134. (In Russ).
7. Shakirov V.A., Nikitin Yu.I., Vilesov A.P. et al. A new direction of exploration of oil deposits on the Bobrovsko-Pokrovsky aech. Oil industry, 2016, issue 12, P. 90–94. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Чикина Наталья Николаевна, старший менеджер по петрофизике, ООО «РН-Ближневосточная компания», Москва, Россия;
Для контактов: n.chikina@rnbnvk.ru

Никитин Юрий Иванович, к.г.-м.н., эксперт по геологии, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия;

Лебедев Михаил Валентинович, д.г.-м.н., эксперт по геологии, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Chikina Natalia Nikolaevna, senior manager of petrophysics, “RN-Middle East company” LLC, Moscow, Russia
Corresponding author: n.chikina@rnbnvk.ru

Nikitin Yuriy Ivanovich, ph.d. of geologo-mineralogical sciences, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Lebedev Mikhail Valentinovich, doctor of geologo-mineralogical sciences, geology expert, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Оптимизация подхода к выбору конструкций водозаборных скважин, эксплуатирующих олигоценые отложения в Западной Сибири

Бердова Д.В., Теняков Е.О.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
dvberdova@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

В статье обоснована необходимость использования данных гидрогеологической изученности при обосновании конструкций водозаборных скважин для целей хозяйственно-питьевого водоснабжения. Рассматриваемый пример иллюстрирует возможность снижения капитальных затрат на строительство скважин при сохранении возможностей водообеспечения.

Материалы и методы

Для написания статьи использованы данные о конструкции и каптажных характеристиках более чем 800 водозаборных скважин, эксплуатирующих олигоценые отложения в Западной Сибири, а также информация по опытно-фильтрационным работам. Выполнена статистическая обработка полученных данных, построены карты и определены характерные значения

гидрогеологических параметров. На основании полученных данных уточнены возможности водообеспечения.

Ключевые слова

подземные воды, атлым-новомихайловский водоносный комплекс, опытно-фильтрационные работы, водозаборные скважины, Западная Сибирь

Для цитирования

Бердова Д.В., Теняков Е.О. Оптимизация подхода к выбору конструкций водозаборных скважин, эксплуатирующих отложения в Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 7. С. 48–52. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-48-52

Поступила в редакцию: 18.09.2024

HYDROGEOLOGY

UDC 556.3 | Original Paper

Optimizing the approach to selecting the design of water-supply wells producing from Oligocene deposits in West Siberia

Berdova D.V., Tenyakov E.O.

“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
dvberdova@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The article gives reasons for the need of using hydrogeological study data when substantiating water-supply well designs for domestic water supply purposes. The example under consideration illustrates the possibility of reducing capital costs of wells construction while maintaining water supply capabilities.

Materials and methods

To write the paper, we used data on well designs and captation characteristics of more than 800 water-supply wells producing from Oligocene deposits in West Siberia, as well as information on aquifer tests. Data statistics were processed, maps were generated,

representative hydrogeological parameters were determined. Based on data obtained, the possibilities of water supply were clarified.

Keywords

groundwater, Atlym-Novomikhailovsky aquifer, aquifer tests, water-supply wells, West Siberia

For citation

Berdova D.V., Tenyakov E.O. Optimizing the approach to selecting the design of water-supply wells producing from Oligocene deposits in West Siberia. Exposition Oil Gas, 2024, issue 7, P. 48–52. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-48-52

Received: 18.09.2024

Введение

Поскольку атлым-новомихайловский водоносный комплекс (ВК) представляет собой сложнопостроенную толщу мощностью до 250 м, в ней выделяются несколько водонасыщенных зон, отличающихся по своим гидрогеологическим показателям. Верхние интервалы атлым-новомихайловского ВК могут быть более водообильными по сравнению с нижними, при этом фильтры скважин зачастую оборудованы на приподошвенную часть эксплуатационного объекта. Такой подход приводит к излишним затратам на строительство скважин. В случаях когда приподошвенная часть ВК является более водообильной, верхние интервалы могут использоваться при небольших проектных нагрузках и полностью обеспечивать потребность недропользователя в воде.

Целью работы является разработка наиболее эффективного подхода к проектированию водозаборных скважин с учетом геологического строения, режима водопользования и гидрогеологических параметров водоносного комплекса олигоценых отложений (новомихайловский и атлымский горизонты) на территории Западной Сибири.

Актуальность темы связана с изменившимися требованиями по пожарной безопасности на нефтепромысловых объектах, вследствие чего недропользователи вынуждены реконструировать водозаборные сооружения, повышая их производительность. Также практическая значимость исследования обоснована необходимостью замены фонда водозаборных скважин в связи с его устареванием и постепенным отказом от использования поверхностных источников водоснабжения, в связи с более строгими требованиями к ним, в пользу подземных вод. Значительное число водозаборных скважин по рассмотренному району были пробурены в 80-х – начале 90-х гг. прошлого века (41 % проанализированного фонда). Отметим, что среди скважин, которые пробурены после 1992 года, увеличилось количество скважин, каптирующих верхние интервалы атлым-новомихайловского водоносного комплекса, что может быть связано с более рациональным подходом к затрачиваемым ресурсам.

Общие сведения об участке работ и районирование территории

Разрез олигоценых отложений территории Западной Сибири рассмотрен на основании данных, полученных в ходе проведения работ на водозаборных участках и месторождениях подземных вод Уватского, Вагайского, Тобольского районов юга Тюменской области, Нефтеюганского, Нижневартовского, Октябрьского, Сургутского, Ханты-Мансийского районов Ханты-Мансийского автономного округа и Александровского, Каргасокского, Парabelьского районов Томской области [3].

Атлым-новомихайловский водоносный комплекс приурочен к отложениям атлымской и новомихайловской свит. В основании толщи олигоценых отложений залегает атлымская свита, вверх по разрезу постепенно переходящая в новомихайловскую. Ввиду отсутствия регионально выдержанной литологической границы между ними разделение этих свит обычно производится по палинологическим данным, а также возможно прямое разделение по наличию маломощного прослоя непроницаемых отложений.

Кровля атлым-новомихайловской свиты в пределах рассматриваемой территории

залегает на глубинах 20–140 м, подошва — 90–325 м. Общая мощность свиты изменяется от 60 до 250 м и чаще всего составляет 180–190 м. Рассматриваемая толща представлена песками, алевритами и глинами с прослоями лигнитов, причем пески обычно преобладают в нижней, а алевриты и глины в средней и особенно верхней части разреза.

Различия в литологическом составе пород отражаются на гидрогеологических

характеристиках верхнего и нижнего горизонтов.

Основными расчетными параметрами при оценке запасов подземных вод являются коэффициент водопроницаемости и коэффициент пьезопроводности [4]. При первом приближении можно сказать, что нижний горизонт обладает более высокими параметрами. Для уточнения значений параметров было выполнено районирование.

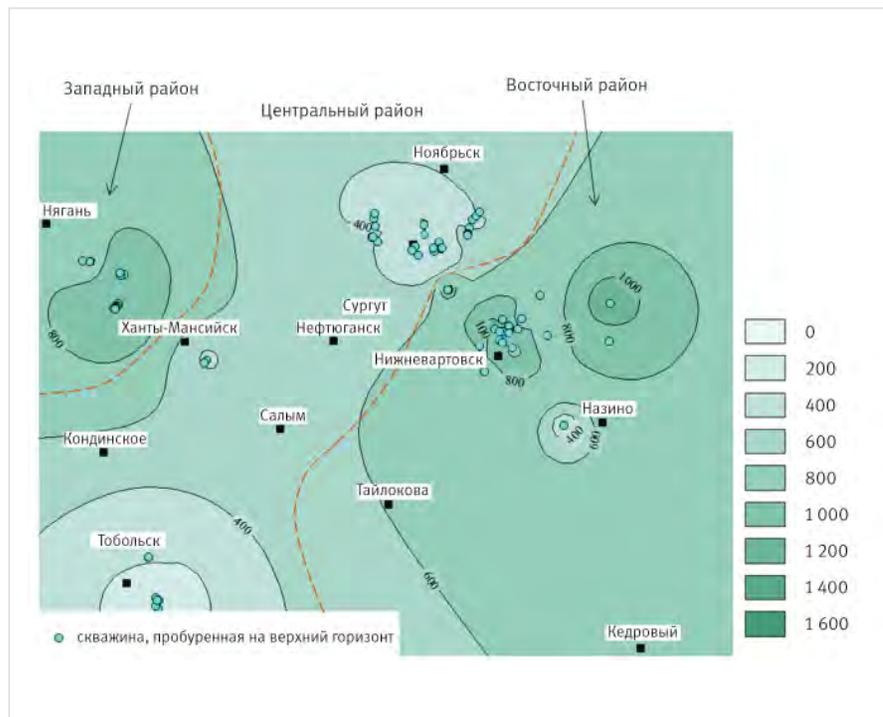


Рис. 1. Районирование территории по коэффициенту водопроницаемости для верхнего горизонта

Fig. 1. Zoning of the area by aquifer transmissivity (the upper horizon)

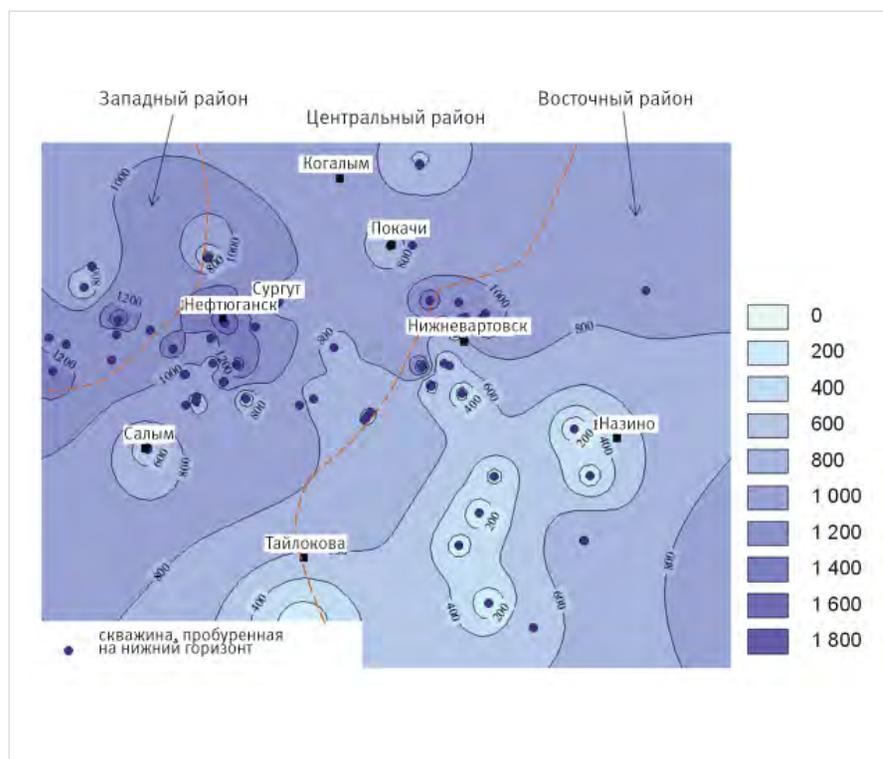


Рис. 2. Районирование территории по коэффициенту водопроницаемости для нижнего горизонта

Fig. 2. Zoning of the area by aquifer transmissivity (the lower horizon)

Районирование атлымского и новомихайловского горизонтов проводилось на основании результатов интерпретации ОФР по более чем 800 скважинам, все скважины разделены на две группы: пробуренные на верхний и нижний горизонты [2, 3]. По точечным данным построены карты распределения параметров, после чего территория разделена на три характерных района (рис. 1,2). Полученные районы охарактеризованы интервалами распределения значений коэффициентов водопроницаемости и пьезопроводности (табл. 1).

По результатам районирования и определения средних значений параметров можно сделать вывод, что в западном и восточном районах наиболее перспективным является верхний горизонт, а для центрального района — нижний. Несмотря на это, в центральном районе для обеспечения потребности в воде до 5 000 м³/сут целесообразно бурение неглубоких скважин, каптирующих отложения верхнего горизонта.

Возможности водообеспечения

В подтверждение возможности обеспечения потребности в воде при эксплуатации как верхнего, так и нижнего горизонтов, было проведено сравнение конструкций скважин, каптирующих разные горизонты, и их возможностей водообеспечения. В качестве примера использованы две скважины единого водозаборного участка месторождения, расположенного в 15 км от г. Нижневартовска [3]. Сравнение характеристик по скважинам приведено в таблице 2.

Сравнение результатов ОФР подтверждает ранее сделанный вывод о том, что нижний горизонт является более водообильным,

но оба горизонта одинаково способны обеспечивать заявленную потребность в воде.

Еще одним важным фактором определения параметров скважин и горизонтов, связанным с процессом бурения, является проведение опытно-фильтрационных работ после бурения скважин — строительных откачек. Зачастую данные, заносимые в паспорт водозаборной скважины, не подтверждаются данными реально проведенных исследований. Из рисунка 3 видно, что большая часть дебитов скважин, указанных в паспортах, соответствует заявленной производительности насосов и не характеризует реальную производительность скважины. Впоследствии некорректные данные вводят в заблуждение проектировщиков, принимающих результаты таких исследований в качестве аналога для соседнего объекта.

Также гипотеза о недостоверности данных строительных откачек подтверждается статистикой встречаемости значений дебита для строительных и опытных откачек. При анализе данных, полученных в ходе опытных откачек, получается более равномерное распределение частоты встречаемости разных значений дебитов, в отличие от строительных откачек, когда все значения попадают в один интервал встречаемости.

Проведение опытно-фильтрационных работ и интерпретация результатов являются необходимым этапом в ходе выполнения оценки запасов подземных вод, полученные данные используются для расчета прогнозных понижений и оценки обеспеченности водоносного горизонта. Запасы подземных воды считаются обеспеченными, если рассчитанное прогнозное понижение меньше допустимого. На рассматриваемой

территории в качестве допустимого понижения принимается величина напора над кровлей атлым-новомихайловского водоносного комплекса.

Расчетное понижение получено как сумма понижения уровня подземных вод непосредственно в скважине (уравнение Тейса-Джейкоба) и понижения за счет несовершенства скважины [1, 7].

Расчеты понижений были выполнены для верхнего и нижнего горизонтов в каждом районе для трех вариантов водопотребности, (< 700 м³/сут — 1 скважина, 700–5000 м³/сут — 8 скважин и > 5000 м³/сут — 35 скважин), причем максимальная нагрузка на одну скважину принята по максимальной производительности насоса ЭЦВ-8-25 — 700 м³/сут, расстояние между скважинами — 50 м (табл. 3).

По полученным расчетам прогнозного понижения установлено, что потребность в воде обеспечивается эксплуатацией как верхнего, так и нижнего горизонтов. Для исключения вариантов необеспеченности запасов в связи с прогнозируемым превышением допустимого уровня подземных вод для модельного водозабора с потребностью > 5000 м³/сут нижнего горизонта западного района и верхнего горизонта центрального района количество скважин было увеличено до 45, расстояние между ними — до 200 м, максимальный дебит скважин уменьшен до 555 м³/сут.

После внесенных поправок был произведен расчет экономического эффекта от внедрения оптимизации за счет бурения скважин на верхний горизонт в сравнении с нижним. В 8 из 9 модельных водозаборов бурение скважин на верхний горизонт оказалось более целесообразным с экономической точки зрения, исключение составил водозабор

Табл. 1. Распределение значений гидрогеологических параметров по результатам районирования
Tab. 1. Distribution of hydrogeological parameters by zonation results

Параметр	Верхний горизонт			Нижний горизонт			
	Западный район	Центральный район	Восточный район	Западный район	Центральный район	Восточный район	
Коэффициент водопроницаемости, м ² /сут	мин	500	26	217	250	164	14
	макс	937	869	1 579	1 288	2 443	1 522
	средн	891	288	921	458	1 090	657
Коэффициент пьезопроводности, м ² /сут	мин		0,09·10 ⁶	1,2·10 ⁶	0,22·10 ⁶	0,09·10 ⁶	0,025·10 ⁶
	макс	2,1·10 ⁶	3,71·10 ⁶	1,4·10 ⁶	0,45·10 ⁶	7,7·10 ⁶	6,4·10 ⁶
	средн		0,78·10 ⁶	1,25·10 ⁶	0,39·10 ⁶	1,45·10 ⁶	0,97·10 ⁶

с потребностью >5 000 м³/сут в центральном районе.

Кроме характеристик горизонтов в части водообильности важное значение для питьевого и хозяйственного бытового водоснабжения имеет качество подземных вод. При использовании для этих целей качество подземных вод должно соответствовать нормам, устанавливаемым СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» [5]. Подземные воды верхнего и нижнего горизонтов идентичны по химическому составу. Превышения норм ПДК СанПиН по запаху, цветности, мутности, железу и марганцу связаны с региональными природными условиями Западно-Сибирского артезианского бассейна, микробиологические и радиологические показатели соответствуют нормам. Использование вод возможно после проведения водоподготовки. Защищенность горизонтов от микробного загрязнения обеспечивается мощной толщей вышележащих неоген-четвертичных отложений [6].

Итоги

По результатам исследования можно сделать вывод, что верхний (новомихайловский) и нижний (атлымский) горизонты могут обеспечить водоснабжение объектов как с низкой (до 700 м³/сут), так и высокой (до 25 000 м³/сут) потребностью.

В ходе работы выполнено всестороннее обоснование возможности эксплуатации верхнего горизонта и сравнение его характеристик с нижним. Проведен анализ корректности проведения строительных откачек и их интерпретации, даны рекомендации по использованию

Табл. 2. Сравнение результатов опытно-фильтрационных работ для скважин, пробуренных на нижний (скв. 1) и верхний (скв. 2) горизонты

Tab. 2. Comparison of aquifer testing results for wells drilled to the lower horizon (well 1) and upper horizon (well 2)

Параметр	скв. 1	скв. 2
Целевой горизонт	нижний, P _{3at}	верхний, P _{3nm}
Глубина установки фильтра, м	185–193	115–135
Q (дебит), дм ³ /с	3,55	3,53
Нд (динамический уровень), м	14,26	19,99
Нст (статический уровень), м	5,58	4,48
S (понижение уровня), м	8,68	15,51
q (удельный дебит — отношение дебита к понижению), дм ³ /с/м	0,41	0,23



Рис. 3. Статистика встречаемости значений дебита скважин по данным пробных откачек

Fig. 3. Statistics on the occurrence of well flow rates based on aquifer inflow test data

Табл. 3. Результат расчета прогнозного понижения уровня гидродинамическим методом

Tab. 3. The result of calculating predicted level lowering by hydrodynamic method

Район/ Водо- забор	Параметр	Западный район		Центральный район		Восточный район	
		верхний горизонт	нижний горизонт	верхний горизонт	нижний горизонт	верхний горизонт	нижний горизонт
Модельный водозабор 1 (1 скважина)	km, м ² /сут	891	458	288	1 090	921	657
	a, м ² /сут	2,1	0,39	0,78	1,45	1,25	0,97
	S _{скв} , м	1,8	3,4	5,5	1,5	1,7	2,4
	S _{несов} , м	0,1	7,5	11,8	2,1	3,7	2,8
	S _{расч} , м	1,9	10,9	17,3	3,6	5,4	5,2
	S _{доп} , м		53		88		72
Модельный водозабор 2 (8 скважин)	km, м ² /сут	891	458	288	1090	921	657
	a, м ² /сут	2,1	0,39	0,78	1,45	1,25	0,97
	S _{скв} , м	8,7	15,4	25,5	7	8,2	11,3
	S _{несов} , м	0,1	7,5	11,8	2,1	3,7	2,8
	S _{расч} , м	8,8	22,9	37,3	9,1	11,9	14,1
	S _{доп} , м	53		88		72	
Модельный водозабор 3 (35 скважин)	km, м ² /сут	891	458	288	1090	921	657
	a, м ² /сут	2,1	0,39	0,78	1,45	1,25	0,97
	S _{скв} , м	32,6	56,2	94	25,9	26,5	41,9
	S _{несов} , м	0,1	7,5	11,8	2,1	3,7	2,8
	S _{расч} , м	32,7	63,7	105,8	28	56,9	44,7
	S _{доп} , м		53		88		72

*km — коэффициент водопроницаемости, a — коэффициент пьезопроводности, S_{скв} — собственное понижение в скважине, S_{несов} — понижение за счет несовершенства скважины, S_{расч} — расчетное понижение, S_{доп} — допустимое понижение
51зеленый — S_{расч} < S_{доп}, оптимально, желтый — S_{расч} < S_{доп}, не оптимально красный — S_{расч} > S_{доп}, потребность не обеспечена

данных опытных исследований в проектных работах. Посчитаны прогнозные понижения, которые говорят об обеспеченности запасов принятых схем водозаборных участков во всех случаях, кроме эксплуатации нижнего горизонта в западном районе и верхнего горизонта в центральном районе.

В соответствии с прогнозными расчетами установлено, что для модельных водозаборов с потребностью до 5 000 м³/сут в конструкциях скважин следует предусматривать водоприемную часть в верхнем интервале (новомихайловская свита). Для модельного водозабора с потребностью до 25 000 м³/сут конструкции скважин следует выбирать в зависимости от географического положения объекта в соответствии с представленной в данной работе схемой районирования.

Описанный в работе подход может быть масштабирован на территорию Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО), а также возможно проведение более подробного районирования на территории Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО) и юга Тюменской области.

Выводы

1. На основе распространения значений гидрогеологических параметров выполнено районирование территории для новомихайловского и атлымского горизонтов атлым-новомихайловского комплекса.
2. По результатам анализа исходных данных подтверждена возможность добычи проектных объемов воды как для атлымского, так и для новомихайловского горизонтов комплекса.
3. Оба горизонта также характеризуются одинаковым качественным составом вод и удовлетворяют гигиеническим требованиям.
4. Бурение скважин на новомихайловский горизонт в сравнении с нижним приведет к экономии капитальных вложений без изменения проектного объема добычи.

Литература

1. Боровский Б.В., Дробноход Н.И., Язвин Л.С. Оценка запасов подземных вод. Киев: Головное издательство издательского объединения, 1989. 407 с.

2. Боровский Б.В., Самсонов Б.Г., Язвин Л.С. Методика определения параметров водоносных горизонтов по данным откачек. М.: Недра, 1973. 326 с.
3. Единый фонд геологической информации о недрах. URL: <https://efgi.ru/> (дата обращения: 01.09.2024).
4. Маринов Н.А., Овчинников А.М., Соколов Д.С. Словарь по гидрогеологии и инженерной геологии. М.: Гостоптехиздат, 1960. 74 с.
5. СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания». Москва, 2021.
6. СанПиН 2.1.4.1110-02 «Питьевая вода и водоснабжение населенных мест. Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов хозяйственно-питьевого назначения». М.: Госсанэпиднадзор РФ, 2002.
7. Синдаловский Л.Н. ANSDIMAT – программный комплекс для определения параметров водоносных пластов. Санкт-Петербург: СПбГУ, 2006. 335 с.

ENGLISH

Results

According to the results of the study, it may be concluded that the upper horizon (Novomikhailovsky) and lower horizon (Atlymsky) can provide water supply to the facilities with both low supply demand (up to 700 m³/day) and high demand (up to 25 000 m³/day).

In the course of the study, a comprehensive justification of the possibility to produce the upper horizon was provided, as well as the comparison of the upper horizon's characteristics with the lower horizon was made. The analysis of consistency of performing aquifer inflow tests and test interpretation were made. Recommendations were drawn on using pilot study data in design efforts. Forecasted level declines that were calculated prove the availability of reserves within the accepted patterns of water-intake blocks in all instances, except for producing from the lower horizon in the western region and the upper horizon in the central region.

In accordance with the forecast estimations, it was found that the water intaking part should be envisaged in the upper interval (Novomikhailovskaya Formation) in well designs for water intake models with up to 5 000 m³/day demand. For water intake model with up to 25 000 m³/day demand, well designs should be selected depending on

geographical location in accordance with the zoning scheme presented in this paper.

The approach described in the paper can be scaled to the territory of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug (YaNAO). Also, it is possible to provide more fractional zoning in the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug (KhMAO) and the south of Tyumen Region.

Conclusions

1. Based on hydrogeological parameters distribution, a zonation was made for the Novomikhailovsky and Atlymsky horizons within the Atlym-Novomikhailovsky Sequence.
2. Initial data analysis results confirmed the possibility of producing designed water volumes from both the Atlymsky, and Novomikhailovsky horizons within the Atlym-Novomikhailovsky Sequences.
3. Both horizons are also characterized by the same qualitative water composition and meet hygienic requirements.
4. Drilling wells for the Novomikhailovsky horizon, as compared with drilling for the lower horizon, will lead to saving capital investments, without change in designed production volumes.

References

1. Borevskii B.V., Drobnohod N.I., Iazvin L.S. Underground water reserves estimation. Kiev: Head publisher's house of publishing association, 1989, 407 p. (In Russ).
2. Borevskii B.V., Samsonov B.G., Iazvin L.S. Technique of determining the parameters of aquifer horizons by inflow test data. Moscow: Nedra, 1973, 326 p. (In Russ).
3. Unified fund of subsurface geological information. URL: <https://efgi.ru/> (accessed: 01.09.2024). (In Russ).
4. Marinov N.A., Ovchinnikov A.M., Sokolov D.S. Hydrogeology and engineering geology dictionary. Moscow: Gostoptekhizdat, 1960, 74 p. (In Russ).
5. SanPiN 1.2.3685-21 Hygienic regulations and requirements providing safety and security of habitat factors for humans. Moscow: 2021. (In Russ).
6. SanPiN 2.1.4.1110-02 Drinking water and water supply of populated areas. Protective sanitary zones of water-supply sources and utility/potable water pipelines. Moscow: Gossanepidnadzor RF, 2002. (In Russ).
7. Sindalovskii L.N. ANSDIMAT – Software solution for determining parameters of aquifer horizons. Saint-Petersburg: SPBGU, 2006, 335 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Бердова Дарья Владимировна, ведущий специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: dvberdova@tnnc.rosneft.ru

Теняков Егор Олегович, главный специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Berdova Daria Vladimirovna, leading specialist,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: dvberdova@tnnc.rosneft.ru

Tenyakov Egor Olegovich, chief specialist,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Генетические коэффициенты подземных вод на основе хлора как инструмент расчета минерализации воды нефтегазоносного пласта

Лялин А.А.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
aalyalin2@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

В статье предложена методика расчета минерализации воды нефтегазоносного пласта, которая разбавлена техническими водами бурового раствора. В методике использованы генетические коэффициенты, идентифицирующие воды, связанные с залежами углеводородного сырья и основанные на компонентах вод, которые не вступают в реакции при смешении различных вод, не взаимодействующими с минералами пород-коллекторов, не участвующими в ионном обмене. Основным таким компонентом является хлор. Вспомогательными компонентами являются натрий и бром.

Материалы и методы

Использованы генетические коэффициенты пластовых вод на основе хлора. Рассчитаны значения содержания хлора в воде в соответствии со значениями генетических коэффициентов, соответствующим элизонными. По линейной связи между содержанием хлора и минерализацией рассчитана минерализация воды нефтегазоносного пласта. Использованы результаты анализов

пластовых вод, которые были проверены на электронейтральность и скорректированы с целью ее соблюдения.

Ключевые слова

генетические коэффициенты, элизонные воды, бурение скважин, буровой раствор, хлор, бром, натрий, минерализация, пластовая вода, модель Арчи-Дахнова, водонасыщенность пласта

Для цитирования

Лялин А.А. Генетические коэффициенты подземных вод на основе хлора как инструмент расчета минерализации воды нефтегазоносного пласта // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 7. С. 53–55. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-53-55

Поступила в редакцию: 13.09.2024

HYDROGEOLOGY

UDC 556.3 | Original paper

Genetic coefficients of groundwater based on chlorine as a tool for calculating the mineralization of the water of an oil and gas bearing reservoir

Lyalin A.A.

“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
aalyalin2@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The article proposes a method for calculating the mineralization of oil and gas bearing reservoir water, which was distorted by the technical waters of the drilling mud. The method uses genetic coefficients that identify waters associated with hydrocarbon deposits and based on water components that do not react when mixing different waters, do not interact with minerals of reservoir rocks, and do not participate in ion exchange. The main such component is chlorine. The auxiliary components are sodium and bromine.

Materials and methods

Chlorine-based genetic coefficients were used. The values of chlorine content in water are modeled in accordance with the elision values of genetic coefficients. The mineralization of the water of an oil and gas bearing reservoir is modeled according to the linear relationship between the chlorine content and mineralization. The results of

analyses of reservoir waters were used, which were checked for electroneutrality and adjusted in order to comply with it.

Keywords

genetic coefficients, elysium waters, well drilling, drilling mud, chlorine, bromine, sodium, mineralization, reservoir water, Archi-Dahnov model, reservoir water saturation

For citation

Lyalin A.A. Genetic coefficients of groundwater based on chlorine as a tool for calculating the mineralization of the water of an oil and gas bearing reservoir. Exposition Oil Gas, 2024, Issue 7, P. 53–55. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-53-55

Received: 13.09.2024

Введение

При бурении скважин с использованием бурового раствора на водной основе часть химических элементов фильтрата переходит в пластовую воду, меняя первоначальный состав и свойства пластовых вод. В этих условиях получение проб пластовой воды возможно при прокачке значительного ее объема, что

не всегда учитывается в реальной промышленной среде. В итоге появляются результаты анализов не пластовых вод, а их смесей с техническими водами.

В связи с тем, что минерализация вод нефтеносного пласта влияет на оценку запасов углеводородного сырья (УВС) важно знать ее истинное значение. Минерализация воды

коррелирует с её удельным электрическим сопротивлением (УЭС) по соответствующей палетке [1]. УЭС воды в соответствии с моделью Арчи-Дахнова определяет коэффициент водонасыщенности пласта, отнимая который от единицы получаем коэффициент нефтегазонасыщенности [2]. Последний участвует в формулах подсчета запасов УВС.

Цель статьи — разработка методического подхода к восстановлению значений минерализации пластовых вод в их смесях с фильтрами бурового раствора на основе анализа изменения генетических коэффициентов.

Проблемой смешения вод разного состава и генезиса занимались многие специалисты, с начала прошлого века. Так в 1909 году русский гидрогеолог А.Н. Огильви публикует статью, где устанавливает прямолинейный закон смешения двух вод, предлагает для применения диаграмму, которую впоследствии назовут его именем. В 1952 году П.И. Желтов предложил использовать диаграмму Огильви для определения объемных соотношений смешиваемых вод. Данную диаграмму Ю.П. Гаттенбергер использовал для прогнозирования отложений сульфатных солей.

В нефтяной отрасли проблема смешения двух вод исследовалась П.К. Азимовым и И.Б. Розенбергом в Ферганской долине Узбекистана; Ш.Ф. Мехтиевым, А.Р. Ахундовым, Е.А. Воршиловым в Азербайджане; А.М. Никаноровым, А.Н. Шалаевым на Северном Кавказе; Ф.С. Исмаиловым и Ф.М. Гаджиевым на месторождении нефти Гюнешли, расположенном в Азербайджанском секторе Каспийского моря; В.Д. Порошиным, В.Г. Гуляевым, М.В. Радченко, И.С. Мельничуком, Б.В. Маркасовым в Тимано-Печерской провинции; В.В. Муляком, А.Г. Морозовым, А.В. Третьяковой, В.В. Коцур, А.А. Ефремовой в Припятской нефтегазовой области Беларуси и т.д.

Объект и методы исследования

Объектом исследования являются генетические коэффициенты на основе хлора как инструмент расчета минерализации воды нефтеносного пласта.

Генетические коэффициенты подобраны такие, чтобы другие компоненты, кроме хлора, являлись также относительно устойчивыми. Первый выбранный коэффициент — это rNa/rCl (где rNa — содержание натрия в эквивалентной форме, rCl — содержание хлора в эквивалентной форме), так как натрий, как и хлор, максимально долго держится в растворе, не взаимодействуя с другими компонентами, не адсорбируясь, не вступая в ионный обмен. Граничное значение коэффициента 0,87. Если полученные значения меньше данного, то вода считается принадлежащей к водам морского генезиса и находящейся под воздействием элизионного типа водообмена [3, 4]. Но нужно тут отметить, что для Восточной Сибири, например, этот коэффициент снижается до 0,5 и ниже, что нужно учитывать при применении предлагаемого метода.

Для северных газовых месторождений данный коэффициент равен 0,9. Его мы и будем использовать для наших целей, так как наши данные относятся к этому типу месторождений.

Второй выбранный коэффициент — Cl/Br (где Cl — это содержание хлора в весовой форме, Br — содержание брома в весовой форме), так как бром является относительно инертным элементом при смешении

различных вод. Его химическая активность даже немного меньше хлора. Граничное значение данного коэффициента, указывающим на принадлежность воды к элизионной, 300. Также, если полученные значения меньше данного, то вода считается элизионной [4, 5]. Польза от одновременного использования этих двух генетических коэффициентов заключается в том, что в одном коэффициенте содержание хлора в знаменателе, а в другом в числителе, что позволит точнее смоделировать содержание хлора в воде нефтеносного пласта.

Также для применения нашего подхода был использован коэффициент $(rSO_4/rCl) \times 100$ (где rSO_4 — это содержание сульфат-иона в эквивалентной форме, rCl — это содержание хлора в эквивалентной форме). Пониженные содержания данного коэффициента в конкретном водоносном пласте по сравнению с другими можно интерпретировать как идентификацию протекания процесса сульфатредукции, связанную с наличием УВС [6]. Обеднение подземных вод сульфатами за счет их восстановления является поисковым признаком нефтегазоносности [7]. Поэтому данные воды можно считать в основе своей элизионными. Можно предположить, что здесь имеет место техногенно обусловленная сульфатредукция, но так как скважина поисков-разведочная, то примем, что она имеет естественное происхождение.

Используемые генетические коэффициенты подземных вод с интерпретацией их значений приведены на рисунке 1.

Исходные данные

В качестве исходных данных для исследования взята информация по поисково-разведочной скважине, пробуренной в Западной Сибири. В скважине отобраны пробы пластовой воды на нескольких глубинах методом MDT (Modular Formation Dynamics

Tester) — модульный динамический испытатель пластов. Глубина отбора проб: 2 854,5 м, 2 957,7 м, 3 051,1 м, 3 169,7 м, 3 641,2 м. Пластовые давления, замеренные при отборе проб: 66,27–98,69 МПа. Пластовые температуры, замеренные при отборе проб: 69,4–90,4 °С. Пробы отобраны в сентябре 2023 года, исследованы в октябре 2023 года.

Все результаты анализов пластовых вод были проверены на электронейтральность. Проверка показала, что наиболее корректный анализ воды с глубины 3 169,7 м. Он и был использован для дальнейшей работы после небольшой корректировки.

Кроме того, пластовая вода с данной глубины имеет наименьшее значение коэффициента $(rSO_4/rCl) \times 100$. Он равен 0,93. Данный факт может говорить о сульфатредукции, обусловленной восстановительной средой, которую обеспечивает присутствие УВС.

Необходимые для исследования данные по воде с глубины 3 169,7 м приведены в таблице 1.

Результаты

На основе исходных данных по пробе воды, отобранной с выбранной глубины, рассчитаем коэффициент rNa/rCl . Он равен 1,17 и превышает 0,9 за счет примеси пресной воды. Так как в пресной воде бурового раствора хлора меньше, чем в пластовой, отобранной с рассматриваемой глубины, то уменьшим содержание хлора таким образом, чтобы коэффициент стал равен 0,9, т.е. соответствующим элизионный воде пласта, содержащего УВС. Данное содержание хлора равно 193,42 мг-экв/дм³ или 6 858,17 мг/дм³. Но нужно учитывать, что данное содержание хлора, возможно, завышено, так как при проникновении в пласт воды бурового раствора содержание натрия могло увеличиться, поскольку при проходке скважин под эксплуатационную колонну в состав

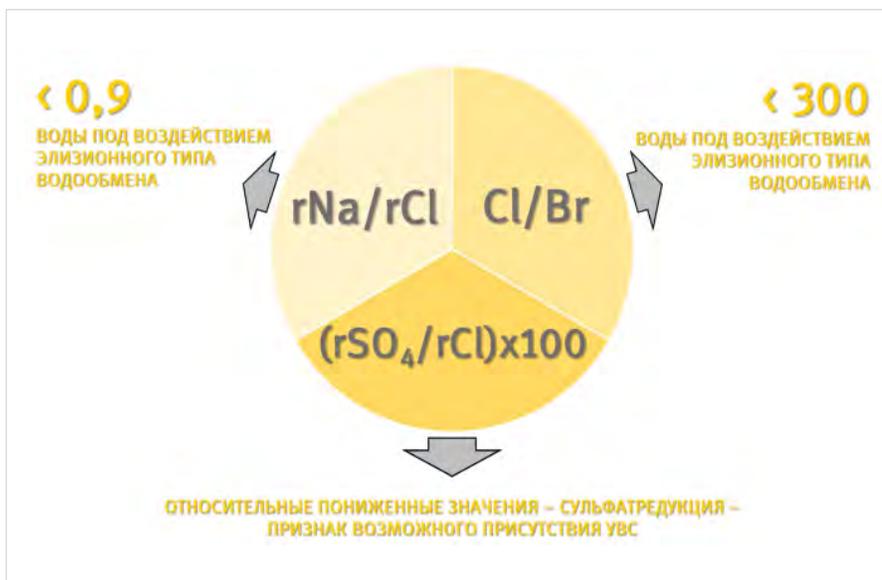


Рис. 1. Генетические коэффициенты подземных вод с интерпретацией их значений
Fig. 1. Genetic coefficients of groundwater with interpretation of their values

Табл. 1. Исходные данные по воде с глубины 3 169,7 м
Tab. 1. Initial data on water from a depth of 3 169,7 m

Глубина, м	Дата отбора	Минерализация, мг/дм ³	Na ⁺ мг/дм ³	Na ⁺ мг-экв/дм ³	Cl, мг/дм ³	Cl, мг-экв/дм ³	SO ₄ ²⁻ , мг/дм ³	SO ₄ ²⁻ , мг-экв/дм ³	Br ⁻ мг/дм ³
3 169,7	09.2023	11 465,66	4 002,10	174,08	5 280,08	148,94	66,6	1,39	22,75

бурового раствора добавляют соединения натрия, такие как каустическая сода (NaOH), кальцинированная сода (Na₂CO₃), формиат натрия (HCOONa). Таким образом, в исходной воде пласта содержание натрия, возможно, должно быть меньше, и соответственно для выхода на коэффициент 0,9 содержание хлора тоже будет меньше, чем мы рассчитали.

Проверим полученное нами содержание хлора на втором выбранном нами коэффициенте Cl/Br. Его значение по исходным данным равно 232,09. Если же применить рассчитанное нами содержание хлора 6 858,17 мг/дм³, то значение данного коэффициента будет 301,46, что превышает порог эллипсоидных вод, значение которого 300. Уменьшив значение содержания хлора так, чтобы коэффициент принял пороговый уровень. Искомое значение содержания хлора в исходной пластовой воде будет 6 825 мг/дм³. Расчет увеличения содержания брома, так как он был разбавлен водой бурового раствора, только уменьшит данный коэффициент и сохранит его значение до 300. Таким образом, после наших расчетов содержание хлора увеличилось на 1 544,92 мг/дм³, что составляет 29,26 %. Используя известный факт линейной связи содержания хлора и минерализации, мы можем применить полученные проценты к минерализации. Искомое значение минерализации в пластовой воде будет равно 14 820,51 мг/дм³.

Таким образом, рассчитанная предложенным методом корректировка минерализации составила 29,26 %, и такое же количество воды бурового раствора было смешано с исходной пластовой водой

нефтегазоносного пласта во время бурения. Соотношение вод составило 2/7.

Итоги

- Учитывая, что пластовые воды нефтегазоносного пласта несут в себе информацию о наличии УВС, для восстановления их минерализации, при разбавлении их водами бурового раствора, возможно применение генетических коэффициентов, которые такие воды идентифицируют.
- Так как при взаимодействии двух вод различного химического состава происходит как их взаимодействие между собой, так и с породой-коллектором, то нужно подбирать генетические коэффициенты вод, основанные на устойчивых, в условиях взаимодействий химических элементов. Таким элементом является хлор, а также вспомогательные натрий и бром.
- Корректируя расчетное содержание хлора в пластовой воде нефтегазоносного пласта в соответствии с граничными значениями генетических коэффициентов, можно скорректировать и значение минерализации с учетом линейной зависимости между ней и хлором.

Выводы

- Предложенный подход к восстановлению минерализации пластовой воды нефтегазоносного пласта подразумевает применение, когда есть результаты анализов воды, но нет никакой информации о буровом растворе на водной основе. Ни о воде, на основе которой готовился буровой раствор, ни о химических добавках в него.
- В дальнейшем планируется развить

и распространить данный метод на случаи, когда есть данные по гидрогеохимии бурового раствора.

Литература

1. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М.: Недра, 1982. 448 с.
2. Еникеев Б.Н. 70 лет уравнению Дахнова-Арчи // Каротажник. 2011. № 7. С. 209–226.
3. Сесь К.В. Генетические типы подземных вод нефтегазоносных отложений Ямальной НГО // Интерэкспо Гео-Сибирь. 2018. Т. 1. С. 3–9.
4. Карцев А.А., Вагин С.Б., Шугрин В.П. Нефтегазовая гидрогеология. М.: Недра, 1992. 208 с.
5. Абукова Л.А., Абрамова О.П., Варягова Е.П. Гидрогеохимический мониторинг разработки месторождений углеводородов // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2015. № 2. 8 с. URL: https://oilgasjournal.ru/vol_12/varyagova.pdf (дата посещения: 15.08.2024).
6. Кошелев А.В., Ли Г.С., Катаева М.А. Оперативный гидрохимический контроль за обводнением пластовыми водами объектов разработки Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения // Вести газовой науки. 2014. № 3. С. 106–115.
7. Лялин А.А. К вопросу о прямых и косвенных гидрогеологических показателях нефтегазоносности // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2023. № 4. С. 18–22.

ENGLISH

Results

- Considering that the formation waters of an oil and gas bearing reservoir carry information about the presence of HRM, to restore their mineralization, when they are diluted with drilling mud waters, it is possible to use genetic coefficients that such waters identify.
- Since when two waters of different chemical composition interact, both their interaction with each other and with the reservoir rock occurs, it is necessary to select genetic coefficients of waters based on chemical elements stable under the conditions of interactions. Such an element is chlorine, as well as auxiliary sodium and bromine.
- By adjusting the calculated chlorine content in the reservoir water of an oil and gas bearing reservoir in accordance with the

borderline values of genetic coefficients, it is possible to adjust the mineralization value taking into account the linear relationship between it and chlorine.

Conclusions

- The proposed approach to the restoration of mineralization of formation water of an oil and gas bearing reservoir implies application when there are results of water analyses, but there is no information about a water-based drilling fluid. Neither about the water, on the basis of which the drilling mud was prepared, nor about chemical additives in it.
- In the future, it is planned to develop and extend this method to cases where there is data on the hydrogeochemistry of drilling mud.

References

1. Dakhnov V.N. Interpretation of results of geophysical surveys of well sections. Moscow: Nedra, 1982, 448 p. (In Russ).
2. Enikeev B.N. 70-th anniversary of Dakhnov-Archie equation. Karotazhnik, 2011, issue 7, P. 209–226. (In Russ).
3. Ses K.V. Genetic types of groundwater of Yamal petroleum region's oil-and-gas bearing deposits. Interexpo GEO-Siberia, 2018, Vol. 1, P. 3–9. (In Russ).
4. Kartsev A.A., Vagin S.B., Shugrin V.P. Oil and gas hydrogeology. Moscow: Nedra, 1992, 208 p. (In Russ).
5. Abukova L.A., Abramova O.P., Varyagova E.P. Hydrogeochemical monitoring of the hydrocarbon fields development. Actual problems of oil and gas, 2015, issue 2, 8 p. URL: https://oilgasjournal.ru/vol_12/varyagova.pdf (accessed: 15.08.2024). (In Russ).
6. Koshelev A.V., Lie G.S., Katayeva M.A. Operative hydrochemical control over the watering out of the formation waters of the development sites of the urengoykoye oil and gas condensate field. Scientific-technical collection book "Vesti gazovoy nauki", 2014, issue 3, P. 106–115. (In Russ).
7. Lyalin A.A. On the issue of direct and indirect hydrogeological indicators of oil and gas. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2023, issue 4, P. 18–22. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Лялин Александр Александрович, эксперт управления научно-технического развития, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: aalyalin2@tnnc.rosneft.ru

Lyalin Aleksandr Aleksandrovich, expert of division of scientific and technical development, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: aalyalin2@tnnc.rosneft.ru

Исследование коллекторского потенциала текстурно-неоднородных коллекторов

Акиншин А.В.^{1,2}, Эфа Л.Л.¹, Шульга Р.С.¹

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; ²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
avakinshin@tinn.rosneft.ru

Аннотация

В работе рассматриваются результаты определения фильтрационно-емкостных свойств, гранулометрического состава и удельного электрического сопротивления, выполненные на уникальной коллекции образцов керна, характеризующей всю неоднородность горных пород — от максимально чистых коллекторов до чистых глин с равным шагом по степени слоистости. По результатам анализа делаются выводы о коллекторских свойствах горных пород, применимости методик определения доли глинистых прослоев и степени электрической анизотропии заглинизированных прослоев.

Материалы и методы

Определение коэффициента пористости, коэффициента проницаемости в трех направлениях, удельного электрического сопротивления в трех направлениях, гранулометрического состава и количественная оценка доли заглинизированных прослоев на уникальной коллекции из 15 кубических образцов керна из юрских отложений

Ключевые слова

тонкослоистость, текстурная неоднородность, модель Томаса-Штайбера, фильтрационная способность, слоистый коллектор, слоистая глинистость, коэффициент слоистой глинистости

Для цитирования

Акиншин А.В., Эфа Л.Л., Шульга Р.С. Исследование коллекторского потенциала текстурно-неоднородных коллекторов // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 7. С. 56–60. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-56-60

Поступила в редакцию: 04.10.2024

GEOPHYSICS

UDC 550.83 | Original Paper

Study of the reservoir potential of texturally heterogeneous reservoirs

Akinshin A.V.^{1,2}, Efa L.L.¹, Shulga R.S.¹

¹“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia; ²Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia
avakinshin@tinn.rosneft.ru

Abstract

The paper examines the results of determining the filtration-capacitive properties, granulometric composition and specific electrical composition, performed on a unique collection of core samples characterizing the entire heterogeneity of rocks - from the purest collectors to pure clays with an equal step in the degree of layering. Based on the analysis results, conclusions are made about the reservoir properties of rocks, the applicability of methods for determining the proportion of clay interlayers and the degree of electrical anisotropy of clayed interlayers.

Materials and methods

Determination of porosity coefficient, permeability coefficient in three directions, specific electrical resistance in three directions, granulometric composition and quantitative assessment of the proportion of clayey interlayers on a unique collection of 15 cubic core samples from Jurassic deposits

Keywords

thin layering, textural heterogeneity, Thomas-Steiber model, filtration capacity, layered reservoir, layered clay content, layered clay content coefficient

For citation

Akinshin A.V., Efa L.L., Shulga R.S. Study of reservoir potential of texture-heterogeneous reservoirs. Exposition Oil Gas, 2024, issue 7, P. 56–60. (In Russ). DOI:10.24412/2076-6785-2024-7-56-60

Received: 04.10.2024

Введение

Исследованием текстурной неоднородности и ее влиянием на коллекторские свойства горных пород занимаются уже давно. Самая известная методика интерпретации геофизических исследований скважин — методика Томаса-Штайбера была опубликована в 1975 г. [1]. Отечественные разработки начинаются примерно с того же времени и довольно часто были посвящены известным отложениям «рябчика» Самотлора [2, 3 и др.]. Позже в начале 2000х годов основной интерес был сосредоточен на викуловских отложениях Краснотенского свода [4, 5 и др.].

Необходимо отметить, что ранее в основе всех методик интерпретации лежал единый принцип — пластопересечения, выделяемые по геофизическим исследованиям, состоят из прослоев непосредственно коллекторов и прослоев глин. Причем в методике Томаса-Штайбера прямо оговорено, что глина должна быть мономинеральной.

В настоящее время благодаря масштабным и более достоверным исследованиям керна [4, 5] было показано, что прослой «глин» не являются глинами, а представлены заглинизированными алеврититами. Благодаря чему был поднят вопрос — являются ли они действительно неколлекторами?

Этот вопрос является действительно принципиальным, т.к. оказывает главенствующее влияние при разработке петрофизической модели текстурно-неоднородных коллекторов.

Ранее в работе [6] уже было показано на примере нескольких отложений, что заглинизированные прослои характеризуются коэффициентом пористости ниже граничного значения, а присутствующие в них остаточные углеводороды генерируются исключительно углистым детритом и не связаны с процессами фильтрации.

Однако другими исследователями [7] был предложен тезис о том, что заглинизированные прослои, являясь неколлекторами могут «отжигать» из себя воду при разработке залежи, в связи с падением давления в пропластах-коллекторах. Такой тезис был выдвинут при настройке гидродинамической модели на историю разработки залежи. То есть предположение о возможности «отжимания» воды глин объясняло темпы обводнения скважин.

Данная работа является продолжением ранних работ [6, 8] по исследованию текстурно-неоднородных работ и направлена на снятие обозначенных вопросов.

Методы исследования

Ранее опубликованные работы были основаны на исследовании большого

количества (более 200 шт) кубических образцов керна (рис. 1) и специальной коллекции образцов нестандартной формы, целенаправленно отобранных из заглинизированных прослоев.

В продолжение этого направления исследований была отобрана уникальная коллекция из 15 кубических образцов керна из юрских отложений уватского региона. Её уникальность заключается, в том, что места отбора кубических образцов выбирались так, чтобы охарактеризовать всю неоднородность горных пород — от максимально чистых коллекторов до чистых глин с равным шагом по степени слоистости. При этом текстура всех образцов (кроме массивных) характеризуется как микрослоистые — мощности прослоев от 1 до нескольких миллиметров (рис. 2). Образцы с мезослоистостью (мощность больше 1 см) не отбирались.

На этих образцах были выполнены следующие исследования: определение коэффициента пористости, определение коэффициента проницаемости в трех направлениях, определение удельного электрического сопротивления в трех направлениях, определение гранилометрического состава и количественная оценка доли заглинизированных прослоев (Хгл). Однако на образце с Хгл = 1 выполнены только определения коэффициента пористости.

Все упомянутые исследования выполнялись по принятым стандартным методикам в атмосферных условиях. Определение доли заглинизированных прослоев выполнялось в программном комплексе TextureRock [9].

Уникальным является и тот факт, что определения коэффициента проницаемости выполнены на образцах с долей заглинизированных прослоев до 80 %. В выполненных ранее работах такие определения выполнялись только до доли 60 % и не участвовали в анализе, т.к. характеризовались биотурбированной текстурой.

Результаты

Результаты исследований представлены на рисунке 3. Наблюдается закономерное изменение свойств горных пород с увеличением доли глинистых прослоев: увеличивается глинистость и алевритистость, уменьшается коэффициент пористости и проницаемости, растет удельное электрическое сопротивление.

Обсуждение

Первое что хотелось проверить — это применимость модели Томаса-Штайбера для этих отложений. На рисунке 4 показано наложение фактических данных на теоретическую палетку. При расчете в качестве пористости чистого песчаника принята величина 15 %, глины — 5 %, коэффициент глинистости глин принят 100 %.

Как можно видеть, палетка не удовлетворительно описывает облако точек — расчетная доля заглинизированных прослоев для большей части образцов не превышает 20 %, хотя доля по образцам достигает 80 %.

Для дальнейшего сопоставления была скорректирована величина глинистости заглинизированных прослоев в палетке



Рис. 1. Пример обработки фотографий кубических образцов
Fig. 1. Example of processing photographs of cubic samples

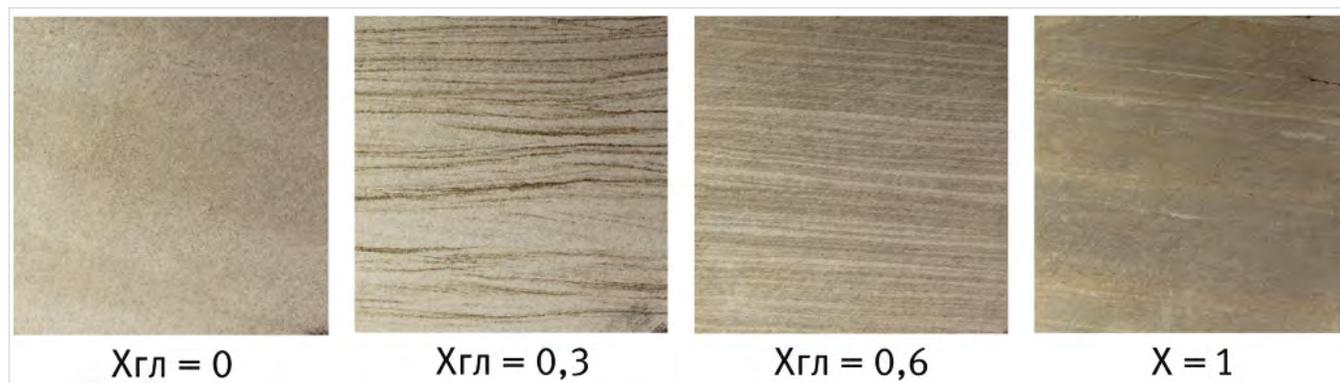


Рис. 2. Текстуры образцов керна
Fig. 2. Textures of core samples

Томаса-Штайбера (рис. 5). На основании керновых определений для чисто глинистых образцов была принята величина равная 34 % (путем интерполяции на рис. 3а). Однако палетка также недостоверно описывает реальные эксперименты.

Далее была проверена формула из работы [10] в варианте использования коэффициента пористости вместо относительно параметра самопроизвольной поляризации (рис. 6 и 7).

$$X_{гг} = a \times \left(\frac{(1 - \Delta K_{п})^b}{1 + c \times \Delta K_{п}} \right) + d \times (e \times \Delta J_{ГК}^f) \quad (1)$$

$$\Delta K_{п} = \frac{K_{п} - K_{п}^{гг}}{K_{п}^{ист} - K_{п}^{гг}}$$

где $a=0,5$ — коэффициент, учитывающий вклад $a_{ПС}$ в оценку,
 $b=2$ — коэффициент, учитывающий влияние дисперсной глинистости на $a_{ПС}$,
 $c=0,5$ — коэффициент, учитывающий нелинейность зависимости $a_{ПС}$ от χ ,

$d=0,5$ — коэффициент, учитывающий вклад $\Delta J_{ГК}$ в оценку,
 $e=1,62$ — коэффициент, учитывающий радиоактивность глинистой компоненты,
 $f=1,5$ — коэффициент, учитывающий нелинейность зависимости $\Delta J_{ГК}$ от χ .

В оригинальной формуле используется двойной разностный параметр гамма-каротажа, который был заменен на коэффициент глинистости. Для этого параметр e формулы был использован равный 5 — при таком коэффициенте двойному разностному параметру гамма-каротажа равному 1 соответствует коэффициент глинистости 34 %, определенный для чистых глинистых образцах.

Как видно из приведенного рисунка, предложенная формула удовлетворительно описывает облако точек. Что говорит о правомерности ее применения при петрофизическом моделировании.

Следующее на чем необходимо остановиться — это сопоставление

фильтрационно-емкостных свойств и доли глинистых прослоев и включений.

Как уже было отмечено выше, в выполненных ранее работах в анализе участвовали образцы с долей заглинизированных прослоев до 30 %. Остальные образцы были отбракованы из-за биотурбированной текстуры или разрушились в процессе исследования.

Из сопоставлений (рис. 3г, д) следует, что наблюдается закономерное уменьшение коэффициента пористости — при $X_{гг} > 0,5$, коэффициент пористости имеет величину ниже граничной. Что опять же подтверждает уже установленный факт, что заглинизированные прослои не являются коллекторами.

Но при этом коэффициент проницаемости параллельно напластованию закономерно уменьшается до величины $X_{гг} > 0,3$ и затем практически не изменяется и соответствует граничному значению. Это может говорить о том, что даже при высокой степени слоистости горная порода может сохранять фильтрационный потенциал.

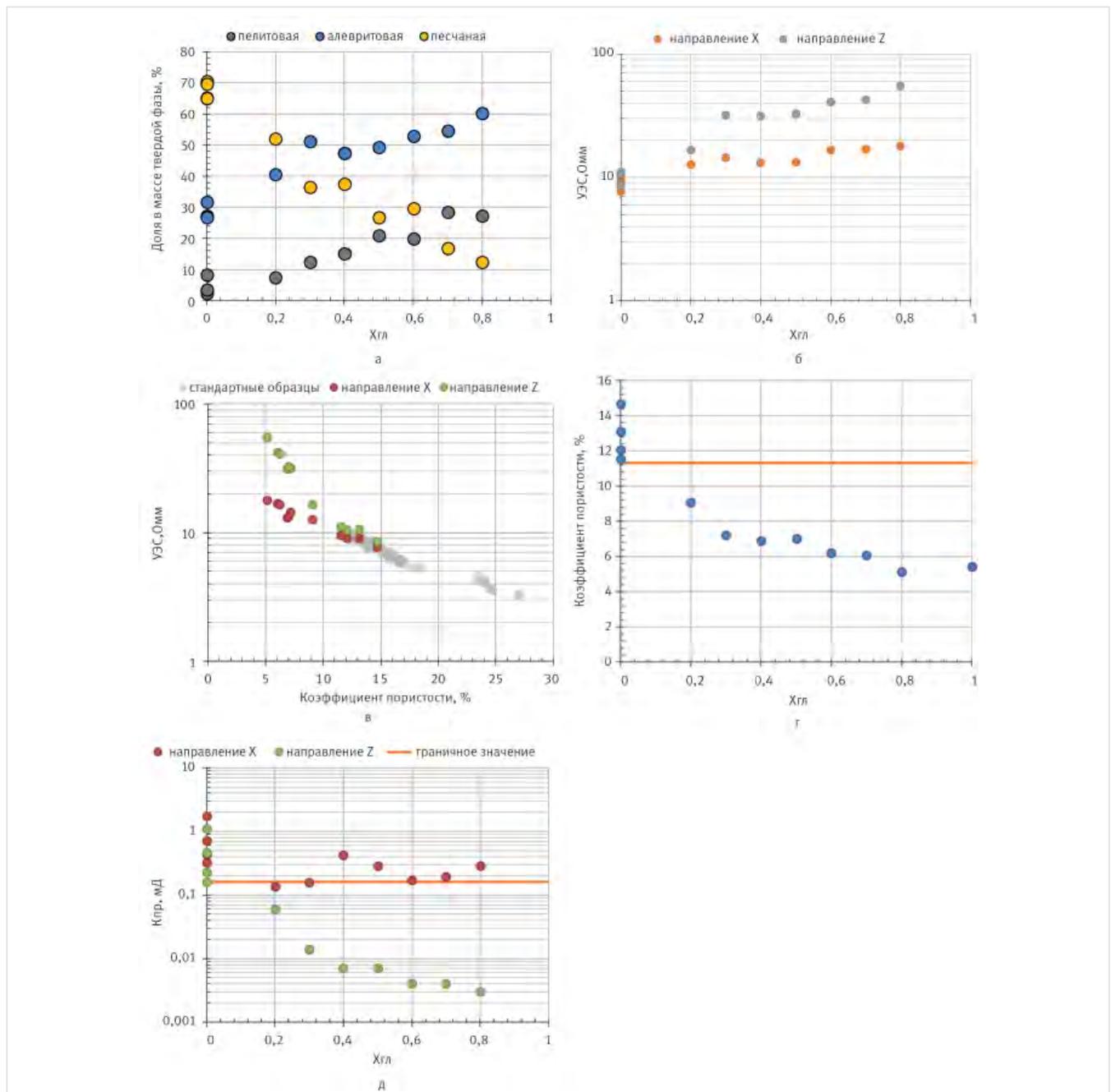


Рис. 3. Результаты исследования
 Fig. 3. Research results

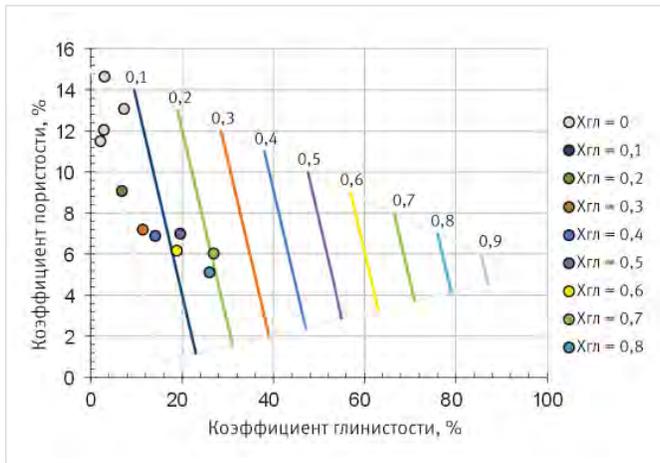


Рис. 4. Палетка Томаса-Штайбера
Fig. 4. Thomas-Steiber palette

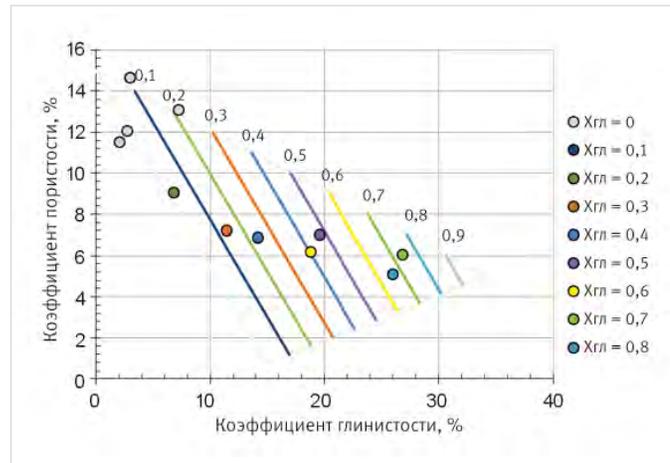


Рис. 5. Скорректированная палетка Томаса-Штайбера
Fig. 5. Corrected Thomas-Steiber palette

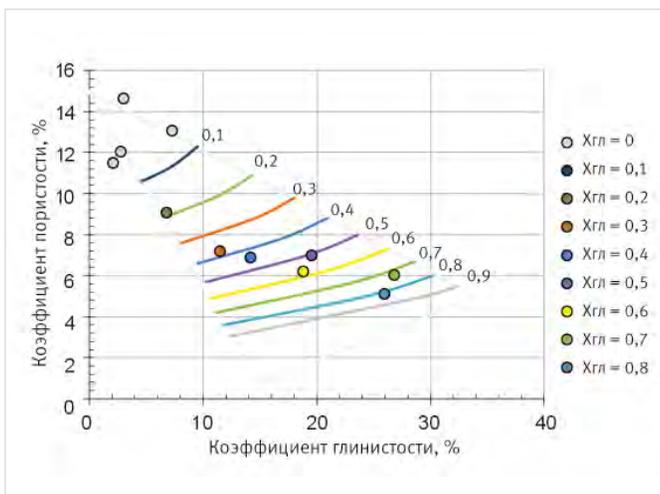


Рис. 6. Сопоставление фактических данных с палеткой рассчитанной на основе формулы (1)
Fig. 6. Comparison of actual data with the palette calculated based on formula (1)

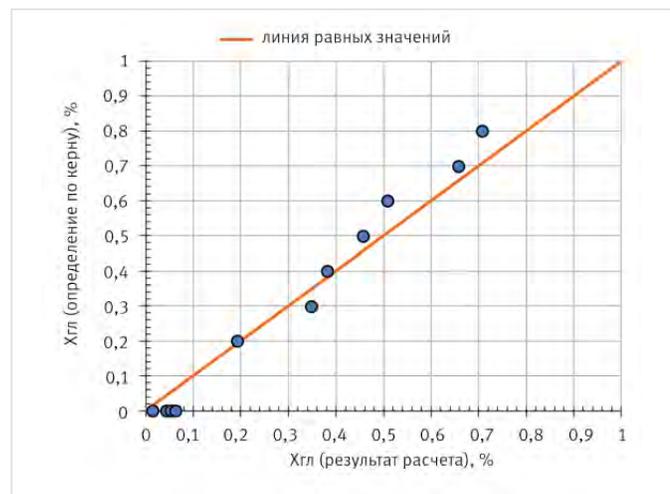


Рис. 7. Сопоставление фактических данных с результатами расчета по формуле (1)
Fig. 7. Comparison of actual data with calculation results using formula (1)

Остается открытым вопрос о возможности фильтрации углеводородов через такие горные породы ($X_{гл} > 0.3$). Исходя из работ [4–6, 11, 12] такие прослои характеризуются отсутствием свечения и увеличением обводнения продукции при разработке [6]. Для попытки ответить на этот вопрос на рассматриваемой коллекции образцов кубических зерна планируется продолжение исследований — планируются капиллярные исследования.

Еще один факт, который требует внимания — это замеренная анизотропия заглинизированных прослоев (рис. 3в), которая составляет 2,5 (сопротивление в перпендикулярном направлении деленное на сопротивление в параллельном направлении). При этом величина анизотропии коллекторов около 1,2.

Итоги

В данной статье исследовались текстурно-неоднородные отложения с высоким содержанием глины. Были изучены кубические образцы зерна и специальная коллекция образцов нестандартной формы, целенаправленно отобранных из заглинизированных прослоев. Результаты исследований показали закономерное изменение свойств горных пород с увеличением доли глинистых прослоев: увеличивается глинистость и алевроитистость,

уменьшается коэффициент пористости и проницаемости, растет удельное электрическое сопротивление. Была также проверена применимость модели Томаса-Штайбера для этих отложений, но она не удовлетворительно описывала облако точек.

Выводы

1. Наблюдается неудовлетворительное описание полученных результатов экспериментов на отобранной коллекции зерна моделью Томаса-Штайбера.
2. Для повышения точности определения доли заглинизированных прослоев предлагается использование эмпирической формулы.
3. Заглинизированные прослои характеризуются неколлекторами, но горные породы с высокой долей заглинизированных прослоев сохраняют фильтрационный потенциал. При этом возможность фильтрации через них углеводородов требует дальнейших исследований.

Литература

1. Thomas E.C., Stieber S.J. The distribution of shale in sandstones and its effect upon porosity. Transactions of the SPWLA 16th annual logging symposium, 1975, 15 p. (In Eng).

2. Басин Я.Н., Злотников М.Г., Новгородов В.А. и др. Методы радиоактивного и электрического каротажа при определении подсчетных параметров в песчано-глинистых полимиктовых разрезах. М.: ВИЭМС, 1983. 47 с.
3. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов (при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений). М.: Недра, 1978. 318 с.
4. Исакова Т.Г., Дьяконова Т.Ф., Носикова А.Д. и др. Новые представления о модели коллектора викуловской свиты Красноленинского месторождения (Западная Сибирь) // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2020. № 3. С. 66–74.
5. Акиншин А.В. Повышение точности определения подсчетных параметров текстурно-неоднородных песчано-алеврито-глинистых коллекторов по данным геофизических исследований скважин (на примере викуловских отложений Красноленинского свода). Автореферат. Тюмень: 2013. 16 с.
6. Акиншин А.В., Родивилов Д.Б., Яценко В.М. и др. Детальное изучение

- литолого-петрофизических свойств текстурно-неоднородных терригенных коллекторов Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. 2023. № 6. С. 16–19.
- 7.7 Черемисин Н.А., Рзаев И.А., Алексеев Д.А. Влияние пространственной связности и фильтрационно-емкостных свойств неколлекторов и глин на разработку месторождений // Нефтяное хозяйство. 2015. № 11. С. 32–35.
8. Акиншин А.В., Родивилов Д.Б., Васютинский Е.В. Усовершенствование методики определения доли заглинизированных прослоев по данным геофизических исследований скважин в текстурно-неоднородных коллекторах // Каротажник. 2022. № 6. С. 30–37.
9. Акиншин А.В. Метод определения площади текстурных компонентов на фотографиях ядра текстурно-неоднородной горной породы // Нефтяное хозяйство. 2016. № 1. С. 28–31.
10. Акиншин А.В., Кантемиров Ю.Д. Практическое руководство по интерпретации геофизических исследований скважин. Тюмень: ООО «Тюменский нефтяной научный центр», 2021. 124 с.
11. Жижимонтов И.Н., Махмутов И.Р., Евдошук А.А., Смирнова Е.В. Анализ причин неоднородного насыщения низкопроницаемых ачимовских отложений на основе петрофизического моделирования // Нефтяное хозяйство. 2022. № 3. С. 30–35.
12. Касаткин В.Е., Гильманова Н.В., Москаленко Н.Ю. и др. Анализ текстурной неоднородности ачимовских резервуаров Имилорского месторождения при оценке характера насыщения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2016. № 11. С. 18–23.

ENGLISH

Results

The article investigated texturally inhomogeneous deposits with a high clay content. Cubic core samples and a special collection of non-standard shape samples, deliberately selected from clay-enriched layers, were studied. The results of the study showed a regular change in rock properties as the proportion of clay layers increases: the clayiness and aleuritiness increase, the porosity and permeability decrease, and the specific electrical resistance grows. The applicability of the Thomas-Streibich model was also checked for these deposits, but it did not satisfactorily describe the cloud of points..

References

1. Thomas E.C., Stieber S.J. The distribution of shale in sandstones and its effect upon porosity. Transactions of the SPWLA 16th annual logging symposium, 1975, 15 p. (In Eng).
2. Basin Ya.N., Zlotnikov M.G., Novgorodov V.A. et al. Methods of radioactive and electrical logging in determining the calculation parameters in sandy-clayey polymictic sections. Moscow: VIEMS, 1983, 47 p. (In Russ).
3. Wendelstein B.Yu., Rezvanov R.A. Geophysical methods for determining the parameters of oil and gas reservoirs (in calculating reserves and designing field development) Moscow: Nedra, 1978, 318 p. (In Russ).
4. Isakova T.G., Diakonova T.F., Nosikova A.D. et al. New notions of Vikulovskaya series reservoir model in the area of Krasnoleninskoye field (Western Siberia). Moscow University Bulletin. Series 4. Geology, 2020, issue 3, P. 66–74. (In Russ).
5. Akinshin A.V. Improving the accuracy of determining the calculation parameters of texturally heterogeneous sandy-silt-clay reservoirs based on well logging data (using the Vikulovsk deposits of the Krasnoleninsky arch as an example). Abstract. Tyumen: 2013, 16 p. (In Russ).
6. Akinshin A.V., Rodivilov D.B., Yatsenko V.M. et al. Detailed study of lithological and petrophysical properties of texturally heterogeneous terrigenous reservoirs of Western Siberia. Oil industry, 2023, issue. 6, P. 16–19. (In Russ).
7. Cheremisina N.A., Rzaev I.A., Alekseev D.A. Impact of clay spatial coherence and filtration-capacitive properties on field development. Oil industry, 2015, issue 11, P. 32–35. (In Russ).
8. Akinshin A.V., Rodivilov D.B., Vasyutinsky E.V. Improving the method for the estimation of the portion of clayed interlayers in the heterogeneous-texture reservoirs from well logs. Karotazhnik, 2022, issue 6, P. 30–37. (In Russ).
9. Akinshin A.V. A method for determining the area of texture components on photos of core samples of textural inhomogeneous rocks. Oil Industry, 2016, issue 1, P. 28–31. (In Russ).
10. Akinshin A.V., Kantemirov Yu.D. Practical guide to interpreting well logging data. Tyumen: "Tyumen petroleum research center" LLC, 2021, 124 p. (In Russ).
11. Zhizhimontov I.N., Makhmutov I.R., Evdoshchuk A.A., Smirnova E.V. Heterogeneous saturation cause analysis during petrophysical modeling of low permeability Achimov deposits. Oil industry, 2022, issue 3, P. 30–35. (In Russ).
12. Kasatkin V.E., Gilmanova N.V., Moskalenko N.Yu. et al. Analysis of Achimov reservoirs' texture heterogeneity of imilorsky deposit when assessing the nature of saturation. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2016, issue 11, P. 18–23. (In Russ).

Conclusions

1. There is an unsatisfactory description of the obtained experimental results on the selected core collection by the Thomas-Streiber model.
2. To improve the accuracy of determining the proportion of clayey interlayers, it is proposed to use an empirical formula.
3. Clayey interlayers are characterized by non-reservoirs, but rocks with a high proportion of clayey interlayers retain filtration potential. At the same time, the possibility of filtration of hydrocarbons through them requires further research.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Акиншин Александр Вадимович, к.г.-м.н.,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюменский
индустриальный университет, Тюмень, Россия
Для контактов: avakinshin@tnnc.rosneft.ru

Эфа Лилия Леонидовна, ведущий специалист,
Управление НИОКР в области исследований ядра и пластовых
флюидов центр исследований ядра,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Шульга Роман Сергеевич, начальник управления лабораторных
исследований, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
Тюмень, Россия

Akinshin Alexander Vadimovich, ph.d. of geologo-mineralogical
sciences, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia;
Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia
Corresponding author: avakinshin@tnnc.rosneft.ru

Efa Liliya Leonidovna, leading specialist, R&D directorate for core
and reservoir fluids research, core research center,
"Tyumen petroleum research center" LLC,
Tyumen, Russia

Shulga Roman Sergeevich, head of laboratory research department,
"Tyumen petroleum research center" LLC,
Tyumen, Russia

Биотурбация среднеюрских и нижнемеловых терригенных отложений Западной Сибири

Шафронова Д.В., Соколова О.А.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
dvshafronova@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

В работе рассмотрены особенности ископаемых следов жизнедеятельности (виды, морфология и ориентация нор), их значение в лито-фациальном анализе и распространение в различных средах осадконакопления на примере kernового материала среднеюрских и нижнемеловых терригенных отложений Западной Сибири. Обобщены результаты наблюдений, выявлены типичные представители ихнофоссилий для различных обстановок осадконакопления. Отмечается латеральная непрерывность и предсказуемая последовательность смены ихнофаций по седиментологическому профилю от континента к морю. Выполнен анализ петрофизических свойств песчаных пород-коллекторов, содержащих следы жизнедеятельности организмов. Прослежено и установлено отрицательное влияние биотурбации ихнорода *Cylindrichnus* на качество коллектора, а также положительное влияние переработки песчаников ихнофоссилиями *Macaronichnus* на фильтрационно-емкостные свойства пород. Более детальная диагностика ихнофоссилий может помочь в понимании коллектора, что улучшит добычу из биотурбированных отложений.

Материалы и методы

Изучение kernового терригенного материала: детальное послойное литологическое и седиментологическое описание с применением структурно-текстурного и ихнологического анализа; оценка результатов петрофизических исследований.

Ключевые слова

биотурбация, ихнофоссилии, обстановки осадконакопления, проницаемость

Для цитирования

Шафронова Д.В., Соколова О.А. Биотурбация среднеюрских и нижнемеловых терригенных отложений Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 7. С. 61–69. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-61-69

Поступила в редакцию: 16.09.2024

LITHOLOGY

UDC 551.8 | Original Paper

Bioturbation of middle jurassic and lower cretaceous terrigenous sediments of Western Siberia

Shafronova D.V., Sokolova O.A.

"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
dvshafronova@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The article discusses the features of ichnofossils (types, morphology and orientation of burrows), their significance in lithofacies analysis and distribution in various sedimentation environments using the example of core material from Middle Jurassic and Lower Cretaceous terrigenous deposits of Western Siberia. The results of observations are generalized and typical representatives of ichnofossils for various sedimentation environments are identified. There is lateral continuity and a predictable sequence of changes in ichnofacies along the sedimentological profile from the continent to the sea. An analysis of the petrophysical properties of sandy reservoir rocks processed by the burrowing organisms was carried out. The negative impact of bioturbation of the ichnospecies *Cylindrichnus* on the quality of the reservoir, as well as the positive effect of the processing of sandstones by traces of *Macaronichnus* ichnofossils on the filtration-capacitive properties of rocks, was traced and established. More detailed diagnostics of ichnofossil traces may help in understanding the reservoir, which will improve production from bioturbated sediments.

Materials and methods

Study of core terrigenous material: detailed layer-by-layer lithological and sedimentological description using structural-textural and ichnological analysis; evaluation of petrophysical research results.

Keywords

bioturbation, ichnofossils, depositional environments, permeability

For citation

Shafronova D.V., Sokolova O.A. Bioturbation of middle jurassic and lower cretaceous terrigenous sediments of Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2024, issue 7, P. 61–69. (In Russ). DOI:10.24412/2076-6785-2024-7-61-69

Received: 16.09.2024

Введение

Одним из эффективных вспомогательных методов восстановления фациальных условий образования осадков является метод анализа следов жизнедеятельности ископаемых организмов, что представляет собой предмет изучения палеоихнологии. Анализ текстурных особенностей осадочной породы совместно с изучением следов жизнедеятельности ископаемых организмов позволяет непосредственно при изучении керна делать выводы о фациальных условиях образования осадка [2].

Термин «биотурбационные текстуры» предложен для текстур, образованных в процессе жизнедеятельности организмов в осадке или на его поверхности. Образование биотурбационных текстур вызывает нарушение или преобразование первичных осадочных текстур, образованных агентами неорганического происхождения [7].

Характер среды (состав и плотность субстрата-грунта, энергетический уровень седиментации, газовый режим, т.е. насыщенность кислородом) влияет на то, какие организмы в данных условиях могут обитать. Ихнофоссилии могут показать жизненную стратегию организма и его адаптацию к обстановкам с различной (высокой или низкой) гидродинамической энергией среды и с разным (волны или течения) доминирующим механизмом воздействия на донные осадки [4].

Диагностика следов биотурбации (ихнофоссилий) решает некоторые вопросы при исследовании керна: ихнофоссилии играют роль индикаторов среды осадконакопления [7], применимы для распознавания ключевых стратиграфических поверхностей несогласия [3], а также различным образом влияют на качество коллектора [14, 16].

Для различия ихнофоссилий существуют различные классификации: этологическая, топонимическая, батиметрическая. Этология следов жизнедеятельности отражает поведенческие реакции, активность бентосных

животных (следы питания — fodinichnia, пастьбы — rasciichnia, покоя — cubichnia, ползания — repichnia, бегства — fugichnia, обитания — domicichnia). Топонимическая классификация основана на описании следов жизнедеятельности по способу их сохранения и отношению к слоистости [4], то есть отражает сохранившийся рельеф в осадке. Из наиболее известных топонимических классификаций выделяют: А. Зейлахера, А. Мартинсона, Н.Б. Вассоевича [4]. Согласно батиметрической зональности А. Зейлахер предложил 6 ихнофацций (комплекс/ассоциация следов жизнедеятельности организмов, обитающих в определенных условиях), основные из которых: Scoyenia (преимущественно континентальная), Skolithos (мелководная литораль), Cruziana (сублитораль — от линии отлива до базиса действия волн), Zoophycos (батальная — от базиса действия волн до зоны осадков суспензионных потоков) и Nereites (на больших глубинах в зоне отложения суспензионных потоков) [9]. Позже исследователи-ихнологи уточнили, что распространение следов ископаемых ассоциаций контролируется не столько глубиной, а энергией, гидродинамикой среды. Собственно, и сама батиметрическая привязанность ихнофацций со временем изменилась: так, например, ихнофацция Skolithos в современном понимании охватывает не только литораль, сколько верхнюю сублитораль (практически до базиса волновой переработки осадка) [13].

Количественно степень биотурбации оценивается визуально с использованием биотурбационного индекса (BI от 1 до 6), предложенного С.Дж. Пембертоном [15].

Седиментологическая роль биотурбаторов

Континентальное осадконакопление обладает неустойчивостью — часто накопившиеся осадки сразу же подвергаются размыву [7]. Следы континентальных организмов известны в гораздо меньших случаях из-за плохой сохранности

в высокдинамических системах. Преобладают остатки флоры, особенно в условиях влажного климата — характерно наличие обугленного растительного детрита, фрагментов стеблей и листьев растений, остатков корневых систем, обломки древесины и углистые прослои [9]. Однако все же существует ряд ихнофацций, характерных для континентальной либо субконтинентальной среды осадконакопления. Это Scoyenia, Mermia, Coprinisphaera, Termitichnus [4].

Тюменская свита, относящаяся к среднеюрским отложениям (аален-баюйс-батского возраста), на предмет содержания биотурбации была рассмотрена на основе кернового материала скважин, пробуренных на юге, юго-западе Западной Сибири Уват-Мегионского и Фроловского фациальных районов (рис. 1).

В ходе седиментологического анализа кернового материала скважин установлено, что тюменская свита формировалась в условиях аллювиальной и прибрежной равнин с преобладанием речных процессов. В керне диагностированы такие характерные признаки, как резкая эрозионная подошва песчаников с постепенным утонением гранулометрического состава пород снизу вверх по разрезу, с однонаправленными течениями текстурами, с присутствием глинистых интракластов, обломков углефицированной древесины и нитевидных слоев углистого детрита, в алевролитах и аргиллитах — присутствие линз и прослоев угля, обугленной растительной органики, трещин усыхания. О кратковременном влиянии моря в керне свидетельствуют следы биотурбации различной степени интенсивности, трещины синерезиса, двоянные слои (углистые либо глинистые), косая разнонаправленная слоистость, текстуры волновой переработки осадков [8]. Наблюдается обедненное видовое разнообразие и низкая степень биотурбации. Диагностированы единичные следы Scoyenia, Mermia, Planolites, Spongiomorpha, Skolithos.

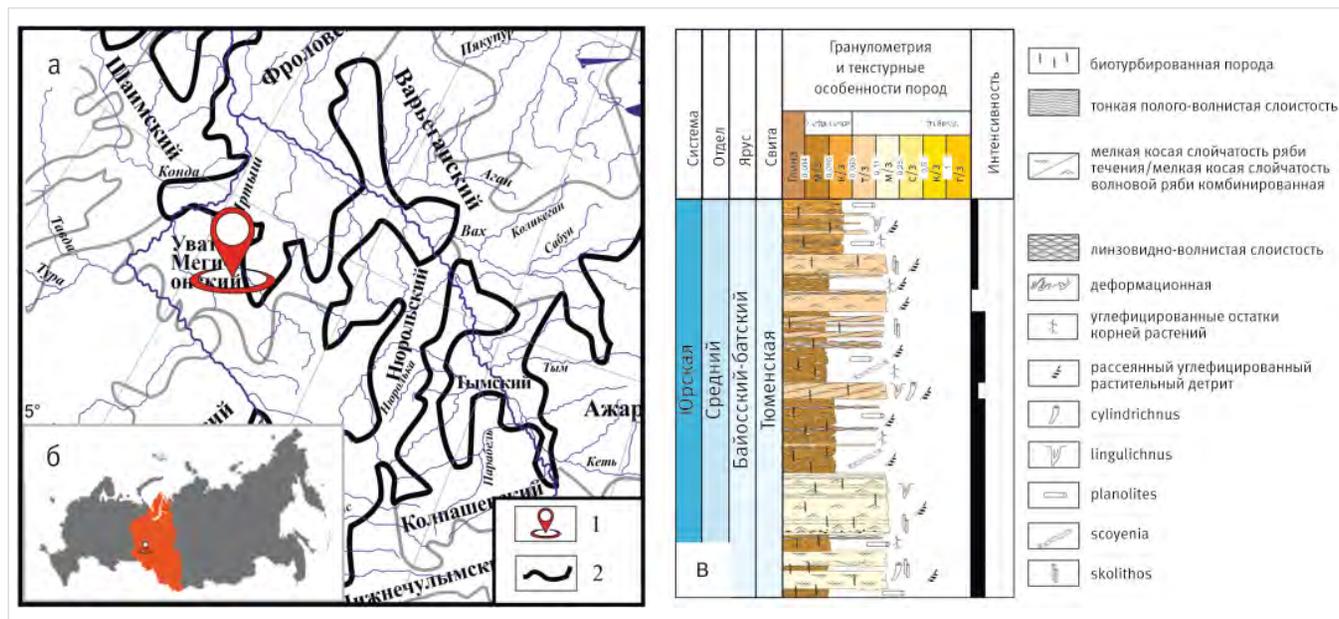


Рис. 1. Объект исследования. а — фрагмент региональной стратиграфической схемы нижней и средней юры Западной Сибири: 1 — район изучения, 2 — границы фациальных районов; б — обзорная карта: Западная Сибирь, Россия; в — фрагмент литологической колонки исследуемого разреза тюменской свиты (ООО «ТННЦ»)

Fig. 1. Object of study. а — fragment of the regional stratigraphic scheme of the Lower and Middle Jurassic of Western Siberia: 1 — study area, 2 — boundaries of facies areas; б — overview map: Western Siberia, Russia; в — fragment of a lithological column of the closing section of the Tyumen Formation ("Tyumen petroleum research center" LLC)

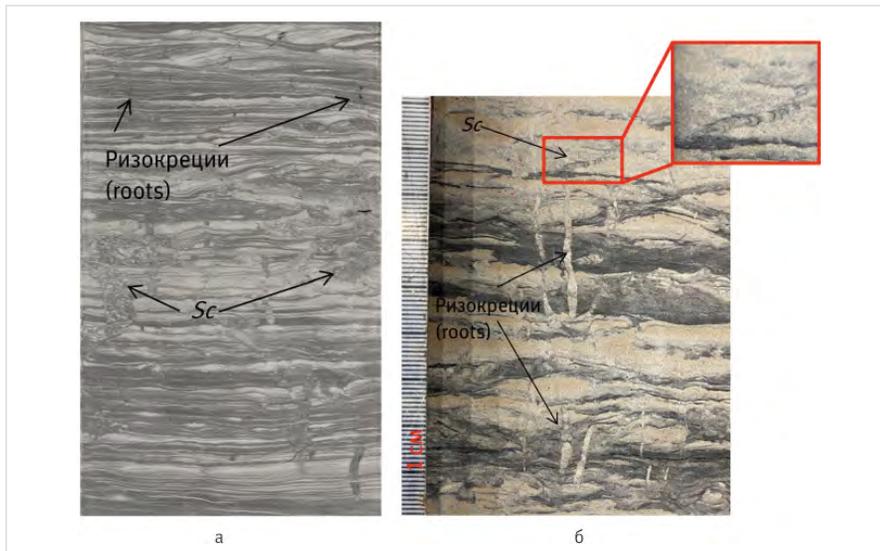


Рис. 2. *Scoyenia* (Sc) в смешанных песчано-илистых приливно-отливных отмелях. Фото керн в дневном свете, представленного переслаиванием песчаников и алевролитов, нарушенным биотурбацией и ризокрециями: а — среднеюрские отложения юга Западной Сибири (пласт Ю4, тюменская свита), б — нижнемеловые отложения северо-востока Западной Сибири (пласт Як4, яковлевская свита)

Fig. 2. *Scoyenia* (Sc) in mixed sand-mud tidal flats. Photo of a core in daylight, represented by interbedded sandstones and siltstones, disturbed by bioturbation and roots: а — Middle Jurassic sediments of the south of Western Siberia (formation Yu4, Tyumen formation), б — Lower Cretaceous sediments of the north-east of Western Siberia (formation Yak4, Yakovlevsky formation)

Ихнофация *Scoyenia* была встречена в керне, представленном преимущественно алевро-глинистыми осадками, образованными в условиях поймы, дистальной части кривассовых разливов. На пойменную фаціальную принадлежность указывает парагенез отложений с русловыми фациями и ряд диагностических признаков: преимущественно тонкозернистый состав осадков, присутствие углистого фитодетрита и остатков корней растений. Ихнофация *Scoyenia* характеризует континентальные (озерные, потоковые и золовые) отложения не в меньшей степени, чем переходные от континента к морю [13]. Для этих следов характерны норы с менисковым заполнением; наслоение заполнения внутри нор представлено алевро-песчаным материалом с глинистыми перемычками [1] (рис. 2). Ихнофация *Scoyenia* связана с периодически подводными субстратами и мягким грунтом, развита в переходной зоне между сушей и мелководьем, временно затопляемой, для которой характерна преимущественно неморская низкоэнергетическая среда с влажными неморскими субстратами, периодически обнажающимися и подвергающимися воздействию воздуха (приливно-отливные отмели) [11]. Отложения приливно-отливных отмелей в керне характеризуются ритмичным бимодальным переслаиванием алевролитов и песчаников, с пологоволнистой и линзовидно-волнистой слоистостью, с трещинами синерезиса, с проявлениями биотурбации (с низким видовым разнообразием бентоса, отражающим неустойчивую соленость среды) [10].

Редкие следы *Spongeliomorpha* зафиксированы в литофациях приливно-отливных отмелей (в керне отложения сложены чередованием песчаников и алевролитов глинистых). Норы представляют собой Y- и T-образную систему туннелей, диаметром 1–2 см, внутри с песчаным заполнением, на стенках присутствует орнамент — рельеф в виде равномерных продольных параллельных царапин (рис. 3). Предполагаемые производители (продуценты) — ракообразные. Ихнороды *Spongeliomorpha*, *Ophiomorpha* и *Thalassinoides* принадлежат одной архитектурной категории со схожим строением системы туннелей, отличающихся орнаментом/скульптурой на внешних стенках нор (у *Ophiomorpha* внешний вид норы с гранулированной поверхностью — для укрепления стенок в рыхлом субстрате, а у *Thalassinoides* — абсолютно гладкая, встречен и в мягком, и в твердом субстрате) [2]. Такое отличие во внешнем облике норок, отражающее разное поведение ракообразных, контролируется видом грунта, в котором они обитают и вынуждены строить жилище.

В озерных обстановках, в керне, представленных тонкослоистыми алевро-аргиллитами, характерны ихнофации *Mermia* (рис. 4).

Mermia представляет собой комплекс неспециализированных горизонтальных мандрирующих следов пастыби и питания. Ихнофации в основном включают простые пастыбищные тропы и неглубокие простые норы организмов, питающиеся отложениями, связанными с постоянно подводными, насыщенными кислородом, низкоэнергетическими пресноводными озерами, представленными тонкослоистыми, иногда гетеролитными тонкозернистыми отложениями [12].

Также в среднеюрских отложениях встречаются ходы *Planolites*, цилиндрические горизонтальные или наклонные гладкостенные



Рис. 3. *Spongeliomorpha/Radomorpha* (Sp) в песчаных, а также внедряющихся в глинистые отложения прибрежной равнины (приливно-отливные отмели) среднеюрских отложения юга Западной Сибири (пласт Ю3, тюменская свита)

Fig. 3. *Spongeliomorpha/Radomorpha* (Sp) in sandy and also intruding into clayey sediments of the coastal plain (tidal flats) Middle Jurassic sediments of the south of Western Siberia (formation Yu3, Tyumen formation)

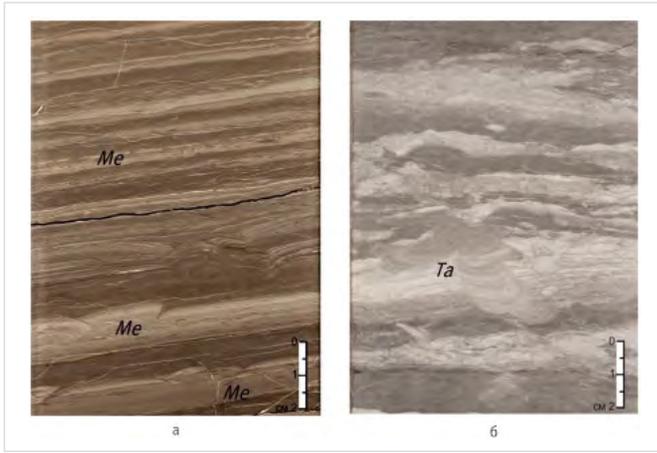


Рис. 4. Континентальные икнофоссилии: а — *Mermia* (Me) в алевролитах тонкослоистых, с песчаными слоями (озерные отложения, пласт Ю4), б — *Taenidium* (Ta) в песчано-глинистых отложениях поймы/клевассовых разливах (пласт Ю3)
 Fig. 4. Continental ichnofossils: а — *Mermia* (Me) in thin-layered siltstones, with sandy layers (lake deposits, formation Yu4), б — *Taenidium* (Ta) in sandy-clayey sediments of the floodplain/crevass spills (formation Yu3)



Рис. 5. Солонатоводная биотурбация в керне отложений прибрежной равнины (нижнемеловые отложения яковлевской свиты): а — *Cylindrichnus* — в приливно-отливных отмелях, б — *Skolithos* — в эстуариевом канале
 Fig. 5. Brackish-water bioturbation in sediment cores of the coastal plain (Lower Cretaceous sediments of the Yakovlev Formation): а — *Cylindrichnus* — in tidal flats, б — *Skolithos* — in the estuarine channel

норы с отличающейся от вмещающей породы литологией, обычно песчаной, небольших размеров — диаметром до 0,5 см. При фациальных исследованиях не имеют ценности, т.к. зарегистрированы во всех морских и континентальных средах.

По мере увеличения морского влияния, в среднеюрских отложениях, формировавшихся в прибрежно-морских обстановках седиментации, увеличивается разнообразие ископаемых следов жизнедеятельности [11]. Так, в отложениях головной части залива были диагностированы следы *Skolithos*, *Cylindrichnus*, мелкие норки зарывания двустворок.

При стрессовых условиях для развития бентосных организмов, например, при ненормальной солености (солонатоводные

условия) в эстуариевом типе побережья наблюдается низковидовое разнообразие следов биотурбации [10]. В керне такие обстановки были зарегистрированы по анализу нижнемеловых отложений нижнеяковлевской свиты (апт-альбского возраста) в северо-восточной части Западной Сибири, в пределах Енисей-Тазовского междуречья.

Формирование отложений происходило в пределах прибрежной приливно-отливной равнины с развитой сетью приливно-отливных каналов; происходили периодические колебания относительного уровня моря, которые вызывали затопление речных долин с образованием на их месте широких эстуариев. Приливно-отливные процессы отражены в керне в виде характерной текстуры (сигмоидная и двунаправленная косая

слоистость, широкий диапазон текстур ряби), присутствия сдвоенных слоев, поверхностей реактивации, трещин синерезиса [8, 9]. Эстуариевые русла нижнеяковлевской свиты в керне сложены песчаниками с малоомощными прослоями алевролитов, участками значительно переработанными солонатоводной однотипной биотурбацией (*Skolithos*, *Cylindrichnus*) (рис. 5).

Следы организмов, зафиксированные в прибрежно-морском комплексе осадконакопления, изучены в керне скважин, пробуренных в северной, северо-восточной частях Западной Сибири, в отложениях, стратиграфически приуроченных к нижнемеловым. Согласно палеогеографическим исследованиям на территории Западной Сибири в берриасский век началась регрессия моря, в позднем

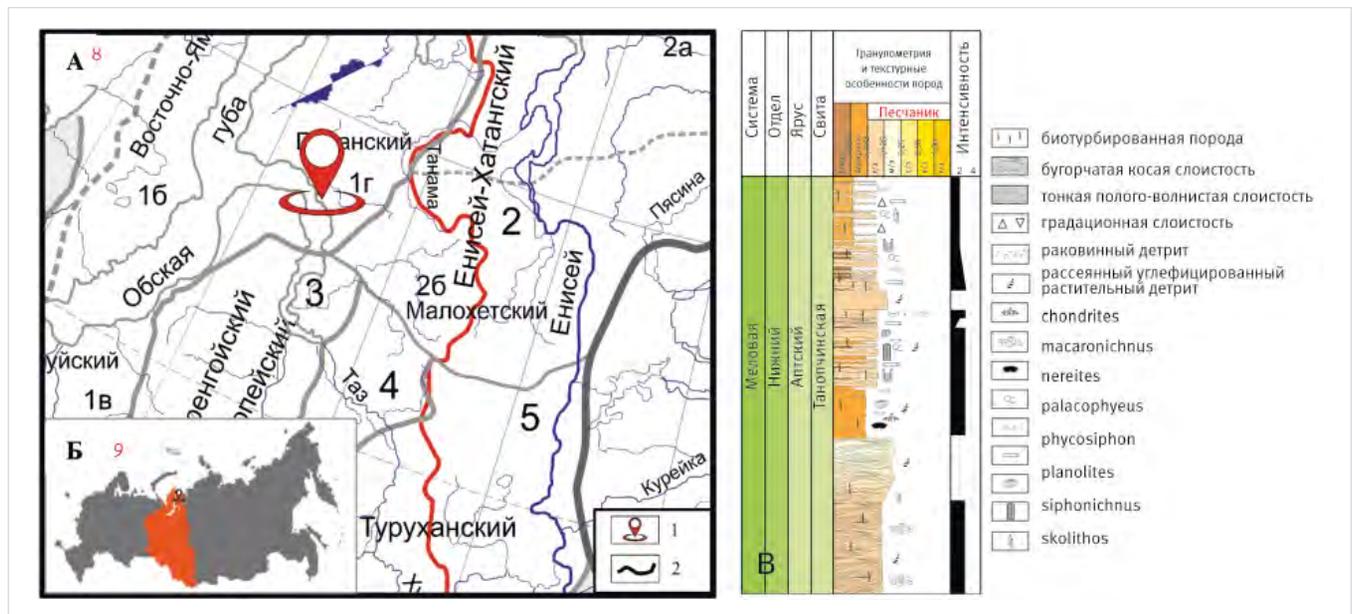


Рис. 6. Объект исследования. а — фрагмент региональной стратиграфической схемы меловых отложений Западной Сибири: 1 — район изучения, 2 — границы фациальных районов; б — обзорная карта: Западная Сибирь, Россия; в — фрагмент литологической колонки исследуемого разреза танопчинской свиты (ООО «ТННЦ»)

Fig. 6. Object of study. а — fragment of the regional stratigraphic scheme of the Cretaceous deposits of Western Siberia: 1 — study area, 2 — boundaries of facies areas; б — overview map: Western Siberia, Russia; в — fragment of a lithological column of the closing section of the Tanopchinskaya formation ("Tyumen petroleum research center" LLC)

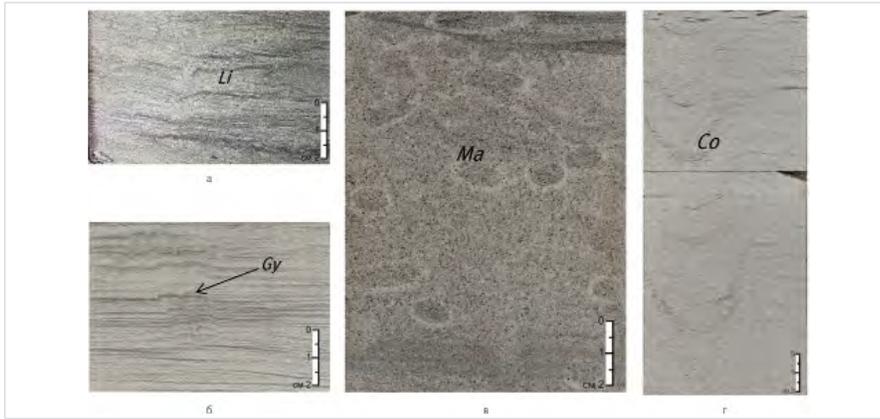


Рис. 7. Ассоциация следов биотурбации проксимальной части фронта дельты в нижнемеловых отложениях севера Западной Сибири: а — *Lingulichnus* (Li), б — *Gyrochorte* (Gy), в — *Macaronichnus* (Ma), г — *Conichnus* (Co)
 Fig. 7. Association of traces of bioturbation of the proximal part of the delta front in the Lower Cretaceous deposits of the north of Western Siberia: а — *Lingulichnus* (Li), б — *Gyrochorte* (Gy), в — *Macaronichnus* (Ma), г — *Conichnus* (Co)

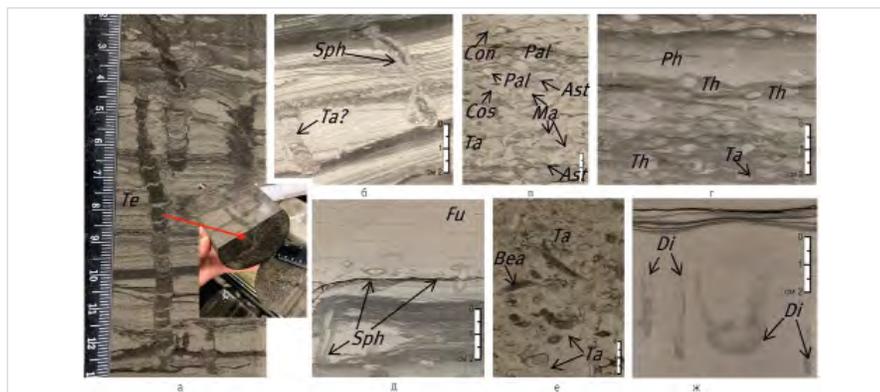


Рис. 8. Ассоциация икнофоссилий дистальной части фронта дельты: а — *Teichichnus* (Te), б — *Siphonichnus* (Sph), *Taenidium* (Ta), в — скопление *Palaeophycus* (Pal) и *Macaronichnus* (Ma), присутствуют *Asterosoma* (Ast), *Taenidium* (Ta), *Conichnus* (Con), *Cosmorhapha* (Cos), г — *Thalassinoides* (Th), *Phycosiphon* (Ph), д — *Siphonichnus* (Sph), *Fugichnia* (Fu), е — скопление *Taenidium* (Ta), встречены *Beaconites* (Bea), ж — *Diplocraterion* (Di)
 Fig. 8. Association of ichnofossils of the distal delta front: а — *Teichichnus* (Te), б — *Siphonichnus* (Sph), *Taenidium* (Ta), в — cluster of *Palaeophycus* (Pal) and *Macaronichnus* (Ma), присутствуют *Asterosoma* (Ast), *Taenidium* (Ta), *Conichnus* (Con), *Cosmorhapha* (Cos), г — *Thalassinoides* (Th), *Phycosiphon* (Ph), д — *Siphonichnus* (Sph), *Fugichnia* (Fu), е — cluster of *Taenidium* (Ta), met by *Beaconites* (Bea), ж — *Diplocraterion* (Di)

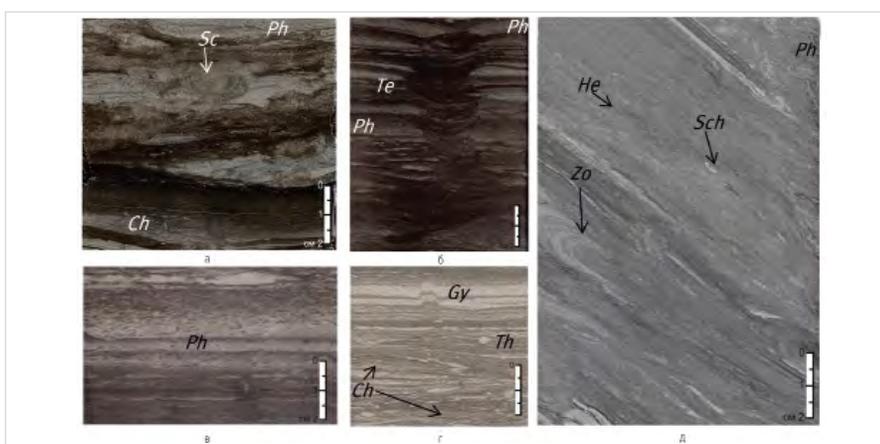


Рис. 9. Ассоциация следов биотурбации продельтового склона: а — *Scolicia* (Sc), *Chondrites* (Ch), *Phycosiphon* (Ph), б — *Teichichnus* (Te), *Phycosiphon* (Ph), в — *Phycosiphon* (Ph), г — *Gyrochorte* (Gy), *Thalassinoides* (Th), *Chondrites* (Ch), д — *Zoophycos* (Zo), *Phycosiphon* (Ph), *Helminthopsis* (He), *Schaubcylindrichnus* (Sch)
 Fig. 9. Association of bioturbation traces of the prodelta slope: а — *Scolicia* (Sc), *Chondrites* (Ch), *Phycosiphon* (Ph), б — *Teichichnus* (Te), *Phycosiphon* (Ph), в — *Phycosiphon* (Ph), г — *Gyrochorte* (Gy), *Thalassinoides* (Th), *Chondrites* (Ch), д — *Zoophycos* (Zo), *Phycosiphon* (Ph), *Helminthopsis* (He), *Schaubcylindrichnus* (Sch)

валанжине произошло значительное увеличение площади прибрежной равнины, временно заливавшейся морем, в юго-восточной части бассейна. Это увеличение произошло за счет смещения северо-западной границы области до 400 км в глубь палеобассейна. Регрессия осложнялась кратковременными трансгрессиями [5].

Разнообразные икнокомплексы присутствуют в отложениях дельтового комплекса, в песчаных и глинистых осадках танопчинской, а также нижнехетской свиты (верхней и средней ее частях) на территории севера Западной Сибири (рис. 6). Здесь характерна биотурбация икнофацций *Skolithos* — *Cruziana*.

Проксимальная часть фронта дельты волнового типа характеризуется песчаным составом отложений с укрупнением зернистости вверх по разрезу. Наблюдается бугорчатая слоистость, свидетельствующая о штормовых волнах. В связи с очень активной гидродинамикой среды седиментации практически отсутствуют следы биотурбации, типичны спорадические проявления следов бегства (*fugichnia*), *Gyrochorte*, *Macaronichnus*, *Lingulichnus*, *Conichnus* (рис. 7), а также встречаются *Phycosiphon* (рис. 8).

Дистальная часть фронта дельты, представленная преимущественно песчаным материалом с маломощными глинистыми прослоями, характеризуется более спокойными условиями седиментации, что обуславливает благоприятные условия для развития бентосных животных, особенно в дельте волнового типа. Встречены *Asterosoma*, *Beaconites*, *Diplocraterion*, *Monocraterion*, *Gyrochorte*, *Thalassinoides*, *Palaeophycus*, *Taenidium*, *Siphonichnus*, *Conichnus*, *Teichichnus* (рис. 8).

В рассматриваемых отложениях продельтового склона (в пределах нижнехетской свиты на территории северо-востока Западной Сибири) доминируют морские процессы, преобладает илистое осадконакопление, типична биотурбация икнофацции дистальной *Cruziana*, *Zoophycos* и *Nereites* (*Phycosiphon*, *Cosmorhapha*) (рис. 9).

Также среди диагностированных обстановок осадконакопления нижнехетской свиты выделены обстановки нижней предфронтальной зоны пляжа. Отложения пляжей представлены линейно-вытянутыми телами, длиной десятки км. Общими особенностями для них являются: песчаный разнотельный состав с преобладанием мелко- и среднеспамитовых отложений с примесью хорошо окатанного гравия, мелкой гальки и остатков морской и наземной фауны, присутствие чешуек слюды, концентрация тяжелых минералов (магнетита, ильменита, циркона, рутила, турмалина, граната и др.) в основном в штормовом валу, верхней и подводной части. [9]. Типичны такие следы биотурбации, как *Orhiotompha*, *Palaeophycus*, *Rosselia* и другие. В дистальной части нижней зоны предфронтальной зоны пляжа песчаники значительно обогащены глинистым веществом, виды биотурбации сменяются преимущественно горизонтальными (*Phycosiphon*, *Cosmorhapha*, *Chondrites*, *Schaubcylindrichnus*, *Scolicia*) (рис. 10).

Среди глубоководных отложений (более 200 м), формирующихся в двух фациальных зонах — батимальной и абиссальной, икнофоссилии встречаются очень редко, отмечаются лишь единичные простые мелкие горизонтальные норки, типа *Planolites*. Но в случае если турбидитовый поток имеет источник питания дельтовый [6], то в отложениях, как, например, в ачимовской толще нижней подсвиты ахской свиты на севере

Табл. 1. Частота встречаемости икнофоссилий в различных обстановках осадконакопления
 Tab. 1. Frequency of occurrence of traces of ichnofossils in different depositional environments

Обстановка	Индекс фации	Planolites	Mermitia	Termitichnus	Scoyeniya	Skolithos	Cylindrichnus	Lingulichnus	Lokeia	Conichnus	Diplocraterion	Asterosoma	Siphonichnus	Taenidium	Fugichnia	Gyrochoite	Arenicolites	Palaeophycos	Macaronichnus	Thalassinoides	Ophiomorpha	Rhizocorallium	Rosselia	Scollia	Teichichnus	Schaubcylichnus	Chondrites	Cosmorhapha	Phycosiphon	Helminthopsis	Zooplycos					
Континентальные обстановки																																				
речное русло	FC																																			
прирусловый вал	NL																																			
пойма	FP																																			
отложения канала и конуса выноса промоины	CC,CS																																			
озерные отложения	LK																																			
Переходные (прибрежно-континентальные) обстановки																																				
смешанная песчано-глинистая приливно-отливная отмель	MSTF																																			
глинистая приливно-отливная отмель	MTF																																			
песчаная приливно-отливная отмель	STF																																			
марши	M																																			
марши солоноватоводные	Mb																																			
отложения приморских озер	P																																			
субаквальный прирусловый вал	SL																																			
приливно-отливная протока	TCR																																			
речное русло с влиянием приливно-отливных процессов	FCt																																			
Переходные (прибрежно-морские) и мелководно-морские обстановки																																				
речное русло со смешанным влиянием флювиальных и приливно-отливных процессов внутренней зоны эстуария	TFC																																			
дельта головной части залива	BHD																																			
залив	CB																																			
дистрибутивный канал	DC																																			
проксимальная часть фронта дельты	PDF																																			
устьевой бар	MB																																			
дистальная часть фронта	DDF																																			
проксимальная часть продельтового склона	PPD																																			
дистальная часть продельтового склона	DPD																																			
средняя предфронтальная зона пляжа	MSF																																			
нижняя предфронтальная зона пляжа	LSF																																			
дистальная часть нижней зоны подводного берегового склона	DLSF																																			
трансгрессивный слой	TL																																			
проксимальная часть дальней зоны подводного берегового склона	UOF																																			
дистальная часть дальней зоны подводного берегового склона	LOF																																			
шельф	Shlf																																			
Морские (относительно) глубоководные обстановки																																				
турбидитовый канал	DTC																																			
окраинная часть турбидитового канала	Tcm																																			
турбидитовый прирусловый вал	TrL																																			
турбидитовые лопасти	DL																																			
подводная равнина	BF																																			

■ встречается часто
 ■ встречается редко



Рис. 10. Ассоциация следов биотурбации нижней зоны предфронтальной зоны пляжа: а — *Rosselia* (Ro), б — *Ophiomorpha* (Oph), в — *Schaubcylindrichnus* (Sch), г — *Cosmorhapha* (Cos), д — *Rhizocorallium* (Rh), е — *Chondrites* (Ch)
 Fig. 10. Association of traces of bioturbation in the lower zone of the prefrontal zone of the beach: а — *Rosselia* (Ro), б — *Ophiomorpha* (Oph), в — *Schaubcylindrichnus* (Sch), г — *Cosmorhapha* (Cos), д — *Rhizocorallium* (Rh), е — *Chondrites* (Ch)

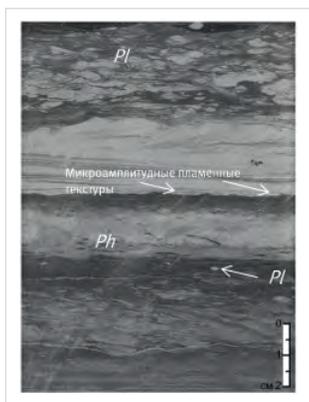


Рис. 11. Биотурбация (*Phycosiphon*/Ph, *Planolites*/Pl и другая неясная биотурбация) в глубоководных турбидитах нижнемеловых отложений севера Западной Сибири
 Fig. 11. Bioturbation (*Phycosiphon*/Ph, *Planolites*/Pl and other unclear bioturbation) in deep-sea turbidites of Lower Cretaceous sediments of northern Western Siberia

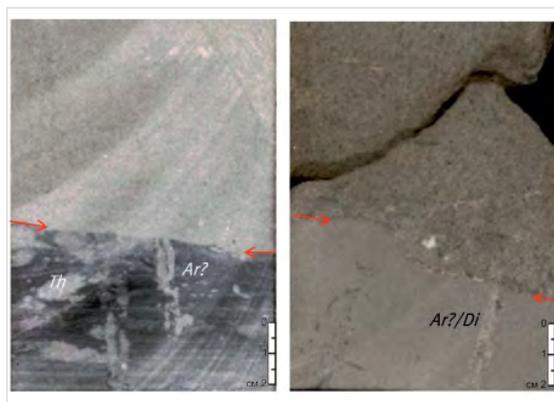


Рис. 12. Поверхности *Glossifungites* (границы показаны стрелками) со следами *Thalassinoides* (Th), *Arenicolites* (Ar)/*Diplocratereion* (Di) в керне отложений нижнехетской свиты северо-востока Западной Сибири
 Fig. 12. *Glossifungites* surfaces (boundaries are shown by arrows) with ichnofossils *Thalassinoides* (Th), *Arenicolites* (Ar)/*Diplocratereion* (Di) in the sediment core of the Nizhnehetskaya formation in the northeast of Western Siberia

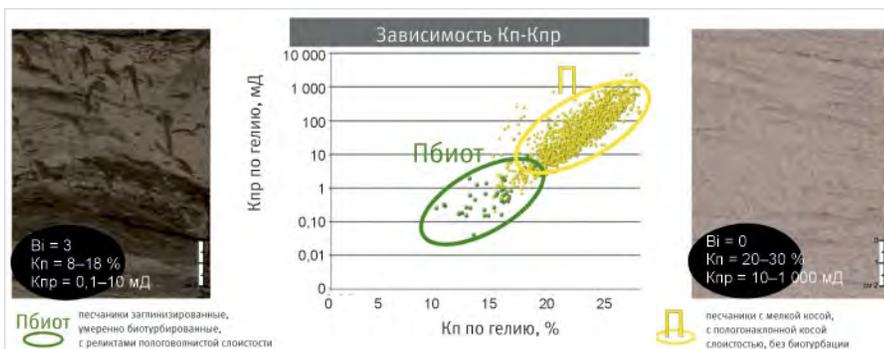


Рис. 13. Влияние степени биотурбации на коллекторские свойства пород
 Fig. 13. Influence of the degree of bioturbation on the reservoir properties of rocks

Западной Сибири, проявления биотурбации аналогичны ассоциации следов дельтового комплекса (рис. 11).

В таблице 1 отображена наиболее типичная частота встречаемости следов биотурбации в различных обстановках среднеюрских, нижнемеловых отложений Западной Сибири.

Ихнокорреляция. В решении вопросов региональной корреляции большую роль играет такая ихнофация, как *Glossifungites*, так как она связана с ключевыми поверхностями несогласия. Пласты, ограниченные несогласием, обычно содержат ихнофагии, контролируемые средой: *Tyranites* (для твердого скального субстрата), *Teredolites* (для древесного), *Glossifungites* (для уплотненного). Наличие следов ихнофагии *Glossifungites* указывает на колонизацию почти твердого грунта (обезвоженного и уплотненного, но не литифицированного) в прибрежно-морских и морских условиях [15].

В мелководно-морских отложениях нижнехетской свиты северо-восточной части Западной Сибири нередко можно встретить в керне поверхности, охарактеризованные ихнофагией *Glossifungites*, на границе эрозионного размыва — горизонта трансгрессии — на разделе двух литофаций — снизу алевролиты глинистые биотурбированные, сверху перекрытые значительно зернистым песчаником. Такие эрозионные поверхности позволяют уточнить границы секвенций [4].

Среди ихнофоссилий, относящихся к ихнофагии *Glossifungites*, встречаются *Arenicolites*, *Skolithos*, *Diplocratereion*, *Rhizocorallium*, *Thalassinoides* [3] и другие следы (рис. 12). Более полно и подробно описано значение ихнофоссилий в работе Р. Микулаш, А. Дронов «Палеоихнология», 2006.

Петрофизическое значение биотурбации. Биотурбация является важным фактором оценки качества коллекторов в нефтегазовой отрасли. Биогенная деятельность может влиять на пористость и проницаемость коллектора. Это влияние может быть как положительным, так и отрицательным. Петрофизические характеристики коллектора при наличии биотурбационной переработки осадка во многом зависят от морфологии следов ископаемых, наличия или отсутствия выстилки нор, размера и характера заполнения нор, интенсивности биотурбации в различных средах отложения. Низкая степень биотурбации оказывает лишь незначительное влияние на поток флюидов, при более высокой интенсивности биотурбационной переработки осадков происходит большая взаимосвязанность нор, что приводит к увеличению вертикальной и горизонтальной проницаемости в породе [14, 16].

В нижнеяковлевской свите Енисей-Хатангского фациального района, как уже было написано выше, наблюдается солоноватоводная биотурбация ихнофагии *Skolithos* (*Skolithos*, *Cylindrichnus*) в песчаных отложениях эстуариевых русел. Норки *Skolithos* представлены вертикальными цилиндрическими трубками (диаметром до 0,7–0,8 см) с той же песчаной литологией внутри норы, что и вмещающая порода, с гладкими стенками, укрепленными глинистым материалом. Норки *Cylindrichnus* — небольшие вертикальные воронкообразные цилиндрические норки, полностью выполненные глинистым материалом. Таким образом, в данном случае биотурбация привнесла в русловые песчаники значительное содержание глинистого материала и усложнила конфигурацию

поровых каналов в породе вплоть до полного перекрытия. При сравнении коллекторских свойств из построенных зависимостей пористости и проницаемости наблюдается значительное различие коллекторских свойств литотипа «чистых» (без биотурбации) песчаников от песчаников, переработанных ихнофоссилиями, а именно ухудшение коллекторских свойств с увеличением степени биотурбации (рис. 13).

В дельтовых песчаных отложениях нижнехетской свиты Енисей-Хатангского района отмечается противоположная ситуация. Здесь участки песчаника проксимальной части фронта дельты переработаны следами *Masaronichnus*.

Следы *Masaronichnus* — горизонтальные цилиндрические неразветвленные, слабо извилистые норы, диаметром от нескольких мм до 1,5 см. Выстилка нор отсутствует. Литология внутри нор аналогичная вмещающей породе либо выполнена более чистым песчаным материалом (рис. 14).

При сравнительном анализе петрофизических свойств песчаников без следов ихнофоссилий и биотурбированных песчаников организмами *Masaronichnus* при плотном скоплении нор было обнаружено положительное влияние биотурбации на коллектор. Стоит отметить, что во фронте дельты снизу вверх зернистость песчаников увеличивается (в данном случае от мелкозернистых до средне-мелкозернистых), что должно отразиться на проницаемости в положительную сторону. Однако, наоборот, в нижележащих, менее зернистых песчаниках, но переработанных *Masaronichnus*, наблюдается более высокое значение проницаемости (89 мД), в то время как в песчаниках средне-мелкозернистых без биотурбации, залегающих выше по разрезу, проницаемость составила 45 мД (рис. 15).

Итоги

Интеграция седиментологических и ихнологических данных позволяет более детально охарактеризовать и реконструировать условия и динамику осадконакопления. Следы *Mermia* — типичные представители континентального осадконакопления, *Scoyenia* встречается и в континентальных обстановках, и в переходных от морских к континентальным, а *Rosselia*, *Orhiomorpha* — представители пляжевых обстановок, *Phycosiphon*, *Zoophycos* — норы в морских условиях. [6].

Выводы

Многие параметры нор, в первую очередь морфология и связанность нор, определяют коллекторский потенциал породы. Биотурбация влияет на проницаемость неоднозначно [14, 16]: некоторые ихнороды выполняют выстилку нор глинистым материалом, строят тупиковые не сообщающиеся туннели, а также перемешивают глинисто-песчаный осадок, что приводит к снижению гранулометрического состава пород и в целом приводит к уменьшению проницаемости и ухудшению коллекторских свойств, однако некоторые ихнороды (например, *Masaronichnus*) строят превосходные сообщающиеся туннели, по их ходам наблюдается разуплотнение осадка и пониженное содержание глинистого материала, что благоприятно сказывается на проницаемости. Вероятно, дальнейшие наблюдения позволят разделить ихнороды на положительно-влияющие и отрицательно-влияющие на проницаемость коллектора и внедрить их в компьютерные модели исследуемых объектов.

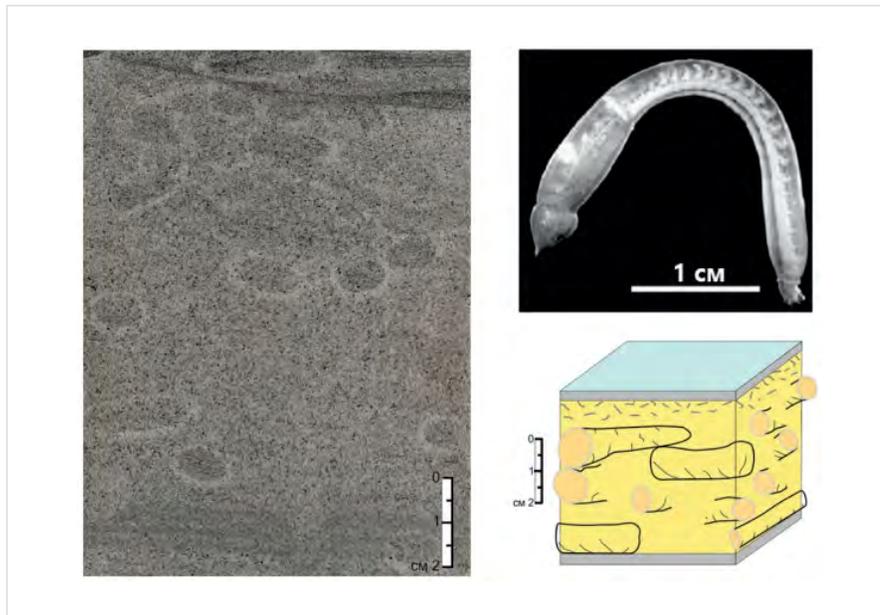


Рис. 14. Песчаник биотурбированный *Masaronichnus* (нижнемеловые отложения севера Западной Сибири): а — фото ядра в дневном свете; б — предполагаемый продуцент-морской червь [14]; в — морфология ходов в трехмерном пространстве
Fig. 14. Bioturbated sandstone *Masaronichnus* (Lower Cretaceous deposits of the north of Western Siberia): a — photo of the core in daylight; б — supposed producer-worm [14]; в — morphology of passages in three-dimensional space



Рис. 15. Песчаники проксимальной части фронта дельты, участки с неявно выраженной биотурбацией (*Masaronichnus*). Сравнение коллекторских свойств при наличии и без биотурбации
Fig. 15. Sandstones of the proximal part of the delta front, areas with unclear bioturbation (*Masaronichnus*). Comparison of reservoir properties with and without bioturbation

Литература

1. Барабоскин Е.Ю. Ихнофауна *Scoyenia* в мезозойских отложениях Западной Сибири // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории. 2013. Т. 1. С. 66–69.
2. Вялов О.С. Следы жизнедеятельности организмов и их палеонтологическое значение. Киев: Наукова думка, 1966. 220 с.
3. Лебедев М.В., Астафьев Е.В., Храмова А.В. Развитие клиноформной модели нижнего мела севера Западной Сибири на основе принципов секвенс-стратиграфии: новые возможности стратификации // Георесурсы. 2023. Т. 25. № 4. С. 163–175.
4. Микулаш Р., Дронов А. Палеоихнология — введение в изучение ископаемых следов жизнедеятельности. Прага: Геологический институт Академии наук Чешской Республики, 2006. 122 с.
5. Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А., Каргодин Ю.Н. и др. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика. 2014. Т. 55. № 5–6. С. 745–776.
6. Рединг Х.Г., Колинсон Дж.Д., Аллен Ф.А. и др. Обстановки осадконакопления и фации: в 2-х т. Т. 1: М.: Мир, 1990. 352 с.
7. Рейнек Г.-Э., Сингх И.Б. Обстановки терригенного осадконакопления (с рассмотрением кластических осадков).

- М.: Недра, 1981. 439 с.
8. Уолкер Р.Дж., Джеймс Н. Фациальные модели. М.: Ижевск, Институт компьютерных исследований, 2017. 910 с.
 9. Чернова О.С. Литолого-фациальный и формационный анализ нефтегазоносных толщ: Учебное пособие по короткому курсу. Томск: Изд-во ЦППС НД, 2015. 250 с.
 10. Щепеткина А.В., Джинграс М.К., Пембертон С.Д. Распознавание солоновато-водных обстановок осадконакопления с использованием ихнологических данных // Геология и геофизика. 2018. Т. 59. № 1. С. 66–88.
 11. Bin Hu, Yuan-Yuan Wang, Hui-Bo Soug, Min Liu. The ichnofacies and ichnoassemblages in terrestrial deposits of China. *Journal of Palaeogeography*, 2014, Vol. 3, issue 1, P. 61–73. (In Eng).
 12. Buatois L.A., Mangano M.G. The paleoenvironmental and paleoecological significance of the lacustrine Mermia ichnofacies: An archetypical subaqueous nonmarine trace fossil assemblage. *Ichnos – an International Journal for Plant and Animal Traces*, 1995, Vol. 4, issue 2, P. 151–161. (In Eng).
 13. Buatois L.A., Mangano M.G. *Ichnology: Organism-substrate interactions in space and time*. Cambridge University Press, 2011, 370 p. (In Eng).
 14. Knaust D. *Atlas of Trace Fossils in Well Core: Appearance, Taxonomy and Interpretation*. Cham, Switzerland: Springer, 2017, 209 p. (In Eng).
 15. Pemberton S.G., Spila M., Pulham A.J. et al. *Ichnology & sedimentology of shallow marginal marine systems: Ben Nevis & Avalon reservoirs, Jeanne D’Arc Basin*. Geological Association of Canada, 2001, 343 p. (In Eng).
 16. Pemberton S.G., Gingras M.K. Classification and characterizations of biogenically enhanced permeability. *AAPG Bulletin*, 2005, Vol. 89, issue 11, P. 1493–1517. (In Eng).

ENGLISH

Results

Integration of sedimentological and ichnological data allows us to characterize and reconstruct in more detail the conditions and dynamics of sedimentation. Traces *Scoyenia*, *Mermia* – typical representatives of continental sedimentation, and *Rosselia*, *Ophiomorpha* – representatives of beach coasts, *Phycosiphon*, *Zoophycos* – sea creatures.

Conclusions

Many burrow parameters, primarily morphogenesis and burrow connectivity, determine the reservoir potential of the rock. Bioturbation has an ambiguous effect on permeability – some ichnospecies line their

burrows with clay material, they build dead-end, non-communicating tunnels, and also mix clay-sand sediment, which leads to a decrease in the granulometric composition of the rocks and generally leads to a decrease in permeability and deterioration of reservoir properties, however, some sand-vesting ichnospecies build excellent interconnected tunnels; along their passages, decompaction of sediment and a reduced content of clayey material are observed, which has a beneficial effect on permeability. Probably, further observations will make it possible to divide ichnospecies into those that have a positive effect and those that have a negative effect on the permeability of the reservoir and introduce them into computer models of the studied objects.

References

1. Baraboshkin E.Yu. Ichnofacies *Scoyenia* in Mesozoic deposits of Western Siberia. *Sedimentary basins, sedimentation and postsedimentation processes in geological history*, 2013, Vol. 1, P. 66–69. (In Russ).
2. Vyalov O.S. Traces fossils and their paleontological significance. Kiev: Naukova dumka, 1966, 220 p. (In Russ).
3. Lebedev M.V., Astafiev E.V., Khramtsova A.V. Further development of the lower Cretaceous clinofossil model of the North of West Siberia based on the sequence stratigraphy principles: new possibilities of stratification. *Georesursy*, 2023, Vol. 25, issue 4, P. 163–175. (In Russ).
4. Mikuláš R., Dronov A. *Palaeoichnology – Introduction to the study of trace fossils*. Prague: Institute of geology, Academy of Sciences of Czech Republic, 2006, P. 122. (In Russ).
5. Kontorovich A.E., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Karagodin Yu.N. et al. Cretaceous paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Geology and geophysics*, 2023, Vol. 55, issue 5–6, P. 745–776. (In Russ).
6. Reading H.G., Collinson J.D., Allen F.A. et al. *Sedimentation settings and facies: in 2 volumes*. Vol. 1. Moscow: Mir, 1990, 352 p. (In Russ).
7. Reineck G.-E., Singh I.B. *Environments of terrigenous sedimentation (with consideration of clastic sediments)*. Moscow: Nedra, 1981, 439 p. (In Russ).
8. Walker R.G., James N.P. *Facies models*. Moscow-Izhevsk: 2017, 910 p. (In Russ).
9. Chernova O.S. *Lithologic-facies and formational analysis of oil and gas bearing strata: A short course tutorial*. Tomsk: CPPS ND, 2015, 250 p. (In Russ).
10. Shchepetkina A.V., Gingras M.K., Pemberton S.G. Reconstruction of brackish-water systems using an ichnological framework. *Geology and geophysics*, 2018, Vol. 59, issue 1, P. 66–88. (In Russ).
11. Bin Hu, Yuan-Yuan Wang, Hui-Bo Soug, Min Liu. The ichnofacies and ichnoassemblages in terrestrial deposits of China. *Journal of Palaeogeography*, 2014, Vol. 3, issue 1, P. 61–73. (In Eng).
12. Buatois L.A., Mangano M.G. The paleoenvironmental and paleoecological significance of the lacustrine *Mermia* ichnofacies: An archetypical subaqueous nonmarine trace fossil assemblage. *Ichnos – an International Journal for Plant and Animal Traces*, 1995, Vol. 4, issue 2, P. 151–161. (In Eng).
13. Buatois L.A., Mangano M.G. *Ichnology: Organism-substrate interactions in space and time*. Cambridge University Press, 2011, 370 p. (In Eng).
14. Knaust D. *Atlas of Trace Fossils in Well Core: Appearance, Taxonomy and Interpretation*. Cham, Switzerland: Springer, 2017, 209 p. (In Eng).
15. Pemberton S.G., Spila M., Pulham A.J. et al. *Ichnology & sedimentology of shallow marginal marine systems: Ben Nevis & Avalon reservoirs, Jeanne D’Arc Basin*. Geological Association of Canada, 2001, 343 p. (In Eng).
16. Pemberton S.G., Gingras M.K. Classification and characterizations of biogenically enhanced permeability. *AAPG Bulletin*, 2005, Vol. 89, issue 11, P. 1493–1517. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Шафронова Дина Валерьевна, главный специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: dvshafronova@tncn.rosneft.ru

Соколова Ольга Александровна, специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Shafronova Dina Valerievna, chief specialist,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: dvshafronova@tncn.rosneft.ru

Sokolova Olga Alexandrovna, specialist,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Опыт применения алгоритмов машинного обучения для автоматизации процесса поиска скважин-кандидатов для гидравлического разрыва пласта

Галеев А.А., Синицына Т.И.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
aagaleev@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

В условиях постоянно растущих объемов данных по месторождениям актуальным становится вопрос автоматизации процесса обработки и структуризации знаний об изучаемом объекте разработки с последующим выделением основных характеристик, позволяющих выбирать и обосновывать методы повышения нефтеотдачи на месторождениях. Одним из таких методов является проведение геолого-технических мероприятий (ГТМ), в частности, гидравлический разрыв пласта (ГРП).

В данной работе поставлена цель поиска оптимального решения задачи выбора и обоснования скважин-кандидатов для ГРП на примере месторождения имени Малыка. На данном месторождении насчитывается более тысячи скважин по трем эксплуатационным объектам (более двух тысяч пластопересечений). Ежегодно проводится, в среднем, около 50 операций ГРП и поиск оптимальных скважин — это важная задача для инженеров-разработчиков.

Для выбора оптимального метода поиска скважин-кандидатов на ГРП в текущем исследовании выполнен сравнительный анализ существующих подходов к оценке продуктивности скважин. Полученные результаты позволили сделать вывод о применимости гибридной модели, показавшей более высокую точность прогноза в сравнении с другими подходами. В основе такой модели лежит концепция физически-информированного машинного обучения.

Основные этапы работы включали в себя разработку автоматизированной системы сбора и подготовки геолого-промысловой информации, тестирование различных моделей машинного обучения и сравнение с результатами физико-математического моделирования.

В результате выполненной задачи подобран оптимальный алгоритм прогнозирования продуктивности скважин после ГРП, который применим для оперативных расчетов по большому количеству скважин. Разработанный алгоритм включен в систему поиска скважин-кандидатов на ГРП, реализованную на базе языков программирования VBA и Python. На текущий момент выполняется опытно-промышленная апробация результатов работы.

Материалы и методы

Поставленные задачи решаются с применением физико-математического моделирования и алгоритмов машинного обучения. Для автоматизации сбора и предобработки промысловых данных, обучения ML-моделей и расчета

ожидаемых параметров работы скважин используются средства программирования VBA и Python.

Ключевые слова

геолого-технические мероприятия, автоматизация, гидравлический разрыв пласта, машинное обучение

Для цитирования

Галеев А.А., Синицына Т.И. Опыт применения алгоритмов машинного обучения для автоматизации процесса поиска скважин-кандидатов для гидравлического разрыва пласта // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 7. С. 70–75. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-70-75

Поступила в редакцию: 13.09.2024

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

Lessons learned in applying machine learning algorithms to automate the process of selecting candidate wells for hydraulic fracturing

Galeev A.A., Sinitsyna T.I.

“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
aagaleev@tnnc.rosneft.ru

Abstract

In the context of constantly growing field data volumes, the issue of automating the processing and structuring knowledge about the development target being studied, followed by identifying the main properties that allow selecting and justifying EOR methods, becomes relevant. One of these methods cover well interventions (WI), in particular hydraulic fracturing (frac).

This study sets the goal of finding an optimal solution to the problem of selecting and justifying candidate wells for hydraulic fracturing using a case study of the Malyk field. Over a thousand wells within three production targets (over 2 thousand reservoir intersections) have been drilled in this field. On average, about 50 hydraulic fracturing jobs are carried out annually, and selecting optimal candidate wells is an important task for reservoir engineers.

To find an optimal method for selecting candidate wells for hydraulic fracturing, a comparative analysis of existing approaches to assessing well productivities has been completed within this study. The results pointed out a hybrid model which showed higher forecast accuracy in comparison with other approaches. This model is based on a physics-informed machine learning concept.

The main stages of the study included the development of an automated system for collecting and treatment of geological and field information, testing various machine-learning models and comparison with the results of physical and mathematical modeling.

The study allowed to select an optimal algorithm for predicting post-frac well productivity which is applicable for quick model runs covering large numbers of wells. The developed algorithm is included in the system for selecting candidate wells for hydraulic fracturing, implemented based on the VBA and Python programming languages. Currently, the study results are at the pilot testing phase.

Materials and methods

The tasks are solved via physical and mathematical modeling and machine learning algorithms. VBA and Python programming tools are applied to automate the collection and pre-processing of field

data, to train ML models, and to estimate the expected well operation parameters.

Keywords

well interventions, automation, hydraulic fracturing, machine learning

For citation

Galeev A.A., Sinityna T.I. Lessons learned in applying machine learning algorithms to automate the process of selecting candidate wells for hydraulic fracturing. Exposition Oil Gas, 2024, issue 7, P. 70–75. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-70-75

Received: 13.09.2024

Введение

Автоматизация процесса поиска геолого-технических мероприятий (ГТМ) является популярным направлением среди специалистов по разработке нефтяных и газовых месторождений. Данное направление развивается параллельно с ростом вычислительных мощностей компьютеров и накоплением значительных массивов информации, которые требуют принципиально другого уровня обработки. Как следствие, возникает необходимость в развитии систем оперативного принятия решений в условиях постоянно растущих объемов данных.

Существующий подход к поиску и обоснованию скважин-кандидатов для ГРП в большинстве случаев сводится к экспертному анализу. Большой объем геолого-промысловой информации обрабатывается в ручном режиме, скважины рассматриваются точно, а качество оценки геологических рисков напрямую зависит от опыта специалиста. Очевидными недостатками такого подхода являются высокие трудозатраты и необъективность получаемых результатов. Сложность оценки продуктивности скважины после ГРП приводит к необходимости использования гидродинамических симуляторов, которые дают наиболее точный и физически обоснованный результат. Однако высокие трудозатраты на создание и актуализацию гидродинамической модели, а также длительность расчетов не позволяют в полной мере автоматизировать данный процесс и применить его в оперативной работе.

Альтернативным подходом является машинное обучение (ML). В отличие от физического моделирования, ML-модель прогнозирует значение целевой переменной на основе фактических данных, находя

сложные закономерности без предоставления их явной формы. Такой подход значительно упрощает построение модели и имеет высокую скорость расчета. Однако основными недостатками ML-моделей являются их низкая интерпретируемость и отсутствие учета физической составляющей процесса. Для более широкого применения алгоритмов машинного обучения в инженерных расчетах необходимо не только создание интерпретируемых решений, но и интеграция с существующими физико-математическими моделями.

Основная часть

Разработанная система автоматизирует весь цикл сбора и анализа геолого-промысловой информации, а также производит расчет основных показателей разработки в разрезе каждого пласта (рис. 1). Учитываются исторические данные скважины: добыча и закачка, проведенные ГТМ, исследования и т.д. В результате была создана наиболее полная, автоматически обновляемая база данных по всему фонду скважин.

Из полученного массива данных система проводит первичный отбор пар скважина-пласт на основе экспертных ограничений. Критерии отбора могут быть индивидуальны для каждого месторождения в зависимости от геологических параметров продуктивных пластов, конструктивных особенностей скважин, номенклатуры применяемого насосного оборудования, результатов ранее проведенных ГТМ и т.д. Основная задача, решаемая на данном этапе, — это автоматизация принятия типовых решений при отборе скважин-кандидатов.

Для месторождения имени Малыка в качестве критериев отбора задаются минимальные значения остаточных извлекаемых

запасов, расстояния до фронта нагнетания и компенсации отборов. Исключаются пласто-пересечения, по которым ранее проводились неэффективные ГРП (как по целевой скважине, так и по скважинам окружения).

На заключительном этапе производится расчет ожидаемых параметров работы скважин после ГРП: обводненность, коэффициент продуктивности, глубина спуска насосного оборудования, потенциальное забойное давление и дебит жидкости. В результате пользователь получает перечень скважин и пластов с наибольшей потенциальной эффективностью проведения ГРП.

Для прогноза обводненности используется классическая модель машинного обучения на основе градиентного бустинга. Обучающая выборка формируется непосредственно из загруженной базы данных, что позволяет в автоматическом режиме переобучать модель с учетом актуального состояния разработки.

Подбор глубины спуска насоса осуществляется по данным инклинометрии и конструкции скважины, затем рассчитывается целевое забойное давление с учетом максимального содержания свободного газа на приеме насоса.

Для прогноза дебита жидкости после ГРП проведено сравнение различных методов, которые можно разделить на три группы:

1. Физико-математическое моделирование.
2. Модели, основанные на данных (Data Driven-подход).
3. Гибридные модели.

Физико-математическое моделирование — это стандартный подход, основанный на физике рассматриваемого процесса, где точность и скорость расчета напрямую зависят от сложности модели. Для задач автоматизации в данной работе используется упрощенная математическая модель притока к скважине [7], которая обеспечивает удовлетворительную скорость вычислений на больших массивах данных.

Модели, основанные на Data Driven-подходе, характеризуются высокой скоростью расчета и гибкостью настройки на фактические данные, но в некоторых случаях могут давать нефизические результаты. Процесс обучения таких моделей заключается в сборе и подготовке данных, получаемых непосредственно с погружных датчиков, приборов учета, результатов лабораторных исследований и т.д. На основе собранных данных формируется обучающая выборка, которая в дальнейшем подается на вход модели машинного обучения.

Гибридные методы сочетают в себе преимущества предыдущих подходов и имеют различные варианты реализации. Совокупность таких методов получила название физически информированного машинного обучения, или PIML (Physics-informed Machine Learning). Гибридные модели можно условно

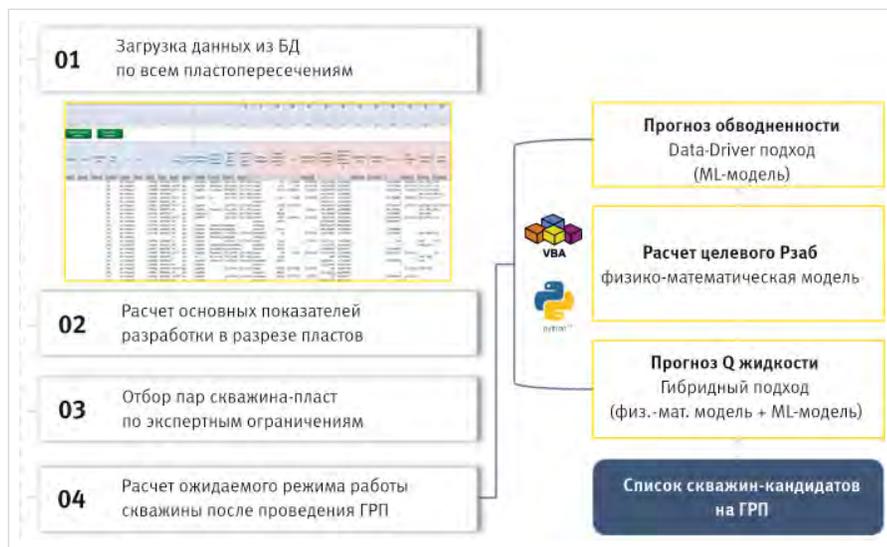


Рис. 1. Общая схема системы поиска скважин-кандидатов на ГРП
Fig. 1. A block diagram for selecting candidate wells for hydraulic fracturing

классифицировать по способу внедрения физических знаний:

1. Обучение физике на основе данных, напрямую воплощающих собой закономерности, присущие реальной системе.
2. Внедрение физики в архитектуру модели.
3. Добавление знаний о физике в функцию потерь модели (Physics-informed Neural Network).

В данной работе рассмотрены два варианта построения гибридных моделей для прогноза дебита жидкости скважин после ГРП, относящиеся к первой группе. Оба варианта принимают за основу решения базовой физико-математической модели, а задачей машинного обучения является снижение ошибки расчета базовой модели.

В первом варианте используется ансамблевая модель на основе метода стекинга (рис. 2). Основная идея данного метода состоит в том, чтобы объединить несколько разнородных моделей в одну линейную метамодель и получить взвешенный прогноз всего ансамбля. Веса настраиваются с помощью алгоритма линейной регрессии. В нашем случае в ансамбль включены три модели машинного обучения (градиентный бустинг, случайный лес, метод опорных векторов), а также базовая модель притока к скважине. Ансамблирование на основе стекинга обеспечивает более высокую точность прогноза в сравнении с отдельными моделями машинного обучения, а также частично решает проблему аномальных прогнозов: если одна из ML-моделей в ансамбле дает аномальный результат, остальные частично корректируют его, при этом общий прогноз ансамбля остается на удовлетворительном уровне.

Из основных недостатков такого подхода стоит отметить сложность интерпретации и внедрения в бизнес-процессы. Кроме

того, базовая физико-математическая модель в ансамбле должна иметь удовлетворительную точность расчета, в противном случае включение такой модели в ансамбль нецелесообразно.

Ввиду указанных ограничений имеет смысл рассмотреть альтернативный вариант построения гибридной модели (рис. 3). В данном варианте за основу принята одна модель машинного обучения, в которой в качестве дополнительных признаков генерируются результаты расчета базовой физико-математической модели. Такой подход значительно сокращает время обучения, имеет хорошую интерпретируемость, а также более прост в реализации и дальнейшей поддержке. При этом оба алгоритма имеют примерно одинаковую точность прогноза.

Генерация дополнительных признаков для гибридной модели

Ввиду того, что основная задача машинного обучения в таком алгоритме — это снижение ошибки расчета базовой модели, то для формирования обучающей выборки необходимо предварительно сгенерировать решения базовой физико-математической модели по действующему добывающему фонду скважин. Из обучающей выборки исключаются скважины с двумя и более работающими пластами для того, чтобы избежать неточности в оценке текущей обводненности и продуктивности по каждому пласту отдельно. В качестве исходных данных для расчета принимаются фактические параметры работающей скважины (объемная обводненность f_w , давление на приеме насоса P_{in} или динамический уровень H_{liq} , пластовое давление P_r , общий скин-фактор S , свойства пласта и флюида, конструкция скважины и т.д.). Таким образом, задача сводится к моделированию текущего режима работы по некоторому

количеству скважин (в зависимости от месторождения) с последующим обучением модели машинного обучения на полученных данных, где целевой переменной будет фактический коэффициент продуктивности. Общий порядок расчета приведен ниже.

Рассчитывается эффективная вязкость жидкости в пластовых условиях μ_{liq} , учитывающая различие в проводимости нефти и воды:

$$\mu_{liq} = \frac{\mu_w \times \mu_o}{k_{rw}(S_w) \times \mu_o + k_{ro}(S_w) \times \mu_w}. \quad (1)$$

Общая сжимаемость системы c_t задается выражением:

$$c_t = c_o \times (1 - S_w) + c_w \times S_w + c_r. \quad (2)$$

Эффективный объемный коэффициент жидкости B_{liq} определяется следующим образом:

$$B_{liq} = B_o \times (1 - f_w) + B_w \times f_w, \quad (3)$$

где μ_w — вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с; μ_o — вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с; k_{ro} — ОФП по нефти, д.ед.; k_{rw} — ОФП по воде, д.ед.; S_w — текущая водонасыщенность, д.ед.; C_o — сжимаемость нефти в пластовых условиях, 1/атм; C_w — сжимаемость воды в пластовых условиях, 1/атм; C_r — сжимаемость породы, 1/атм; B_o — объемный коэффициент расширения нефти, м³/м³; B_w — объемный коэффициент расширения воды, м³/м³; f_w — текущая объемная обводненность продукции, д.ед.

Далее производится расчет коэффициента продуктивности J с использованием математической модели притока к скважине [7]. Для учета текущего состояния призабойной зоны пласта используется скин-фактор, полученный по результатам гидродинамических исследований.

Для расчета текущего забойного давления механизированной скважины P_{wf} требуется проведение гидравлического расчета [2–4], который в итоге сводится к построению профиля давления в скважине:

$$P_{wf} = P_c + \Delta P_0 + \Delta P_1 + \Delta P_2, \quad (4)$$

где P_c — затрубное давление на устье скважины, атм; ΔP_0 — давление столба газа в затрубном пространстве, атм; ΔP_1 — давление газированного столба нефти в затрубном пространстве над приемом насоса, атм; ΔP_2 — потери давления при движении газожидкостной смеси под насосом, атм.

Дебит жидкости Q_{liq} определяется исходя из рассчитанных значений коэффициента продуктивности J и забойного давления P_{wf} в соответствии с [6]:

дебит в точке насыщения:

$$Q_b = J \times (P_r - P_b), \quad (5)$$

максимальный дебит при 100 % нефти:

$$Q_{omax} = Q_b + \frac{J \times P_b}{1,8}, \quad (6)$$

давление для комбинированного уравнения притока при дебите Q_{omax} :

$$P_{wfg} = f_w \times \left(P_r - \frac{Q_{omax}}{J} \right), \quad (7)$$

если $f_w = 1$ и $P_{wfg} > P_b$, то:

$$Q_{liq} = J \times (P_r - P_b). \quad (8)$$



Рис. 2. Ансамблевая модель на основе стекинга
Fig. 2. Stacking-based ensemble model

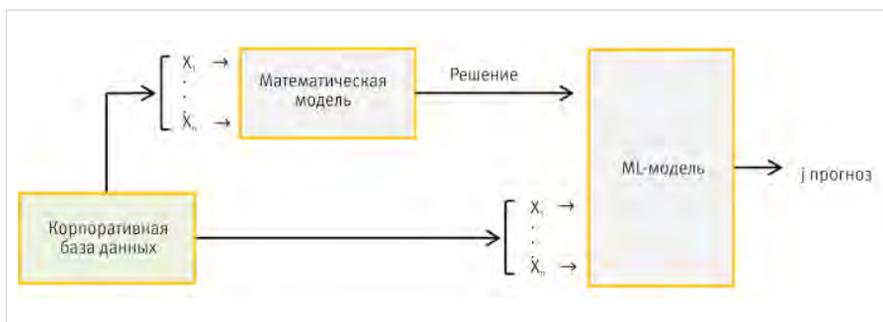


Рис. 3. Модель с генерацией дополнительных признаков с помощью физико-математической модели
Fig. 3. A model with the generation of additional features using a physical and mathematical model

если $f_w < 1$ и $P_{wf} > P_{wfg}$, то:

$$A = 1 + \frac{P_{wf} - (f_w \times P_r)}{0,125 \times f_o \times P_b}, \quad (9)$$

$$B = \frac{f_w}{0,125 \times f_o \times P_b \times J}, \quad (10)$$

$$C = 2 \times A \times B + \frac{80}{Q_{o\max} - Q_b}, \quad (11)$$

$$D = A^2 - \left(80 \times \frac{Q_b}{Q_{o\max} - Q_b} \right) - 81. \quad (12)$$

Если $B = 0$, то:

$$Q_{liq} = \left| \frac{D}{C} \right|. \quad (13)$$

Если $B \neq 0$, то:

$$Q_{liq} = \frac{-C + \sqrt{C^2 - 4 \times B^2 \times D}}{2 \times B^2}. \quad (14)$$

Если $f_w < 1$ и $P_{wf} \leq P_{wfg}$, то:

$$CG = 0,001 \times Q_{o\max}, \quad (15)$$

$$CD = f_w \times \left(\frac{CG}{J} \right) + f_o \times 0,125 \times \times P_b \times \left(-1 + \sqrt{1 + 80 \times \frac{0,001 \times Q_{o\max}}{Q_{o\max} - Q_b}} \right), \quad (16)$$

$$Q_{liq} = \frac{P_{wfg} - P_{wf}}{\frac{CD}{CG} + Q_{o\max}}, \quad (17)$$

где: P_b — давление насыщения нефти в пластовых условиях, атм; f_o — текущая доля нефти в продукции, д.ед.

Расчеты выполняются по всем скважинам, входящим в обучающую выборку, затем производится обучение ML-модели для прогноза коэффициента продуктивности. В качестве независимых параметров модели используются как данные, загружаемые из корпоративной базы данных, так и рассчитанные параметры (μ_{liq} , P_{wf} , J , Q_{liq}). Зависимая переменная — это коэффициент продуктивности, рассчитанный от фактических параметров работы скважины.

Для построения гибридной модели в данной работе используется алгоритм градиентного бустинга над решающими деревьями, который обычно показывает наилучшую точность на выборках с неоднородными табличными данными. Данный алгоритм представляет собой ансамблевую модель, в основе которой лежит итеративное обучение деревьев решений с целью минимизировать функцию потерь.

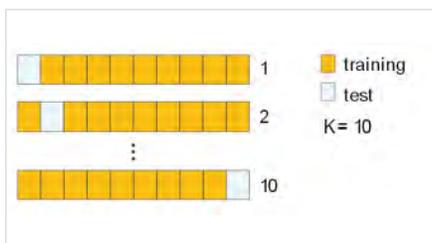


Рис. 4. Разделение выборки по методу k-Fold кросс-валидации
Fig. 4. Sample separation using the k-Fold cross-validation method

Прогноз параметров работы скважины после ГРП

Для получения прогнозных параметров работы скважины после проведения ГРП производятся аналогичные расчеты μ_{liq} , c_p , B_{liq} в пересчете на ожидаемую обводненность по выражениям (1, 2, 3), а также коэффициента продуктивности J с учетом новых значений эффективной мощности пласта и скин-фактора после ГРП.

Далее по данным инклинометрии и конструкции скважины подбирается оптимальная глубина спуска насоса, рассчитывается целевое забойное давление P_{wf} и дебит жидкости Q_{liq} с учетом допустимого содержания свободного газа на приеме насоса. Рассчитанные параметры подаются на вход обученной модели машинного обучения, в результате чего будет получено новое значение коэффициента продуктивности J . Для согласования всех параметров системы расчеты целевого забойного давления P_{wf} , дебита жидкости Q_{liq} и коэффициента продуктивности по ML-модели проводятся итеративно до достижения заданной точности.

Поскольку обучение модели производится на действующих скважинах, по которым также впоследствии необходимо получить прогноз дебита жидкости после ГРП, то для исключения «утечки данных» используется последовательное разделение выборки на заданное количество частей по методу k-Fold кросс-валидации (рис. 4):

- пользователь задает целое число k , меньшее числа строк в обучающей выборке;
- обучающая выборка разбивается на k одинаковых частей (фолдов);

- производится k итераций, во время каждой из которых по одному фолду рассчитывается прогнозный дебит жидкости после ГРП по описанному выше алгоритму, а оставшаяся часть данных выступает в качестве обучающей выборки для k -ой модели.

Количество фолдов выбирается пользователем, исходя из требований к скорости и точности расчета, а также размера обучающей выборки. Более высокая точность прогноза достигается при максимальном значении k ($k = \text{размер выборки} - 1$), но при этом будет произведено k итераций обучения модели, что может значительно увеличить время расчета на больших выборках.

Для месторождения имени Малыка общий размер выборки составил 460 строк и 18 признаков. На рисунке 5 приведена оценка важности параметров обученной модели с использованием Python-библиотеки SHAP [10]. Наибольшее влияние на прогноз модели оказывают параметры, сгенерированные с помощью базовой физико-математической модели: «Дебит жидкости (базовая модель)», «Кэф. продуктивности (базовая модель)».

Описанный алгоритм реализован на базе Microsoft Excel с использованием языков программирования VBA и Python. Загрузка геолого-промысловой информации из корпоративной базы данных осуществляется в автоматическом режиме с помощью SQL-запросов. При разработке моделей машинного обучения применяется стандартный набор Python-библиотек: «Numpy», «Pandas», «Scikit-learn», «CatBoost», «Optuna».

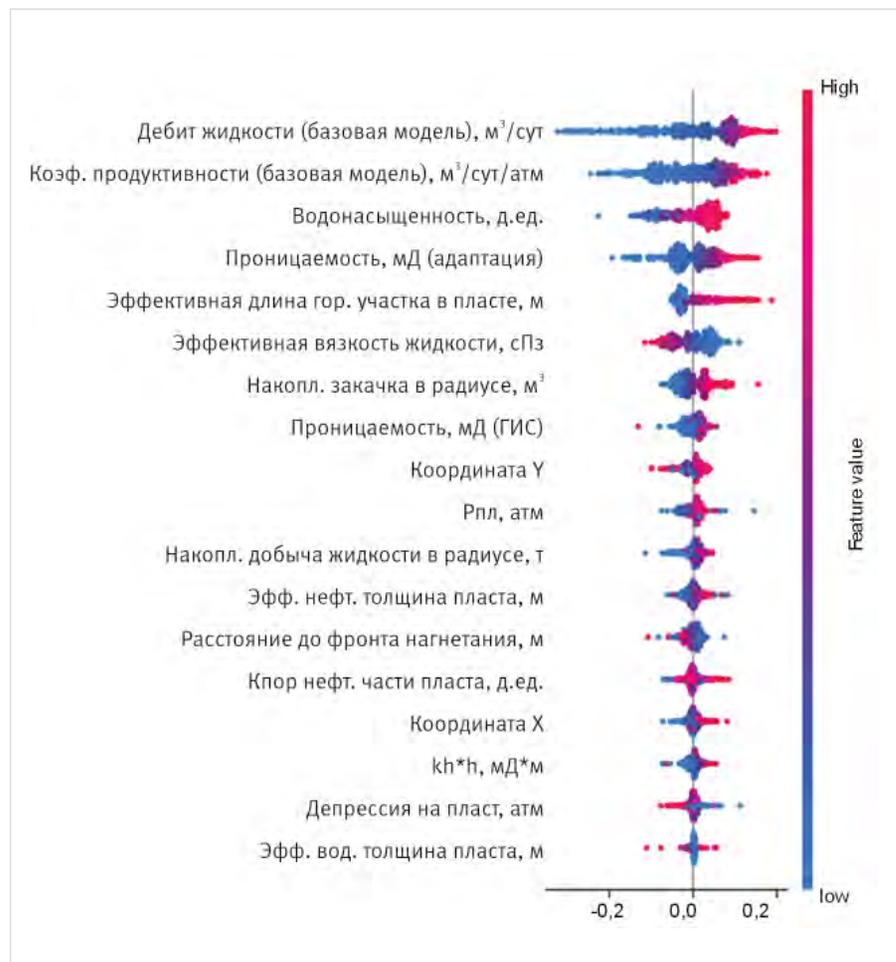


Рис. 5. Важность признаков модели
Fig. 5. Importance of model features

Табл. 1. Средние значения метрик по результату поэлементной кросс-валидации
 Tab. 1. Average metrics based on the leave-one-out cross-validation

МОДЕЛЬ	RMSE	R2
Гибридная модель	53,303 (+\– 49,009)	0,785
Gradient Boosting Machine	59,988 (+\– 53,653)	0,734
Random Forest	65,105 (+\– 56,059)	0,697
Support Vector Machine	65,838 (+\– 57,920)	0,684
Математическая модель	84,082 (+\– 112,611)	0,637

Оценка качества модели

Для сравнения качества прогноза проведены тестовые расчеты дебита жидкости с применением рассмотренных методов (рис. 6) на действующих скважинах. Оценка проведена с применением поэлементной перекрестной проверки (k = размер выборки – 1) по следующей метрике:

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - \hat{y}_i)^2}, \quad (18)$$

где N – число наблюдений в выборке, y_i – фактическое значение целевого параметра, ŷ_i – прогнозное значение целевого параметра.

По результатам тестирования гибридная модель показала более высокую точность прогноза в сравнении с другими подходами.

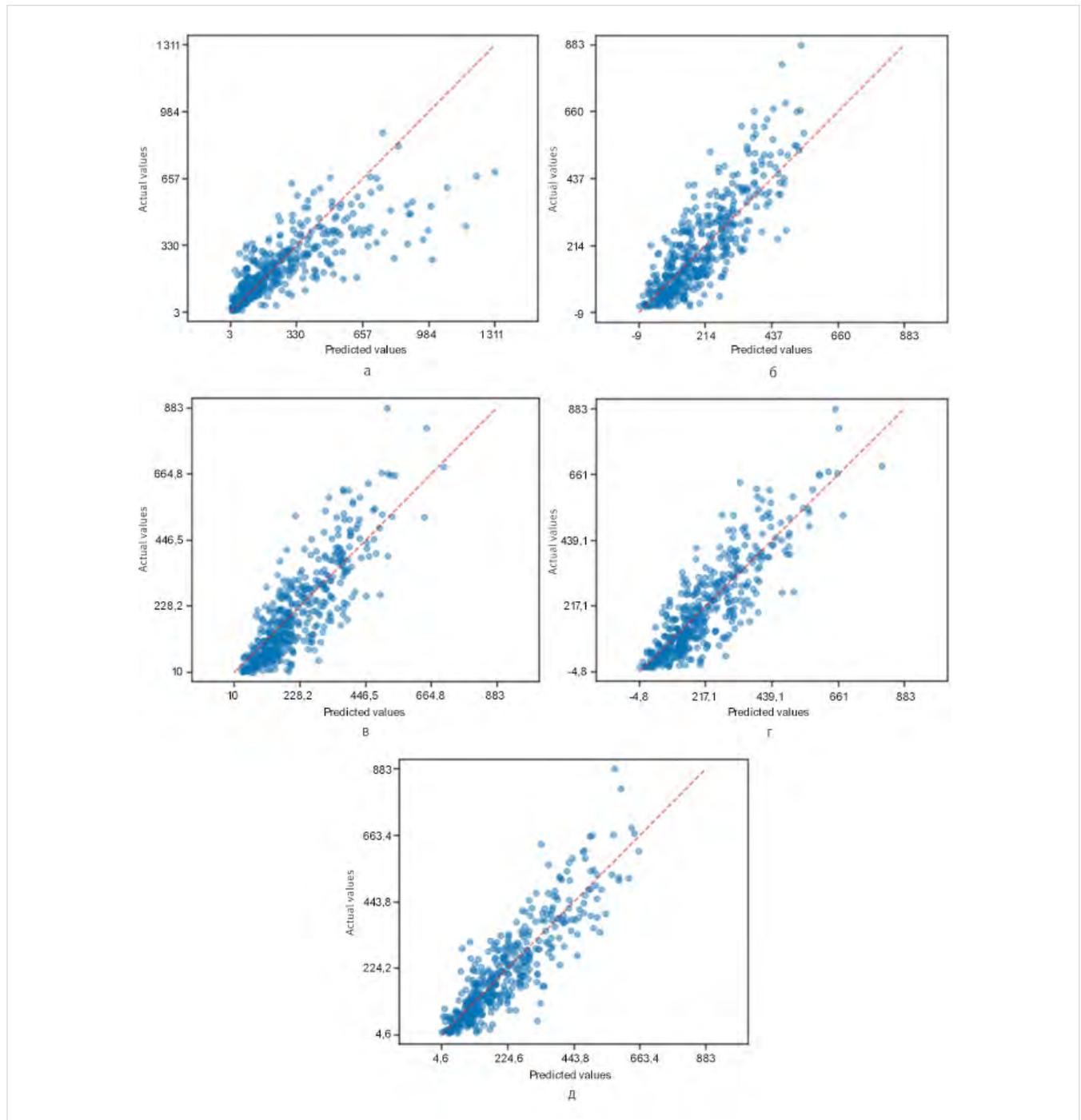


Рис. 6. Результат тестирования различных моделей для прогноза дебита жидкости: а – физико-математическая модель; б – support vector machine; в – random forest; г – gradient boosting machine; д – гибридная модель

Fig. 6. The result of testing various models for predicting liquid rates: а – physical-mathematical model; б – support vector machine; в – random forest; г – gradient boosting machine; д – hybrid model

Полученные средние значения метрик качества приведены в таблице 1.

Итого

На текущий момент разработанная система проходит апробацию на месторождении имени Малыка. Подобрано четыре скважины-кандидата для ГРП, которые находятся в стадии реализации. Практический результат применения подобных решений показывает не только значительное сокращение ручного труда, но и дает комплексную оценку потенциала объектов разработки к проведению ГРП.

Выводы

На данный момент применение алгоритмов машинного обучения в области физического моделирования является перспективным направлением для исследований. Особый интерес представляют гибридные модели, в которые тем или иным образом могут быть внедрены знания о физических законах. В данной работе представлена программная реализация автоматизированной системы поиска скважин-кандидатов для гидравлического разрыва пласта с применением гибридной модели. Приведено сравнение качества прогнозирования гибридной модели и классических методов на основе

физико-математического моделирования и алгоритмов машинного обучения. По результату тестирования гибридная модель показала более высокое качество прогнозирования продуктивности скважины в сравнении с классическими подходами.

Литература

1. Qin S.J., Chiang L.H. Advances and opportunities in machine learning for process data analytics. *Computers & Chemical Engineering*, Vol. 126, P. 465–473. (In Eng).
2. Ansari A.M., Sylvester N.D., Sarica C., Shoham O., Brill J.P. A comprehensive mechanistic model for upward two-phase flow in wellbores. *SPE Production & Facilities*, 1994, Vol. 9, issue 2, P. 143–151. (In Eng).
3. Beggs H.D., Brill J.P. A study of two-phase flow in inclined pipes. *Journal of Petroleum Technology*, 1973, Vol. 25, issue 5, P. 607–617. (In Eng).
4. Hasan A.R., Kabir C.S. A study of multiphase flow behavior in vertical wells. *SPE Production Engineering*, 1988, Vol. 3, issue 2, P. 263–272. (In Eng).
5. Vogel J.V. Inflow performance relationships for solution gas drive wells. *Journal of Petroleum Technology*, 1968, Vol. 20, issue 1, P. 83–92. (In Eng).
6. Brown K.E. *The Technology of artificial lift methods*. Tulsa: PennWell Books, 1984, 474 p. (In Eng).
7. ПАО НК «Роснефть». Методические указания Компании «Расчет геологических показателей программ эксплуатационного бурения и резарезки боковых стволов». 2022.
8. Bikmukhametov T., Jäschke J. Combining machine learning and process engineering physics towards enhanced accuracy and explainability of data-driven models. *Computers and Chemical Engineering*, 2020, Vol. 138, 106834. (In Eng).
9. Бикбулатов С.М., Пашали А.А. Анализ и выбор методов расчета градиента давления в стволе скважины // Нефтегазовое дело. 2005. № 2. С. 12. URL: https://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Bikbulatov/Bikbulatov_1.pdf (дата обращения: 15.09.2024).
10. Lundberg S.M., Erion G.G., Lee S.I. Consistent individualized feature attribution for tree ensembles. *arXiv preprint arXiv*, 2018, URL: <https://arxiv.org/pdf/1802.03888> (accessed: 15.09.2024). (In Eng).

ENGLISH

Results

At the moment, the developed system is being tested at the Malyk Field. Four candidate wells have been selected for hydraulic fracturing jobs which are under implementation. The practical outcomes of such solutions show not only a significant reduction in manual efforts, but also provide a comprehensive assessment of the development potential of hydraulic fracturing targets.

Conclusions

At the moment, the machine learning algorithms applied in physical modeling are a promising area for research. Hybrid models are of

particular interest where the knowledge about physical laws can be introduced in one way or another.

This paper presents a software implementation of an automated system for selecting candidate wells for hydraulic fracturing using a hybrid model. The prediction quality of the hybrid model and classical methods based on physical and mathematical modeling and machine learning algorithms was compared. The test results showed that the hybrid model has a higher quality of predicting well productivity in comparison with classical approaches.

References

1. Qin S.J., Chiang L.H. Advances and opportunities in machine learning for process data analytics. *Computers & Chemical Engineering*, Vol. 126, P. 465–473. (In Eng).
2. Ansari A.M., Sylvester N.D., Sarica C., Shoham O., Brill J.P. A comprehensive mechanistic model for upward two-phase flow in wellbores. *SPE Production & Facilities*, 1994, Vol. 9, issue 2, P. 143–151. (In Eng).
3. Beggs H.D., Brill J.P. A study of two-phase flow in inclined pipes. *Journal of Petroleum Technology*, 1973, Vol. 25, issue 5, P. 607–617. (In Eng).
4. Hasan A.R., Kabir C.S. A study of multiphase flow behavior in vertical wells. *SPE Production Engineering*, 1988, Vol. 3, issue 2, P. 263–272. (In Eng).
5. Vogel J.V. Inflow performance relationships for solution gas drive wells. *Journal of Petroleum Technology*, 1968, Vol. 20, issue 1, P. 83–92. (In Eng).
6. Brown K.E. *The Technology of artificial lift methods*. Tulsa: PennWell Books, 1984, 474 p. (In Eng).
7. “NK “Rosneft” PJSC. Calculation of geological indicators of programs of operational drilling and cutting of side shafts. 2022. (In Russ).
8. Bikmukhametov T., Jäschke J. Combining machine learning and process engineering physics towards enhanced accuracy and explainability of data-driven models. *Computers and Chemical Engineering*, 2020, Vol. 138, 106834. (In Eng).
9. Bikbulatov S.M. Pashali A.A. Analysis and selection of wellbore pressure gradient estimation methods. *Oil and Gas Business*, 2005, issue 2, P. 12, URL: https://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Bikbulatov/Bikbulatov_1.pdf (accessed: 15.09.2024). (In Russ).
10. Lundberg S.M., Erion G.G., Lee S.I. Consistent individualized feature attribution for tree ensembles. *arXiv preprint arXiv*, 2018, URL: <https://arxiv.org/pdf/1802.03888> (accessed: 15.09.2024). (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Галеев Айрат Алмазович, главный специалист управления автоматизации процессов и менеджмента данных, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: aagaleev@tnnc.rosneft.ru

Синицына Татьяна Ивановна, начальник управления инжиниринга добычи, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Galeev Airat Almazovich, chief specialist of the process automation and data management division, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: aagaleev@tnnc.rosneft.ru

Sinitsyna Tatyana Ivanovna, head of the production engineering division, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Оптимизация проектных решений разработки нефтегазовых залежей в условиях высоких геологических неопределенностей

Калиберов И.А.¹, Топалова Т.Э.¹, Попов А.Е.¹, Назаров А.В.¹, Снохин А.А.², Пермяков А.В.²

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; ²ООО «Кынско-Часельское нефтегаз», Тюмень, Россия
iakaliberov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

Представлена методика поиска оптимальных технологических решений для проектирования разработки в условиях высокой геологической неопределенности на основе многовариантного моделирования и автоматизированного выбора траекторий скважин.

Материалы и методы

Гидродинамическое моделирование (многовариантные расчеты), автоматизированный воркфлоу, комплексная оценка.

Ключевые слова

комплексная оценка неопределенностей, гидродинамическое моделирование, многовариантные расчеты, автоматизированный воркфлоу

Проект выполнен при технической поддержке специалистов компании «Рок Флоу Динамикс».

Для цитирования

Калиберов И.А., Топалова Т.Э., Попов А.Е., Назаров А.В., Снохин А.А., Пермяков А.В. Оптимизация проектных решений разработки нефтегазовых залежей в условиях высоких геологических неопределенностей // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 7. С. 76–83.
DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-76-83

Поступила в редакцию: 04.10.2024

OIL PRODUCTION

UDC 622.279 | Original Paper

Field development plan optimization in conditions of high geological uncertainties

Kaliberov I.A.¹, Topalova T.E.¹, Popov A.E.¹, Nazarov A.V.¹, Snokhin A.A.², Permiakov A.V.²

¹“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia; ²“Kinsko-Chaselskoe neftegas” LLC, Tyumen, Russia
iakaliberov@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The article describes methodology of optimal well planning task automated solution search in conditions of high geological uncertainty at new greenfield asset. Methodology worked out by authors includes multivariable geological and hydrodynamic model calculation with subsequent automated generation of well trajectories set and optimal new wellbore position finding.

Materials and methods

Reservoir simulation (multivariate calculations), automated workflow, comprehensive assessment.

Keywords

comprehensive assessment of uncertainties, geological modeling, reservoir simulation, multivariate calculations, automated workflow, optimal well planning

For citation

Kaliberov I.A., Topalova T.E., Popov A.E., Nazarov A.V., Snokhin A.A., Permiakov A.V. Field development plan optimization in conditions of high geological uncertainties. Exposition Oil Gas, 2024, issue 7, P. 76–83. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-76-83

Received: 04.10.2024

Введение

В связи с вовлечением в эксплуатацию новых активов компания ПАО «НК «Роснефть» особое внимание уделяет разработке высокотехнологичных цифровых решений для всесторонней оценки геологических и технологических рисков в проектах разработки месторождений нефти и газа в труднодоступных районах Крайнего Севера.

Решение данной задачи в целом включает четыре основных этапа:

1. Оценка геологических неопределенностей объекта разработки.
2. Оценка рисков достижения проектного коэффициента извлечения нефти (КИН) и коэффициента извлечения газа (КИГ).
3. Поиск оптимальных технологических решений для минимизации выявленных

рисков и неопределенностей для получения максимально возможной суммарной добычи углеводородов (УВ).

4. Оценка рентабельности проекта разработки с учетом наиболее вероятных (P50), оптимистичных (P10) и пессимистичных (P90) моделей строения объекта. Принятие решения о вводе объекта в эксплуатацию, порядке

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ ОКТЯБРЬ 7 (108) 2024

и последовательности бурения эксплуатационных скважин.

Авторами данной статьи выполнена работа по созданию единого рабочего процесса многовариантной оценки профиля добычи по вновь вводимой в разработку нефтяной залежи и поиску оптимального решения для бурения 3 горизонтальных скважин в условиях высокой геологической неопределенности целевого объекта. Смысл данного подхода заключается в выявлении в пределах залежи зон наиболее вероятных запасов нефти, которые должны быть вовлечены в процесс дренирования в первую очередь, и зон с более низкой вероятностью промышленной нефтеносности, вовлечение в разработку которых будет зависеть от результатов бурения первых, наиболее «обрискованных» скважин. Выбор уверенных зон для эксплуатационного бурения осуществлялся на основании двух основных критериев: наличие промышленных запасов нефти в вариантах геологической модели пласта квантилей P90, P50, P10 и достаточно близкие значения проектного уровня суммарной добычи УВ по всем вариантам модели. В менее уверенных зонах наличие промышленных запасов нефти выявлено только в вариантах модели P10 и P50. И наименее уверенные зоны — это краевые участки залежи, наличие запасов в которых выявлено только в оптимистичном варианте модели (квантиль P10), в этих зонах наблюдается очень широкий разброс в оценках накопленной добычи по проектным скважинам из-за высокого уровня неопределенности входных параметров. Решение о вовлечении краевых зон в эксплуатацию будет приниматься только по результатам бурения первоочередных проектных скважин. Для всех отранжированных зон проводился оптимизационный расчет траекторий горизонтальных скважин с целью выявления наиболее эффективного направления бурения с максимальным прогнозом по суммарной добыче. В зонах с высокой вероятностью неподтверждения запасов такой подход позволяет оптимизировать траектории скважин для выхода на проектный уровень добычи по объекту в целом за счет изменения взаимного расположения скважин в пласте либо дает возможность сократить затраты на освоение месторождения за счет отказа от бурения низкодебитных и быстро обводняющихся скважин.

Применимость

Разработанная сотрудниками ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (ООО «ТННЦ») методика поиска наиболее оптимального положения траекторий горизонтальных скважин направлена на достижение максимально возможного КИН и проектного уровня добычи в случае ухудшения фактических свойств пласта относительно заложенных в проектный документ.

На данный момент имеется проектный документ с утвержденной геологией и утвержденной расстановкой скважин (3 горизонтальных скважины и 1 наклонно-направленная). Цель работы заключается в учете имеющихся геологических и гидродинамических рисков с последующим автоматизированным расчетом положения траекторий новых скважин, альтернативных утвержденным.

Практическая реализация методики включает три этапа:

1. Оценка геологических неопределенностей и создание многовариантной геологической модели (ГМ).
2. Оценка гидродинамических неопределенностей и создание многовариантной гидродинамической модели (ГДМ) с адаптацией на результаты исследований в скважинах.
3. Актуализация алгоритма автоматического поиска оптимальной траектории горизонтальной скважины (ГС), ранее разработанного специалистами ООО «ТННЦ» [2] под задачу оптимальной расстановки скважин на многовариантной ГДМ.

На рисунках 1 и 2 и в таблице 1 приведены основные геолого-физические характеристики эксплуатационного объекта, использованного в расчетном эксперименте.

Геологические особенности объекта исследований (этап 1)

В качестве объекта моделирования выбран продуктивный пласт одного из месторождений юго-восточной части Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО). Пласт представлен чередованием алевритовых глин и линзовидных прослоев песчаников в разной степени биотурбированных и карбонатизированных.

Выполненные ранее работы на месторождении давали противоречивые сведения о характере насыщения и закономерностях распределения продуктивных пород, поэтому

было принято решение о создании многовариантной геолого-технологической модели, учитывающей все основные варианты строения резервуара и диапазоны возможного варьирования фильтрационно-емкостных свойств [1, 2].

С точки зрения оценки запасов углеводородного сырья и прогноза технологических показателей разработки выбранного объекта наибольшую неопределенность представляла собой лито-фациальная модель, контролирующая объем и распределение проницаемых пород в пласте. Низкая плотность поисково-разведочного бурения на изучаемой площади не позволяла однозначно определить границы глинизации песчаных линз, поэтому на первом этапе работ по результатам детального сейсмо-фациального и седиментологического анализа были сформулированы три возможных сценария концептуальной модели объекта (рис. 3). Данные сценарии имеют разную степень вероятности, определяемую по степени уверенности прослеживания границ полной глинизации линзовидных тел на срезах динамических атрибутов сейсмической записи. Ниже на рисунке представлены три варианта развития баровых песчаных тел с разной степенью связанности, вероятность проявления данных сценариев концептуальной модели оценена как квантили P10, P50, P90.

Оценка геологических неопределенностей и создание многовариантной геологической модели (ГМ)

Полученные на этапе детального лито-фациального анализа три варианта концепции развития песчаных линз далее были использованы в анализе чувствительности объема начальных геологических запасов нефти к неопределенностям в картировании структурных границ залежи, внутренней неоднородности пласта и оценке петрофизических свойств пород.

На рисунках 4 и 5 представлена диаграмма-торнадо, построенная по результатам анализа чувствительности, и распределение начальных геологических запасов на основании расчета 300 равновероятных реализаций модели пласта.

По результатам анализа 300 реализаций ГМ было установлено, что диапазон изменения запасов достаточно широк и для оптимального планирования бурения нужно

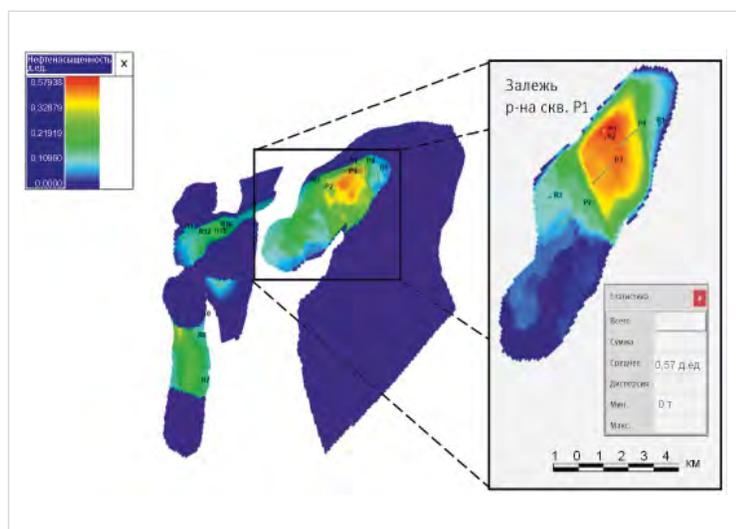


Рис. 1. Гидродинамическая модель пласта А
Fig. 1. Reservoir simulation model of the bed A

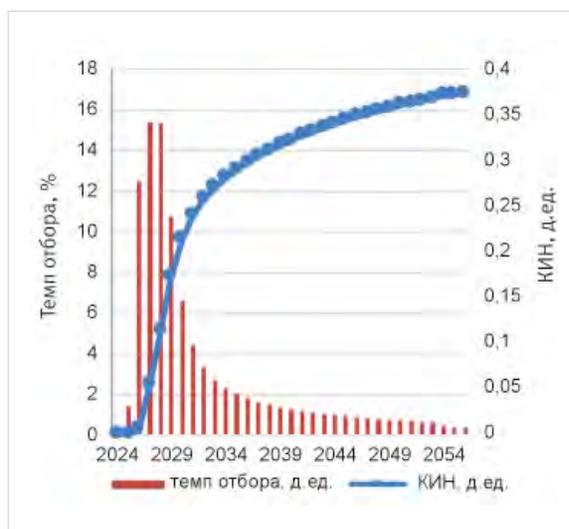


Рис. 2. Темп отбора КИН
Fig. 2. Rate of recovery Oil Recovery Factor

рассматривать все три варианта развития базовых систем (рис. 5). С целью «обрисовки» проектных скважин рассматривались варианты наиболее вероятного P50, пессимистичного P90 и оптимистичного объема НГЗ нефти в пласте.

На базе ключевых геологических моделей (квантили P90, P50, P10) построена карта геологических рисков (статистически уверенных зон) для оптимального размещения проектного фонда эксплуатационных скважин (рис. 6). Цветовое ранжирование карты рисков

определяется степенью подтверждаемости наличия запасов в трех крайних вариантах модели: зеленая зона минимальных рисков оконтуривает область присутствия промышленных запасов нефти во всех вариантах модели, желтая зона соответствует области продуктивности в моделях квантилей P50 и P10, красная зона максимального риска может быть продуктивной только по варианту модели P10, наиболее оптимистичному. Исходя из данной карты рисков следует, что первые, наиболее уверенно обоснованные скважины,

необходимо бурить в центральной части линзы, отмеченной на карте рисков зеленым цветом. Смещение проектных скважин к западной и южной литологическим границам линзы (желтая зона) потенциально будет зависеть от динамики подтверждаемости продуктивной мощности в первых пробуренных скважинах. Краевая часть нефтяной залежи, отмеченная красным цветом, представляет собой зону максимального геологического риска и может быть вовлечена в процесс разбуривания только после подтверждения положения структурных границ пласта.

Табл. 1. Геолого-физическая характеристика залежи
Tab. 1. Geological and physical characteristics of the deposit

Параметры	Объекты (залежи)
Пласт	А
	Район скв. P1
Средняя глубина залегания (а. о.), м	-3 168
Тип залежи	Пластовая, лит-ки экр-ая
Тип коллектора	терригенный
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	5,2
Средняя водонасыщенная толщина, м	3,2
Пористость, д.ед. (газ/нефть)	- / 0,19
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,57
Проницаемость, мД	774,5
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,6
Коэффициент расчлененности, доли ед.	9,7
Начальная пластовая температура, °С	77,3
Начальное пластовое давление, МПа	32,8
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,50
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,701
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,810
Давление насыщения нефти газом, МПа	19,7
Газосодержание нефти, м ³ /т	156,0
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,379
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,0025
Коэффициент вытеснения (водой), доли ед.	0,486
Коэффициент вытеснения (газом), доли ед.	-
Средняя продуктивность, ×10 м ³ (сут·МПа)	46,2
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	
В том числе: по запасам категории В1/В2	0,386

Оценка гидродинамических неопределенностей и создание многовариантной гидродинамической модели (ГДМ) с адаптацией на результаты исследований в скважинах (этап 2)

На основе исследований керна устанавливаются связи между параметрами, по которым рассчитываются масштабированные значения концевых точек функций относительных фазовых проницаемостей (ОФП). В качестве зависимости используются линейные, логарифмические, степенные и экспоненциальные функции. В качестве примера на рисунке 7 приведен график зависимости остаточной нефтенасыщенности от коэффициента вытеснения и связанной водонасыщенности.

Для создания многовариантной гидродинамической модели пласта А была проведена оценка неопределенностей фильтрационных свойств пород и флюидов, оказывающих влияние на прогнозный профиль добычи. Такие параметры, как связанная и критическая водонасыщенности, остаточная нефтенасыщенность, ОФП нефти и ОФП воды при остаточной нефтенасыщенности, являются важными характеристиками взаимодействия флюидов между собой.

Определены диапазоны неопределенностей для каждого из параметров, и в целом проанализированы возможные формы кривых ОФП на основе данных исследования керна. От вида кривых (наряду с соотношением вязкостей флюидов) будут зависеть главным образом темпы обводнения. От проницаемостей и сжимаемости порового пространства будет зависеть скорость распространения давления в пласте при прогнозе расчета.

На рисунке 8 представлен сводный график изменения коэффициента извлечения нефти (КИН), построенный по результатам расчета базовых, максимальных

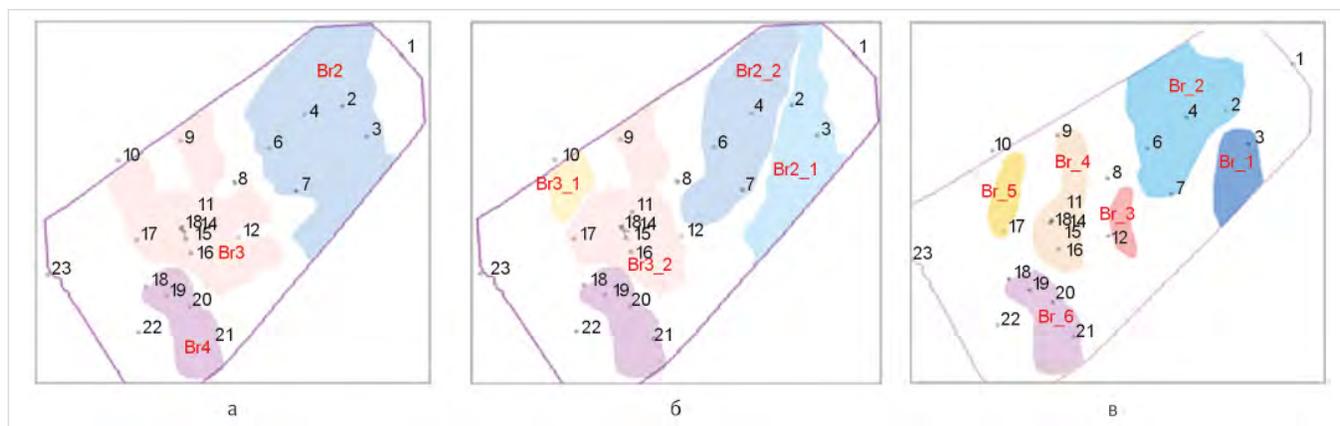


Рис. 3. Варианты распределения линз базового генезиса: а — вариант P10 — максимальная связность линзовых тел; б — вариант P50 — умеренная связность; в — P90 — набор полностью изолированных песчаных линз
Fig. 3. Distribution variants of bar genesis lenses: а — variant P10 — maximum connection of lensed bodies; б — variant P50 — mean cohesion; в — P90 — set of full isolated sand lenses

Табл. 2. Диапазон изменения коэффициента вытеснения нефти
 Tab. 2. Range of change in oil displacement coefficient

Диапазон значений		
Минимальный	Среднее	Максимальный
$(1-SWL)-(-0,8537 \times SWL+0,62) \times (1-SWL)$	$(1-SWL)-(-0,8537 \times SWL+0,7986) \times (1-SWL)$	$(1-SWL)-(-0,8537 \times SWL+0,94) \times (1-SWL)$

и минимальных вариантов гидродинамической модели залежи с тремя горизонтальными и одной наклонно-направленной скважинами (ННС). Расчет проводился с разделным варьированием основных фильтрационных параметров пласта и флюида. Анализ полученных профилей добычи показывает, что наибольшее влияние на объем добываемого продукта оказывают проницаемость, остаточная нефтенасыщенность (Critical Saturation of Oil in Water – SOWCR), относительная проницаемость по воде при остаточной нефтенасыщенности (Relative Water Permeability in Critical Oil Saturation – KRWR), форма кривых ОФП и проницаемость аквифера (водоносного пласта).

Для проведения дальнейших многовариантных расчетов исключены следующие параметры, оказывающие незначительное влияние (<5 % в амплитуде) на накопленную добычу нефти: максимальная ОФП нефти (Oil Relative Permeability – KRO), критическая насыщенность водой (Saturation of Critical Water – SWCR), остаточная водонасыщенность (Lower Water Saturation – SWL). Полученные результаты и процентное соотношение влияния параметров представлены на диаграмме типа «Торнадо» (рис. 9). Серым цветом обозначены параметры, минимально влияющие на накопленную добычу нефти. Они были исключены из дальнейших расчетов.

Уточнение концептуальной и базовой геолого-гидродинамической модели пласта привело к изменению геометрии залежей и увеличению начальных геологических запасов нефти по сравнению с утвержденным ранее вариантом и, как следствие, к увеличению прогнозируемой накопленной добычи. Также изменилась проницаемость и ее распределение по пласту, что также позволило повысить отбор нефти. На рисунке 10 показан веер полученных реализаций гидродинамических расчетов. Реализации ГДМ, соответствующие квантилям вероятности P10, P50,

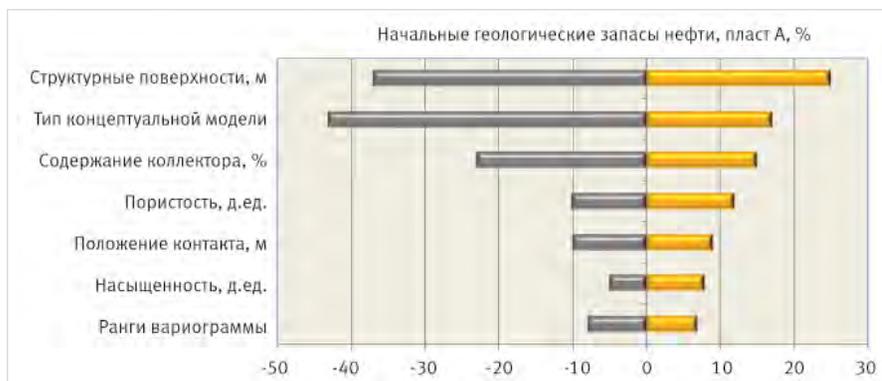


Рис. 4. Торнадо-диаграмма
 Fig. 4. Tornado-plot

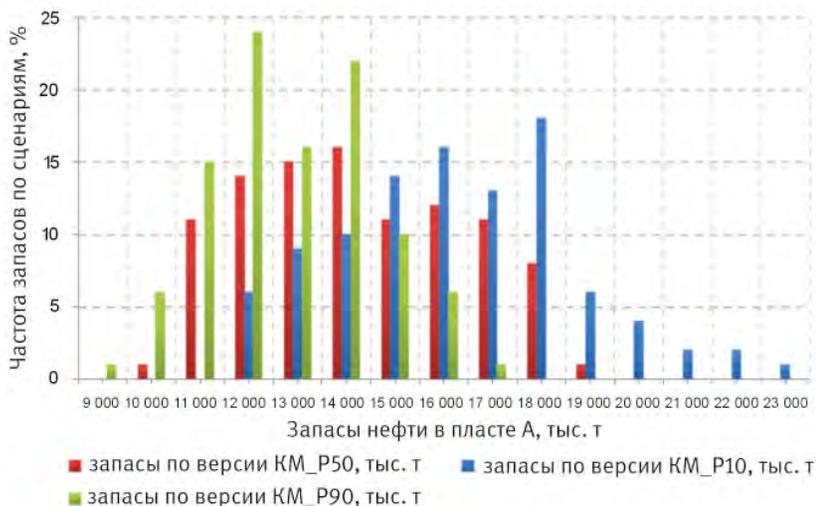


Рис. 5. Гистограмма распределения начальных запасов нефти в пласте А
 Fig. 5. Histogram of initial oil reserves distribution in the A bed

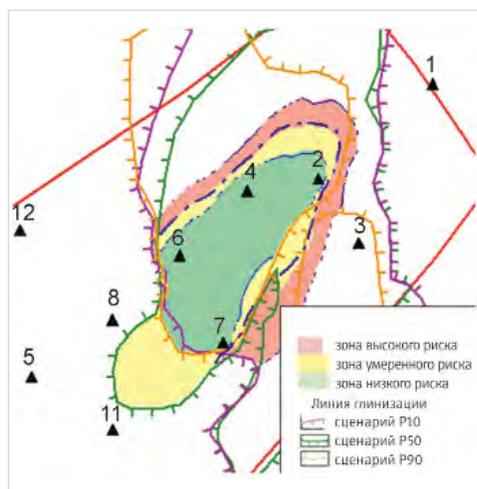


Рис. 6. Карта статистически уверенных зон для эксплуатационного бурения
 Fig. 6. Map of statistically true zones for development drilling

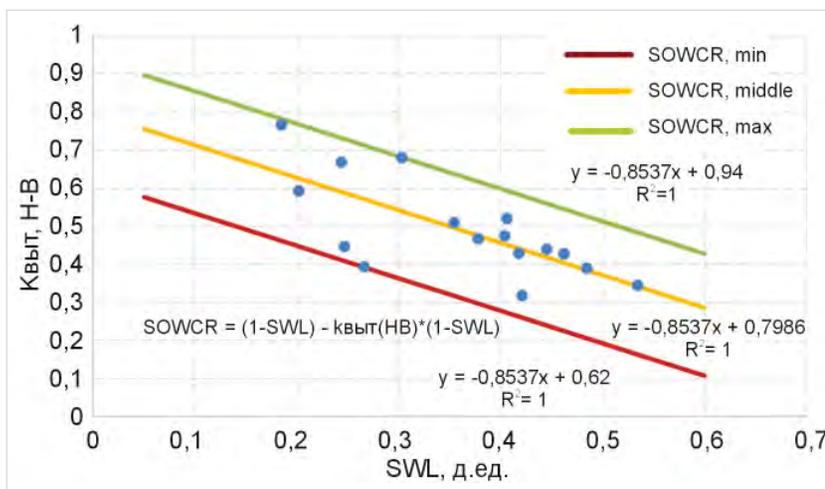


Рис. 7. Зависимость остаточной нефтенасыщенности от коэффициента вытеснения и связанной водонасыщенности
 Fig. 7. Dependence of residual oil saturation from oil sweep efficiency factor and connate water saturation

Р90, определялись комплексным учетом различных лито-фациальных геологических моделей, переменных матрицы неопределенностей (геология, форма кривых ОФП, проницаемость аквифера, концевые точки: KRWR, SOWCR, SOGCR). Анализ полученных результатов показал значительный разброс объема накопленной добычи и коэффициента конечного нефтеизвлечения при варьировании фильтрационных параметров относительно

базового варианта модели P50: от -70 % в минимальном варианте до +50 % в максимальном (рис. 10).

Максимальный накопленный отбор нефти (профиль P10) из всех вариаций модели достигается за счет оптимистичного сценария лито-фациальной модели пласта P10, базового сценария по проницаемости пласта, пониженного значения остаточной нефтенасыщенности (SOWCR), повышенной

проницаемости аквифера, пониженной ОФП по воде при остаточной нефтенасыщенности (KRWR) и базовой формы кривой ОФП по нефти.

Расчет с минимальным накопленным отбором нефти (профиль P90) получен при использовании пессимистичного сценария лито-фациальной модели пласта P90, базового сценария по проницаемости пласта, повышенного значения SOWCR, базовой проницаемости аквифера, повышенной KRWR и формы кривой ОФП по нефти ниже базовой.

Таким образом, на основе полученных множественных реализаций гидродинамической модели проведен детальный статистический анализ, позволяющий определить «коридор» возможных вариаций профиля накопленной добычи нефти за весь период эксплуатации в зависимости от отклонения фактических значений основных параметров объекта от принятых в проектной документации. Исползованный подход детального лито-фациального моделирования позволил увеличить показатели прогнозной добычи по пласту А, накопленная нефть по базовой реализации выше утвержденного уровня на 24,3 %. Бурение эксплуатационных скважин, запланированное на 2025 г., позволит подтвердить выводы по концептуальному строению пласта [4].

Для достижения проектного профиля добычи при существенном отклонении фактического строения пласта от принятого в базовом варианте P50 на последнем этапе оптимизации проектных решений был выполнен итерационный автоматизированный подбор траекторий горизонтальных скважин на вариантах модели P10 и P90. Производительность проектных скважин в итоге остается практически на одном уровне, независимо от степени близости свойств моделируемого пласта с базовым (утвержденным) вариантом P50.

Поиск оптимальных траекторий скважин для минимизации влияния выявленных неопределенностей на профиль добычи (этап 3)

На третьем этапе данной работы был проведен дополнительный анализ проектных

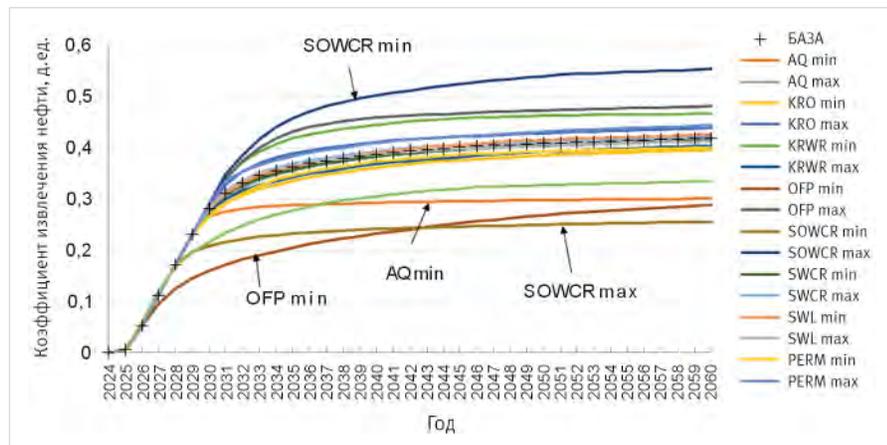


Рис. 8. Сводный график коэффициента нефтеизвлечения
Fig. 8. Summary plot of oil recovery factor



Рис. 9. Торнадо-диаграмма, описывающая влияние параметров неопределенности на профиль добычи нефти
Fig. 9. Tornado-plot, describing influence of uncertainty parameters on oil production profile

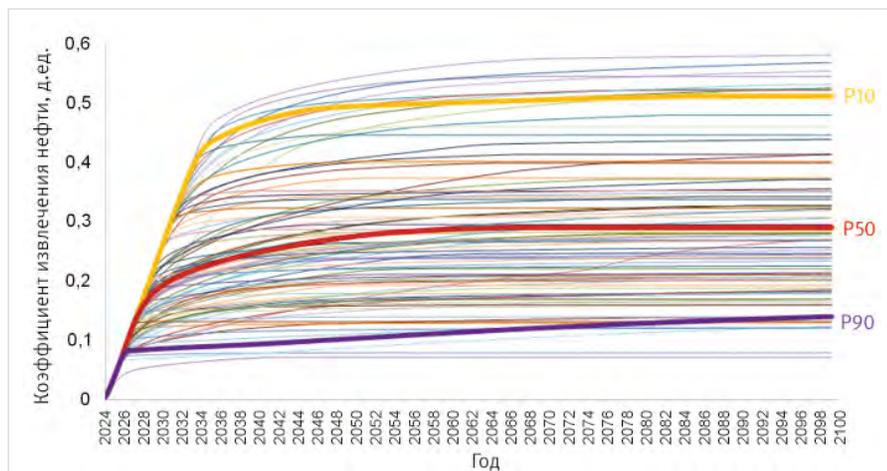


Рис. 10. Вероятностная оценка коэффициента нефтеизвлечения за прогнозный период
Fig. 10. Probabilistic estimation of oil recovery factor due to forecast period

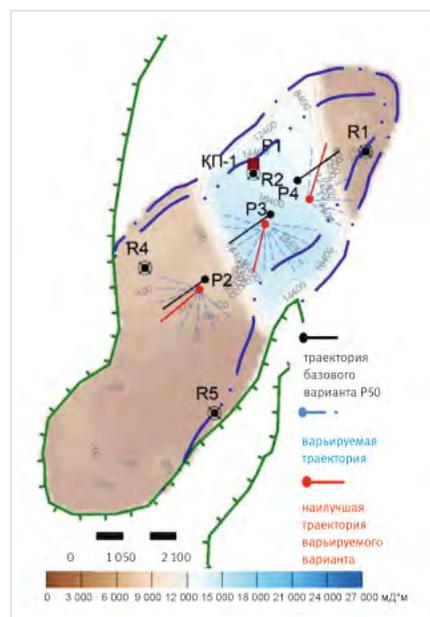


Рис. 11. Карта проводимости KH из модели P50
Fig. 11. Map of conductivity KH from the P50 model

решений с целью выявления возможности сохранения и улучшения показателей работы проектных скважин в случае существенного отклонения фактических параметров пласта от модельных расчетов.

Для этого на вариантах P10, P50, P90 гидродинамической модели пласта А был выполнен автоматический подбор оптимальных траекторий проектных горизонтальных скважин. Алгоритм расчета детально изложен в статье Society of Petroleum Engineers SPE206574 [4, 5].

Прогнозный расчет добычи нефти в данной работе выполнен для трех горизонтальных эксплуатационных скважин и одной наклонно-направленной. Расположение скважин и профиль траекторий горизонтальной секции были выбраны исходя из утвержденных проектных документов и рассматривались в качестве эталонного варианта для последующего сопоставления с наилучшими расчетами автоматизированного алгоритма. За успешное решение задачи оптимизации принимается вариант траектории с лучшими технологическими показателями работы скважин относительно утвержденных в проекте разработки месторождения. При поиске оптимальной траектории варьируются параметры горизонтальной секции (зенитный угол, отход от вертикали, профиль скважины и т.д.). Длина горизонтальной секции во всех вариантах одинакова [6, 7].

Необходимым дополнительным условием решения задачи оптимизации бурения горизонтальных скважин на основе многовариантной модели пласта является достижение максимально возможной сходимости профилей накопленной добычи по ключевым реализациям модели P10, P50, P90. Выполнение данного условия возможно только при заложении проектной скважины на участках месторождения с высокой степенью однозначности (определенности) модели пласта. Скважины, удовлетворяющее данному условию, бурятся в первую очередь. Если накопленная добыча по проектной скважине в разнорезультативных моделях пласта имеет существенные отличия, это говорит о высокой степени неопределенности модели на выбранном участке и недостаточной изученности объекта. Для более уверенного обоснования таких скважин необходимы результаты бурения первоочередных скважин либо выполнение дополнительных уточняющих строений и свойства пласта исследований [8].

Далее описан анализ результатов работы оптимизационного алгоритма на трех вариантах гидродинамической модели пласта А. На рисунках 11–13 выполнено сравнение утвержденного в проектной документации на разработку варианта расположения трех ГС в пласте с вариантом, выбранным автоматизированным алгоритмом в качестве наиболее оптимального.

В результате использования оптимизационного алгоритма удалось получить новое положение траекторий проектных скважин (разворот горизонтальных секций скважин P3 и P4), обеспечивающее максимально возможную прогнозную накопленную добычу и увеличение КИН. Первоначально оптимизационный алгоритм запускался на модели пласта P50. Для оценки устойчивости полученного решения к геологическим неопределенностям такой же итерационный поиск оптимальных траекторий скважин был выполнен на вариантах модели P10 и P90.

На рисунках 14–16 приведен анализ результатов поиска траекторий в оптимистичном

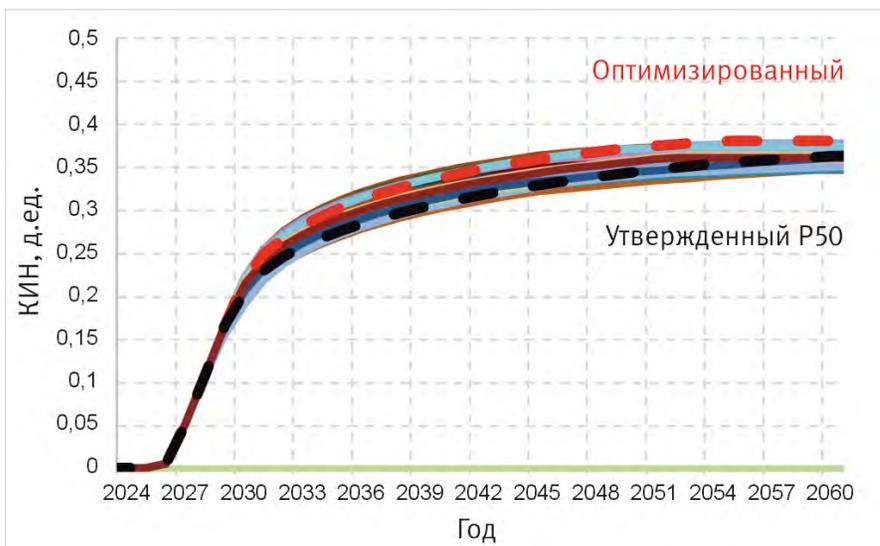


Рис. 12. Многовариантный расчет траекторий на гидродинамической модели P50
Fig. 12. Multivariate calculations of well trajectories on the P50 reservoir simulation model

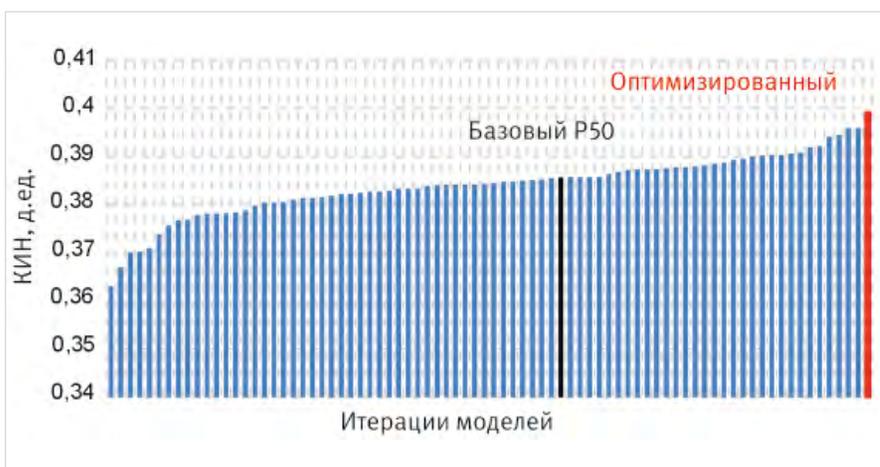


Рис. 13. Показатели КИН вариантов разбуривания на модели P50
Fig. 13. Data of oil recovery factor for different variants of drilling on the P50 mode

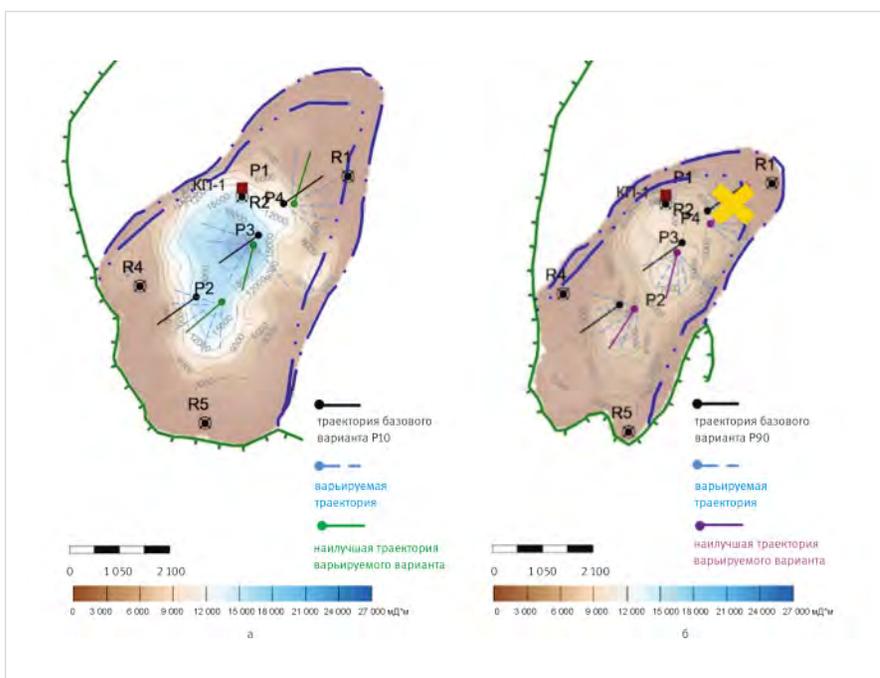


Рис. 14. Карта проводимости КН из модели P10 – а; модели P90 – б
Fig. 14. Map of conductivity KH from the P10 model – а; P90 model – б

варианте модели пласта P10 с максимальными запасами, а также в пессимистичном варианте модели P90 с уменьшенной площадью залежи и сниженными объемами начальных геологических запасов. Таким образом, была выполнена проверка чувствительности оптимизированных траекторий проектных скважин на моделях P10, P50 и P90 с целью выявления наиболее «уверенных» траекторий для первоочередного бурения. Было установлено, в частности, что в оптимистичном варианте модели пласта P10 изменение траекторий всех трех скважин приведет к увеличению охвата зон дренирования и получению дополнительной добычи нефти. Конечный прогнозный КИН в этом случае будет примерно на 7 % выше утвержденного.

В случае значительного ухудшения параметров залежи (вариант модели P90), одну ГС, наиболее рискованную, рекомендуется исключить из плана бурения. При этом две оставшиеся скважины могут обеспечить достижение проектного КИН. Профиль добычи по оптимизированному варианту бурения превышает исходный базовый уровень для данного варианта модели.

Анализ результатов сопоставления траекторий бурения по трем разновероятным ГДМ пласта (P10, P50, P90) и выбор очередности бурения:

- Оптимальное решение положения новых

скважин найдено на наиболее вероятной модели пласта P50 и подтверждено анализом чувствительности на моделях P10, P90. Выполненный автоматизированный подбор траекторий скважин на P50 показал высокую сходимость утвержденной и алгоритмической расстановки скважин и близкие значения конечного КИН.

- Использование автоматизированного алгоритма подбора траекторий ГС на трех вариантах развития песчаных линз P50, P10, P90 показало, что направление бурения оптимальных скважин зависит от фактического строения пласта. Наиболее устойчиво решение по проводке скважины P3 в центре залежи. Наименее устойчиво решение по расположению скважины P4 в краевой части залежи. При уменьшении площади залежи (вариант отдельных линз P90) скважина должна быть отменена.
- Порядок бурения скважин: первой бурится скважина P3, находящаяся в центре залежи, далее бурится P2 на западе, решение по бурению скважины P4 на востоке принимается по результатам бурения скважин P3, P2 (рис. 11, 14).

Итоги

Авторами статьи представлено техническое решение задачи оптимизации и повышения

уровня проработки проектных решений в условиях высокого уровня неопределенности геологических параметров на новых активах ПАО «НК «Роснефть».

Выводы

Внедрение предлагаемого подхода по обоснованию оптимальных траекторий горизонтальных скважин на основе многовариантной геолого-гидродинамической оценки позволит:

- повысить степень успешности бурения и показатели работы новых скважин;
- существенно сократить расходы на бурение рискованных, недостаточно обоснованных горизонтальных скважин;
- сократить трудозатраты на расчет и анализ большого количества реализаций гидродинамических моделей и схем размещения проектных скважин. При этом достигается максимальный учет всех возможных нюансов в строении пласта и конструктивных решениях проектных скважин.

Результаты данной работы учтены в рейтинге бурения. Ожидается утверждение окончательных проектов на бурение Заказчиком.

Литература

1. Геологическое моделирование прибрежно-морских отложений

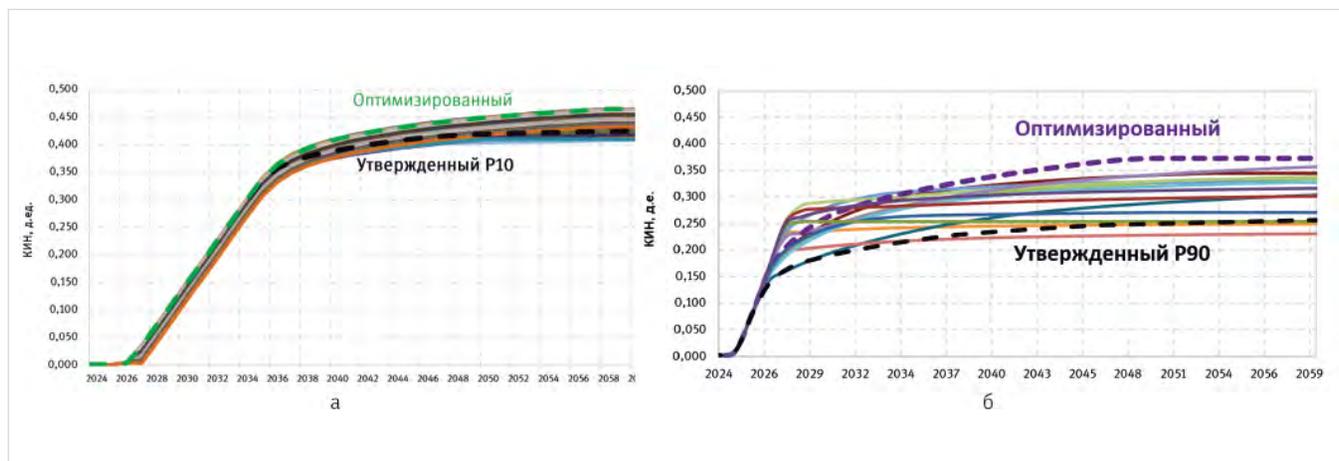


Рис. 15. Многовариантный расчет траекторий на модели P10 — а; P90 — б

Fig. 15. Multivariate calculations of well trajectories on the P10 reservoir simulation model – a; P90 – б

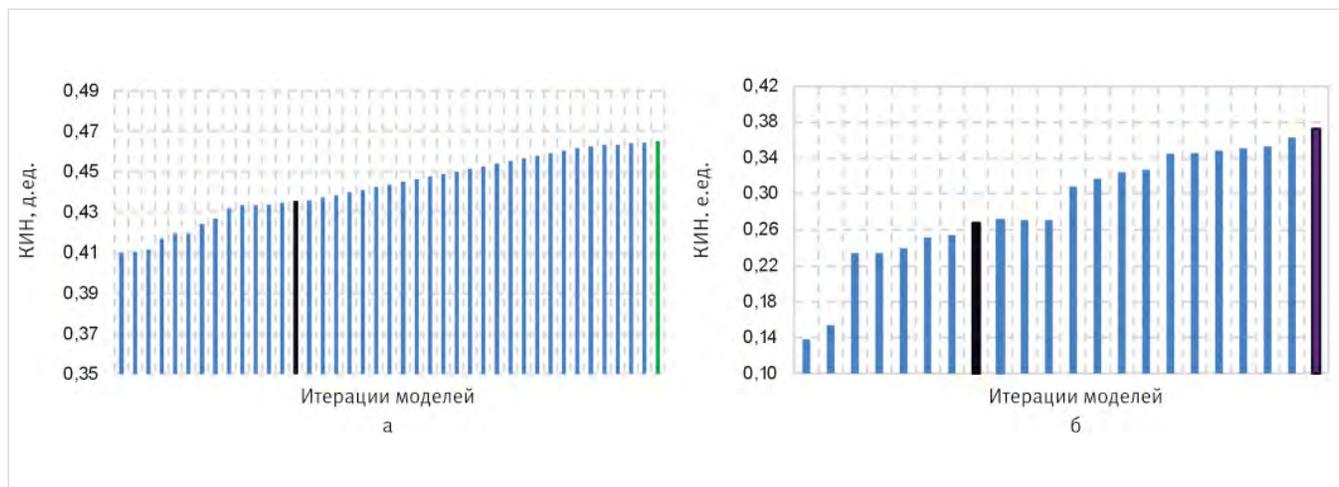


Рис. 16. Показатели КИН вариантов P10 — а; P90 — б

Fig. 16. Data of oil recovery factor for different variants of drilling on the P10 model – a; P90 – б

- (на примере пласта АВ1 (АВ11+2+АВ13) Самотлорского месторождения). Тюмень: Вектор Бук, 2017. 314 с.
- Нарыгин Э.И., Коваленко А.П., Кузив К.Б. Опыт проведения многовариантных расчетов с автоматизированной системой построения гидродинамической модели месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 5. С. 22–26.
 - Поиск наилучшей траектории скважины. Тренинги 2017. ТНавигатор. РФД. С. 15–16.
 - Магизов Б.Р., Топалова Т.Э., Орлов А.С. Автоматизированный выбор оптимального расположения бокового ствола путем проведения многовариантного анализа на основании численного моделирования. Пример применения на газовом месторождении. Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Москва, Россия, октябрь 2019 г. SPE-196922-MS.
 - Магизов Б.Р., Молчанов Д.А., Топалова Т.Э. и др. Методика многовариантного обоснования параметров горизонтальных скважин и зон их заложения. Пример из газового месторождения Ямала. Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Виртуально, октябрь 2021 г. SPE-206574-MS.
 - 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.
 - Выломов Д.Д., Штин Н.А. Учет масштабного эффекта и неоднородности пласта для корректного перехода от микро- к макроуровню // Нефтяное хозяйство. 2022. № 3. С. 70–72.
 - Пономарева Д.В., Усманова З.Р., Барабанов Д.Е. Оценка рисков при планировании разработки пласта Т на основе анализа неопределенностей и многовариантных расчетов // Нефтяная провинция. 2023. № 4. Ч. 1. Спецвыпуск. С. 153–165.

ENGLISH

Results

Authors of the article have presented example of the successful well planning optimization task solution which must lead to total oil production from new wells increasing and minimization of geological and technological risk and uncertainties influence on operation efficiency. Given methodology can be deployed at the new assets with high geological uncertainty conditions at the area of “Rosneft Oil Company” PJSC operation.

Conclusions

Implementation of suggested approach to optimal well placement justification at the basis of the multivariate reservoir simulation model allows to:

- enhance the rate of successful well drilling and improve new wells operating parameters;
- dramatically reduce the cost of new not completely justified horizontal wells drilling;
- decrease the labor cost for field development planning project completion and reduce the number of simulation runs for well placement analysis. With the use of suggested approach the unlimited number of variants reflecting the uttermost nuances in reservoir structure and wellbore profile design can be analyzed.

The results of given project has been considered in drilling ranking list. The final well drilling project is currently at the operation company approval stage.

References

- Zakreskiy K.E. Geological modelling of the coastal-marine sediments (on the example of reservoir AV1 (AB11+2+AB13) Samotlor oil field). Tyumen: Vektor Buk, 2017, P. 314. (In Russ).
- Narigin E.I., Kovalenko A.P., Kuziv K.B. Experience in conducting multivariate calculations with an automated system for constructing a hydrodynamic model of the field. Exposition Oil Gas, 2022, issue 5, P. 22–26. (In Russ).
- Search of the Best Well Trajectory of a Well. Practical course 2017. tNavigator. Rfd. P. 15–16/ (In Russ).
- Magizov B.R., Topalova T.E., Orlov A.S. Automated identification of the optimal sidetrack location by multivariate analysis and numerical modeling. F real case study on a gas field. Society of Petroleum Engineers. 2019-SPE-196922-MS – P. 19. (In Russ).
- Magizov B.R., Molchanov D.A., Topalova T.E. et al. Multivariate well placement and well drilling parameters optimization methodology. Case study from Yamal gas field. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2021, SPE-206574-MS. (In Russ).
- 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).
- Vylomov D.D., Shtin N.A. Accounting the scale effect and reservoir heterogeneity as a tool for the correct transition from micro to macro level. Oil industry, 2022, issue 3. P. 70–72. (In Russ).
- Ponomareva D.V., Usmanova Z.R., Barabanov D.E. Risk assessment during planning of T reservoir development based on uncertainty analysis and multivariate estimations. Neftyanaya Provintsiya, 2023, issue 4, Part 1. Special issue. P. 153–165. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Калиберов Илья Александрович, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: iakaliberov@tnnc.rosneft.ru

Топалова Татьяна Эдуардовна, менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Попов Алексей Евгеньевич, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Назаров Алексей Владимирович, начальник отдела, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

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

Пермяков Александр Викторович, начальник управления геологического сопровождения проектов, ООО «Кынско-Часельское нефтегаз», Тюмень, Россия

Kaliberov Ilia Aleksandrovich, chief specialist, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: iakaliberov@tnnc.rosneft.ru

Topalova Tatiana Eduardovna, manager, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Popov Aleksei Evgenievich, chief specialist, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Nazarov Aleksei Vladimirovich, section head, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Snokhin Aleksei Aleksandrovich, deputy CEO – the chief geologist, “Kinsko-Chaselskoe neftegas” LLC, Tyumen, Russia

Permiakov Aleksandr Viktorovich, head of reservoir engineering department, “Kinsko-Chaselskoe neftegas” LLC, Tyumen, Russia

Опыт применения упрощенных гидродинамических моделей на уникальном нефтяном месторождении Западной Сибири

Зольников Д.Н.^{1,2}, Хурамшина Э.И.¹, Рыков А.И.¹, Свалов А.В.¹, Емельянов Д.В.³

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; ²ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия,

³АО «Самотлорнефтегаз», Нижневартовск, Россия
eikhuramshina@tinn.rosneft.ru

Аннотация

Гидродинамическое моделирование уникальных по запасам нефтяных месторождений с длительной историей разработки требует крайне высоких компетенций от специалистов, высоких трудозатрат на подготовку исходной информации и адаптацию моделей, что создает трудности для решения оперативных производственных задач мониторинга разработки. Одним из вариантов к моделированию таких месторождений является применение упрощенных гидродинамических моделей, которые нивелируют недостатки предыдущих методов. Основная суть подхода — максимальное укрупнение ячеек моделей по разрезу (одна пачка в пласте — один слой). В работе описываются принципы построения, адаптации и применения упрощенных гидродинамических моделей по двум объектам одного из месторождений Западной Сибири. Приводятся существующие проблемы упрощенного гидродинамического моделирования и рекомендации по дальнейшему их решению.

Материалы и методы

Анализ инструментария по моделированию исследуемого месторождения. Построение геологической основы упрощенных гидродинамических моделей, задание свойств пласта и флюидов, загрузка промысловых данных по скважинам. Адаптация и применение упрощенных (однослойных) гидродинамических моделей.

Ключевые слова

Западная Сибирь, уникальное нефтяное месторождение, пласты БВ₈, БВ₁₀, упрощенное гидродинамическое моделирование, однослойная гидродинамическая модель

Для цитирования

Зольников Д.Н., Хурамшина Э.И., Рыков А.И., Свалов А.В., Емельянов Д.В. Опыт применения упрощенных гидродинамических моделей на уникальном нефтяном месторождении Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 7. С. 84–89.
DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-84-89

Поступила в редакцию: 03.10.2024

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

The experience of using simplified hydrodynamic models in a unique oil field in Western Siberia

Zolnikov D.N.^{1,2}, Khuramshina E.I.¹, Rykov A.I.¹, Svalov A.V.¹, Emelianov D.V.³

¹“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia; ²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia; ³“Samotlorneftegas” JSC, Nizhnevartovsk, Russia
eikhuramshina@tinn.rosneft.ru

Abstract

Hydrodynamic modeling of a unique oil field located in Western Siberia requires extremely high competencies from specialists, high labor costs for preparing initial information and adapting models. This is not acceptable for solving operational production tasks of development monitoring, since such fields have a long history, a huge well stock, which significantly complicates the modelling process, and as a result, calculations on the cluster take up to seven days. One of the options for modeling such deposits is the use of simplified hydrodynamic models that offset the disadvantages of previous methods. The main essence of the approach is the maximum enlargement of model cells by section (one pack in a layer is one layer). The paper describes the principles of construction, adaptation and application of simplified hydrodynamic models for two objects of the deposit. The existing problems of simplified hydrodynamic modeling and recommendations for their further solution are presented.

Materials and methods

Analysis of the tools for modeling the studied field. Construction of the geological basis of simplified hydrodynamic models, setting the properties of the formation and fluids, loading field data on wells. Adaptation and application of simplified (single-layer) hydrodynamic models.

Keywords

Western Siberia, a unique oil field, BV₈, BV₁₀ formations, simplified hydrodynamic modeling, single-layer hydrodynamic model

For citation

Zolnikov D.N., Khuramshina E.I., Rykov A.I., Svalov A.V., Emelianov D.V. The experience of using simplified hydrodynamic models at a unique oil field in Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2024, issue 7, P. 84–89. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-84-89

Received: 03.10.2024

Введение

Гидродинамическое моделирование нефтяных месторождений — один из основных инструментов разработчика пласта, направленный на прогнозирование потоков флюидов через пористую среду посредством гидродинамических симуляторов. Основное предназначение — обеспечение возможности физического содержательного анализа и проектирования разработки на долгосрочную перспективу, обеспечение возможности принятия адресных решений по сопровождению разработки на ближайшую перспективу.

Нефтяные пласты представляются в виде гидродинамических моделей (ГДМ), состоящих из большого количества ячеек. ГДМ создаются с использованием программного обеспечения — гидродинамических симуляторов (РН-КИМ, tNavigator, Eclipse и др.).

Предпосылки создания упрощенных ГДМ

Объектом исследования являются пласты одного из месторождений Западной Сибири. Рассматриваемое месторождение в настоящее время в разработке находится более 55 лет, имеет уникальные размеры по площади и разрезу — 3 тыс. км², этаж нефтеносности составляет около 2 км. Фонд скважин, перебивавших в добыче, насчитывает более 21 тыс. единиц, часть из которых совместно разрабатывает несколько пластов.

Соответственно, длительная история разработки месторождения, огромный фонд пробуренных скважин, уникальные размеры залежей не позволяют применять стандартные подходы к гидродинамическому моделированию нефтяных месторождений.

Инструментарий по моделированию на месторождении

В зависимости от видов производственных задач при моделировании исследуемого месторождения применяют различные инструменты, включающие: Capacitance Resistive Model (CRM) (Ариадна) [1], аналитические модели, двухмерные прокси-модели, секторные и полномасштабные ГДМ, нейронные сети (Автобаланс) [2].

Нейронные сети и модели CRM на текущий момент хорошо решают задачи регулирования и определения неэффективной закачки.

Аналитические модели, в том числе модели характеристик вытеснения, позволяют произвести оценку извлекаемых запасов по объектам, выполнить анализ выработки запасов по динамике отбора от начальных извлекаемых запасов. Локализация запасов в классическом виде невозможна ни по площади, ни по разрезу. В случае адресного рассмотрения участков объекта, можно определить районы с не вырабатываемыми запасами.

Первые попытки упрощения моделирования полномасштабных ГДМ были связаны с построением прокси-моделей. Модели представляли собой набор двухмерных карт, описанных в динамике для каждой пачки пласта. Несмотря на высокую скорость счета, модели имели низкую прогностическую способность, вызванную ограниченностью функционала и существующими неопределенностями деления добычи по пачкам. Осложняющим фактором применения прокси-моделирования являлось наличие обширных водонефтяных зон (ВНЗ).

Наиболее универсальный подход к моделированию месторождения — применение секторных и полномасштабных ГДМ, так как они позволяют выполнить полный комплекс производственных задач [3].

Полномасштабные ГДМ на месторождении обновляются при подготовке проектно-технологической документации (ПТД) с периодичностью — порядка одного раза в пять лет. В виду значительного времени счета, в полномасштабных ГДМ выполнена не поскважинная адаптация, а групповая, что делает данные модели непригодными для задач мониторинга.

Альтернатива — использование секторных ГДМ, которые в настоящее время являются основным инструментом для сопровождения бурения. Преимуществом данного подхода является оперативное обновление

Табл. 1. Сведения о времени счета, покрытии, актуализации секторных и полномасштабных ГДМ по пластам исследуемого месторождения
Tab. 1. Information on the time of calculation, coverage, updating of sectoral and full-scale hydrodynamic models for the formations of the studied field

Объекты	Секторные ГДМ			Полномасштабные ГДМ (ПТД)		
	время расчета	покрытие	актуальность	время расчета	покрытие	актуальность
AB _{1,5}	до 3 часов	86 %	2022 г.	до 7 суток	100 %	01.01.2023
BB ₈	до 3 часов	68 %	2022 г.	до 3 суток	100 %	01.01.2023
BB ₁₀	до 3 часов	66 %	2015–2019 гг.	до 1 суток	100 %	01.01.2023
Ач	до 3 часов	7 %	2019 г.	до 1 суток	100 %	01.01.2023
ЮВ ₁	до 3 часов	39 %	2015–2019 гг.	до 1 суток	100 %	01.01.2023

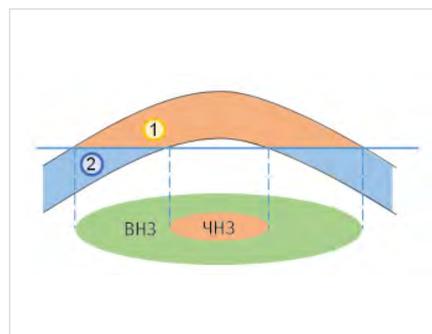


Рис. 1. Двухслойное представление пласта (горизонтальный ВНК)
Fig. 1. Two-layer representation of the formation (horizontal oil-water contact)

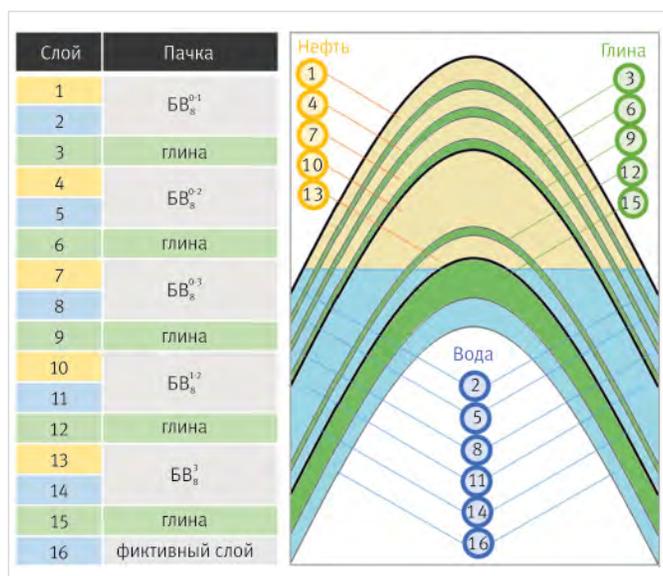


Рис. 2. Схема послойного моделирования объекта BV₈
Fig. 2. The scheme of layered modeling of the BV₈ object

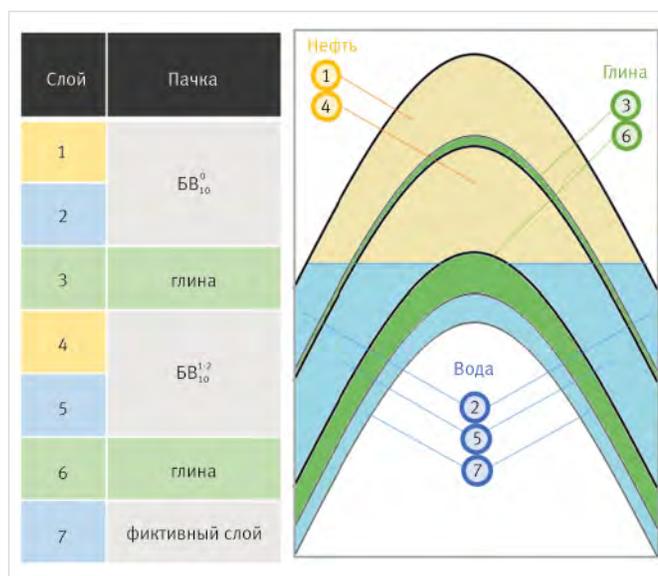


Рис. 3. Схема послойного моделирования объекта BV₁₀
Fig. 3. The scheme of layered modeling of the BV₁₀ object

Табл. 2. Сравнение расчетных накопленных показателей по упрощенным ГДМ от фактических значений

Tab. 2. Comparison of calculated accumulated indicators based on simplified hydrodynamic models from actual values

Параметр	БВ ₈	БВ ₁₀
	Отклонение, %	Отклонение, %
Накопленная добыча нефти, тыс. м ³	-1,6	1,3
Накопленная добыча жидкости, тыс. м ³	-0,6	-0,2
Накопленная закачка воды, тыс. м ³	-4,7	-14,9

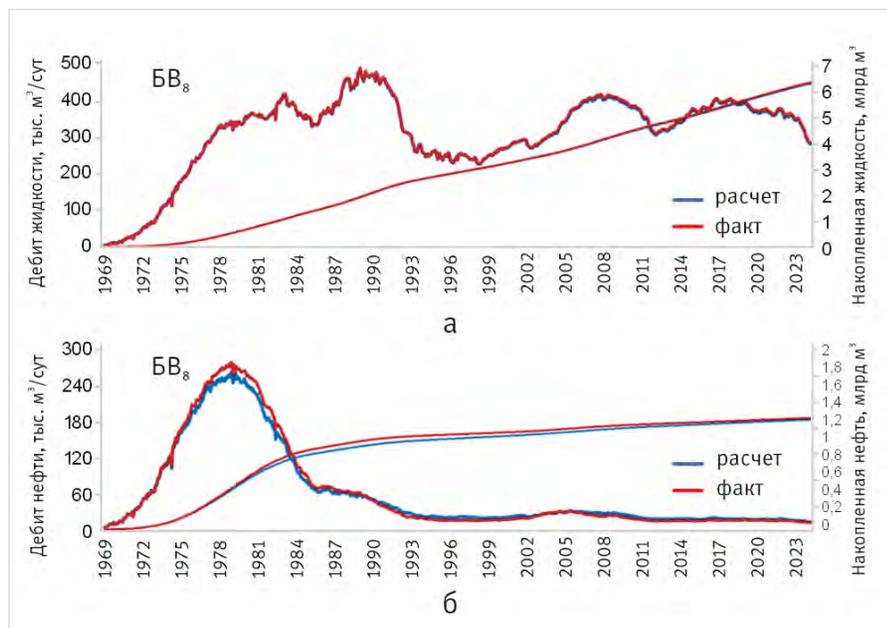


Рис. 4. Текущие результаты адаптации по объекту БВ₈: а — зависимости дебита жидкости и накопленной добычи жидкости, б — зависимости дебита нефти и накопленной добычи нефти

Fig. 4. Current results of adaptation for the BV₈ facility: a – dependences of liquid flow rate and accumulated liquid production, б – dependences of oil flow rate and accumulated oil production

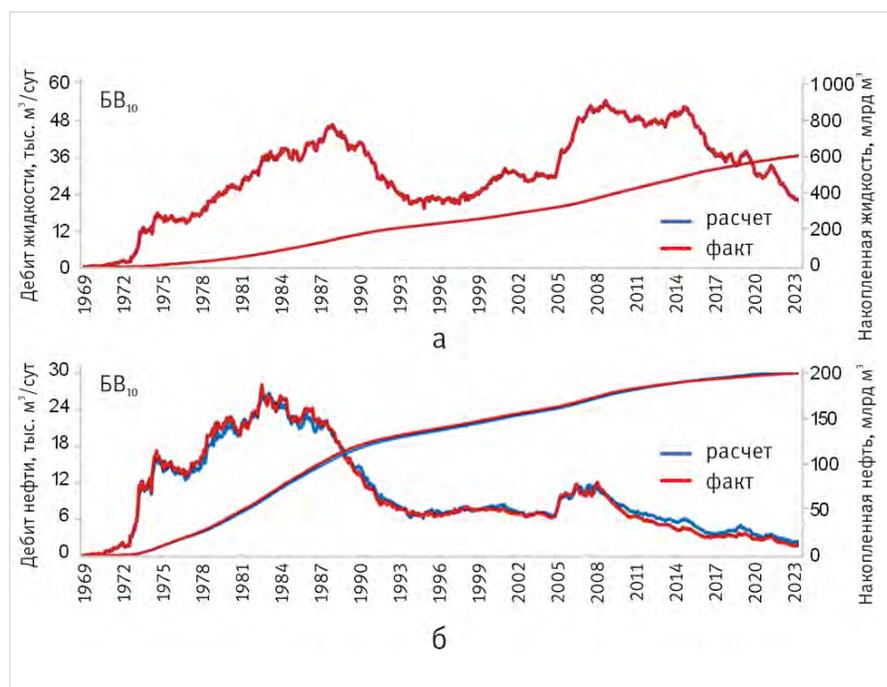


Рис. 5. Текущие результаты адаптации по объекту БВ₁₀: а — зависимости дебита жидкости и накопленной добычи жидкости, б — зависимости дебита нефти и накопленной добычи нефти

Fig. 5. Current results of adaptation for the BV₁₀ facility: a – dependences of liquid flow rate and accumulated liquid production, б – dependences of oil flow rate and accumulated oil production

за счет небольшого количества скважин. При этом основным недостатком является то, что сектора ограничены по площади, т.е. нельзя выполнить полноценный прогноз по всему пласту и нет возможности построения полномасштабных карт. Затрудняет применение секторного моделирования неполное покрытие секторами, а также разная степень актуальности моделей (табл. 1).

Для нивелирования недостатков вышеописанных подходов предлагается применение упрощенного гидродинамического моделирования.

Принцип построения и адаптация упрощенных ГДМ

Упрощенная ГДМ представляет собой полномасштабную, единую модель эксплуатационного объекта. В настоящее время построено две упрощенные ГДМ — для группы пластов БВ₈ (БВ₈⁰ и БВ₈¹⁻³) и БВ₁₀ (БВ₁₀⁰ и БВ₁₀¹⁻²). В моделях охватываются весь фонд скважин и весь период эксплуатации. Каждая пачка в упрощенных ГДМ представлена в виде двух слоев, один из которых полностью нефтенасыщенный, другой водонасыщенный. Оба слоя обрезаны (нулевой песчаностью) по контуру водонефтяного контакта (ВНК): нефтенасыщенный сверху, водонасыщенный снизу. При моделировании использовался горизонтальный ВНК, для выделения чистонефтяной зоны (ЧНЗ) и ВНЗ (рис. 1). Необходимость разделения нефти и воды в отдельные слои вызвана следующими факторами:

- наличие обширных ВНЗ моделируемых пластов;
- нефизичная концентрация остаточных запасов в приконтурных областях однослойных моделей;
- большой фонд фактических скважин с горизонтальным окончанием для адаптации исторических показателей (подтягивание ВНК).

Упрощенная ГДМ объекта БВ₈ содержит пять нефтяных (БВ₈⁰⁻¹, БВ₈⁰⁻², БВ₈⁰⁻³ и БВ₈¹⁻², БВ₈³), шесть водоносных и пять глинистых слоев (рис. 2). Упрощенная ГДМ объекта БВ₁₀ — два нефтяных (БВ₁₀⁰ и БВ₁₀¹⁻²), три водоносных и два глинистых слоев (рис. 3). Для адаптации обводненности в упрощенных ГДМ были предусмотрены фиктивные водонасыщенные слои.

При задании свойств пласта и флюидов используется модель Black Oil, расчет значений конечных точек относительных фазовых проницаемостей (ОФП) производится в каждой ячейке по зависимостям из полномасштабной ГДМ, PVT свойства нефти задаются в виде зависимостей от давления, также построена возможность использования разных типов аквифера.

Промысловые данные по скважинам представляют собой выгрузку из базы данных, которая включает:

- траектории скважин;
- интервалы перфорации;
- сведения о гидравлическом разрыве пласта (ГРП);
- данные месячных эксплуатационных рапортов;
- учет заколонных циркуляций и негерметичностей эксплуатационных колонн;
- сведения о геолого-технических мероприятиях (ГТМ).

При анализе входных данных проводится проверка и при необходимости их корректировка. Размеры ячеек в направлениях X и Y

в упрощенных ГДМ приняты 100 метров, аналогично предыдущим подходам.

После проверки входных данных проводится интегральная адаптация:

- подбор оптимальных значений параметров законтурного водоносного горизонта;
- ограничение уровней закачки системы поддержания пластового давления (ППД) в соответствии с забойным давлением;
- подбор оптимальных значений проницаемости, насыщенности;
- подбор оптимальных значений вертикальной анизотропии проницаемости;
- подбор оптимальных значений ОФП: изменение формы ОФП, изменение

зависимостей, модифицированных ОФП.

На данном этапе выполнялся контроль расхождения годовой и накопленной добычи жидкости и закачки воды по скважинам, соответствия модельного тренда пластового давления фактическому (рис. 4, 5, табл. 2).

После проведения интегральной адаптации в целом по объекту, следующим этапом является поскважинная адаптация, в которой применялись следующие корректировки в упрощенных ГДМ:

- локальное изменение проницаемости;
- локальное изменение нефтенасыщенности;
- локальное изменение вертикальной

анизотропии проницаемости;

- локальное изменение модифицированных ОФП;
- корректировка параметров ГРП;
- учет несовершенства скважины (скин-фактор).

На данном этапе выполнялся контроль расхождения годовой и накопленной добычи жидкости, нефти и закачки воды по скважинам; анализировались кросс-плоты пластового давления, забойного давления, накопленной добычи нефти и текущей добычи нефти (рис. 6, табл. 3).

На текущий момент уровень поскважинной адаптации составляет около 60 %. Для адаптации 40 % скважин, из числа ненастроенных на объекте БВ₈, необходимо провести обновление геологической основы упрощенной модели.

Итогом моделирования является получение карт основных динамических параметров, позволяющих выполнить комплексный анализ наличия зон локализации остаточных запасов (ЛОЗ). Полученные результаты использовались для принятия решения о рассмотрении зоны ЛОЗ для проведения ГТМ.

Сопоставление запускной обводненности ввода новых скважин (ВНС) в 2023 г.

По пластам БВ₈ хорошая корреляция отмечается для зон уплотняющего бурения

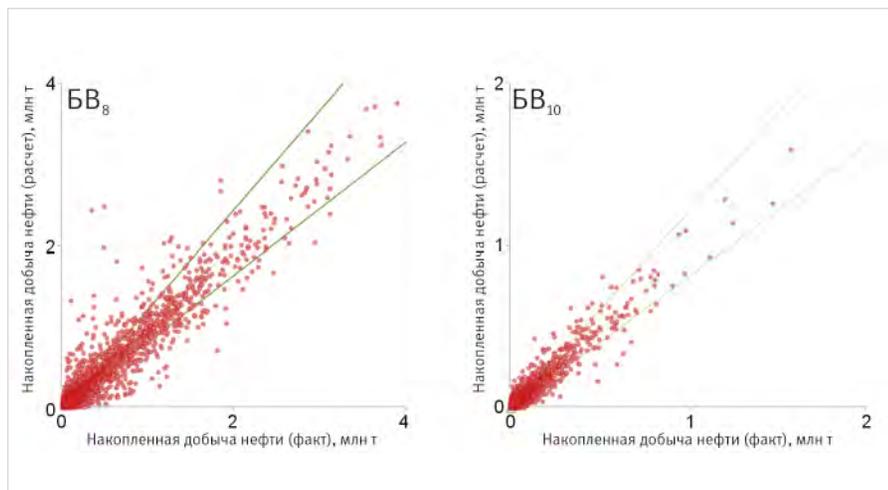


Рис. 6. Кросс-плоты адаптации накопленной добычи нефти по скважинам объектов БВ₈ и БВ₁₀
Fig. 6. Cross-plots of adaptation of accumulated oil production from wells of BV₈ and BV₁₀ facilities

Табл. 3. Отклонение накопленной добычи нефти по скважинам объектов БВ₈ и БВ₁₀
Tab. 3. Deviation of accumulated oil production from wells of BV₈ and BV₁₀ facilities

Процент накопленной добычи нефти по скважинам	БВ ₈	БВ ₁₀
С погрешностью адаптации <20 %	62	57
С погрешностью адаптации <30 %	76	69
С погрешностью адаптации <40 %	82	78
С погрешностью адаптации <50 %	87	84

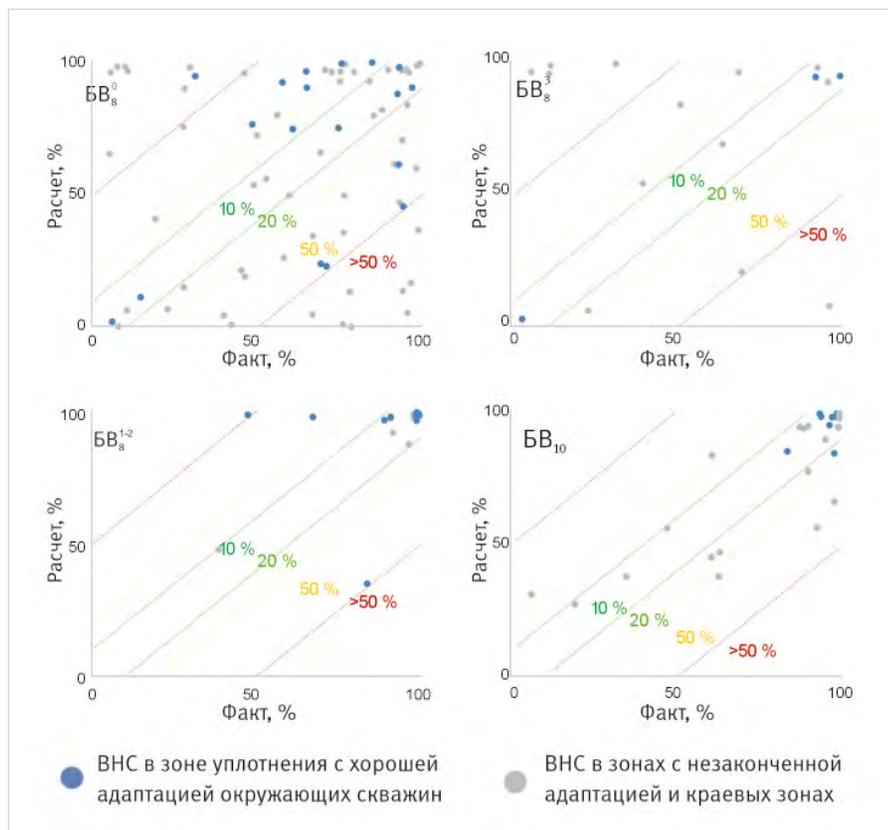


Рис. 7. Отклонение запускной обводненности по ВНС
Fig. 7. Deviation of the starting water level for the commissioning of new wells

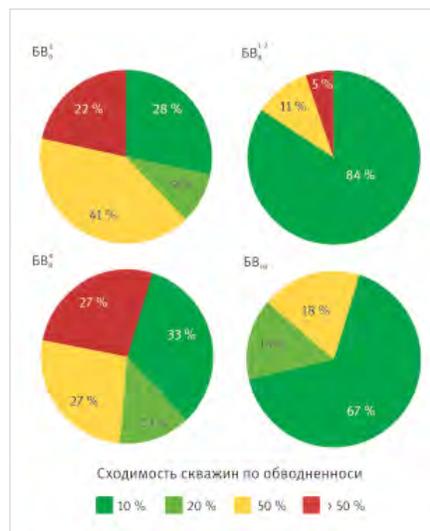


Рис. 8. Распределение отклонения по обводненности скважин от ВНС
Fig. 8. Distribution of the deviation in the water content of wells from the introduction of new wells

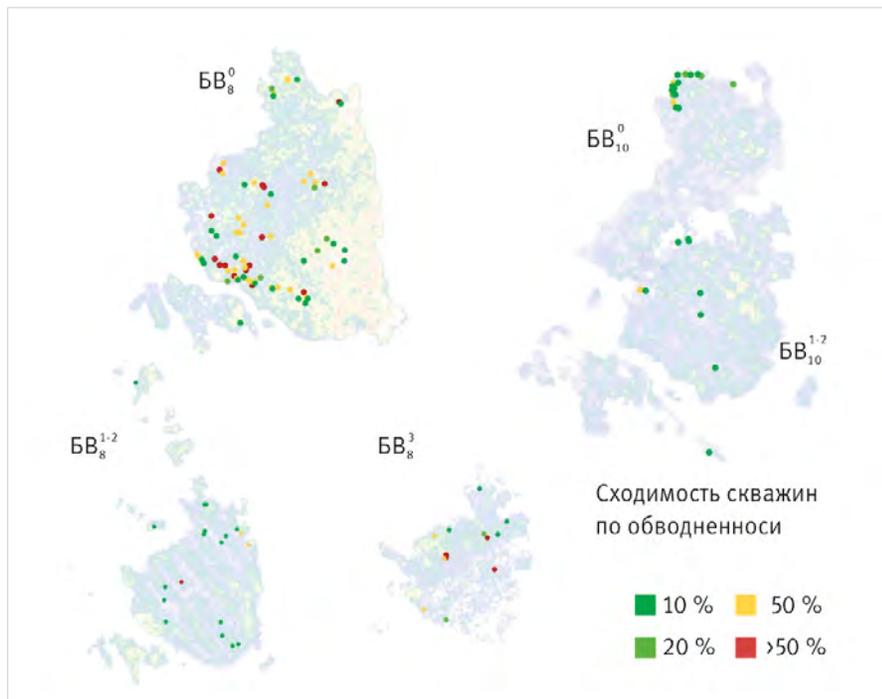


Рис. 9. Сведения по отклонению обводненности ВНС в зависимости от расположения скважин
 Fig. 9. Information on the deviation of the water content of new wells depending on the location of wells

с адаптированным окружающим фондом, по объекту БВ₁₀⁰ — удовлетворительная сходимость, в том числе по краевым зонам (рис. 7, 8, 9).

Сравнение функционала упрощенных ГДМ с предыдущими подходами

Упрощенные ГДМ обладают наибольшим функционалом, по сравнению с прокси-моделированием (табл. 4).

Однослойные ГДМ позволяют выполнить оперативные задачи и стратегические расчеты в целом по объекту по сравнению с полномасштабным и секторным моделированием (табл. 5).

Несмотря на преимущества, упрощенные ГДМ имеют ряд недостатков, вызванных низкой детализацией по разрезу и неточностью структурного каркаса, построенного по опорному фонду наклонно-направленных скважин без учета результатов бурения горизонтальных скважин.

Данные факторы сопровождаются в проблеме адаптации истории — забойного давления и накопленной добычи нефти (погрешность более 20 %). Зоны ЛОЗ не всегда согласуются с результатами эксплуатации фактических скважин, также наблюдается не подтверждение запускной обводненности по скважинам, пробуренным в изолированные ЦИ в пределах пачек.

Табл. 4. Сопоставление функционала прокси-моделей и упрощенных ГДМ применительно для пластов исследуемого месторождения
 Tab. 4. Comparison of the functionality of proxy models and simplified GDMS applied to the formations of the studied field

Параметры	Прокси-модель		Упрощенная модель	
	Примечание	возможность моделирования	Примечание	возможность моделирования
Учет зарезок бокового ствола (ЗБС) с других пластов/объектов	фиктивными скважинами в неудобном формате	нет	учитываются все скважины и ЗБС	да
Моделирование залежей с газовой шапкой и залежей с обширной ВНС	функционал не предусмотрен	нет	возможно при помощи задания дополнительного газо/водонасыщенного слоя	да
Моделирование многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах (ГС), неполное вскрытие, уход трещины гидроразрыва в нижележащий пласт	ГС моделируется как трещина	нет	моделируется с учетом фактической проводки скважины и параметров трещины	да
Стабильность работы ПО	Зависимость от состояния сети для обмена данными с базы данных	нет	Стабильно	да
Время расчета одной итерации, мин	520		100	

Табл. 5. Основные возможности, достоинства и недостатки упрощенных, секторных и полномасштабных ГДМ
 Tab. 5. The main features, advantages and disadvantages of simplified, sectoral and full-scale hydrodynamic models

	Упрощенные (однослойные) ГДМ	Секторные ГДМ	Полномасштабные ГДМ (ПТД)
Основные возможности	<ul style="list-style-type: none"> Стратегические расчеты в целом по объекту Оперативные расчеты 	<ul style="list-style-type: none"> Сопровождение бурения Оперативные расчеты 	<ul style="list-style-type: none"> Расчет профиля добычи на прогноз Оценка выработки запасов
Достоинства	<ul style="list-style-type: none"> Незначительное время расчета Получение полномасштабных карт Поскважинная адаптация 	<ul style="list-style-type: none"> Незначительное время расчета Расчёты отдельных скважин Поскважинная адаптация 	<ul style="list-style-type: none"> 100 % покрытия
Недостатки	<ul style="list-style-type: none"> Ошибки в распределении текущих остаточных запасов Ошибки в распределении коллектора и модели начального насыщения Проблема с адаптацией скважин, вскрывающих изолированные целевые интервалы (ЦИ) в пределах пачек Единый коэффициент нефтенасыщенности по разрезу 	<ul style="list-style-type: none"> Ограниченность по площади Ошибки краевых эффектов 	<ul style="list-style-type: none"> Значительное время расчета Групповая адаптация

С целью нивелирования выявленных ограничений требуется перестроение структурного каркаса и исследование влияния увеличения количества слоев по вертикали на результаты моделирования и время счета моделей.

Итоги

Моделирование рассматриваемого уникального нефтяного месторождения является нетривиальной задачей в виду длительной истории разработки, огромного фонда пробуренных скважин, уникальных размеров залежей. Стандартные полномасштабные ГДМ оказываются не применимыми для задач мониторинга.

Существующие другие подходы моделирования не способны выполнить весь перечень производственных задач, в виду чего был предложен новый подход – применение упрощенных ГДМ.

В упрощенных ГДМ каждая пачка моделируется как отдельный слой с осредненными

параметрами из полномасштабной ГДМ. Согласно предлагаемой концепции, однослойные ГДМ предназначены для выявления зон ЛОЗ по площади с детализацией, в случае необходимости, на секторных моделях, а также для выполнения полномасштабных расчётов в рамках различных задач проектирования (расчёты прогнозных уровней добычи по объектам, оценка системы ППД и т.п.).

Выводы

Упрощенные ГДМ являются хорошей альтернативой для полномасштабных и секторных ГДМ в виду наличия функционала, необходимого для решения производственных задач. Однако в настоящий момент в ходе моделирования однослойных ГДМ возникли проблемы в адаптации истории, воспроизведении зон ЛОЗ, решении некоторых производственных задач из-за неточности структурного каркаса и низкой детализации по разрезу. В дальнейшем для устранения недостатков запланировано перестроение структурного

каркаса и исследование влияния увеличения количества слоев по вертикали на результаты моделирования и время счета моделей.

Литература

1. Степанов С.В., Бекман А.Д., Ручкин А.А., Пospelova Т.А. Сопровождение разработки нефтяных месторождений с использованием моделей CRM. Тюмень: ИПЦ «Экспресс», 2021. 300 с.
2. Пономарев Р.Ю., Мигманов Р.Р., Ивлев М.И. Автобаланс – нейросетевое управление заводнением // Цифровые технологии в добыче углеводородов: цифровая прозрачность. Уфа: РН-БашНИПнефть, 2023. С. 163–164.
3. Степанов С.В., Аржиловский А.В. О повышении качества математического моделирования при решении задач сопровождения разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. 2023. № 4. С. 56–60.

ENGLISH

Results

Modeling the unique oil field under consideration is a non-trivial task due to the long history of development, the huge stock of drilled wells, and the unique sizes of the deposits. Standard full-scale GDMs are not applicable for monitoring tasks.

Existing other modeling approaches are not capable of performing the entire list of production tasks, which is why a new approach was proposed - the use of simplified GDMs.

In simplified GDMs, each pack is modeled as a separate layer with averaged parameters from the full-scale GDM. According to the proposed concept, single-layer GDMs are designed to identify LOS zones by area with detailing, if necessary, on sector models, as well as to perform full-scale calculations within the framework of various design tasks

(calculations of predicted production levels for facilities, assessment of the RPM system, etc.).

Conclusions

Simplified GDMs are a good alternative to full-scale and sector GDMs due to the availability of the functionality necessary to solve production problems. However, at present, during the modeling of single-layer GDM, problems have arisen in history adaptation, reproduction of LZ zones, and solving some production problems due to the inaccuracy of the structural framework and low detailing along the section. In the future, to eliminate the shortcomings, it is planned to reconstruct the structural framework and study the effect of increasing the number of layers vertically on the modeling results and the calculation time of the models.

References

1. Stepanov S.V., Bekman A.D., Ruchkin A.A., Pospelova T.A. Support for the development of oil fields using CRM models. Tyumen: CPI “Express”, 2021, 300 p. (In Russ).
2. Ponomarev R.Yu., Migmanov R.R., Ivlev M.I.

Autobalance – neural network flooding management. Digital technologies in hydrocarbon production: digital transparency, abstracts. Ufa: RN-BashNIPneft, 2023, P. 163–164. (In Russ).

3. Stepanov S.V., Arzhilovsky A.V. On the issue of improving the quality of mathematical modeling in solving problems of oil field development support. Oil Industry, 2023, issue 4, P. 56–60. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Зольников Даниил Николаевич, ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия

Хурамшина Элина Ильмировна, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: eikhuramshina@tnnc.rosneft.ru

Рыков Александр Иванович, начальник отдела, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Свалов Антон Владимирович, руководитель группы, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Емельянов Дмитрий Васильевич, главный геолог, АО «Самотлорнефтегаз», Нижневартовск, Россия

Zolnikov Daniil Nikolaevich, leading specialist, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia; Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

Khuramshina Elina Ilmirovna, chief specialist, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: eikhuramshina@tnnc.rosneft.ru

Rykov Alexander Ivanovich, head of the department, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Svalov Anton Vladimirovich, team lead, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Emelianov Dmitry Vasilievich, chief geologist, “Samotlorneftegas” JSC, Nizhnevartovsk, Russia

Использование автоматизированного поиска аналогов для повышения точности обоснования подсчетных параметров, обусловленных свойствами пластовых флюидов

Громова Е.А.^{1,2}, Заночуев С.А.¹, Гребенкин А.А.¹

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; ²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
eagromova@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

В статье представлен опыт создания автоматизированной системы подбора аналогов флюида, имеющего охарактеризованные свойства узких фракций/групп углеводородов, позволяющей повысить достоверность исходной информации, используемой для решения различных практических задач нефтегазовой отрасли. Выполнен обзор действующих регламентных документов относительно рекомендаций по подбору пластов-аналогов при обосновании подсчетных параметров, обусловленных свойствами пластовых флюидов. Приведен практический пример подбора пласта-аналога для реальной нефтяной залежи, показывающий, что разработанные авторами подходы позволяют с высокой степенью достоверности производить поиск подходящего объекта.

Материалы и методы

Основой для представленного метода послужили данные, полученные на фактических пробах флюидов, отобранных при испытании скважин. Для определения физико-химических и хроматографических данных использовались средства измерения, прошедшие соответствующие метрологические процедуры поверки и калибровки.

Ключевые слова

нефть, конденсат, физико-химические свойства, атмосферно-вакуумная разгонка, метод аналогии, обоснование подсчетных параметров, оценка геологических запасов

Для цитирования

Громова Е.А., Заночуев С.А., Гребенкин А.А. Использование автоматизированного поиска аналогов для повышения точности обоснования подсчетных параметров, обусловленных свойствами пластовых флюидов // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 7. С. 90–95.
DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-90-95

Поступила в редакцию: 17.09.2024

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

Applying automated search of analogues to improve the validation accuracy of the volumetrics determined by reservoir fluid properties

Gromova E.A.^{1,2}, Zanochev S.A.¹, Grebenkin A.A.¹

¹"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia; ²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
eagromova@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The paper describes the lessons learned when creating an automated system for selecting analogues of fluids with defined properties of narrow fractions/hydrocarbon groups and allowing to improve the reliability of initial information used to address various practical challenges of oil and gas industry. A review of the current regulatory documents concerning recommendations on the selection of reservoir analogues in the validation of the volumetrics determined by the properties of reservoir fluids has been performed. A case study of a reservoir analogue selection for a real oil pool is given, proving that the approaches developed by the authors allow searching for a suitable target with a high degree of reliability.

Materials and methods

The basis for the presented method was the data obtained from actual fluid samples taken during well testing. To determine the physical and chemical and chromatographic data, the metrologically verified and calibrated measuring tools were used.

Keywords

oil, condensate, physical and chemical properties, atmospheric-vacuum distillation, analogy method, validation of volumetrics, estimation of in-place reserves

For citation

Gromova E.A., Zanochev S.A., Grebenkin A.A. Applying automated search of analogues to improve the validation accuracy of the volumetrics determined by reservoir fluid properties. Exposition Oil Gas, 2024, issue 7, P. 90–95. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-90-95

Received: 17.09.2024

Важным этапом разведки залежей углеводородов является подсчет запасов нефти, горючих газов и газового конденсата для их постановки на государственный учет. Утвержденные на данном этапе свойства пластовых флюидов влияют не только на точность величины геологических запасов, но также закладываются в основу последующих расчетов вариантов разработки месторождения. Таким образом, использование недостоверных свойств пластовой нефти или газа, принятых на начальном этапе, может стать причиной не только некорректной оценки запасов, но и значительного расхождения проектных и фактических профилей добычи, ошибок в расстановке эксплуатационного фонда, в выборе режимов работы скважин, проектировании систем сбора, подготовки и транспорта. Особенно эти проблемы заметны при эксплуатации залежей с высоким содержанием газа в пластовой нефти или конденсата в газе.

Приоритетным источником информации при обосновании подсчетных параметров, характеризующих состав и физико-химические свойства пластовых углеводородных флюидов, являются результаты исследований собственных представительных проб (в первую очередь глубинных или рекombинированных). Однако не всегда удается обеспечить отбор проб, удовлетворяющих требованиям к их представительности. В таких случаях

регламентными документами для проведения расчетов допускается использование состава и свойств по аналогии с уже открытыми и более изученными месторождениями [1–4].

Методы аналогии широко применяются при решении нефтегазовых задач поиска, разведки и разработки залежей в условиях недостатка исходной фактической информации [5–7]. Однако при всем разнообразии состава и свойств нефтяных, газовых и газоконденсатных залежей до последнего времени в нашей стране ни в одном из регламентных документов не приводились четкие требования к обоснованию свойств пластового флюида по методу аналогии, а именно к набору сопоставляемых параметров и минимально возможному их расхождению, позволяющему признать тот или иной объект подходящим в качестве аналога. Например, в «Требованиях...» [2] отмечается только, что при использовании метода аналогии необходимо приводить «исходные данные, подтверждающие правильность выбора параметров подсчета по аналогам». Какие именно данные считаются подтверждающими корректность выбора, в указанном документе не уточняется. В «Методических рекомендациях...» [3] отмечается, что в качестве аналога выбирается «залежь со сходными геолого-промысловыми характеристиками ближайшего разведываемого или разрабатываемого месторождения». Перечень характеристик, которые при этом

должны быть сходными, в данном источнике не приведен.

Практика показывает, что в условиях отсутствия четких рекомендаций в качестве аналога мог быть выбран тот объект, для которого наблюдалась близость таких параметров, как пластовое давление, температура и глубина залегания. При этом дополнительно учитывалась в лучшем случае только плотность дегазированного жидкого флюида (нефти или конденсата), а все остальные его физико-химические свойства (например, вязкость, содержание серы, смол, парафинов и т.п.) не сопоставлялись. Также не учитывались и данные о составе газовой фазы. Исключение из анализа перечисленных параметров может приводить к значительным ошибкам, поскольку они определяют взаимную растворимость жидких и газообразных компонентов в пластовых условиях, а значит, в совокупности с начальными термобарическими условиями в залежи обуславливают состав и свойства пластового флюида.

В 2023 году были разработаны и решением экспертно-технического совета ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых» рекомендованы к использованию «Методические рекомендации по определению подсчетных параметров, характеризующих компонентный состав и физико-химические свойства УВС» [4]. В данном документе параметры, на которые необходимо ориентироваться при подборе аналогов, описаны наиболее подробно. Среди них одинаковое фазовое состояние пластового флюида, сопоставимые термобарические условия и глубина залегания, а также основные физико-химические свойства нефти или конденсата и состав газа. Насколько близкими должны быть сравниваемые параметры, а также какие из них являются приоритетными, в документе не указано. Введение расширенного перечня сравниваемых параметров должно значительно повысить точность оценки подсчетных параметров при использовании метода аналогии, поскольку свойства пластовых флюидов могут изменяться в рамках одного пласта или даже залежи, особенно если при их формировании участвовали несколько нефтематеринских источников или уже после заполнения ловушки происходили процессы вторичного преобразования насыщающих ее углеводородов. Таким образом, чем больше показателей, характеризующих пластовый флюид, используется при поиске аналога, тем точнее он будет подобран.

Если поиск аналогов производится в ручном режиме, то процесс требует больших временных затрат, а на представительность подобранного объекта может оказывать влияние субъективное мнение специалиста. На потребность в совершенствовании и автоматизации процессов выбора аналогов указывает развитие такого направления, как разработка коллективами авторов различных систем и методик подбора. Так, в 2023 г. на II научно-практической конференции им. Е.Г. Коваленко «Актуальные вопросы экспертизы геологических и извлекаемых запасов УВС» Волковым В.П. был представлен доклад на тему «Разработка технического задания для создания поисковой системы аналогов месторождений УВС для целей подсчета запасов и проектирования разработки», в котором отражены результаты разработки системы для автоматического подбора залежей-аналогов с применением алгоритмов искусственного интеллекта. На этапе формирования поискового запроса среди параметров,

Табл. 1. Характеристики жидкой и газовой фаз, учитываемые при поиске аналога
Tab. 1. The properties of the liquid and gas phases to be taken into account in the search of an analogue

Фаза пластовой УВ системы	Характеристики	Наименование характеристик	Количество показателей в БД для характеристики (x_i)	Весовой коэф. (y_i)
Жидкая (нефть, конденсат)	Физико-химические	плотность	1–3	1
		вязкость	1–3	1
		показатель преломления	1	1
		молярная масса	1	1
		содержание серы	1	1
		содержание смол	1	1
		содержание парафинов	1	1
		содержание асфальтенов	1	1
	температура застывания	1	1	
	Товарные	распределение фракций по температурам кипения	до 50	1
		плотность фракций	до 50	1
		молярная масса фракций	до 50	1
		вязкость узких фракций	до 50	1
		содержание серы в узких фракциях	до 50	1
		температура застывания узких фракций	до 50	1
	Хроматографические	детальный углеводородный состав узких фракции	более 100 (30 значимых) для каждой фракции	1
		компонентно-фракционный состав	до 100	1
детальный углеводородный состав бензиновой фракции		более 100 (30 значимых)	1	
Газовая (растворенный газ, газ сепарации)	Хроматографические	Компонентно-групповой состав	до 17	1

позволяющих учесть состав и свойства пластового флюида, кроме глубины залегания и начальных термобарических условий предлагается задавать дополнительные параметры, такие как содержание конденсата в пластовом газе или плотность дегазированной нефти. Важность «корректного описания свойств пластовых флюидов и прогнозирования их поведения в процессах добычи, транспорта, а также при расчете запасов нефти и газа» отмечают и авторы статьи [8]. Для решения проблемы недостаточного объема исходных данных предлагается создать и использовать «единую базу готовых PVT-метамodelей пластовых флюидов», на основе которой с помощью разработанной авторами методики предполагается выполнять подбор аналогов пластовых флюидов, представляющих собой готовую композиционную PVT-модель. О реализации функционала поиска аналогов данных по неразведанным месторождениям в разработанном АО НК «КазМунайгаз» модуле «Пластовые флюиды» заявлено и в работе [9], однако методология, по которой осуществляется процесс выбора объекта, в статье не освещена.

В начале 2023 года цель разработки программного продукта для автоматизированного поиска аналогов пластовых углеводородных систем поставили перед собой и специалисты ООО «Тюменский нефтяной научный центр». Современная лабораторная база организации и многолетний накопленный фактический материал по исследованиям пластовых флюидов различных месторождений Восточной и Западной Сибири позволили собрать обширную базу данных (БД) с возможностью последующего ее использования в целях подбора аналогов для объектов с неполной исходной информацией. При этом задача поиска аналога не ограничивалась только возможностью определения параметров, необходимых для целей подсчета запасов, а была расширена до одновременного определения исходных данных, необходимых для повышения точности расчета процессов добычи, транспорта, первичной и вторичной переработки, т.е. информации о компонентном составе продукции и о свойствах групп углеводородов, входящих в ее состав. Для решения поставленной задачи

заполнение базы данных осуществлялось результатами исследований тех объектов, для которых имеется наиболее полный объем информации, включающей такие характеристики дегазированных жидких углеводородов как основные физико-химические свойства, хроматографические исследования состава, а также характеристики узких фракций (табл. 1). При наличии данных о составе газовой фазы (газа сепарации или растворенного нефтяного газа) эта информация также заносилась в базу данных. Таким образом, при поиске аналога имеется возможность учитывать как рекомендуемые регламентными документами, так и дополнительные параметры, что позволяет пользователю сделать наиболее обоснованный выбор.

В рамках реализации проекта была произведена систематизация данных по 167 пробам углеводородов: 118 — нефтей и 49 — конденсатов. Изначально сформированная база продолжает пополняться по мере проведения исследований новых образцов. Территориально пробами представлены шесть регионов Восточной и Западной Сибири (62 месторождения, 81 различных продуктивных пласт).

В минимальный набор параметров, по которым предлагается осуществлять поиск аналога, предлагается включить следующие характеристики дегазированной нефти или конденсата:

- основные физико-химические свойства;
- компонентно-фракционный состав;
- групповой состав бензиновой фракции (содержание алканов, аренов, нафтенов и др.);
- индивидуальный компонентный состав бензиновой фракции с дополнительной визуализацией в формате так называемого метода «фингер-принт» (отпечаток пальца), который основан на сравнении наборов наиболее значимых компонентов, содержащихся в составе отдельных групп УВ.

Перечисленную информацию можно получить, даже если в ходе исследований продуктивного объекта удалось отобрать только поверхностные пробы нефти или конденсата.

Набор сравниваемых параметров при наличии соответствующей информации дополняется данными атмосферно-вакуумной

разгонки (АВР) жидких углеводородов и составом газовой фазы.

Критерием успешности при подборе аналога (J) является минимизация суммы нормированных квадратов разности значений (отклонений) показателей по пробе изучаемого объекта ($x_i^{пр}$) и соответствующих показателей образцов, имеющихся в базе данных ($x_i^{БД}$), с учетом величины весового коэффициента (γ_i):

$$J = \sum \gamma_i (x_i^{пр} - x_i^{БД})_{норм}^2 \rightarrow \min.$$

Весовые коэффициенты по умолчанию принимаются равными 1, а при необходимости могут быть скорректированы пользователем в меньшую или большую сторону.

Для демонстрации работоспособности разработанного инструмента рассмотрим пример подбора аналога для одной из новых залежей месторождения «Х» Западной Сибири. Фазовое состояние объекта на момент обоснования свойств принято как однофазное нефтяное. Изучаемая залежь в полной мере охарактеризована результатами исследований глубинных и дегазированных проб нефти. Предположим, что собственных представительных глубинных проб из месторождения «Х» отобрать не удалось, и имеются только результаты исследований дегазированной нефти. Эти результаты из файлов специального формата (протоколов) были загружены в форму автоматизированного поиска и выполнен подбор наиболее подходящих аналогов (рис. 1). Отметим, что поиск аналога выполнен по комплексному критерию, т.е. с учетом всех имеющихся параметров и с весовым коэффициентом для каждого, равным 1. При необходимости пользователь может из предложенных показателей выбрать наиболее приоритетные (один или несколько) или учитывать все, экспертно задавая им требуемые значения весовых коэффициентов.

По результатам выполненного поиска в качестве наилучшего аналога для залежи месторождения «Х» следует считать нефть из одновозрастных нижнехетских отложений месторождения «А» с наименьшим значением критерия схожести. Основные параметры пластовой нефти месторождения «Х», полученные по собственным глубинным пробам, и в случае их оценки по аналогии с залежью месторождения «А», имеют высокую схожесть (табл. 2), что подтверждает работоспособность реализованной поисковой системы.

Следует отметить, что согласно геолого-физической характеристике подобранная залежь-аналог является нефтяной с газовой шапкой. При этом если бы подбор аналогов для нефтяной залежи «Х» осуществлялся в соответствии с рекомендациями [4], то из перечня рассматриваемых объектов были бы исключены двухфазные нефтегазовые залежи. В этом случае в качестве аналога выбирается залежь месторождения «В» с гораздо более худшим процентом схожести (рис. 1), как единственная среди близлежащих, которая не имеет газовой шапки. Автоматическая выгрузка сравнительных диаграмм, позволяющая визуально оценить точность подбора аналога пластового флюида, также показывает значительное отличие нефти «В» от «Х» и «А» по большинству физико-химических характеристик (рис. 2). Это различие подтверждает и заметно более высокая плотность дегазированной нефти залежи «В» (840,8 кг/м³) в сравнении с «Х» (826,9 кг/м³) и «А» (822,5 кг/м³). Наблюдаемая разница в свойствах нефти из залежи «В» вероятнее



Рис. 1. Форма автоматизированного подбора аналогов на примере нефтяной залежи месторождения «Х» Западной Сибири
Fig. 1. The form of automated selection of analogues from a case study of an oil pool of the X Field in West Siberia

всего связана с протекающими в ней процессами биодegradации, на что указывает пониженное по сравнению с «X» и «А» содержание нормальных алканов при более высоком фоне ароматических структур (рис. 2).

При последующем более детальном изучении материалов было установлено, что анализ сейсмических данных допускает наличие газовой шапки и в залежи «X», хотя на текущий момент она не выявлена. Таким образом, можем видеть, что если бы по методу аналогии были приняты свойства нефти из залежи «В», то при оценке запасов ошибка составила бы 16 %, а если залежи «А» — всего 4 %.

Приведенный пример дополнительно показывает, что выбор аналога только среди месторождений с одинаковым фазовым состоянием пластового флюида, предложенный в [4], значительно сужает поиск наиболее подходящего варианта. Текущая оценка типа залежи как однофазной нефтяной или газовой может быть связана с тем, что газовая шапка или нефтяная оторочка в исследуемой залежи присутствует, но выполненного объема исследований недостаточно для установления их наличия. Таким образом, в период низкой степени изученности нефтяных залежей, в которых на текущий момент не установлено наличие газовой шапки, нельзя исключать вероятность предельной или близкой к предельной степени насыщенности нефти. Данный вывод справедлив и для недостаточно изученных газоконденсатных залежей, в которых не выявлено наличие нефтяной оторочки.

Итоги

Помимо двух основных задач поиска аналогов для целей подсчета запасов, а также характеристики свойств групп углеводородов, входящих в состав пластового флюида, расширение возможностей использования сформированной базы данных видится в подключении к анализу различных геохимических маркеров или флюидальных коэффициентов [10–12], что позволит учитывать влияние на свойства сравниваемых объектов их фазового состояния, генетического типа или происшедших процессов вторичных преобразований. Совершенствование подхода к поиску аналогов также предполагает обоснование оптимального набора критериев и необходимой точности их сходимости, чтобы выбранный объект мог быть признан гарантированно лучшим среди возможных. Одним из перспективных подходов в этом направлении видится принятие решений на основе вывода по прецедентам [13].

Вид задач, решаемых при использовании реализованного инструмента, также может меняться в зависимости от наличия или отсутствия данных по атмосферно-вакуумной разгонке. Среди перечисленных в таблице 1 видов исследований АВР является наиболее трудоемким и дорогостоящим. В лабораториях процесс фракционирования жидких углеводородов выполняется на оборудовании, включающем в себя ректификационную колонну с возможностью получения вакуумных фракций при повышенных температурах. Аппараты АВР позволяют получать отдельные 10-градусные или так называемые узкие фракции, свойства которых (плотность, вязкость, массовое содержание серы, температура застывания и др.)

определяются стандартными физико-химическими методами. Ценность данного вида исследований заключается не только в определении характеристик товарных свойств нефти или конденсата. Получаемые данные также важны для корректного расчета состава пластового флюида, поскольку позволяют наиболее точно определить свойства групп углеводородов (плотность, молярная масса), избегая тем самым ошибок, которые могут быть получены при использовании для их оценки табличных данных или корреляционных зависимостей [14, 15].

Таким образом, если при поиске аналога используются данные АВР, преимущество заключается в значительном увеличении сравниваемых показателей. Если же объект

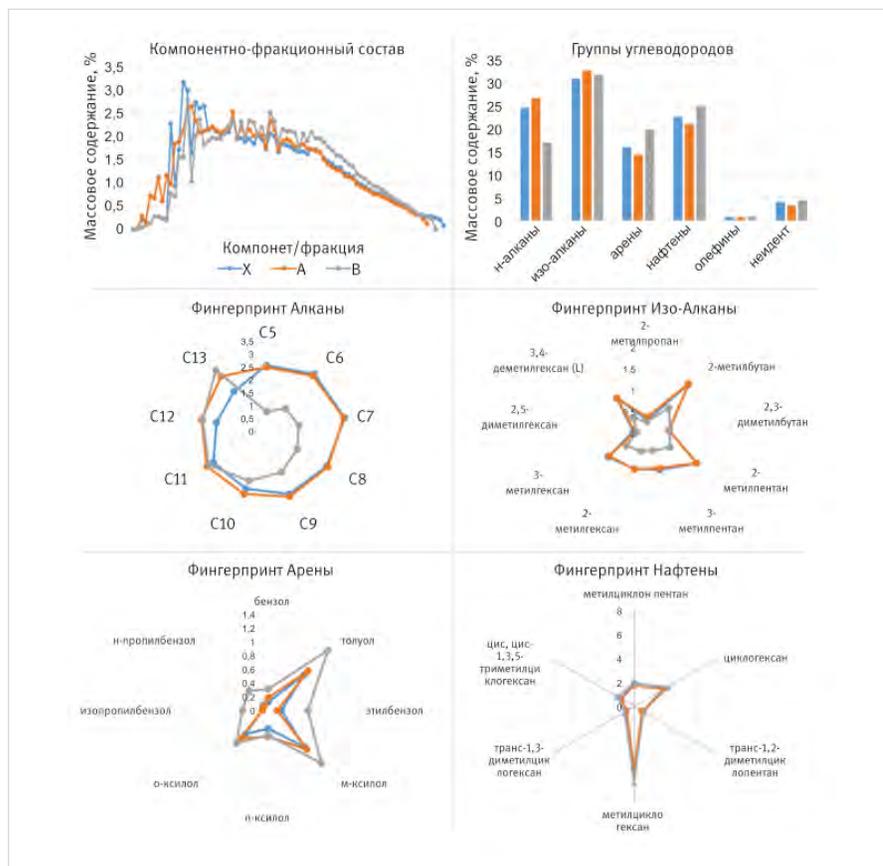


Рис. 2. Сравнение некоторых показателей залежи месторождения «X» Западной Сибири с залежами-аналогами «А» и «В»

Fig. 2. Comparison of some parameters of an oil pool of the X Field in West Siberia with analogue units A and B

Табл. 2. Сравнение основных характеристик и подсчетных параметров по собственным пробам залежи «X» и в случае использования метода аналогии по залежам «А» и «В»

Tab. 2. Comparison of the main properties and volumetrics on own samples of the X Field and when using the analogy method for units A and B

Параметры		Значения для залежи			
		«X»*	«А»	«В»	
Характеристики	залежи	Тип залежи	Нефтяная	Нефтяная с ГШ	Нефтяная
		Индекс пласта	Нх3-4	Нх3	Нх3(0)
		Пластовая температура, °С	71,0	63,0	62,4
		Начальное пластовое давление, МПа	29,1	27,5	27,8
		Глубина залегания, м	2918,0	2735,0	2798,5
	флюида	Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	826,9	822,5	840,8
	Газосодержание, м ³ /т	284,1	290,3	156,2	
	Объемный коэффициент, доли ед.	1,74	1,80	1,53	
Ошибка в оценке геологических запасов нефти при использовании полученных параметров, %		—	4	16	

*фактические данные по результатам исследований собственных глубинных проб

на момент поиска для него аналога результатами АВР не охарактеризован, то преимуществом разработанного инструмента является возможность оценки наличия среди ранее проведенных исследований данных по АВР для схожих объектов. В случае уверенного нахождения аналога это позволит исключить финансовые и временные затраты на проведение трудоемких исследований для нового объекта, а при отсутствии — обоснованно рекомендовать их проведение.

Еще одним достоинством разработанного продукта является возможность после подбора аналога произвести выгрузку свойств (в первую очередь плотности и молярной массы) псевдофракций или групп углеводородов с пользовательской настройкой, учитывающей тип флюида и необходимый формат ввода исходных данных в специализированном ПО, используемом для последующего моделирования тех или иных процессов. Так, в PVT-симуляторы, как правило, принято задавать состав флюида в компонентно-групповом виде (до фракции C_{n+}), а для программных продуктов типа Hysys, направленных на моделирование систем подготовки, имеется возможность выгрузки данных в компонентно-фракционном виде.

Выводы

- В результате проведенных работ разработан инструмент, позволяющий производить автоматизированный выбор аналогов пластового флюида с характеристикой свойств групп и фракций.
- Подбор выполняется с учетом требований актуальных регламентных документов, а также позволяет учитывать расширенный набор характеристик, помогающих сделать наиболее обоснованный выбор среди нескольких аналогов.
- Информация, получаемая в результате успешного подбора аналога, может использоваться для обоснования подсчетных и прочих параметров, характеризующих состав и свойства пластовых флюидов в условиях их недостаточной текущей изученности.
- На реальном примере показано, что в период низкой степени изученности однофазных нефтяных или газоконденсатных залежей, в которых на текущий момент не установлено наличие газовой шапки или нефтяной оторочки, нельзя исключать вероятность предельной или близкой к предельной степени насыщенности нефти или газа, а значит исключать из кандидатов на аналоги двухфазные залежи.
- Получаемая информация может быть также направлена на создание PVT-моделей пластового флюида, необходимых для корректного расчета процессов добычи,

транспорта, подготовки и переработки продукции.

- Помимо задачи поиска аналогов используемая методология также позволяет выполнять оценку целесообразности проведения такого трудоемкого и дорогостоящего вида анализа как атмосферно-вакуумная разгонка, что помогает недропользователю обеспечить рациональные затраты на реализацию программы исследований.
- Дальнейшее расширение возможностей использования сформированной базы данных видится в подключении к анализу различных геохимических маркеров или флюидальных коэффициентов, а также в совершенствовании методологии поиска аналогов.

Литература

1. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Нормативно-методическая документация. Издание второе, исправленное и дополненное. М.: ЕСОЭН, НАЭН. 2018. 500 с.
2. Требования к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов: утв. приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 28.12.2015 № 564.
3. Методические рекомендации по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов: утв. Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477.
4. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров, характеризующих компонентный состав и физико-химические свойства УВС: рекомендованы к использованию решением ЭТС ФБУ «ГКЗ» (протокол № 20 заседания секции углеводородного сырья Экспертно-технического совета Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых, состоявшегося 1 августа 2023 г.).
5. Вологая И.С., Исламов Р.Р., Нигматуллин Ф.Н., Харисова А.В., Лознюк О.А. Методика выбора объекта-аналога для нефтегазовой залежи по геолого-физическим характеристикам // Нефтяное хозяйство. 2019. № 12. С. 124–127.
6. Поднебесных А. В., Хафизов А.Р. Методика экспресс-оценки выбора объекта-аналога для залежей углеводородного сырья на основе их геологических признаков // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. № 3. С. 9–18.

7. Абдрахманова Э.К., Исламов Р.Р., Кузин И.Г., Нигматуллин Ф.Н., Антаков И.С., Кузнецов А.М., Гилаев Г.Г. Повышение эффективности разработки новых нефтегазоконденсатных залежей за счет применения методики выбора объекта-аналога (часть 1) // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7. С. 66–69.
8. Ким В.В., Матрошилов Н.О., Печко К.А. и др. Методика подбора аналогов моделей PVT пластового флюида и экспресс-оценка параметров PVT для новых активов // Нефтяное хозяйство. 2023. № 12. С. 36–39.
9. Кунжарикова К.М., Узыканов Ж.С., Бисикенова Л.М. Современная информационная система для автоматизации интерпретации результатов исследования свойств пластовых флюидов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. № 2. С. 196–200.
10. Дмитриевский А.Н., Клабуновский Е.И. О корреляциях свойств углеводородов нефтей месторождений России // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2013. № 8. С. 45–51.
11. Oblasov N.V., Goncharov I.V., Samoilenko V.V., Ger W. van Graas. Biodegradation in the NKH 3-4 reservoir at Vankor field (West Siberia basin, Russia) is strongly controlled by rock properties. Organic Geochemistry, 2018, Vol. 119, P. 36–49. (In Eng).
12. Громова Е.А., Заночуев С.А. Мониторинг состава продукции газоконденсатных скважин на основе данных исследований проб, отобранных с многофазных расходомеров // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2021. № 5. С. 127–139.
13. Глухих И.Н., Никифоров Д.В. Принятие решений на основе вывода по прецедентам в моделировании месторождений нефти и газа // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2019. Т. 5. № 3. С. 147–163.
14. Брусиловский А.И., Ющенко Т.С. Научно обоснованный инженерный метод определения компонентного состава и PVT-свойств пластовых углеводородных смесей при неполной исходной информации // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2016. № 1. С. 68–74.
15. Захарченко А.Г., Андреев О.В. Метод расчета молекулярных масс и плотностей углеводородных фракций пластовых систем // Экспозиция Нефть Газ. 2014. № 4. С. 60–62.

ENGLISH

Results

In addition to the two main tasks of searching for analogues for the purposes of reserves estimation, as well as characterizing the properties of hydrocarbon groups that are part of the formation fluid, the expansion of the applications of the formed database is recognized in the involvement of various geochemical markers or fluid coefficients into the analysis [10–12], which will allow to take into account the effect on the properties of the compared targets caused by the phase state, genetic type, or diagenetic processes. Improvement of the approach to search for analogues also implies justification of the optimal set of criteria and

the necessary accuracy of their convergence so that the selected target can be recognized as a guaranteed best choice among the possible ones. One of the promising approaches here is reasoning-based decision making [13].

The type of problems solved with the implemented tool can also vary depending on the availability or lack of atmospheric-vacuum distillation data. Among the types of studies listed in Table 1, AVD is the most labor-intensive and expensive one. In laboratories, the process of fractionation of liquid hydrocarbons is performed on the equipment including a rectification column allowing to obtain vacuum fractions at elevated

temperatures. AVD apparatuses allow obtaining separate 10-degree or so-called narrow fractions, the properties of which (density, viscosity, mass sulfur content, pour point, etc.) are determined by standard physical and chemical methods. The value of this type of research is not only in characterizing the marketable properties of oil or condensate. The data obtained is also important for correct estimation of formation fluid composition, as it allows to determine the properties of hydrocarbon groups (density, molar mass) in the most precise way, thus avoiding errors that can be obtained when using tabular data or correlations for their estimation. [14, 15].

Thus, if the AVD data is used when searching for an analogue, the advantage is in a significant increase in the comparable indicators. If the target, at the time of searching for an analogue, has not been characterized by the AVD data, the advantage of the developed tool is the possibility to assess the availability of AVD data for similar targets among the previously conducted studies. In case of a confident analogue, it will allow to exclude financial and time costs for conducting labor-intensive studies for a new target, and in case of absence of an analogue - to reasonably recommend to conduct such studies.

Another advantage of the developed tool is the possibility, after selection of an analogue, to unload the properties (primarily density and molar mass) of pseudo-fractions or groups of hydrocarbons with user adjustment, taking into account the type of fluid and the required format of input data in specialized software used for subsequent simulation of certain processes. For example, PVT simulators are usually used to set the fluid composition in component-group form (up to the C_{n+} fraction), and for software products such as Hysys, aimed at modeling treatment systems, there is a possibility to upload data in component-fraction form.

References

1. Classification of reserves and resources of oil and combustible gases. Regulatory and methodological documentation. Second edition, revised and supplemented. Moscow: ESOEN, NAEN, 2018, 500 p. (In Russ).
2. Requirements for the composition and rules for registration of materials submitted for state examination on the estimation of oil and combustible gas reserves: approved by Order № 564 of the Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation, dated December 28, 2015. (In Russ).
3. Methodological recommendations on the application of the Classification of reserves and resources of oil and combustible gases: approved by Order № 477 of the Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation, dated November 1, 2013. (In Russ).
4. Methodological recommendations for measuring the volumetrics characterizing the component composition and physical and chemical properties of HC: recommended for use by the Decision of the Expert Technical Council of the State Committee on Reserves (Minutes № 20 of the Meeting of the hydrocarbon section of the Expert Technical Council of the State Commission on Mineral Reserves, held August 1, 2023). (In Russ).
5. Vologin I.S., Islamov R.R., Nigmatullin F.N., Harisova A.V., Loznyuk O.A. Methodology for selecting an analogue target of an oil and gas reservoir based on geological and physical characteristics. Oil industry, 2019, issue 12, P. 124–127. (In Russ).
6. Podnebesnykh A.V., Khafizov A.R. Technique express estimation of analogue object for hydrocarbon reserves on the basis of their geological signs. Problems of gathering, treatment and transportation of oil and oil products, 2019, issue 3, P. 9–18. (In Russ).
7. Abdrakhmanova E.K., Islamov R.R., Kuzin I.G., Nigmatullin F.N., Antakov I.S., Gilayev G.G. Improving the efficiency of development new oil and gas condensate reservoirs using a method for selecting an analogue. Exposition Oil Gas, 2022, issue 7, P. 66–69. (In Russ).
8. Kim V.V., Matroshilov N.O., Pechko K.A. et al. Methodology for selecting analogs of reservoir fluid PVT models and rapid estimation of PVT parameters for new assets. Oil industry, issue 12, P. 36–39. (In Russ).
9. Kunzharikova K.M., Uzykanov Zh.S., Bisikenova L.M. Modern information system for automation of the interpretation of the results of investigation of formation fluid properties. Actual problems of oil and gas, 2023, issue 2, P. 196–200. (In Russ).
10. Dmitrievsky A.N., Klabunovsky E.I. Some aspects of hydrocarbons properties correlation of oils extracted out of Russian oil fields. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2013, issue 8, P. 45–51. (In Russ).
11. Oblasov N.V., Goncharov I.V., Samoilenko V.V., Ger W. van Graas. Biodegradation in the NKH 3-4 reservoir at Vankor field (West Siberia basin, Russia) is strongly controlled by rock properties. Organic Geochemistry, 2018, Vol. 119, P. 36–49. (In Eng).
12. Gromova E.A., Zanochev S.A. Monitoring the composition of gas condensate well streams based on samples taken from multiphase flow meters. Oil and gas studies, 2021, issue 5, P. 127–139. (In Russ).
13. Glukhikh I.N., Nikiforov D.V. Decision making for modeling of oil and gas fields by using case-based reasoning. Tyumen State University Herald. Physical and mathematical modeling. Oil, gas and energy, 2019, Vol. 5, issue 3, P. 147–163. (In Russ).
14. Brusilovskiy A.I., Yushchenko T.S. wo-phase deposits: Methodology approach to the identification of composition and pVT properties of reservoir hydrocarbon fluids using limited initial information. PROneft. Professionally about Oil, 2016, issue 1, P. 68–74. (In Russ.)
15. Zakharchenko A.G., Andreev O.V. Method of calculation of molecular weights and densities of hydrocarbon fractions of reservoir fluids. Exposition Oil Gas, 2014, issue 4, P. 60–62. (In Russ).

Conclusions

- As a result of the study, a tool has been developed that allows automated selection of reservoir fluid analogues with characterization of properties of groups and fractions.
- The selection is performed taking into account the requirements of the current regulatory documents and also allows to take into account an extended set of properties that help to make the most reasonable choice among several analogues.
- The information obtained as a result of successful analogue selection can be used to validate the volumetrics and other parameters characterizing the composition and properties of reservoir fluids under insufficient state of knowledge.
- A real case study is used to show that under low degree of knowledge of single-phase oil or gas condensate reservoirs where no current gas cap or an oil rim has been found, we cannot exclude the probability of marginal or close to marginal degree of oil or gas saturation, and therefore to exclude two-phase reservoirs from analogue candidates.
- The information obtained can also be used to build PVT models of reservoir fluids required for correct estimation of production, transportation, processing, and treatment processes.
- In addition to the task of searching for analogues, the proposed methodology also makes it possible to assess the feasibility of such a time-consuming and expensive type of analysis as atmospheric-vacuum distillation (AVD), which helps an Operator to ensure rational research costs.
- Further expansion of the applicability of the formed database is associated with the inclusion of various geochemical markers or fluid coefficients into the analysis, as well as in the improvement of the analog search methodology.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Громова Евгения Александровна, к.т.н., старший эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, доцент, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
Для контактов: eagromova@tnnc.rosneft.ru

Заночев Сергей Анатольевич, к.т.н., начальник отдела исследований свойств пластовых флюидов, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Гребенкин Алексей Алексеевич, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Gromova Evgeniya Alexandrovna, ph.d. of engineering sciences, senior expert, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia; assistant professor, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
Corresponding author: eagromova@tnnc.rosneft.ru

Zanochev Sergey Anatolyevich, ph.d. of engineering sciences, head of the reservoir fluid research division, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Grebenkin Alexey Alekseevich, chief specialist, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Особенности кислотного воздействия на карбонатные породы усть-кутского горизонта Восточной Сибири

Черепанова Н.А., Аржиловская Н.Н., Ульянова А.В., Кочетов А.В.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
nacherepanova@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

На примере карбонатных отложений усть-кутского горизонта Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НГП) рассмотрены особенности воздействия соляной кислоты на слабопроницаемые доломиты в зависимости от литологического строения и структуры пустотного пространства. Доломиты венд-кембрийского возраста обогащены магнием. Скорость их растворения в растворах соляной кислоты в 2–2,5 раза ниже образцов доломитов стехиометрического состава. На керновом материале различных литотипов продуктивных пород-коллекторов показана возможность образования высокопроводящих каналов растворения, что подтверждает эффективность действия солянокислотных растворов в оптимальных параметрах воздействия: повышенные объемы соляной кислоты высокой концентрации при невысоких скоростях закачки кислотной композиции. Осложняющим фактором растворения доломитов усть-кутского горизонта является наличие солей (галита, ангидрита) и неравномерное распределение пустотного пространства. Воздействие концентрированными растворами соляной кислоты на интенсивно галитизированные участки пород не эффективно. В присутствии солей галита и ангидрита в пустотном пространстве рекомендуется поэтапная обработка растворами с возрастающей концентрацией кислоты.

Материалы и методы

В исследовании применены следующие методы: анализ литературных источников, экспериментальные исследования фильтрационных параметров пород при воздействии растворами соляной кислоты, рентгеновская компьютерная томография образцов горных пород, петрографический анализ, статистическая обработка и обобщение результатов полученных исследований.

В качестве материалов использованы цилиндрические образцы горных пород и петрографические шлифы усть-кутского горизонта.

Ключевые слова

усть-кутский горизонт, доломит, скорость растворения, соляная кислота, кислотные обработки, канал растворения

Для цитирования

Черепанова Н.А., Аржиловская Н.Н., Ульянова А.В., Кочетов А.В. Особенности кислотного воздействия на карбонатные породы усть-кутского горизонта Восточной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 7. С. 96–102. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-96-102

Поступила в редакцию: 17.09.2024

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.63 | Original Paper

Features of acid treatment of carbonate rocks of the Ust-Kut Horizon in East Siberia

Cherepanova N.A., Arzhilovskaya N.N., Ulyanova A.V., Kochetov A.V.

“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
nacherepanova@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The paper describes a case study of the Ust-Kut carbonates within the Leno-Tungusky Petroleum Province, including the features of the hydrochloric acid action on poorly-permeable dolomites, depending on the lithology and the void space structure. The Vendian-Cambrian dolomites are enriched with magnesium. The rate of their dissolution in hydrochloric acid solutions is 2–2,5 times lower than that of stoichiometric dolomites. The possibility of formation of highly conductive dissolution channels is shown on the cores of various productive reservoir lithotypes, which confirms the efficiency of hydrochloric acid solutions in optimal exposure parameters: increased volumes of high-concentration hydrochloric acid at low injection rates. A complicating factor in the dissolution of the dolomites of the Ust-Kut Horizon is the presence of salts (halites, anhydrites) and the uneven distribution of the void space. The exposure of highly-halitized rock regions to concentrated hydrochloric acid solutions is inefficient. With halite and anhydrite salts in the void space, step-by-step treatment with solutions with increasing acid concentration is recommended.

Materials and methods

The following methods were applied in the study: analysis of published literature, experimental studies of the rock flow parameters when exposed to hydrochloric acid solutions, X-ray computed tomography of rock samples, petrographic analysis, statistical analysis, and

generalization of the test results. Core plugs and petrographic thin sections from the Ust-Kut horizon were used as testing materials.

Keywords

Ust-Kut Horizon, dolomite, dissolution rate, hydrochloric acid, acid treatments, dissolution channel

For citation

Cherepanova N.A., Arzhilovskaya N.N., Ulyanova A.V., Kochetov A.V. Features of acid treatment of carbonate rocks of the Ust-Kut Horizon in East Siberia. Exposition Oil Gas, 2024, issue 7, P. 96–102. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-96-102

Received: 17.09.2024

В последние десятилетия месторождения углеводородов (УВ) Лено-Тунгусской НГП активно вводятся в разработку. Основные перспективы введения в эксплуатацию новых объектов углеводородов Лено-Тунгусской НГП связаны с карбонатными венд-кембрийскими отложениями осинского, усть-кутского, преображенского горизонтов. Освоение скважин карбонатных пластов, как правило, осуществляют с использованием соляно-кислотных растворов. Интенсификация притока нефти имеет большое значение на всех стадиях разработки месторождений для очистки призабойной зоны пласта (ПЗП) и преодоления скин-эффекта. При обработке соляной кислотой растворяются карбонатные минералы и отложения, загрязняющие ПЗП, что позволяеткратно увеличивать продуктивность скважины. Несмотря на изученность механизма кислотного воздействия с карбонатными минералами, в условиях Лено-Тунгусской НГП присутствует ряд специфических факторов, которые влияют на эффективность кислотных обработок.

На примере пород усть-кутского горизонта Непско-Ботуобинской антеклизы рассмотрены особенности солянокислотного воздействия на доломитовые разности нефтяных пластов в зависимости от литологического строения и структуры пустотного пространства. В усть-кутском горизонте выделяется 2 пласта: верхний Б 3-4 и нижний Б 5, разделенные глинисто-карбонатно-сульфатной перемычкой толщиной 3–7 м. Мощный горизонт варьируется от 28 до 83 м. Коллекторы рассматриваемого объекта вскрыты зачастую горизонтальными скважинами, имеют высокую минерализацию пластовой воды (более 350 г/л), низкую пластовую температуру (менее 20 °С), низкие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС). Особенностью горизонта является низкая пористость нефтеносных отложений от 1–2 до 10–15 % и широкое распространение постседиментационных процессов, которые придают неоднородность ФЕС как по площади, так и по разрезу [1].

Породы усть-кутского горизонта представлены доломитами различных структурных типов с прослоями глинистых доломитов и ангидритов. Основным породообразующим минералом усть-кутского горизонта является доломит, реже отмечаются доломиты с примесью глин, кварца, галита и ангидрита, содержание которых в среднем составляет от 1 до 7 %, также встречаются кальцит и пирит в количестве менее 1 %. Доломиты вторичные предположительно образованы в результате замещения известняков.

Доломиты венд-кембрийского возраста имеют нестехиометрический состав, с преобладанием карбоната магния. Отношение в них MgO/CaO составляет 1,11, тогда как теоретический состав доломита предполагает отношение MgO/CaO — 0,72 (табл. 1). Энергия кристаллической решетки доломита, т. е. легкость ее распада на ионы, имеет более высокие значения по сравнению с энергией решетки кальцита и более низкие значения по сравнению с показателем для магнезита. Поэтому обогащение усть-кутских доломитов магнием («приближение» свойств к магнезиту) приводит к увеличению энергии кристаллической решетки и относительноному снижению скорости его разложения [2].

На рисунке 1 представлен график кинетики растворения доломитовых пород различного возраста в растворе соляной кислоты 15 % масс. Определение скорости

растворения доломитов производили газолометрическим методом надезинтегрированных образцах зерна при температуре 22 °С. Для исследований использовали экстрагированные образцы ядерного материала, отобранные из пласта Б3-4 усть-кутского горизонта тэтэрской свиты венд-кембрийского возраста, пласта О1 окского горизонта верхневизейского яруса каменноугольной системы и стандартный образец доломита.

Образец породы усть-кутского горизонта представлен доломитом микрокристаллическим, ооидным, неравномерно пористым, слабо галитизированным. Образец породы окского горизонта представлен доломитом тонко-мелкокристаллическим, неравномерно кавернозно-пористым, с таблитчатыми кристаллами сульфатов по кавернам. В качестве образца сравнения использовали государственный стандартный образец состава доломита ГСО 7222-96 утвержденного типа.

Представленная на рисунке 1 динамика растворения подтверждает литературные данные [2, 3] о двух стадиях кинетической кривой процесса растворения доломита. На первой стадии скорость процесса определяется скоростью химической реакции кислоты с доломитом (кинетическая область), а затем лимитирующим фактором становится скорость диффузии кислоты к доломиту и продуктов реакции в раствор. Зависимость степени растворения доломита от времени состоит из трех областей: кинетической (в начальный период), промежуточной и диффузионной (в конце). В кинетической и диффузионной области характер зависимости степени

растворения во времени близок к прямолинейному, поэтому процесс описывается кинетическим уравнением первого порядка. При сравнении динамики растворения образцов доломитов между собой установлено, что скорость растворения образца усть-кутского горизонта в 2–2,5 раза меньше, чем доломитов стехиометрического строения.

Для установления причин «аномального» растворения доломитов пласта Б 3-4 проведено детальное изучение литологических особенностей, минерального состава, структуры пустотного пространства и вторичных изменений пород-коллекторов. В пределах пласта Б 3-4 выделяют семь литотипов: ангидриты, доломиты окремненные, доломиты глинистые, доломиты кристаллические, доломиты разнозернистые, доломиты микробиальные строматолитовые и доломиты микробиальные дендролитовые. В проницаемых продуктивных интервалах преобладающими литотипами являются: доломиты разнозернистые, доломиты микробиальные дендролитовые, в меньшей степени доломиты кристаллические. Остальные литотипы не являются продуктивными.

Литотип доломит разнозернистый (рис. 2а) представлен доломитами светло-серыми от микро-тонко- до мелкокристаллических, средне-мелкозернистыми, реже тонкозернистыми, с редкими прожилками черного органического вещества (ЧОВ), пористыми, в разной степени галитизированными.

Литотип доломит микробиальный дендролитовый (рис. 2б) представлен доломитами темно-серыми

Табл. 1. Химический состав образцов доломита
Tab. 1. Chemical composition of dolomite samples

Порода	Содержание, %			Отношение MgO/CaO
	CaO	MgO	CO ₂	
Стехиометрический состав	30,41	21,87	47,72	0,72
Доломит окского горизонта Волго-Уральской провинции	30,4	21,6	48,0	0,71
Доломит усть-кутского горизонта Восточной Сибири	24,9	27,1	48,0	1,11

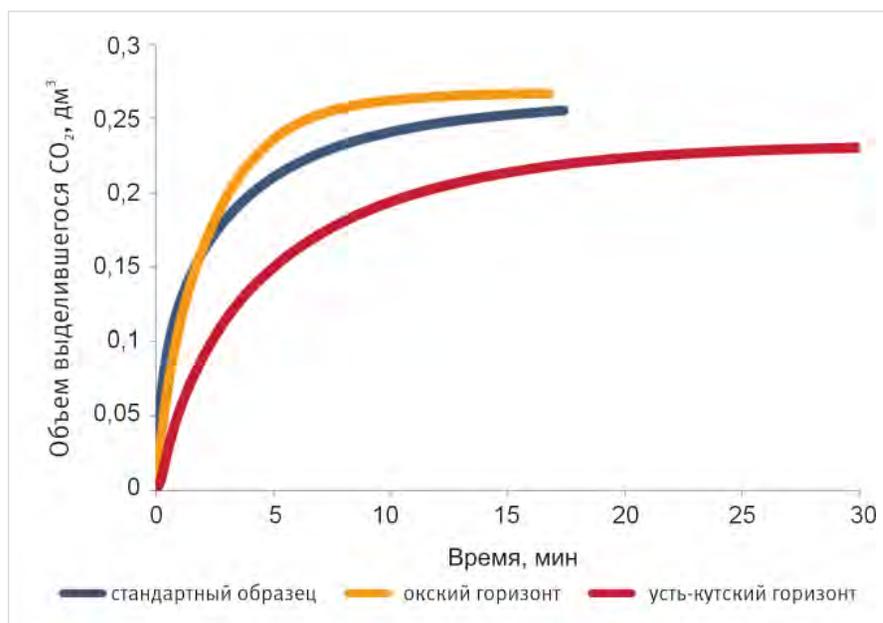


Рис. 1. Кинетика растворения доломитовых пород различного литотипа
Fig. 1. Dissolution kinetics of the dolomites of various lithotypes

тонко-микроразнозернистыми, микробактериальными дендролитовыми, неравномерно пористыми, с редкими трещинами, в разной степени галитизированными и сульфатизированными [4].

Литотип доломит кристаллический с реликтовой зернистой структурой (рис. 2в) представлен доломитами

темно-серыми микро- и тонкокристаллическими, неравномерно пористыми, неравномерно галитизированными.

Отмечается неоднородное распределение ФЕС внутри литогенетических типов. Строение пустотного пространства пород-коллекторов сложное, неоднородное с преобладанием пустот, образованных

в результате постседиментационных процессов. Широкое распространение среди пустот имеют поры, нередко выщелачивания, встречаются редкие каверны. В зернистых доломитах количество пор достигает 10–25 %. Однако эти пустоты часто заполнены солями галита и ангидрита. В перекристаллизованных породах поры мелкой размерности (от 0,01 мм до 0,15 мм) формируют основной объем пустотного пространства. В кристаллических доломитах равномерно распределенные поры перекристаллизации в кристаллической массе обеспечивают хорошую пористость. Отмечается первичная и вторичная пористость (поры перекристаллизации, выщелачивания), а также сообщаемость пор. В то же время невысокие показатели проницаемости коллекторов свидетельствуют о наличии изолированных и запечатанных пустот [1, 5].

Сульфатная минерализация и заслонение пород, как правило, приводят к ухудшению пористости и сообщаемости пустот, что препятствует проникновению кислоты в породу. Наряду с этим соли, присутствующие в породе и пластовой воде, оказывают влияние на скорость растворения породы кислотой. Хлориды калия и натрия не оказывают влияния на скорость реакции, хлорид кальция ускоряет ее, хлорид магния уменьшает скорость разложения магнезита. Сульфатные соли (Na_2SO_4 , MgSO_4 , CaSO_4) замедляют скорость реакции взаимодействия соляной кислоты с доломитом. Присутствие хлорида кальция в солянокислотном растворе ускоряет описанный процесс, снижая растворимость сульфата кальция [6].

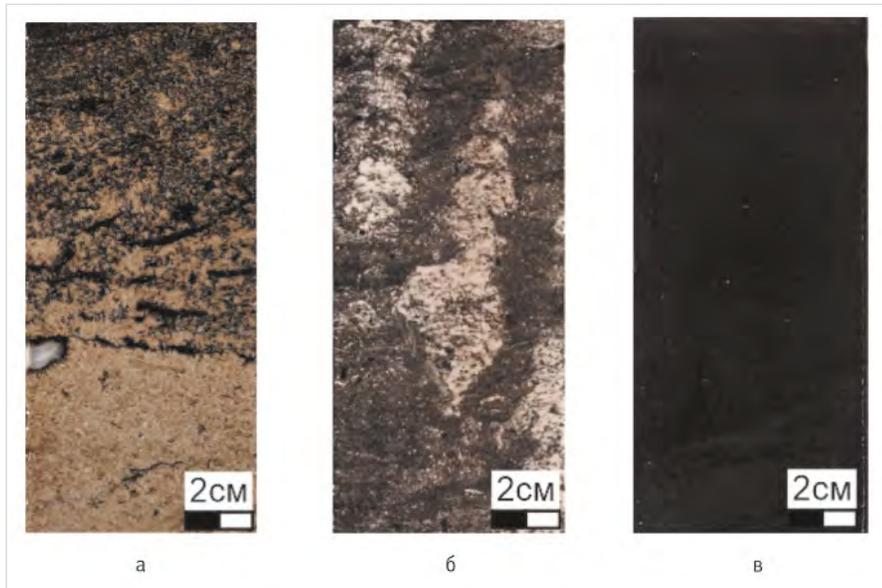


Рис. 2. Фотоизображение керн литотипов продуктивных интервалов: а — доломит разномзернистый; б — доломит микробактериальный дендролитовый; в — доломит кристаллический с реликтовой зернистой структурой

Fig. 2. Pictures of cores of productive interval lithotypes: a – uneven-grained dolomite; б – microbial dendrite dolomite; в – crystalline dolomite with relict granular texture

Табл. 2. Результаты фильтрационных испытаний солянокислотного раствора при прокачке через образцы доломита усть-кутского горизонта

Tab. 2. Flow tests of hydrochloric acid solution when pumped through dolomite samples of the Ust-Kut Horizon

№ образца	Литологическое описание	Пористость, %	Фазовая проницаемость по нефти, 10^{-3} мкм ²		Объем КС до прорыва, п.о.	тах градиент давления закачки КС, МПа/м
			До КС	После КС		
31177	Доломит микробактериальный дендролитовый, с зернистым заполнением, пористый, слабо галитизированный	11,74	1,05	37,69	1,14	20,26
31176	Доломит микробактериальный дендролитовый, с зернистым заполнением, пористый, слабо галитизированный	10,97	0,95	3 664	0,85	21,5
31172	Доломит микробактериальный дендролитовый, с зернистым заполнением, неравномерно пористый, слабо галитизированный	13,82	2,21	1,63	5,08*	67,0
31173	Доломит микроразнозернистый, равномерно микропористый, с прожилками ЧОВ	18,34	3,43	2 956	3,1	10,3
13258	Доломит тонкокристаллический, пористый	14,60	1,88	3 574	0,98	41,5
13252	Доломит микроразнозернистый, неравномерно микропористый	13,99	0,46	0,30	4,2*	93,8
15676	Доломит разномзернистый, пористый, галитизированный	10,93	0,76	0,57	8,02*	80,1
15623	Доломит разномзернистый, пористый, галитизированный	11,63	0,34	0,09	0,89*	41,9
15625	Доломит разномзернистый, пористый	11,39	1,18	769,4	0,41	13,5

*прорыв кислотного состава не достигается

Процесс взаимодействия кислотных составов с породой моделировали в термобарических условиях на фильтрационных установках. Исследование влияния растворимости доломитов солянокислотными растворами на фильтрационные свойства пород производили на керновом материале трех основных литотипов пласта БЗ-4. Модель пласта состояла из единичного цилиндрического образца породы диаметром 38 мм, длиной 60–80 мм. Газопроницаемость образцов находилась в диапазоне 6–18·10⁻³ мкм². Для создания начальной нефтенасыщенности использовали изовязкозную модель нефти с вязкостью 2,4 мПа·с и модель пластовой воды пласта БЗ-4 минерализацией 364 г/л.

Фильтрационные эксперименты выполнены на нефтенасыщенном керне с остаточной неподвижной водной фазой при пластовой температуре 22 °С и давлении 17,2 МПа. Остаточная водонасыщенность в образцах создавалась методом полупроницаемой мембраны в индивидуальном капиллярнометре и находилась на уровне 32–40 %. Вначале делали замер проницаемости модели керна по нефти в исходном состоянии до воздействия кислотой. Закачку раствора кислоты 15 % масс. HCl производили в направлении «скважина-пласт» до прорыва с расходом 0,2 см³/мин. Прорыв кислоты происходит в момент достижения максимального градиента давления закачки раствора кислоты. После прокачки раствора кислоты модель выдерживали в состоянии покоя без фильтрации в течение двух часов на реагирование породы с кислотным составом. По окончании выдержки модель керна подключили под фильтрацию нефти и измеряли проницаемость модели по нефти после воздействия кислотой. Образцы керна после кислотного воздействия подвергли томографическим исследованиям и изучили под микроскопом в петрографических шлифах, изготовленных на срезе по направлению движения флюида и кислоты в образце.

По описанной методике выполнено 13 экспериментов. В качестве кислотного состава использовали модифицированный солянокислотный состав (КС), содержащий оптимальный комплекс поверхностно-активных веществ (ПАВ), исключающих негативное влияние на эмульсообразование и осмоление нефти. В исследуемых образцах продуктивных литотипов после прокачки кислотного состава фиксируется образование каналов растворения — червоточин, в результате чего установлено многократное увеличение проницаемости породы пласта-коллектора (табл. 2). Формирующиеся в образцах каналы имеют объемную структуру, с многочисленными ответвлениями. Установлено, что для намыва канала до прорыва кислотного состава требуется от 0,4 до 3,1 объема пор (п.о.) испытуемого образца. При этом минимальная порция кислоты использована для намыва канала в зернистом доломите, а наибольшая — в кристаллическом микропористом доломите.

Согласно литературным данным [7–9] для низкотемпературных доломитовых пластов эффективное образование каналов растворения происходит при увеличении скорости растворения породы. Необходимая скорость растворения достигается с ростом концентрации, объема кислоты и времени воздействия. В условиях фильтрации время реакции увеличивается при невысоких скоростях закачки кислотной композиции. Несмотря на оптимальные параметры

воздействия, в каждом литотипе отмечают отдельные образцы, по которым каналы растворения не формируются даже при значительных объемах прокачки кислотного состава — до 8 п.о. при относительно низкой скорости закачки. В таких экспериментах закачку кислоты прекращали при достижении предельного давления закачки, выдерживаемого установкой.

В образцах микробильных дендролитовых доломитов с зернистым заполнением (рис. 3) кислота проникает по межскелетным зернистым участкам, образуя каналы. Микробильные дендролитовые формы, выполненные микрит-микрористаллическим доломитом, не подвержены растворению кислотой. По данным петрографического анализа в микробильных дендролитовых формах пустотное пространство не определяется или редко встречается, что обусловлено плотной упаковкой кристаллов доломита. На отдельных участках зернистых заполнений отмечают межзерновые и межкристаллические пустоты.

В образце 31176 микробильного дендролитового доломита со столбчатыми формами роста проникновение кислоты происходит по зернистым участкам межскелетного заполнения (рис. 3а), которые занимают около 50 % образца. Кислота увеличивает размеры пор, соединяя их между собой. Стиллиты и прожилки уплотнения также способствуют проникновению кислоты. Микробильные столбчатые формы роста сложены кристаллами с плотной упаковкой, воздействие кислоты на них не проявляется по результатам петрографического исследования среза породы после прокачки кислоты.

В образце 31172 большая часть породы (≈70 %) представлена микробильной структурой, с плотной упаковкой кристаллов, без каких-либо пустот. Микропористый участок присутствует в торцевой части образца, сложен реликтовым зернистым заполнением. После воздействия кислотой микропористый торцевой участок имеет разветвленную сеть нескольких проходов кислоты. В то же время сквозной канал в данном образце не формируется после прокачки через образец 5 поровых объемов раствора кислоты. Это обусловлено неравномерным распределением пористых и плотных участков. Пористая часть перекрыта плотной непроницаемой микробильной структурой (рис. 3б), препятствующей намыву канала растворения.

В образцах разноразмерных доломитов (рис. 4), по данным петрографического анализа, характерно наличие галита в пустотном пространстве. В образце 15625 галит развит в виде пятен, в основном по зернам, которые сложены кристаллами тонкой размерности. Межзерновое пространство выполнено доломитом тонко-микрористаллическим, рыхлым, пористым. Каналы растворения в образце 15625 формируются в обход галитизированных участков (рис. 4а).

В нескольких образцах кислоты реагирует с торцевой поверхностью, не образуя сквозного канала. В образце 15623 галит присутствует в подавляющем количестве пустот 80–85 %, распределен, как по реликтам зерен тонко-микрористаллической размерности, так и в межзерновом пространстве. Кристаллы, слагающие породу образца 15623, имеют одинаковую размерность, запечатывание пор галитом относительно равномерное. Кислота образовала небольшие каверны и каналы

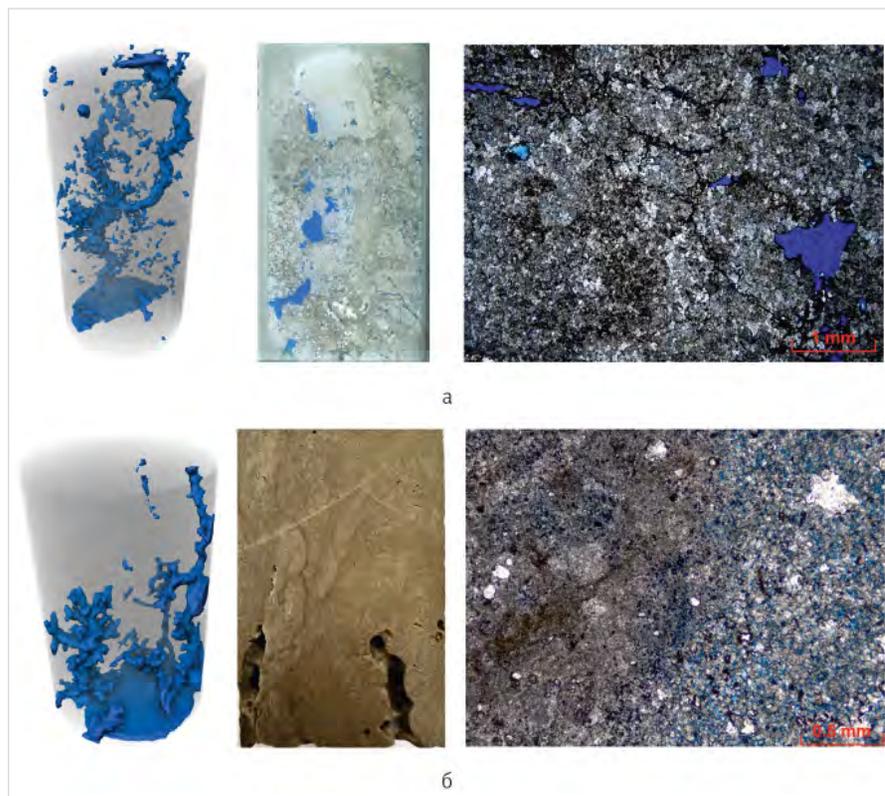


Рис. 3. Фотоизображение образцов доломитов микробильных после воздействия кислотой: а — образец 31176 — микробильная дендролитовая постройка со столбчатой формой роста и зернистым пористым заполнением; б — образец 31172 — контакт пористого зернистого участка с плотной микробильной структурой
Fig. 3. Pictures of microbial dolomite samples after acid exposure: а — core 31176 — microbial dendrolite structure with a columnar growth pattern and granular porous filling; б — core 31172 — contact of a porous granular region with a tight microbial structure

в торцевой части образца до мест расположения галитизированных пор (рис. 4в). Галитом заполнены все пустоты образца 15676 (рис. 4б). На томографической съемке визуализируется поверхностное растворение торцов образцов 15676 и 15623. Как показали эксперименты, кислота не проникает в поры с галитом. Вероятно, это связано с низкой растворимостью хлорида натрия в растворе соляной кислоты высокой концентрации.

Согласно данным [10] скорость растворения NaCl резко снижается в концентрированных растворах солей и кислот в условиях естественной конвекции при 25 °С. Так, скорость растворения NaCl в растворе, содержащем 20 % масс. одноименной соли, снижается

с 5,8 до 0,88 г/см²·с; в растворе, содержащем 20 % соляной кислоты, — до 0,1 г/см²·с. Для удаления галита из порово-трещинной карбонатной среды возможно использование пресной воды с ПАВ. Подобные обработки успешно осуществлены на ряде карбонатных объектов. Также при наличии галитизации коллектора авторами [10, 11] отмечается необходимость снижения концентрации соляной кислоты при обработке карбонатных отложений с целью растворения солей хлоридов и сульфатов. Низко концентрированные растворы соляной кислоты (2–3 %) эффективно растворяют галит и труднорастворимые соли полиминеральных разностей пород. Как известно, растворение гипса и ангидрита

ускоряется в кислых средах. Авторами [11] показана эффективность поэтапной прокачки кислотных составов со ступенчатым повышением концентрации соляной кислоты в доломитовых породах Восточной Сибири.

В образцах кристаллического доломита с реликтовой зернистой структурой (рис. 5) проникновение кислоты происходит по пористым участкам, вдоль прожилок ЧОВ и стилолитов. Поры преимущественно микроразмерности (менее 0,01 мм), реже отмечаются поры тонкой размерности. В образце 31173 распределение пор в породе относительно равномерное, проникновение кислоты происходит преимущественно вдоль прожилок ЧОВ и стилолитов, по пористым участкам, образуя

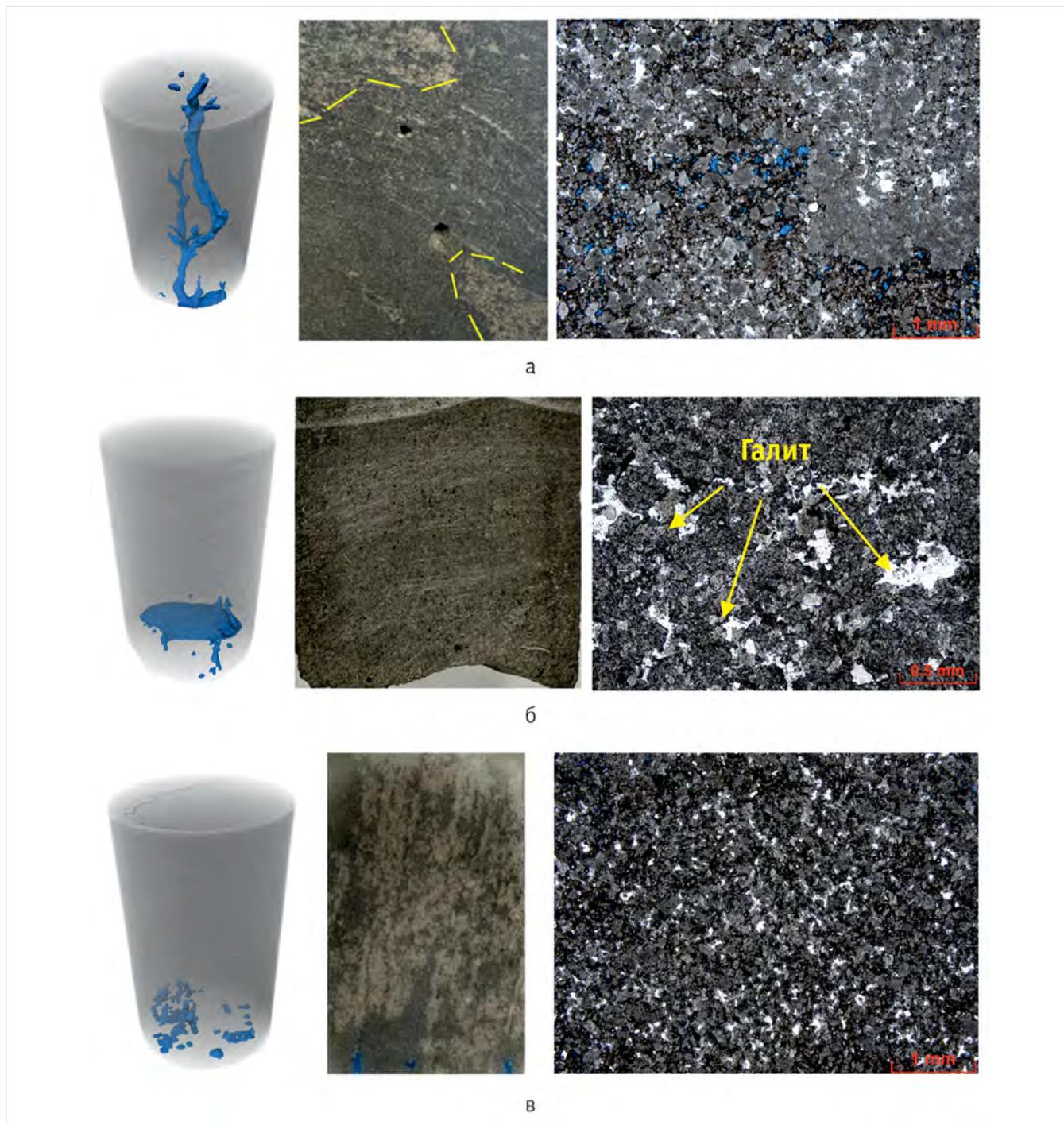


Рис. 4. Фотоизображение образцов доломитов разномерностных после воздействия кислот: а — образец 15625 — пятнистое распределение зон галитизации; б — образец 15676 — поровое пространство полностью заполнено галитом; в — образец 15623 — подавляющее заполнение пустот галитом

Fig. 4. Pictures of uneven-grained dolomites after exposure to acid: а — core 15625 — spotty distribution of halitization zones; б — core 15676 — the pore space is completely filled with halite; в — core 15623 — the pore space is completely filled with halite

каналы (рис. 5а). В образце 13252 распределение пустот неравномерное, поры микроразмерности распределены по реликтовым участкам межзернового заполнения. Реликты зерен сложены микрокристаллическим доломитом плотной упаковки, проникновение кислоты по таким структурам затруднено. Растворение породы происходит в торцевой части в зоне контакта кислоты и по контуру, сквозная червоточина не формируется (рис. 5б).

Структурная составляющая порового коллектора предполагает гидродинамическое сосредоточение кислотного потока по открытым каналам, микротрещинам и кавернам. В то же время микроканалы зачастую являются недостижимыми для кислотного состава в силу превышения в них капиллярного давления над градиентом возникающего давления его казачки. Нейтрализация кислоты, пропорциональная площади поверхности, в мелких каналах происходит с более высокой скоростью, что не позволяет развивать в них фронт кислотного растворения породы [2].

Итоги

Проведенные исследования показали, что растворение доломитов в низкотемпературных пластах венд-кембрийского возраста является неравномерным, а форма каналов растворения определяется структурой порового пространства, размером пустот, их сообщаемостью, распределением и вторичными изменениями пород (галитизация, сульфатизация и др.).

В изученных породах усть-кутского горизонта Восточной Сибири эффективность воздействия кислотных составов зависит в первую очередь от структуры породы, в меньшей степени от морфологии пустот. В породах

с одинаковыми значениями пористости и проницаемости растворение карбонатных минералов соляной кислотой различно. Межзерновые и межкристаллические поры в зернистых или кристаллических-реликтово-зернистых структурах способствуют развитию каналов. Межкристаллические пустоты в кристаллических микривовых доломитах не подвержены воздействию кислоты. Также значительное влияние оказывают вторичные процессы, такие как сульфатизация и засоление, так как приводят к ухудшению пористости и сообщаемости пустот.

Выводы

В результате выполненных исследований можно сделать следующие основные выводы. По данным фильтрационных экспериментов солянокислотная обработка позволяет достигать кратного увеличения проницаемости доломитовых пород усть-кутского горизонта в основных продуктивных литотипах. При этом в пределах одного литотипа возможно как формирование сквозного канала в породе, так и объемное поверхностное растворение, не приводящее к росту проницаемости образцов.

В разноразмерных, кристаллических и микробинальных литотипах усть-кутского горизонта солянокислотное воздействие эффективно при равномерном распределении пористости в породе.

В микропористых кристаллических литотипах и в отсутствии сообщающихся каналов фильтрации солянокислотное воздействие в доломитовых пластах усть-кутского горизонта не приводит к образованию протяженных червоточин, что снижает результативность кислотной обработки.

В галитизированных породах воздействие растворами соляной кислоты с высокой

концентрацией непродуктивно. Для обработки засоленных пород-коллекторов рекомендуется поэтапная обработка скважин, включающая оторочку пресной воды или раствора соляной кислоты низкой концентрации на первом этапе и последующую основную оторочку соляной кислоты высокой концентрации 15–20 % масс.

Литература

1. Лемешко М.Н., Поцелуев А.А., Шалдыбин М.В., Лемешко Д.И. Критерии локального прогноза пород-коллекторов в карбонатных венд-кембрийских отложениях усть-кутского горизонта // Георесурсы. 2017. Т. 19. № 2. С. 122–128.
2. Глушенко В.Н., Силян М.А. Нефтепромысловая химия. Т. 4. Кислотная обработка скважин. М.: Интерконтакт наука, 2010. 703 с.
3. Хамракулов З.А., Азизова У.Х. Кинетика разложения доломита соляной кислотой // Universum: технические науки. 2019. № 7. URL: [https://7universum.com/pdf/tech/7\(64\)/Hamrakulov.pdf](https://7universum.com/pdf/tech/7(64)/Hamrakulov.pdf) (дата обращения: 01.09.2024).
4. Riding R. Microbialites, Stromatolites, and Thrombolites. Encyclopedia of Earth Sciences Series. Springer, Heidelberg, 2011, P. 635–654. (In Eng).
5. Губина Е.А. Венд-нижнекембрийский карбонатный нефтегазовый мегакомплекс непско-ботубинской нефтегазовой области // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2011. Т. 6. № 4. 9 с.
6. Кострюкова К.В. Фазовый анализ карбонатных пород газоволометрическим методом. Общая и прикладная химия: республиканский межведомственный сборник. Вып. 1. Минск: Вышэйшая школа, 1969. С. 164–172.
7. Черепанова Н.А., Максимова Е.Н., Чертина К.Н. и др. Влияние доломитизации карбонатных пород Восточной Сибири на эффективность кислотного воздействия // Нефтепромысловое дело. 2022. № 10. С. 48–53.
8. Таипов И.А., Имамудинова А.А., Каштанова Л.Е. и др. Повышение эффективности солянокислотных обработок в условиях рифейских отложений Восточной Сибири // Нефтяное хозяйство. 2024. № 1. С. 48–53.
9. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Технологии интенсификации притока к забоям горизонтальных скважин на Юрубчено-Тохомском месторождении // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. 2019. № 2. URL: <https://s.esrae.ru/vsn/pdf/2019/02/39.pdf> (дата обращения: 01.09.2024)
10. Глушенко В.Н., Пташко О.А., Харисов Р.Я., Денисов А.В. Кислотные обработки: составы, механизмы реакций, дизайн. Уфа: АН РБ, Гилем, 2010. 392 с.
11. Торопецкий К.В., Борисов Г.А., Аржанцев В.С. и др. Подбор составов и технологий для проведения работ по обработке призабойной зоны, гидроразрыва пласта и кислотного гидроразрыва пласта на примере месторождений Восточной Сибири // Нефтепромысловое дело. 2018. № 4. С. 31–37.



Рис. 5. Фотоизображение образцов доломитов кристаллических с реликтовой зернистой структурой после воздействия кислотой: а — образец 31173 — микропористость, прожилки ЧОВ создают слоистость; б — образец 13252 — пятнистое распределение микропор

Fig. 5. Pictures of crystalline dolomite samples with relict granular texture after acid exposure: a – core 31173 – microporosity, veins of black OM create layering; б – core 13252 – spotty distribution of micropores

Results

The conducted studies have shown that the dissolution of dolomites in low-temperature Vendian-Cambrian formations is uneven, and the shape of the dissolution channels is determined by the pore space structure, the size and communication of voids, and distribution and diagenetic changes in rocks (halitization, sulfatization, etc.).

In the studied rocks of the Ust-Kut Horizon of East Siberia, the performance of acid agents depends primarily on the rock structure and on the morphology of voids to a lesser extent. In rocks with the same porosities and permeabilities, the dissolution of carbonate minerals by hydrochloric acid is unlike. Intergranular and intercrystalline pores in granular or crystalline-relict-granular structures contribute to the development of channels. Intercrystalline voids in crystalline micrite dolomites are unaffected by acids. Secondary mechanisms such as sulfatization and salinization also have a significant impact, as they lead to a deterioration in porosity and communication of voids.

Conclusions

The following main conclusions can be made from the study.

According to the flow experiments, hydrochloric acid treatment makes it

possible to achieve a multiple increase in the permeability of dolomites of the Ust-Kut Horizon in the main productive lithotypes. At the same time, within the same lithotype, both the formation of through-channel in the rock and volumetric surface dissolution is possible, which does not lead to an increase in the rock permeability.

In the uneven-grained, crystalline, and microbial lithotypes of the Ust-Kut Horizon, hydrochloric acid exposure is effective in case of uniform distribution of porosity within the rock.

In microporous crystalline lithotypes and in the absence of communicating flow channels, hydrochloric acid exposure in the dolomite reservoirs of the Ust-Kut horizon does not lead to the formation of extended wormholes, which reduces the performance of acid treatment.

In halitized rocks, exposure to high-concentration hydrochloric acid solutions is ineffective. The recommended treatment of saline reservoir rocks involves phased treatment of wells, including a slug of fresh water or a low-concentration hydrochloric acid solution at the first stage followed by a main slug of high-concentration hydrochloric acid (15–20 % wt).

References

- Lemeshko M.N., Potseluev A.A., Shaldybin M.V., Lemeshko D.I. Criteria for local forecast of reservoir formations in carbonate Vendian-Cambrian deposits of the Ust-Kutskian horizon. *Georesources*, 2017, Vol. 19, issue 2, P. 122–128. (In Russ).
- Glushchenko V.N., Silin M.A. Oilfield chemistry, Vol. 4. Wells acid treatment. Moscow: Interkontakt nauka, 2010, 703 p. (In Russ).
- Khamrakulov Z.A., Azizova U.H. Kinetics of decomposition of dolomite by hydrochloric acid. *Universum: technical sciences: electronic scientific journal*, 2019, issue 7, URL: [https://7universum.com/pdf/tech/7\(64\)/Hamrakulov.pdf](https://7universum.com/pdf/tech/7(64)/Hamrakulov.pdf) (accessed: 01.09.2024). (In Russ).
- Riding R. Microbialites, Stromatolites, and Thrombolites. *Encyclopedia of Earth Sciences Series*. Springer, Heidelberg, 2011, P. 635–654. (In Eng).
- Gubina E.A. Wendian-Lower Cambrian carbonate oil and gas megacomplex, Nepa-Botuoba oil and gas area. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2011, Vol. 6, issue 4, 9 p. (In Russ).
- Kostruykova K.V. Phase analysis of carbonate rocks by the gas-volumetric method. *General and Applied Chemistry: Republican interdepartmental collection*. Vol. 1. Minsk: Vyshejschaya shkola, 1969, P. 164–172. (In Russ).
- Cherepanova N.A., Maksimova E.N., Chertina K.N. et al. Influence of the carbonate rocks dolomitization in the Eastern Siberia on the acid impact efficiency. *Oilfield engineering*, 2022, issue 10, P. 48–53. (In Russ).
- Taipov I.A., Imamutdinova A.A., Kashtanova L.E. et al. Improving the efficiency of hydrochloric acid treatments in the conditions of the Riphean deposits in East Siberia. *Oil Industry*, 2024, issue 1, P. 48–53. (In Russ).
- Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Technologies of intensification of inflow to the directions of horizontal wells on the Yurubcheno-Tokhomskeye field. *Bulletin of Student Science of the Department of Information Systems and Programming*, 2019, issue 2, URL: <https://s.esrae.ru/vsn/pdf/2019/02/39.pdf> (accessed: 01.09.2024). (In Russ).
- Glushchenko V.N., Ptashko O.A., Kharisov R.Ya., Denisov A.V. Acid treatments: compositions, reaction mechanisms, and design. Ufa: AN RB, Gilem, 2010, 392 p. (In Russ).
- Toropetsky K.V., Borisov G.A., Arzhantsev V.S. et al. Selection of compositions and technologies to be used when treating a near-wellbore zone, conducting hydraulic fracturing of a formation and acid hydraulic fracturing of a formation on the example of the Eastern Siberia fields. *Oilfield engineering*, 2018, issue 4, P. 31–37. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

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

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

Ульянова Алена Витальевна, ведущий специалист лаборатории изучения карбонатных коллекторов, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

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

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

Arzhilovskaya Natalia Nikolaevna, head of the department of mineralogical and petrographic studies, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Ulyanova Alyona Vitalievna, leading specialist of the carbonate reservoir study laboratory, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Kochetov Alexey Valentinovich, head of the reservoir physics department, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Комплексный подход к оценке неопределенностей при проектировании разработки перспективных газовых объектов с применением многовариантных расчетов

Выломов Д.Д., Зенкова Ю.Г.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

ddvylomov-tnk@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

Накопленные знания в части применения и проведения многовариантного прогнозирования разработки газовых залежей позволили авторам разработать новый методологический подход, отличающийся комплексностью и углубленным анализом большего количества неопределенных параметров. Для проектирования разработки перспективных газовых объектов сформирована матрица неопределенностей, проведен анализ чувствительности и многовариантное моделирование. Подготовлены рекомендации, направленные на усиление программы доизучения.

Материалы и методы

Лабораторные исследования керна, исследования скважин (геофизические, гидродинамические), PVT-моделирование, гидродинамическое моделирование (многовариантные расчеты), комплексная оценка.

Ключевые слова

комплексная оценка неопределенностей, гидродинамическое моделирование, многовариантные расчеты

Для цитирования

Выломов Д.Д., Зенкова Ю.Г. Комплексный подход к оценке неопределенностей при проектировании разработки перспективных газовых объектов с применением многовариантных расчетов // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 7. С. 103–107.

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-7-103-107

Поступила в редакцию: 13.09.2024

GAS INDUSTRY

UDC 622.279 | Original Paper

An integrated approach to assessing uncertainties when designing the development of promising gas facilities using multivariate calculations

Vylomov D.D., Zenkova Yu.G.

“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

ddvylomov-tnk@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The accumulated knowledge in the application and implementation of multivariate forecasting of the development of gas deposits allowed the authors to develop a new methodological approach, characterized by complexity and in-depth analysis of a larger number of uncertain parameters. To design the development of promising gas facilities, an uncertainty matrix was generated, sensitivity analysis and multivariate modeling were carried out. Recommendation have been prepared aimed at strengthening the additional research program.

Materials and methods

Laboratory core studies, well studies (geophysical, hydrodynamic), PVT modeling, hydrodynamic modeling (multivariate calculations), comprehensive assessment.

Keywords

comprehensive uncertainty assessment, hydrodynamic modeling, multivariate calculations

For citation

Vylomov D.D., Zenkova Yu.G. An integrated approach to assessing uncertainties when designing the development of promising gas facilities using multivariate calculations. Exposition Oil Gas, 2024, issue 7, P. 103–107. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-7-103-107

Received: 13.09.2024

Введение

Современные реалии характеризуются ростом потребности в освоении перспективных залежей (greenfield) углеводородного (УВ) сырья, такого как газ, нефть и газовый конденсат. Во многих случаях породы-коллекторы могут быть осложнены геологическим строением (высокая расчлененность, многопластовость и т.п.) и низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Также для них характерна низкая изученность из-за недостатка исходной геологической информации и ограниченного количества аналогов.

Для формирования стратегии по подготовке к вводу в промышленную эксплуатацию таких объектов необходима комплексная оценка неопределенностей и управление рисками (геологические, технологические, экономические, стратегические, операционные) с последующей их минимизацией [1]. Для реализации подобного рода задач в мировой и отечественной практике, как правило, применяются многовариантные расчеты (МВР) [2].

МВР — инструмент, позволяющий проводить ранжирование неопределенностей, а также прогнозировать вероятность и достоверность проектных показателей разработки нефтяных и газовых активов.

Суть метода МВР заключается в создании множества геологических и фильтрационных моделей объекта с последующим перебором параметров, характеризующихся неопределенностью исходных данных (ИД) [3].

Реализация МВР включает в себя следующие типовые этапы:

- формирование матрицы параметров неопределенности (обобщение исходных параметров и определение диапазонов их варьирования);
- анализ чувствительности модели (численная оценка степени влияния каждого фактора на итоговый результат и исключение наименее влияющих);
- проведение МВР (получение ансамбля расчетов с последующей оценкой вероятности воспроизведения проектного профиля добычи);
- подготовка рекомендаций в части доизучения с целью повышения качества ИД об объекте исследования (геологическое строение, ФЕС, продуктивность) [4].

Применимость МВР

Важно отметить, что МВР обладают широким спектром применимости и могут использоваться для решения как типовых, так и нетривиальных задач. Например:

- в работе [5] описано создание алгоритма для анализа неопределенностей и оценки рисков и, как следствие, уточнения диапазонов варьируемых параметров;
- в работе [6] показан процесс формирования авторской матрицы решений по выбору оптимального типа заканчивания скважин в зависимости от насыщения и ФЕС пласта. Дополнительно разработана экспресс-оценка типов заканчивания для слабоизученных и неразбуренных зон;
- в работе [7] продемонстрирован учет масштабного эффекта и неоднородности пласта с последующим улучшением качества интегральной адаптации гидродинамической модели (ГДМ) за счет уточнения петрофизической зависимости $K_{пр}=f(Kп)$;
- в работе [8] представлено описание принципиально новой методики поиска

оптимальной стратегии разработки многослойных газовых и газоконденсатных залежей, учитывающей геологические неопределенности, а также технологические и организационные риски.

Принимая во внимание накопленную базу знаний в части применения и проведения МВР, авторами настоящей статьи разработан собственный методологический подход, учитывающий сильные стороны альтернативных подходов, но при этом отличающийся от них комплексностью и углубленным анализом большего количества неопределенных параметров.

Матрица неопределенности

Рассмотрим один из лицензионных участков (ЛУ) Гыданского полуострова Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО). Ловушки свободного газа анализируемого ЛУ характеризуются сложным геологическим строением (в т.ч. многослапостью), неоднородностью по площади и низкой проницаемостью (в среднем 1 мД). ЛУ находится на стадии доизучения, объекты в разработку не введены.

На первом этапе реализации МВР проведена классификация, верификация и оценка

диапазонов неопределенностей ИД по исследованиям керна и геомеханическим свойствам пород. В связи с недостаточной степенью изученности продуктивных объектов для обоснования ИД дополнительно привлечены разновозрастные объекты-аналоги со схожими ФЕС.

В качестве неопределенных авторами выделены следующие параметры, относящиеся к ГДМ (в настоящей статье МВР рассмотрены в контексте гидродинамического моделирования): остаточная (связанная) водонасыщенность (SWL), ОФП по воде при остаточной газонасыщенности (KRWR) и максимальная (KRW), критическая газонасыщенность (SGCR), максимальная ОФП по газу (KRG), формы кривых ОФП по воде и газу (LET-корреляция), параметры аквифера Картера-Трейси (AQUCT), абсолютная проницаемость — PERMX (выделение с помощью литофациального анализа зависимости $K_{пр} = f(Kп)$ для 5 литотипов), коэффициент анизотропии (PERMZ) и сжимаемость пород (ROCK).

Типовой подход к определению минимальной, средней и максимальной зависимостей показан на примере остаточной (связанной) водонасыщенности (SWL). Анализируя статистическое распределение

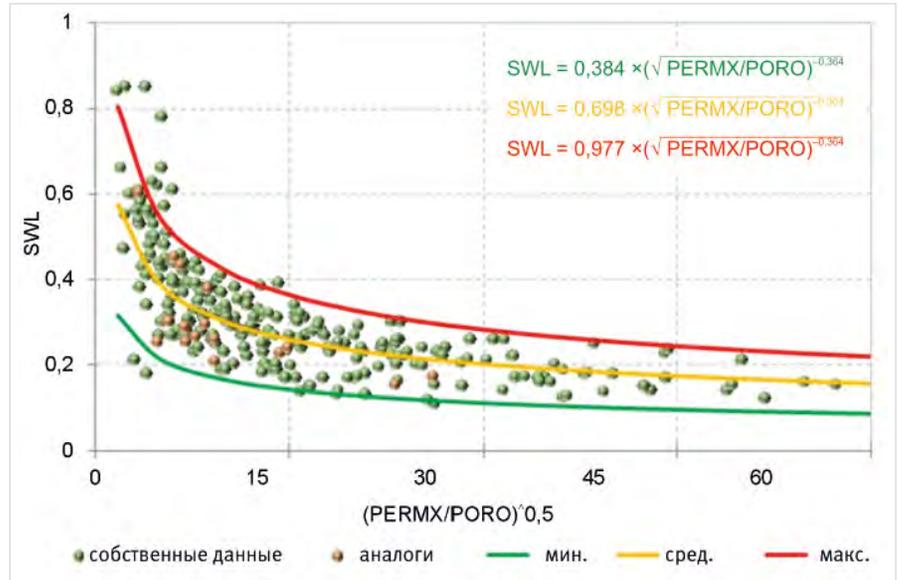


Рис. 1. Диапазон неопределенности остаточной (связанной) водонасыщенности (SWL)
Fig. 1. Uncertainty range of residual (bound) water saturation (SWL)

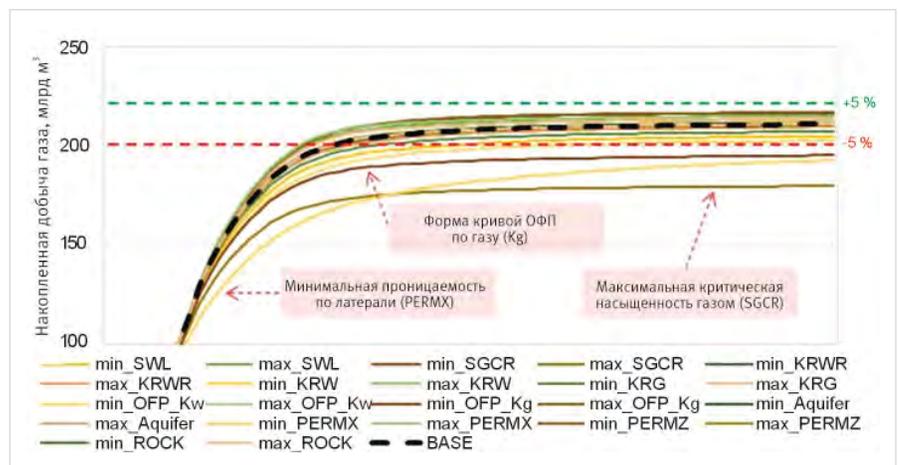


Рис. 2. Анализ чувствительности. Накопленная добыча газа
Fig. 2. Sensitivity analysis. Cumulative gas production

керновых данных становится очевидным, что облако точек представляет собой некий диапазон, который может быть охарактеризован несколькими кривыми, описывающими в данном случае зависимость SWL от квадратного корня из отношения абсолютной проницаемости к коэффициенту пористости (рис. 1).

На основе анализа ИД подготовлена матрица неопределенных параметров и определены диапазоны их варьирования (табл. 1). Всего к оценке в рамках выполнения анализа чувствительности рекомендовано 11 параметров (10 фильтрационных и 1 геомеханический).

Анализ чувствительности

На втором этапе реализации МБР проведены численные эксперименты по анализу чувствительности результата к изменению параметров, имеющих неопределенности,

согласно матрице, сформированной на предыдущем этапе.

В качестве параметра отклика, подверженного влиянию имеющихся неопределенностей, принята величина накопленной добычи газа за прогнозный период (классический подход при проведении МБР).

Наибольшее влияние на итоговую добычу (больше +/- 5%) оказали 3 параметра: критическая газонасыщенность (SGCR), форма кривой ОФП по газу (Kg) и проницаемость по латерали (PERMX) (рис. 2).

Однако, помимо классического подхода к проведению МБР, по мнению авторов, в комплексе целесообразен и анализ продолжительности периода постоянных отборов газа (ППО), вносящего значительный вклад в экономическую рентабельность любого газового проекта.

Для подтверждения рациональности авторского подхода, а также

выявления наиболее значимых входных неопределенностей на проектные показатели разработки подготовлен сравнительный анализ результатов многовариантного моделирования в формате диаграммы «Торнадо» (рис. 3, 4).

Всего на продолжительность ППО оказали влияние 6 параметров. При этом остаточная (связанная) водонасыщенность (SWL), максимальная ОФП по газу (KRG) и форма кривой ОФП по воде (Kw) незначительно повлияли на накопленную добычу (меньше +/- 5%), но влияют на длительность ППО (от 1 года и больше).

В результате комплексного подхода к анализу чувствительности пересмотрена и уточнена матрица параметров, имеющих неопределенности. В рамках проведения МБР к варьированию рекомендовано 6 фильтрационных параметров (выделены жирным шрифтом в табл. 1).

Табл. 1. Матрица неопределенности

Tab. 1. Uncertainty matrix

Параметр	Тип данных	Способ задания	Диапазон значений			Комментарии
			Минимальный	Средний	Максимальный	
Остаточная (связанная) водонасыщенность	непрерывный	множит. в уравнен. SWL (a)	0,384	0,698	0,977	SWL = a* (корень (PERMX/PORO))^(0,364)
ОФП по воде при остаточной газонасыщенности	непрерывный	множит. в уравнен. KRWR (b)	-18,2	-9,1	-5	KRWR = 0,352* exp(b*SGCR)
Максимальная ОФП по воде	непрерывный	множит. в уравнен. KRW (c)	0,038	0,081	0,148	KRW = c* PERMX^0,183
Критическая газонасыщенность	дискретный	значение переменной SGCR	0,11	0,222	0,425	–
Максимальная ОФП по газу	непрерывный	множит. в уравнен. KRG (d)	0,01	0,096	0,238	KRG = 0,079* ln(PERMX)+d
Форма кривых ОФП	таблица	зависимость ОФП воды от Sw	$Kw = Sw^{12} / Sw^{12} + 25 * (1 - Sw)^2$	$Kw = Sw^5 / Sw^5 + 5 * (1 - Sw)^1$	$Kw = Sw^{3,1} / Sw^{3,1} + 2 * (1 - Sw)^{1,7}$	LET-функция
Форма кривых ОФП	таблица	зависимость ОФП газа от Sg	$Kg = (1 - Sw)^9 / (1 - Sw)^9 + 13 * Sw^{4,3}$	$Kg = (1 - Sw)^3 / (1 - Sw)^3 + 5 * Sw^3$	$Kg = (1 - Sw)^2 / (1 - Sw)^2 + 2 * Sw^{2,3}$	LET-функция
Аквифер	параметры аквифера	3 сценария	без аквифера	базовый аквифер	аквифер с увеличенной проницаемостью	–
Проницаемость (литотип 1)	непрерывный	множит. в уравнен. PERMX (e)	0,16	1	5,5	PERMX_LITO_1 = = 0,001* exp(0,446*PORO)*e
Проницаемость (литотип 2)	непрерывный	множит. в уравнен. PERMX (f)	0,08	1	6	PERMX_LITO_2 = = 0,001* exp(0,508*PORO)*f
Проницаемость (литотип 3)	непрерывный	множит. в уравнен. PERMX (g)	0,5	1	2,2	PERMX_LITO_3 = = 0,289* exp(0,285*PORO)*g
Проницаемость (литотип 4)	непрерывный	множит. в уравнен. PERMX (h)	0,65	1	1,5	PERMX_LITO_4 = = 7,056* exp(0,244*PORO)*h
Проницаемость (литотип 5)	непрерывный	множит. в уравнен. PERMX (i)	0,45	1	1,8	PERMX_LITO_5 = = 0,191* exp(0,292*PORO)*i
Анизотропия	непрерывный	множит. в уравнен. PERMZ (j)	0,082	0,385	1,25	PERMZ = j* PERMX^0,936
Сжимаемость пород	дискретный	значение переменной ROCK	13,8	22	36	–

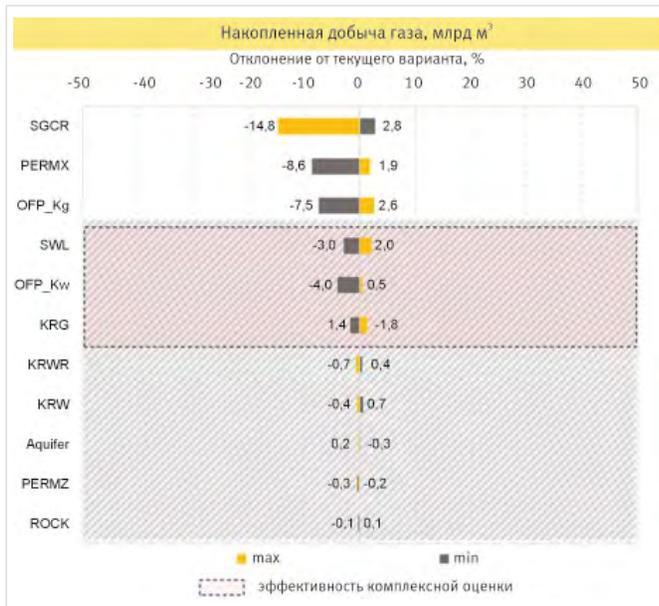


Рис. 3. Неопределенности. Накопленная добыча газа
Fig. 3. Uncertainties. Cumulative gas production

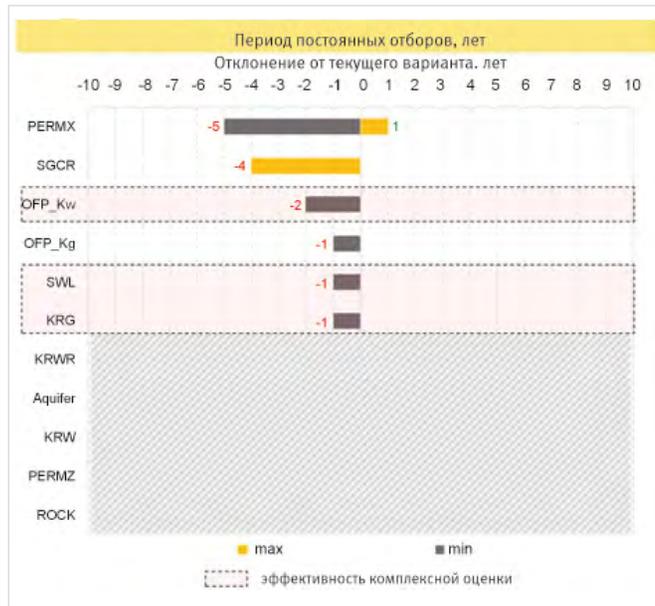


Рис. 4. Неопределенности. Длительность периода постоянных отборов газа
Fig. 4. Uncertainties. Duration of the period of constant extraction of gas

Проведение МВР

В первую очередь авторами проведена серия МВР и получено множество вычислений, основанных на классическом подходе (учет неопределенностей, влияющих на накопленную добычу). В результате анализа ансамбля расчетов определено, что утвержденный проектный профиль добычи газа (накопленная добыча) соответствует перцентилю P52, т.е. вероятность его воспроизведения в будущем незначительно выше среднего.

Перцентиль показывает место, которое занимает утвержденный проектный профиль добычи газа (A1) в общей выборке профилей и определяется по формуле:

$$P = \frac{\text{Число значений меньших } A1 + 0,5}{\text{Общее число значений}} \times 100. \quad (1)$$

Следующим шагом получено множество вычислений, основанных на авторском подходе (комплексный учет неопределенностей, влияющих как на накопленную добычу, так и на длительность ППО). В результате анализа ансамбля расчетов определено, что

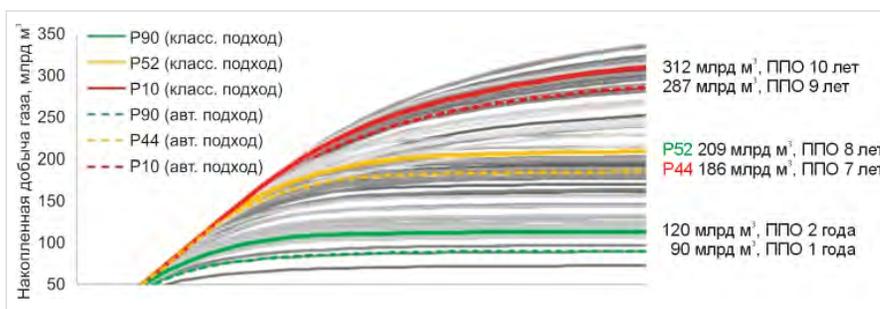


Рис. 5. Результаты МВР
Fig. 5. Results of multivariate calculations

утвержденный проектный профиль добычи газа (накопленная добыча) соответствует перцентилю P44, т.е. вероятность его воспроизведения в будущем ниже среднего. В тоже время, ППО сократился на 1 год относительно перцентиля P52 (рис. 5)

В качестве заключительного этапа проведения МВР проанализирована фактическая карта охвата объекта керновыми

исследованиями (рис. 6). С целью повышения его изученности подготовлены рекомендации по проектным целям (разведочные скважины / пилотные стволы первых скважин). Успешная реализация такой программы доизучения, по предварительной оценке, позволит увеличить охват керновыми исследованиями по площади с 38 до 66%, а также сузить диапазон имеющихся неопределенностей

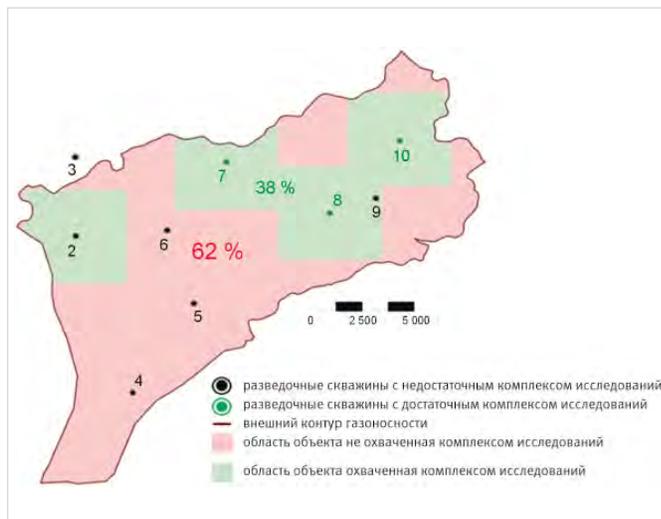


Рис. 6. Процент охвата исследованиями керна (факт)
Fig. 6. Percentage of core study coverage (fact)

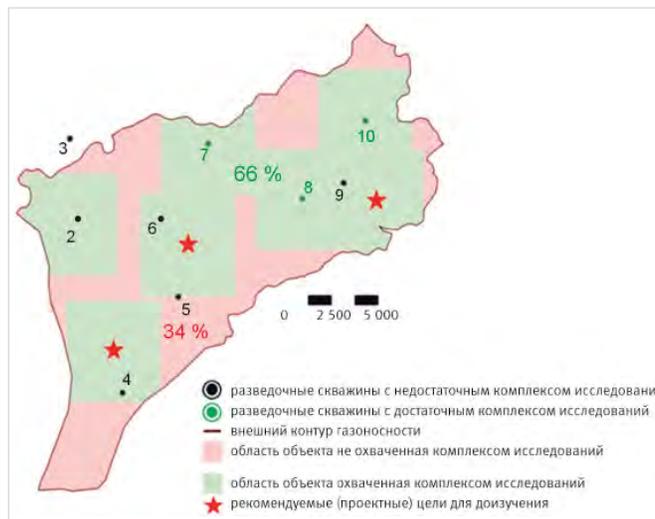


Рис. 7. Процент охвата исследованиями керна (рекомендация)
Fig. 7. Percentage of core study coverage (recommendation)

с целью уточнения ФЕС рассматриваемого объекта с последующей корректировкой проектного профиля добычи газа (рис. 7).

Итоги

В результате проектирования разработки перспективных газовых объектов с применением МВР сформирован авторский методологический подход, отличающийся от аналогов единовременным анализом накопленной добычи газа и продолжительности ППО. В конечном итоге уточнена матрица параметров, характеризующихся неопределенностью с последующей оценкой их влияния на проектный профиль добычи газа (в т.ч. оценена вероятность его реализации в будущем).

Выводы

Применение комплексного подхода к проведению МВР относительно классического позволило авторам:

- дополнительно учесть 3 параметра, характеризующихся неопределенностью: остаточная (связанная) водонасыщенность, максимальная ОФП по газу и форма кривой ОФП по воде;
- получить более пессимистичную оценку вероятности воспроизведения в будущем проектного профиля добычи газа (P44);

- рекомендовать мероприятия по доизучению объекта, которые, по предварительной оценке, позволят увеличить охват керновыми исследованиями по площади на 28 %.

Литература

1. Васильев Ю.Н., Гимадеева Р.Н., Ильницкая В.Г. Неопределенности и риски при проектировании и управлении разработкой газовых месторождений // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2014. № 4. С. 16–22.
2. Богданов Е.В. Оценка неопределенности параметров месторождения: использование метода планирования эксперимента для оптимизации планирования разработки (в порядке обсуждения) // Нефтяное хозяйство. 2016. № 11. С. 92–97.
3. Нарыгин Э.И., Коваленко А.П., Кузив К.Б. Опыт проведения многовариантных расчетов с автоматизированной системой построения гидродинамической модели месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 5. С. 22–26.
4. Пономарева Д.В., Усманова З.Р., Барабанов Д.Е. Оценка рисков при планировании разработки пласта

Т на основе анализа неопределенностей и многовариантных расчетов // Нефтяная провинция. 2023. № 4. Ч. 1. Спецвыпуск. С. 153–165.

5. Козырев Н.Д., Вишняков А.Ю., Путилов И.С. Оценка влияния параметров неопределенности на прогнозирование показателей разработки // Недропользование. 2020. Т. 20. № 4. С. 356–368.
6. 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.
7. Выломов Д.Д., Штин Н.А. Учет масштабного эффекта и неоднородности пласта для корректного перехода от микро- к макроуровню // Нефтяное хозяйство. 2022. № 3. С. 70–72.
8. Петросов М.Ю., Лознюк О.А., Архипов Ю.А., Алексеев Д.Л., Юшков А.Ю., Глумов Д.Н., Шахов А.А. Методика поиска оптимальной стратегии разработки многопластового газового месторождения с учетом геологических и технологических неопределенностей // Газовая промышленность. 2021. № 12. С. 54–68.

ENGLISH

Results

As a result of designing the development of promising gas facilities using multivariate calculations, a proprietary methodological approach was formed, which differs from analogues in the simultaneous analysis of accumulated gas production and the duration of the period of constant extraction. Ultimately, the matrix of parameters characterized by uncertainty was refined with a subsequent assessment of their impact on the projected gas production profile (including the probability of its realization in the future has been assessed).

Conclusions

The use of an integrated approach to conducting multivariate calculations relative to the classical one allowed the authors to:

References

1. Vasiliev Yu.N., Gimadeeva R.N., Ilnitskaya V.G. Uncertainties and risks of gas field development design and management. Scientific and technical collection of Vesti gazovoy nauki, 2014, issue 4, P. 16–22. (In Russ).
2. Bogdanov E.V. Uncertainty quantifying of the green field: experimental design integration for the development strategy optimization. Oil industry, 2016, issue 11, P. 92–97. (In Russ).
3. Narygin E.I., Kovalenko A.P., Kuziv K.B. Experience in conducting multivariate calculations with an automated system for constructing a hydrodynamic model of the field. Exposition Oil Gas, 2022, issue 5, P. 22–26. (In Russ).
4. Ponomareva D.V., Usmanova Z.R., Barabanov D.E. Risk assessment during planning of T reservoir development based on uncertainty analysis and multivariate estimations. Neftyanaya Provintsiya, 2023, issue 4. Part 1. Special issue. P. 153–165. (In Russ).
5. Kozzyrev N.D., Vishnyakov A.Yu., Putilov I.S. Assessment of the uncertainty parameters influence on the development indicators forecasting. Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering, 2020, Vol. 20, issue 4, P. 356–368. (In Russ).
6. Vylomov D.D., Shulgin P.A., Snohin A.A. Optimization of the well completion methods for low permeability gas reservoir

- additionally take into account 3 parameters characterized by uncertainty: residual (bound) water saturation, maximum relative phase permeability (RPP) for gas and the shape of the RPP curve for water;
- obtain a more pessimistic assessment of the probability of reproducing the projected gas production profile in the future (P44);
- recommend measures for additional study of the site, which, according to preliminary estimates, will increase the coverage of core studies by area by 28 %.

turonian. Exposition Oil Gas, 2022, issue 3, P. 48–52. (In Russ).

7. Vylomov D.D., Shtin N.A. Accounting the scale effect and reservoir heterogeneity as a tool for the correct transition from micro to macro level. Oil industry, 2022, issue 3, P. 70–72. (In Russ).
8. Petrosov M.Yu., Loznyuk O.A., Arkhipov Ya.A., Alekseev D.L., Yushkov A.Yu., Glumov D.N., Shakhov A.A. A technique to select the best development strategy for a multihorizon gas field considering subsurface and process. Gas industry, 2021, issue 12, P. 54–68. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

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

Зенкова Юлия Геннадьевна, главный специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

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

Zenkova Yulia Gennadievna, chief specialist,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Россия

Уфа Республика
Башкортостан



РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

33-я международная выставка
ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

20-23 мая 2025 года

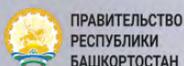
www.gntexpo.ru

+7 (347) 246-41-77 gasoil@bvkexpo.ru

[gazneftufa](https://t.me/gazneftufa) [gntexpo2024](https://vk.com/gntexpo2024)



ОРГАНИЗАТОРЫ



ПРАВИТЕЛЬСТВО
РЕСПУБЛИКИ
БАШКОРТОСТАН

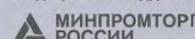


МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ,
ЭНЕРГЕТИКИ И ИННОВАЦИЙ
РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН



БАШКИРСКАЯ
ВЫСТАВОЧНАЯ
КОМПАНИЯ

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



МИНИСТЕРСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ РФ

ТРАДИЦИОННОЕ СОДЕЙСТВИЕ



СОЮЗ
НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ
РОССИИ



АССОЦИАЦИЯ
НЕФТЕПЕРЕРАБОТЧИКОВ И НЕФТЕХИМИКОВ



СОЮЗ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ
НЕФТЕГАЗОВОГО
ОБОРУДОВАНИЯ



НАУЧНАЯ ПОДДЕРЖКА



ФГБОУ
ВО УГНТУ

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАРТНЕР



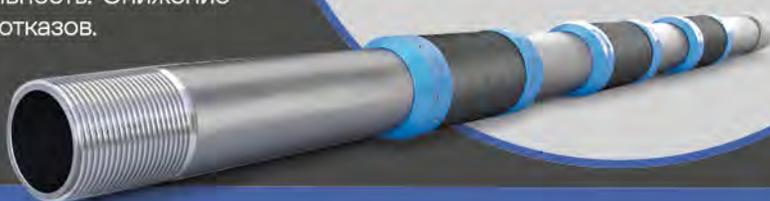
Media02
техническое сотрудничество
и продвижение

Набухающие заколонные пакеры

Отсутствие спускных устройств, движущихся частей. Простая и надёжная активация. Гарантированное срабатывание. Долговечность создаваемого уплотнения. Самовосстановление, соответствие профилю ствола скважины. Возможность рабо-

ты в открытом стволе с высокой кавернозностью. Повышенная площадь контакта с открытым стволом. Экономическая эффективность. Снижение вероятности отказов.

- Кратчайшие сроки поставки
- Используем качественные европейские набухающие смеси и смеси собственного изготовления



АЛТИМ — российское инновационное производственное предприятие.

Основное направление — новое технологичное оборудование для эффективного заканчивания скважин.

Воплощаем в жизнь новую модель бизнеса, основанную на комплексном подходе и применении собственных инновационных разработок в практической деятельности: реализация технических решений от прототипа до изготовления опытных образцов и промышленного внедрения.

Растворимые шары и изделия из растворимых материалов

- 100% локализация всех производственных процессов в России
- Работа с новыми нестандартными техническими решениями
- Более 10 лет работы на рынке растворимых материалов



Низкофрикционные центраторы



Облегчение спуска обсадной колонны за счёт применения материала доказанным тестами более низким коэффициентом трения (по сравнению с алюминием и сталью).

Дизайн центратора спроектирован с учётом снижения сопротивления движению в породе и обеспечения минимально возможного гидравлического сопротивления при циркуляции жидкости за счёт оптимально подобранной толщины стенки и большой площади проходной сечения по сравнению с толстостенными центраторами-турбулизаторами

Сферическое пятно контакта и специальная форма лопастей обеспечивают снижение рисков прохождения наиболее сложных участков при спуске колонны

Применение инновационного композитного материала в морозостойком исполнении позволяет избежать проблем с повреждениями центраторов при транспортировке и монтаже даже в условиях низких температур окружающего воздуха.

- Облегчают спуск компоновок и дохождение до проектной глубины
- Не создают дополнительное гидравлическое сопротивление
- Легче и дешевле чем металлические центраторы

+7 495 760 5991

Рассчитайте свою выгоду, запросив коммерческое предложение на нашем сайте WWW.ALL-TEAM.ORG



Высокотехнологичное инновационное оборудование на отечественной программно-аппаратной платформе

АСОИ «Скважина»

Удаленный мониторинг технологических процессов.
Беспроводные датчики давления, температуры. Регистратор выноса песка.

Измеряемые параметры:

- И избыточное давление среды от 0 до 60 МПа;
- Температура среды от -50... +100 °С;
- Вынос твердых фракций (песка) от 0,002 г/с.

Области применения:

- Удаленные скважины;
- Кустовые площадки скважин;
- Протяженные объекты/трубопроводы;
- Площадные объекты.

ДАТЧИК ТЕМПЕРАТУРЫ СМТ



Автономный источник питания
10 лет непрерывной работы на одной батарее

Передающий модуль
оптимальное аппаратное решение для построения беспроводных сенсорных сетей. Возможность ретрансляции данных на большие расстояния

Проприетарный протокол обмена БИНАР
ПО, позволяющее экономить энергию батареи.

Расширенный температурный диапазон эксплуатации
сохраняет работоспособность при температуре до -50°C



ДАТЧИК ДАВЛЕНИЯ СМД

РЕГИСТРАТОР ВЫНОСА ТВЕРДЫХ ФРАКЦИЙ «КАДЕТ»

инструмент для поддержания баланса эффективной и безопасной работы скважин



Регистратор выноса твердых фракций (РВТФ) «КАДЕТ» ВН1228 обеспечивает количественное отслеживание уровня выноса песка в режиме реального времени и формирует на выходе информацию для поддержания работы скважины в оптимальном режиме. Акусто-эмиссионный способ регистрации сигналов от соуды арения песчинок со стенками трубы, позволяет в сочетании с цифровой обработкой точно отражать динамику выноса твердых фракций.

Два исполнения:

- Беспроводной с внутренним источником питания и передачей информации по радиоканалу. ВН 1228
- Проводной с внешним источником питания и интерфейсом RS-485. ВН 1228-01

Высокая помехоустойчивость.
Нулевое значение при отсутствии выноса песка.
Регистрирует только твердые частицы

Автономность питания электронных модулей регистратора позволяет эксплуатировать РВТФ «КАДЕТ» при отсутствии кабелей питания и связи

Наличие «имитатора выноса песка» позволяет проводить дистанционную проверку работоспособности регистратора



607188, Нижегородская область, г. Саров,
Южное шоссе, д. 12, стр. 17А,
+7 (83130) 5-99-35, 5-99-53
binar@binar.ru, www.binar.ru