

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ИЗДАЕТСЯ С 1957 ГОДА

5, 2018

*Нефтегазоносность
Путоранского свода (стр. 5)*

*Методические подходы
к подсчету запасов
баженовской свиты (стр. 51)*

*Пористость и нефтенасыщенность
пород баженовской свиты (стр. 61)*



OIL AND GAS GEOLOGY

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

SINCE 1957

ПРАВИЛА ПУБЛИКАЦИИ НАУЧНЫХ СТАТЕЙ В ЖУРНАЛЕ «ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА»

1. К статье, направляемой в редакцию, необходимо приложить сопроводительное письмо на бланке или с печатью организации.

2. Статья может быть доставлена в редакцию:

- лично автором;
- отправлена по почте на адрес редакции или по электронной почте info@oilandgasgeology.ru.

3. Рекомендуемый объем статьи не должен превышать одного авторского листа (40 тыс. знаков).

- рекомендуемое количество рисунков в статье — не более 10.

4. Переданные материалы должны содержать:

- общий файл с полным текстом статьи и с последовательно размещенными по порядку упоминания графическими приложениями (рисунками и таблицами);
- папку с текстовым файлом (без рисунков) и с исходными файлами рисунков и таблиц (каждое графическое изображение – отдельным файлом);
- сведения об авторах (имя, отчество и фамилия, место работы каждого автора, должность, ученая степень, номера служебного/домашнего и мобильного телефонов, e-mail; также настоятельно рекомендуется предоставлять **ORCID ID** и **SCOPUS ID**);
- ключевые слова и **две аннотации** на русском языке (первая аннотация стандартная, объем 90–150 слов; вторая — для перевода на английский язык, более подробная, объем 150–250 слов). Аннотации должны быть содержательными, включать полученные данные, выводы.

5. Правила оформления текста:

- Текст статьи набирается через 1,5 интервала в текстовом редакторе Word, шрифт Times New Roman.
- Перед заглавием статьи указывается шифр согласно универсальной десятичной классификации (УДК).
- Единицы измерения в статье следует давать в Международной системе единиц (СИ).
- Аббревиатуры в тексте, кроме общепринятых, не допускаются.

6. Правила написания математических формул:

- В статье приводятся лишь самые главные, итоговые формулы.
- Математические формулы нужно набирать, точно размещая знаки, цифры, буквы.
- Все использованные в формуле символы следует расшифровывать.
- Математические обозначения, символы и простые формулы набираются основным шрифтом статьи, сложные формулы — в **MathType**. Нумеруются только те формулы, на которые есть ссылки в тексте. Русские и греческие буквы в формулах и тексте, а также химические элементы набираются прямым шрифтом, латинские буквы — курсивом.

7. Правила оформления рисунков и таблиц:

- Все рисунки и таблицы, взятые из уже опубликованных источников или электронных ресурсов (даже доработанные), в подписи обязательно должны иметь **ссылку** на страницу источника, название, автора и год издания. Если информация дополнена авторами, добавляется комментарий «с изменениями».
- Рисунки в тексте должны иметь только необходимые элементы; лишние, ненужные для данной статьи

элементы должны быть удалены. Все текстовые обозначения на рисунках даются только на русском языке.

- **Допустимые растровые изображения: фотоснимки.** Рекомендуемое разрешение не менее 300 dpi, формат TIF или PNG.

- Отсканированные карты, схемы и другие изображения должны быть высокого качества. Отсканированные таблицы, обозначаемые в тексте автором как рисунки, рекомендуется переформатировать в редактируемые таблицы (Microsoft Word или CorelDRAW).

- **Графики и диаграммы** принимаются только в редактируемом виде (рекомендуемые форматы Microsoft Excel (.xls, .xlsx), CorelDRAW (.cdr), Adobe Illustrator (.ai, .eps)).

- **Карты, схемы и другие векторные изображения** рекомендуется предоставлять в форматах программ CorelDRAW и Adobe Illustrator.

- **Фактический размер изображения не должен превышать формат А4 (книжная ориентация, 210×297 мм)**

- **Не рекомендуется** предоставлять изображения в форматах PowerPoint, Microsoft Word.

- **Оформление таблиц.** Таблицы набираются в формате Word или CorelDRAW. Примечания внутри таблицы не даются, используются сноски ко всей таблице или отдельным её показателям. Все таблицы должны иметь названия и сквозную нумерацию. Сокращение слов не допускается.

- В тексте следует давать ссылки на все рисунки и таблицы. При первой ссылке — рис. 1, табл. 1; при повторных — см. рис.1, см. табл. 1.

8. Правила рецензирования и опубликования:

- Поступающие в редакцию статьи направляются на рецензию; рецензент оценивает соответствие статьи тематике журнала, актуальность темы и новизну изложенного в статье материала. В заключение он делает вывод о целесообразности опубликования статьи в журнале.

- Плата за публикацию статьи с авторов не взимается.

9. Не допускается дублирование статей, переданных для публикации (или уже опубликованных) в других изданиях или размещенных в Интернете.

10. Правила оформления списка литературы:

- Библиографический список дается в конце статьи.
- Ссылки на упомянутые и так или иначе использованные при написании статьи источники в тексте обязательны и даются в квадратных скобках.
- Ссылки на диссертации, отчеты и неопубликованные работы не допускаются.
- Список литературы должен включать минимум 10 источников (современных, давностью не более 10 лет). Также желательно наличие ссылок на актуальные зарубежные исследования по тематике.
- Список литературы составляется в соответствии с ГОСТ Р 7.0.5-2008.
- Нумерация источников дается в порядке упоминания.

СОУЧРЕДИТЕЛИ

Министерство природных ресурсов и экологии
Российской Федерации (Минприроды России)
Федеральное агентство по недропользованию — Роснедра
ПАО «Газпром»
Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт (ФГБУ «ВНИГНИ»)

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор

Варламов А.И.

Доктор геолого-минералогических наук,
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт» (ФГБУ «ВНИГНИ»),
Москва, Российская Федерация
e-mail: sec@vnigni.ru

Зам. главного редактора

Петерсилье В.И.

Доктор геолого-минералогических наук, профессор,
ФГБУ «ВНИГНИ»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: vipetersilie@mail.ru

Афанасенков А.П.

Кандидат геолого-минералогических наук,
ФГБУ «ВНИГНИ», Москва, Российская Федерация
e-mail: info@vnigni.ru

Будагов А.Г.

Кандидат геолого-минералогических наук,
Представительство ОАО «Дальмонефтегеофизика»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: budagov@msk.dmg.ru

Будянская О.И.

ФГБУ «ВНИГНИ», Москва, Российская Федерация
e-mail: info@oilandgasgeology.ru

Высоцкий В.И.

Кандидат геолого-минералогических наук,
АО «Зарубежгеология», Москва, Российская Федерация
e-mail: vlad.vysotsky@vzg.ru

Габриэлянц Г.А.

Доктор геолого-минералогических наук,
ООО «Геосервис», Москва, Российская Федерация
e-mail: gabrigeo@mail.ru

Гогоненков Г.Н.

Доктор геолого-минералогических наук,
ФГБУ «ВНИГНИ», Москва, Российская Федерация
e-mail: gogonenkov@vnigni.ru

Григорьев М.Н.

Кандидат геолого-минералогических наук,
Геологический консультационный центр «Гекон»,
Санкт-Петербург, Российская Федерация
e-mail: mgrigoriev@gecon.ru

Грунис Е.Б.

Доктор геолого-минералогических наук, профессор,
ФГБУ «ВНИГНИ», Москва, Российская Федерация
e-mail: Grunis@vnigni.ru

Дахнова М.В.

Доктор геолого-минералогических наук,
ФГБУ «ВНИГНИ»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: dakhnova@vnigni.ru

Конторович А.Э.

Доктор геолого-минералогических наук, академик РАН,
ИНГГ СО РАН, Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: KontorovichAE@sbras.ru

Мельников П.Н.

Кандидат геолого-минералогических наук,
ФГБУ «ВНИГНИ», Москва, Российская Федерация
e-mail: melnikov@vnigni.ru

Милетенко Н.В.

Доктор геолого-минералогических наук, профессор,
Департамент министерства природных ресурсов и экологии РФ,
Москва, Российская Федерация
e-mail: miletenko@mnr.gov.ru

Прищепа О.М.

Доктор геолого-минералогических наук, профессор,
АО «ВНИГРИ», Санкт-Петербург, Российская Федерация
e-mail: ins@vnigri.ru

Сидоренко Св.А.

Доктор геолого-минералогических наук, профессор,
ИПНГ РАН, Москва, Российская Федерация
e-mail: sidorenko@ipng.ru

Скоробогатов В.А.

Доктор геолого-минералогических наук,
Центр «Газовые ресурсы», ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: v_skorobogatov@vniigaz.gazprom

Ступакова А.В.

Доктор геолого-минералогических наук, профессор,
МГУ им. М.В. Ломоносова, Москва, Российская Федерация
e-mail: ansto@geol.msu.ru

Фортунова Н.К.

Доктор геолого-минералогических наук,
ФГБУ «ВНИГНИ», Москва, Российская Федерация
e-mail: info@vnigni.ru

Восков Д. (Нидерланды)

Доцент Делфтского технического университета,
отделение Геологических и инженерно-технических наук,
Делфт, Нидерланды
e-mail: D.V.Voskov@tudelft.nl

Ульмишек Г. (США)

Кандидат геолого-минералогических наук,
Wavetech Energy, Inc., Редмонд, США
e-mail: gulmishek@wavetechenergy.com

CO-FOUNDERS

Ministry of Natural Resources and Environment
of the Russian Federation

The Federal Agency on Subsoil Use – Rosnedra

PAO “Gazprom”

Federal State Budgetary Institution
"All-Russian Research Geological Oil Institute" (VNIGNI)

EDITORIAL BOARD

Editor in Chief

Aleksey Varlamov,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
FGBU "All-Russian Research Geological Oil Institute"
(FGBU "VNIGNI"), Moscow, Russian Federation
e-mail: sec@vnigni.ru

Deputy Editor in Chief

Viktor Petersilye,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor,
FGBU "VNIGNI", Moscow, Russian Federation
e-mail: vipetersilie@mail.ru

Aleksandr Afanasenkov,

Candidate of Geological and Mineralogical sciences,
FGBU "VNIGNI", Moscow, Russian Federation
e-mail: info@vnigni.ru

Aleksandr Budagov,

Candidate of Geological and Mineralogical sciences,
OAO "Dalmorneftegeophisika" representative office,
Moscow, Russian Federation
e-mail: budagov@msk.dmng.ru

Olga Budyanskaya,

FGBU "VNIGNI", Moscow, Russian Federation
e-mail: info@oilandgasgeology.ru

Marina Dakhnova,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
FGBU "VNIGNI", Moscow, Russian Federation
e-mail: dakhnova@vnigni.ru

Natalia Fortunatova,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
FGBU "VNIGNI", Moscow, Russian Federation
e-mail: info@vnigni.ru

Grigoriy Gabrielyants,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
OOO "Geoservis", Moscow, Russian Federation,
e-mail: gabrigeo@mail.ru

Georgiy Gogonenkov,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
FGBU "VNIGNI", Moscow, Russian Federation
e-mail: gogonenkov@vnigni.ru

Mikhail Grigoryev,

Candidate of Geological and Mineralogical sciences,
Geological competence center "Gekon",
St. Petersburg, Russian Federation
e-mail: mgrigoriev@gecon.ru

Evgeniy Grunis,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor,
FGBU "VNIGNI", Moscow, Russian Federation
e-mail: Grunis@vnigni.ru

Aleksey Kontorovich,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
Member of Russian Academy of Sciences,
IPGG SB RAS, Novosibirsk, Russian Federation,
e-mail: KontorovichAE@sbras.ru

Pavel Melnikov,

Candidate of Geological and Mineralogical sciences,
FGBU "VNIGNI", Moscow, Russian Federation
e-mail: melnikov@vnigni.ru

Nikolay Miletenko,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor,
Ministry of Natural Resources and Environment
of the Russian Federation,
Moscow, Russian Federation
e-mail: miletenko@mnr.gov.ru

Oleg Prishchepa,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor,
AO "VNIGRI", St. Petersburg, Russian Federation,
e-mail: ins@vnigri.ru

Svetlana Sidorenko,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor,
Senior Research Scientist of Oil and Gas Issues Institute,
Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation,
e-mail: sidorenko@ipng.ru

Viktor Skorobogatov,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
"Gas resources" center, OOO "Gazprom VNIIGAZ",
Moscow, Russian Federation
e-mail: v_skorobogatov@vniigaz.gazprom

Antonina Stupakova,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor,
Lomonosov Moscow State University,
Moscow, Russian Federation
e-mail: ansto@geol.msu.ru

Vladimir Vysotskiy,

Candidate of Geological and Mineralogical sciences,
AO "Zarubezhgeologiya", Moscow, Russian Federation
e-mail: vlad.vysotsky@vzg.ru

Denis Voskov (Netherlands),

Delft University of Technology (Technische Universiteit Delft),
Department of Geoscience & Engineering, Delft, Netherlands,
e-mail: D.V.Voskov@tudelft.nl

Gregory Ulmishek (USA)

Geological Research Wavetech Energy, Inc.,
Redmond, USA
e-mail: gulmishek@wavetechenergy.com

СОДЕРЖАНИЕ

- ФОРМИРОВАНИЕ И РАЗМЕЩЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА**
- 5 **В.А. Кринин, И.И. Порозов.** Нефтегазоносность Путоранского свода и сопредельных территорий на северо-востоке Курейской синеклизы
- 15 **К.Ф. Старцева.** История развития углеводородных систем Восточно-Баренцевоморского осадочного бассейна по данным двухмерного моделирования
- 29 **С.В. Воробьев, П.А. Горбунов, О.В. Максименко, Д.Я. Хабибуллин.** Температурный режим нефтегазоносных отложений северной части Западно-Сибирской плиты
- 37 **А.В. Гвоздева, Э.А. Таратын.** Геолого-геофизическое обоснование прогнозирования глинистых покрышек в отложениях суходудинской свиты Танамо-Малохетского мегавала Енисей-Хатангской нефтегазоносной области
- ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ И НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ УВ**
- 51 **В.И. Петерсилье, Н.В. Комар, С.М. Френкель.** Методические подходы к подсчету запасов баженовской свиты
- 61 **А.Э. Конторович, С.В. Родякин, Л.М. Бурштейн, Е.А. Костырева, С.В. Рыжкова, П.А. Ян.** Пористость и нефтенасыщенность пород баженовской свиты
- МЕТОДИКА ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**
- 75 **Е.Б. Грунис, И.А. Маракова, В.Б. Ростовщиков.** Новый подход к поиску залежей углеводородов в терригенных пермских отложениях северо-восточной части Тимано-Печорской провинции
- ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ**
- 87 **Ф.Р. Бабаев, Г.С. Мартынова, О.П. Максакова, Р.Г. Нанаджанова.** Нефть месторождения Нафталан
- РЕСУРСЫ И ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ**
- 95 **А.Г. Лебедько, Г.И. Лебедько.** Перспективы промышленного освоения законсервированных скважин нераспределенного фонда недр Юга России

CONTENTS

- FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS**
- 5 **V.A. Krinin, I.I. Porozov.** Oil and gas potential of the Putorana Anticline and neighbouring lands in the north east of the Kureya Syncline
- 15 **K.F. Startseva.** History of petroleum systems evolution in the Eastern Barents Sea sedimentary basin according to 2D modelling data
- 29 **S.V. Vorob'ev, P.A. Gorbunov, O.V. Maksimenko, D.Ya. Khabibullin.** Thermal conditions of oil and gas deposits in the northern part of the West Siberian plate
- 37 **A.V. Gvozdeva, E.A. Taratyn.** Geological and geophysical substantiation of clay cap prediction in the Sukhodudinsky Formation (Tanamo-Malokhetsky mega-swell, Yenisei-Khatanga petroleum region)
- HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES**
- 51 **V.I. Petersil'e, N.V. Komar, S.M. Frenkel'.** Methods for the Bazhenov formation reserves assessment
- 61 **A.E. Kontorovich, S.V. Rodyakin, L.M. Burshtein, E.A. Kostyreva, S.V. Ryzhova, P.A. Yan.** Porosity and oil saturation of the Bazhenov Formation rocks
- METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS**
- 75 **E.B. Grunis, I.A. Marakova, V.B. Rostovshchikov.** New approach to hydrocarbon exploration in Permian terrigenous formations of the north-eastern part of the Timan-Pechora Province
- GEOCHEMICAL SURVEYS**
- 87 **F.R. Babayev, G.S. Martynova, O.P. Maksakova, R.G. Nanajanova.** Oil of the Naphtalan field
- HYDROCARBON RESOURCES AND RESERVES**
- 95 **A.G. Lebed'ko, G.I. Lebed'ko.** Commercial potential of plugged and abandoned wells from unallocated fund of subsurface mineral resources in southern Russia

ГеоЕвразия-2019

Международная геолого-геофизическая конференция и выставка
«Современные технологии изучения и освоения недр Евразии»

Geosciences Eurasia Conference and Exhibition

ТЕМЫ НАУЧНЫХ СЕССИЙ:

- Региональные геолого-геофизические исследования
- Актуальные вопросы нефтегазовой геологии
- Геологическое моделирование месторождений нефти и газа
- Геофизические исследования и работы в скважинах на нефть и газ
- Петрофизика и геомеханика
- Сейсмические технологии
- Скважинная сейсморазведка
- Геофизическое оборудование и аппаратура
- Малоглубинная геофизика
- Геолого-геофизические исследования месторождений твердых полезных ископаемых
- Морские исследования и освоение шельфовых ресурсов
- Подземные воды и опасные геологические процессы
- Дистанционное зондирование Земли
- Суперкомпьютерные технологии в нефтегазовой отрасли
- Цифровая трансформация индустрии

ВАЖНЫЕ ДАТЫ

Для докладчиков:

- 1 мая Начало приема кратких аннотаций
- 15 сентября Окончание приема кратких аннотаций
- 15 октября Оповещение авторов о включении в программу конференции
- 1 ноября Окончание приема полных тезисов докладов/
публикация предварительной программы конференции

Для участников конференции:

- 25 апреля Открытие регистрации
- 1 ноября Окончание льготной регистрации
- 25 декабря Окончание предварительной регистрации
- 4-7 февраля Регистрация на месте

Для участников выставки:

- 25 апреля Начало приема заявок на выставку
- 25 августа Окончание бронирования выставочных площадей по льготной цене
- 25 октября Окончание бронирования выставочных площадей

КРУГЛЫЕ СТОЛЫ:

- Применение робототехники и беспилотных летательных аппаратов для геофизических исследований
- Современные геотермические исследования
- Геомониторинг и экологические изыскания на шельфе
- Разработка отечественного программного обеспечения
- Юниорные компании
- Цифровые технологии: где мы, куда идём и как быстро?
- Физика пласта: предметы и задачи
- Нефтегазоносность Сахалинского шельфа
- Поиски нефти и газа в районах сложного геологического строения
- Геолого-экономический анализ
- Геологическое и геофизическое образование
- Управление проектами

ВАЖНАЯ ИНФОРМАЦИЯ:

Даты проведения	4-7 февраля 2019 г
Место проведения	Центр международной торговли, Москва
Ожидаемое количество участников	1500
Площадь выставки	1500 м2



Международная общественная организация Евро-Азиатское геофизическое общество (МОО ЕАГО)



Международная Ассоциация научно-технического и делового сотрудничества по геофизическим исследованиям и работам в скважинах (Ассоциация «АИС»)



Общественная организация Российское геологическое общество (РОСГЕО)

УДК 553.982.2

DOI 10.31087/0016-7894-2018-5-5-14

Нефтегазоносность Путоранского свода и сопредельных территорий на северо-востоке Курейской синеклизы

© 2018 г. | В.А. Кринин, И.И. Порозов

ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет», Красноярск, Россия; vkrinin@sfu-kras.ru; iporozov@vnigni.ru

Поступила 27.02.2018 г.

Принята к печати 01.07.2018 г.

Ключевые слова: *Курейская синеклиза; Путоранский свод; локальное поднятие; отложения; свита; ловушка; нефтематеринская толща; углеводороды; нефть; ресурсы.*

На основании анализа данных геофизических и геохимических методов, параметрического и структурно-колонкового бурения, изучения геохимических характеристик образцов из потенциально нефтематеринских толщ на северо-востоке Курейской синеклизы сделан вывод о возможной нефтеносности отложений нижнего и среднего палеозоя и вероятности открытия нового нефтеносного района в пределах Путоранского свода.

Для цитирования: Кринин В.А., Порозов И.И. Нефтегазоносность Путоранского свода и сопредельных территорий на северо-востоке Курейской синеклизы // Геология нефти и газа. – 2018. – № 5. – С. 5–14. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-5-14.

Oil and gas potential of the Putorana Anticline and neighbouring lands in the north east of the Kureya Syncline

© 2018 | V.A. Krinin, I.I. Porozov

Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russia; vkrinin@sfu-kras.ru; iporozov@vnigni.ru

Received 27.02.2017

Accepted for publication 01.07.2018

Key words: *Kureya Syncline; Putorana Anticline; local high; deposits; formation; trap; source rocks; hydrocarbons; oil; resources.*

The paper discusses issues associated with petroleum potential assessment of the Putorana Anticline (an uplift, according to some reports) and neighbouring territories of the Kureya Syncline; they are characterised by extremely low G&G exploration maturity. The paper presents a brief description of the methods applied and amount of data used. On the results of drilling Well 358 and two core holes in the Ledovaya area, architecture of sedimentary cover geological section is described for the Putorana Anticline, which is composed of the Late Riphean – Mesozoic deposits. We propose an updated structural and tectonic model of the Pastaginsky Ridge that occupies the central part of the Putorana Anticline. This model also presents the following local highs: Megunsky, Nikitovsky, Dakitsky, Voskovsky, and to the fullest extent explains the presence of possible accumulations in the Silurian, Ordovician, and Cambrian formations. We present the results of the new pyrolysis studies carried out on the Llandovery sapropelic shale sample; together with the possible petroleum generating Lower-Middle Cambrian horizons (analogues of the Kuonamsky Fm), this shale may also be a source rock. Presence of horizons having satisfactory, good, and very good reservoir quality is substantiated in the sedimentary cover of the north-eastern part of the Kureya Syncline; this is evidenced by the results of cased-hole testing and sampling while drilling in the areas neighbouring the considered region. Wide-spread occurrence of salt within the Middle Devonian deposits is noted; they present a high-quality impermeable bed over the vast area of the syncline's north. Possible hydrocarbon potential of the considered area is demonstrated by the example of the localized forecast resources assessment for four highs within the Pastaginsky Ridge.

For citation: Krinin V.A., Porozov I.I. Oil and gas potential of the Putorana Anticline and neighbouring lands in the north east of the Kureya Syncline. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(5):5–14. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-5-14.

Согласно существующему нефтегазгеологическому районированию, в пределах Курейской синеклизы выделяются две крупнейшие по площади и объему осадочного чехла нефтегазоносные области (НГО) — Северо-Тунгусская и Южно-Тунгусская [1]. Большая часть территории Северо-Тунгусской НГО, в том числе северо-восток Курейской синеклизы, до сих пор остается практически неизученной с точки зрения нефтегазоносного потенциала. По оценке ИНГГ СО РАН (01.01.2005), структура суммарных начальных извлекаемых ресурсов углеводородов Северо-Тунгусской НГО представляется следующей (табл. 1).

Основная часть ресурсов УВ прогнозируется в пределах пликтивных структур I порядка, отно-

сящихся к перспективным территориям первой категории: Ледянскому (Путоранскому своду), Аянскому, Анамскому, Юктелейскому, Кочечумскому сводам [1]. При тектоническом районировании («Тектоническая карта нефтегазоносных провинций Сибирской платформы» под редакцией В.С. Старосельцева, 2002) Путоранскому своду соответствует структурный выступ. Более ранние оценки прогнозных локализованных извлекаемых ресурсов трех локальных поднятий только Путоранского свода (Мегунского, Дакитского, Никитовского) в сумме составляли 2973,0 млн т [2].

На юго-восточной границе Путоранского свода по структурному плану базальтовых покровов, по



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Табл. 1. Структура суммарных начальных извлекаемых ресурсов, млн т усл. УВ

Table 1. Structure of total initial recoverable resources, MMTOE

Нефтегазоносные комплексы, элементы районирования	C ₃	D ₁	D ₂	C ₃ + D	СНР
Каменноугольно-пермский	–	–	240	240	240
Ордовик-девонский	–	–	2076,9	2076,9	2076,9
Кембрийский	–	–	2043,4	2043,4	2043,4
Верхневенд-нижнекембрийский	–	–	655,1	655,1	655,1
Вендский	–	–	714	714	714
Рифейский	–	–	287,1	287,1	287,1
Северо-Тунгусская НГО	–	–	6016,5	6016,5	6016,5

результатам статистической обработки линеаментной сети и газогидрохимическому опробованию водоисточников, прогнозируется погребенное Верхнехугдякитское куполовидное поднятие площадью примерно 2500 км² с потенциалом УВ более 2 млрд т [3]. По мнению В.Д. Козырева, основанному на анализе ряда геотектонических признаков, Тунгусская синеклиза относится к территории с невысокими перспективами нефтегазоносности [4].

Во всех приведенных оценках неоднозначность нефтегазоносности Курейской синеклизы в целом и отдельных ее районов в частности вполне очевидна из-за низкой изученности. Однако диапазон этих оценок вызывает необходимость их практической проверки.

Методика исследования

Рассматриваемая территория северо-востока Курейской синеклизы охарактеризована полистной геологической съемкой масштаба 1:200 000, региональными аэромагнитными и гравиметрическими съемками, электроразведочными работами МТЗ, сейсморазведочными работами МОВ-МОГТ по нерегулярной сети профилей. По результатам этих работ были получены первые и весьма общие представления о структурно-тектоническом плане. По методике сейсмогравимагнитного моделирования В.И. Казаис наметил крупное пликативное поднятие I порядка на северо-востоке территории [5].

В дальнейшем представления о структурно-тектоническом районировании рассматриваемой территории будут основываться на структурной карте Красноярского края по состоянию на 01.06.2001 г. под редакцией В.А. Кринина (рис. 1).

С учетом нового сейсмического профиля, проложенного в 2011–2012 гг. вдоль рек Хета и Аякли, данные по которому были проанализированы совместно с результатами бурения параметрической скв. 358 и структурно-колонковых скважин 2, 3, уточнен структурный план Пастагинского вала, выделенного ранее В.И. Казаисом [5]. Впервые методом схождения построены структурные карты по основным нефтегазо-

перспективным горизонтам в отложениях среднего палеозоя и венда – нижнего кембрия (рис. 2, 3). Материалы газогеохимической съемки по грунтам, проведенной в пределах Мегунского поднятия, и анализ нефтебитумопроявлений в керне структурно-колонковой скв. 2 позволили наметить условный водонепроницаемый контакт прогнозируемой залежи в песчаных лландоверийского яруса.

Для выявления в осадочном чехле возможных нефтегазоматеринских толщ выполнены аналитические исследования образцов пород из силурийских и девонских отложений, проведена корреляция исследуемого разреза с разрезами смежных территорий, в которых установлены потенциальные нефтематеринские горизонты.

Геологический разрез осадочного чехла

Осадочный чехол в составе верхнепротерозойских и фанерозойских отложений в пределах Путоранского свода залегает на образованиях кристаллического фундамента (рис. 4).

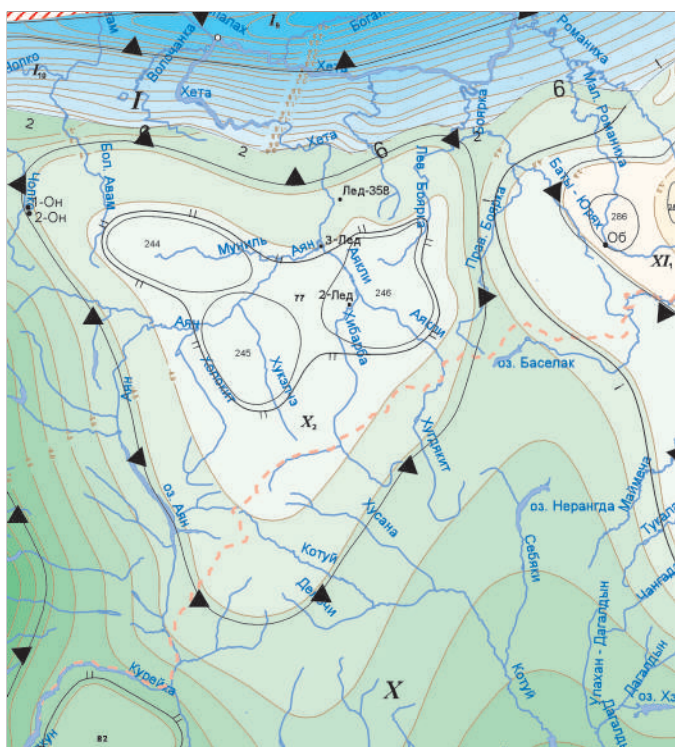
Представления о литологическом составе, стратиграфии отложений докембрия и кембрия, которые основаны на изучении разреза параметрической скв. 358, пробуренной на северном склоне Путоранского свода, рассмотрены в работе [6].

В основании осадочный чехол представлен отложениями аяклинской толщи рифея, сложенной известняками, местами доломитизированными, частично сохранившими первичную ступенчатую водорослевую структуру. Породы заметно окремнены и ангидритизированы. Отложения венда и низов кембрия объединены в константиновскую и тамакскую свиты общей мощностью 258 м. По мнению авторов статьи, эти отложения являются полным аналогом верхнего венда Южно-Тунгусской НГО.

Константиновская свита сложена доломитами и доломитами глинистыми с прослойками алевропесчаников, алевроаргиллитов и доломитовых аргиллитов.

Тамакская свита, представляющая верхнюю треть венда, состоит из доломитов и доломитов сла-

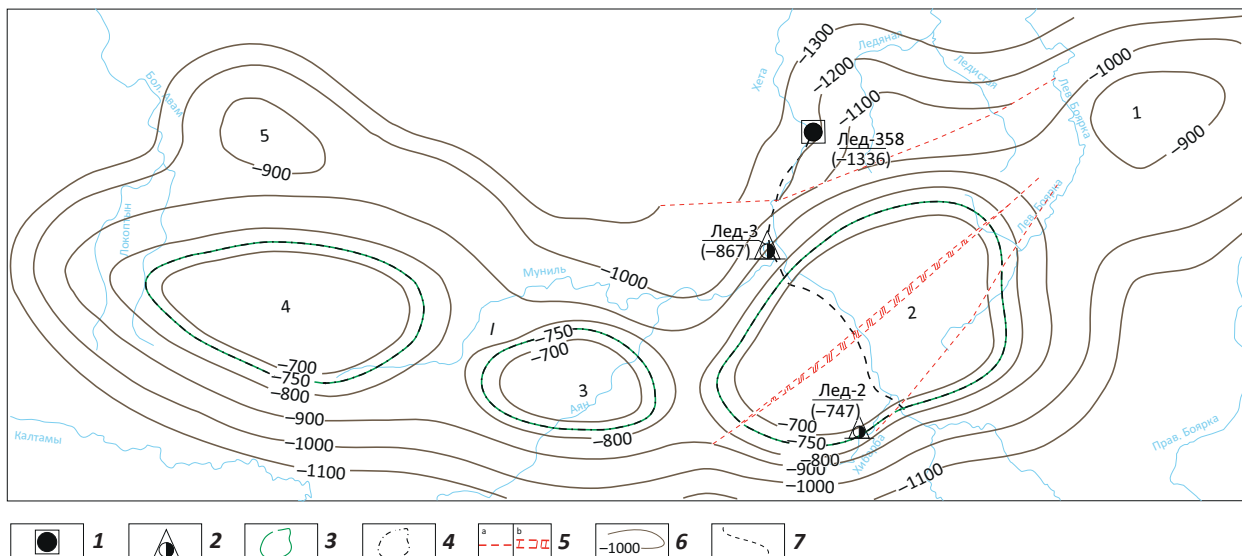
Рис. 1. Фрагмент структурно-тектонической схемы Западной части Сибирской платформы
Fig. 1. Fragment of the structural and tectonic scheme, western part of the Siberian Platform



1 — площадь бурения (Он — Ондодоминская, Лед — Ледянская); 2 — обнажение сапропелитов; 3 — изогипсы отражающего сейсмического горизонта ОГ Б — кровля тэтэрский свиты венда — нижнего кембрия; границы тектонических элементов (4, 5): 4 — I, 5 — II порядка.
Структуры: I — Енисей-Хатангский региональный прогиб, I₉ — Дудыптинско-Жданихинский мегапрогиб, I₁₀ — Северо-Сибирская моноклинал, X — Курейская синеклиза, X₂ — Пutorанский мегасвод, 77 — Пастагинский вал, вал (локальные структуры: 244 — Никитовская, 245 — Дакитская, 246 — Мегунская), X₃ — Ламско-Хантайский мегапрогиб, 82 — Верхнекурейское поднятие, XI₂ — Маймечинский мегавыступ

1 — drilling area (Он — Ondodominsky, Лед — Ledyansky); 2 — sapropelite outcrop; 3 — structural contours of the seismic reflection horizon Б — top of the Teterinsky Fm (Vendian — Lower Cambrian); tectonic elements borders (4, 5): 4 — 1st order, 5 — 2nd order.
Structures: I — Yenisei-Khatanga regional trough, I₉ — Dudyptinsky-Zhdanikhinsky mega-trough, I₁₀ — North Siberian monocline, X — Kureya Syncline, X₂ — Putorana mega-anticline, 77 — Pastaginsky Ridge (local structures: 244 — Nikitovsky, 245 — Dakitsky, 246 — Megunsky), X₃ — Lamsky-Khantaisky mega-trough, 82 — Verkhnekureysky high, XI₂ — Maimechinsky mega-uplift

Рис. 2. Структурная схема Пастагинского вала по кровле ордовикских песчаников
Fig. 2. Structural scheme of the Pastaginsky Ridge over the Ordovician sandstone Top



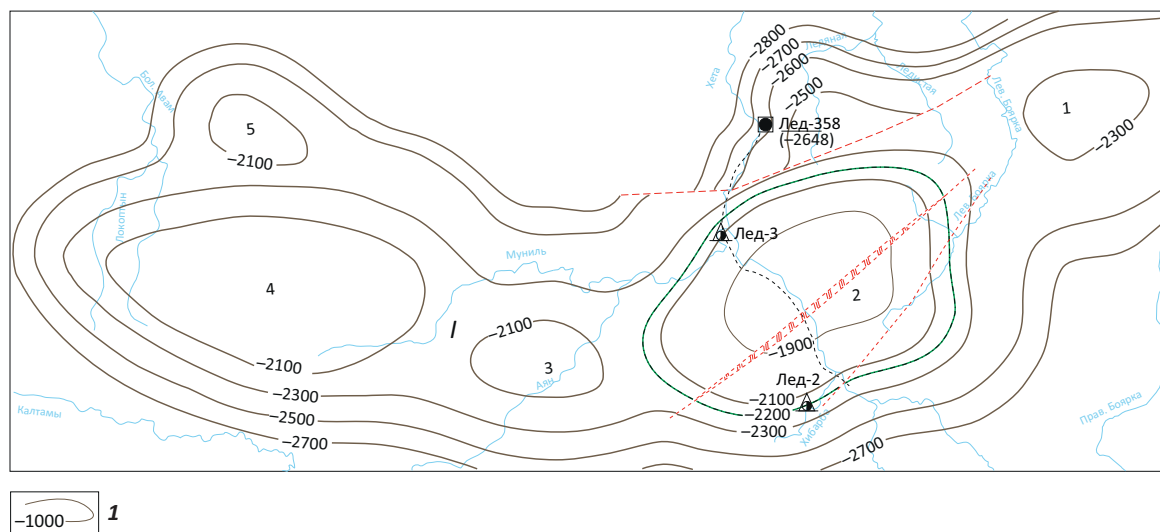
1 — параметрическая, 2 — структурно-колонковые; 3 — контур оценки ресурсов; 4 — условный ВНК; 5a — тектонические нарушения; 5b — микрограбен; 6 — изогипсы по кровле горизонта песчаников кунтыкахинской свиты, м; 7 — сейсмический профиль вдоль р. Аякли, 2011 г.

Структуры I порядка: I — Пастагинский вал; локальные поднятия: 1 — Боярское, 2 — Мегунское, 3 — Дакитское, 4 — Никитовское, 5 — Васковское

Wells (1, 2): 1 — stratigraphic, 2 — core-hole; 3 — contour of resources assessment; 4 — reference WOC; 5a — faults; 5b — micrograben; 6 — structural contours over the top of the Kuntakinsky sandstone horizon; 7 — seismic line along the Ayakli river. II-order structures: I — Pastaginsky Ridge; local highs: 1 — Boyarsky, 2 — Megunsky, 3 — Dakitsky, 4 — Nikitovsky, 5 — Vaskovsky

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

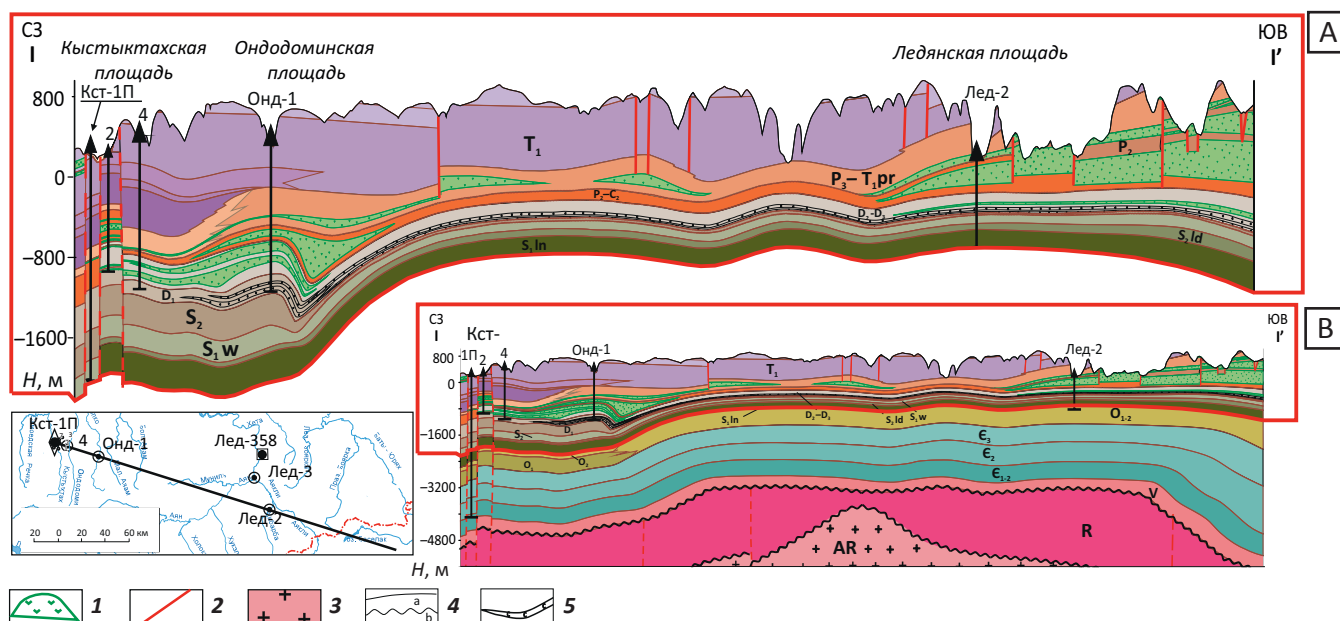
Рис. 3. Структурная схема Пастагинского вала по кровле ледянской свиты нижнего кембрия
Fig. 3. Structural scheme of the Pastaginsky Ridge over the Ledyansky Fm Top (Lower Cambrian)



1 — изогипсы кровли ледянской свиты нижнего кембрия, м.
 Остальные усл. обозначения см. на рис. 2

1 — structural contours over the Ledyansky Top (Lower Cambrian), m.
 For other legend items see Fig. 2

Рис. 4. Геологический разрез вдоль северного борта Курейской синеклизы
Fig. 4. Geological cross-section along the northern shoulder of the Kureya Syncline



A — фрагмент осадочного чехла мезо-палеозойской части; B — полный разрез осадочного чехла.

1 — интрузивные тела; 2 — тектонические разломы; 3 — образования кристаллического фундамента; 4 — геологические границы: а — согласное залегание, b — несогласное залегание; 5 — пласты девонских солей

A — fragment of sedimentary cover of the Mesozoic-Palaeozoic part; B — full column of sedimentary cover.

1 — intrusive bodies; 2 — faults; 3 — crystalline basement formations; 4 — geological boundaries: a — conformable bedding, b — unconformable bedding; 5 — Devonian salt beds

боглинистых, сульфатоносных с прослоями мергелей, аргиллитов, известняков.

Нижнекембрийские отложения мощностью 540 м, включающие хетскую и ледянскую свиты, представлены доломитами в разной степени пористо-кавернозными с включениями ангидрита, стяжениями кремней.

Среднекембрийские отложения мощностью 475 м выделены в тамуканскую свиту, представленную тонкокристаллическими известняками, неравномерно доломитовыми с прослоями глинистых известняков и мергелей.

Верхнекембрийские отложения мощностью 469 м в составе арыканской и хибарбинской свит представлены: первая — доломитами, чередующимися по разрезу с глинисто-алевритистыми тонкослоистыми доломитами, в отдельных прослоях присутствует ангидрит и развита кавернозность; вторая — тонкопереслаивающимися доломитами, глинистыми, алевритовыми, аргиллитами доломитовыми и ангидритами.

Вышезалегающие отложения нижнего ордовика, среднего и верхнего палеозоя в рассматриваемом районе хорошо изучены по разрезам скважин: параметрической 358 и структурно-колонковых 2, 3.

Нижнеордовикские отложения мощностью 444 м в нижней части разреза (бысы-юряхская, усть-куранахская свиты) представлены глинистыми и алевритовыми доломитами, переслаивающимися с доломитовыми мергелями, в верхней части (усть-куранахская свита) — преимущественно доломитами.

Среднеордовикские отложения (кунтыкахинская, мойеронская свиты) мощностью 66 м сложены доломитами, алевропесчаниками, песчаниками кварцевыми, известняками.

Силурийские отложения (мойероканская, хаастырская, агидийская, хакомская, янгадинская, холюханская свиты) мощностью 392 м состоят преимущественно из известняков и доломитов в разной степени глинистых, кремнистых, сульфатизированных, пористо-кавернозных, реже мергелей.

Девонские отложения (кольдинская, сидинская, юктинская, нахадская, каларгонская свиты) мощностью 157 м характеризуются разнообразным составом и различным строением разреза. Кольдинская свита нижнего девона в нижней части сложена переслаивающимися ангидритами, глинистыми доломитами, мергелями, в средней — каменной солью с прослоями доломитовых мергелей, в верхней — аргиллитами с редкими включениями ангидритов. Сидинская свита еще более дифференцирована по составу и представлена в основании пачкой каменной соли, выше — пачкой переслаивающихся мергелей, аргиллитов с включениями ангидритов и каменных солей. Верхняя часть разреза свиты состоит из переслаивающихся ангидритоносных аргиллитов, сульфо-

тоносных и глинистых доломитов, ангидритов и известняков.

Юктинская свита имеет в составе известняки доломитистые и доломиты ангидритоносные.

Отложения верхнего девона представлены карбонатными породами. В нахадской свите преобладают известняки глинистые, в каларгонской — доломиты, доломиты слабоглинистые, ангидритоносные с прослоями известняков.

Разрез верхнего палеозоя мощностью 321 м представлен терригенными породами среднего и верхнего карбона, перми, в разной степени насыщенными интрузивными образованиями.

Венчают разрез отложения нижнего триаса, сложенные туфобазальтовой толщей мощностью до 950 м. В разрезе отложений венда, кембрия, нижнего ордовика интрузии отсутствуют.

Структурный план

Структурные схемы, построенные по отражающему сейсмическому горизонту Б, стратифицированному с границей между вендом и кембрием, по кровле отложений нижнего — среднего кембрия и кровле байкитского горизонта, свидетельствуют о соответствии структуры Пастагинского вала и осложняющих его локальных поднятий по всем литолого-стратиграфическим уровням палеозойской части чехла (см. рис. 2, 3). Небольшие различия наблюдаются в размерах и амплитуде локальных поднятий, что можно проследить на примере наиболее изученного из них — Мегунского. Во-первых, фиксируется уменьшение контрастности складки от 200–300 м по кровле вендских отложений до 100 м по кровле песчаников ордовика, во-вторых, происходит, по-видимому, выполаживание свода Мегунской складки по верхним горизонтам чехла. В целом однозначно устанавливаются ее сквозной характер и дислоцированность дизъюнктивными нарушениями на всю мощность осадочного чехла. Прогнозируемая площадь поднятия составляет 1600 км².

Вероятные нефтематеринские горизонты

Данный вопрос для рассматриваемой территории изучен недостаточно. Северо-восточную часть Курейской синеклизы частично занимает Котуйский очаг нефтегазообразования (ОНГО), связанный с усть-ильинской свитой нижнего рифея [7]. Считается, что его основной потенциал реализовывался в пределах западного и северо-западного склонов Анабарской антеклизы. Исходя из того, что авлакогенный (рифтовый) тектонический комплекс занимает большую территорию северо-востока Курейской синеклизы к западу от р. Котуй [1], авторы статьи предполагают, что действие Котуйского очага распространялось и на площадь Путоранского свода. Согласно работе [7], вендский ОНГО занимает практически всю северо-восточную часть Курейской синеклизы, но степень



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Табл. 2. Результаты исследования образцов керн и пород севера Курейской синеклизы

Table 2. Results of core studies and examination of rocks from the north of the Kureya Syncline

Место отбора образцов	Содержание, %			УВ, мг/г породы			PI	HI, мг УВ/г $C_{орг}$
	НО на породе	$C_{орг}$ на НО	$C_{орг}$ на породе	S_1	S_2	T_{max}^oC		
Река Левая Романиха, обнажение, сапропелит, S_1	88,60	63,75	56,48 ¹	75,97	1707,60 ²	435	0,04	3023
Кыстыктахская площадь, скв. 1, глубина 2593 м, аргиллит граптолитовый, S_1	79,00	15,14	11,96	0,66	2,31	581	0,22	19
Ондодоминская площадь, скв. 1, глубина 1230 м, аргиллит, D_2	95,40	25,44	24,27	6,33	48,91	441	0,11	202
Ондодоминская площадь, скв. 2, глубина 1462 м, аргиллит, D_3	—	—	—	1,58	8,42	441	0,16	419

Примечания. 1 — результат выше диапазона определений по методике выполнения измерений (МВИ), вне области аккредитации, погрешность не оценена; 2 — результат выходит за диапазон определения по МВИ, не входит в область аккредитации.

катагенеза органического вещества его нефтегазоматеринских горизонтов (НГМГ) изменяется от MK_1 до AK_1 , поэтому плотность эмиграции УВ прогнозируется невысокой. Фактически эти данные, основанные на региональных обобщениях, не учитывают особенности геологического строения отдельных районов, в том числе НГМГ венда, расположенных на глубине 3000–4500 м, т. е. в разрезе осадочного чехла с наименее жесткими палеотермодинамическими условиями.

В кембрийских отложениях на северо-востоке Курейской синеклизы выделяется только один, небольшой по площади, ОНГО, связанный с куонамской свитой. Его границы достоверно не определены, но есть перспективы расширения его площади на северо-запад и запад, о чем косвенно свидетельствуют геолого-геофизические материалы, полученные по результатам геолого-разведочных работ на Путоранском своде.

На Кыстыктахской площади, расположенной в 75 км к западу от Пастагинского вала, процессы нефтегенерации по расчетам возможны на глубине 3560 м, что по данным бурения поисково-оценочной скв. 1, соответствует отложениям верхнего, среднего, нижнего кембрия [8].

По существующим представлениям, основанным на зависимости изменения степени катагенеза ОВ с глубиной, интервал глубин 2800–4700 м в рассматриваемом районе может соответствовать главной зоне нефтегазообразования.

Таким образом, НГМГ кембрия северо-востока Курейской синеклизы являются, по-видимому, главными источниками нефтегазогенерации. Для отдельных районов нельзя отрицать в этом процессе роль ОНГО в вендских и рифейских отложениях.

Для территорий Путоранского свода, Аянского и Анамского сводов Курейской синеклизы практически неизученными в нефтегазогенерации НГМГ оста-

ются отложения силура, девона. В.А. Кринин отобрал и изучил несколько образцов керн и пород из отложений этого возраста (табл. 2).

Данные исследования образцов показывают, что сапропелитовый аргиллит с обнажения лландоверийского возраста на р. Левая Романиха имеет уникально высокое содержание $C_{орг}$ и по этому признаку, как и по пиролитическим показателям, характеризует нефтематеринскую толщу [9] как отличную. По параметру максимальной скорости выхода УВ (T_{max}) степень катагенетической преобразованности ОВ соответствует стадии MK_1^1 , т. е. порода находилась в главной зоне нефтегазообразования.

Состав образца граптолитового аргиллита из скв. 1 Кыстыктахской площади, как и ожидалось, подтвердил давно установленный факт высокой преобразованности ОВ (стадия AK_2) в разрезе северо-западной части Курейской синеклизы. Аргиллиты из разрезов отложений девона скважин Ондодоминской площади, расположенной к северо-западу от Ледянской площади, представляют нефтематеринскую толщу удовлетворительного и отличного качества, находящуюся в главной зоне нефтеобразования, что одновременно подтверждается многочисленными проявлениями жидкокапельной нефти в кавернах, трещинах карбонатных пород и в кальцитовых жеодах базальтов.

Потенциальные коллекторы и флюидоупоры

В среднепалеозойских отложениях на севере Курейской синеклизы широко распространен венлокский коллектор трещинно-каверново-порового типа, представленный чаще всего доломитами кремнистыми, слабосульфатизированными и мергелями хакомской свиты. Количественная и качественная характеристики венлокского и нижнеордовикского горизонтов коллекторов рассмотрены ранее [6]. Бо-

лее поздние исследования по результатам бурения скв. 1 на Кыстыктахской площади подтвердили региональное распространение венлокского коллектора, где он представлен глинистыми известняками общей мощностью 45 м, эффективной — 39 м. Удовлетворительные фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) венлокского коллектора в этой части рассматриваемой территории подтверждены результатами испытания скважины в эксплуатационной колонне, получением притока пластовой воды дебитом $27,8 \text{ м}^3/\text{сут}$ при среднестатистическом уровне (СДУ) 1040 м. Коэффициент проницаемости коллектора по гидродинамическим данным составил $0,000276 \text{ мкм}^2$, коэффициент гидропроводности — $2,023 \text{ Д} \cdot \text{см/с} \cdot \text{Пз}$, коэффициент продуктивности $0,3137 \text{ м}^3/\text{сут/кгс/см}^2$. На северо-востоке синеклизы, непосредственно в пределах Путоранского свода, происходит улучшение ФЕС венлокского коллектора и появление ниже в разрезе (скв. 2 колонковая) песчаников усть-куранахской свиты нижнего ордовика. По данным ГИС (скв. 358), пористость венлокских доломитов и известняков варьирует в пределах 3,2–14,4 % при общей мощности горизонта 44 м. Дебит пластовой воды при самоизливе из него составил $2400 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Наличие карбонатных коллекторов в отложениях нижнего – среднего кембрия доказано бурением глубоких скважин на Ледянской и Кыстыктахской площадях. Скважиной 358 вскрыт разрез нижнего кембрия (хетская, ледянская свиты) с интервалами пластов коллекторов трещинно-порово-кавернового типа, представленных доломитами с пористостью от 3,0 до 4,8 %. При испытании с охватом всего интервала разреза нижнего кембрия испытателем пластов на трубах (ИПТ) получен приток пластовой воды расчетным дебитом $9792 \text{ м}^3/\text{сут}$. Испытание открытого ствола в интервале 4157–4324,7 м (скв. Кыстыктахская-1) в верхней части ниже-среднекембрийских отложений подтвердило наличие коллектора получением притока пластовой воды дебитом $41,28 \text{ м}^3/\text{сут}$ при СДУ 308,5 м. Пористость пород-коллекторов, представленных доломитами, по ГИС изменяется в пределах 6,3–7,5 %, проницаемость по гидродинамическим данным составляет $0,001074 \text{ мкм}^2$, коэффициент гидропроводности пласта — $29,0345 \text{ Д} \cdot \text{см/с} \cdot \text{Пз}$, коэффициент продуктивности — $4,4 \text{ м}^3/\text{сут/кгс/см}^2$.

Отложения рифея на северо-востоке Курейской синеклизы вскрыты одной параметрической скв. 358, поэтому их коллекторские свойства практически не изучены. По данным ГИС, пористость известняков вскрытой части рифея изменяется в пределах 3–8 %. По результатам ИПТ в интервале 3766–3971 м притока пластовых флюидов из рифея не получено.

Важной особенностью ниже-среднепалеозойских отложений рассматриваемой территории, в том числе и горизонтов коллекторов, является весьма низкая, по сравнению с образованиями верхнего палеозоя, насыщенность разреза интрузиями доле-

ритов, что, безусловно, способствует сохранению качества коллекторов.

Среди низкопроницаемых пород девона основным флюидоупором для венлокского горизонта-коллектора, безусловно, следует считать пласты каменной соли, вскрытые колонковой скв. 2. Суммарная мощность пластов каменной соли здесь составляет 45 м, первый снизу пласт соли находится на 104 м выше кровли коллектора. На Ондодоминской площади, расположенной в 150 км к западу, в мантуровской свите среднего девона вскрыты также пласты каменной соли суммарной мощностью 43 м, что подтверждает прогноз В.А. Кринина (2004) о соленасыщении ниже-среднедевонских отложений на большей части территории плато Путорана [6]. Совместно с подстилающими породами холюканской свиты, сложенными доломитами и аргиллитами сульфатсодержащими, с прослоями доломитов глинистых, загипсованных, соленосно-доломитовая толща представляет надежный флюидоупор в целом для лудловско-венлокского резервуара большей части Путоранского свода и значительной по площади территории к югу от него. Для коллекторов хаастырской свиты нижнего лландовери покрывкой могут служить глинистые доломитистые алевропелиты агидьской свиты. Ниже по разрезу песчаники кунтыкахинской свиты среднего ордовика перекрыты пачкой глинистых доломитов и известняков мощностью 48 м, которые можно считать флюидоупорами удовлетворительного качества.

Нижекембрийский резервуар экранируется глинистыми известняками тамуканской свиты среднего кембрия мощностью 475 м. К юго-западу от Путоранского свода ее стратиграфическим аналогом частично является летнинская свита, которая служит зональным флюидоупором в пределах Южно-Тунгусской НГО.

Для потенциальных горизонтов коллекторов рифея покрывкой являются отложения венда в составе константиновской и тамакской свит.

Качество вендского и кембрийских горизонтов флюидоупоров не исследовано.

Результаты и их обсуждение

Принимая во внимание изложенное, перспективы нефтеносности на северо-востоке Курейской синеклизы следует связывать, прежде всего, с ордовик-силурийскими отложениями той части, где они перекрыты соленасыщенными отложениями девона.

Источниками нефтегенерации для заполнения ловушек в этих отложениях могут быть нефтематеринские горизонты нижнего лландовери, представленные сапропелевыми аргиллитами и граптолитовыми сланцами, характеризующимися зональным распространением на рассматриваемой территории, и в значительной степени аргиллиты куонамской



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 5. Прогнозная геологическая модель залежей нефти в отложениях силура, ордовика, нижнего – среднего кембрия Мегунского поднятия

Fig. 5. Predicted geological model of oil accumulations in the Silurian, Ordovician, Lower - Middle Cambrian in the Megunsky High

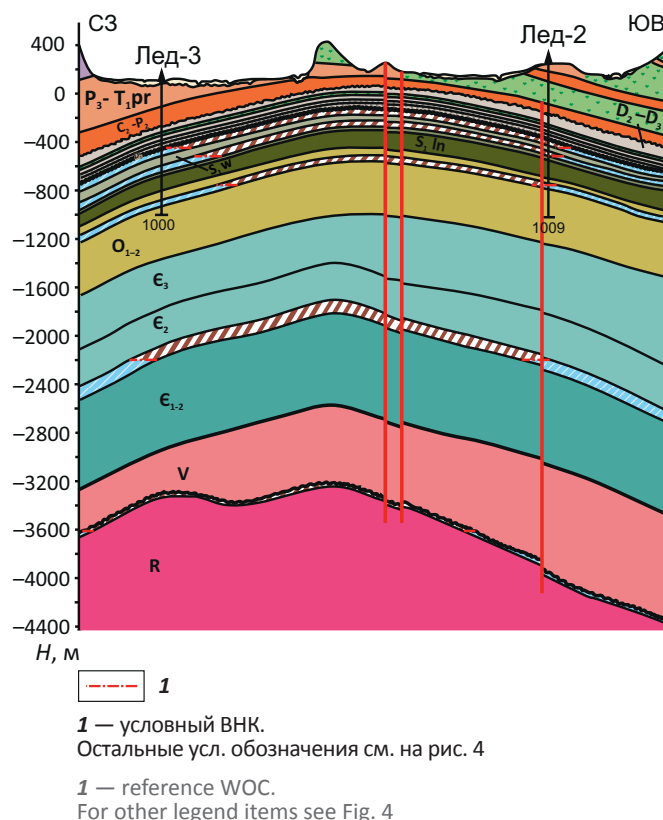


Табл. 3. Оценка ресурсов нефти поднятий Пастагинского вала

Table 3. Oil resources assessment for the highs within the Pastaginsky Ridge

Поднятие	Перспективный горизонт	Геологические ресурсы нефти, тыс. т	КИН	Извлекаемые ресурсы нефти, тыс. т	Коэффициент рисков (K_p)	Геологические ресурсы нефти с учетом K_p , тыс. т	Извлекаемые ресурсы нефти с учетом K_p , тыс. т
Никитовское	S_2-R	4 566 035	0,3–0,45	1 800 052	0,28	1 284 197	506 265
Восковское	S_2-R	586 041	0,3–0,45	216 376	0,28	164 824	60 856
Дакитское	S_2-R	1 310 496	0,3–0,45	475 743	0,28	368 577	133 803
Мегунское	S_2-R	6 685 343	0,3–0,45	2 586 126	0,28	2 769 121	1 073 082
Всего		13 147 915		5 078 297		4 586 719	1 774 005

свиты или ее стратиграфические аналоги, вероятно, развитые в пределах большей части Путоранского свода. Прямым свидетельством этому можно считать нефтепроявление в ордовикских песчаниках кунтыкахинской свиты в разрезе колонковой скв. 2. По гипсометрическому положению нижней отметки нефтенасыщенного интервала и данным газогеохи-

мической съемки в пределах сводовой части Мегунского поднятия В.А. Кринин прогнозирует нефтяную залежь (рис. 5).

При формировании залежей в разрезе ордовик-силурийских отложений невозможно исключать участие рифейского ОНГО, который обусловлен вы-

делением на данной территории и по всему западному обрамлению Анабарской антеклизы авлакогенного (рифтового) тектонического комплекса [1]. Определенные перспективы нефтегазоносности могут быть связаны с нижнекембрийскими и рифейскими отложениями. Заполнение ловушек УВ в разрезе кембрия возможно как в нижнекембрийских нефтематеринских толщах (in situ), так и из рифейского ОНГО. О значительном нефтегенерационном потенциале последнего свидетельствует большая мощность рифейского комплекса, достигающая в пределах Путоранского свода по комплексу геолого-геофизических данных 2000 м. Положение кровли рифейской толщи на глубине от 2000 до 5000 м, наличие рифейских отложений авлакогенного типа, относительно неглубокое гипсометрическое положение кровли кристаллического фундамента, предопределившего блоковое строение перекрывающего осадочного чехла, длительное формирование поверхности несогласия между рифеем и вендом; положение толщи венда, представленной только даниловским горизонтом, позволяют сравнивать рассматриваемую территорию с Камовским сводом Байкитской антеклизы, промышленная нефтегазоносность которой доказана наличием крупных разведанных запасов Юрубчено-Тохомского и Куюмбинского нефтегазоконденсатных месторождений. Коренное отличие заключается в строении разреза нижнекембрийских отложений, которые не содержат солей, широко распространенных на юге платформы и выполняющих роль регионального флюидоупора. И это, бесспорно, снижает потенциал нефтегазоносности отложений нижнего кембрия по сравнению с южными районами синеклизы. Оценка ресурсного потенциала по категории $D_{1\text{лок}}$, выполненная для четырех поднятий Пастагинского вала, показывает, что по нефти он может быть весьма значительным (табл. 3).

Выводы

Результаты анализа геолого-геофизических материалов и исследований образцов керна скважин и образца породы из обнажения на северо-востоке и севере Курейской синеклизы позволяют сделать следующие выводы.

Перспективы нефтеносности территории, рассматриваемой в границах плато Путорана, связываются, прежде всего, с отложениями ордовик-силурийского возраста.

Нефтеборными ловушками в этом комплексе отложений являются крупные сводовые поднятия, покрышками которых служат глинисто-соленосные отложения нижнего – среднего девона, коллекторами – песчаники нижнего – среднего ордовика, карбонатные породы нижнего – среднего силура.

Локальные и зональные ОНГО, питающие ловушки УВ ордовик-силурийского комплекса отложений, связаны с сапропелитовыми и граптолитовыми аргиллитами лландовери, аргиллитами куонамской свиты нижнего – среднего кембрия и ее стратиграфическими аналогами. Перспективы нефтегазоносности нижнекембрийской части разреза обусловлены наличием в осадочном чехле крупных по размерам структурных ловушек, высокеемкого карбонатного резервуара, покрышек в виде глинистых карбонатных пород среднекембрийского возраста. Источники генерации УВ, вероятнее всего, связаны с куонамской свитой и ее стратиграфическими аналогами, а также рифейским литолого-стратиграфическим комплексом.

Локализованные извлекаемые ресурсы нефти Пастагинского вала можно оценить в объеме около 1,8 млрд т.

Литература

1. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – М. : Недра, 1981. – 552 с.
2. Кринин В.А. Перспективы нефтегазоносности и оценка прогнозных ресурсов палеозоя территории плато Путорана // Материалы науч.-практ. конф. «Минеральные ресурсы Таймырского автономного округа и перспективы их освоения». – СПб. : Изд-во ВСЕГЕИ, 2004. – С. 125–131.
3. Старосельцев В.С., Дивина Т.А., Возжов В.И., Кулиш Г.И. Предпосылки обнаружения гигантского скопления нефти на северо-востоке Тунгусской синеклизы // Нефтегазоносные бассейны Западно-Тихоокеанского региона и сопредельных платформ: Сравнительная геология, ресурсы и перспективы освоения (1-я Международная конференция, 21–26 апреля 1996 г.). – СПб., 1998. – С. 127–132.
4. Козырев В.Д. Основные геотектонические признаки нефтегазоносности малоизученных территорий. – М. : Недра, 1977. – 128 с.
5. Казаис В.И. Методика и основные результаты сейсмограмметрического моделирования (СГММ) при изучении глубинной тектоники трапповых областей Сибирской платформы // Материалы науч.-практ. конф. «Минеральные ресурсы Таймырского автономного округа и перспективы их освоения». – СПб. : Изд-во ВСЕГЕИ, 2004. – С. 97–106.
6. Дивина Т.А., Егорова Л.И., Сплихов А.А., Старосельцев В.С., Белобородова Г.В. Новые материалы по стратиграфии докембрия и кембрия северо-востока Тунгусской синеклизы // Геология и геофизика. – 1996. – № 7. – С. 23–33.
7. Нефтематеринские формации нефти и газа докембрия и нижнего – среднего кембрия Сибирской платформы / Под ред. А.И. Варламова, А.П. Афанасенкова. – М. : Изд-во ВНИГНИ, 2011. – 128 с.
8. Кринин В.А. О генезисе нафтидов на севере Сибирской платформы // Горные ведомости. – 2011. – № 12. – С. 24–31.
9. Лопатин Н.В., Емец Т.П. Пиролиз в нефтегазовой геохимии. – М. : Наука, 1987. – 144 с.

References

1. Oil and gas geology of the Siberian Platform. In: A.E. Kontorovich, V.S. Surkova, A.A. Trofimuk, eds. Moscow: Nedra; 1981. 552 p.
2. Krinin V.A. Petroleum potential and undiscovered resources of the Palaeozoic in the Plateau territory. *Materialy nauch.-prakt. konf. «Mineral'nye resursy Taymyrskogo avtonomnogo okruga i perspektivy ikh osvoeniya»*. St. Petersburg: Izdatelstvo VSEGEI; 2004. pp. 125–131.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

3. Starosel'tsev V.S., Divina T.A., Vozzhov V.I., Kulish G.I. Opportunities to discover a giant oil accumulation in the north-eastern part of the Tungussky Syncline. *Neftegazonosnye basseiny Zapadno-Tikhookeanskogo regiona i sopredel'nykh platform: Sravnitel'naya geologiya, resursy i perspektivy osvoeniya* (1st International conference 21–26 April). St. Petersburg; 1998. pp. 127–132
4. Kozyrev V.D. Underexplored territories: key geotectonic features of petroleum potential. Moscow: Nedra; 1977. 128 p.
5. Kazais V.I. Trap-rock areas in the Siberian Platform: methodology and main results of seismic-gravimetric modelling in the studies of deep-seated tectonics. *Materialy nauch.-prakt. konf. «Mineral'nye resursy Taymyrskogo avtonomnogo okruga i perspektivy ikh osvoeniya»*. St. Petersburg: Izdatelstvo VSEGEI; 2004. pp. 97–106.
6. Divina T.A., Egorova L.I., Splikhov A.A., Starosel'ev V.S., Beloborodova G.V. New materials on pre-Cambrian and Cambrian stratigraphy of the north-west of the Tungussky Syncline. *Geologiya i geofizika*. 1996;37(7):23–33.
7. Oil source rock formations of pre-Cambrian and Lower-Middle Cambrian in the Siberian Platform. In: A.I. Varlamov, A.P. Afanasev, eds. Moscow: Izdatelstvo VNIGNI; 2011. 128 p.
8. Krinin V.A. On the genesis of naphtides in the north of the Siberian Platform. *Gornye vedomosti*. 2011;(12):24–31.
9. Lopatin N.V., Emets T.P. Pyrolysis in petroleum geochemistry. Moscow: Nauka; 1987. 144 p.

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ДНИ МОСКВА 2018

19–23 НОЯБРЯ 2018 ГОДА | МОСКВА, РОССИЯ

- | | |
|--------------|---|
| 19 ноября | Микросейсмический мониторинг гидроразрыва пласта: геомеханика, петрофизика и сейсмоопасность
<i>Сергей Шапиро, Freie Universitaet Berlin, Германия</i> |
| 19–20 ноября | Миграция и построение скоростных моделей
<i>Пит Герритсма, Делфтский технологический университет, Нидерланды</i> |
| 20 ноября | Применение ихнологии в седиментологии
<i>Евгений Барабошкин, МГУ им. М.В. Ломоносова, Россия</i> |
| 20–21 ноября | Передовые практики прогнозирования порового давления флюида и давления гидроразрыва
<i>Ричард Сварбрик, Независимый консультант, Великобритания</i> |
| 21–22 ноября | Нетрадиционные методы построения изображений и инверсия сейсмических наблюдений
<i>Евгений Ланда, Тель-Авивский университет, Израиль</i> |
| 22–23 ноября | Прогнозирование неопределенности на основе множества адаптированных моделей, геологический реализм и принятие решений
<i>Василий Демьянов, Университет Хериот-Ватт, Великобритания</i> |
| 22–23 ноября | Петрофизические свойства пласта и вычислительная геофизика
<i>Хосе М. Карсионе, Национальный институт океанографии и экспериментальной геофизики (OGS), Италия</i> |

Регистрация открыта!

EAGE
EDUCATION 

Подробности на сайте www.eage.ru

УДК 550.8.05

DOI 10.31087/0016-7894-2018-5-15-28

История развития углеводородных систем Восточно-Баренцевоморского осадочного бассейна по данным двухмерного моделирования

© 2018 г. | К.Ф. Старцева

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; kfstartseva@gmail.com

Поступила 23.05.2018 г.

Принята к печати 01.07.2018 г.

Ключевые слова: Арктика; Восточно-Баренцевоморский бассейн; моделирование; погружение; углеводородные системы.

Смоделированы углеводородные системы Восточно-Баренцевоморского бассейна на основе региональной геологической модели, которая была составлена по результатам интерпретации данных 2D сейсморазведки, полученных за последнее десятилетие, а также с использованием данных бурения в акватории и геологических съемок на прилегающих территориях суши. По результатам региональных геохимических исследований, а также с использованием секвентного анализа, для Восточно-Баренцевоморского бассейна выделены нефтегазоматеринские толщи, коллекторы и покрышки на всех основных стратиграфических уровнях. Выполнен комплекс моделирования углеводородных систем, включающий реконструкцию: 1) истории погружения бассейна; 2) прогрева осадочных толщ; 3) генерации и миграции углеводородов. По результатам моделирования, основной период генерации углеводородов в Восточно-Баренцевоморском бассейне произошел в конце раннего – начале среднего триаса в связи с резким прогибанием под массой отложений проградирующей авандельты. В конце мелового периода сформировались латеральные потоки углеводородов (УВ), обеспечившие заполнение антиклинальных и структурно-стратиграфических ловушек в краевых частях бассейна. Ожидается развитие залежей УВ в локальных структурах западной части Восточно-Баренцевоморского бассейна на двух стратиграфических уровнях: в клиноформных ловушках нижнетриасовых терригенных отложений и в карбонатных отложениях позднекаменноугольного-раннепермского возраста.

Для цитирования: Старцева К.Ф. История развития углеводородных систем Восточно-Баренцевоморского осадочного бассейна по данным двухмерного моделирования // Геология нефти и газа. – 2018. – № 5. – С. 15–28. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-15-28.

History of petroleum systems evolution in the Eastern Barents Sea sedimentary basin according to 2D modelling data

© 2018 | K.F. Startseva

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; kfstartseva@gmail.com

Received 23.05.2018

Accepted for publication 01.07.2018

Key words: Arctic; Eastern Barents Sea Basin; modelling, subsidence; hydrocarbon systems.

Basis of hydrocarbon systems modelling in the Eastern Barents Sea Basin is a regional geological model created using the results of 2D seismic data interpretation for the recent decade, drilling data from the marine wells, and geological surveying data from the neighbouring onshore areas. Oil and gas source rock formations, reservoirs, and seals are identified at all the major stratigraphic levels on the results of regional geochemical studies and with the use of the sequence stratigraphy method. Integrated modelling of hydrocarbon systems is carried out including restoration of: 1) subsidence history of the basin; 2) heating of sedimentary sequences; 3) hydrocarbon generation and migration. The modelling results show that the main hydrocarbon generation event in the Eastern Barents Sea Basin has occurred at the end of Early – beginning of Late Triassic resulting from drastic subsidence under the weight of prograding delta sediments. At the end of Cretaceous, lateral HC flows were formed, which ensured charging of anticline and combination traps in the marginal parts of the basin. Development of hydrocarbon accumulations is expected at the following two levels within the local structures in the west of the Eastern Barents Sea Basin: in the clinoform traps of the Lower Triassic terrigenous formations, and in the Late Carboniferous – Early Permian carbonate deposits.

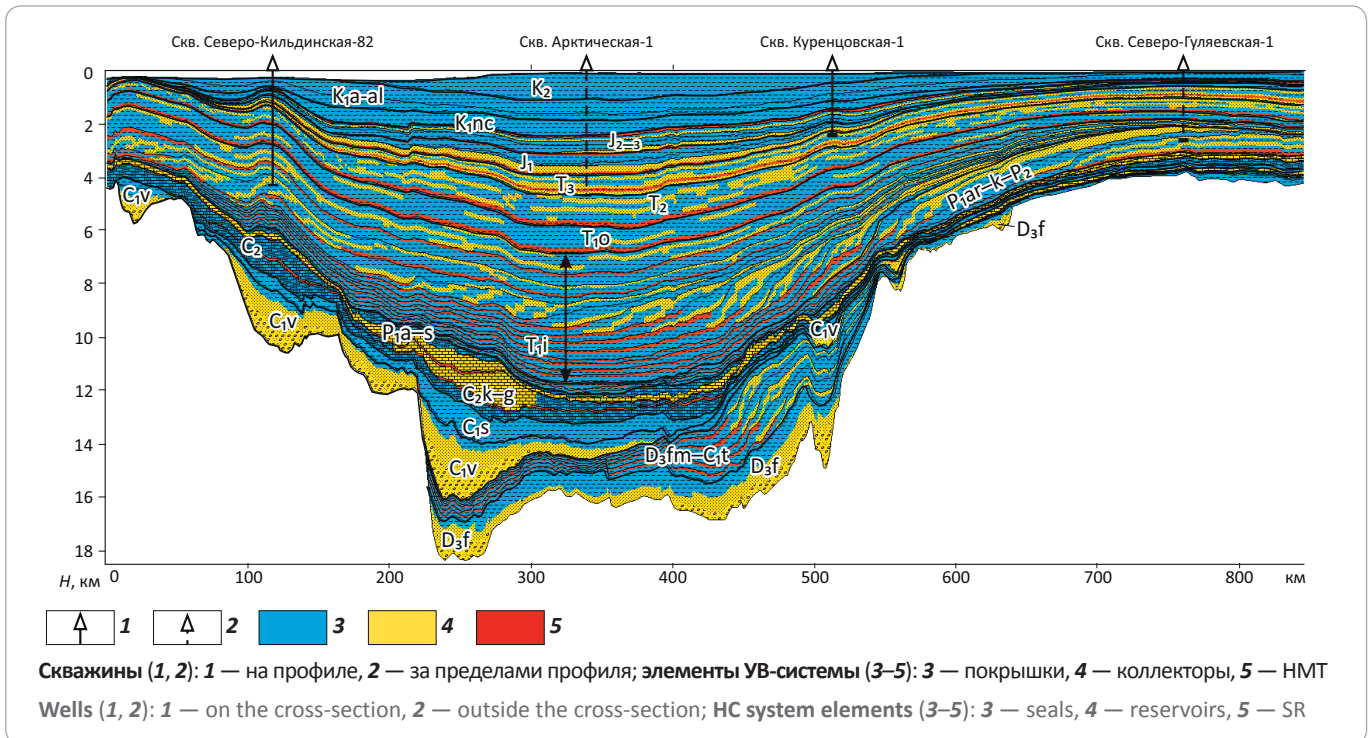
For citation: Startseva K.F. History of petroleum systems evolution in the Eastern Barents Sea sedimentary basin according to 2D modelling data. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(5):15–28. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-15-28.

В последние годы возрос экономический интерес к освоению УВ-потенциала осадочных бассейнов российского арктического шельфа, что привело к высоким темпам развития геологического изучения Арктики. За последнее десятилетие в российском секто-

ре Баренцева моря получен большой объем данных бурения и сейсморазведки, позволяющий улучшить и детализировать существующие модели геологического строения и истории развития региона. Это, в свою очередь, дает возможность уточнить прогноз

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 1. Исходные данные моделирования
Fig. 1. Input data for modelling



полезных ископаемых в пределах Баренцевоморско-го шельфа.

В качестве инструмента, позволяющего свести в единую систему все имеющиеся данные, применена методология моделирования углеводородных систем. Объектом моделирования выбран Восточно-Баренцевоморский осадочный бассейн, представляющий систему прогибов, расположенных к западу от архипелага Новая Земля в российском секторе Баренцева моря [1].

Углеводородные системы Восточно-Баренцевоморского бассейна

На основе интерпретации данных сейсмо-разведки, а также привязки по скважинам глубокого бурения в акватории и геологических съемок на сопряженной суше выделены УВ-системы Восточно-Баренцевоморского бассейна. Основными элементами УВ-систем являются нефтегазоматеринские толщи (НМТ), коллекторы и покрышки.

Нефтегазоматеринские толщи Восточно-Баренцевоморского осадочного бассейна принимались с учетом геохимических исследований отложений Новой Земли и Баренцевоморской впадины, а также секвентного анализа. Нефтегазоматеринские толщи выделены в отложениях поздней (баженовская свита) – ранней юры, позднего – среднего – раннего триаса, поздней – ранней перми, позднего – раннего карбона и позднего девона (рис. 1). По результатам геохимических исследований, среднее содержание

органического углерода TOC (total organic carbon) в выделенных НМТ колеблется в пределах 1–2 %, водородный индекс HI (hydrogen index) — 150–300 мг УВ/г TOC, в связи с чем в модели для всех возрастных интервалов НМТ упрощенно были заданы литотипом темных аргиллитов с TOC, равным 1,5 %, HI — 200 мг УВ/г TOC и III типом керогена, химико-кинетическая модель которого принималось по данным M. Vandembroucke et al. [2]. Из 15–18 км разреза бурением изучено не более 4–5 км, поэтому геохимические характеристики НМТ на больших глубинах могут быть определены в первом приближении. Геометрия НМТ вдоль профиля моделирования прогнозировалась на основе секвентного анализа. Для горизонтально-слоистых терригенных толщ триаса и юры, а также карбонатных толщ карбона и нижней перми НМТ были заданы в виде отдельных конформных слоев мощностью не более 150 м. Для клиноформных отложений позднего девона – раннего карбона, поздней перми и раннего триаса НМТ были выбраны из наиболее глубоководных частей выделяемых секвенций, где наиболее вероятно обогащение органическим углеродом.

Коллекторские толщи определялись в программном пакете моделирования на основе заданного литологического состава слоя с учетом уплотнения пород при погружении и закона, связывающего пористость и проницаемость. В осадочных толщах юры и среднего – верхнего триаса породы с коллекторскими свойствами были выбраны из уровней распространения прослоев песчаников, вскрытых скважи-

нами. В клиноформных отложениях нижнего триаса, верхней перми и верхнего девона – нижнего карбона песчаные толщи задавались условно внутри предполагаемых конусов выноса в трактах низкого стояния, в ундаформных и фондоформных частях клиноформ в трактах высокого стояния, а также на уровнях предполагаемого развития речных систем. В терригенно-карбонатных толщах позднего девона – нижнего перми в качестве пород с коллекторскими свойствами условно были приняты известняки в районах развития карбонатных построек, выделяемых на сейсмических профилях.

В качестве покрышек был выделен литотип слабопроницаемых алевритов и аргиллитов. Поскольку большая часть терригенного разреза верхней перми, триаса, юры и мела в скважинах представлена глинистыми породами, данный литотип был применен и для подстилающих, и перекрывающих пород.

Методика моделирования и исходные данные

Двухмерная модель основана на геолого-геофизическом профиле, проходящем через центральную часть Восточно-Баренцевоморского осадочного бассейна. Непосредственно вблизи профиля пробурены скважины (с запада на восток) Северо-Кильдинская-82 и Куренцовская-1, на отдалении в пределах 100 км — Арктическая-1 и Северо-Гуляевская-1. Данные по скважинам были использованы для калибровки в ходе одномерного моделирования, выполненного для точек профиля вблизи указанных скважин. На геолого-геофизическом профиле выделены основные границы несогласий, привязка возрастов которых обоснована К.Ф. Старцевой, А.М. Никишиным [3].

В рамках двухмерного моделирования было построено три типа моделей: 1 — реконструкции истории погружения и эволюции структурного плана основных поверхностей; 2 — истории прогрева осадочных толщ; 3 — нефтегазогенерации и миграции.

В ходе реконструкции истории погружения для каждой скважины была построена термоизостатическая модель рифтогенеза по механизму Маккензи. Временные рамки главного рифтового события, обусловившего термальное погружение, принимались в зависимости от геологической модели в данной конкретной точке на моделируемом профиле. В крайней западной части бассейна основное рифтовое событие было принято в раннекаменноугольное время в соответствии с данными по восточной части норвежского сектора Баренцева моря [4]. В восточной части бассейна начало рифтинга было принято в позднефранское время по данным S.S. Drachev et al., A. Nikishin et al. [5, 6].

Относительно быстрое погружение бассейна в начале триасового периода в данной модели не предусматривало какого-либо рифтового события. Поскольку в Восточно-Баренцевоморском бассейне и на прилегающих территориях суши отсутствуют

какие-либо другие признаки раннетриасового рифтинга, крутой изгиб эпейрогенической кривой, приуроченный к раннетриасовому времени, рассматривался исключительно как следствие погружения фундамента под массой вышележащих пород и быстрого заполнения глубоководной впадины, сформировавшейся перед началом раннего триаса в ходе пострифтового погружения [4]. При этом учитывалось, что по данным скважин, пробуренных в центральных частях Восточно-Баренцевоморского бассейна, в верхах нижнетриасовых отложений наблюдаются породы со следами аэрации, в конце раннего триаса глубины седиментации в этих местах составляли не более первых десятков метров. Таким образом, при заданном условии отсутствия резких изменений тектонического режима в триасовое время появилась возможность оценить глубину моря перед началом компенсации.

Для этого кривая тектонического погружения, рассчитанная в рамках термоизостатической модели рифтогенеза Маккензи, совмещалась с кривой, рассчитанной с помощью бэкстриппинга в точках, соответствующих началу пострифтового погружения (поздний девон — ранний карбон) и концу заполнения глубоководной впадины (конец раннего триаса) (рис. 2 А). Калибровка выполнялась путем изменения значений параметров термоизостатической модели — коэффициента утонения коры и мантии, мощности коры и мантийной части литосферы до растяжения. Затем путем совмещения обеих кривых в каменноугольно-пермском интервале были подобраны соответствующие глубины седиментации (см. рис. 2 В).

Эпизоды погружения, происходившие после раннего триаса и отраженные на эпейрогенических кривых, в данной модели связываются не с термальным погружением, а с проявлениями тектонической инверсии [3].

В результате моделирования истории погружения для каждой скважины были получены значения и изменения во времени теплового потока в основании осадочного чехла, а также палеоглубин. Эти данные были использованы на следующих этапах моделирования.

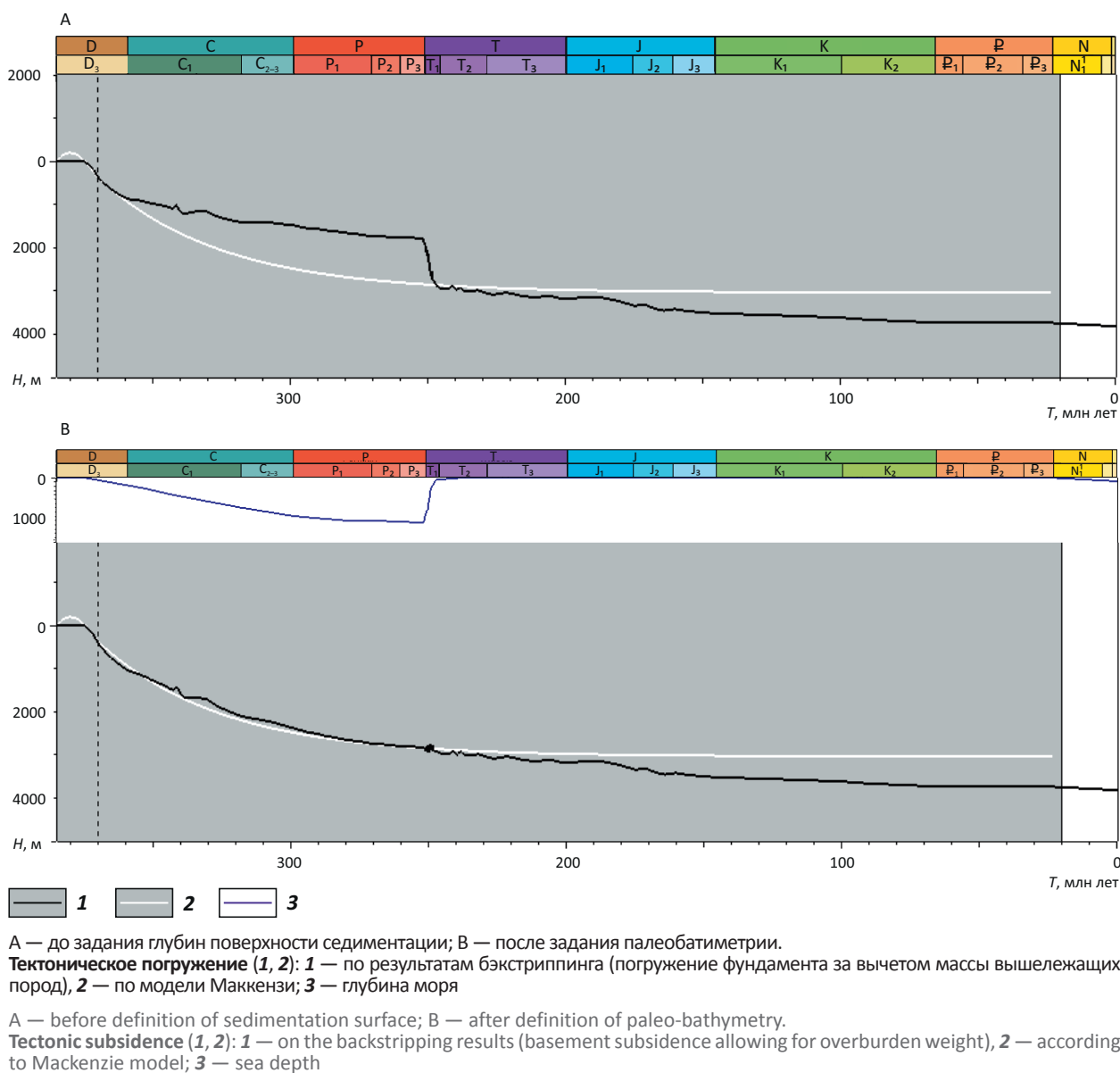
Моделирование истории прогрева осадочных толщ было выполнено отдельно для каждой скважины. Для расчета теплопроводности в программном пакете моделирования были заданы: 1 — литологический состав отложений; 2 — палеобатиметрия; 3 — температуры на поверхности седиментации; 4 — тепловые потоки в основании осадочного чехла.

Литологический состав слоев в верхних частях разреза задавался в соответствии с данными по скважинам. Для нижних частей разреза — толщ верхнего девона, карбона и ранней перми — в соответствии с составом аналогичных пород, вскрытых в норвеж-



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 2. Калибровка истории тектонического погружения
Fig. 2. Calibration of tectonic subsidence history



ской части Баренцева моря, Печорском бассейне и на Новой Земле, а также с использованием секвентного анализа.

Палеобатиметрия, полученная в результате моделирования истории погружения по отдельным скважинам, была интерполирована на всю область моделирования и скорректирована в двухмерной модели с применением секвентного анализа.

Поверхностная температура была принята на основе палеоклиматической реконструкции [7] с учетом изменения палеошироты осадочного бассейна и истории его геологического развития.

Для задания теплового потока в основании осадочного чехла выполнена калибровка по четырем

скважинам. Геологический разрез от забоя скважин до основания осадочного чехла был построен по аналогии с соответствующими точками на двухмерной модели (см. рис. 1). В качестве калибровочных данных были использованы замеры отражательной способности витринита по скважинам Северо-Кильдинская-82, Арктическая-1, Куренцовская-1 и Северо-Гуляевская-1 [8], определения температуры по скважинам Северо-Кильдинская-82, Арктическая-1 и Северо-Гуляевская-1, а также данные по тепловым потокам и теплопроводности [9]. В ходе калибровки изменялись абсолютные значения теплового потока в основании осадочного чехла с сохранением его относительных изменений во времени, определяемых коэффициентами растяжения коры и литосферы, полученными в

результате моделирования погружения. Подбор граничных условий путем изменения абсолютных значений теплового потока возможен, так как получаемая разница может быть отнесена на счет радиоактивной теплогенерации в коре.

По результатам калибровки скважин Северо-Кильдинская-82, Арктическая-1 и Куренцовская-1 (рис. 3) отмечается несовпадение расчетных и замеренных современных тепловых потоков. При этом совпадают расчетные и замеренные значения температур, а замеренные значения теплопроводности соответствуют расчетным значениям внутри прослоев песчаника. Поскольку тепловой поток представляет собой функцию от градиента температур и теплопроводностей пород, указанное расхождение связывается с тем, что теплопроводность, вероятно, была замерена только для песчаников и при расчете тепловых потоков экстраполировалась на весь разрез.

Однако если учесть, что значительная часть разреза представлена аргиллитами и алевролитами, обладающими меньшей теплопроводностью, эти значения, вероятно, завышены. Так, для скв. Северо-Кильдинская-82, по данным М.Д. Хуторского и др. [10], значения теплового потока составили 84 мВт/м^2 в интервале глубин 2973–3098 м; для скв. Арктическая-1 — $76\text{--}77 \text{ мВт/м}^2$ в интервале глубин 2500–2925 м. По результатам моделирования на соответствующих глубинах в районе скважины Северо-Кильдинская-82 тепловой поток равен около 60 мВт/м^2 , а в районе скв. Арктическая-1 — 45 мВт/м^2 .

Граничные условия модели прогрева, определенные для калибровочных одномерных моделей (значения палеоглубины, температуры на поверхности и теплового потока в основании осадочного чехла), интерполированы на всю область профиля и использованы в качестве граничных условий двухмерной модели прогрева.

Модель нефтегазогенерации включала расчет генерации углеводородов, их первичной и вторичной миграции. Расчет выполнен с использованием принятых параметров НМТ, таких как тип керогена, содержание $C_{орг}$, исходный генерационный потенциал.

История погружения Восточно-Баренцевоморского бассейна

По результатам моделирования история геологического развития Восточно-Баренцевоморского бассейна с позднефранского времени выглядит следующим образом.

В позднефранское время на территории современного Восточно-Баренцевоморского осадочного бассейна происходило синрифтовое погружение. Мощность синрифтовых отложений во впадинах в северной части Карского моря достигла 2000 м.

В конце позднего девона – начале раннего карбона (рис. 4, временной срез 345 млн лет) началось пострифтовое погружение бассейна с образованием глубоководной впадины с некомпенсированной седиментацией. В восточной части бассейна формировался конус выноса, сложенный терригенными и карбонатными образованиями.

В раннем карбоне (см. рис. 4, временной срез 328 млн лет) произошла активизация рифтового растяжения, что привело к образованию крупных грабенов с мощностью осадков до 4 км в западной части бассейна и менее крупных с мощностью осадков до 500–1000 м — в восточной. Состав отложений спрогнозирован на основе раннекаменноугольных грабенов, пробуренных в восточной части норвежского сектора Баренцева моря и заполненных отложениями формации Billefjorden преимущественно терригенного состава.

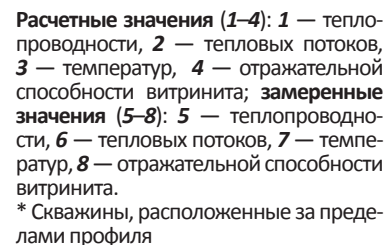
В позднем карбоне – ранней перми (ассельско-сакмарское время) (см. рис. 4, временной срез 299 млн лет) на фоне пострифтового погружения бассейна произошли реактивация сформировавшихся ранее разломов и инверсия грабенов. На возникших поднятиях формировались карбонатные постройки, дешифрируемые на сейсмопрофилях. В целом отложения этого времени связываются преимущественно с карбонатным режимом седиментации. В норвежской части Баренцева моря аналогом этих отложений являются формации Gipsdalen – Tempelfjord.

В позднепермское время (см. рис. 4, временной срез 251,9 млн лет) карбонатное осадконакопление резко сменилось терригенным, в результате сформировалась некомпенсированная впадина глубиной более 1 км, а с востока началась проградация терригенных конусов выноса.

Начало раннего триаса (см. рис. 4, временной срез 250,1 млн лет) характеризуется лавинной седиментацией со скоростью до 5 км/млн лет и быстрой проградацией авандельты. В отличие от отложений, относимых к позднепермскому времени и характеризующихся четкой сигмовидной волновой картиной, для раннетриасовых отложений типично хаотическое строение, иногда с проступающими поверхностями подошвенного прилегания. Изменение волновой картины можно связать с перестройкой режима седиментации и значительным ускорением привноса осадочного материала с суши. Полученные скорости седиментации не являются рекордными. Например, в дельте р. Миссисипи они достигают 10 км/млн лет, в Чесапикском заливе — 18 км/млн лет, в дельте р. Чаупхрар (Меконг) — 30 км/млн лет [11]. Высокие скорости седиментации привели к тому, что вся глубоководная впадина была заполнена осадками.

К концу триасового периода (см. рис. 4, временной срез 201 млн лет) в результате процессов сжатия, начавшихся в среднетриасовое время, на ме-

Рис. 3. Калибровка модели прогрева по скважинам
Fig. 3. Calibration of heating model with wells



сте позднедевонских и раннекаменноугольных грабен, инвертированных в позднем карбоне, произошла регенерация древних разломов и оформились Куренцовская ступень, поднятие Федынского и др. Воздымание в краевых частях бассейна происходило на фоне продолжающейся седиментации в его центральных частях, где накапливались преимущественно морские и мелководно-морские отложения.

В дальнейшем воздымание активизировалось также в предсреднеюрское и предаптское время (см. рис. 4, временной срез 65 млн лет). К предаптовскому времени также приурочено трапповое событие, в результате которого сформировались интрузивные тела, дешифрируемые на сейсмических профилях и вскрытые в скважинах в акватории. В апт-альбское и поздне меловое время продолжалось накопление континентальных и мелководно-морских отложений.

В кайнозое (см. рис. 4, настоящее время) очередной эпизод воздымания сопровождался значительной по масштабам эрозией: мощность эродированных отложений в некоторых частях бассейна составила более 1 км.

История нефтегазогенерации

На основе модели прогрева (см. рис. 4) построена модель созревания ОВ нефтегазоматеринских толщ. Эволюция созревания ОВ осадочных отложений представлена для четырех псевдоскважин (рис. 5), откалиброванных по данным скважин Северо-Кильдинская-82, Арктическая-1, Куренцовская-1, Северо-Гуляевская-1.

В районе скв. Северо-Кильдинская-82 нефтегазоматеринские толщ заданы в пределах отложений позднекаменноугольного, пермского, триасового, юрского и мелового возраста. Каменноугольные НМТ в раннем триасе вошли в область генерации нефти, в начале среднего триаса — в область генерации жирного газа и в середине среднего триаса — в область генерации сухого газа, в верхах которой находится до настоящего момента, полностью реализовав свой генерационный потенциал. Пермские НМТ к середине раннего триаса вошли в область генерации нефти, к середине среднего триаса — в область генерации жирного газа, в которой пребывали до конца триаса, и с этого времени находятся в области генерации сухого газа, почти полностью выработав свой генерационный потенциал. Большая часть НМТ, выделяемых в пределах индской части нижнего триаса, уже в раннем триасе находилась на ранней стадии генерации нефти, до середины среднего триаса вошла в среднюю и позднюю стадии генерации нефти, до конца триаса — в область генерации жирного газа, в которой находилась до конца раннего мела, и с тех пор пребывает вблизи верхней границы области генерации сухого газа. По результатам расчетов ОВ внутри этих толщ преобразовано на 75–80 %. Триасовые НМТ, выделяемые в верхах инда, с позднего три-

аса до середины раннего мела находились на средней и поздней стадиях генерации нефти и в настоящее время находятся в конце нефтяного — начале газового окна; доля ОВ этих толщ, реализовавших свой генерационный потенциал, составляет от 25 до 70 %. Нефтегазоматеринские толщ, выделяемые в пределах оленека, вступили в раннюю стадию генерации нефти в конце триаса, в среднюю стадию — в позднем мелу. К настоящему времени ОВ этих толщ практически не преобразовано. Нефтегазоматеринские толщ, выделяемые в пределах вышележащих мезозойских толщ, в районе скв. Северо-Кильдинская-82 не достигли зоны нефтяного окна, и ОВ этих толщ не преобразовано.

В районе скв. Арктическая-1 нефтегазоматеринские толщ заданы в пределах отложений позднедевон-раннекаменноугольного, позднекаменноугольного, пермского, триасового, юрского и мелового возрастов. Позднедевонские — раннекаменноугольные НМТ, вероятно, уже в пермское время вошли в зону нефтяного окна, к концу раннего триаса — в область генерации сухого газа, в начале среднего триаса — в область генерации жирного газа и в позднем триасе вышли из зоны газогенерации, полностью выработав свой нефтегазоносный потенциал. Верхнекаменноугольные и пермские НМТ в раннем триасе находились в зоне нефтяного окна, в начале среднего триаса — в зоне генерации жирных газов, к середине среднего триаса — в зоне генерации сухого газа и к концу юры вышли из газового окна, полностью реализовав генерационный потенциал. Большая часть нижнетриасовых НМТ, выделяемых в низах инда, к началу среднего триаса вошла в область нефтегенерации, к началу позднего триаса — в область газогенерации и на протяжении всего мела выходила из нее, полностью выработав свой генерационный потенциал. Верхнеиндско-оленьские НМТ к концу среднего триаса достигли нефтяного окна, к концу юры — газового окна и в настоящее время находятся в области генерации сухого газа, ОВ этих толщ преобразовано на 80–100 %. Нефтегазоматеринская толща, выделяемая в отложениях среднего триаса, к концу ранней юры находилась на ранней стадии генерации нефти и в начале позднего мела вошла в область генерации жирных газов, где пребывает до сих пор, реализовав до 75 % своего генерационного потенциала. Верхнетриасовая НМТ к концу юры достигла нефтяного окна и к концу мела вошла в позднюю стадию генерации нефти, где пребывает до сих пор, выработав до 45 % своего ОВ. Нефтегазоматеринская толща, выделяемая в отложениях ранней юры, вступила в раннюю стадию генерации нефти в раннем мелу, в среднюю — в позднем мелу и в настоящий момент находится вблизи верхней границы области поздней нефтегенерации, выработав около 15 % ОВ. Нефтегазоматеринские толщ средней и верхней юры в позднем мелу достигли ранней стадии нефтегенерации и в настоящее время

Рис. 4. История погружения и прогрева Восточно-Баренцевоморского бассейна
Fig. 4. History of the Eastern Barents Sea Basin subsidence and heating

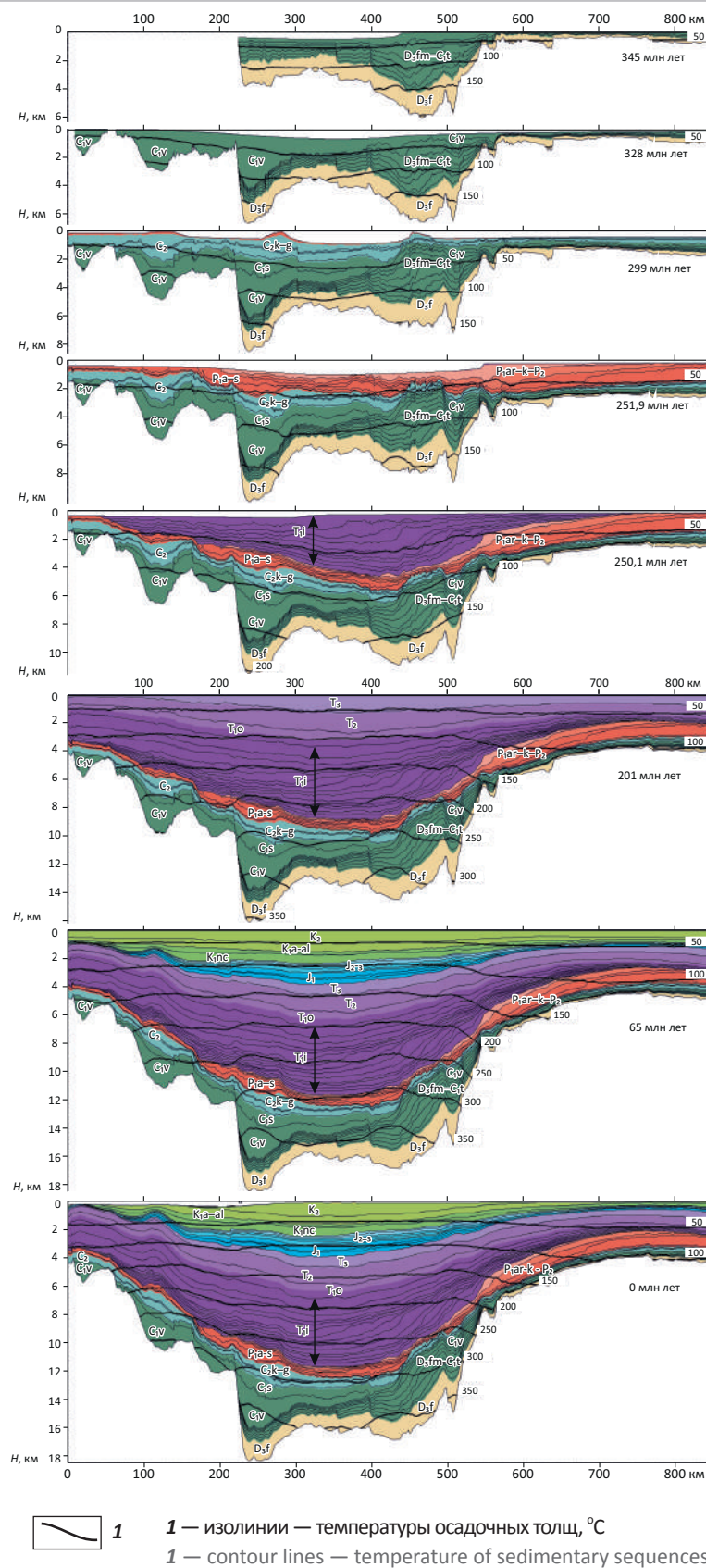
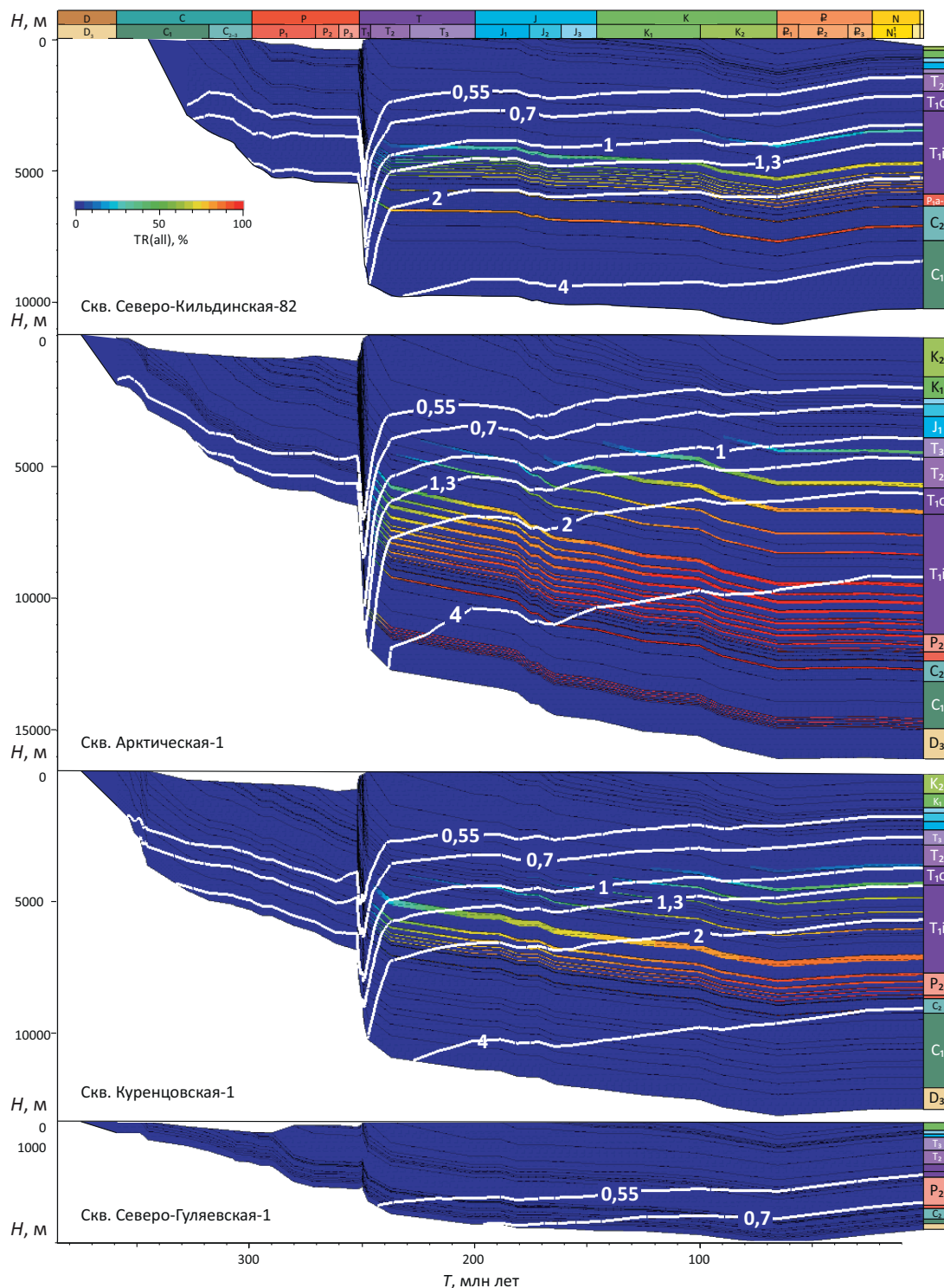


Рис. 5. Модель созревания органического вещества нефтегазоматеринских толщ по псевдоскважинам в районе скважин Северо-Кильдинская-82, Арктическая-1, Куренцовская-1, Северо-Гуляевская-1

Fig. 5. Model of Organic Matter maturation in source rocks for pseudo-wells in the vicinity of the North-Kildinsky-82, Arkticheskaya-1, Kurentsovsky-1, and North Guliaevsky-1 wells



1 — 1 — изолинии степени зрелости ОВ по ОС витринита, R_o , %.
 Стадии генерации по значениям R_o , %: 0,55–0,7 — начальная нефти; 0,7–1 — средняя нефти; 1–1,3 — поздняя нефти; 1,3–2 — жирного газа; 2–4 — сухого газа; > 4 — область перезрелого ОВ

1 — contour lines of OM maturity according to vitrinite reflectance, R_o , %.
 Generation stages according to R_o values, %: 0,55–0,7 — initial oil; 0,7–1 — middle oil; 1–1,3 — late oil; 1,3–2 — wet gas; 2–4 — dry gas; > 4 — area of overmatured OM



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

пребывают вблизи зоны средней стадии нефтегенерации. Органическое вещество как этих, так и вышележащих потенциальных нефтегазоматеринских толщ практически не преобразовано.

В районе скв. Куренцовская-1 НМТ заданы в пределах отложений позднекаменноугольного, пермского, триасового, юрского и мелового возраста. В пределах позднедевонских — раннекаменноугольных отложений НМТ в рассматриваемом участке бассейна заданы не были, однако, поскольку возможность их наличия не исключена, приводится история погружения и прогрева отложений позднего девона — раннего карбона. Вследствие образования мощного конуса выноса отложения этих толщ уже к концу раннего карбона могли достичь ранних и средних стадий генерации нефти. В раннем триасе эти отложения находились в зоне газового окна и к концу раннего мела полностью вышли из зоны газогенерации. Верхнекаменноугольные и пермские НМТ в раннем триасе вступили в зону нефтяного окна, в начале среднего триаса — в зону генерации жирных газов, к концу позднего триаса — в зону генерации сухого газа и в настоящее время пребывают вблизи нижней границы области газогенерации, полностью выработав свой генерационный потенциал. Нефтегазоматеринские толщ, выделяемые в низах инда, к середине среднего триаса вступили в раннюю, к началу позднего триаса — в среднюю и к концу триаса — в позднюю стадии нефтегенерации. К началу раннего мела эти породы вошли в область генерации жирного газа, к концу мела — в область генерации сухого газа, где пребывают до сих пор, реализовав от 80 до 100 % своего генерационного потенциала. Верхнеиндские НМТ к концу среднего триаса вступили в раннюю, к началу юры — в среднюю, в начале мела — в позднюю стадии генерации нефти, в конце мела — в стадию генерации жирного газа и в настоящий момент находятся в области генерации жирного и сухого газа, преобразовав 65–80 % ОВ. Потенциальные оленекские НМТ к концу триаса вошли в зону нефтяного окна и в настоящее время находятся вблизи нижней границы нефтегенерации, реализовав до 50 % генерационного потенциала. Среднетриасовые НМТ вошли в зону нефтяного окна к концу юры и к концу раннего мела вступили в среднюю стадию генерации нефти, где пребывают до сих пор, преобразовав до 12 % ОВ. Потенциальные НМТ вышележащих толщ верхнего триаса, нижней юры доходят до зоны ранней генерации нефти, их ОВ не преобразовано.

В восточной части профиля, соотнесенной с разрезом, вскрытым скв. Северо-Гуляевская-1, НМТ выделены только в пределах отложений карбона и перми. К концу триаса эти толщ вошли в область нефтяного окна и с конца мела до настоящего времени находятся на ранней и средней стадиях нефтегенерации. Органическое вещество этих толщ практически не преобразовано.

В конце визейского времени верхнедевон-нижнекаменноугольные отложения в частях бассейна, наиболее погруженных под массой осадков раннекаменноугольного конуса выноса, а также раннекаменноугольных грабенных, вошли в область нефтяного окна, однако пик генерации в НМТ этого возраста и начало миграции УВ пришлось на конец позднего — начало среднего триаса (рис. 6). В это время резкое погружение под массой отложений проградирующей авандельты привело к активной генерации УВ также в каменноугольных, пермских и части нижнетриасовых НМТ. Углеводороды, эмигрировавшие из позднедевон-раннекаменноугольных НМТ, вероятно, скапливались в литологических ловушках внутри раннекаменноугольного конуса выноса.

В верхнекаменноугольных и нижнепермских отложениях установилась латеральная миграция вдоль границы регионального несогласия, соответствующая переходу от преимущественно карбонатного к терригенному режиму седиментации (Ia). Углеводороды, эмигрировавшие из верхнекаменноугольных и нижнепермских НМТ, могли скапливаться вблизи кровли карбонатных построек позднекаменноугольно-раннепермского возраста.

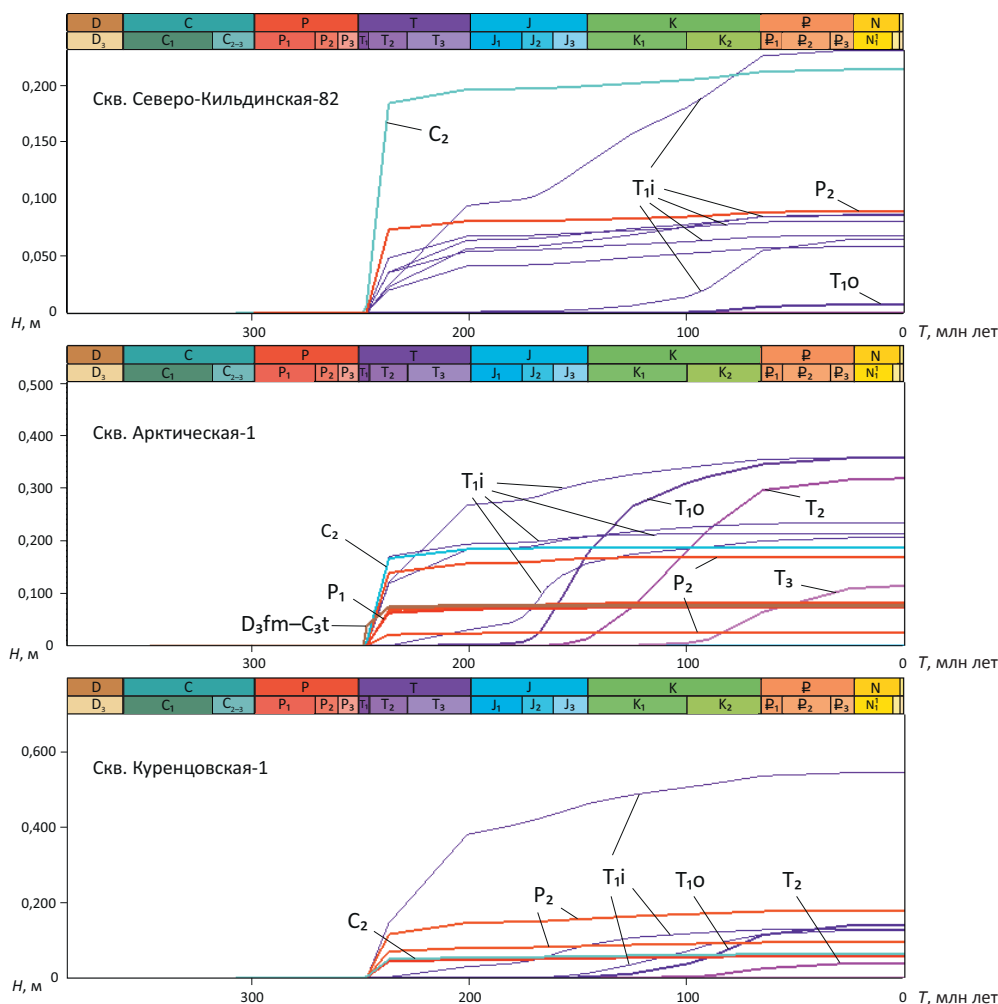
В конце раннего триаса в наиболее погруженных областях Восточно-Баренцевоморского бассейна большая часть НМТ нижней части индских отложений находилась на стадии нефтегенерации и к середине среднего триаса перешла в стадию газогенерации. Эмигрировавшие из этих отложений УВ могли скапливаться в литологических ловушках, приуроченных к ундаформам и фондоформам нижнетриасовых отложений авандельты.

В среднем и позднем триасе, в результате процессов воздымания, на бортах Восточно-Баренцевоморского осадочного бассейна активизировалась вторичная миграция УВ из образовавшихся ранее залежей в карбонатах с формированием латеральных потоков от гипоцентра бассейна к краевым его частям. Кроме того, сложившиеся обстановки сжатия привели к возникновению системы трещин, по которым УВ могли мигрировать в вышележащие слои (в данную модель не заложены). В это же время продолжалась активная генерация в верхнекаменноугольных, нижнепермских и нижнетриасовых НМТ. Позднедевон-раннекаменноугольные НМТ в центральной части бассейна полностью израсходовали свой генерационный потенциал и более в генерации УВ не участвовали.

В юрское время отмечается небольшой период роста генерации УВ в верхнепермских НМТ в краевых частях бассейна и в верхнеиндских НМТ в центральных его частях, что связано с очередным этапом прогибания бассейна на фоне инверсии. Нефтегазоматеринские толщ, выделяемые в нижней части индских отложений, в западных областях Восточно-Баренцевоморского бассейна продолжали генериро-

Рис. 6. Модель генерации углеводородов в нефтегазоматеринских толщах разного возраста по псевдоскважинам в районе скважин Северо-Кильдинская-82, Арктическая-1, Куренцовская-1

Fig. 6. Model of hydrocarbons generation in multiple-aged source rock formations for pseudo-wells in the vicinity of the North-Kildinsky-82, Arktichesky-1, and Kurentsovsky-1 wells



вать УВ, тогда как в центральных областях полностью реализовали свой генерационный потенциал.

В конце раннего мела НМТ, выделяемые в отложениях среднего триаса, в наиболее глубинной части бассейна достигли зоны газового окна и до конца мела активно генерировали УВ. В отложениях верхней перми установилась латеральная миграция УВ от центра к восточной периферии бассейна вдоль границы пермско-триасового несогласия, что привело к заполнению структурно-стратиграфических ловушек (в том числе, в районе Северо-Гуляевского нефтегазоконденсатного месторождения). На бортах Восточно-Баренцевоморского бассейна к концу раннего мела началась активная генерация УВ в верхнекаменноугольно-нижнепермских НМТ и установление латеральной миграции вдоль границы регионального несогласия Ia с улавливанием УВ в антиклинальных ловушках локальных поднятий. В настоящий момент (рис. 7) в периферических ча-

стях Восточно-Баренцевоморского бассейна продолжается генерация УВ в индских, пермских, каменноугольных и, вероятно, верхнедевонских НМТ, а в центральной части бассейна — в оленекских, средне-триасовых и верхнетриасовых НМТ. В нижнетриасовых отложениях сформированы потоки латеральной миграции УВ, направленные из центра бассейна в области выклинивания раннетриасовых клиноформ на востоке и в области антиклинальных поднятий на западе, что привело к образованию в том числе Северо-Кильдинского газового месторождения. Кроме того, в западной части бассейна нефтегазоматеринские породы, сформировавшиеся в конце триаса, в настоящее время находятся на стадии нефте- и газогенерации, что благоприятно для заполнения коллекторов в ундаформных и фондаформных частях позднеиндских клиноформ. В каменноугольно-нижнепермских толщах латеральная миграция УВ направлена в области структурных и антиклинальных ловушек.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 7. Модель миграции УВ и насыщения коллекторских толщ
 Fig. 7. Model of HC migration and reservoir formations charge

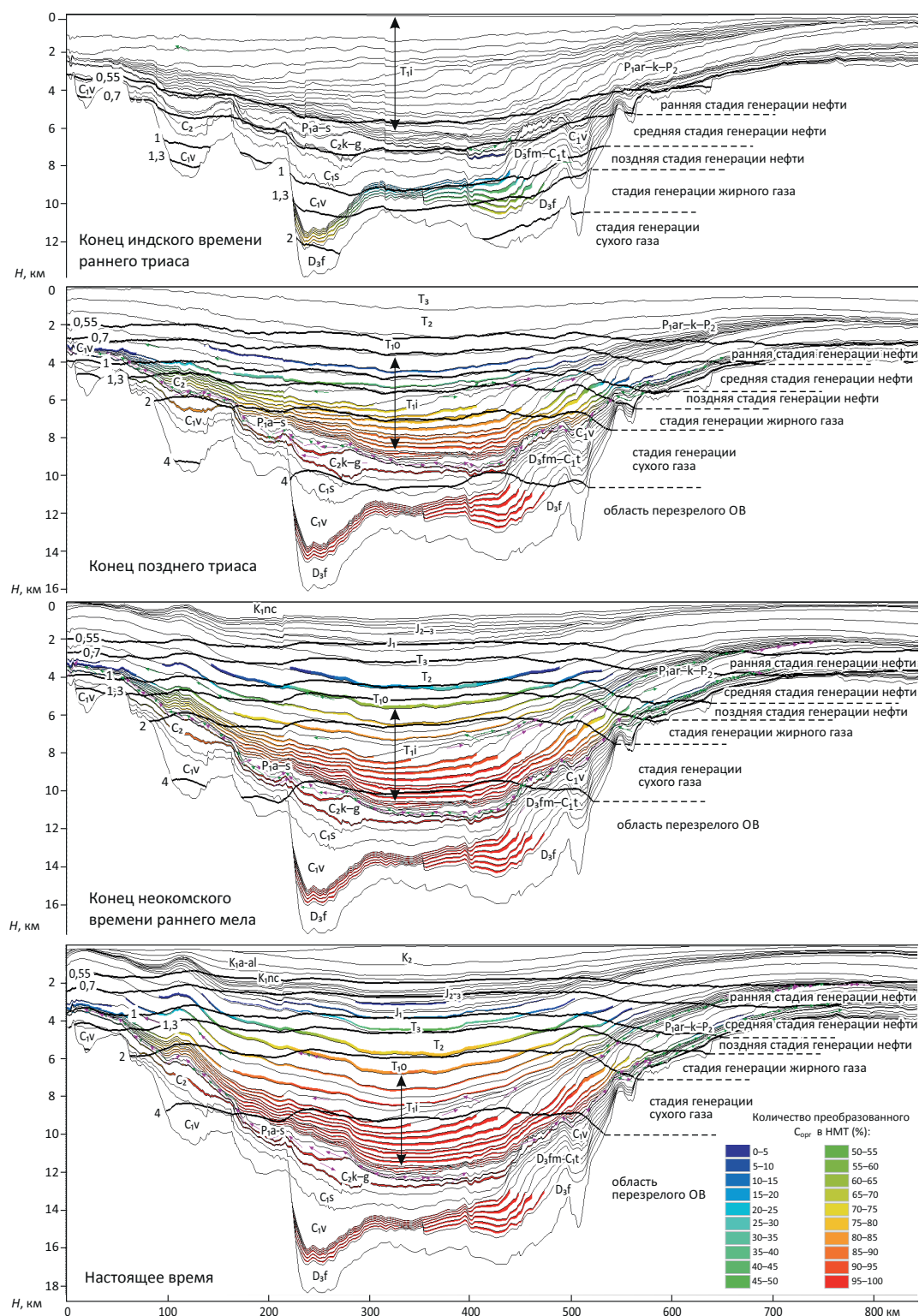
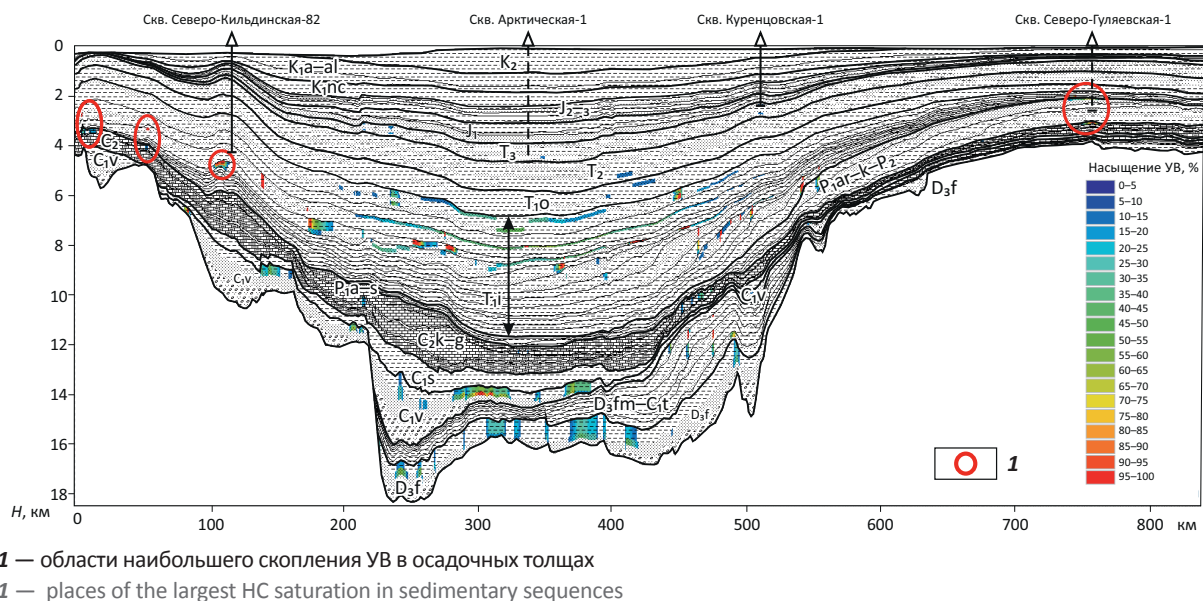


Рис. 8. Насыщение пород углеводородами
Fig. 8. Hydrocarbon saturation of rocks



Обсуждение полученных результатов

Предложенная модель реконструирует общие черты развития углеводородных систем Восточно-Баренцевоморского бассейна в региональном масштабе. При рассмотрении результатов этой реконструкции необходимо учитывать моменты, связанные с ограниченностью набора входных данных. Во-первых, в модели для упрощения не заданы разрывные нарушения, формировавшиеся во время мезозойских инверсионных движений, а также в новейшее время. Их учет позволил бы смоделировать вертикальную миграцию УВ на глубины, доступные для бурения, либо, напротив, разрушение сформированных залежей. Во-вторых, на степень приближения прогноза качественных и количественных характеристик УВ-насыщения влияет уже упомянутая ограниченность геохимических данных с больших глубин, на которых в основном и происходило формирование флюида. В-третьих, необходимо помнить, что в двухмерной модели невозможно учесть формирование потоков латеральной миграции с трехмерной области сбора, в связи с чем, в результате двухмерного моделирования, всегда будут получены заведомо заниженные значения насыщения. В целом можно отметить, что предложенная модель представляет нижние вероятные значения углеводородного насыщения и распространенность залежей в Восточно-Баренцевоморском бассейне.

Выводы

По результатам выполненного моделирования в пределах Восточно-Баренцевоморского бассейна основной период генерации углеводородов в цент-

ральной части бассейна происходил в конце раннего — начале среднего триаса в связи с резким прогибанием под массой отложений проградирующей авандельты. В конце мелового периода сформировались латеральные потоки УВ, обеспечившие заполнение антиклинальных и структурно-стратиграфических ловушек в краевых частях бассейна. Качество построенной модели было оценено на основе сопоставления смоделированных залежей УВ с реальными месторождениями (рис. 8): в районе Северо-Гуляевского месторождения УВ-насыщение происходило в верхнепермских терригенных и верхнекаменноугольно-нижнепермских карбонатных отложениях, что соответствует стратиграфическому уровню развития залежей в Северо-Гуляевского месторождения; в районе Северо-Кильдинского месторождения УВ-насыщение отмечалось в отложениях нижнего триаса, что также соответствует реальному стратиграфическому уровню развития залежей.

Помимо скоплений УВ вблизи известных месторождений, в модели были получены залежи в западной части Восточно-Баренцевоморского бассейна, в областях двух локальных поднятий, выделяемых на сейсмопрофилях северозападнее Северо-Кильдинского месторождения (см. рис. 8). Залежи УВ прогнозируются для двух стратиграфических уровней: 1 — в кровле клиноформ нижней части индских терригенных отложений на глубине 2300–2500 м для западного поднятия и 3200–3400 м — для восточного; 2 — в верхнекаменноугольно-нижнепермских карбонатных отложениях на глубине 3200–3300 м для западного поднятия и 3900–4000 м — для восточного.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Литература

1. Nikishin V.A., Malyshev N.A., Valiusheva A.A., Golovanov D.Y., Kleschina L.N., Nikitina V.A., Nikishin A.M., Ulianov G.V., Cherepanov D.E. The Geological Aspects of Evolution the North Kara Basin and East Barents Megabasin // 7th Saint Petersburg 2016 International Conference & Exhibition. EAGE. 11–14 April 2016. – St. Petersburg, Russia.
2. Vandenbroucke M., Behar F. & Rudkiewicz J.L. Kinetic modelling of petroleum formation and cracking: implications from the high pressure/high temperature Elgin Field (UK, North Sea) // *Org. Geochem.* – 1999. – Vol. 30. – pp. 1105–1125.
3. Старцева К.Ф., Никишин А.М., Малышев Н.А., Никишин В.А., Валушчева А.А. Геологическая и геодинамическая реконструкция Восточно-Баренцевского мегабассейна на основе анализа регионального сейсмического профиля 4-AP // *Геотектоника*. – 2017. – № 4. – С. 51–67.
4. Halland E.K., Mujezinović J., Riis F. CO₂ Storage Atlas: Norwegian Continental Shelf. – Stavanger: Norwegian Petroleum Directorate; 2014.
5. Drachev S.S., Malyshev N.A., Nikishin A.M. Tectonic history and petroleum geology of the Russian Arctic Shelves: An overview // In: B.A. Vining, S.C. Pickering, eds. *Proceedings 7th Petroleum Geology Conference*. Publisher Geological Society. – 2010. – pp. 591–619.
6. Nikishin A., Amelin N., Petrov E., Miles L., Semb P.H., Lie O., Dahl N. New 2D seismic data improve evaluation of Barents and Kara Sea basins. // *World Oil*. 2013. Vol. 234. № 11. pp. 77–80.
7. Wygrala B.P. Integrated study of an oil field in the southern Po Basin, Northern Italy: PhD thes. – Germany, University of Cologne., 1989.
8. Соболев П.О., Соболев Н.Н., Петров Е.О. Оценка позднемелового-кайнозойского воздымания юго-восточной части шельфа Баренцева моря и одномерное моделирование нефтегазовых комплексов // *Научно-технический вестник «Каротажник»*. – Тверь, 2009. – Вып. 5 (182). – С. 77–89.
9. Хуторской М.Д., Ахмедзянов В.Р., Ермаков А.В. и др. Проведение 3D-термотомографического моделирования Западно-Арктического осадочного бассейна с целью прогноза нефтегазоносности (отчет о научно-исследовательской работе). – М.: 2012.
10. Хуторской М.Д., Поляк Б.Г. Геотермические модели геодинамических обстановок разного типа // *Геотектоника*. – 2014. – № 1. – С. 77–96.
11. Лисицын А.П. Лавинная седиментация и перерывы в осадконакоплении в морях и океанах. – М.: Наука, 1988. – 29 с.

References

1. Nikishin V.A., Malyshev N.A., Valiusheva A.A., Golovanov D.Y., Kleschina L.N., Nikitina V.A., Nikishin A.M., Ulianov G.V., Cherepanov D.E. The Geological Aspects of Evolution the North Kara Basin and East Barents Megabasin. 7th Saint Petersburg 2016 International Conference & Exhibition. EAGE. 11–14 April 2016. St. Petersburg, Russia.
2. Vandenbroucke M., Behar F., Rudkiewicz J.L. Kinetic modelling of petroleum formation and cracking: implications from the high pressure/high temperature Elgin Field (UK, North Sea). *Org. Geochem.* 1999;(30): 1105–1125.
3. Startseva K.F., Nikishin A.M., Malyshev N.A., Nikishin V.A., Valyushcheva A.A. Geological and geodynamic reconstruction of the East Barents megabasin from analysis of the 4-AR regional seismic profile. *Geotectonics*. 2017;51(4):383–397.
4. Halland E.K., Mujezinović J., Riis F. CO₂ Storage Atlas: Norwegian Continental Shelf. Stavanger: Norwegian Petroleum Directorate; 2014.
5. Drachev S.S., Malyshev N.A., Nikishin A.M. Tectonic history and petroleum geology of the Russian Arctic Shelves: An overview. *Petroleum In*: B.A. Vining, S.C. Pickering, eds. *Proceedings 7th Petroleum Geology Conference*. Publisher Geological Society. 2010. P. 591–619.
6. Nikishin A., Amelin N., Petrov E., Miles L., Semb P.H., Lie O., Dahl N. New 2D seismic data improve evaluation of Barents and Kara Sea basins. *World Oil*. 2013; 234(11): 77–80.
7. Wygrala B.P. Integrated study of an oil field in the southern Po Basin, Northern Italy: PhD thes. Germany, University of Cologne. 1989.
8. Sobolev P.O., Sobolev N.N., Petrov E.O. Estimation of a late Cretaceous-Cainozoic rise in the Southeastern part of Barents sea shelf and one-dimension modeling of oil and gas complexes. *Karotazhnik*. 2009;5(182):77–89.
9. Khutorskoi M.D., Akhmedzyanov V.R., Ermakov A.V. et al. 3D thermotomography modelling of the Western Arctic Sedimentary Basin with the purpose of petroleum potential prediction (the research report). Moscow: 2012.
10. Khutorskoi M.D., Polyak B.G. Geothermal models of various geodynamic settings. *Geotectonics*. 2014;48(1):68–85.
11. Lisitsyn A.P. Avalanche sedimentation and break in sedimentation in seas and oceans. Moscow: Nauka; 1988. 29 p.

УДК 550.3+550.8

DOI 10.31087/0016-7894-2018-5-29-35

Температурный режим нефтегазоносных отложений северной части Западно-Сибирской плиты

© 2018 г. | С.В. Воробьев¹, П.А. Горбунов², О.В. Максименко¹, Д.Я. Хабибуллин³

¹ООО «Газпром геологоразведка», Тюмень, Россия; s.vorobyev@ggr.gazprom.ru; o.maksimenko@ggr.gazprom.ru;

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия; razpas@mail.ru;

³ПАО «Газпром», Москва, Россия; D.Khabibullin@adm.gazprom.ru

Поступила 26.12.2017 г.

Принята к печати 21.05.2018 г.

Ключевые слова: *Западная Сибирь; Ямало-Ненецкий АО; пластовая температура; прогнозирование; продуктивный комплекс; месторождение; нефть; газ.*

На основе обобщения и систематизации данных термометрических исследований, проведенных в поисковых и разведочных скважинах, выполнено районирование территории Ямало-Ненецкого АО в зависимости от характера изменения пластовых температур в плане и разрезе осадочного чехла. На основе комплексирования результатов районирования, данных поискового и разведочного бурения, а также материалов сейсмических исследований МОГТ построен набор карт изотерм масштаба 1 : 500 000 по кровлям основных нефтегазоносных комплексов, которые могут применяться для прогнозирования пластовых температур в пределах перспективных, не изученных бурением площадей.

Для цитирования: Воробьев С.В., Горбунов П.А., Максименко О.В., Хабибуллин Д.Я. Температурный режим нефтегазоносных отложений северной части Западно-Сибирской плиты // Геология нефти и газа. – 2018. – № 5. – С. 29–35. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-29-35.

Thermal conditions of oil and gas deposits in the northern part of the West Siberian plate

© 2018 | S.V. Vorob'ev¹, P.A. Gorbunov², O.V. Maksimenko¹, D.Ya. Khabibullin³

¹ООО «Gazprom geologorazvedka», Tyumen, Russia; s.vorobyev@ggr.gazprom.ru; o.maksimenko@ggr.gazprom.ru;

²Federal State Budget Educational Institution of Higher Education «Industrial University of Tyumen», Tyumen, Russia; razpas@mail.ru;

³Gazprom, Moscow, Russia; D.Khabibullin@adm.gazprom.ru

Received 26.12.2017

Accepted for publication 21.05.2018

Key words: *Western Siberia; Yamal-Nenets Autonomous District; reservoir temperature; forecast; productive complex; hydrocarbon field; oil; gas.*

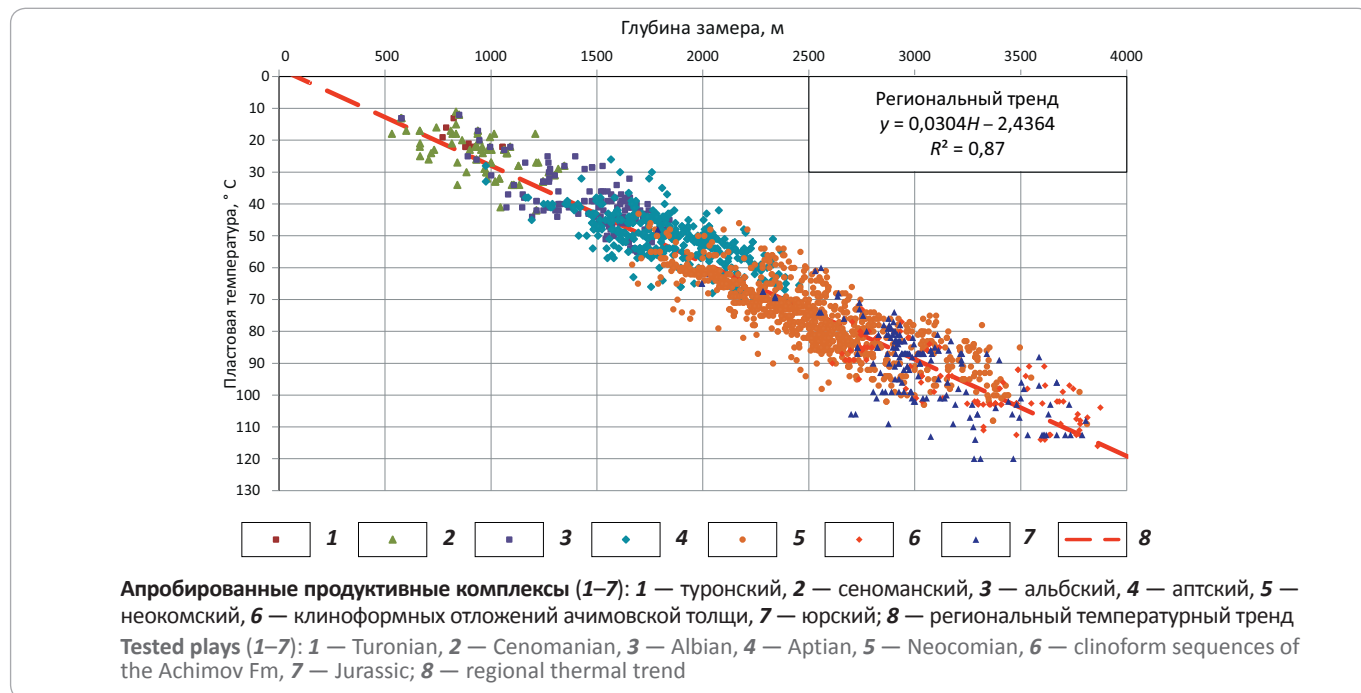
The article describes the vertical and lateral regularities of reservoir temperatures changes in the sedimentary cover of the northern part of the West Siberian Plate (the territory of the Yamal-Nenets Autonomous District). According to generalization and systematization of the results of temperature surveys carried out in exploration wells, the authors conducted zoning of the territory of the Yamal-Nenets Autonomous District. Zoning describes the vertical and lateral changes of reservoir temperatures within sedimentary complexes containing main hydrocarbons resources. The established patterns are based on the regularity, according to which the reservoir temperatures in sedimentary cover section are approximated by linear equation. At the same time, the authors took into account the features of the tectonic and oil and gas geological zoning of the study area. Combining the thermo-zoning results and data from prospecting and exploration wells, as well as the materials of seismic studies, a set of 1 : 500 000 isotherm maps over the tops of major oil and gas bearing complexes in the north of Western Siberia was built. These maps can be used to predict reservoir temperatures in the promising areas not studied by drilling. Such information is necessary for the preliminary assessment of resources in new oil and gas deposits and for calculation of mud parameters. The obtained results are of great interest for geologists who are involved in planning of geological exploration and evaluation of the mineral resource base.

For citation: Vorob'ev S.V., Gorbunov P.A., Maksimenko O.V., Khabibullin D.Ya. Thermal conditions of oil and gas deposits in the northern part of the West Siberian plate. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(5):29–35. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-29-35.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 1. Зависимость изменения пластовой температуры от глубины залегания продуктивных отложений в северных районах Западно-Сибирской плиты (Ямало-Ненецкий АО)

Fig. 1. Reservoir temperature as a function of depth of pay zone occurrence in the northern regions of the West Siberian Plate (Yamal-Nenets AO)



Температурные условия недр во многом определяют фазовое состояние углеводородных систем, а также физико-химические свойства насыщающих их пластовых флюидов, т. е. оказывают значительное влияние на нефтегазоносность отложений осадочного чехла и вулканогенно-осадочных образований доюрского комплекса.

Пластовая температура относится к одному из подсчетных параметров газовых месторождений. Кроме того, сведения о значениях пластовых температур крайне важны в нефтепромысловой геологии. Ее вариации в пределах залежей нефти и газа обуславливают изменения объемов газа, жидкости и вмещающих их пород. Повышение температуры вызывает снижение вязкости нефти и воды и увеличение вязкости газа. При росте температуры в замкнутом резервуаре повышается и пластовое давление. Изменения пластовой температуры определяют фазовые соотношения в залежах и растворимость газов в нефти и воде. Уменьшение пластовой температуры приводит к выпадению в призабойных зонах скважин конденсата, вязкой нефти и парафина, что осложняет добычу углеводородов.

Особенности термических условий недр Западной Сибири рассмотрены в многочисленных научных работах А.Р. Курчикова, Б.П. Ставицкого, И.И. Нестерова, А.А. Нежданова, В.А. Скоробогатова, А.Д. Дучкова, С.И. Сергиенко и ряда других исследователей [1–5].

Результаты поисково-разведочных работ на нефть и газ свидетельствуют о существенных изме-

нениях пластовых температур как в плане, так и разрезе осадочного чехла Западно-Сибирской плиты. При этом наиболее контрастные вариации данного параметра зафиксированы на месторождениях нефти и газа, открытых в пределах северной части, соответствующей территории Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО).

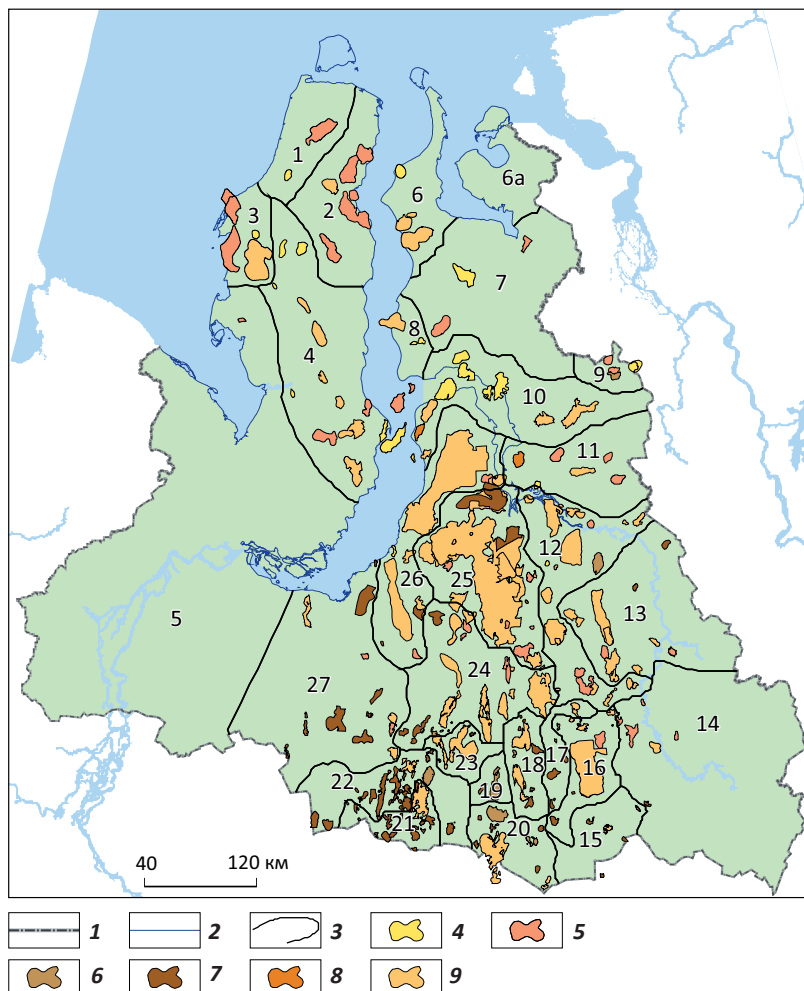
Главной задачей выполненного исследования являлось выявление основных региональных закономерностей изменения пластовых температур как в плане, так и разрезе осадочного чехла, установленных на основе обобщения и систематизации многочисленных результатов термометрических исследований, проведенных в поисковых и разведочных скважинах на более чем 200 месторождениях нефти и газа, открытых в пределах ЯНАО.

График, отображающий изменения пластовой температуры в зависимости от глубины залегания продуктивных отложений в пределах северной и приполярной частей Западной Сибири, свидетельствует о закономерном увеличении пластовых температур по мере погружения осадочных комплексов (рис. 1).

Коэффициент детерминации (R^2), определяющий статистическую достоверность аппроксимирующей функции, составляет 0,87. Кроме того, согласно критерию Фишера (уровень значимости 0,05), данная модель регрессии является статистически значимой ($F > F_{кр}$). Тем не менее, как следует из рис. 1, отмечается существенный разброс значений измеренных пластовых температур, обуславливающий значительные

Рис. 2. Схема районирования северной части Западно-Сибирской плиты по особенностям изменения пластовых температур с глубиной (Ямало-Ненецкий АО)

Fig. 2. Scheme of the northern part of the West Siberian Plate zonation according to formation temperature variations with depth (Yamal-Nenets AO)



Границы (1–3): 1 — Ямало-Ненецкого АО, 2 — акваторий, 3 — зон; **месторождения (4–9):** 4 — газовые, 5 — газоконденсатные, 6 — газонефтяные, 7 — нефтяные, 8 — нефтегазовые, 9 — нефтегазоконденсатные

Boundaries (1–3): 1 — Yamal-Nenets AO, 2 — water areas, 3 — zones; **fields (4–9):** 4 — gas, 5 — gas condensate, 6 — gas-oil, 7 — oil, 8 — oil-gas, 9 — oil and gas condensate

погрешности при решении обратной задачи их прогнозирования в ходе проведения поисково-разведочных работ. Так, рассчитанная средняя ошибка аппроксимации составляет 9,4 %. Максимальные же ошибки аппроксимации, особенно в верхней части разреза (отложения сеноманского продуктивного комплекса), изменяются от 53 до 100 %.

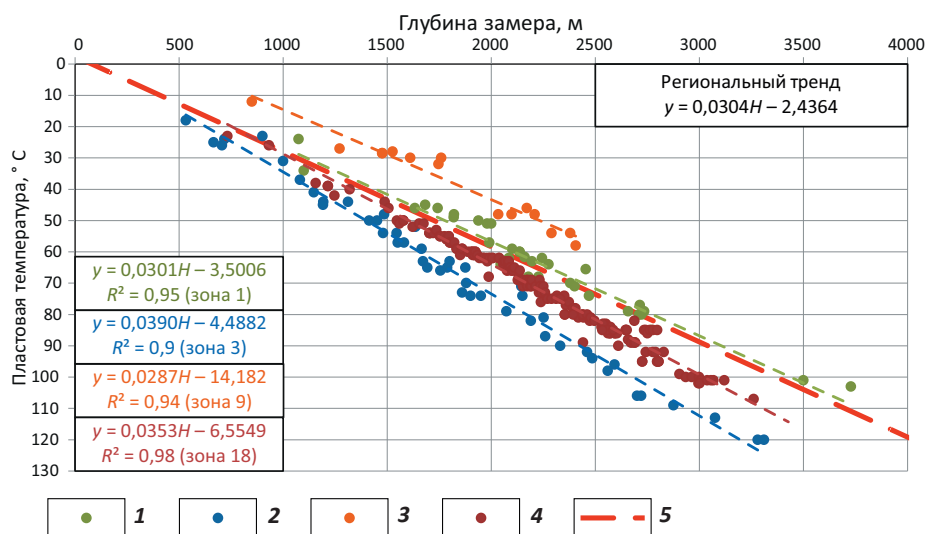
Для повышения точности прогноза (оценки) пластовых температур авторами статьи было выполнено районирование территории ЯНАО по характеру изменения пластовых температур как в плане, так и в разрезе осадочного чехла. Выделение зон осуществлялось на основе сопоставления и группирования результатов замеров пластовых температур на сопредельных месторождениях. При этом объединение данных проводилось таким образом, чтобы получить

наиболее высокое значение коэффициента детерминации уравнения $T_{пл} = f(H)$. Резкое уменьшение угла наклона аппроксимирующей прямой при добавлении новых данных являлось основанием для проведения между месторождениями двух различных классов, характеризующихся своими значениями геотермического градиента, границы, равноудаленной от каждого из них. При этом учитывались особенности тектонического и нефтегазогеологического районирования исследуемой территории, т. е. по возможности контуры температурных зон строились субпараллельно границам нефтегазоносных областей и районов или крупных тектонических структур.

В результате выполненных исследований территория ЯНАО была разделена на 27 зон, в пределах каждой из которых изменения температуры с

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 3. Изменения пластовых температур для зон 1, 3, 9, 18
Fig. 3. Formation temperature variations for zones 1, 3, 9, and 18



Замеры в пределах зон (1–4): 1 – 1-й, 2 – 3-й, 3 – 9-й, 4 – 18-й; 5 – региональный температурный тренд
Measurements in the zones (1–4): 1 – 1st, 2 – 3rd, 3 – 9th, 4 – 18th; 5 – regional temperature trend

глубиной аппроксимируются линейными функциями типа

$$T_{\text{пл}} = aH \pm b, \quad (1)$$

где: $T_{\text{пл}}$ – пластовая температура (°C); H – глубина замера температуры, м; a и b – числовые безразмерные коэффициенты.

Результаты выполненного районирования представлены на рис. 2.

Для зон 5 и 6а, слабо охарактеризованных результатами поискового бурения, оценка начальных пластовых температур осуществлялась на основе регионального тренда ($T_{\text{пл}} = 0,0304H - 2,4364$), установленного в результате анализа фактических данных (см. рис. 1).

На рис. 3 представлены графики, иллюстрирующие наиболее значимые и контрастные изменения пластовых температур в зависимости от глубин залегания продуктивных нефтегазоносных комплексов в пределах различных зон, выделенных для территории ЯНАО.

Выявленные закономерности изменения пластовых температур в зависимости от глубины залегания продуктивных отложений, а также результаты выполненного районирования послужили основой для регионального прогноза изменения термических условий нефтегазоносных комплексов в плане исследуемой территории.

Для решения поставленной задачи авторами статьи были построены региональные структурные карты масштаба 1 : 500 000 по кровлям сеноманского, аптского, неомского и среднеюрского продуктив-

ных комплексов. Построение карт осуществлялось на основе комплексирования материалов сейсмических исследований МОГТ-2D и 3D, а также данных поискового и разведочного бурения, полученных на различных этапах геолого-геофизического изучения территории ЯНАО.

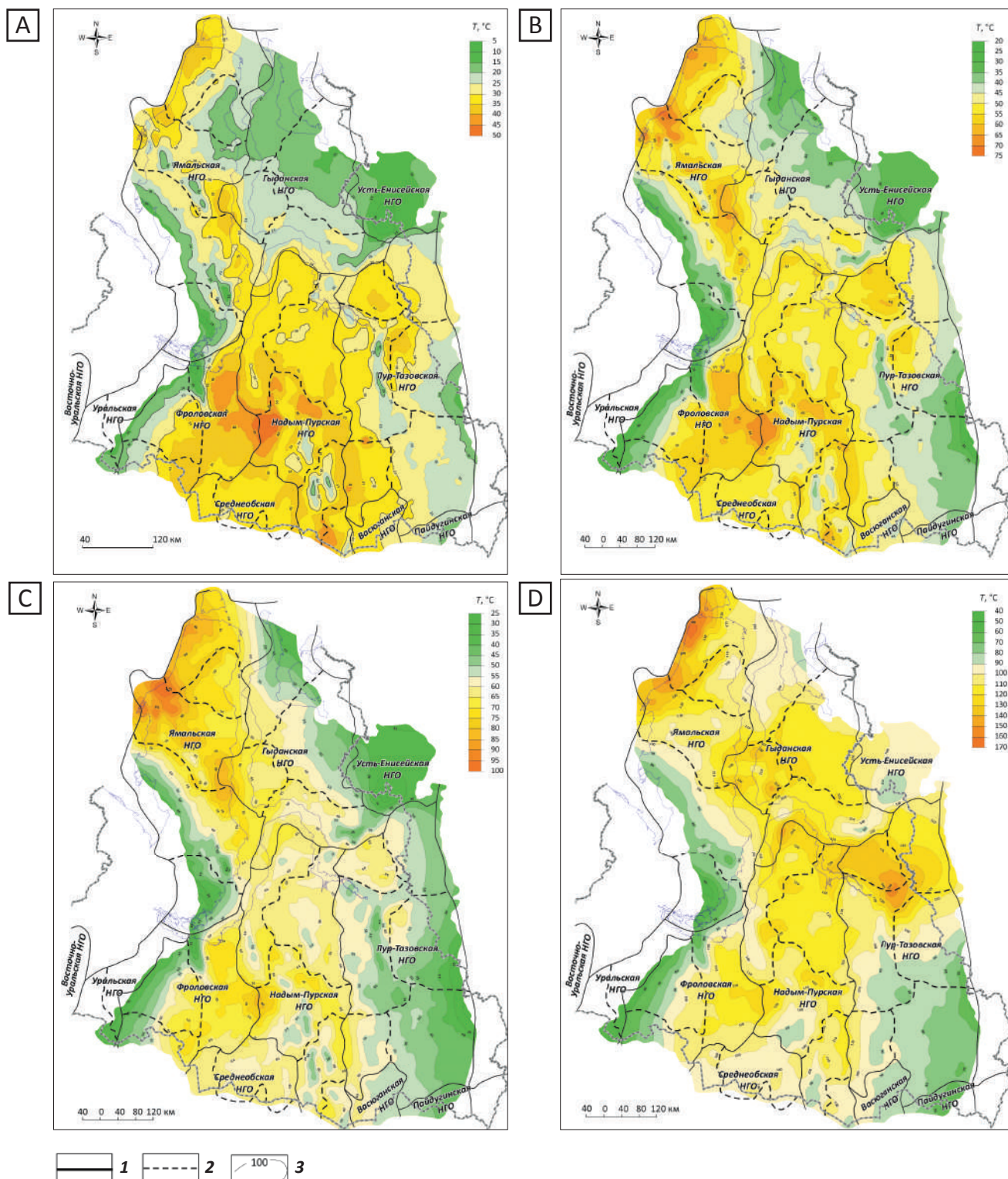
На следующем этапе структурные карты были преобразованы в карты начальных температур (рис. 4) по кровлям указанных продуктивных комплексов. Пересчет глубин в пластовые температуры осуществлялся на основе выполненного авторами статьи районирования территории ЯНАО по особенностям изменения пластовых температур от глубины по системе уравнений вида $T_{\text{пл}} = f(H)$, установленных для каждой из выделенных зон.

Если рассмотреть изменения пластовых температур в плане, то отмечаются следующие закономерности. В верхней части разреза, охватывающей отложения сеноманского, альбского, аптского и верхней части неомского продуктивных комплексов, начальные пластовые температуры изменяются закономерно, соответствуя в общих чертах особенностям ундуляции структурных планов. При этом максимальные значения пластовых температур характерны для наиболее погруженных частей осадочного бассейна, а минимальные – сводовых и присводовых участков положительных структур.

Максимальные значения температур в пределах сеноманского продуктивного комплекса (35 °C) прогнозируются в пределах Большехетской впадины и ряда других отрицательных структур. На данном стратиграфическом уровне разреза наиболее харак-

Рис. 4. Карты начальных пластовых температур по кровлям сеноманского (А), аптского (В), неокомского (С) и среднеюрского (D) комплексов

Fig. 4. Maps of initial formation temperature over the Cenomanian (A), Aptian (B), Neocomian (C), and Middle Jurassic (D) sequences



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

терными для территории ЯНАО являются пластовые температуры около 25–35 °С. Изотерма 25 °С оконтуривает всю южную часть ЯНАО, Пур-Тазовскую и Надым-Пурскую нефтегазоносные области (НГО), а также охватывает западную часть п-ова Ямал. Минимальные пластовые температуры прогнозируются на территории Гыданского полуострова и в восточной части п-ова Ямал. При этом абсолютные температурные минимумы ожидаются в пределах Усть-Енисейского нефтегазоносного района (НГР).

В составе аптского продуктивного комплекса абсолютные максимумы пластовых температур (65 °С) прогнозируются в пределах Большехетской впадины и в северо-западной части п-ова Ямал. Минимумы пластовых температур, составляющие 35 °С и менее, зафиксированы в западной, северо-восточной и юго-восточной периферийных частях ЯНАО. Пониженные температуры (35–40 °С) также ожидаются в восточной части Гыданского полуострова.

По кровле неокомского продуктивного комплекса абсолютный максимум пластовых температур (более 90 °С) выделяется в пределах северо-западной части п-ова Ямал — район Харасавэйского месторождения. Изотермы 70–80 °С оконтуривают практически всю территорию п-ова Ямал. Для территории Гыданского полуострова, а также для центральной и южной частей ЯНАО наиболее характерны температуры от 55 до 70 °С. Абсолютные минимумы температур, не превышающие 50 °С, фиксируются в западной и юго-восточной частях ЯНАО.

В отложениях среднеюрского продуктивного комплекса максимальные пластовые температуры около 150 °С зафиксированы на Хальмер-Паютинском и Русско-Реченском месторождениях, а также прогнозируются в пределах северо-западной части п-ова Ямал. Территория Надым-Пурской НГО оконтуривается изотермой 100 °С, которая также охватывает южную часть Гыданского полуострова. Наиболее погруженные участки территории ЯНАО характеризуются небольшими по площади локальными максимумами с температурами, не превышающими 120–130 °С. Пониженные значения пластовых температур (100 °С и менее) приходятся на северную часть Гыданского полуострова, а также на большую часть Пур-Тазовской НГО.

Высокая степень неоднородности температурного поля может быть обусловлена наложением целого ряда геологических факторов. К их числу следует отнести различный возраст консолидации отдельных

блоков фундамента, изменение степени тектонической активности различных участков территории ЯНАО, фазовые переходы вещества, а также значительные изменения климата в четвертичное время.

Степень тектонической дислоцированности пород фундамента и отложений осадочного чехла оказывает существенное влияние на значение плотности теплового потока. Грабен-рифты, глубокопроникающие дизъюнктивные нарушения, а также зоны развития трещиноватости сформировали участки, благоприятные для миграции пластовых флюидов, сопровождаемой интенсивным теплопереносом, обуславливающим формирование температурных максимумов.

К числу факторов, определяющих формирование температурных минимумов, следует отнести вариации климата в четвертичное время [2], а также появление дроссельного эффекта, возникающего в результате вертикальной миграции газа в отложениях осадочного чехла. В ходе подобных перемещений происходит расширение газа, сопровождающееся уменьшением температуры. Многочисленные зоны вертикальной миграции газа, предположительно связываемые с процессами разрушения залежей [6], выявлены на территории ЯНАО (газовые «трубы», аномальные кольцевые зоны и др.) и доказаны результатами сейсмических исследований и данными поисково-разведочного бурения.

В настоящий момент изученность геотемпературного поля северных и полярных областей Западно-Сибирской плиты все еще не вполне удовлетворительна. К числу относительно слабоизученных относятся территории полуостровов Гыданского и Ямал. Кроме того, выполнены малые объемы геотермических исследований и по периферийным частям северной части Западно-Сибирского бассейна. Во многих районах отсутствуют достоверные замеры пластовых температур по глубокозалегающим горизонтам.

Полученные результаты позволяют осуществлять достоверный прогноз температурных условий недр, что дает возможность выполнять предварительные количественные оценки ресурсов газа, а также проводить обоснование параметров буровых растворов, конструкций скважин, что должно обеспечивать качественное вскрытие продуктивных пластов при проведении геолого-разведочных работ на нефть и газ в пределах территории ЯНАО.

Литература

1. Дучков А.Д., Соколова Л.С. Тепловой поток и температура литосферы Западной Сибири // Нефтегеологические интерпретации теплового режима недр Западной Сибири. — Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1988. — С. 41–57.
2. Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. — М. : Недра, 1987. — 134 с.
3. Нестеров И.И., Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П. Основные особенности геотемпературного поля Западной Сибири // Нефтегеологические интерпретации теплового режима недр Западной Сибири. — Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1988. — С. 5–23.

4. Сергиенко С.И., Смирнов Я.Б., Ставицкий Б.П. и др. Геотермические исследования в Западной Сибири // Геотермия. Отчеты по геотермическим исследованиям в СССР. — М. : Наука, 1974. — Вып. 1–2. — С. 58–62.
5. Скоробогатов В.А., Соин Д.А. Геотермические условия нефтегазоносности Ямальной области Западной Сибири // Геология нефти и газа. — 2009. — № 5. — С. 25–29.
6. Нежданов А.А., Бородин В.Н., Кулахметов Н.Х. Аномальные пластовые давления в залежах различных типов мезозоя Западной Сибири // Труды ЗапСибНИГНИ. Вып. 144. — Тюмень, 1977. — С. 77–89.

References

1. Duchkov A.D., Sokolova L.S. Heat flow and lithosphere temperature in Western Siberia. *Geopetroleum interpretations of thermal conditions in the West Siberian subsurface*. Tyumen: ZapsibNIGNI; 1988. pp. 41–57.
2. Kurchikov A.R., Stavitskii B.P. Geothermometry of oil and gas bearing areas in Western Siberia. Moscow: Nedra; 1987. 134 p.
3. Nesterov I.I., Kurchikov A.R., Stavitskii B.P. Main features of geothermal field in Western Siberia. *Neftegeologicheskie interpretatsii teplovogo rezhima neдр Zapadnoi Sibiri*. Tyumen: ZapsibNIGNI; 1988. pp. 5–23.
4. Sergienko S.I., Smirnov Ya.B., Stavitskii B.P. et al. Geothermal studies in Western Siberia. *Geotermiya. Otchety po geotermicheskim issledovaniyam v SSSR*. Moscow: Nauka; 1974. Issue 1–2. pp. 58–62.
5. Skorobogatov V.A., Soyn D.A. Geothermal conditions of oil and gas potential of Yamal region of West Siberia. *Oil and gas geology*. 2009;(5):25–29.
6. Nezhdanov A.A., Borodkin V.N., Kulakhmetov N.Kh. Abnormal formation pressure in different types of Mesozoic deposits in the Western Siberia. *Trudy ZapSibNIGNI*. Issue 144. Tyumen; 1977. pp. 77–89.

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

EAGE

EUROPEAN
ASSOCIATION OF
GEOSCIENTISTS &
ENGINEERS

Приём тезисов докладов — до 1 ноября 2018 года!

 **ТЮМЕНЬ 2019**

Важные даты

Окончание льготной регистрации	1 января 2019 г.
Объявление программы конференции	1 февраля 2019 г.
Окончание предварительной регистрации	1 марта 2019 г.

www.eage.ru

6-я научно-практическая конференция
25–29 марта 2019 г., Тюмень, Россия

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

16-17 апреля 2019

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.oilandgasforum.ru

19-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ-2019



15-18 апреля 2019

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.neftegaz-expo.ru

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

12+



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



СОЮЗ
НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ
РОССИИ



УДК 553.98 (571.1)

DOI 10.31087/0016-7894-2018-5-37-49

Геолого-геофизическое обоснование прогнозирования глинистых покрышек в отложениях суходудинской свиты Танамо-Малохетского мегавала Енисей-Хатангской нефтегазоносной области

© 2018 г. | А.В. Гвоздева, Э.А. Таратын

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия;
gvozdeva.a.v.91@gmail.com; edyardtaratyn@yandex.ru

Поступила 19.01.2018 г.

Принята к печати 21.05.2018 г.

Ключевые слова: *Енисей-Хатангская нефтегазоносная область; Танамо-Малохетский мегавал; суходудинская свита; катагенез; флюидоупор; разбухающие глины; покрышка; геофизические исследования скважин.*

В пределах Танамо-Малохетского мегавала суходудинская свита (K_{1sd}) представлена мелкологуновыми осадками: ритмичным чередованием алевритопесчаных и глинисто-алевритистых пачек, содержащих прослои углей. Свита характеризуется зональным распространением флюидоупоров (покрышек) в разрезе. Рассмотрены возможности использования методов геофизических исследований скважин (ГИС) при выделении глинистых покрышек. Показано, что качество флюидоупоров зависит от их толщины и содержания разбухающих глин. Выделение разбухающих глин в разрезе проводилось по данным кавернометрии. Предложена методика прогноза положения покрышек в разрезе по данным ГИС и сейсморазведки.

Для цитирования: Гвоздева А.В., Таратын Э.А. Геолого-геофизическое обоснование прогнозирования глинистых покрышек в отложениях суходудинской свиты Танамо-Малохетского мегавала Енисей-Хатангской нефтегазоносной области // Геология нефти и газа. – 2018. – № 5. – С. 37–49. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-37-49.

Geological and geophysical substantiation of clay cap prediction in the Sukhodudinsky Formation (Tanamo-Malokhetskyy mega-swell, Yenisei-Khatanga petroleum region)

© 2018 | A.V. Gvozdeva, E.A. Taratyn

FGBU «All-Russian Research Geological Oil Institute», Moscow, Russia; gvozdeva.a.v.91@gmail.com; edyardtaratyn@yandex.ru

Received 19.01.2018

Accepted for publication 21.05.2018

Key words: *Yenisei-Khatanga petroleum region; Tanamo-Malokhetskyy mega-swell; Sukhodudinsky formation; catagenesis; impermeable bed; swelling clay; seal; well logging.*

Alternation of reservoir rocks and impermeable beds in the section, along with the other factors, is a necessary condition for formation of hydrocarbon accumulations. The problem of prospecting for hydrocarbons within the Tanamo-Malokhetskyy swell out of the zone of clinoforms development, is associated with the lack of regional impermeable beds in the Sukhodudinsky section. Because of this, investigations of caprocks is of current importance in the territory. The paper discusses geological and geophysical substantiation of impermeable beds prediction in the section. Object of our research is Lower Cretaceous Sukhodudinsky formations identified within the Malokhetskyy-Upper-Sukhodudinsky reservoir. In the territory of the Tanamo-Malokhetskyy mega-swell, the formation is represented by alternation of sandy-siltstone-clay rocks. Irregularity of impermeable beds is typical for the reservoir. Presence of hydrocarbon accumulations is governed by zonal and mainly local occurrence of clay seals. Well log suite from 32 wells was used as the actual data. According to well tops, the Sukhodudinsky Fm (K_{1sd}) occurs in the depth interval from 400 to 2750 m, which corresponds to the stages of early and meso-catagenesis. Lithological breakdown of the section is carried out. Potential impermeable beds are identified in the section. Caliper logging data were used to identify a swelling clay in the promising traps of the Sukhodudinsky formation. Vugs of larger depth are a sign of higher swelling clay. It is shown that quality of potential seal depends not only on its thickness, but also on the total content of a swelling clay. Threshold values of a seal thickness and a swelling clay content are obtained for water-saturated sections, and also for the sections that can be gas-saturated or water-saturated, and only gas-saturated. It is found that position of the potential impermeable bed in the section is defined by the subsea depth of top and bottom of the Sukhodudinsky Fm. This provision allows predicting the areal distribution of seals.

For citation: Gvozdeva A.V., Taratyn E.A. Geological and geophysical substantiation of clay cap prediction in the Sukhodudinsky Fm (Tanamo-Malokhetskyy mega-swell, Yenisei-Khatanga petroleum region). *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(5):37–49. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-37-49.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 1. Нефтегазоносные комплексы западной части Енисей-Хатангской нефтегазоносной области [1]

Fig. 1. Hydrocarbon plays in the western part of the Yenisei-Khatanga Petroleum Region [1]

Система	Отдел	Ярус	Свита	Нефтегазоносный комплекс	Резервуар
Меловая	Верхний	K _{km}	Салпадаяхинская	Турон-сантонский	
		K _{st} K _k	Насоновская		Насоновский
		K _t	Дорожковская		
	Нижний	K _s	Долганская	Апт-альб-сеноманский	Долганско-верхнеяковлевский
		K _{al}	Яковлевская		
		K _a			
		K _{br}	Малохетская	Неокомский	Малохетско-верхне-суходудинский
		K _g			
		K _v	Суходудинская		
		K _b	Нижне-хетская		Нижнехетско-дерябинский
			Дерябинская		
Юрская	Верхний	J _v	Яновстановская	Верхнеюрский	
		J _{km}			
		J _o	Сиговская		Сиговский
	Средний	J _k	Точинская	Среднеюрский	
		J _{bt}	Малышевская		Малышевский
		J _b	Леонтьевская		
		J _a	Вымская		Вымский

Неокомский нефтегазоносный комплекс на территории Енисей-Хатангской нефтегазоносной области (НГО) представлен нижнехетской, суходудинской и малохетской свитами. Он является основным продуктивным комплексом со сложными и крупными многопластовыми месторождениями углеводородов. В западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба в неокомском комплексе выделяются нижнехетско-дерябинский (клиноформный подкомплекс) и малохетско-верхнесуходудинский (шельфовый подкомплекс) резервуары, перекрытые флюидоупорами различной степени надежности и зональной протяженности (рис. 1) [1].

По материалам геофизических исследований скважин (32), расположенных вне зоны развития клиноформ (неокомский шельфовый подкомплекс), толщина суходудинской свиты изменяется от 163 до 709 м. В разрезе свиты выделяется несколько глинистых пачек, которые являются экранами для песчаных пластов: моховая (СД_{х-хI}), савуйская (СД_{IX}), чеускинская (СД_{VIII}), сармановская (СД_{VI-VII}), уренгойская (СД_{II-IV}), СД_{III-V}) и пимская (СД₀) (рис. 2–4) [2, 3].

Суходудинская свита представлена преимущественно мелко-тонкозернистыми песчаниками и алевролитами, переслаивающимися с аргиллитами,

которые содержат растительный детрит и углистый материал. В верхней части разреза выделяются пласты углей небольшой толщины [2, 3]. Угли ассоциируют с глиной, которая при достаточной толщине является (скв. Северо-Соленинская-14) или не является покрывкой из-за небольшой толщины (скв. Южно-Соленинская-8) (см. рис. 2, 4). Это свидетельствует о накоплении отложений в мелководно-лагунных условиях с низкой гидродинамической активностью.

Глинистые осадки превращаются в глинистую породу (глинистую покрывку) под влиянием совокупности процессов, происходящих при погружении. Погружение породы сопровождается увеличением геостатического давления и температуры, что вызывает уплотнение и физико-химические преобразования глинистого осадка (литогенез) (табл. 1).

В изученных скважинах суходудинская свита находится в интервале глубин 400–2750 м, что соответствует в основном стадиям раннего и среднего катагенеза по В.И. Осипову и др. [4]. Проницаемость и пористость глин составляют: для раннего катагенеза — 10^{-1} – 10^{-3} мкм² и 16–25 %, для среднего — 10^{-3} – 10^{-5} мкм² и 4–12 %, для позднего — 10^{-2} – 10^{-3} мкм² и 2–4 % соответственно.

Сравнение проницаемости глин различных стадий катагенеза с проницаемостью (по классификации покрывок А.А. Ханина [5]) показывает, что экранирующая способность потенциальных покрывок изменяется от высокой до низкой. Покрывки в условиях раннего катагенеза имеют пониженную и низкую экранирующую способность (давление прорыва 3,3–0,5 МПа), на стадии среднего катагенеза — высокую и пониженную экранирующую способность (давление прорыва 8–3,3 МПа). На стадии позднего катагенеза ($H = 2600$ – 5000 м, $T = 150$ – 200 °С) проницаемость глинистых покрывок увеличивается за счет трещиноватости, а давление прорыва уменьшается.

По мнению многих авторов [4–6], экранирующие свойства глин увеличиваются при следующих условиях.

1. Экранирующая глина состоит или включает прослой глинистых минералов (группы монтмориллонита, хлорита или смешанослойных минералов), обладающих повышенной набухаемостью и пластичностью, и имеет более низкую проницаемость по сравнению с другими глинами. Гидрослюды и каолинит не обладают свойством набухания. При одинаковой толщине разбухающие глины представлены более надежными покрывками, чем неразбухающие [4]. Глинистые породы суходудинской свиты, находящиеся на стадиях раннего и среднего катагенеза, содержат разбухающие глины, что существенно повышает экранирующие свойства глин.

Это положение практически подтверждается исследованиями, проведенными при построении подземных хранилищ газа (ПХГ) [7]. По этим исследова-

ниям выявлено значительное влияние разбухающих глин на экранирующие способности покрышек. Установлены толщины покрышек и относительное содержание разбухающих глин, достаточные для экранирования газовой залежи в хранилище при заданном давлении прорыва (табл. 2).

Граничные значения относительных содержаний разбухающих глин не используются, поскольку они получены по лабораторным минералогическим исследованиям (см. табл. 2). На качественном уровне граничные значения отражают уменьшение относительного содержания разбухающих глин с переходом от глубоководного к мелководному шельфу и заливно-лагунному мелководью. В условиях удаленного шельфа на разбухающие глины приходится основная часть толщины покрышки, благодаря чему общая толщина покрышки может составлять первые метры.

Устойчивость стенок скважин, сложенных глинами, в значительной степени определяется показателями набухаемости глин. Набухший глинистый материал переходит в пластическое состояние и может перемещаться в сторону меньших давлений, т. е. в скважину. Нарушается устойчивость стенок ствола, в результате чего ствол скважины осложняется кавернами. Чем выше дисперсность и удельная поверхность глины, тем выше скорость и степень набухания и тем интенсивнее проявляется кавернообразование [8]. На фоне каверны, относящейся к глинистой покрышке, выделяются каверны увеличенной глубины, которые являются признаком наличия глин повышенной набухаемости. На рис. 5 представлен пример выделения разбухающих глин в газонасыщенном и водонасыщенном разрезах по данным кавернометрии.

2. Снижение проницаемости глин отмечается в случаях, когда адсорбированная глиной пластовая вода содержит растворенное ОВ. При этом происходит относительно большее снижение сечения пор, чем при адсорбции воды, которая не содержит ОВ [6].

Растительные остатки, содержащие значительное количество гидролизующих компонентов, повышают прочность и снижают проницаемость глин в направлении, перпендикулярном напластованию, улучшая качество покрышек [6].

Угли покрышками не являются, но углистое вещество и растительные остатки благоприятно влияют на экранирующие свойства глин, примером является покрышка в уренгойской пачке скв. Северо-Соленинская-14 (см. рис. 2).

3. С уменьшением количества примесей (песчаная и алевроитовая фракции, некоторые типы органического вещества, карбонатный материал) повышаются однородность и дисперсность глинистого материала. В результате, за счет возрастания содержания микропор, уменьшается проницаемость. Увеличение дисперсности глин способствует росту

адсорбционной способности и значительному снижению проницаемости [4]. Максимальной дисперсностью, а следовательно, минимальным размером микропор, обладают:

— морские глубоководные глины монтмориллонитового состава;

— вторичные каолины или гидрослюдисто-каолиновые глины, осаждающиеся из тонкой взвеси в осадочных бассейнах.

Тонкодисперсными являются глины коллоидного происхождения. Относительная дисперсность глинистого материала оценивается по положению линии глин на диаграмме собственных потенциалов. С повышением уровня линии глин возрастает дисперсность глинистого материала, а следовательно, и его экранирующая способность [9].

Зависимость проницаемости глин от неоднородностей авторы статьи использовали при выборе глин — потенциальных покрышек, в качестве которых предпочтительны однородные по ГИС пласты (слои) глин. Однородность состава глин устанавливается по дифференциации и уровню записи используемых методов ГИС. Это в первую очередь методы, с помощью которых глинистые породы четко выделяются, собственные потенциалы (ПС), кавернометрия (ДС), естественная гамма-активность (ГК), вызванная радиоактивность (НГК), боковой каротаж (БК).

4. Экранирующая способность глинистых пород растет при уплотнении породы (до стадии позднего катагенеза) за счет изменения структуры и уменьшения порового пространства и, как следствие, проницаемости. Плотность пород увеличивается с глубиной прежде всего за счет сокращения объемного содержания пор большего диаметра, доля участия которых в проницаемости значительная и может быть преобладающей [5].

С увеличением глубины и ростом температуры уменьшается вязкость фильтрующегося флюида и связанной воды. Связанная вода переходит в рыхлосвязанную или свободную, при этом увеличивается доля порового пространства, способная к фильтрации.

В платформенных условиях наиболее надежными экранирующими свойствами обладают глинистые породы на глубине 1,5–3,5 км, что соответствует раннему и среднему катагенезу. Возможно, это одна из причин того, что основная часть запасов УВ в мире открыта в интервале глубин 1–3 км [10]. При больших глубинах глины переходят в аргиллиты, экранирующие свойства пород повышаются, но одновременно снижается пластичность и повышается способность к образованию трещин, что ухудшает их качество как покрышек.

Глинистые породы суходудинской свиты в условиях среднего катагенеза обладают повышенной экранирующей способностью благодаря их сохранению в разрезе, разбуханию и значительному

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 2. Распределение глинистых покрывшек в суходудинской свите по данным ГИС, скв. Северо-Соленинская-14
Fig. 2. Distribution of clay caprocks in the Sukhodudinsky formation in accordance with well log data, North-Soleninsky-14 well

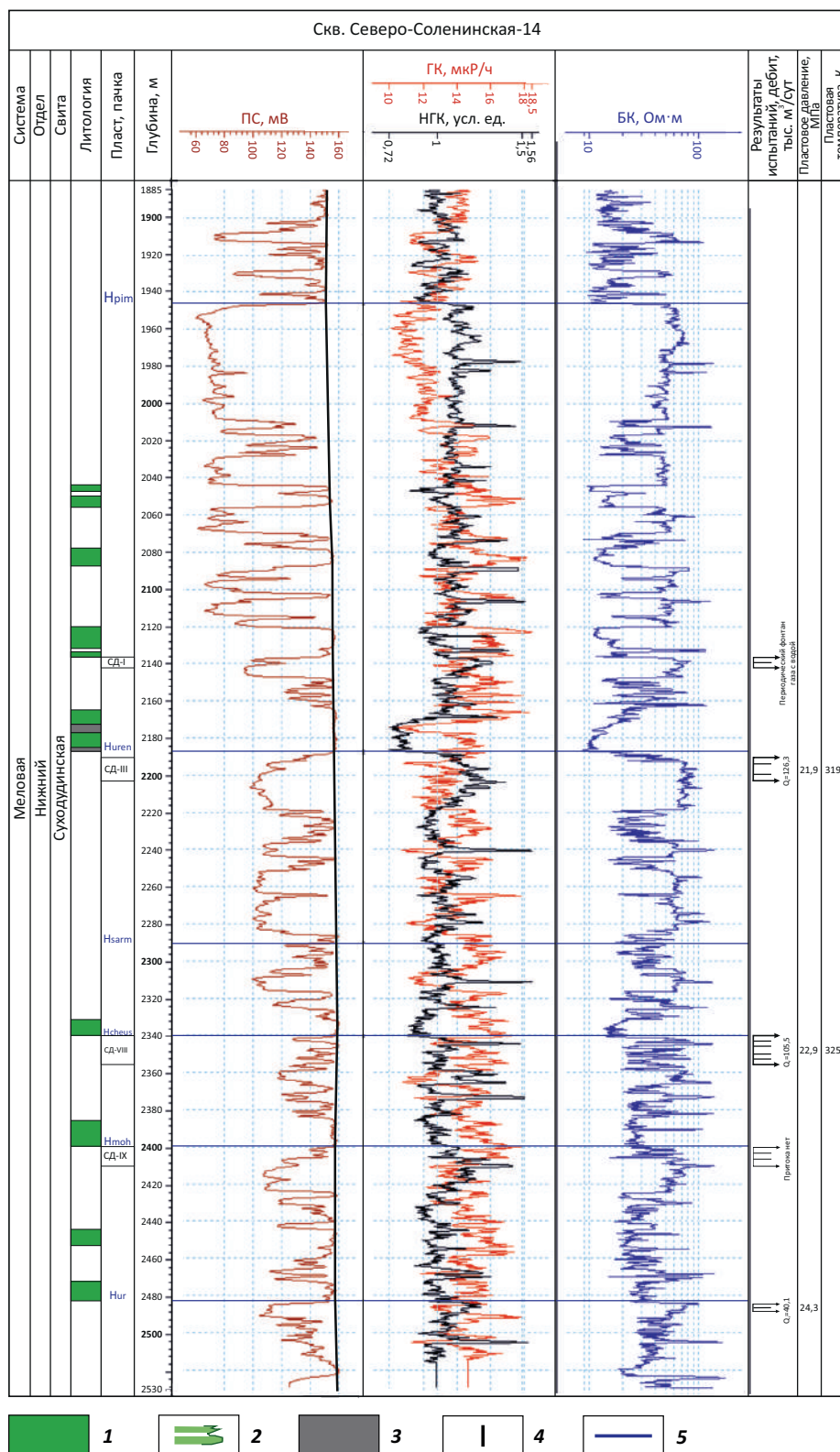
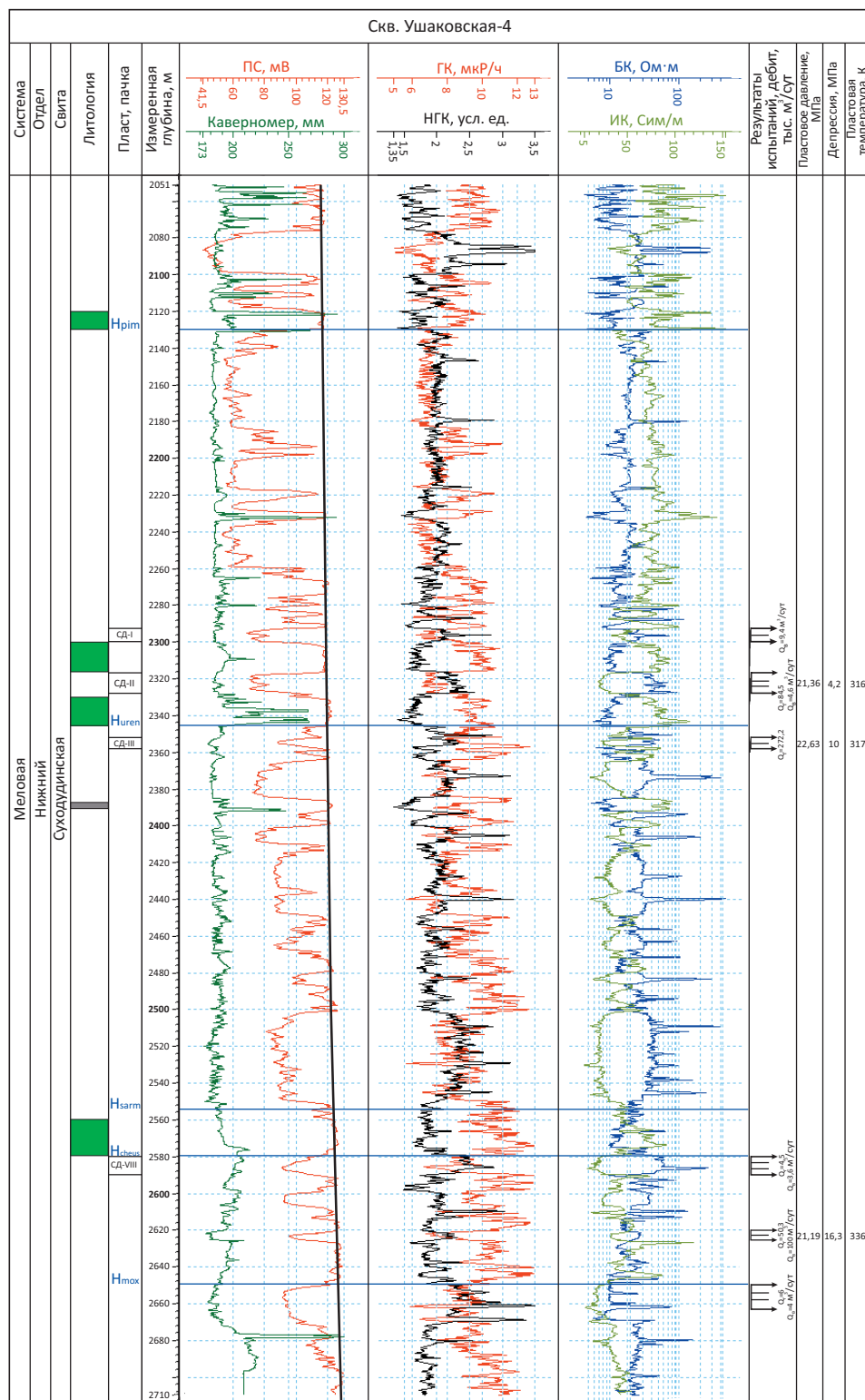


Рис. 3. Распределение глинистых покрывок в суходудинской свите по данным ГИС, скв. Ушаковская-4

Fig. 3. Distribution of clay caprocks in the Sukhodudinsky formation in accordance with well log data, Ushakovsky-4 well

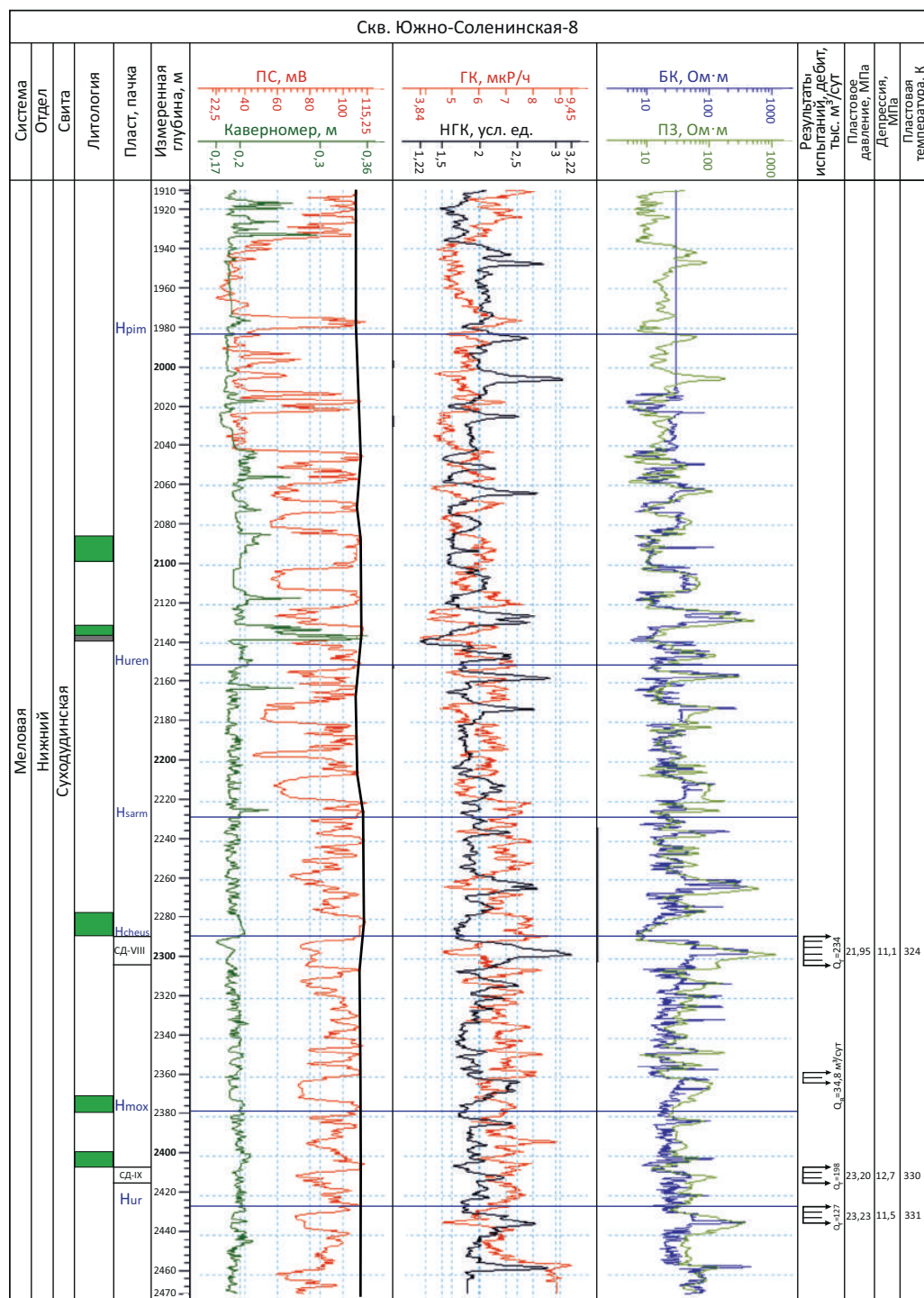


Усл. обозначения см. на рис. 2

For other legend items see Fig. 2

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 4. Распределение глинистых покрывок в суходудинской свите по данным ГИС, скв. Северо-Соленинская-8
Fig. 4. Distribution of clay caprocks in the Sukhodudinsky formation in accordance with well log data, North-Soleninsky-8 well



Усл. обозначения см. на рис. 2

For other legend items see Fig. 2

Табл. 1. Стадии и этапы литогенеза глинистых покрышек и пород [4]

Tab. 1. Stages and phases of clay seal and rock lithogenesis [4]

Стадии литогенеза	Этапы литогенеза	Глубина нижней границы, м	Давление на нижней границе, МПа	Температура на нижней границе, °С	Ассоциации глинистых минералов	Отражательная способность витринита, 10R ^a	Пористость, %	$K_{пр}, 10^{-3} \text{ мкм}^2$	Влажность, %
Диагенез	Ранний	8–15	0,15	10–15	Монтмориллонит, гидрослюда, каолинит, смешанослойные		60–75	2–0,3	45–95
	Поздний	80–300 (500)	2–10	15–20	Монтмориллонит, гидрослюда, каолинит, смешанослойные		35–45	2–0,3	30–45
Катагенез	Ранний	900–1800 (2000)	20–30	20–30	Гидрослюда, монтмориллонит, смешанослойные, каолинит	65–75	16–25	$10^{-1}–10^{-3}$	10–18
	Средний	2100–3000	60–80	60–80	Гидрослюда, смешанослойные, хлорит	75–80	4–12	$10^{-3}–10^{-5}$	3–5
	Поздний	2600–5000	120–200	120–200	Гидрослюда, хлорит	80–90	2–4	$10^{-2}–10^{-3}$	1–2
Метагенез	–	10000–15000	> 200	> 200	Диоктаэдрическая гидрослюда, серицит, хлорит		1–2	$> 10^{-3}$	–

Табл. 2. Классификационная схема глинистых покрышек ПХГ [7]

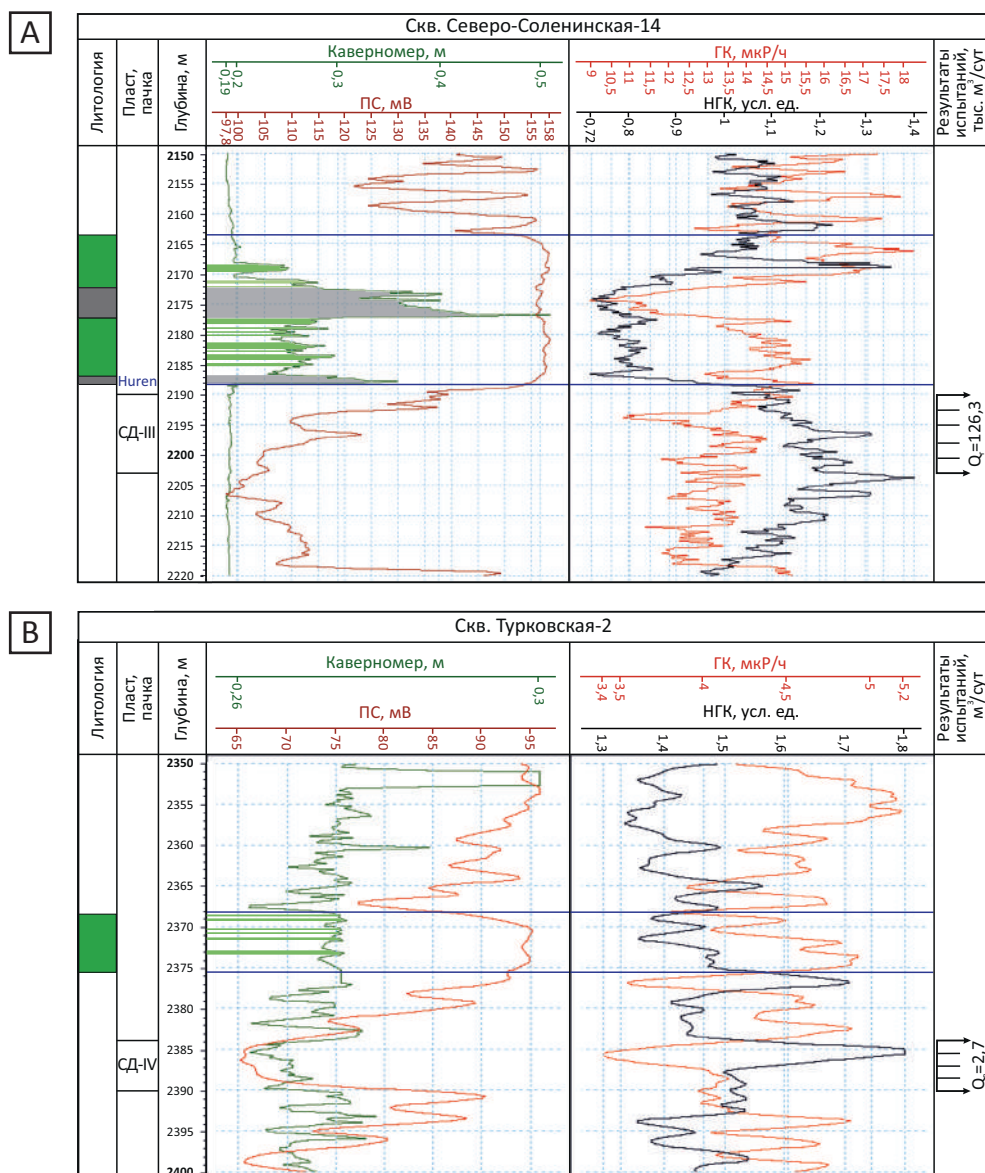
Tab. 2. Classification scheme of UGS clay seals [7]

Экранирующая способность	Условия накопления осадков	Гранулометрический состав пород	Структурный коэффициент	Минеральный состав глинистой фракции	Отношение разбухающих/неразбухающих минералов	Диаметр преобладающих пор, мкм / максимальный диаметр пор, мкм (давление прорыва, МПа)	Толщина покрышки
Высокая	Удаленные участки шельфа	Глинистая фракция (> 60 %) при высоком содержании мелкого алеврита и примеси (< 3 %) песчаного материала	< 0,2	Смектит, смешанослойный (иллит-смектит), иллит	> 0,8	0,02–0,064/0,32 (> 7)	Надежно экранируют объекты закачки при толщинах 5–7 м
Средняя	Шельф средних глубин и дистальные участки аванделиты	Глинистая и алевритовая фракции (35–50 %), песчаный материал до 10 %	0,2–0,5	Иллит, каолинит, смешанослойный (иллит-смектит)	0,2–0,8	0,02–0,064/0,64 (4–7)	> 10 м, при значительной толщине (> 20 м) и наличии резервной покрышки возможно проведение закачки без предварительных гидродинамических исследований
Низкая	Мелководный шельф, заливно-лагунное мелководье	Глинистая и алевритовая фракции в равном количестве, песчаный материал 8–15 %	0,5–0,8	Иллит, каолинит, хлорит	< 0,2	0,02–0,064/1,0 (< 4)	Не менее 20 м, необходимо проведение гидродинамических исследований герметичности покрышки. Обязательно наличие резервной покрышки

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 5. Пример выделения разбухающих глин по кавернометрии

Fig. 5. An example of swelling clay identification using caliper logging data



Интервалы: А — газонасыщенный, В — водонасыщенный.

Усл. обозначения см на рис. 2

Intervals: A — gas-saturated, B — water-saturated.

For other legend items see Fig. 2

увеличению плотности за счет уменьшения пористости (см. табл. 1).

5. Толщина покрышки является важной характеристикой. Способность породы пропускать нефть или газ определяется уравнением Дарси:

$$Q = \frac{K_{\text{пр}} \Delta P F}{\mu \Delta H},$$

где Q — расход флюида через покрышку, м³/сут; $K_{\text{пр}}$ — проницаемость покрышки, 10^{-3} мкм²; ΔP — депрессия

на покрышку, Па; F — площадь фильтрации, м²; μ — вязкость фильтрующегося флюида, Па · с; ΔH — толщина покрышки, м.

При фиксированной проницаемости расход флюида через покрышку за единицу времени уменьшается при увеличении ее толщины. Реальная картина намного сложнее — изменение толщины глинистой покрышки сопровождается изменением коллекторских свойств, в частности, проницаемости. По результатам анализа данных месторождений

А.А. Плотниковым были установлены эмпирические связи о примерных соотношениях высоты залежи (H_z , м) и толщины лучших глинистых покрывок (H_n , м): для газовых залежей — 4:1, для нефтяных — 7:1. Подобные соотношения теоретически получены В.М. Добрыниным [11]. Приведенные в табл. 3 соотношения установлены на существующих месторождениях, поэтому такие покрывки являются надежными.

По керну и данным ГИС могут быть выявлены характеристики глины-покрывки, к ним относятся:

1) толщина глинистой покрывки и наличие прослоев другого литологического состава (глинистый песчаник, алевролит, аргиллит, уголь, растительные остатки). Однородность глин по составу устанавливается по дифференциации и уровню записи используемых методов ГИС;

2) минеральный состав глины;

3) коллекторские свойства глины;

4) относительная дисперсность глинистого материала, которая оценивается по положению линии глин на диаграмме ПС.

В скважинах, продуктивность которых доказана испытаниями, выделены надежные глинистые покрывки и определены их признаки согласно пунктам 1–4. На основании полученных признаков в этом же стратиграфическом интервале выделены глины с подобными характеристиками в водоносных и неиспытанных продуктивных скважинах.

При выделении флюидоупоров учитывалось следующее основное положение — при получении притоков УВ из коллектора за покрывку принимается первый, выше верхнего интервала испытаний пласт глин при условии, что коллекторы, расположенные выше потенциальной покрывки, являются водоносными.

В первую очередь рассмотрены глинистые покрывки в скважинах Северо-Соленинская-14, Ушаковская-4, Южно-Соленинская-8, из которых по испытаниям суходудинской свиты получены притоки газа (см. рис. 2–4).

В скважинах, продуктивность которых доказана испытаниями, газонасыщенным является интервал разреза от пластов глин пимской пачки до подошвы суходудинской свиты. В этом интервале выделяется несколько пачек, состоящих из песчаников и глин, которые могут быть покрывками, и каждая пачка при благоприятных условиях может вмещать газовую залежь.

В скв. *Северо-Соленинская-14* наблюдается тенденция повышения уровня линии глин с увеличением глубины, что является признаком возрастания дисперсности глин, которая достигает максимума у подошвы чеускинской пачки. С увеличением дисперсности глинистого материала уменьшается проницаемость, т. е. глины в области повышения уровня линии глин имеют лучшие экранирующие свойства.

Притоки газа получены из трех интервалов испытаний. В интервале 2320–2494 м были испытаны три пласта, один из которых оказался сухим, из двух получены притоки газа ($СД_{IX}$, $СД_{VIII}$). Испытанные пласты перекрываются глинами толщиной 9 м в интервале 2482–2473 м, 14 м — 2400–2386 м и 9 м — 2340–2331 м, эти глины относятся к урьевской, моховой (пласт $СД_{IX}$) и чеускинской ($СД_{VIII}$) пачкам. По положению в разрезе относительно интервалов испытаний эти глины являются потенциальными покрывками.

По таким характеристикам, как дисперсность глинистого материала по ПС, ГК, НГК, сопротивлению по БК и наличию разбухающей глины по ДС, к покрывке можно отнести слой глин толщиной 9 м (2340–2331 м), ниже которого получен приток газа из пласта $СД_{VIII}$. Выше этой покрывки испытания не проводились, но по данным ГИС (БК, НГК) коллекторы являются водоносными.

Глины в интервалах 2400–2386 и 2482–2473 м неоднородны, ствол скважины в таких глинах не размыт, т. е. глины представлены неразбухающим глинистым материалом. Глина толщиной 14 м (2400–2386 м) характеризуется повышенным сопротивлением по БК, что вызвано наличием плотных неоднородностей. По этим характеристикам экранирующие возможности глин ниже, чем глины в интервале 2340–2331 м, которую авторы статьи приняли за покрывку.

Выше по разрезу (интервал 2220–2120 м) получен приток газа из интервала 2204–2190 м (пласт $СД_{III}$). Этот интервал перекрывается пластом глин толщиной 24,7 м (2188,2–2163,5 м). По ДС, ГК, НГК и БК пласт является неоднородным и включает два пласта угля: толщиной 5,2 м (2177,3–2172,1 м) и 1,5 м (2188,2–2186,7 м) (см. рис. 2). При общей толщине по ПС 24 м на глины приходится 18 м, они разделены на два пласта пачкой углей толщиной 5,2 м. Выше и ниже угольного пласта залегают слои глин толщиной 8,6 м (2172,1–2163,5 м) и 9,4 м (2186,7–2177,3 м).

Выше по разрезу расположен пласт-коллектор $СД_I$, который перекрыт глиной толщиной 16 м (2136–2120 м). По характеристикам ГИС эта глина является потенциальной покрывкой. По испытаниям пласта в интервале 2220–2190 м коллектор характеризуется пониженным сопротивлением относительно газоносного и, вероятно, является водоносным. По испытаниям получено периодическое фонтанирование газа с водой, вызванное, при отсутствии технических причин, поступлением газа через расположенные ниже слои глин толщиной 8,6 и 9,4 м. В этом случае глины не являются качественными покрывками. Газ фильтруется в водоносный пласт при создании депрессии в процессе испытаний. При закрытии скважины давление в пласте восстанавливается и фильтрация газа в пласт прекращается. При последующих открытиях скважины происходит фонтанирование газом с водой, а поскольку количество газа, посту-

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Табл. 3. Соотношения между высотой залежи и толщиной покрышки (Плотников А.А., 1968)**Tab. 3.** Relations between hydrocarbon column height and seal thickness (Plotnikov A.A., 1968)

Залежь	Температура, °С	Соотношения
Газовая	40	$H_{зг} \leq 4H_n$
"	60	$H_{зг} \leq 2H_n$
Нефтяная	40	$H_{зн} \leq 17H_n$
"	60	$H_{зн} \leq 7H_n$

пающего через нижележащие глины в пласт, меньше количества отбираемого при испытаниях газа, то фонтанирование прекращается.

Итак, в скв. Северо-Соленинская-14 покрышкой является слой глин толщиной 9 м, который относится к чеускинской пачке. Слои глин толщиной 8,6 и 9,4 м, относящиеся к уренгойской пачке, не являются надежными покрышками. При создании депрессии на расположенный выше водоносный пласт, газ может фильтроваться через эти глины.

Скв. Ушаковская-4. В уренгойской пачке выделено два пласта глин толщиной 16 м в интервалах 2346–2330 и 2316–2300 м (см. рис. 3). Притоки газа отмечены из коллекторов (СД_{III}, СД_{II}), расположенных непосредственно под покрышками. Приток пластовой воды получен из пласта СД_I (2300–2292 м), расположенного непосредственно над верхним слоем глин (2316–2300 м). Этот слой глин, безусловно, является покрышкой, поскольку ниже глины был испытан пласт СД_{II} (2332–2318 м), из которого получен приток газа (дебит 84,5 тыс. м³/сут) с водой (4,6 м³/сут). Наличие воды может быть обусловлено заколонным перетоком из вышерасположенного водоносного пласта СД_I или наличием газовой контактной зоны.

Пласт глин в интервале 2346–2330 м представлен тонким чередованием пропластков и, возможно, включает пласты углей толщиной около 1 м. В этом случае глины могут содержать углистый детритовый материал, иметь пониженную проницаемость и быть надежной покрышкой для пласта СД_{III}.

Небольшие притоки газа с водой получены из интервала 2670–2580 м. В кровле интервала выделяется пласт глин (2580–2560 м) толщиной 20 м, который по характеристикам может быть покрышкой.

Итак, в разрезе скв. Ушаковская-4 надежно выделены покрышки толщиной 16 м (2316–2300 и 2346–2330 м), а также потенциальная покрышка в чеускинской пачке (пласт СД_{VIII}) толщиной 20 м.

Скв. Южно-Соленинская-8. Притоки газа получены из трех интервалов, которые относятся к урьевской, моховой (пласты СД_{X-XI}) и чеускинской (СД_{VIII}) пачкам, приток пластовой воды получен из коллектора в интервале 2374–2360 м (см. рис. 4).

Ниже водоносного пласта (2366–2360 м) выделяется пласт глины толщиной 8 м (2380–2372 м), который по характеристикам не отличается от других «рядовых» глин в разрезе и не является покрышкой. Расположенные ниже пласты алевролитов и песчаников, вероятно, водонасыщенные.

Покрышкой для газонасыщенных пластов в интервале 2472–2408 м служит глина толщиной 8 м (2408–2400 м). Также покрышкой является слой глин в интервале 2291–2278 м толщиной 13 м, ниже которого расположен газонасыщенный (по испытаниям) коллектор (пласт СД_{VIII}), выше — водонасыщенный коллектор (по данным ГИС).

Слои глин выделяются выше в интервалах 2139–2132 и 2098–2086 м. Глина по ПС в интервале 2139–2132 м толщиной 7 м содержит пласт углей толщиной 3 м, толщина глины составляет 4 м. Из-за неоднородности и малой толщины эта глина покрышкой не является. Коллектор, залегающий непосредственно под глиной толщиной 12 м (2098–2086 м), и коллекторы малой толщины в интервале 2158–2139 м по данным ГИС водонасыщенные.

Итак, в скв. Южно-Соленинская-8 выделенные по испытаниям и данным ГИС покрышки имеют толщины 8 и 12 м.

Из рассмотренных скважин, продуктивность которых доказана испытаниями, толщины глинистых покрышек в суходудинской свите составляют 10; 18; 9; 16; 20; 13; 12; 9 м.

В табл. 4 приведены результаты определения толщин глинистых покрышек и разбухающих глин для газонасыщенных скважин и толщин потенциальных покрышек в водонасыщенных скважинах. Все выделенные покрышки в 3 газонасыщенных скважинах и потенциальные покрышки в 11 водонасыщенных содержат разбухающие глины. Толщины глинистых покрышек изменяются от 5 до 20 м. Толщины разбухающих глин в газонасыщенных скважинах изменяются от 3 до 12 м, в водонасыщенных — от 2 до 5 м.

Экранирующие свойства глинистых пород существенно зависят от условий накопления глинистых осадков. Все разнообразие глинистых покрышек, отличающихся по экранирующим свойствам, сводится к трем основным фациальным условиям:

— фации глинистых осадков глубоководной части шельфа. На этапах трансгрессий формируются покрышки минимальной проницаемости с максимальными экранирующими свойствами. Покрышки, сложенные глубоководными глинами шельфа, имеют региональный характер;

— фации глинистых и алевроитоглинистых осадков шельфа средней глубины характеризуются средними экранирующими свойствами и являются зональными;

— фации глинисто-алевритовых и алевритовых осадков мелководного шельфа и заливно-лагунного

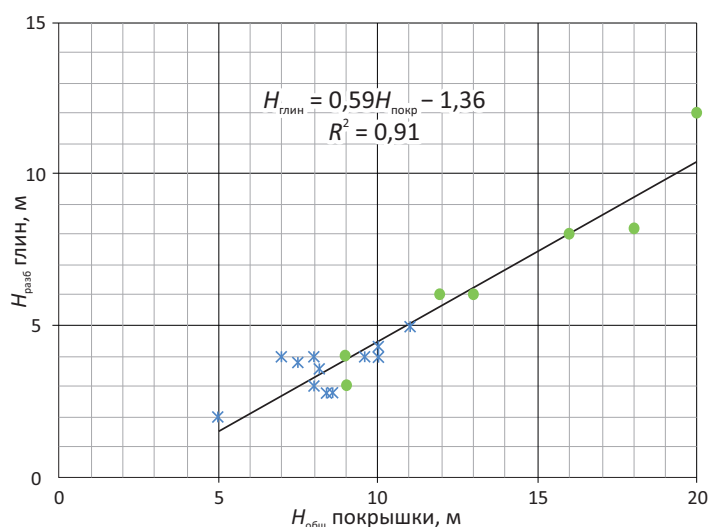
Табл. 4. Характеристики покрышек

Tab. 4. Seals parameters

Скважина	Толщина покрышки, м	Толщина разбухающих глин, м	Относительное содержание разбухающих глин, %	Толщина суходудинской свиты, м
Северо-Соленинская-14	10 18 9	4 8,2 3	40,0 45,6 33,3	≥ 645
Ушаковская-4	16 20	8 12	50,0 60,0	≥ 669
Южно-Соленинская-8	13 12 9	6 6 4	46,2 50,0 44,4	562
Зимняя-2	8	4	50,0	270
Зимняя-3	7	4	57,1	251
Зимняя-4	11	5	45,5	266
Зимняя-6	10	4	40,0	267
Турковская-2	8,6 8,4	2,8 2,8	40,0 33,3	709
Семеновская-1	10	4	40,0	281
Майская-1	8	4	50,0	393
Мессояхская-1	8	4	50,0	255
Нижнехетская-1	8	3	37,5	298
Нижнехетская-2	7	4	57,1	289
Нижнехетская-4	5	2	40,0	292

Рис. 6. Зависимость суммарной толщины разбухающих глин в глинистых покрышках от толщины покрышки

Fig. 6. Total thickness of swelling clay in clay caprocks as a function of a seal thickness



1

2

Пласты (1, 2): 1 — водонасыщенные, 2 — газонасыщенные

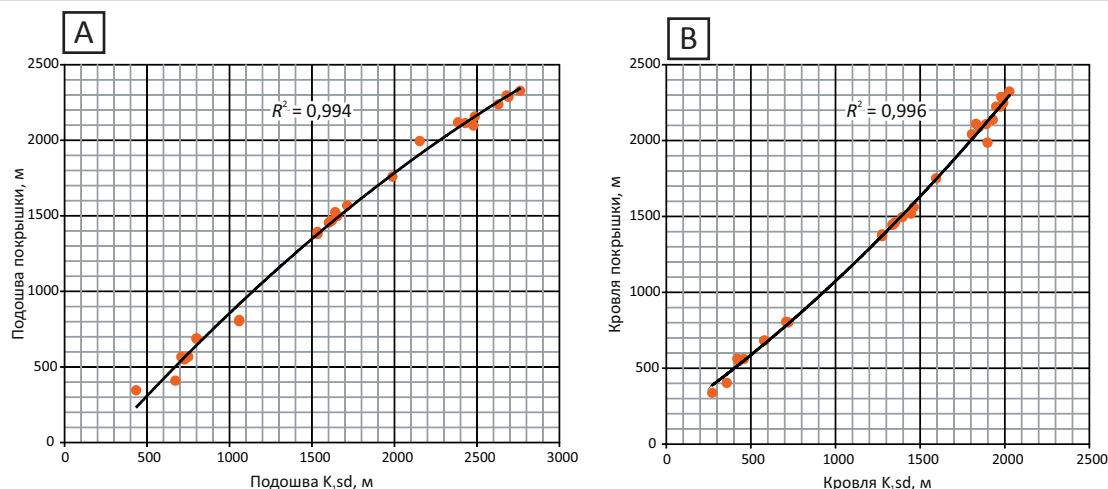
Beds (1, 2): 1 — water-saturated, 2 — gas-saturated



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 7. Зависимость абсолютной глубины подошвы (А) и кровли (В) глинистых покрывшек от подошвы и кровли суходудинской свиты (K_{1sd})

Fig. 7. The dependence of subsea depth of clay caprock bottom (A) and top (B) from the Sukhodudinsky Fm (K_{1sd}) bottom and top



мелководья имеют низкие экранирующие свойства и являются локальными или зональными.

Толщины потенциальных покрывшек в водоносных скважинах изменяются от 5 до 11 м. В водоносных скважинах диапазон изменения толщин покрывшек смещен в сторону меньших значений (5–11 м), относительно газонасыщенных — 9–20 м. При сопоставлении этих интервалов покрывшки толщиной менее 9 м относятся к водоносным скважинам, в диапазоне толщин 9–11 м скважины могут быть насыщены как водой, так и газом, больше 11 м — могут относиться к газонасыщенным.

Покрывшки с толщиной разбухающих глин менее 3 м распространены в водонасыщенных скважинах, с толщиной 3–5 м характерны для водоносных и газонасыщенных скважин и больше 5 м — газонасыщенных скважин. Между толщинами разбухающих глин и включающих их глинистых покрывшек существует зависимость: наблюдается тенденция уменьшения толщин покрывшек и содержания разбухающих глин в водоносных скважинах (рис. 6). Из зависимости также следует, что охарактеризованность покрывшки только толщиной может быть недостаточной. Кроме толщины покрывшки следует использовать толщину разбухающих глин, которые содержит покрывшка.

Оценка качества покрывшек возможна при учете их толщины и содержания разбухающих глинистых минералов. В нашем случае глины толщиной менее 9 м при толщине разбухающих глин менее 3 м покрывшками не являются; глины с толщинами 9–11 м при толщине разбухающих глин от 3 до 5 м — надежные покрывшки, как и покрывшки толщинами более 11 м и с толщиной разбухающих глин более 5 м.

Скважины пробурены на 12 структурах, на 9 из которых покрывшки содержат разбухающие глины (см. табл. 4). На 9 структурах пробурено более одной скважины, причем покрывшки содержат разбухающие

глины не во всех скважинах, т. е. разбухающие глины распределены локально и потенциальные покрывшки могут иметь «окна».

Положение покрывшки в разрезе для заданной глинистой пачки определяется абсолютными глубинами кровли и подошвы суходудинской свиты (рис. 7). Высокие коэффициенты корреляции служат основанием для прогноза абсолютных глубин кровли и подошвы покрывшек.

Выводы

1. По термодинамическим условиям залегания покрывшки суходудинской свиты в пределах Танамо-Малохетского мегавала находятся в условиях ранней и средней стадий катагенеза. Экранирующая способность покрывшек изменяется от высокой до низкой. Повышенную экранирующую способность имеют покрывшки в условиях среднего катагенеза.

2. Выделение разбухающих глин в разрезе возможно по кавернометрии.

3. Экраны и потенциальные покрывшки суходудинской свиты содержат разбухающие глины. Установлена зависимость толщин разбухающих глин от общей толщины покрывшки. Качество флюидоупоров повышается с ростом общей толщины покрывшки и увеличением толщин разбухающих глин.

4. При общей толщине глин более 11 м и толщине разбухающих глин более 5 м глины — надежные покрывшки. Глины толщиной менее 9 м и с толщиной разбухающих глин менее 3 м не являются флюидоупорами.

5. Получены зависимости абсолютных глубин кровли и подошвы покрывшек от абсолютных глубин кровли и подошвы суходудинской свиты, что служит основанием для прогноза наличия и положения покрывшек в терригенных разрезах мезозойских отложений западной части Енисей-Хатангской НГО.

Литература

1. Афанасенков А.П., Сурова Н.Д., Левчук Л.В., Киселев А.А., Копилевич Е.А. Емкостная характеристика коллекторов юрско-меловых отложений Гыданской и западной части Енисей-Хатангской НГО // Геология нефти и газа. – 2017. – № 4. – С. 45–54.
2. Глаголев П.Л., Мазанов В.Ф., Михайлова М.П. Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского прогиба. – М. : Изд-во ИГиРГИ, 1994. – 117 с.
3. Головин С.В. Классификация нефтегазоносных комплексов мезозоя Енисей-Хатангского прогиба // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2009. – Т. 4. – № 1. – С. 1–21.
4. Осипов В.И., Соколов В.И., Еремеев В.В. Глинистые покрышки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Наука, 2001. – 238 с.
5. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. – М. : Недра, 1969. – 368 с.
6. Клубова Т.Т., Королев Ю.М., Розникова А.П. и др. Поровое пространство и органическое вещество коллекторов и покрышек. – М. : Наука, 1986. – 95 с.
7. Семенов Е.О., Семенова О.Г. Изучение литологического состава глинистых пород. Новый метод оценки герметичности покрышек при создании ПХГ в водоносных пластах // Наука и техника в газовой промышленности. – 2004. – № 3–4. – С. 17–20.
8. Городнов В.Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении. – М. : Недра, 1984. – 229 с.
9. Вендельштейн Б.Ю. Исследование разрезов нефтяных и газовых скважин методом собственных потенциалов. – М. : Недра, 1966. – 206 с.
10. Габриэлянц Г.А., Дикенштейн Г.Х., Размышляев А.А., Лоджевская М.И. Основные закономерности размещения углеводородных скоплений в СССР и за рубежом. – М. : Изд-во ВИЭМС, 1989. – 44 с.
11. Добрынин В.М. Физические модели глинистых пород-экранов залежей УВ // Геология нефти и газа. – 1989. – № 5. – С. 2–4.

References

1. Afanasenkov A.P., Surova N.D., Levchuk L.V., Kiselev A.A., Kopilevich E.A. Capacitive characteristics of reservoirs of Jurassic – Cretaceous deposits of the gidan and western part of the Yenisei-Khatanga oil and gas bearing areas. *Oil and gas geology*. 2017;(4):45–54.
2. Glagolev P.L., Mazanov V.F., Mikhailova M.P. Geology and petroleum potential of the Yenisei-Khatanga Depression. Moscow: Izdatelstvo IGIrGI; 1994. 117 p.
3. Golovin S.V. Classification of mesozoic oil-gas complexes of the Yenisei-Khatanga trough. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika = Petroleum Geology — Theoretical and Applied Studies*. 2009;4(1):1–21.
4. Osipov V.I., Sokolov V.I., Eremeev V.V. Argillaceous caprocks of oil and gas fields. Moscow: Nauka; 2001. 238 p.
5. Khanin A.A. Oil and gas reservoir rocks and their studies. Moscow: Nedra; 1969. 368 p.
6. Klubova T.T., Korolev Yu.M., Roznikova A.P. et al. Pore space and organic matter of reservoirs and seals. Moscow: Nauka; 1986. 95 p.
7. Semenov E.O., Semenova O.G. Studies of argillaceous rocks lithology. Building UGS in water-bearing beds: new method of sealing capacity assessment. *Nauka i tekhnika v gazovoi promyshlennosti*. 2004;(3–4):17–20.
8. Gorodnov V.D. Physical and chemical methods of drilling problems prevention. Moscow: Nedra; 1984. 229 p.
9. Vendel'shtein B.Yu. Studies of oil and gas well columns using self-potential logging. Moscow: Nedra; 1966. 206 p.
10. Gabrielyants G.A., Dikenshtein G.X., Razmyshlyayev A.A., Lodzhevskaya M.I. Major patterns of hydrocarbon accumulations distribution in USSR and abroad. Moscow: Izdatelstvo VIEMS; 1989. 44 p.
11. Dobrynin V.M. Physical models of clay rocks — HC pools' caprocks. *Oil and gas geology*. 1989;(5):2–4.

КАЛЕНДАРЬ

НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

ежегодные



24-29 сентября
2018 / Сочи

Международная научно-практическая конференция
Строительство и ремонт скважин.

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
ИНФОРМАЦИОННЫЙ
ПАРТНЕР



Отраслевой журнал
«Нефтегазовая вертикаль»

ОРГАНИЗАТОР



ООО «НПФ «Нитро»

22-27 октября
2018 / Сочи

Международная научно-практическая конференция
Интеллектуальное месторождение:
инновационные технологии от скважины
до магистральной трубы.

ОРГАНИЗАТОРЫ



ООО «Издательский дом
«Нефть. Газ. Новации»



ООО «НПФ «Нитро»

Март 2019

Международная научно-практическая конференция
Инновационные технологии в процессах сбора, подготовки и
транспортировки нефти и газа. Проектирование, строительство,
эксплуатация и автоматизация производственных объектов.

ОРГАНИЗАТОР



ООО «НПФ «Нитро»

Май 2019

Международная научно-практическая конференция
Современные технологии капитального ремонта скважин и
повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития.

ОРГАНИЗАТОР



ООО «НПФ «Нитро»

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ



ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА



УДК 553.98+553.048(571.1)

DOI 10.31087/0016-7894-2018-5-51-59

Методические подходы к подсчету запасов баженовской свиты

© 2018 г. | В.И. Петерсилье, Н.В. Комар, С.М. Френкель

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия;
vipetersilie@mail.ru; komar@vnigni.ru; frenk@vnigni.ru

Поступила 12.06.2018 г.

Принята к печати 15.08.2018 г.

Ключевые слова: коллектор; подсчет запасов; баженовская свита; нефтегазонасыщенность.

Предложен алгоритм подсчета запасов отложений баженовской свиты объемным методом одного из месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В скважинах месторождения предлагается выделять коллекторы двух типов. Коллекторы I типа — это поровые коллекторы, эффективные толщины которых устанавливаются по прямым качественным признакам — по данным ГИС и керна. Коллекторы II типа выделяются в интервалах работающих толщин после гидроразрыва пласта или другого воздействия по данным промыслово-геофизических исследований. Пористость и нефтенасыщенность определяются по керну и ГИС. Предложенный алгоритм позволяет в качестве коллекторов выделять не литотипы или пласты с определенной геохимической характеристикой, а проницаемые интервалы, характеризующиеся наличием прямых признаков или притоков по промыслово-геофизическим исследованиям.

Для цитирования: Петерсилье В.И., Комар Н.В., Френкель С.М. Методические подходы к подсчету запасов баженовской свиты // Геология нефти и газа. — 2018. — № 5. — С. 51–59. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-51-59.

Methods for the Bazhenov formation reserves assessment

© 2018 | V.I. Petersil'e, N.V. Komar, S.M. Frenkel'

FGBU «All-Russian Research Geological Oil Institute», Moscow, Russia; vipetersilie@mail.ru; komar@vnigni.ru; frenk@vnigni.ru

Received 12.06.2018

Accepted for publication 15.08.2018

Key words: reservoir; reserves calculation; Bazhenov formation; oil and gas saturation.

The authors propose an algorithm using the volumetric method for reserves calculation of the Bazhenov Fm in one of the fields within the West Siberian Petroleum Province. It is suggested to consider two reservoir types. 1st type reservoir is a porous reservoir with net thickness determined in accordance with the direct qualitative features on the basis of log and core data. 2nd type reservoir is identified on the basis of PL data in the producing intervals after fracturing or some other stimulation/treatment. Before fracturing, total reservoir thickness over the well is determined basing on the statistically revealed relationship between thickness of 1st and 2nd type reservoirs. Porosity and oil saturation are determined from core and log data. The proposed algorithm allows to identify as reservoirs the permeable intervals characterised by the direct qualitative indicators or inflows in accordance with PLT, instead of lithotypes or beds with certain geochemical features. Reserves calculation in the Bazhenov Fm is possible only when the most advanced methods of site and section exploration using seismic, core, and log data are applied together with the focused formation testing efforts. One cannot hope for success by means of processing a large number of wells with old materials for such a complicated object. The presented reserves assessment algorithm should be considered a purely engineering solution; the authors believe that analysis of all the material compiled on the problem allows making a conclusion that today there is still no rigorous solution for reserves assessment in the Bazhenov-type formations.

For citation: Petersil'e V.I., Komar N.V., Frenkel' S.M. Methods for the Bazhenov formation reserves assessment. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(5):51–59. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-51-59.

В 2017 г. Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых Роснедра было утверждено «Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции» [1]. Авторы статьи попытались по возможности использовать подходы, описанные в документе ГКЗ, для подсчета запасов нефти одного из месторождений в этом регионе. При обосновании площади залежи, категоризации запасов, коэффициента извлечения нефти эти подходы были применены, однако по дру-

гим вопросам использовать положения утвержденного документа практически не удалось.

До утверждения «Временного методического руководства...» [1] подсчет запасов в отложениях баженовской свиты проводился по упрощенной схеме, суть которой заключалась в следующем:

— за эффективные толщины ($H_{эф}$) в скважинах принималась 1/3 (иногда 1/4) общей толщины свиты (H);

— пористость коллекторов принималась по результатам отдельных измерений на керне и в среднем составляла 8 %;

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

— нефтенасыщенность коллекторов принималась постоянной и равнялась 0,85, иногда 0,90;

— запасы промышленной категории C_1 выделялись только вокруг приточных скважин; запасы категории C_2 не выделялись;

— коэффициент извлечения нефти принимался на уровне 25 %. Распределение КИН залежей баженоской свиты по данным Госбаланса по Уральскому и Сибирскому ФО на 01.01.2017 г. выглядит следующим образом.

Наиболее принципиальным и максимально влияющим на объем запасов подсчетным параметром является эффективная толщина. Ранее, в 1970–1980 гг., значение $H/3$ было предложено, исходя из результатов ГИС по специальным технологиям, в первую очередь по методике двух растворов, временным замерам, исследованиям «каротаж — испытания — каротаж» и т. п. При анализе этих результатов оказалось, что эффекты от применения специальных методик есть, но, к сожалению, они проявляются на разных участках ствола скважины. Поэтому было принято решение не рекомендовать ту или иную специальную методику, а использовать постоянное соотношение между значениями эффективной и общей толщин баженоской свиты, не выделяя при этом эффективные толщины в разрезе баженоской свиты. В то же время высказывалось предположение, что именно такой подход в будущем, при наличии более надежных методов подсчета запасов, позволит легко внести исправления в Госбаланс.

Ясно, что предложенный подход, практически не использующий геолого-геофизическую информацию о разрезе (ГИС, керн, испытания), не может быть применен сейчас, когда по баженоской свите накоплен большой объем данных.

В связи с изложенным, была предложена другая методика обоснования подсчетных параметров и в целом запасов месторождения. В статье приведены результаты исследований исключительно инженерного решения оценки запасов нефти в залежах баженоской свиты. Эти исследования никак не относятся к вопросам формирования баженоской залежи, миграции УВ и т. п. Во «Временном методическом руководстве...» описан способ подсчета запасов объемным методом с использованием трех подходов — литологического, геохимического и технологического. В документе указывается, что он «...является первичным методом оценки. При наличии данных о содержании УВ в керне на основании пиролитического анализа производится уточнение запасов, устраняются противоречия с объемной моделью, а на стадии опытно-промышленной эксплуатации не только подбирается технология разработки, но и уточняются извлекаемые запасы» [1].

Рассмотрим эти подходы при решении основного, проблемного вопроса подсчета запасов в отложениях баженоской свиты — выделения коллекторов.

Выделение коллекторов

Во «Временном методическом руководстве...» указывается, что «...большинство сходится во мнении о кремнистых радиоляритах как о наилучших коллекторах, кальцитизированные и доломитизированные разности оцениваются неоднозначно, а породы, содержащие глинистую примесь, большинством исследователей относятся к неколлекторам».

В связи с этим авторы статьи предлагают выделять в разрезе свиты три класса литотипов, из которых первый класс (кремнистые радиоляриты) полностью относится к коллекторам, второй класс (карбонатизированные радиоляриты) — на 50 %, а третий (глинисто-битуминозные породы) причисляется к неколлекторам. Для выделения литотипов предлагается применять как общепринятые методики на основе результатов изучения керна и стандартного комплекса ГИС, так и методики по литотипизации на основе расширенного комплекса ГИС.

Авторы статьи считают укрупненную принципиальную литотипизацию разреза свиты вполне приемлемой в качестве общей для характеристики объекта. Однако численные значения доли коллекторов в суммарной толщине I и II классов представляются малообоснованными. Еще больше вопросов возникает по дифференциации разреза по ГИС даже при применении расширенного комплекса и использовании информации по керну. Неясно, как на практике уже сейчас (а «Рекомендации...» приняты на 18 месяцев) реализовать предложенную литотипизацию.

Авторы во «Временном методическом руководстве...» привели табл. 4.2.1, из анализа которой следует, что на практике трудно выделить толщины каждого класса с учетом того, что различные исследователи по-разному называют породы, принадлежащие одному классу. Так, в этой таблице кремнистые глинисто-кероген-кремнистые породы называются радиоляритами кремнистыми, силицитами, силицитами слабоглинистыми и т. п.

В целом выделение какого-либо литотипа в качестве коллектора нельзя признать обоснованным. Это равносильно утверждению, что кварцевый песчаник или органогенный известняк является коллектором без учета его фальтрационнo-емкостных характеристик.

Если же говорить о геохимическом подходе, то его сторонники в качестве эффективных толщин предлагают рассматривать интервалы, где отношение S_1/TOC (отношение пика содержания УВ по керну при нагреве пробы до 300 °С, достаточное для выделения подвижной нефти, к общему содержанию органического углерода) превышает пороговое значение 100 мг/г. Такой подход описан во многих работах геохимиков, например в статье [2].

Один из авторов данной статьи высказал сомнения по поводу практического применения такого подхода для оценки запасов [3]. Указывалось, что ни в

одной работе нет обоснования граничного значения $S_1/ТОС = 100$ для выделения коллекторов. Кроме того, если S_1 отражает именно содержание подвижной нефти, то учет любого другого параметра (здесь ТОС) уже лишний. Отмечалось также, что применение геохимического подхода ограничивается интервалами с отбором керна. Использование же данных ГИС для определения численных значений S_1 и ТОС, особенно в скважинах со стандартным комплексом, крайне затруднительно.

Высказанные замечания относятся только к вопросам обоснования подсчетных параметров объемным способом и никак не отрицают информативность геохимии при изучении баженовской свиты в качестве нефтематеринской толщи.

Предлагаемый во «Временном методическом руководстве...» дополнительный метод материального баланса позволяет оценить только дренируемые извлекаемые запасы, в связи с чем его применение возможно только при достаточном эксплуатационном разбуривании залежи.

Таким образом, можно констатировать, что изложенные во «Временном методическом руководстве...» положения о выделении коллекторов носят общий характер и не содержат однозначных практических рекомендаций.

Наибольший опыт освоения залежей сланцевой нефти имеется у нефтяников США. Там единственно достоверным способом оценки извлекаемых запасов нефти сланцевых коллекторов, принятым Обществом инженеров по оценке запасов нефти и газа (SPEE), является способ, основанный на анализе работы продуктивных скважин и накопленной добычи по разбуренному эксплуатационной сеткой участку [4]. Для его реализации необходимо бурение многих десятков скважин.

В России для промышленной и даже опытной разработки необходима предварительная (после открытия месторождения) оценка запасов. Поэтому вариант, предложенный SPEE, здесь не применим.

Авторы статьи предлагают альтернативный подход к выделению коллекторов в отложениях баженовской свиты. Этот подход основан на выделении в разрезе не интервалов с определенной литологией или с определенными геохимическими показателями, а в первую очередь интервалов, характеризующихся наличием проницаемости.

Этот подход авторов базируется на основных положениях промысловой геологии, когда в качестве коллектора выделяются породы, слагающие интервалы разреза, которые обладают прямыми или косвенными признаками коллектора, а проницаемость этих интервалов подтверждается результатами опробований и испытаний в открытом стволе, в том числе опробователями на каротажном кабеле или в колонне.

Перечень этих признаков и способы их установления подробно описаны в литературе, например в работе [5].

Для залежей нефти в отложениях баженовской свиты характерно, что породы, содержащие нефть, нефтепроизводящие и не являются коллектором в традиционном понимании. Эти породы (собственно баженины) характеризуются практически нулевой проницаемостью и при их испытании притока флюидов обычно не получают. А при исследовании керна его проницаемость, если он не был подвержен техногенной трещиноватости, составляет обычно сотые доли миллидарси и менее.

Промышленные притоки нефти из таких отложений получают обычно после проведения гидроразрыва пласта с закреплением трещин пропантом, т. е. эти притоки получают уже из другой, искусственно сформированной среды, свойства которой по данным исследования керна, ГИС и испытаниям, выполненным до проведения гидроразрыва пласта, определить нельзя.

Таким образом, если для обычных коллекторов эффективность воздействия на пласт влияет на объем извлекаемых запасов, то для баженовской свиты она определяет величину эффективных толщин, т. е. влияет на объем и геологических запасов.

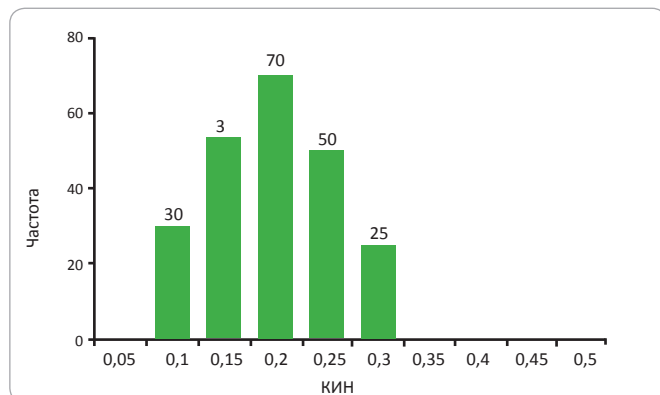
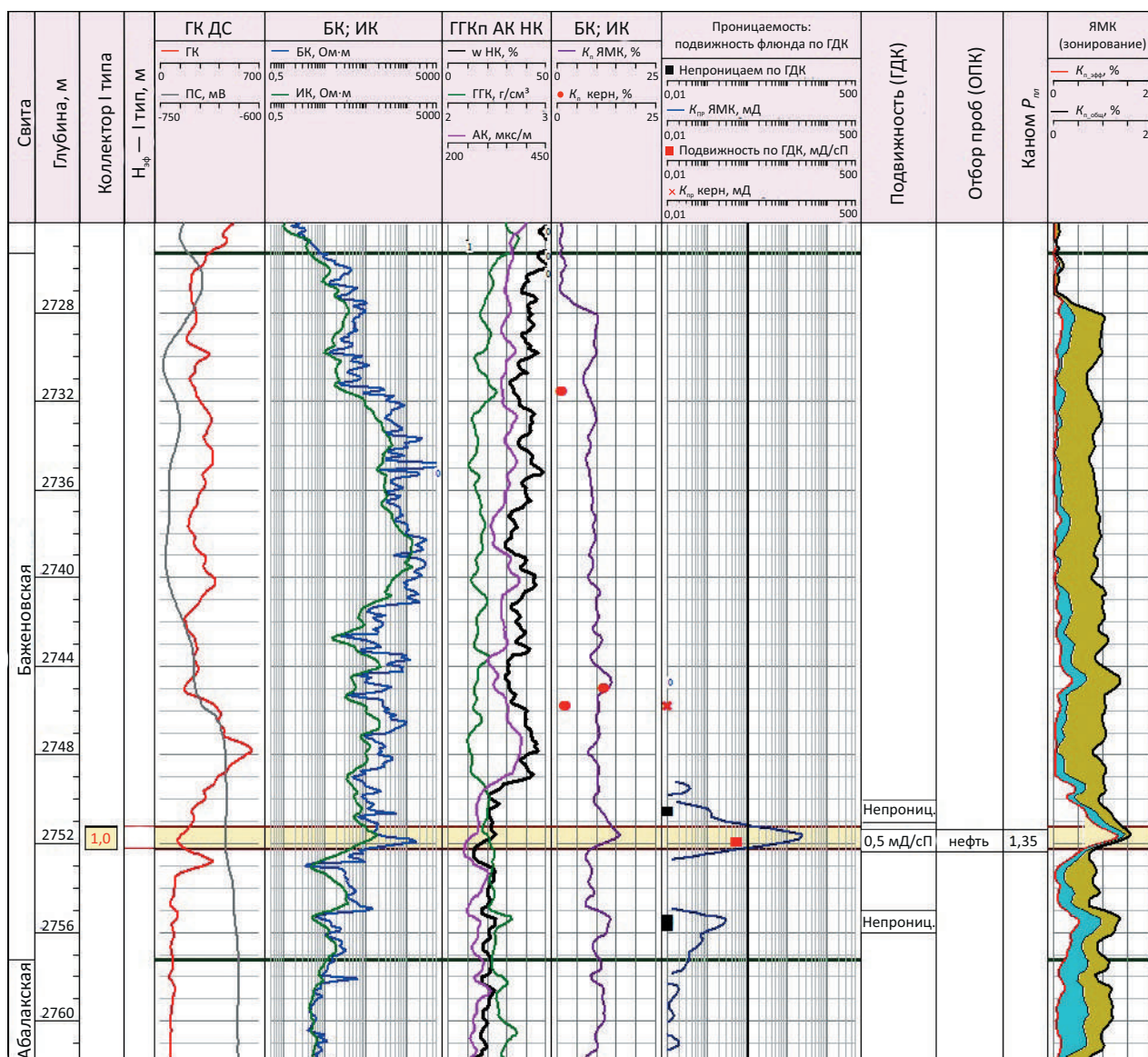
В то же время нельзя не отметить, что различные исследователи отмечали развитие в разрезе баженовской свиты маломощных коллекторов порового (трещинно-порового) типа, выделяющихся по прямым качественным признакам. Достаточно подробно о таких коллекторах написано А.Д. Алексеевым, предметно занимающимся баженовской свитой [6].

В 2015 г. при обсуждении в ГКЗ Роснедра методических подходов к подсчету запасов баженовской свиты был показан каротажный планшет с выделением по ядерно-магнитному каротажу (ЯМК) коллектора порового типа толщиной 1 м в подошве отложений баженовской свиты с последующим получением притока опробователем MDT (рис. 2).

В результате авторы статьи пришли к выводу о необходимости попытаться выделить в разрезе баженовской свиты традиционные коллекторы порового или трещинно-порового типа по прямым качественным признакам:

- наличию приращения сопротивления на кривых микрозондирования или по комплексу БК-МБК;
- наличию глинистой корки (сужению диаметра скважины);
- установлению подвижности пластового флюида (проницаемости) по данным опробователя на каротажном кабеле;
- наличию подвижного флюида по данным ЯМК;
- свечению керна в УФ-свете;
- наличию повышенных значений пористости

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Рис. 1. Распределение КИН по залежам баженовской свиты**Fig. 1.** ORF distribution over accumulations within the Bazhenov Fm**Рис. 2.** Использование ЯМК и MDT для выделения коллекторов в разрезе баженовской свиты [3]**Fig. 2.** Application of NML and MDT to identify reservoirs in the Bazhenov section [3]

и проницаемости по керну относительно вмещающих пород;

— установлению работающих интервалов разреза по данным промыслово-геофизических исследований (ПГИ).

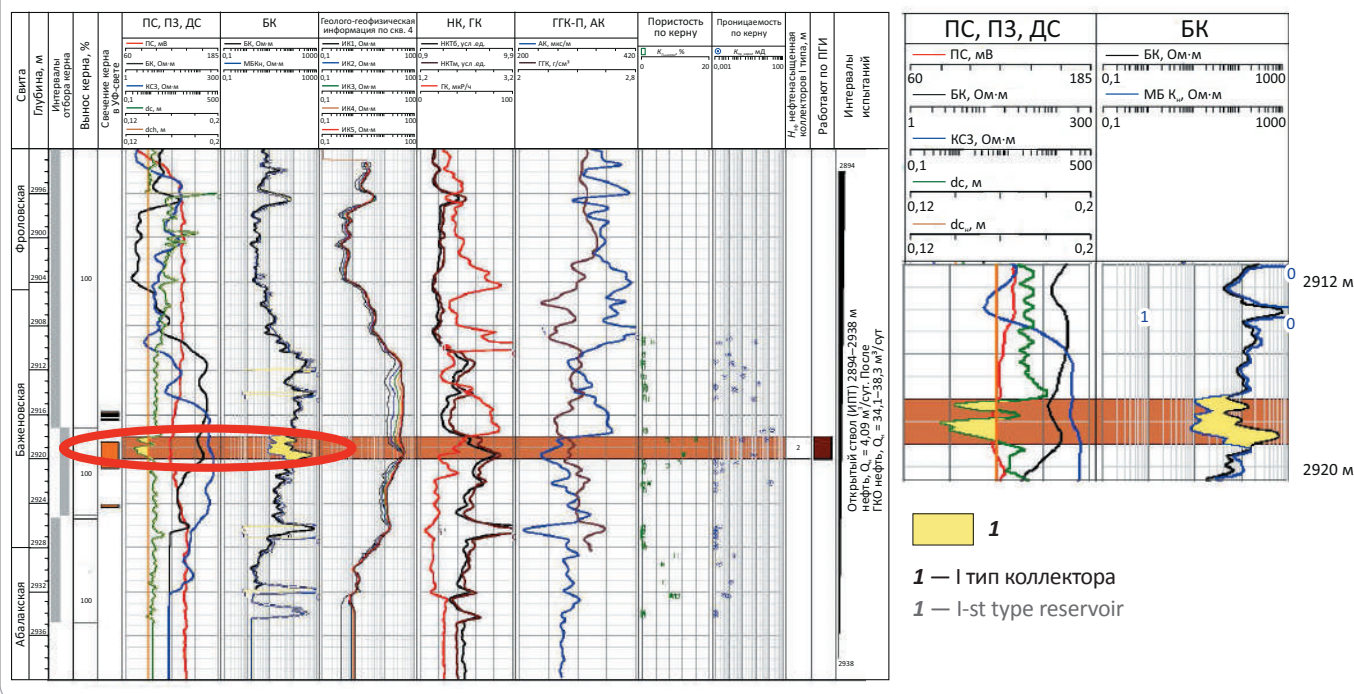
Коллекторы порового типа (I тип) в скважинах можно выделять по различным прямым качественным признакам (рис. 3, 4).

Было проанализировано сопоставление пористости и проницаемости по керну для коллекторов I типа и остального разреза (рис. 5).

На рис. 5 наблюдается очевидная тенденция прямой корреляции сопоставляемых параметров для коллекторов I типа; в остальной части разреза корреляция между K_p и K_{np} не наблюдается.

Рис. 3. Пример выделения коллекторов I типа по наличию глинистой корки, приращению сопротивления на кривых БК, МБК, по свечению керна в УФ-свете, наличию пород с повышенными ФЕС относительно вмещающих пород по керну (скв. 4)

Fig. 3. An example of I-st type reservoirs identification according to filter cake presence, resistivity increment on LL, micro-LL logs, core fluorescence in UV light, presence of rocks having reservoir properties better than host rocks (well 4)



Литологический состав пород, представляющих коллекторы I типа, и вмещающих пород представлен на рис. 6. Рисунок подтверждает установленный факт, что основные проницаемые пропластки (коллекторы I типа) представлены кремнистыми доломитизированными породами. В работе [6] отмечено, что в основном такие породы являются радиоляритами. Вмещающие породы по литологии существенно отличаются от коллекторов I типа, в первую очередь за счет повышенной глинистости.

Важно отметить, что во всех скважинах интервалы развития коллекторов I типа с повышенными относительно вмещающих пород фильтрационно-емкостными свойствами выделяются в одних и тех же участках баженовской свиты — в нижней части высокоуглеродистой пачки с высокой естественной радиоактивностью. Кроме того, по данным гидродинамических исследований специалистами компании Шлюмберге сделан вывод о наличии гидродинамической связи между скважинами, по крайней мере, на севере разбуренной зоны месторождения. Поэтому можно заключить, что первичные (без воздействия) притоки нефти в скважинах связаны с наличием коррелируемого пласта с коллекторами порового типа, возможно, представляющими нефтяную залежь литологического типа.

В заключение описания методики выделения коллекторов порового типа авторы работы указывают, что это выделение коллекторов реализуется в скважинных условиях.

Авторы статьи предлагают дополнительно выделять в разрезе баженовской свиты коллекторы II типа по данным ПГИ, выполненным после гидро-разрыва пласта или другого воздействия.

В процессе сопоставления работающих интервалов в скважинах (коллекторы II типа) и эффективных толщин коллекторов I типа была выявлена корреляция между сопоставляемыми параметрами (рис. 7).

Это позволило выполнить прогноз развития коллекторов II типа в остальных скважинах, однако данных только по трем скважинам недостаточно. Если наличие связи суммарных толщин коллекторов I и II типов в результате дальнейших исследований не подтвердится, возможно использование среднего значения $\sum H_{\text{эф}}$ коллекторов II типа, в данной статье равного 2,3 м.

По мнению авторов статьи, выделить коллекторы II типа по первичным (до воздействия) геолого-геофизическим материалам, как и предугадать работающие после воздействия интервалы, в настоящее время невозможно или сложно.

Такой вывод сделали авторы статьи после сопоставления литологических, петрофизических и геохимических характеристик, работающих после воздействия интервалов (коллекторов II типа), со вмещающими породами (за исключением коллекторов I типа) (рис. 8–10).

Выделение коллекторов II типа обосновано недостаточно, но тем не менее подтверждается прямы-

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Рис. 4. Пример выделения коллекторов I типа по свечению керна в УФ-свете и приращению сопротивления на кривых микрозондирования, % (скв. 5)

Fig. 4. An example of I-st type reservoir identification according to core fluorescence in UV light and resistivity increment on micro-LL logs, % (well 5)

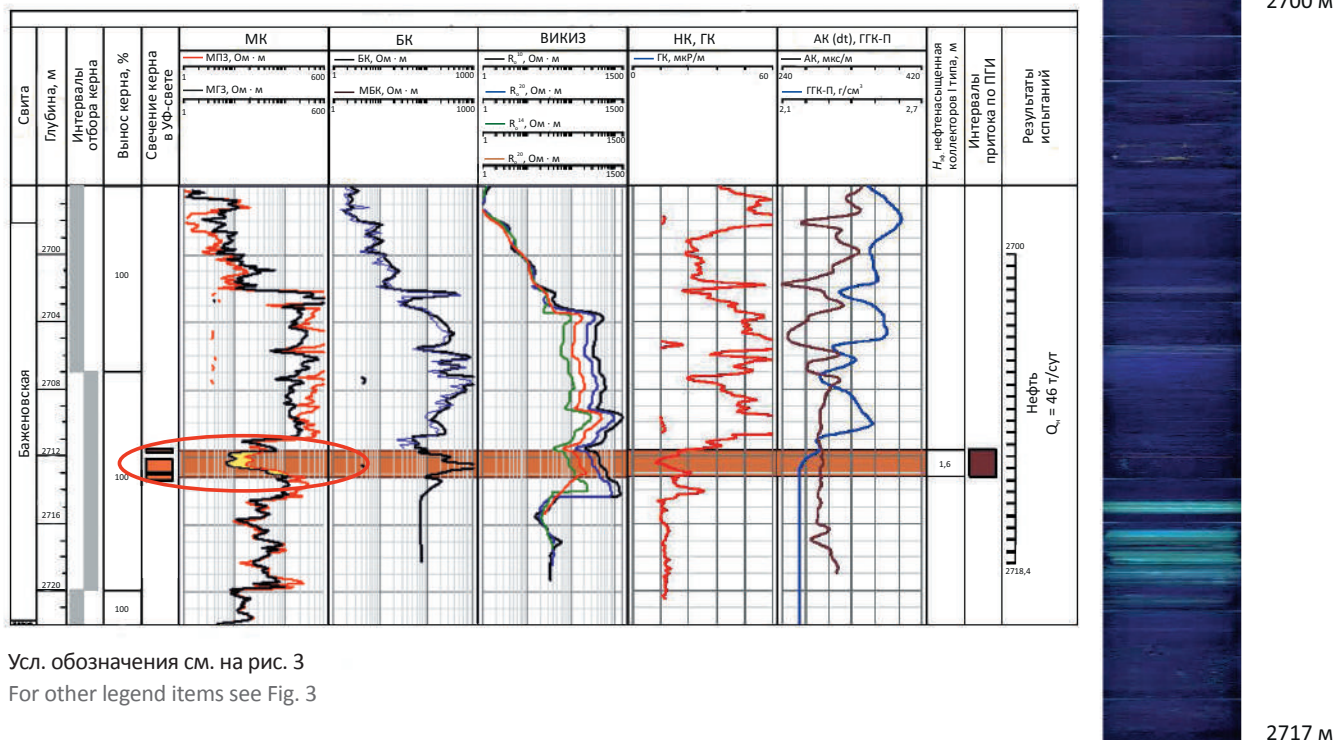


Рис. 5. Сопоставление пористости и проницаемости по керну для коллекторов I типа и остального разреза (скважины 1, 2, 3, 4, 6)

Fig. 5. Porosity vs permeability crossplot for I-st type reservoirs and the rest of the section (wells 1, 2, 3, 4, 6)

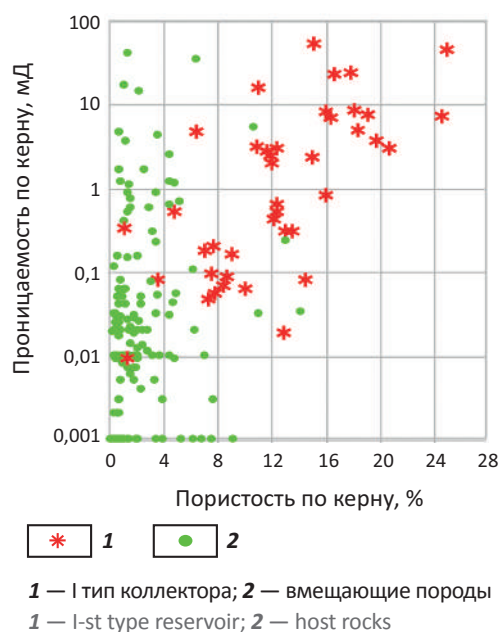


Рис. 6. Литологический состав коллекторов I типа (А) и вмещающих пород (В), %

Fig. 6. Lithology of the I-st type reservoirs (B) and host rocks (B), %

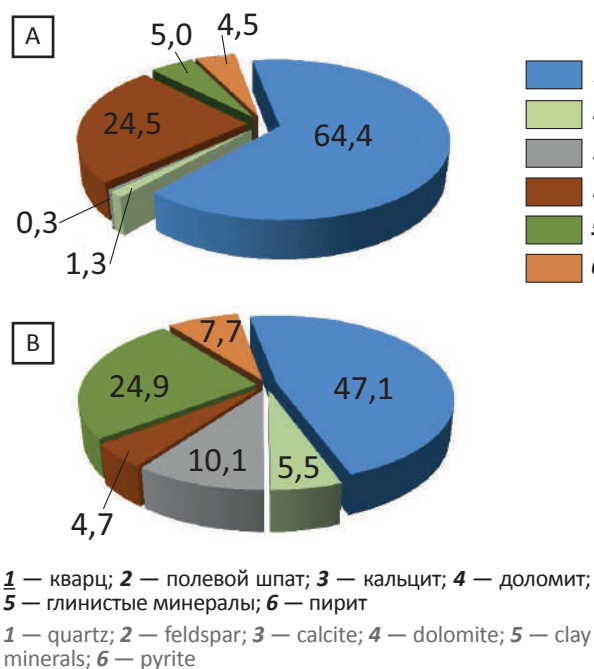


Рис. 7. Сопоставление коллекторов I и II типов по скважинам 1–3
Fig. 7. Comparison of I-st and II-nd type reservoirs in wells 1–3



ми притоками в скважине. Именно поэтому оценка запасов в баженитах и в целом в нетрадиционных коллекторах рекомендуется по методу материального баланса. Эти рекомендации полностью разделяют авторы статьи, однако достаточной информации для этого в настоящее время нет, кроме того, оценка запасов должна быть выполнена для проведения полномасштабной опытно-промышленной эксплуатации залежей с нетрадиционными коллекторами.

В связи со сложностью строения разрезов баженновской свиты представленный алгоритм подсчета запасов следует считать сугубо инженерным решением. По мнению авторов статьи, из анализа всего накопленного по проблеме материала следует, что строгого решения задачи подсчета запасов объемным методом в отложениях баженновского типа не существует.

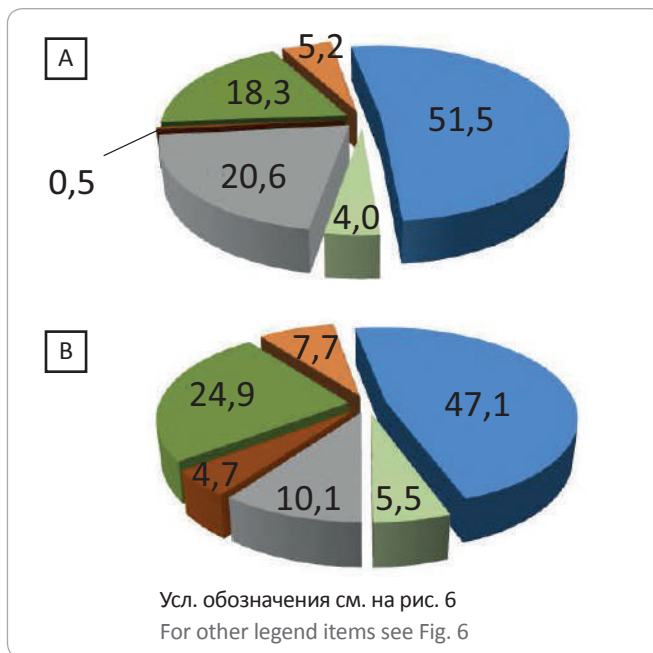
Определение емкостных параметров

Пористость коллекторов баженновских отложений по данным ГИС может быть оценена только при наличии расширенного комплекса и представительных данных керна; по стандартному комплексу ГИС оценка K_n невозможна.

В связи с тем, что в основной массе скважин анализируемого месторождения расширенный комплекс ГИС не выполнен, на данном уровне изученности K_n оценен по керну как среднее значение по образцам, привязанным к выделенным интервалам коллекторов I и II типа (рис. 11). Распределения для коллекторов I и II типов установлены по 56 и 23 образцам, средние значения K_n составили 11,8 и 1,8 % соответственно.

Для оценки коэффициента нефтенасыщенности использованы данные измерений водоудер-

Рис. 8. Сопоставление литологического состава коллекторов II типа (А) и вмещающих пород (В), %
Fig. 8. Lithology comparison for the II-nd type reservoirs (А) and host rocks (В), %



живающей способности (K_{bc}) по 15 образцам керна трех скважин, которая была пересчитана в остаточную водонасыщенность. По этим данным было построено сопоставление $K_{bo}-K_n$, по нему определено среднее значение $K_{bo} = 51$ % при средней пористости $K_n = 11,8$ % (рис. 12).

Для коллекторов II типа нефтенасыщенность предлагается принять равной 0,9, как это и предусмотрено во «Временном методическом руководстве...».

Оценка распределения подсчетных параметров по площади месторождения и построение соответствующих карт и подсчетных планов были осуществлены с использованием результатов выполненного компанией Шлюмберже прогноза эффективных нефтенасыщенных толщин по данным динамической сейсмической интерпретации.

Выполненный авторами статьи корреляционный анализ сейсмических динамических параметров (акустического импеданса (P_{imp}), отношения V_p/V_s) с эффективными толщинами, определенными по описанной методике, показал, что при использовании мультирегрессионных зависимостей существует достаточно высокая ($R = 0,82$) корреляционная связь между изучаемыми параметрами. Это, скорее всего, свидетельствует о перспективности использования кинематических сейсмических параметров для прогноза эффективных толщин баженновских отложений.

Коэффициент извлечения нефти коллекторов I типа предлагается принять на уровне 0,15–0,20, а II типа — 0,05 (в соответствии с «Временным методическим руководством...»).

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Рис. 9. Сопоставление пористости и проницаемости коллекторов II типа и вмещающих пород (скважины 1, 2, 3, 4, 6; без коллекторов I типа)

Fig. 9. Porosity vs permeability crossplot for II-nd type reservoirs and host rocks (wells 1, 2, 3, 4, and 6; excluding I-st type reservoirs)

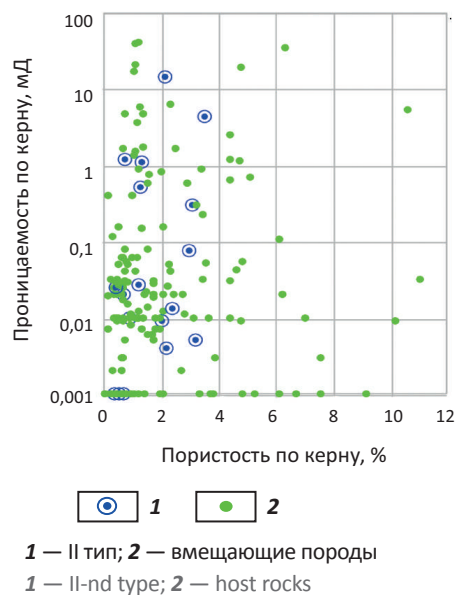


Рис. 11. Распределение пористости пород коллекторов I и II типов

Fig. 11. Porosity distribution in the I-st and II-nd type reservoir rocks

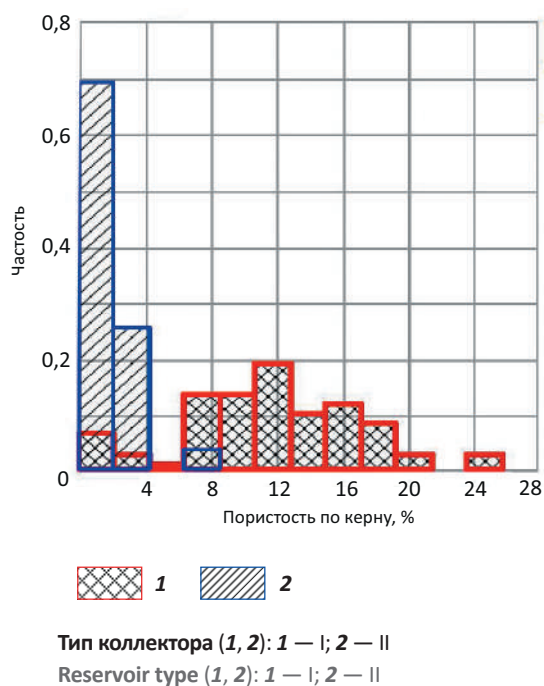


Рис. 10. Сопоставление распределений геохимических параметров (TOC, S_1/TOC) коллекторов II типа (А) и вмещающих пород (без коллекторов I типа) (В)

Fig. 10. Comparison of geochemical parameters (TOC, S_1/TOC) distribution for the II-nd type reservoirs (A) and host rocks (excluding I-st type reservoirs) (B)

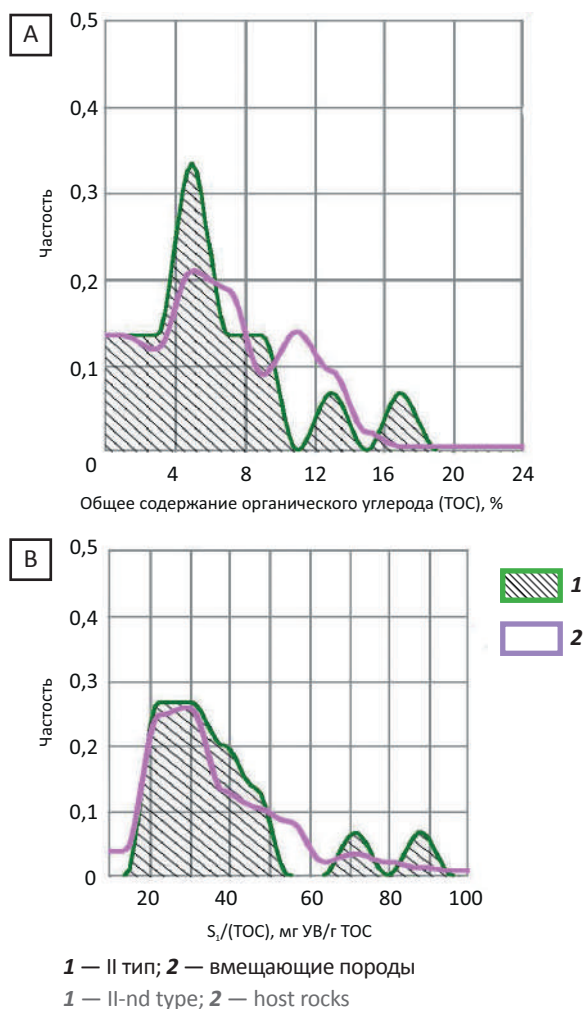
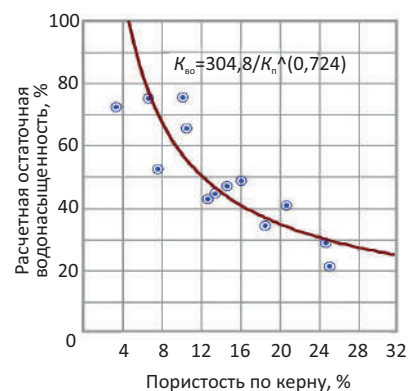


Рис. 12. Зависимость остаточной водонасыщенности от пористости

Fig. 12. Residual water saturation as a function of porosity



Выполненный по изложенному алгоритму сугубо оценочный подсчет запасов месторождения показал существенное снижение их объемов по сравнению с ранее утвержденными. Однако предметный анализ сопоставления оценок запасов можно проводить после выполнения полноценного подсчета по всему накопленному объему геолого-геофизических и промысловых материалов. Такой подсчет возможен при наличии самых современных методов изучения площади и разреза по данным сейсморазведки, каротаж и керна с выполнением целенаправленных работ

по опробованию и испытанию пластов. Надеяться на успех за счет обработки большого числа скважин со старыми материалами для такого сложного объекта нельзя.

В заключение отметим, что представленный алгоритм подсчета запасов следует считать сугубо инженерным решением. По мнению авторов статьи, из анализа всего накопленного по проблеме материала следует, что строгого решения задачи подсчета запасов объемным методом в отложениях баженовского типа на сегодня не существует.

Литература

1. *Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции* // Недропользование XXI век. – 2017. – № 4. – С. 68–101.
2. Дахнова М.В., Можегова С.В., Назарова Е.С., Пайзанская И.Л. Оценка запасов «сланцевой нефти» с использованием геохимических параметров // Геология нефти и газа. – 2015. – № 4. – С. 55–61.
3. Петерсилье В.И. Об оценке запасов залежей сланцевой нефти // Геология нефти и газа. – 2015. – № 6. – С. 108–112.
4. Vail B. Guidelines For The Practical Evaluation of Undeveloped Reserves In Resource Plays // SPEE Monograph 3. – Houston, Texas; 2010. – pp. 1–39.
5. *Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом* / Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Порокуна, Г.Г. Яценко. – Москва–Тверь : ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.
6. Алексеев А.Д. Баженовская свита: в поисках большой сланцевой нефти на Верхнем Салыме. Часть 2 // Rogtec Magazine. – 2013. – № 35. – С. 12–35.
7. Немова В.Д., Панченко И.В. Локализация приточных интервалов баженовской свиты и их емкостное пространство на Средне-Назымском месторождении // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2017. – Т. 12. – № 1. DOI: 10.17353/2070-5379/11_2017.

References

1. Preliminary guidance for oil reserves assessment in the Bazhenov fractured and fractured-porous reservoirs of the West Siberian Petroleum Province. *Nedropol'zovanie XXI vek.* 2017;(4):68–101.
2. Dakhnova M.V., Mozhegova S.V., Nazarova E.S., Paizanskaya I.L. Evaluation of reserves of shale oil using geochemical parameters. *Oil and gas geology.* 2015;(4):55–61.
3. Petersil'ye V.I. Concerning the reserves of shaly oil deposits evaluation. *Oil and gas geology.* 2015;(4):108–112.
4. Vail B. Guidelines For The Practical Evaluation of Undeveloped Reserves In Resource Plays. *SPEE Monograph 3.* Houston, Texas; 2010. pp. 1–39.
5. Recommended practices for oil and gas original in-place reserves assessment using volumetric method. In: V.I. Petersil'e, V.I. Poroskun, G.G. Yatsenko, eds. Moscow–Tver: VNIGNI, NPTS «Tver'geofizika», 2003.
6. Alekseev A.D. The Bazhenov Formation: in search of big shale oil in Upper Salym. Part 2. *Rogtec Magazine.* 2013;(35):12–35.
7. Nemova V.D., Panchenko I.V. Localization of inflow intervals and storage volume of the bazhenov formation, sredne-nazym oil field. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika.* 2017;12(1). DOI: 10.17353/2070-5379/11_2017.



XVI МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА РОССИИ И СНГ 2019

17 мая, Москва, «Балчуг Kempinski»

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ  **ГАЗПРОМ**

ОРГАНИЗАТОР



RPI

www.rpi-conferences.com

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

СПЕЦИАЛЬНЫЙ ФОКУС В 2019!

**РОССИЙСКИЙ ШЕЛЬФ:
НОВЫЕ УПРАВЛЕНЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ**



Государственные и корпоративные планы по развитию оффшорных проектов и созданию сопутствующей инфраструктуры



Освоение шельфа южных, арктических и дальневосточных морей: перспективы нефтегазоносности месторождений, опыт реализации проектов, проблемы и пути их решения



5 лет санкций для нефтегазовой отрасли РФ – итоги импортозамещения. Оборудование и технологические решения для реализации шельфовых нефтегазовых проектов



Экономические и нормативно-правовые аспекты освоения месторождений на шельфе РФ. Как достичь экономической эффективности проектов в современных российских условиях и снизить риски?

**16
ЛЕТ**

**ВЕДУЩЕМУ
МЕРОПРИЯТИЮ
ОТРАСЛИ,
ЕЖЕГОДНО
ПРОХОДЯЩЕМУ
ПРИ ПОДДЕРЖКЕ
ПАО «ГАЗПРОМ»**

130+

**ВЕДУЩИХ
ИГРОКОВ
ОТРАСЛИ**

20+

**АВТОРИТЕТНЫХ
СПИКЕРОВ
ЭКСПЕРТОВ**



+7 (495) 502 54 33; +7 (495) 778 93 32



Konstantinova.Elena@rpi-inc.ru



www.rpi-conferences.com

УДК 550.834

DOI 10.31087/0016-7894-2018-5-61-73

Пористость и нефтенасыщенность пород баженовской свиты

© 2018 г. | А.Э. Конторович, С.В. Родякин, Л.М. Бурштейн, Е.А. Костырева, С.В. Рыжкова, П.А. Ян

ФГБУН Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН (ИНГГ СО РАН), Новосибирск, Россия; KontorovichAE@ipgg.sbras.ru; RodyakinSV@ipgg.sbras.ru; Levi@ipgg.sbras.ru; KostyреваEA@ipgg.sbras.ru; YanPA@ipgg.sbras.ru

Поступила 08.02.2018 г.

Принята к печати 21.05.2018 г.

Ключевые слова: пористость; нефтенасыщенность; баженовская свита; Западная Сибирь.

Изучены закономерности распределения открытой пористости и нефтенасыщенности пород баженовской свиты, изменения нефтенасыщенности открытого порового пространства, что крайне важно для оценки начальных геологических ресурсов баженовской свиты, создания методик поисков и разведки залежей, оценки ресурсов и подсчета запасов нефти и их разработки. Построена карта нефтенасыщенности пород баженовской свиты.

Для цитирования: Конторович А.Э., Родякин С.В., Бурштейн Л.М., Костырева Е.А., Рыжкова С.В., Ян П.А. Пористость и нефтенасыщенность пород баженовской свиты // Геология нефти и газа. – 2018. – № 5. – С. 61–73. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-61-73.

Porosity and oil saturation of pore space in the Bazhenov Formation rocks

© 2018 | A.E. Kontorovich, S.V. Rodyakin, L.M. Burshtein, E.A. Kostyрева, S.V. Ryzhova, P.A. Yan

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia; KontorovichAE@ipgg.sbras.ru; RodyakinSV@ipgg.sbras.ru; Levi@ipgg.sbras.ru; KostyреваEA@ipgg.sbras.ru; YanPA@ipgg.sbras.ru

Received 08.02.2018

Accepted for publication 21.05.2018

Key words: porosity; oil saturation; Bazhenov Formation; West Siberia.

Regularities of open porosity and oil saturation distribution in the Bazhenov rocks are studied. Primary cavitation in the Bazhenov Fm is of a secondary nature; it is formed as a result of kerogene destruction during catagenesis with generation of liquid and gaseous products. Oil saturated near-horizontal fracture-like (foliation) and vuggy porous volume capacities were formed as a result of sequential lithogenesis processes in the formation rocks. Porosity of the Bazhenov rocks is determined by OM catagenesis level. In the zones where OM catagenesis reached the main stage of oil generation (second half of $МК_1^1$ level, $МК_1^2$ level, $МК_2$), open porosity of rocks varies from fractions of a percent to 12 %; at the same time, a trend of maximum open porosity values growth with the increase of organic carbon concentration in the rocks is clearly observed. In the zones where OM catagenesis in the Bazhenov reached $МК_1^1$ level, beginning of $МК_1^2$ level, open porosity of rocks ranges from fractions of a percent to 8 %; in the zone where $МК_1^1$ level of catagenesis is reached, porosity doesn't exceed 4 %. Regularities of oil saturation variations in open porosity were studied. In the oil window ($МК_1^1$, $МК_1^2$, $МК_2$ levels), oil saturation exceeding 0.75 predominates. In the zones where catagenesis reached $МК_1^1$ level, beginning of $МК_1^2$ level, oil saturation of open pore space doesn't exceed 0.5. In the zones with $МК_1^1$ level of catagenesis, oil saturation of open pore space is below 0.3 %. Map of oil saturation of the Bazhenov rocks is created.

For citation: Kontorovich A.E., Rodyakin S.V., Burshtein L.M., Kostyрева E.A., Ryzhova S.V., Yan P.A. Porosity and oil saturation of the Bazhenov Formation rocks. *Geologiya nefiti i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(5):61–73. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-61-73

История взглядов на природу коллектора баженовской свиты

Первое крупное обобщение по нефтеносности баженовской свиты проведено в 1970 г. И.И. Нестеровым, А.В. Тяном, Ф.К. Салмановым и И.Н. Ушатинским [1]. Эти авторы отметили, что баженовская свита (волжский ярус верхней юры) представляет особый интерес в смысле перспектив нефтегазоносности. «Эти отложения развиты на большей части территории Западно-Сибирской низменности и повсеместно представлены черными тонкоотмученными плотными аргиллитами с землистым неровным изломом. В западной и юго-западной частях изучаемого рай-

она, где баженовская свита замещается породами тутлеймской свиты, аргиллиты становятся тонкоплитчатыми (2–5 мм) с листоватой поверхностью излома» [1, с. 228]. «Можно предполагать, что появление коллекторов в баженовской свите связано с условиями осадконакопления. Этот вывод имеет и большое практическое значение, так как позволяет считать, что распространение пород-коллекторов здесь не связано с локальной структурой. Соответственно, вскрытая залежь нефти может иметь площадь, значительно превышающую территорию локального поднятия» [1, с. 231]. Если не брать во внимание вопрос о литологическом составе пород баженовской свиты, который последующими исследованиями был

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

уточнен [2–6], эти первоначально высказанные соображения правильны.

Иную гипотезу о модели залежей нефти в баженовской свите в 1973 г. изложили М.Ф. Свищев, М.М. Садыков, Н.Д. Каптелинин и К.С. Юсупов: «Это пласт с продольными основными трещинами по напластованию и развитой системой мелких трещин, которые вместе с тонким поровым пространством породы-коллектора составляют блоки. Основными аккумуляторами нефти, по-видимому, наряду с тонкими порами, являются мелкие трещины. По горизонтальным же трещинам происходит фильтрация нефти, значительно облегчающаяся ее высокой подвижностью» [7, с. 249]. Они отметили также, что залежь нефти в баженовской свите на Салымском месторождении «отличается аномально высоким пластовым давлением, неоднородностью строения и физико-коллекторских свойств продуктивного пласта, резко меняющейся продуктивностью скважин» [7, с. 249].

Эти авторы следующим образом описывали механизм формирования коллектора и залежи: «По мере накопления определенной мощности осадков над отложениями баженовской свиты в ней создавалась благоприятная термодинамическая обстановка для генерации жидких и газообразных углеводородов из органического материала, захороненного в процессе осадконакопления. Это приводило к повышению пластового давления в очагах генерации, ограниченных объемом скопления органического материала. Поскольку очаги не имели разгрузки, давление в них постепенно возрастало до величины, определяемой значением горного давления. Превышение пластового давления над горным приводило к разрывам породы по плоскостям наслоения, т. е. к расслоению породы. Разрывы способствовали укрупнению очагов, их объединению и сопровождалось снижением пластового давления ниже горного. Продолжающаяся генерация углеводородов снова повышала давление уже в укрупненном очаге до момента начала нового разрыва и образования новой системы трещин расслоения. Процесс роста давления, приводящего к расслоению породы, циклически повторялся до момента, когда скорости роста пластового давления, в связи с затуханием генерации углеводородов, значительно снизились и не успевали за ростом горного давления.

Расслоение более интенсивно происходило в направлении меньшего горного давления, т. е. от периферийных участков структуры к сводовым. По образовавшимся трещинам расслоения происходила миграция углеводородов из погруженных зон к приподнятым участкам структуры, где и возникли более богатые скопления их» [7, с. 250].

Годом позже «комбинированную» идею (И.И. Нестеров + Ф.К. Салманов + М.Ф. Свищев) связи коллекторов в баженовской свите с условиями осадконакопления и роли генерации и первичной миграции нефти

в формировании коллектора в баженовской свите развили в своей работе Ф.Г. Гурари и И.Ф. Гурари [3]. Подробно рассматривая палеогеографию волжского века в Западно-Сибирском морском бассейне, они отметили, что «спокойный характер бассейна, ничтожная гидродинамическая активность способствовали возникновению очень тонкой, выдержанной микрослоистости». Авторы называют ее «закодированной микросланцеватостью». В главной зоне нефтеобразования происходила генерация большого количества нефти и значительных объемов газа и одновременно отжатие эллизионных вод. Далее авторы статьи отмечали, что «при этом происходил как бы автогидро разрыв глинистой толщи межслоевой водой и нефтяными флюидами по закодированной в ней ранее микросланцеватости.

В результате возникла пористо-проницаемая среда с резким преобладанием горизонтальных открытых трещин, заполненных нефтью или водой. Действительно, в керне баженовских или куломзинских аргиллитов Салымской площади можно наблюдать высачивание нефти из горизонтальных межслойковых трещин при сдавливании керна по вертикальной оси» [3, с. 39].

Развивая гипотезу, Ф.Г. Гурари и И.Ф. Гурари пришли к выводу, что «главным условием возникновения залежей в пласте Ю₀ является наличие специфической фации аргиллитов баженовской свиты, способной преобразовать свою микрослоистость в сланцеватость в момент эмиграции из этой же толщи нефтяных углеводородов. Эта своеобразная фация аргиллитов представляет собой одновременно и материнскую породу и коллектор» [3, с. 39].

На этой основе авторы сформулировали идею будущих прогнозов и пути ее реализации: «Так как эти породы отлагались в наиболее глубокой части открытого моря, то можно предполагать достаточно широкое их распространение в пределах обширных территорий Юганской, Ханты-Мансийской и Надымской впадин. Следовательно, прогноз открытия новых залежей такого же типа весьма благоприятный. Однако для этого необходимо детальное литолого-геохимическое исследование аргиллитов баженовской свиты, хороший отбор керна из этой толщи, картирование способных к сланцеватости аргиллитов, выявление в пределах этой фации хороших структур» [3, с. 40].

Близкие представления о природе баженовского коллектора и листоватости пород баженовской свиты развил А.Э. Конторович [5].

Тип коллектора, возникающий при флюидоразрыве, И.И. Нестеров предложил называть «баженином» [8]. Емкостное пространство в таком коллекторе формируется в процессе образования нефти и газа, а движение флюидов в скважине происходит за счет разности вертикального и горизонтального горного давления. Многие исследователи (Ф.Г. Гурари,

И.Ф. Гурари, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов, А.В. Тянь, И.Н. Ушатинский и др.) называли такой коллектор «листоватым».

В настоящее время чаще всего выделяют два типа резервуаров нефти в баженовской свите. Первый тип, назовем его салымским, связан с листоватыми породами — баженидами.

В салымском типе резервуаров залежи углеводородов, как было отмечено, образованы в пропластках, группах пропластков и линзах микрослоистых, субгоризонтально-трещиноватых (листоватых) пород-коллекторов (баженидов) в массивных, преимущественно непроницаемых углеродисто-глинисто-кремнистых породах. Зоны развития нефтеносных баженидов сложены сериями прерывистых пропластков или линзовидных образований. Они не контролируются структурным планом. Емкость («пустотность») в такой трещиноватой («листоватой») матрице создается в результате раздвига слоев флюидом с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) (автофлюидоразрыва по слоистости). Установлено, что в зонах развития нефтеносных баженидов и АВПД отмечаются повышенные температуры.

В.П. Толстолыткин и Б.Н. Зубарев [9] по результатам промыслово-геологических исследований пришли к выводу, что толщины отдельных слоев баженидов на Салымском месторождении варьируют от 0,4 до 4,4 м. Наиболее вероятное значение этого параметра 0,5–1,5 м. Суммарная толщина коллекторов типа баженидов на месторождении колеблется от 3,0 до 7,2 м. По мнению Ю.В. Желтова и др. [10], наиболее вероятная толщина отдельных линз баженидов составляет 3–5 м.

Ввиду высокого содержания аквагенного органического вещества и образовавшихся из него битумоидов, породы баженовской свиты гидрофобны и быстро теряют поровые и «возрожденные» эллизионные воды. Пустотное пространство коллектора заполнено нефтью. Аккумулировавшаяся в бажениде нефть, благодаря его гидрофобности, безводная. Пропластки, группы пропластков, линзы баженидов в условиях АВПД гидродинамически связаны между собой. Залежи не имеют подстилающих или поровых вод. При отборе флюида и снижении пластового давления до гидростатического, гидродинамическая связь между линзами нарушается, фильтрация прекращается. Эти особенности коллекторов не позволяют эксплуатировать на депрессии залежи баженовской свиты Салымского месторождения. Единственно возможным способом добычи является упругий режим (естественное истощение) [11].

На западе Широкого Приобья В.С. Славкин, А.Д. Алексеев, С.С. Гаврилов, В.Н. Колосков, В.Д. Немов, Б.Г. Покровский впервые установили второй, «новый» тип резервуара в отложениях баженовской свиты. В этом типе резервуара коллектором явля-

ются плотные карбонатные и кремнистые прослои с преимущественно трещинно-каверновым типом пустотности и жестким минеральным скелетом [2, 6, 12, 13]. Толщина отдельных пластов коллектора меняется от 0,4 до 2,0 м, чаще всего она меньше 1 м. Суммарная эффективная толщина пластов-коллекторов не превышает 8 м. Объем трещинно-каверновой пустотности изменяется от 0,5 до 6,0 %. Эти авторы считают, что фильтрация нефти в коллекторе нижнетутлеймского типа происходит по сети трещин. В некоторых случаях трещины и каверны залечены кальцитом. В качестве примера авторы приводят скв. 2024 Гальяновского месторождения. В таких породах коллектор отсутствует и нефтенасыщение не установлено.

По результатам геохимических исследований нефтей (резервуарная геохимия) М.В. Дахнова установила, что на Назымском месторождении расстояние между скважинами, разрабатывающими единую флюидодинамически связанную залежь, достигает 12 км, а на Гальяновском — 4 км [14].

Керн пород-коллекторов нижнетутлеймского типа разделен многочисленными разноориентированными трещинами и часто рассыпается в щебень.

Резервуары нижнетутлеймского типа имеют вид протяженных и гидродинамически связанных геологических тел [6].

На Гальяновском и Средне-Назымском месторождениях В.С. Славкин и другие исследователи разделяют территории залежей по качеству коллекторов в нижнетутлеймской свите на три группы.

Первая группа — высокопродуктивные участки. Для участков, относимых к этой группе территорий, удельная емкость коллекторов варьирует от 0,18 до 0,29 м³/м², среднее значение удельной емкости составляет 0,24 м³/м² породы. Для этих скважин удельная емкость коллекторов изменяется от 0,18 до 0,29 м³/м², среднее значение — 0,24 м³/м² породы. Коэффициент продуктивности скважин на таких территориях больше 1 м³/(сут·МПа). Максимальный дебит в этой группе скважин достигает 150 м³/сут, а средний дебит составляет 10–30 м³/сут.

Вторая группа — участки средней и низкой продуктивности. Для участков, относимых к этой группе территорий, удельная емкость коллекторов изменяется от 0,010 до 0,086 м³/м² при среднем значении 0,034 м³/м² породы. Коэффициент продуктивности скважин на таких территориях меньше 1 м³/(сут·МПа). Максимальный дебит в этой группе скважин достигает 10 м³/сут, а средний дебит — 3–5 м³/сут.

К третьей группе, бесперспективной, отнесены участки, где пробуренные скважины — сухие. Такие скважины единичны, значит и соответствующие участки невелики по площади. Скважины (их всего две) характеризуются практически нулевым значением эффективной удельной емкости. Для участков,



HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

относимых к этой группе территорий, удельная емкость коллекторов также близка к нулю.

Поскольку на Галяновском и Средне-Назымском месторождениях, где этот тип коллектора впервые описан, нефтеносные уровни приурочены к аналогу баженовской свиты — нижнетутлеймской подсвите, назовем этот тип резервуара «нижнетутлеймским».

Дебиты нефти из резервуаров нижнетутлеймского типа изменяются в широких пределах — от 0 до 150 м³/сут. Нефти легкие, плотностью от 811 до 866 кг/м³. Нефти Галяновского месторождения более тяжелые (плотность от 851 кг/м³), чем Средне-Назымского (плотность до 838 кг/м³). Газонасыщенность нефтей не превышает 100 м³/т. М.В. Дахнова [14] считает, что разница плотности этих нефтей вызвана разной степенью катагенетической преобразованности ОВ баженовской (тутлеймской) свиты.

Природа пустотности и объем пустотности пород баженовской свиты. Субгоризонтальная трещиноватость (листоватость)

Обычно при обсуждении природы порового пространства баженовской свиты обращают внимание на листоватость, субгоризонтальную трещиноватость слагающих ее карбонатно-углеродисто-глинисто-кремнистых пород. Это явление, несомненно, существует и связано с цикличностью осадконакопления в баженовском море. Формирование тончайших слоев (нанослоев, микрослоев) пород, полностью сложенных полимерлипидным по составу протокерогеном (керогеном), во многом напоминает осадки, формирующиеся в Тихом океане, вдоль западного берега Южной Америки, в результате явления, получившего название «Эль-Ниньо» [5]. При катагенезе, особенно в главной фазе нефтеобразования, это вещество практически полностью превращалось в летучие продукты катагенетических преобразований ОВ (Н₂О, СО₂, Н₂С, NH₃, углеводороды С₁–С₄₀ и гетероциклические соединения, включая смолы и асфальтены) [15]. В результате между слоями породы, образованными в основном минеральным материалом (силициты, микститы, карбонаты, глинистое вещество), твердая фаза керогена в значительной части превращалась в фазово-обособленные жидкую и газовую формы и способствовала формированию субгоризонтальной трещиноподобной емкости, заполненной преимущественно нефтью и углеводородными газами. Помимо них, в формировании флюидной фазы участвовали биогенная («возрожденная») вода, диоксид углерода и сероводород. В условиях избытка углерода, а также в результате процессов радиолиза в обогащенных ураном породах [16, 17] значительная часть сульфатной серы восстанавливалась до элементарной серы. В зависимости от состава и количества органического вещества образующиеся газы либо полностью растворялись в жидких углеводородах, либо, насытив жидкую фазу, наряду с ней, образовывали самостоятельную газовую фазу [18–20].

При анализе природы порового пространства в породах баженовской свиты чаще всего обращают внимание только на описанный эффект, создающий сланцеватость, листоватость, субгоризонтальную трещиноватость ее пород.

Такие (типа присыпок) накопления органического вещества, образовавшиеся за счет периодически повторявшегося массового замора планктона — несомненно, *важное явление* как источник формирования седиментогенно-катагенетической трещиноватости и сланцеватости пород. *Важное, но не единственное.*

В работе [4] показано, что микститы и кремнистые (силициты) породы баженовской свиты в основном содержат от 10 до 20 % С_{орг}. В пересчете на органическое вещество масса последнего будет значительно больше. Это полимерлипидное, на стадии диагенеза коллоидообразное органическое вещество дисперсно пропитывало всю массу осадков. В настоящее время породы баженовской свиты в районе исследований находятся в главной зоне нефтеобразования. Значит, протокероген баженовской свиты потерял в процессе прото- и мезокаатагенеза значительную массу газообразных и жидких продуктов, а к началу катагенеза он содержал преимущественно полимерлипидное органическое вещество с концентрацией 12–25 % их массы. Если учесть, что плотность беззольного керогена значительно ниже, чем плотность кремнистого, глинистого и карбонатного материала, то роль дисперсно рассеянного органического вещества в объеме породы была еще больше.

Это означает, что катагенные превращения органического вещества должны были формировать не только субгоризонтальную трещиноватость, но и пустотность во всей матрице баженовской породы — пористость, кавернозность. Д.В. Корост, Д.В. Надежкин и Г.Г. Ахманов попытались доказать методами лабораторного моделирования возможность формирования пустотности в баженовской свите [21].

Значит, для баженовской и тутлеймской (нижняя подсвита) свит характерны два типа коллекторов.

1. Пустоты в матрице породы, созданные при катагенезе за счет химической деструкции (псевдофазовых превращений) керогена с новообразованием нафтидов и других неуглеводородных жидких и газообразных («летучих») соединений. Иногда они имеют форму каверн, но связаны не с процессами выщелачивания, а с сформировавшимися в диагенезе первоначально коллоидообразными сгустками органического вещества. Это пустотное пространство, как правило, плохо закреплено каркасом породы и частично или полностью закрывается (схлопывается) при потере породой (эмиграция углеводородов, разгрузка «возрожденных» вод и др.) образованных флюидов и уплотнении.

2. Горизонтальная трещиноватость, заложенная при седиментогенезе (присыпки органического ве-

щества при заморах биоты) и сформировавшаяся при катагенезе по тому же механизму.

Именно эта, вторичная по генезису, но остаточная после гравитационного уплотнения пород баженовской свиты, открытая пористость (включая трещинную) была замерена на экстрагированных образцах цилиндрической формы на приборе AP-608 фирмы Coretest Systems, Inc. нагнетанием гелия в поровое пространство образцов под давлением 1,5 атм ($13,5 \cdot 10^5$ Па), а также независимо — по объему аллохтонных, содержащихся в ней в пластовых условиях битумоидов по методике, разработанной в ИНГТ СО РАН на основе [22].

В баженовской и тутлеймской свитах имеются также пласты первоначально органогенных, в значительной степени перекристаллизованных нефтенасыщенных карбонатных пород, подобных формации Баккен (США, бассейн Уиллистон). Они составляют 8–10 % массы и 4–6 % объема пород.

Пористость пород баженовского горизонта

При изучении распределения аллохтонных битумоидов в открытом поровом пространстве пород баженовской свиты было показано, что в отличие от уровня катагенетической преобразованности органического вещества, концентрация органического углерода не влияет на содержание аллохтонных битумоидов. Выполненное районирование уровня катагенеза ОВ в точках расположения изученных скважин показано рис. 1.

На рис. 2 для районов разного типа приведена зависимость открытой пористости пород баженовской свиты (микститы, силициты) от содержания органического углерода.

Катагенез органического вещества в баженовской свите районов салымского типа изменяется от конца стадии $МК_1^1$ до $МК_2$. В интервале концентраций $C_{орг}$ от 1–2 до 15–20 % открытая пористость пород варьирует от долей до 12 %, при этом отчетливо видна тенденция роста максимальных значений открытой пористости с ростом концентрации органического углерода в породах (см. рис. 2). В районах западно-томского типа катагенез органического вещества в баженовской свите меняется от стадии $МК_1^1$ до $МК_1^2$, а открытая пористость пород от долей до 8 % при изменении концентрации $C_{орг}$ от 1–2 до 10–18 %.

В Усть-Тымском районе (начало стадии катагенеза $МК_1^1$) в том же интервале значений концентраций органического углерода пористость не превышает 4 %. Таким образом, при концентрации органического углерода более 5 % в силицитах и микститах баженовского горизонта максимальная пористость определяется стадией катагенеза органического вещества (см. рис. 2).

Эта тенденция еще более отчетливо прослеживается на гистограммах значений пористости при

разных концентрациях органического углерода. Для районов салымского типа при концентрации органического углерода в породах от 5 до 7 % в выборке нет образцов с пористостью более 8 %, а в интервал значений пористости 6–8 % попало 12,8 % образцов. При концентрации органического углерода в породах от 7 до 10 % в выборке 5,3 % образцов имеет пористость 8–10 %, а в интервал значений пористости более 6 % попало 22,6 % образцов. Наконец, при концентрации органического углерода в породах более 10 %, в выборке 4,8 % образцов имеет пористость более 10 %, а в интервал значений пористости более 6 % попало 33,9 % образцов (рис. 3).

Для районов западно-томского типа, при том же интервале концентраций органического углерода, образцов с пористостью более 8 % нет. Образцов с пористостью 6–8 % в этой выборке в интервалах концентраций органического углерода 5–7; 7–10 и более 10 % выявлено всего 10,8; 12,2 и 6,3 % соответственно (рис. 4).

В Усть-Тымском районе в этих же интервалах изменения концентраций органического углерода образцов с пористостью более 4 % в изученной коллекции не было. Основная масса образцов имеет пористость 2–4 % (рис. 5; табл. 1–6).

Нефтенасыщенность открытого порового пространства баженинов

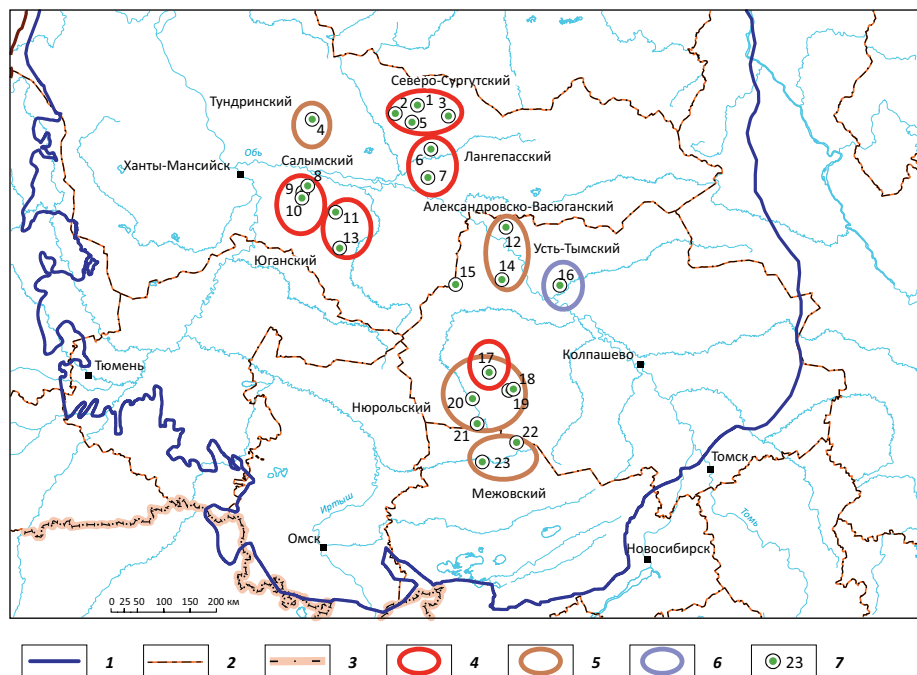
Объем аллохтонных битумоидов (нефти), содержащихся в открытом поровом пространстве, с пересчетом на пластовые условия (поправки на аналитические потери и усадку нефти) был определен методом холодной экстракции, разработанным в ИНГТ СО РАН. По соотношению этих значений определялась нефтенасыщенность открытого порового пространства. Рассмотрим результаты обработки этих анализов керн. Для определения факторов, контролирующих нефтенасыщенность порового пространства пород баженовской свиты, скважины, керн которых был проанализирован, были также сгруппированы по районам и типам районов (см. рис. 1).

На основе изучения зависимости нефтенасыщенности от содержания органического углерода и пористости образцов баженинов из керна скважин районов салымского типа сделан вывод, что образцы с предельно высокой нефтенасыщенностью (0,75–1,0) открытого порового пространства встречаются во всех интервалах значений открытой пористости, но при пористости более 6 % они резко преобладают (рис. 6). В районах западно-томского типа, наоборот, лишь единичные образцы керна имеют нефтенасыщенность более 0,5 (рис. 7). В этой группе преобладают образцы с нефтенасыщенностью менее 0,3. И наконец, в Усть-Тымском районе (рис. 8), за исключением единичных образцов, нефтенасыщенность открытого порового пространства меньше 0,3.



HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

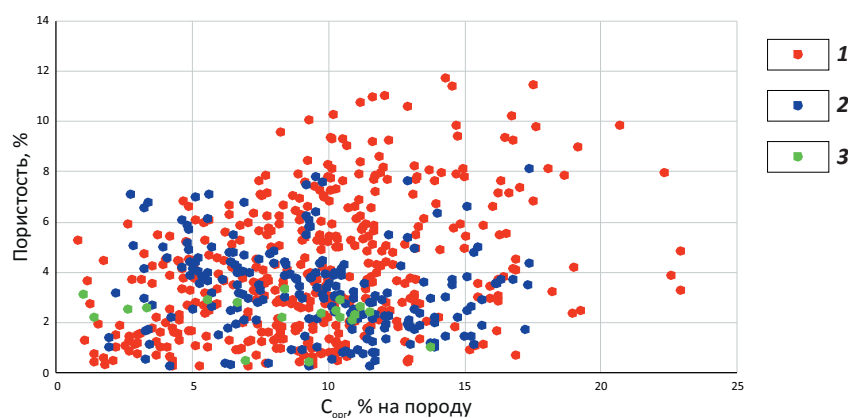
Рис. 1. Районы изучения пиролитических и битуминологических особенностей ОБ баженовской свиты
Fig. 1. Areas of studies of pyrolysis and bitumenological features in Bazhenov Fm OM



Границы (1–3): 1 — отложений баженовского горизонта, 2 — административные, 3 — РФ; **типы районов обобщения информации по изученным скважинам (4–6):** 4 — салымский, 5 — западно-томский, 6 — усть-тымский; 7 — скважины: 1 — Новоортъягунская-187, 2 — Южно-Ягунская-306, 3 — Повховская-70, 4 — Ай-Пимская-4008, 5 — Дружная-322, 6 — Северо-Покачевская-2368, 7 — Урьевская-7016, 8 — Северо-Салымская-1183, 9 — Салымская-2802, 10 — Салымская-2OMP, 11 — Малобалыкская-901, 12 — Горстовая-91, 13 — Чупальская-67, 14 — Полонская-1, 15 — Ледовая-8, 16 — Толпаровская-2, 17 — Западно-Квензерская-4, 18 — Пельгинская-2, 19 — Арчинская-47, 20 — Южно-Майская-413, 21 — Средне-Юлжавские-10, 22 — Ракитинская-4, 23 — Межовская-11

Borders (1–3): 1 — Bazhenov horizon deposits, 2 — administrative, 3 — RF; **types of areas of information generalization over the studied wells (4–6):** 4 — salymsky, 5 — west-tomsky, 6 — ust-tymsky; 7 — wells: 1 — Novoortjagunsky-187, 2 — South-Jagunsky-306, 3 — Povkhovsky-70, 4 — Ai-Pimsky-4008, 5 — Druzhny-322, 6 — North-Pokachevsky-2368, 7 — Urievsky-7016, 8 — North-Salymsky-1183, 9 — Salymsky-2802, 10 — Salymsky-2OMP, 11 — Malobalyksky-901, 12 — Gorstovoy-91, 13 — Chupalsky-67, 14 — Polonsky-1, 15 — Ledovy-8, 16 — Tolparovsky-2, 17 — West-Kvenzersky-4, 18 — Pel'ginsky-2, 19 — Archinsky-47, 20 — South-Maisky-413, 21 — Sredne-Yulzhavsky-10, 22 — Rakitsky-4, 23 — Mezovsky-11

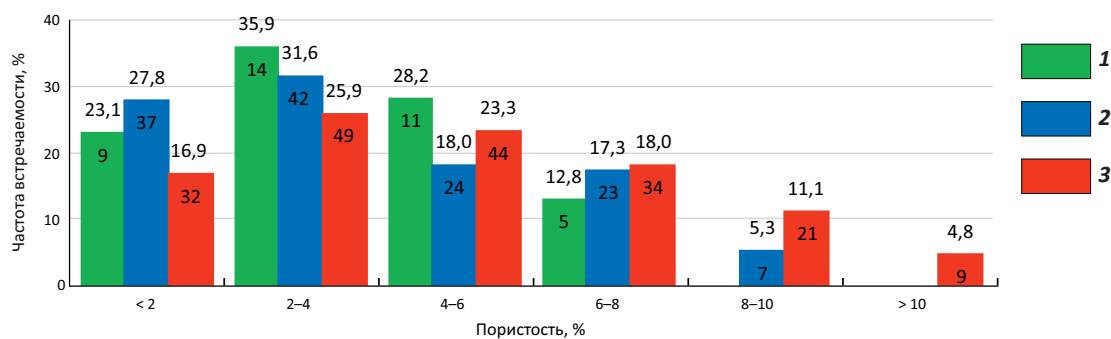
Рис. 2. Зависимость открытой пористости пород баженовской свиты от содержания органического углерода
Fig. 2. Open porosity of the Bazhenov rocks as a function of Organic Carbon content



Типы районов (1–3): 1 — салымский (426 образцов), 2 — западно-томский (210 образцов), 3 — усть-тымский (19 образцов)
Types of regions (1–3): 1 — salymsky (426 samples), 2 — west-tomsky (210 samples), 3 — ust-tymsky (19 samples)

Рис. 3. Гистограмма частот встречаемости значений открытой пористости пород баженовской свиты в районах салымского типа при различных содержаниях C_{opr}

Fig. 3 Histogram of frequency of open porosity values occurrence with different C_{org} for the Bazhenov Fm rocks in the salym-type regions

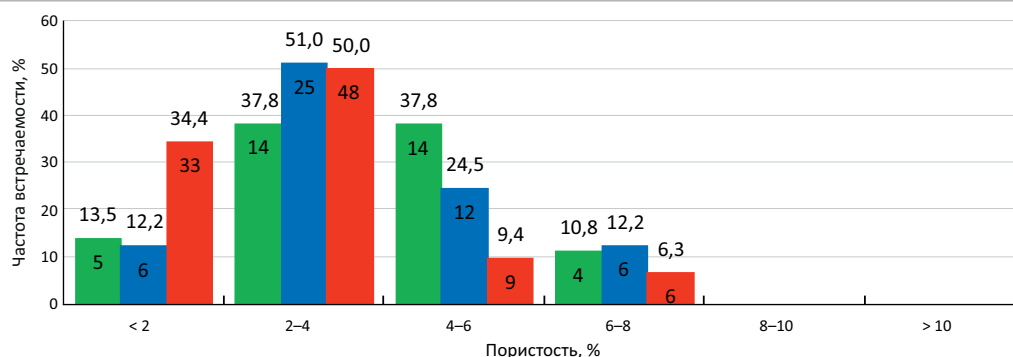


Содержания C_{opr} , % (1-3): 1 — 5-7, 2 — 7-10, 3 — > 10

C_{org} content, % (1-3): 1 — 5-7, 2 — 7-10, 3 — > 10

Рис. 4. Гистограмма частот встречаемости значений открытой пористости пород баженовской свиты в районах западно-томского типа при различных содержаниях C_{opr}

Fig. 4. Histogram of frequency of open porosity values occurrence with different C_{org} for the Bazhenov Fm rocks in the west-tomsky-type regions

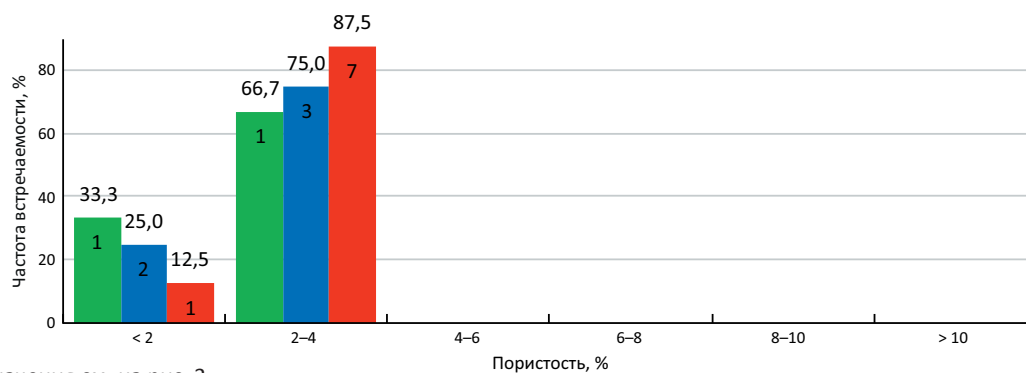


Усл. обозначения см. на рис. 3

For other Legend items see Fig. 3

Рис. 5. Гистограмма частот встречаемости значений открытой пористости пород баженовской свиты в Усть-Тымском районе при различных содержаниях C_{opr}

Fig. 5. Histogram of frequency of open porosity values occurrence with different C_{org} for the Bazhenov rocks in the Ust-Tymsky region



Усл. обозначения см. на рис. 3

For other Legend items see Fig. 3



HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Табл. 1. Изменение открытой пористости пород баженовской свиты в зависимости от содержания $C_{орг}$ в районах салымского типа (426 образцов)

Tab. 1. Variations of open porosity in the Bazhenov rocks depending on TOC content in the salym-type regions (426 samples)

Пористость, %	$C_{орг}$, %			
	< 5	5–7	7–10	> 10
> 10				9
8–10			7	21
6–8	2	5	23	34
4–6	14	11	24	44
2–4	15	14	42	49
< 2	34	9	37	32
Всего	65	39	133	189
Процент от общего числа образцов	15,26	9,15	31,22	44,37

Табл. 4. Изменение средних значений пористости пород баженовской свиты в зависимости от содержания $C_{орг}$ в районах салымского типа (426 образцов)

Tab. 4. Variations of average open porosity values in the Bazhenov rocks depending on $C_{орг}$ content in the salym-type regions (426 samples)

Пористость, %	$C_{орг}$, %				Средняя пористость, %
	< 5	5–7	7–10	> 10	
> 10				10,86	10,86
8–10			8,81	8,95	8,92
6–8	6,75	6,23	6,95	7,29	7,07
4–6	4,81	4,91	5,06	5,09	5,02
2–4	3,05	3,22	3,11	3,00	3,07
< 2	1,18	1,11	1,23	1,16	1,19
Процент от общего числа образцов	15,26	9,15	31,22	44,37	

Табл. 2. Изменение открытой пористости пород баженовской свиты в зависимости от содержания $C_{орг}$ в районах западно-томского типа (210 образцов)

Tab. 2. Variations of open porosity in the Bazhenov rocks depending on $C_{орг}$ content in the west-tomsky-type regions (210 samples)

Пористость, %	$C_{орг}$, %			
	< 5	5–7	7–10	> 10
> 6	6	4	6	6
4–6	10	14	12	9
2–4	5	14	25	48
< 2	7	5	6	33
Всего	28	37	49	96
Процент от общего числа образцов	13,33	17,62	23,33	45,72

Табл. 5. Изменение средних значений пористости пород баженовской свиты в зависимости от содержания $C_{орг}$ в районах западно-томского типа (210 образцов)

Tab. 5. Variations of the average open porosity values in the Bazhenov rocks depending on $C_{орг}$ content in the West-Tomsky-type regions (210 samples)

Пористость, %	$C_{орг}$, %				Средняя пористость, %
	< 5	5–7	7–10	> 10	
> 6	8,08	6,77	6,93	8,06	7,52
4–6	4,91	4,51	4,78	4,75	4,72
2–4	3,01	3,16	3,28	2,93	3,06
< 2	1,13	1,2	0,86	1,32	1,23
Процент от общего числа образцов	13,33	17,62	23,33	45,72	

Табл. 3. Изменение открытой пористости пород баженовской свиты в зависимости от содержания $C_{орг}$ в Усть-Тымском районе (19 образцов)

Tab. 3. Variations of open porosity in the Bazhenov rocks depending on $C_{орг}$ content in the Ust-Tymsky region (19 samples)

Пористость, %	$C_{орг}$, %			
	< 5	5–7	7–10	> 10
2–4	4	2	3	7
< 2		1	1	1
Всего	4	3	4	8
Процент от общего числа образцов	21,05	15,79	21,05	42,11

Табл. 6. Изменение средних значений открытой пористости пород баженовской свиты в зависимости от содержания $C_{орг}$ в Усть-Тымском районе (19 образцов)

Tab. 6. Variations of the average open porosity values in the Bazhenov rocks depending on $C_{орг}$ content in the Ust-Tymsky region (19 samples)

Пористость, %	$C_{орг}$, %				Средняя пористость, %
	< 5	5–7	7–10	> 10	
> 2	2,65	2,88	2,66	2,45	2,60
< 2		0,51	0,44	1,06	0,67
Процент от общего числа образцов	21,05	15,79	21,05	42,11	

Рис. 6. Зависимость открытой пористости и нефтенасыщенности пор пород баженовской свиты в районах салымского типа от содержания органического углерода (426 образцов)

Fig. 6. Correlation between open porosity, oil saturation of pores within the Bazhenov Fm and organic carbon content in the salym-type regions (426 samples)

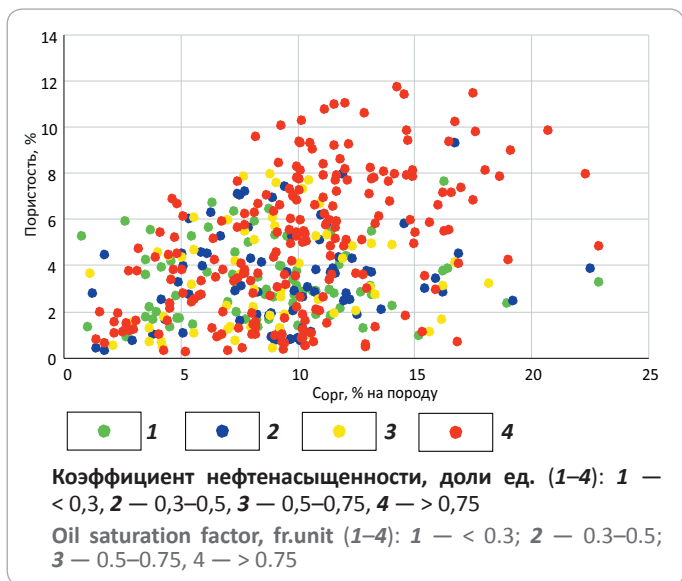


Рис. 7. Зависимость открытой пористости и нефтенасыщенности пор пород баженовской свиты в районе западно-томского типа от содержания органического углерода (210 образцов)

Fig. 7. Correlation between open porosity, oil saturation of pores within the Bazhenov rocks and organic carbon content in the west-tomsky-type regions (210 samples)

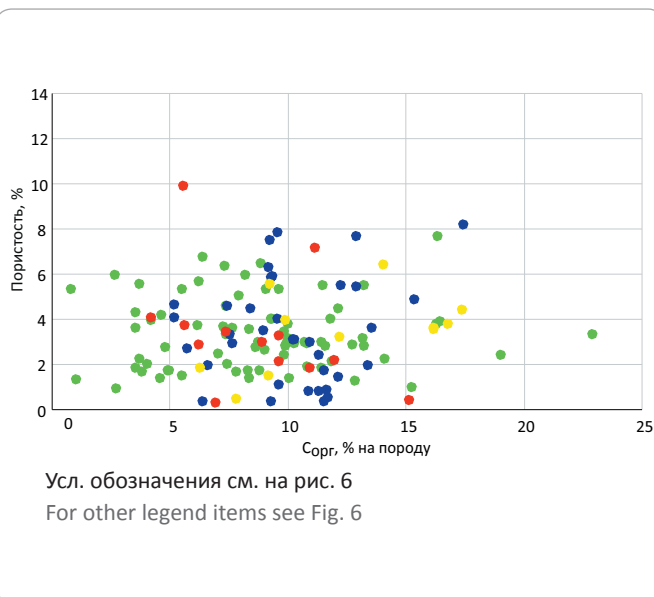


Рис. 8. Зависимость открытой пористости и нефтенасыщенности пор пород баженовской свиты в Усть-Тымском районе от содержания органического углерода (19 образцов)

Fig. 8. Correlation between open porosity, oil saturation of pores within the Bazhenov rocks and organic carbon content in the Ust-Tymsky region (19 samples)

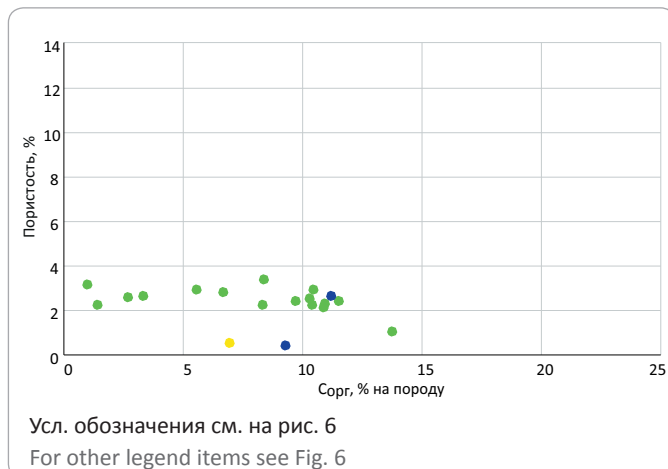
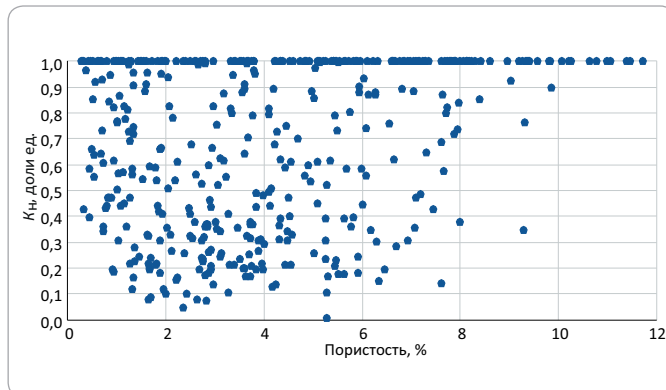


Рис. 9. Зависимость коэффициента нефтенасыщенности от открытой пористости пород баженовской свиты в районах салымского типа (426 образцов)

Fig. 9. Correlation between oil saturation factor and open porosity in the Bazhenov rocks, Salym-type regions (426 samples)



На диаграммах зависимости нефтенасыщенность открытого порового пространства — открытая пористость отчетливо видно отсутствие связи нефтенасыщенности порового пространства и открытой пористости (рис. 9–11).

Сравнение рис. 9–11 и рис. 6–8, и особенно рис. 12, 13, показывает влияние степени зрелости органического вещества на эти параметры. Средние значения коэффициента нефтенасыщенности порового пространства в отдельных скважинах приведе-

ны в табл. 7. Карта нефтенасыщенности открытого порового пространства пород баженовского горизонта показана на рис. 14.

Исследования по изучению керна баженовской свиты по описанной схеме должны быть продолжены, поскольку выполненных анализов (см. рис. 1) недостаточно для построения достоверной карты нефтенасыщенности открытого порового пространства пород баженовского горизонта, особенно на западе, севере и по периферии территорий распространения баженовской и тутлеймской свит, что необходимо для повышения достоверности количественной оценки перспектив нефтеносности баженовской свиты.



HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Рис. 10. Зависимость коэффициента нефтенасыщенности от открытой пористости пород баженовской свиты в районах западно-томского типа (210 образцов)

Fig. 10. Correlation between oil saturation factor and open porosity in the Bazhenov rocks, west-tomsky-type regions (210 samples)

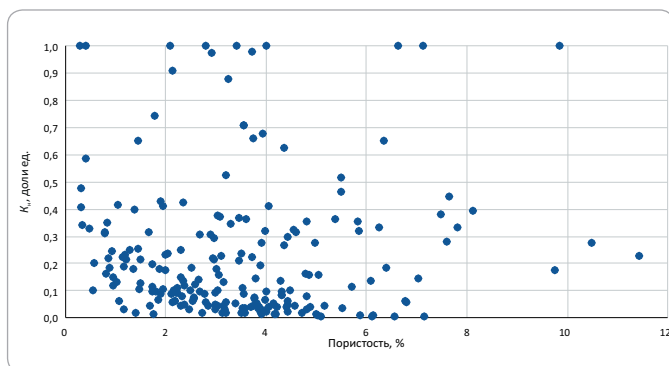


Рис. 11. Зависимость коэффициента нефтенасыщенности от открытой пористости пород баженовской свиты в Усть-Тымском районе (19 образцов)

Fig. 11. Correlation between oil saturation factor and open porosity in the Bazhenov rocks, Ust-Tymsky region (19 samples)

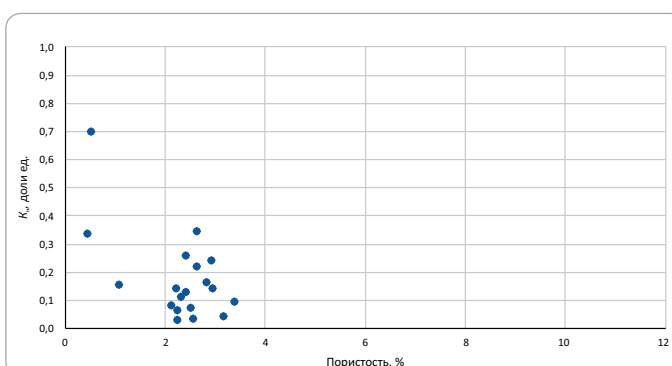
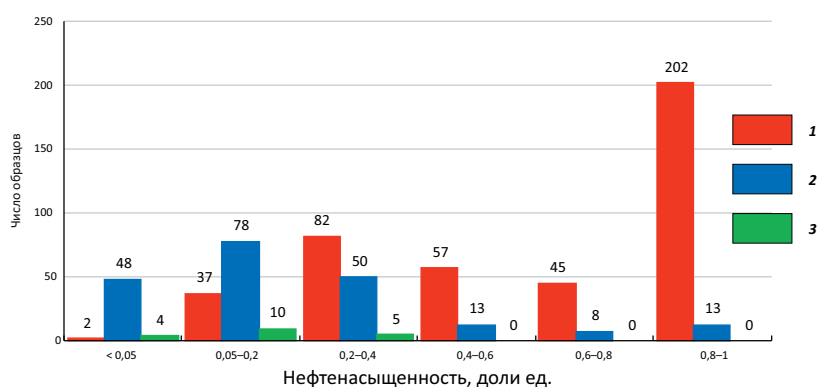


Рис. 12. Гистограмма числа образцов с разными значениями нефтенасыщенности открытого порового пространства пород баженовской свиты

Fig. 12. Histogram of samples distribution with different oil saturation of open pore space, Bazhenov rocks

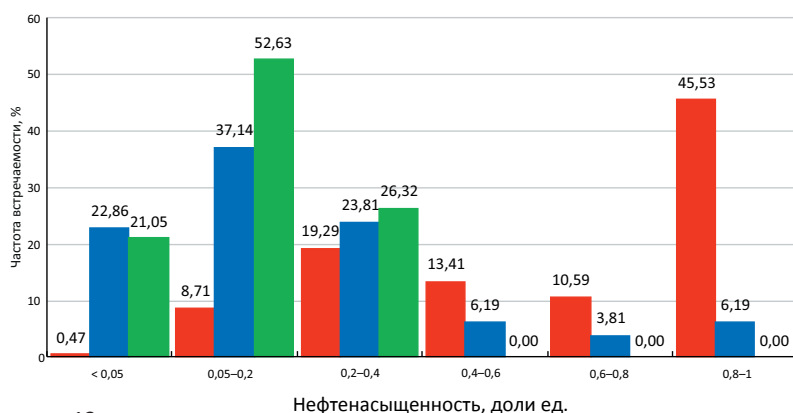


Районы (1–3): 1 — салымского типа (426 образцов), 2 — западно-томского типа (210 образцов), 3 — усть-тымского района (19 образцов)

Regions (1–3): 1 — salym type (426 samples), 2 — west-tomsky type (210 samples), 3 — Ust-Tymsky (19 samples)

Рис. 13. Гистограмма частот встречаемости значений нефтенасыщенности открытого порового пространства пород баженовской свиты

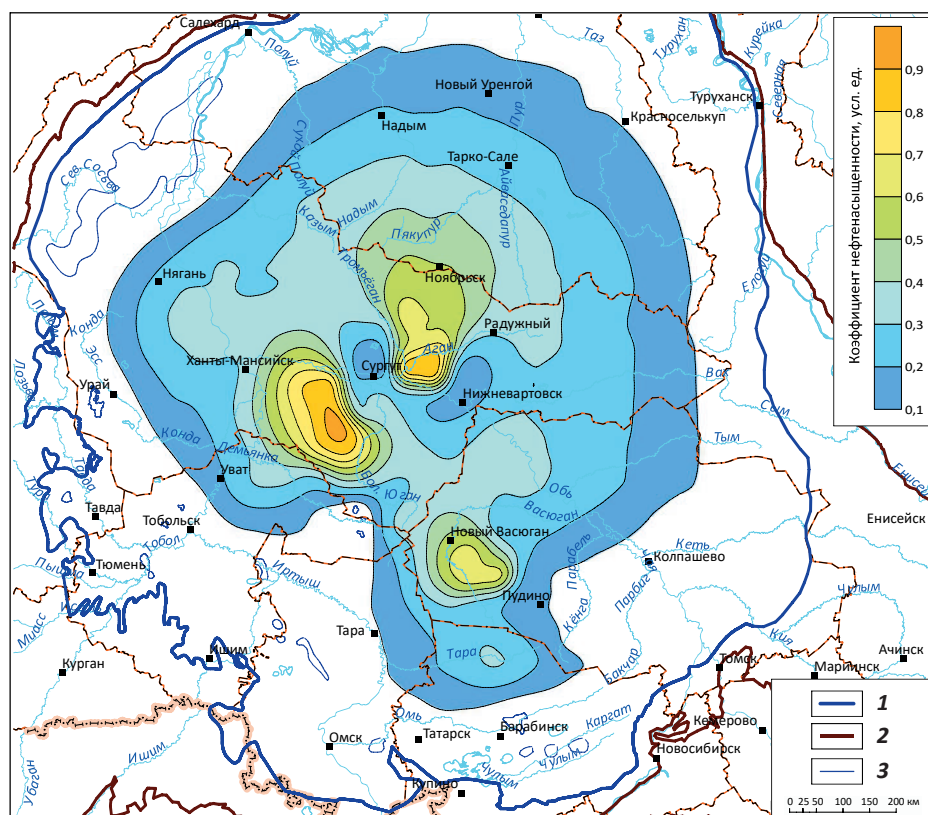
Fig. 13. Histogram of samples distribution with different oil saturation of open pore space, Bazhenov rocks



Усл. обозначения см. на рис. 12

For other legend items see Fig. 12

Рис. 14. Схематическая карта нефтенасыщенности открытого порового пространства пород баженовского горизонта
Fig. 14. Schematic map of oil saturation of open pore space, Bazhenov rocks



Границы (1–3): 1 — отложений баженовского горизонта, 2 — отложений мезозоя, 3 — отсутствия пород баженовского горизонта
Boundaries (1–3): 1 — Bazhenov deposits, 2 — Mesozoic deposits, 3 — zones of the Bazhenov rocks absence

Табл. 7. Средние по скважине значения нефтенасыщенности открытого порового пространства пород баженовской свиты, %
Tab. 7. Average oil saturation of open pore space in wells, Bazhenov rocks (%)

Район	Скважина	Нефтенасыщенность, %
Салымский	Салымская-2802	98
Юганский	Чупальская-67п	95
Лангепасский	Урьевская-7016	91
"	Северо-Покачевская-2368	88
Юганский	Малобалыкская-901	87
Нюрольский	Западно-Квензерская-4	79
Северо-Сургутский	Повховская-70	68
"	Южно-Ягунская-306	65
Межовский	Межовская-11	58
Северо-Сургутский	Дружная-322	55
Салымский	Салымская-2	46
"	Северо-Салымская-1183	46
Северный	Присклоновая-54п	40
Александровско-Васюганский	Горстовая-91	32
Нюрольский	Арчинская-47	23
Усть-Тымский	Толпаровская-2	18
Межовский	Ракитинская-4	18
Нюрольский	Южно-Майская-413	14

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Литература

1. Бриндзинский А.М., Нестеров И.И., Новиков Г.Р., Салманов Ф.К., Тянь А.В., Ушатинский И.Н. Салымский нефтегазоносный район // Тр. ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1970. – Вып. 41. – 314 с.
2. Алексеев А.Д., Немова В.Д., Колосков В.Н., Гаврилов С.С. Литологические особенности строения нижнетутлеймской подсвиты Фроловской НГО в связи с особенностями ее нефтеносности // Геология нефти и газа. – 2009. – № 2. – С. 27–33.
3. Гурари Ф.Г., Гурари И.Ф. Формирование залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1974. – № 5. – С. 36–40.
4. Конторович А.Э., Ян П.А., Замирайлова А.Г., Костырева Е.А., Эдер В.Г. Классификация пород баженовской свиты // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 11. – С. 2034–2043.
5. Булыникова С.П., Гольберт А.В., Климова И.Г., Конторович А.Э., Полякова И.Д., Решетникова М.А., Турбина А.С. Палеобиофации нефтегазоносных волжских и неокомских отложений Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1978. – 86 с.
6. Славкин В.С., Алексеев А.Д., Колосков В.Н. Некоторые аспекты геологического строения и перспектив нефтеносности баженовской свиты на западе Широкого Приобья // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 8. – С. 100–104.
7. Свищев М.Ф., Садыков М.М., Каптелинин Н.Д., Юсупов К.С. Гидродинамические особенности продуктивных пластов баженовской свиты Салымского нефтяного месторождения // Тр. Гипротюменнефтегаз. – Тюмень: 1973. – Вып. 35. – С. 239–252.
8. Нестеров И.И. Новый тип коллектора нефти и газа // Геология нефти и газа. – 1979. – № 9. – С. 26–29.
9. Толстолыткин В.П., Зубарев Б.Н. Промыслово-геофизические исследования скважин // Нефтяное хозяйство. – 1984. – № 6. – С. 38–43.
10. Желтов Ю.В., Малофеев Г.Е., Толстов Л.А., Хавкин А.Я., Московцев О.А., Погонищев В.И., Сибгатуллин А.С. Обоснование особенностей строения и продуктивности баженовской свиты Салымского месторождения по данным работы скважин // Геология нефти и газа. – 1984. – № 8. – С. 1–6.
11. Степанов В.П., Ахапкин М.Ю., Табаков В.П., Пасынков А.Г., Быков В.В. и др. Основные итоги и перспективы разработки баженовской свиты Салымского месторождения // Геофизика. – 2007. – № 4. – С. 211–218.
12. Немова В.Д., Колосков В.Н., Гаврилов С.С., Покровский Б.Г. Стадийность и направленность вторичных преобразований пород-коллекторов нижнетутлеймской подсвиты на западе Широкого Приобья // Геология нефти и газа. – 2010. – № 6. – С. 22–28.
13. Немова В.Д., Колосков В.Н., Покровский Б.Г. Процессы формирования карбонатизированных коллекторов в глинисто-кремнистых отложениях баженовского горизонта на западе Широкого Приобья // Разведка и охрана недр. – 2011. – № 12. – С. 31–35.
14. Дахнова М.В., Назарова Е.С., Славкин В.С., Колосков В.Н., Алексеев А.Д. Геохимические методы в решении задач, связанных с освоением залежей нефти в баженовской свите на западе Широкого Приобья // Геология нефти и газа. – 2007. – № 6. – С. 39–43.
15. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности // Тр. СНИИГГиМС. – М.: Недра, 1976. – Вып. 229. – 250 с.
16. Конторович А.Э., Рогозина Е.А., Трофимук А.А. Первичная миграция углеводородов и диагностика нефтегазопроизводящих толщ // Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. Тр. СНИИГГиМС. – М.: Недра, 1972. – Вып. 131. – С. 227–260.
17. Харин В.С. Роль естественной радиоактивности пород в процессах преобразования РОВ // Геология нефти и газа. – 1982. – № 5. – С. 42–45.
18. Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Трофимук А.А. Миграция рассеянных битумоидов // Тр. ИГиГ СО АН СССР. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1971. – Вып. 143. – 167 с.
19. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975. – 679 с.
20. Конторович А.Э., Рогозина Е.А. Масштабы образования углеводородных газов в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности // Геология и нефтегазоносность юго-востока Западно-Сибирской плиты. Тр. СНИИГГиМС. – Новосибирск, 1967. – Вып. 65. – С. 13–25.
21. Корост Д.В., Надежкин Д.В., Ахманов Г.Г. Изучение пустотного пространства нефтематеринской породы при генерации углеводородов // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. – 2012. – № 4. – С. 32–37.
22. ГОСТ 26450.1-85 Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением / Исп.: В.И. Петерсилье, Э.Г. Рабиц, Л.А. Коцеруба, А.Г. Ковалев, Я.Р. Морозович // Породы горные. Методы определения коллекторских свойств. ГОСТ 26450.0-85 - ГОСТ 26450.2-85: Сб. ГОСТов. – М.: Издательство стандартов, 1985. – С. 5–12.

References

1. Brindzinskii A.M., Nesterov I.I., Novikov G.R., Salmanov F.K., Tyann A.V., Ushatinskii I.N. Salym Petroleum District. *ZapSibNIGNI proceedings*. Tyumen; 1970. Issue 41. 314 p.
2. Alekseev A.D., Nemova V.D., Koloskov V.N., Gavrilov S.S. Lithological features of Lower Tuleimsky member structure (Frolovsky Petroleum Area) in the context of its oil-bearing capacity. *Oil and gas geology*. 2009;(2):27–33.
3. Gurari F.G., Gurari I.F. Formation of oil pools in the Bazhenov claystone, Western Siberia. *Oil and gas geology*. 1974;(5):36–40.
4. Kontorovich A.E., Yan P.A., Zamirailova A.G., Kostyreva E.A., Eder V.G. Classification of rocks of the Bazhenov formation. *Russian Geology and Geophysics*. 2016;57(11):2034–2043.
5. Bulynnikova S.P., Gol'bert A.V., Klimova I.G., Kontorovich A.E., Polyakova I.D., Reshetnikova M.A., Turbina A.S. Paleobiofacies of oil bearing Volgian and Neocomian formations of the West Siberian Plate. Moscow: Nedra, 1978. 86 p.

6. Slavkin V.S., Alekseev A.D., Koloskov V.N. Bazhenov Fm in the west of the Latitudinal Ob: certain aspects of geological structure and oil potential. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2007;(8):100–104.
7. Svishchev M.F., Sadykov M.M., Kaptelinin N.D., Yusupov K.S. Hydrodynamic features of the Bazhenov reservoirs in the Salym oil field. *Giprotymenyeftegaz proceedings*. Tyumen: 1973. Issue 35. pp. 239–252.
8. Nesterov I.I. New type of oil and gas reservoir. *Oil and gas geology*. 1979;(9):26–29.
9. Tolstolytkin V.P., Zubarev B.N. Production logging in wells. *Neftyanoe khozyaistvo*. 1984;(6):38–43.
10. Zheltov Yu.V., Malofeev G.E., Tolstov L.A., Khavkin A.Ya., Moskovtsev O.A., Pogonishchev V.I., Sibgatullin A.S. Substantiation of the Bazhenov Fm structure and productivity features in the Salym filed on the results of wells operation. *Oil and gas geology*. 1984;(8):1–6.
11. Stepanov V.P., Akhapkin M.Yu., Tabakov V.P., Pasyukov A.G., Bykov V.V. et al. Bazhenov formation of the Slaym field: main development results and prospects. *Geophysics*. 2007;(4):211–218.
12. Nemova V.D., Koloskov V.N., Gavrilov S.S., Pokrovsky B.G. Stages and tendency of secondary transformations of reservoir rocks of Lower Turtleim subsuite on the west of Latitudinal Priobie. *Oil and gas geology*. 2010;(6):22–28.
13. Nemova V.D., Koloskov V.N., Pokrovskii B.G. Processes of carbonated reservoirs formation within argillaceous-siliceous deposits of the Bazhenov horizon in the west of the the Latitudinal Ob. *Razvedka i ohrana neдр*. 2011;(12):31–35.
14. Dakhnova M.V., Nazarova E.S., Slavkin V.S., Koloskov V.N., Alekseev A.D. Geochemical methods for solving tasks as concern oil pools development in Bazhenov suite on the west of Latitudinal Priobie. *Oil and gas geology*. 2007;(6):39–43.
15. Kontorovich A.E. Quantitative prediction of oil and gas potential: geochemical methods. *SNIIGGiMS proceedings*. Moscow: Nedra; 1976. Issue 229. 250 p.
16. Kontorovich A.E., Rogozina E.A., Trofimuk A.A. Hydrocarbons expulsion and diagnostics of oil and gas producing sequences. *Oil and gas deposits in Mesozoic formations of the West Siberian Lowland: distribution patterns and formation conditions*. SNIIGGiMS proceedings. Moscow: Nedra; 1972. Issue 131. pp. 227–260.
17. Kharin V.S. Role of rocks natural radioactivity in the processes of dispersed organic matter transformation. *Oil and gas geology*. 1982;(5):42–45.
18. Vyshemirskii V.S., Kontorovich A.E., Trofimuk A.A. Migration of dispersed bitumoids. *IGIG SO AN USSR proceedings*. Novosibirsk: Nauka. Sibirskoe otdelenie; 1971. Issue 143. 167 p.
19. Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K. Oil and gas geology of the Western Siberia. Moscow: Nedra; 1975. 679 p.
20. Kontorovich A.E., Rogozina E.A. Amount of hydrocarbon gases generation in Mesozoic formations of the West Siberian Lowland. *Geology and hydrocarbon potential in the south-east of the West Siberian Plate*. SNIIGGiMS proceedings. Novosibirsk; 1967. Issue 65. pp. 13–25.
21. Korost D.V., Nadezhkin D.V., Akhmanov G.G. Studies of source rock interstitial space in hydrocarbon generation. *MSU Journal. Series 4. Geology*. 2012;(4):32–37.
22. Petersil'e V.I., Rabits E.G., Kotseruba L.A., Kovalev A.G., Morozovich Ya.R. GOST 26450.1-85 Rocks. Method for determination of open porosity coefficient by fluid saturation. In: *Rocks. Methods for reservoir properties determination*. GOST 26450.0-85 - GOST 26450.2-85: Sb. GOSTov. Moscow: Izdatel'stvo standartov; 1985. pp. 5–12.



Уважаемый Александр Владимирович!

Редакционная коллегия журнала поздравляет Вас и всех сотрудников со знаменательной датой — 25-летием со дня основания Научно-аналитического центра рационального недропользования им. В.И. Шпильмана.

Центр был образован администрацией Ханты-Мансийского автономного округа 28 сентября 1993 г., и с первого дня существования его возглавил главный идеолог создания нового научного центра, видный ученый, академик РАН, доктор геолого-минералогических наук, профессор Владимир Ильич Шпильман.

Это был непростой период для страны — осуществлялся переход экономики на рыночные отношения, и в это сложное время перед предприятием была поставлена важнейшая задача — обеспечить научно-аналитическое и информационное сопровождение деятельности органов государственной власти в сфере недропользования, предложить решения по проблемам лицензирования недр и воспроизводства ресурсной базы углеводородного сырья, организовать контроль над рациональным использованием подземных богатств Ханты-Мансийского автономного округа.

За свою 25-летнюю историю Центр, используя весь свой огромный научный и практический опыт, выполнил целую серию важнейших для региона и нефтегазовой отрасли в целом работ. Назовем только некоторые из них: концепция работ по организации геологического изучения недр и восполнения ресурсной базы углеводородов Ханты-Мансийского автономного округа на 2000–2030 гг., программа лицензирования недр на среднесрочный период. Специалистами Центра была осуществлена количественная оценка потенциальных ресурсов УВ Ханты-Мансийского автономного округа, разработаны система мониторинга добычи, включающая ведение паспортов месторождений; система классификации развития объектов во времени, позволяющая проводить экспресс-анализ состояния добычи; схемы сбора, подготовки и транспортировки нефти и попутного газа; методика расчета экономических показателей освоения участка недр.

Сегодня можно с уверенностью сказать, что Центр является одной из самых авторитетных организаций в области информационного и аналитического обеспечения деятельности органов государственной власти в сфере недропользования Западной Сибири и, несомненно, Вы, как талантливый руководитель, и каждый из 340 специалистов Центра вносите весомый вклад в укрепление и развитие ключевой отрасли отечественной экономики.

«Профессионала характеризует эмоциональная связь дела и результата», — говорил Владимир Ильич Шпильман.

От лица редколлегии желаю профессионалам Научно-аналитического центра новых научных открытий, процветания и уверенности в завтрашнем дне!

**Научный руководитель ВНИГНИ,
главный редактор «Геологии нефти и газа»,
доктор геол.-минерал. наук
А.И. Варламов**

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'А.И. Варламов'.

УДК 550.8.011

DOI 10.31087/0016-7894-2018-5-75-86

Новый подход к поиску залежей углеводородов в терригенных пермских отложениях северо-восточной части Тимано-Печорской провинции

© 2018 г. | Е.Б. Грунис¹, И.А. Маракова², В.Б. Ростовщиков²

¹ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; grunis@vnigni.ru;

²Ухтинский государственный технический университет, Ухта, Россия; miss.marakova@mail.ru; vrostovchikov@ugtu.net

Поступила 27.03.2018 г.

Принята к печати 21.05.2018 г.

Ключевые слова: *новый подход; методика; условия формирования; геологическая модель; энергетические зоны; ловушка; залежь.*

В статье рассмотрен новый подход к поиску залежей углеводородов в терригенных отложениях пермского возраста. Проанализированы геолого-геофизические материалы разных лет, разработана модель строения пермского комплекса, выяснены условия формирования ловушек различного типа и залежей углеводородов. В статье предложен алгоритм новой методики прогнозирования, который позволит пересмотреть перспективы нефтегазоносности северо-восточной части Тимано-Печорской провинции, включая арктический шельф.

Для цитирования: Грунис Е.Б., Маракова И.А., Ростовщиков В.Б. Новый подход к поиску залежей углеводородов в терригенных пермских отложениях северо-восточной части Тимано-Печорской провинции // Геология нефти и газа. – 2018. – № 5. – С. 75–86. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-75-86.

New approach to hydrocarbon exploration in Permian terrigenous formations of the north-eastern part of the Timan-Pechora Province

© 2018 | E.B. Grunis¹, I.A. Marakova², V.B. Rostovshchikov²

¹ФГБУ «All-Russian Research Geological Oil Institute», Moscow, Russia; grunis@vnigni.ru;

²Ukhta state technical university, Ukhta, Russia; miss.marakova@mail.ru; vrostovchikov@ugtu.net

Received 27.03.2018

Accepted for publication 21.05.2018

Key words: *new approach; methodology; formation conditions; geological model; energy zones; trap; reservoir.*

The paper discusses a new approach to hydrocarbon exploration in the Permian terrigenous formations. Geological and geophysical materials of various years are analysed; model of the Permian series is created; formation conditions for different types of traps and hydrocarbon reservoirs are ascertained. Studies and analysis of formation mechanism for different types of traps within the facies and dynamic zones of activity and stability made possible their typification and subsequent classification taking into account a genetic type of structural form of the upper impermeable bed, morphology, and manifestation of Permian terrigenous formations in the wavefield. The studies resulted in the development of the prospecting morphogenetic classification of different trap types; this classification can be used for traps prediction and identification in the early exploration stages within the north-eastern part of the Timan-Pechora Province. Zones of concentration of traps having different genesis are identified with the purpose to predict oil and gas occurrence within the Permian terrigenous formations in the north-eastern part of the Timan-Pechora Province. Particularity of the paper is in the algorithm of a new prediction methodology described, which will allow revising the petroleum potential of the north-eastern part of the Timan-Pechora Province, including the Arctic shelf. The developed methodology allows revising the petroleum potential and estimating the undiscovered hydrocarbon resources in the underexplored but highly promising hydrocarbon play, determining the prospecting vectors and efficient complex of exploration activities in the north-eastern part of the Timan-Pechora Province, including the Arctic shelf.

For citation: Grunis E.B., Marakova I.A., Rostovshchikov V.B. New approach to hydrocarbon exploration in Permian terrigenous formations of the north-eastern part of the Timan-Pechora Province. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(5):75–86. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-75-86.

Основными объектами поисков залежей нефти и газа в Тимано-Печорской провинции до последнего времени были карбонатно-терригенные отложения

ранне- и среднепалеозойского возраста [1]. Залежи, как правило, открывались в структурных, стратиграфических, рифовых и литологических ловушках.



METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Методика поисков и разведки таких залежей была апробирована многолетним опытом геолого-разведочных работ.

Относительно высокая (> 50 %) разведанность прогнозных ресурсов нефти традиционных комплексов в настоящее время поставила перед геолого-разведчиками задачи выбора новых направлений поиска и вовлечения в поисковый процесс слабоизученных нефтегазоносных комплексов, к которым относятся терригенные надкарбонатные отложения перми, триаса и юры.

Объектами исследований являются ловушки различного типа в терригенных отложениях пермского возраста, распространенные в пределах северной части вала Сорокина, Колвинского мегавала и западного борта Коротаихинской впадины.

В рамках проведенных исследований анализировалась изученность северо-востока Тимано-Печорской провинции сейсморазведкой и бурением. Дифференциация изученности сейсморазведкой МОГТ по нефтегазоносным областям (НГО) северо-восточной части Тимано-Печорской провинции следующая: Припайхойско-Приюжноновоземельская НГО (Коротаихинский и Васьягинский НГР) — 7038 км/км²; Варандей-Адзвинская НГО (Сорокинский нефтегазоносный район (НГР)) — 20174 км/км²; Печоро-Колвинский авлакоген (Харьяга-Усинский НГР) — 15100 км/км²; Хорейверская НГО (Чернореченский и Коллависовский НГР) — 42290 км/км².

Изученность бурением пермских терригенных отложений также неравномерна: от 26,5 м/км² в Печоро-Колвинской НГО до 1,3 м/км² в Припайхойско-Приюжноновоземельской НГО и в целом составляет 33,16 м/км², или 3480 км²/скв.

Для дальнейшего планомерного освоения пермского терригенного комплекса впервые разработана методика тектонофацально-динамического прогнозирования (МТФДП) ловушек углеводородов на основе выяснения условий их формирования и закономерностей размещения [2].

Данная методика позволяет выяснить причинно-следственные связи условий формирования и закономерностей размещения нефтегазоперспективных ловушек на северо-востоке Тимано-Печорской провинции и состоит из следующих элементов (рис. 1).

Систематизация и анализ геолого-геофизических материалов позволили провести ревизию ранее выполненных исследований в северо-восточной части Тимано-Печорской провинции, определить направления, методы и задачи исследований.

Исследование условий формирования ловушек различного типа — одна из основных задач, решенных в ходе работы с применением бассейнового анализа [3], в том числе структурно-тектонического, палеофацально-динамического, палеофацального, сейсмостратиграфического,

палеотектонического методов. В результате проявления глобальных тектонических процессов условия терригенного осадконакопления на протяжении пермского времени были различными: от мелко-водно-шельфовых до озерно-аллювиальных, что обусловило сложное литолого-фациальное строение отложений. Изучение строения и формирования ловушек различных типов ловушек в терригенных отложениях пермского возраста комплексом методов исследования позволило установить закономерную смену морфогенетических типов по мере перемещения шельфовой границы под влиянием тектонических движений, а также закономерности их размещения. Выполненные построения отражают модель строения и условий формирования терригенного надкарбонатного комплекса и размещения ловушек в нем.

Исследование особенностей тектонодинамического развития территории. В ходе исследований и переинтерпретации имеющихся геолого-геофизических материалов была проанализирована история развития территории в каледонскую и герцинскую эпохи складчатости. Модель строения надкарбонатного комплекса характеризуется как единый среднедевон-триасовый этаж, который охватывает период раннегерцинской и позднегерцинской стадий тектогенеза, во время которых в трансгессивно-регрессивные циклы формировались осадочные комплексы, в том числе надкарбонатный. Внутри структурного этажа выделена пермская секвенция, ограниченная сверху и снизу несогласиями, которая образована в результате регрессии морского бассейна на северо-запад.

Нижнюю часть секвенции составляют карбонатные отложения ассельско-сакмарского возраста, в которых размещаются органогенные постройки мощностью до 80 м. Вышезалегающие терригенные отложения являются верхней осадочной системой, которая представляет развитый нижний системный тракт. Разрез представлен последовательно сформировавшимися русловыми и дельтовыми отложениями (песчаники, отлагавшиеся в руслах, глины, слои песчаников шельфа и склона, песчаники валов подводных русел) (рис. 2). Толщина кунгурско-уфимских отложений вала Сорокина растет с севера на юг. Так, на Наульской, Лабоганской и Седьягинской площадях мощность кунгурских отложений варьирует от 140 до 300 м, уфимских — от 20 до 140 м. В Коротаихинской впадине толщина артинско-уфимских отложений составляет 0–1200 м. В северной части Колвинского мегавала мощность пермских терригенных отложений увеличивается с юга на север от 26 до 220 м. Толщина отложений анализировалась по данным бурения и отображена на сводных литолого-стратиграфических разрезах (рис. 3–5).

Выделение этапов и динамических зон осадконакопления. Изучение и интерпретация сейсми-

Рис. 1. Тектонофацально-динамическая методика исследований (составила И.А. Маракова)

Fig. 1. Tectonic-facies and dynamic research technique (I.A. Marakova)

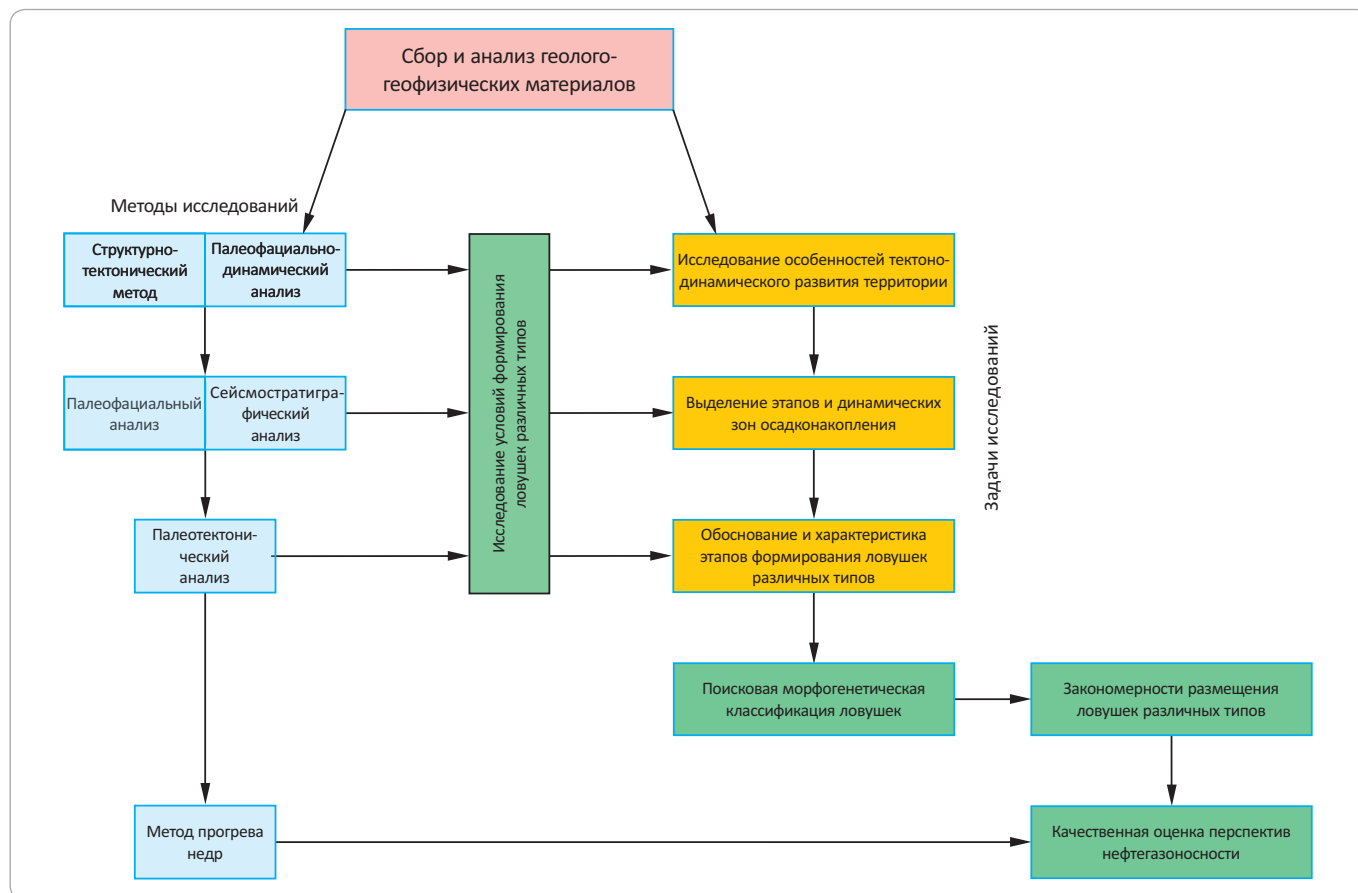
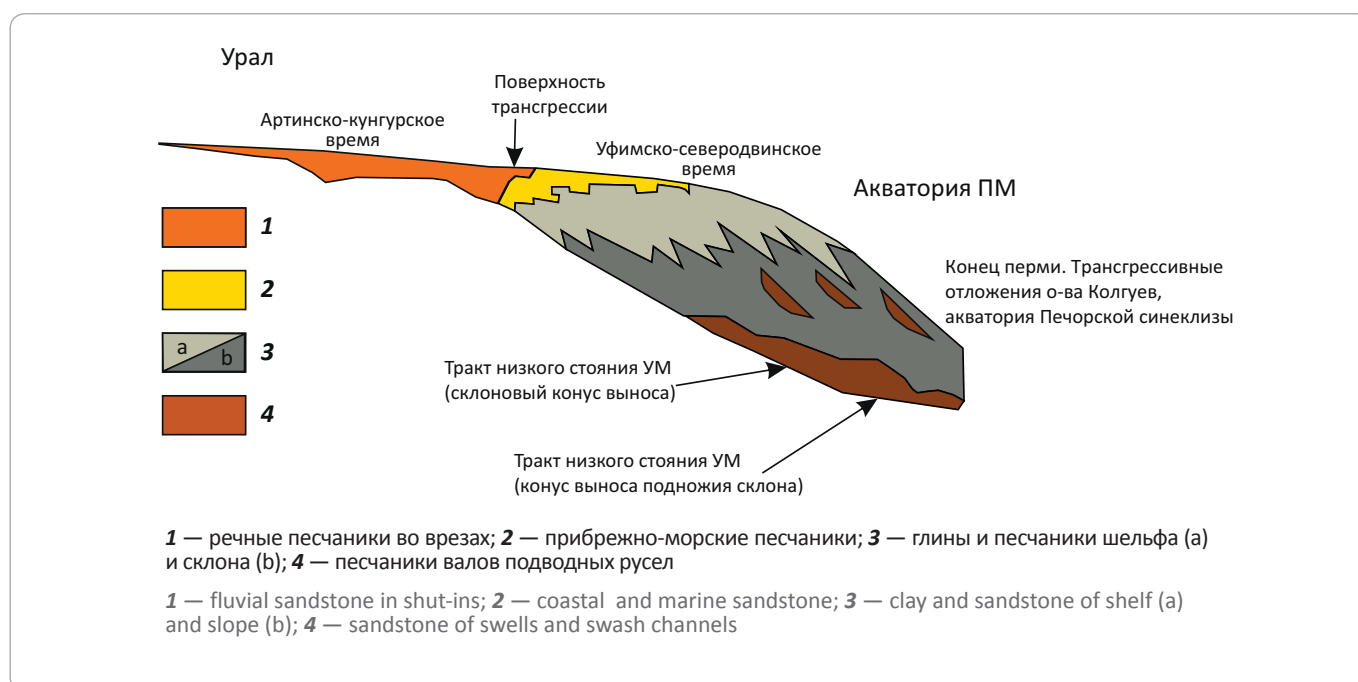


Рис. 2. Терригенная часть пермского секвенса первого типа с развитым нижним системным трактом (составила И.А. Маракова)

Fig. 2. Terrigenous part of the first-type Permian sequence with the developed lower system tract (I.A. Marakova)





METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

ческих материалов, их палеотектонический анализ показали разнотипные аномалии волнового поля, которые отражают прибрежно-морской и аллювиальный генезисы отложений (рис. 6).

Детальная корреляция терригенных отложений пермского возраста, изучение опубликованных и фондовых материалов, описаний керна, лабораторные исследования позволили определить условия осадконакопления. Например, терригенный разрез пермского возраста скв. Северо-Гуляевская-1 сложен переслаиванием песчаников, алевролитов и глин, которые отлагались в кунгурское время в глубоководной зоне открытого шельфа, в уфимское время — в проделтье, в казанское время — в условиях прибрежной равнины, периодически затапливаемой морем (рис. 7).

В результате были составлены карты-схемы литофациальной зональности пермских отложений, по результатам построения которых выделены этапы осадконакопления — артинско-кунгурский и уфимско-северодвинский. На этих этапах терригенные образования накапливались последовательно в мелководно-шельфовых, дельтовых, аллювиальных и озерно-аллювиальных обстановках осадконакопления. На основе анализа полученных результатов выделены критерии для оконтуривания тектонофациально-динамических зон двух типов: фациально-динамических зон активности и фациально-динамических зон стабильности [4–6].

Под тектонофациально-динамической зоной понимается зона аккумуляции обломочного материала, которая выделяется по палеофациальным и динамическим признакам и характеризуется определенными режимами осадконакопления и проявлением тектонической активности (первичной и вторичной).

Фациально-динамическая зона активности — это зона аккумуляции, которая характеризуется интенсивным (турбулентным) режимом осадконакопления и проявлением как первичной, так и вторичной тектонической активности.

Фациально-динамическая зона стабильности — это зона аккумуляции, для которой типичны равномерный (ламинарный) режим осадконакопления и пассивная тектоника.

На артинско-кунгурском и уфимско-северодвинском этапах по данным критериям выделено шесть тектонофациально-динамических зон осадконакопления.

Зона стабильности I существовала в пределах Кортаихинского платформенного участка вплоть до уфимского времени. Региональное изменение наклона территории на север в начале ранней перми предопределило заложение первичного рельефа континентального склона, а появление источника терригенного обломочного материала способствовало его переносу горными реками вплоть до границы море — суша.

Зона активности II существовала в кунгурское время, в пределах вала Сорокина, где реки формировали зоны повышенной песчаности на пересечении со структурным планом, создававшимся в ходе развития палеосвода Зенченко.

Зона активности III находилась в пределах северной части вала Сорокина, когда та была приподнята по отношению к южной. В связи с этим осадконакопление контролировалось структурно-тектоническими факторами и деятельностью рек, которые стекали с Урала.

Согласно имеющимся материалам, зона активности IV была локализована в северной части Колвинского мегавала от Харьягинской до Ольгинской площадей. Положение зоны энергетической активности обусловлено геодинамикой развития территории в конце раннепермской и на всем протяжении позднепермской эпохи. В результате геодинамических процессов в пределах северной части Колвинского мегавала в ранне- и позднепермское время сформировался многопластовый терригенный природный резервуар, состоящий из нескольких пластов различного генезиса, которые образовались за счет деятельности рек, сгужающих материал в прибрежно-морских и континентальных условиях.

Зона стабильности V существовала в пределах акваториального продолжения вала Сорокина, где к настоящему времени выделяется ряд локальных поднятий, в том числе Северо-Гуляевское.

Зона стабильности Va находилась в пределах акваториального продолжения севера Колвинского мегавала, где присутствовали преимущественно прибрежно-морские обстановки, в которых накапливались линзовидные песчаные отложения в извилистых дельтах рек.

Положение выделенных зон к концу пермского времени приведено на карте литофациальной зональности отложений казанско-северодвинского возраста (рис. 8).

Обоснование и характеристика этапов формирования ловушек различного типа. Анализ геолого-геофизических материалов исследуемых территорий позволил выделить седиментационный и постседиментационный подэтапы формирования ловушек, приуроченных к энергетическим зонам [1, 4–7]. На седиментационном подэтапе в артинско-кунгурское и уфимско-северодвинское время осадконакопления, в зависимости от объема поступающего материала, терригенные отложения находились в определенных рельефообразующих условиях. Этому способствовало развитие орогенных процессов на Урале. Когда накопление обломочного материала завершается, в определенных рельефообразующих условиях появляется терригенное тело. Примером являются дельтовые обстановки осадконакопления. В них Р.Ч. Селли [8] разделяет морфоло-

Рис. 3. Фрагмент литолого-стратиграфического разреза северной части вала Сорокина (составила И.А. Маракова)

Fig. 3. Fragment of lithostratigraphic section across the northern part of the Sorokin swell (I.A. Marakova)

Система	Отдел	Ярус	Литологическая колонка	Мощность, м	Краткая характеристика пород
Пермская — Р	Нижний — Р ₁	P _{1u}		20–142	Глины аргиллитоподобные с включениями обугленного растительного детрита, сидерита. Алевролиты крупнозернистые, слоистые за счет обугленного детрита. Песчаники серые, темно-серые, среднезернистые, полимиктовые, слюдистые
		P _{1k}		140–233	Аргиллиты с прослоями песчаников, алевролитов и глин. Песчаники серые, бурые, зеленовато-серые, разномызернистые с растительными остатками, нефтенасыщенные. Алевролиты серые, плотные, слоистые, трещиноватые. Аргиллиты темно-серые до черных, слоистые с прослоями алевролитов, тонкозернистые. Глины аргиллитоподобные неравномерно известковистые, плотные, слоистые
		P _{1ar}		98–173	Известняки серые, темно-серые, коричневатые за счет нефтенасыщения, глинистые с прослоями известняков органогенно-детритовых, пористые с фауной брахиопод, мшанок, неравномерно окремненные, доломитизированные с включением кальцита
		P _{1a+s}		80–150	Известняки заглинизированные, сильноглинистые с включениями фауны, пирита, растительного детрита, с прослоями известняков серых, органогенно-детритовых, органогенных, слабоглинистых, кавернозных

Рис. 4. Фрагмент литолого-стратиграфического разреза западного борта Коротаихинской впадины (составила И.А. Маракова)

Fig. 4. Fragment of lithostratigraphic section across the western shoulder of the Korotaikhinsky depression (I.A. Marakova)

Система	Отдел	Ярус	Глубина, м	Литологическая колонка	Мощность, м	Отражающий горизонт	Краткая характеристика пород
Пермская — Р	P ₂₋₃	P _{2-3u+kz+u+sd}	2000		0–1170	A-I	Чередование глин, алевролитов и песчаников
	Нижний — Р ₁	P _{1a+s+ar+k}	3000		0–850		Переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов, многочисленные включения сидерита, сероцветные аргиллиты, неравномерно алевритистые с мелким углистым растительным шламом, мергели



METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 5. Фрагмент литолого-стратиграфического разреза северной части Колвинского мегавала (составила И.А. Маракова)
Fig. 5. Fragment of lithostratigraphic section across the northern part of the Kolvinsky mega-swell (I.A. Marakova)

Система	Отдел	Ярус	Литологическая колонка	Мощность, м	ОГ	Краткая характеристика пород
Пермская — Р	Средний — Р _{2,3} Верхний — Р _{2,3}			82–190		Переслаивание глин, песчаников, алевролитов с прослоями углистых глин и углей с растительными остатками
	Нижний — Р ₁	Р _{1u}		150–220		Переслаивание песчаников, глин, алевролитов. Конец преимущественно морского этапа осадконакопления
		Р _{1k}		46–90		Аргиллиты, алевролиты, прослои песчаников с текстурой взмучивания
		Р _{1ar}		26–40		Глинисто-алевритово-карбонатные породы
		Р _{1a+s}		64–130	la	Светло-серые органогенно-детритовые водорослевые известняки, иногда водорослево-фораминиферовые, пористые мелкозернистые трещиноватые участками доломитизированные

Рис. 6. Фрагмент временного разреза по профилю 803-11а (аномалия типа «бар», Харьягинская площадь)
Fig. 6. Fragment of time section along 803-11a Line ("bar"-type anomaly. Kharjaginsky area)

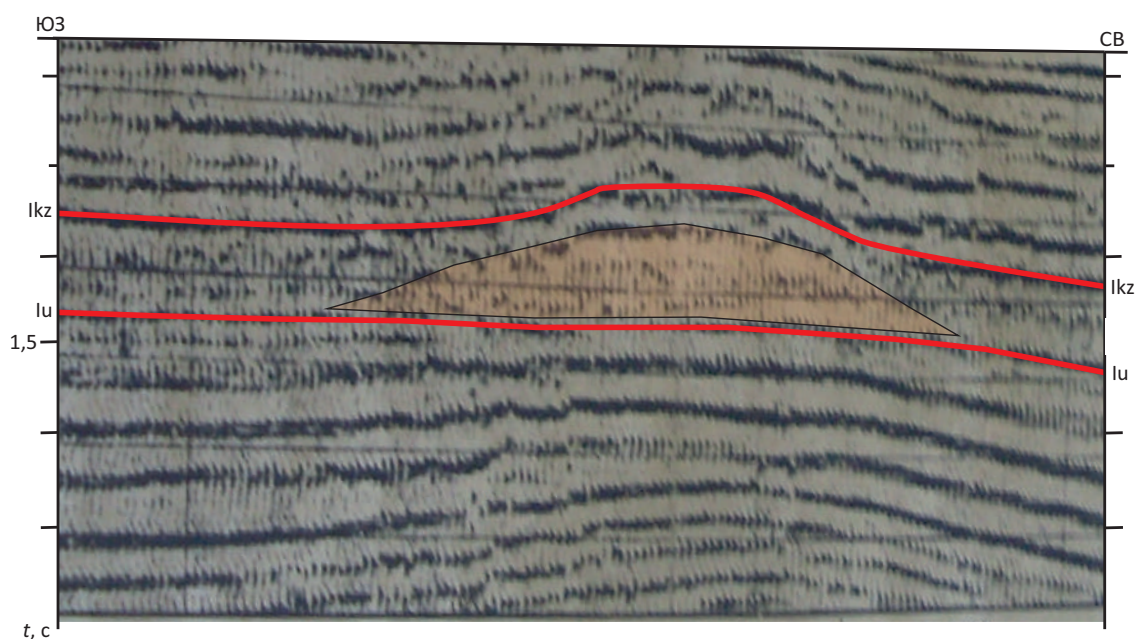


Рис. 7. Керна скв. Северо-Гуляевская-1, P₁u
Fig. 7. Core from North-Guliaevsky-1 well, P₁u

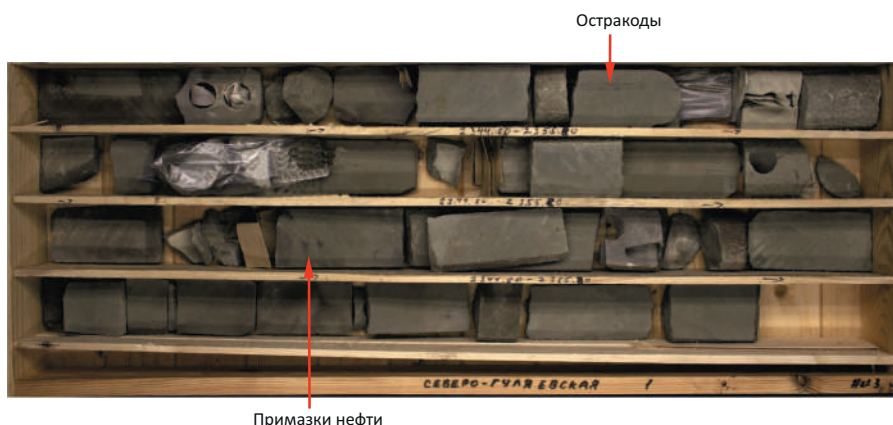
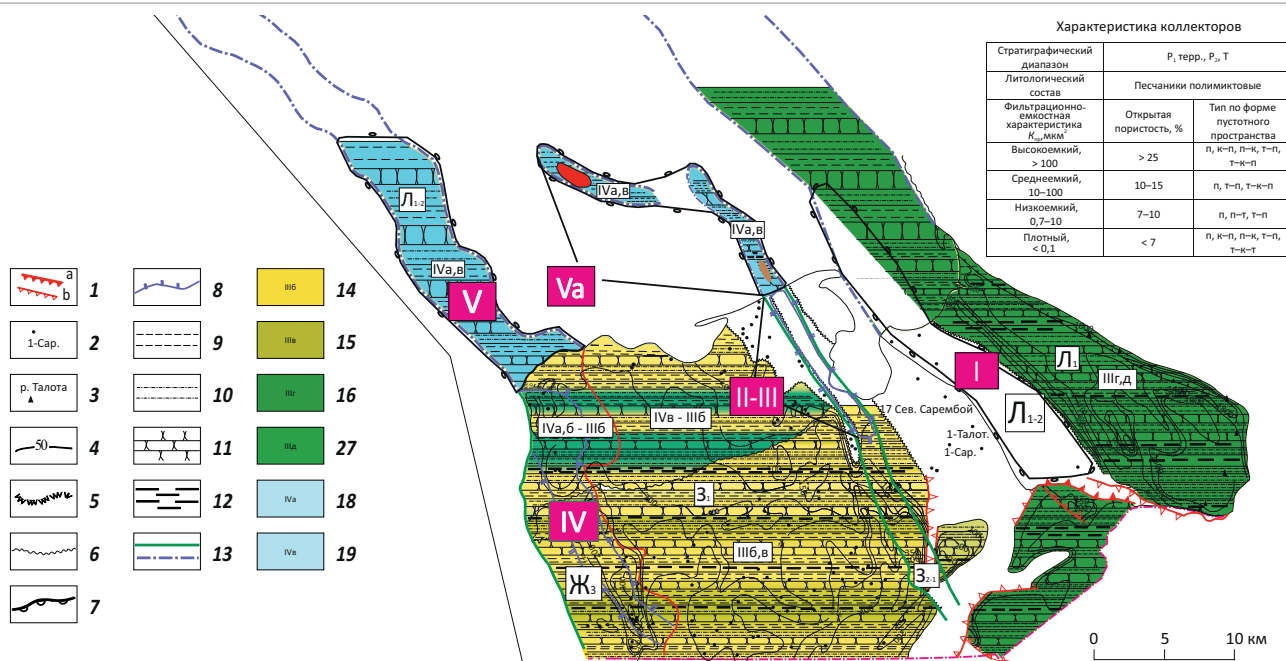


Рис. 8. Схематическая карта литофаций с выделенными тектонофацально-динамическими зонами P₂₋₃kz+sd (составила И.А. Маракова с использованием фондовых материалов ООО «Севергеофизика» и ООО «ТП НИЦ»)
Fig. 8. Sketch map of lithofacies with P₂₋₃kz+sd tectonic-facies and dynamic zones delineated (compiled by I.A. Marakova, using of archive materials from OOO Severgeofizika and OOO TP NIC)



1 — тектонические нарушения: а — надвиги, б — взбросы; 2 — скважины; 3 — обнажения; 4 — изопахиты, м; литологические и фациальные границы комплексов и составляющих их стратиграфических подразделений (5, 6); 5 — погребенные, 6 — литолого-фациальные зоны; границы зон энергетической активности и стабильности (7, 8); 7 — фациально-динамическая стабильности, 8 — фациально-динамическая активности; 9 — глины, аргиллиты; 10 — алевриты, алевролиты; 11 — песчаники; 12 — угли; 13 — границы современных структурно-тектонических элементов; обстановки осадконакопления (14-19): 14 — аллювиальная, 15 — озерно-аллювиальная, 16 — аллювиально-озерная, 17 — озерно-болотная; надприливные береговые (18, 19): 18 — дельтовые прибрежные, 19 — приморские низменные равнины, редко заливаемые морем.

Тектоническое районирование: Ж₁ — Колвинский мегавал, З₁ — Хорейверская впадина, З₂₋₁ — вал Сорокина, Л₁ — Коротайхинская впадина, Л₁₋₂ — Лабогейская ступень

1 — faults: a — thrusts, b — reverse faults; 2 — wells; 3 — outcrops; 4 — isopach, m; lithological and facies boundaries of complexes and stratigraphic elements within them (5, 6); 5 — buried, 6 — lithofacies zones; boundaries of zones of energy activity and stability (7, 8): 7 — stability; 8 — activity; 9 — clay, claystone; 10 — silt, siltstone; 11 — sandstone; 12 — coal; 13 — boundaries of current structural and tectonic elements; depositional settings (14-19): lowland plains (14-17): 14 — alluvial, 15 — lacustrine-fluvial, 16 — fluvial-lacustrine, 17 — lacustrine-boggy; supratidal coastal (18, 19): 18 — near-shore deltaic, 19 — maritime lowland plains, rarely sea-flooded.

Tectonic zoning: Ж₁ — Kolvinsky mega-swell, З₁ — Khoreivsky depression, З₂₋₁ — Sorokin swell, Л₁ — Korotakhinsky depression, Л₁₋₂ — Labogeysky flat



METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

гию дельты по типу склона основания: при пологих склонах формируются тонкие клинья, а при крутых склонах — клиноформы.

На постседиментационном подэтапе, в результате смены условий осадконакопления, появляются глинистые локально или зонально распространенные толщи, формирующие покровы. Здесь также возникали вертикальные тектонические движения, которые давали начало морфогенетическим преобразованиям ловушек.

По результатам палеопостроений и изучения сейсмических материалов выяснено, что на этих подэтапах в кунгурское, уфимско-северодвинское время формировались песчаные отложения и глинистые флюидоупоры, которые в позднепермское и послепермское время в зонах энергетической активности преобразовались в сводовые ловушки, а в зонах энергетической стабильности форма ловушек прибрежно-морского и алювиального генезиса осталась неизменной [4–6, 9].

Разработка поисковой морфогенетической классификации ловушек. Изучение и анализ механизма формирования ловушек различных типов позволили провести их типизацию [5] в пределах тектонофациально-динамических зон по перечисленным ниже признакам.

В активных зонах, которые определяются тектоническими и седиментационными факторами, ловушки образуются под действием:

- 1) первичного тектонического влияния, отвечающего за формирование рельефа;
- 2) гидродинамической расчлененности среды (русло-прибрежно-морская зона (дельта — авандельта);
- 3) седиментационно-литологического фактора;
- 4) вторичного тектонического влияния (изменение геометрии песчаных пластов и коллекторских свойств с глубиной).

В стабильных зонах, которые определяются равномерным осадконакоплением, на фоне пассивного тектонического фактора ловушки образуются под воздействием:

- 1) первичного тектонического влияния, отвечающего за формирование рельефа;
- 2) гидродинамической активности и расчлененности среды (русло-прибрежно-морская зона (дельта — авандельта);
- 3) седиментационно-литологического фактора;
- 4) пассивного влияния вторичного тектонического фактора (изменение коллекторских свойств в большей степени за счет уплотнения под массой вышележащих пород).

На основе типизации ловушек разработана поисковая морфогенетическая классификация ловушек различного типа (таблица). Для генетически по-

следовательно формировавшихся ловушек по мере движения шельфовой границы и структурно-тектонических преобразований песчаных и глинистых отложений в классификации определены морфология и генезис песчаных пластов, генетический тип структурной формы верхнего флюидоупора (тектонические, атектонические и комбинированные).

К тектоническим структурным формам относят антиклинали; к атектоническим — структурные формы, образованные морфологически выраженными геологическими телами; к комбинированным — атектонические структурные формы, испытавшие тектоническое воздействие.

По результатам интерпретации сейсмических материалов на исследуемых территориях приведены поисковые признаки для литологически экранированных, литологически ограниченных ловушек — атектоническая структурная форма верхнего флюидоупора, дельтовый генезис природного резервуара, линзовидная морфология (см. таблицу).

Выяснение закономерностей размещения ловушек различного типа. На основе разработанной схемы формирования и установленных закономерностей размещения выделены зоны концентрации ловушек (рис. 9). Ловушки пластового сводового типа образуются преимущественно в энергетически активных зонах; литологически ограниченные, литологические и литологически экранированные — в энергетически стабильных зонах.

Качественная оценка перспектив нефтегазонасности. В ходе исследований проведен анализ условий генерации углеводородов и дан прогноз нефтегазонасности исследуемых территорий, применяя рифтогенную и субдукционную модели нефтегазообразования согласно В.П. Гаврилову [10, 11].

Расчетным путем были определены температура прогрева пород и значение теплового потока. Впервые построены модели прогрева недр Коротаихинской впадины, северной части вала Сорокина и Колвинского мегавала (рис. 10). Выделены наиболее нефтегазоперспективные зоны, связанные с фациально-динамическими зонами стабильности: I, V, Va (см. рис. 10).

Выводы

Для эффективной реализации предложенной методики изучения терригенного надкарбонатного комплекса применительно ко всей территории Тимано-Печорской провинции (рис. 11) и арктического шельфа рекомендуется выполнение следующих задач.

1. Апробация представленной модели на специальном полигоне, где, наряду с практическими поисковыми целями, будут решены методические задачи. Это обеспечит эффективное проведение геолого-разведочных работ как на континенте, так и на арктическом шельфе. Такой полигон предлагается

Таблица. Фрагмент поисковой морфогенетической классификация различного типа ловушек в терригенных отложениях пермского возраста (составила И.А. Маракова)

Table. The fragment of different types morphogenetic classification in the Permian terrigenous formations (I.A. Marakova)

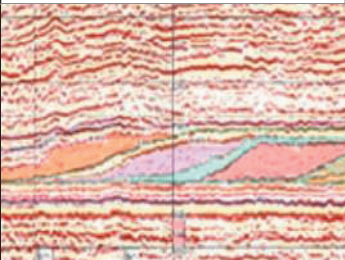
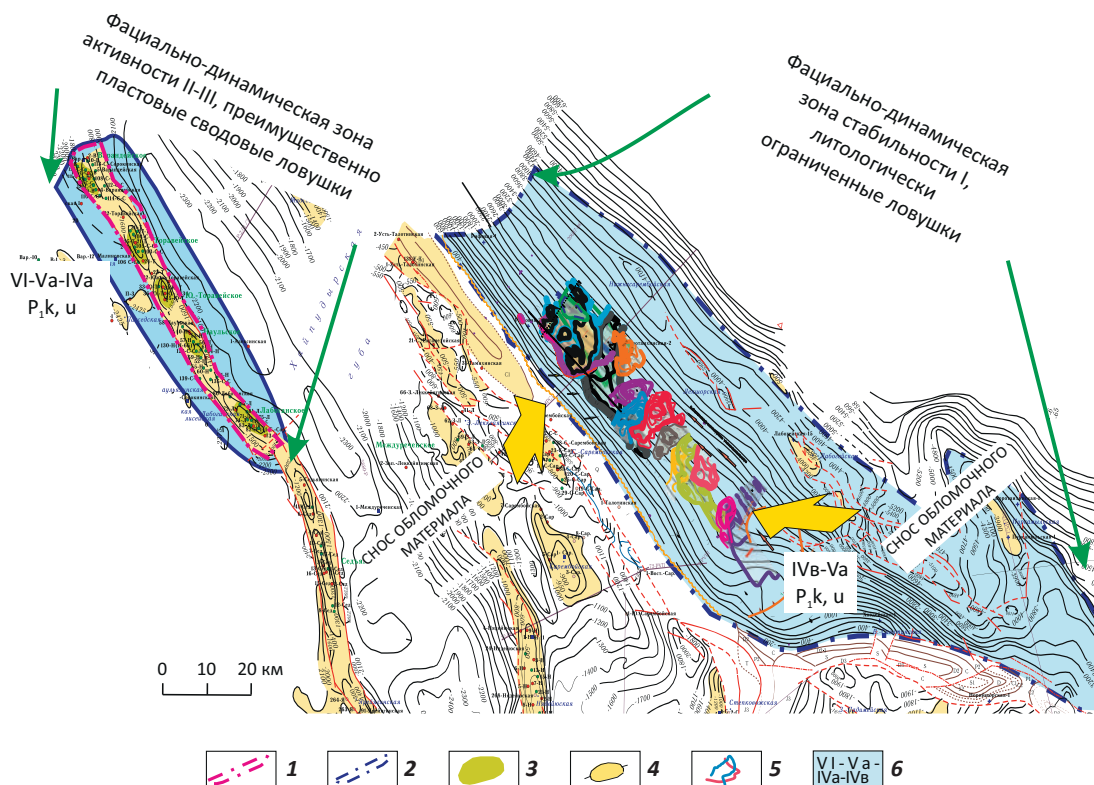
Генетический тип структурной формы верхнего флюидоупора/тип латерального экранирования	Характер движения/направление тектонических движений	Генезис ПР	Морфология в зависимости от тектонического фактора	Форма сейсмической записи	Примеры отображения на сейсмических разрезах	Типы ловушек	Примеры залежей УВ
Атектонические Седиментогенные	I	Дельтовый	Линза	Сигмовидная		Литологически экранированные, литологически ограниченные	Уренгойская (Западная Сибирь)

Рис. 9. Схема расположения зон концентрации ловушек в северо-восточной части Тимано-Печорской провинции (составила И.А. Маракова)

Fig. 9. Location map of the zones of traps concentration in the north-eastern part of the Timan-Pechora Province (I.A. Marakova)



Контуры фациально-динамических зон (1, 2): 1 — активности, 2 — стабильности; 3 — месторождения УВ в терригенных отложениях пермского возраста; 4 — антиклинальные поднятия; 5 — перспективные объекты дельтового генезиса в терригенных отложениях раннепермского возраста; 6 — дельтовые, прибрежно-морские обстановки осадконакопления

Contours of facies and dynamic zones (1, 2): 1 — activity, 2 — stability; 3 — HC fields in Permian terrigenous formations; 4 — anticline highs; 5 — exploration targets of deltaic genesis in the Early Permian terrigenous formations; 6 — deltaic, coastal-marine depositional settings

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 10. Фрагмент модели прогрева недр Коротаихинской впадины (составила И.А. Маракова)

Fig. 10. Fragment of the model of subsurface heating within the Korotaikhinsky depression (I.A. Marakova)

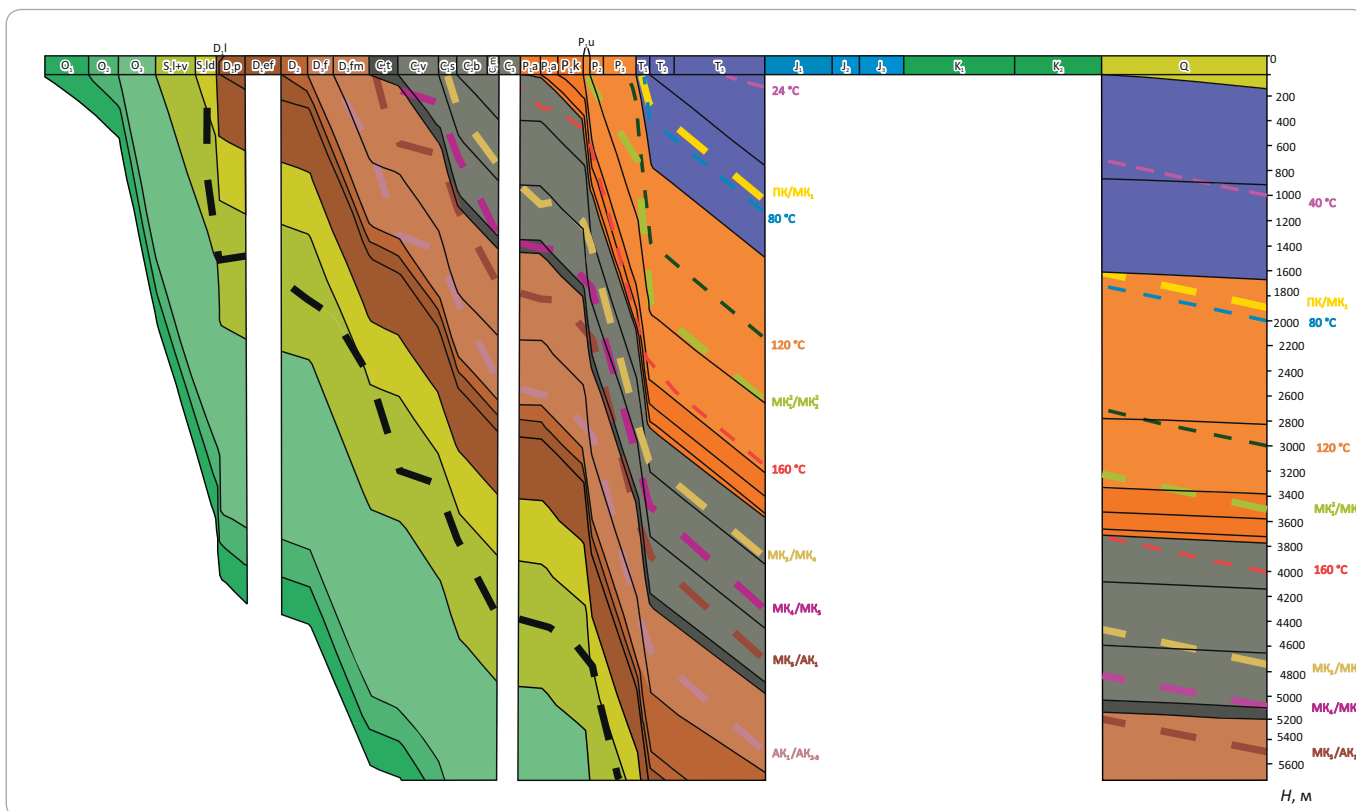
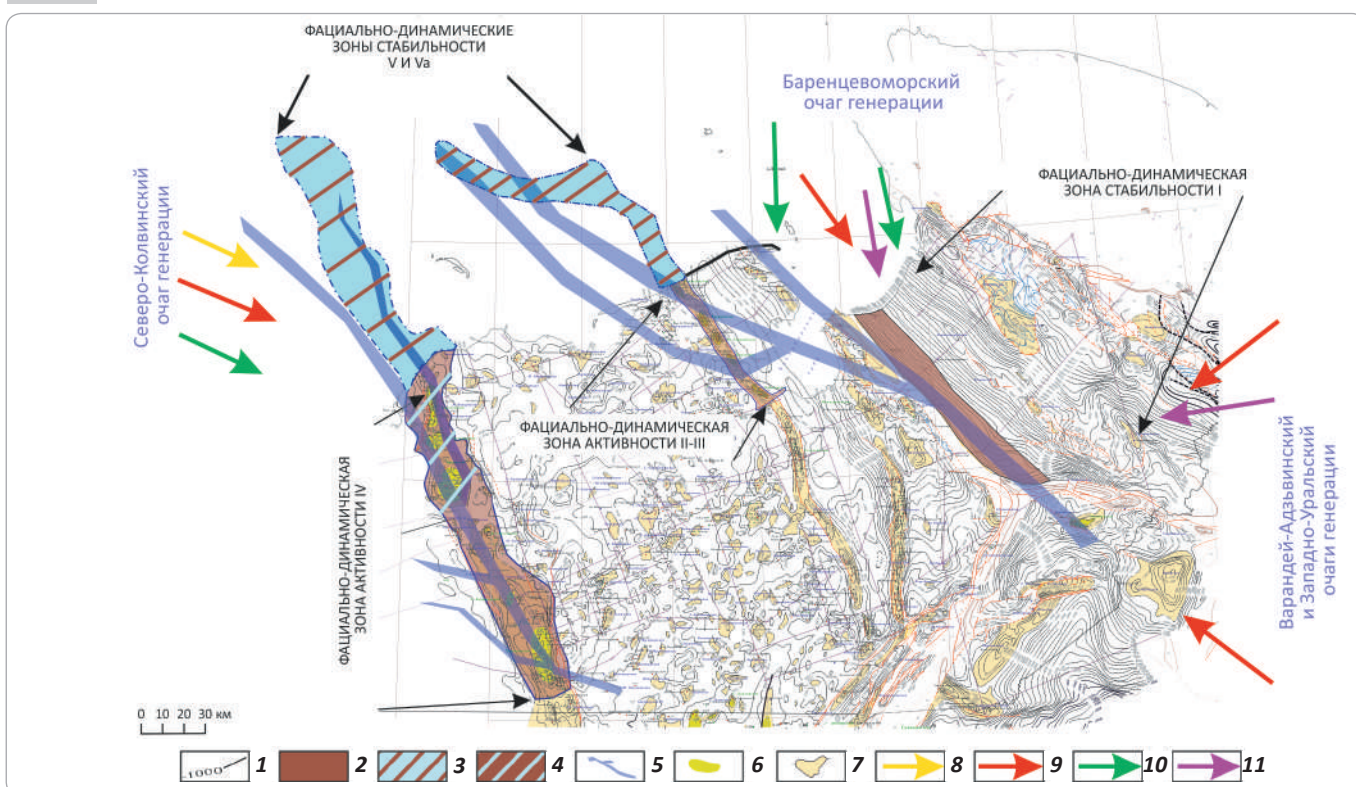


Рис. 11. Схематическая карта перспектив нефтегазоносности северо-восточной части Тимано-Печорской провинции (составила И.А. Маракова с использованием материалов [12])

Fig. 11. Map of hydrocarbon potential of the north-eastern part of the Timan-Pechora Province (I.A. Marakova, using materials from [12])



Усл. обозначения к рис. 11

1 — изогипсы, м; **2** — нефть; **3** — газ, конденсат, нефть; **4** — нефть, газ, конденсат; **5** — зоны терригенного осадконакопления, развитие на северо-запад; **6** — месторождения УВ в терригенных отложениях пермского возраста; **7** — антиклинальные поднятия; **направления миграции УВ отражающих горизонтов (8–11)**: **8** — нижнепалеозойского, **9** — верхнедевонского, **10** — верхнепермского, **11** — нижнепермского

Legend to Fig. 11

1 — structural contours, m; **2** — oil; **3** — gas, condensate, oil; **4** — oil, gas, condensate; **5** — zones of terrigenous sedimentation; **6** — HC fields in Permian terrigenous formations; **7** — anticline high; **directions of HC migration for reflection horizons (8–11)**: **8** — Lower Palaeozoic, **9** — Upper Devonian, **10** — Upper Permian, **11** — Lower Permian

отработать в пределах Лабогейской моноклинали Кортаихинской впадины. На нем закладывается поисковая скважина на линзовидную ловушку в наиболее благоприятных гипсометрических и литологических условиях. После вскрытия и исследования ловушки с основания поисковой скважины будет пробурено два наклонных ствола для вскрытия и изу-

чения разнофациальных зон. Параллельно на полигоне будет проводиться сейсморазведка МОГТ-3D.

2. На основе разработанной методики провести прогнозную оценку ресурсов всего надкарбонатного комплекса пород в северной континентальной и арктической частях Тимано-Печорской провинции.

Литература

1. Теплов Е.Л., Костыгова П.К., Ларионова З.В. и др. Природные резервуары нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской провинции. — СПб.: ООО «Реноме», 2011. — 286 с.
2. Маракова И.А. Методика тектонофациально-динамического прогнозирования ловушек углеводородов в терригенных отложениях на примере северо-восточной части Тимано-Печорской провинции // Рассохинские чтения-2018: материалы международной конференции (1–2 февраля 2018 г.): в 2 ч. Ч. 1 / Под ред. Н.Д. Цахадая. — Ухта: УГТУ, 2018. — С. 75–79.
3. Дмитриевский А.Н., Волож Ю.А. Бассейновый анализ (системный подход) // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории. Материалы VII Всероссийского литологического совещания (Новосибирск, 28–31 октября 2013 г.): в 3 т. Т. 1. — Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2013. — С. 278–280.
4. Маракова И.А. Условия формирования и закономерности размещения ловушек различного типа в терригенных отложениях пермского возраста в северо-восточной части Тимано-Печорской провинции // Структура, вещество, история литосферы Тимано-Североуральского сегмента: материалы 25-й научной конференции (Сыктывкар, 29 ноября – 1 декабря 2016 г.). — Сыктывкар: Геопринт, 2016. — С. 118–122.
5. Маракова И.А., Ростовщиков В.Б. Условия и этапы формирования ловушек в пермских терригенных отложениях в северо-восточной части Тимано-Печорской провинции // Ресурсы Европейского Севера. Технологии и экономика освоения. — 2017. — № 1. — С. 108–122.
6. Маракова И.А., Ростовщиков В.Б. Условия формирования и критерии сохранности залежей УВ в пермских терригенных отложениях северо-восточной части Тимано-печорской провинции // Новые идеи в науках о Земле: докл. XIII Междунар. науч.-практ. конф. (Москва, 5–7 апреля 2017 г.): в 2 т. Т. 1. — М.: МГРИ-РГГРУ, 2017. — С. 111–112.
7. Грунис Е.Б., Маракова И.А., Ростовщиков В.Б. Особенности строения, условия формирования пермского терригенного комплекса, этапы образования неантиклинальных ловушек в северо-восточной части Тимано-Печорской провинции // Геология нефти и газа. — 2017. — № 1. — С. 13–25.
8. Селли Р.Ч. Древние обстановки осадконакопления: пер. с англ. / Пер. А.А. Никонова, К.И. Никонов. — М.: Недра, 1989. — 294 с.
9. Маракова И.А. Формирование Кортаихинской впадины в пермское время в связи с прогнозированием развития дельтовых отложений // Конференция Нефть и газ 2016: сб. трудов. — М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2016. — С. 25–33.
10. Гаврилов В.П. Геодинамические подходы к проблеме происхождения нефти и газа // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2010. — № 7. — С. 15–22.
11. Сенин С.В., Маракова И.А., Овчарова Т.А. Оценка условий формирования и сохранности залежей углеводородов в Кортаихинской и Косью-Роговской впадинах // Рассохинские чтения-2017: материалы международной конференции (2–3 февраля 2017 г.): в 2 ч. Ч. 1 / Под ред. Н.Д. Цахад. — Ухта: УГТУ, 2017. — С. 119–124.
12. Прищепа О.М., Богацкий В.И., Грохотов Е.И. Уточненная геологическая модель севера Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, включая акваторию Печорского моря // Материалы 6-й научно-практической конференции ЕАГО (22.05–27.05. 2016 г.): «Геокрым — 2016. Проблемы нефтегазовой геологии и геофизики». — Алушта: ЕАГО, 2016. — 1 электрон. опт. диск (CD-ROM).

References

1. Teplov E.L., Kostygova P.K., Larionova Z.V. i et al. Natural reservoirs of hydrocarbon plays in the Timan-Pechora Province. St. Petersburg : ООО "Renome"; 2011. 286 p.
2. Marakova I.A. Methodology of tectonic-facies and dynamic prediction of hydrocarbon traps in terrigenous formations by the example of the north-eastern part of the Timan-Pechora Province. In: N.D. Tskhadaya, ed. *Rassokhinskie chteniya: Materialy mezhdunarodnoi konferentsii (1–2 february 2018): v 2 ch. Ch. 1.* Ukhta: UGTU; 2018. pp. 75–79.

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

3. Dmitrievskii A.N., Volozh Yu.A. Basin analysis (systems approach). *Osadochnye basseiny, sedimentatsionnye i postsedimentatsionnye protsessy v geologicheskoi istorii. Materialy VII Vserossiiskogo litologicheskogo soveshchaniya (Novosibirsk, 28–31 October 2013): v 3 t. T. 1.* Novosibirsk: INGG SO RAN; 2013. pp. 278–280.
4. Marakova I.A. Different types of traps within the Permian terrigenous formations in the north-eastern part of the Timan-Pechora Province: formation conditions and distribution patterns. *Struktura, veshchestvo, istoriya litosfery Timano-Severoural'skogo segmenta: Sbornik materialov 25-i nauchnoi konferentsii (Syktyvkar, 29 November–1 December 2016).* Syktyvkar: Geoprint; 2016. pp. 118–112.
5. Marakova I.A. Conditions and stages of formation traps in the Permian clastic sediments in the northeastern part of the Timan-Pechora province. *Resursy Evropeiskogo Severa. Tekhnologii i ekonomika osvoeniya.* 2017;(1):108–122.
6. Marakova I.A., Rostovshchikov V.B. Traps within the Permian terrigenous formations in the north-eastern part of the Timan-Pechora Province: formation conditions and criteria of HC pools integrity. *Novye idei v naukakh o Zemle: Sbornik dokladov XIII Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii (5–7 April, 2017): v 2 t. T. 1.* Moscow: MGRI-RGGU; 2017. pp. 111–112.
7. Grunin E.B., Marakova I.A., Rostovshchikov V.B. Structural features and formation conditions of the Permian terrigenous sequence and stages of non-anticlinal trap formation in the northeastern part of the Timan-Pechora province. *Oil and gas geology.* 2017;(1):13–25.
8. Selli R.Ch. The ancient depositional settings: translated from the English. Translated by Nikonov A.A., Nikonova K.I. Moscow: Nedra; 1989. 294 p.
9. Marakova I.A. Formation of the Korotaikhinsky depression in Permian time in relation to prediction of deltaic sequences development. *Konferentsiya NEFT' I GAZ 2016: Sbornik trudov* Moscow: Izdatel'skii tsentr RGU nefti i gaza (NIU) imeni I. M. Gubkina; 2016. pp. 25–33.
10. Gavrilov V.P. Geodynamic approaches to the problem of oil and gas origin. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii.* 2010;(7):15–22.
11. Senin S.V., Marakova I.A., Ovcharova T.A. Evaluation of formation conditions and integrity of hydrocarbon reservoirs in the Korotaikhinsky and Kosju-Rogovsky depressions. In: N.D. Tskhadaya, ed. *Rassokhinskie chteniya – 2017: Sbornik materialov mezhdunarodnoi konferentsii (2–3 February 2017): v 2 ch. Ch 1.* Ukhta: UGTU; 2017. pp. 119–124.
12. Prishchepa O.M., Bogatskii V.I., Grokhotov E.I. The updated geological model of the northern Timan-Pechora Petroleum Province, including the Pechora Sea waters. *Materialy 6-i nauchno-prakticheskoi konferentsii EAGO (22.05–27.05. 2016 g.): «Geokrym – 2016. Problemy neftegazovoi geologii i geofiziki».* Alushta : EAGO; 2016. 1 CD.

УДК 550.4:552.578.2

DOI 10.31087/0016-7894-2018-5-87-94

Нефть месторождения Нафталан

© 2018 г. | Ф.Р. Бабаев¹, Г.С. Мартынова², О.П. Максакова², Р.Г. Нанаджанова²

¹Азербайджанский технический университет, Баку, Азербайджан; fikret_b@mail.ru;

²Институт нефти и газа НАНА, Баку, Азербайджан; martgs@rambler.ru; olya4747@mail.ru; raxile_scorpion@inbox.ru

Поступила 16.12.2017 г.

Принята к печати 21.05.2018 г.

Ключевые слова: *нафталанская нефть; химический состав; геология месторождения.*

Приведены сведения о геологии месторождения Нафталан. Состав нефтей изучался современными инструментальными методами анализа. По содержанию благородных металлов нафталанская нефть превосходит нефти остальных месторождений Апшерона. Отличительной чертой лечебной нафталанской нефти является превалирование гидронасыщенных циклических углеводородов с декагидронафталинами в их составе (m/z 95) ~ 59,68–60,12 %, в отличие от топливной нефти Апшерона (m/z 95) ~ 5,82–11,21 %. Отмечено, что при микробиальном воздействии на пробы нефти происходят изменения не только УВ-состава, но и биомаркеров. Нефти месторождения Нафталан имеют в составе большое количество фораминифер и ихтиофауны, ставшие, по-видимому, в результате геохимических превращений, лечебной нафталанской нефтью.

Для цитирования: Бабаев Ф.Р., Мартынова Г.С., Максакова О.П., Нанаджанова Р.Г. Нефть месторождения Нафталан // Геология нефти и газа. – 2018. – № 5. – С. 87–94. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-87-94.

Oil of the Naphtalan field

© 2018 | F.R. Babayev¹, G.S. Martynova², O.P. Maksakova², R.G. Nanajanova²

¹Azerbaijan Technical University, Baku, Azerbaijan; fikret_b@mail.ru;

²Oil and gas Institute of Azerbaijan National Academy of Sciences, Baku, Azerbaijan; martgs@rambler.ru; olya4747@mail.ru; raxile_scorpion@inbox.ru

Received 16.12.2017

Accepted for publication 21.05.2018

Key words: *Naphtalan oil; chemical composition; geology of a field.*

The paper contains information on geology of the Naphtalan field represented by the Upper Cretaceous to Quaternary deposits. Foraminiferal layers and the Maikopsky formation are the main oil bearing formations. It was found that the Naphtalan therapeutic oil differs from Azerbaijanian fuel oils in terms of both hydrocarbon individual composition and type of content. Composition of the Naphtalan field oil was examined using the state-of-the-art instrumental methods of analysis. It is shown that the majority of the Naphtalan oil samples are classified as B-1b type with predominance of bi-naphthenes. For the first time, the ICP/MS method was used to determine the noble metals. In terms of noble metals content, the Naphtalan oil is superior to the other Absheron fields. It is noted that the distinctive feature of the therapeutic oil is large amount of saturated cyclic hydrocarbons with decahydronaphtalene in their composition (m/z = 95) \approx 59.68 ÷ 60.12 % unlike fuel oil, where the amount of saturated cyclic hydrocarbons makes \approx 5.82 ÷ 11.21 %. It was found that the microbial impact on the Naphtalan oil samples causes changes not only in HC content but also in biomarkers. Microbial processes affect not only n- and isoalkane, but also sterane and hopane HC. It is likely that the process of the Maikopsky oil properties change towards formation of non-flammable therapeutic oil was also affected by transgression of the Akchagylsky Sea, which had covered the territory with brackish water that permeated the upper Maikopsky horizons. As a result, physical and chemical and hydrochemical setting have changed towards the general deoxidization and intensification of bacterial redox transformations of petroleum hydrocarbons. Obviously, the Maikopsky Fm productive in the Naphtalan field contains a large amount of foraminifera and ichthyofauna, which influenced the organic composition of biomass that became the therapeutic oil as a result of geochemical transformations.

For citation: Babayev F.R., Martynova G.S., Maksakova O.P., Nanajanova R.G. Oil of the Naphtalan field. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(5):87–94. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-87-94

Нефть месторождения Нафталан является феноменальной с точки зрения лечебного воздействия. Об этой нефти написано более 2000 научных работ. В основном они посвящены лечебному действию нефти и его результатам. Проведено большое число конференций разного уровня, посвященных обсуждению и установлению механизма лечебного действия этой нефти. Несмотря на древнюю историю использова-

ния лечебной нафталанской нефти, в нефтяной геологической литературе почти нет сведений о ее происхождении.

Геология месторождения

Основными нефтеносными свитами месторождения Нафталан в пределах разреза третичных отложений являются фораминиферовые слои и



GEOCHEMICAL SURVEYS

майкопская свита. Для образования и сохранения залежей нефти месторождения Нафталан существенное значение имеет литологический состав пород. В работе [1] приведены данные, которые уточняют геологическую структуру, имеющую блочное строение и разбитую рядом дизъюнктивных нарушений. В исследуемом интервале коллекторские свойства улучшаются в северо-восточном направлении, причем породы преимущественно песчаного состава для данного интервала составляют 27 %, а глины — 73 %.

Отличие петрофизических параметров в пределах рассматриваемых интервалов в целом свидетельствует о наличии в майкопское время в изучаемом разрезе бассейна различных условий осадконакопления, а именно: отсутствие здесь хорошо выраженных песчаных горизонтов. Коллекторские свойства исследуемого интервала отложений майкопа резко изменяются по площади и разрезу.

Месторождение включает отложения от верхнемеловых до четвертичных. В тектоническом отношении структура представляет асимметричную брахиантиклинальную складку. Перспективы нефтегазоносности месторождения Нафталан связаны в основном с карбонатными коллекторами верхнего мела и терригенно-карбонатными коллекторами палеогена. Однако из пробуренных на площади скважин нефть добывалась лишь из различных горизонтов майкопской свиты (олигоцен-нижнемиоценовые отложения), фильтрационно-емкостные характеристики которых изучены недостаточно.

Свод структуры Нафталан, осложненный рядом дизъюнктивных нарушений, состоит из трех ундуляций меридионального направления, хотя ранее она представлялась на структурных картах как единая антиклинальная складка [1].

В Гянджинском районе песчано-алевритовые породы распределены по всему разрезу майкопской свиты как в виде тонких миллиметровых пропластков, так и пластов мощностью до 5 м и более. Наиболее мощные пласты отмечены в разрезах месторождения Нафталан. Песчаная фракция на площади Нафталан почти отсутствует и замещается алевритовой [2].

Отложения майкопской свиты отличаются высоким содержанием органического углерода ($C_{орг}$), достигающим 15,1 % (среднее содержание 1,86 %). Водородный индекс (HI) изменяется от 11 до 612 мг УВ/г породы (среднее значение 146 мг УВ/г породы). Качество майкопских отложений улучшается в восточном направлении, в сторону Каспийского моря, вместе с увеличением содержания органических веществ (ОВ). В связи с этим ожидается более высокое качество ОВ майкопских отложений в морской части бассейна [2].

Структура Нафталан расположена в пределах Арпа-Самурской зоны разломов, которая от палеозоя до настоящего времени была зоной активного

проявления тектонических движений, повышенной сейсмической активности, проводником магматических расплавов и рудоносных растворов. Э.Ш. Шихалибейли назвал ее транскавказской сейсмоактивно-металлоносной зоной разломов глубокого заложения.

Разломы данной зоны четко фиксируются на сейсмических профилях (рисунок). Тектонические нарушения мощностью до 2000 м рассекают весь осадочный комплекс кайнозойских отложений и проникают в неглубокозалегающую толщу мезозоя, представленную преимущественно юрско-нижнемеловой островодужно-вулканогенной и верхнемеловой карбонатной сериями пород.

О способности данной системы разломов проникать в кристаллический фундамент и более глубокие коровые и подкоровые горизонты на новейшем этапе свидетельствует то, что в пределах Малого Кавказа он контролирует расположение центров плиоцен-антропогенного вулканизма (верховья р. Базарчай), эоцен-плиоценовых лавовых и пирокластических образований (бассейн р. Тертер). К этой же зоне разломов приурочены Далидагский гранитоидный интрузив, многочисленные меридионально-ориентированные кварцево-рудные жилы Сарыбулагдагского и Кетидагского хребтов, всемирно известные термальные источники минеральных вод Истису, Джермух и т. д., а также центры излияния четвертичных вулканов в истоках р. Тертер. Севернее, в сторону Куринской впадины, вдоль него внедрен Мецшенский интрузив. Об активности данной разломной зоны на современном этапе свидетельствует повышенная (8-балльная) сейсмичность бассейна р. Тертер, линейно продолжающаяся в Куринскую впадину и далее к нижнему течению р. Самур.

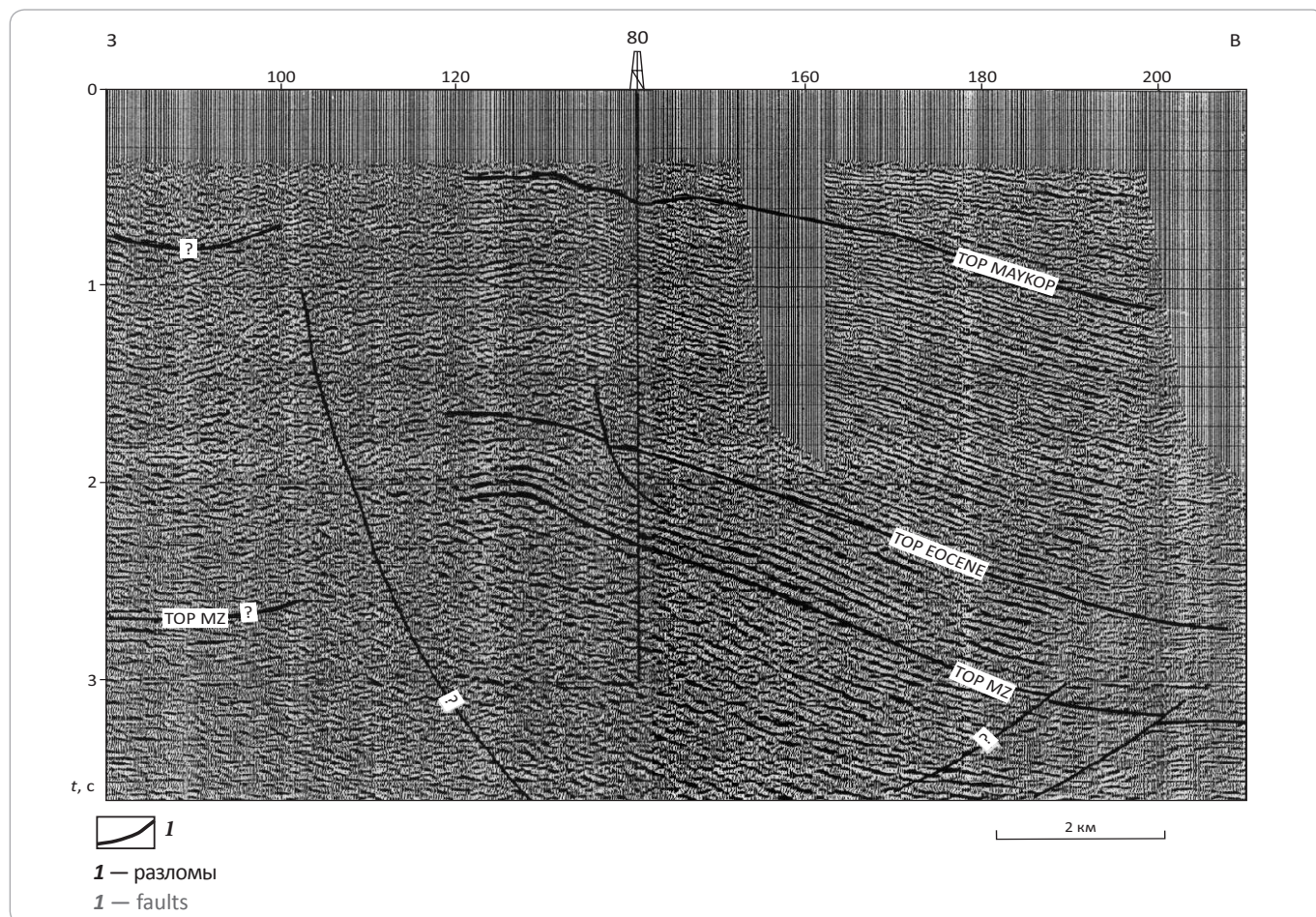
В связи с этим не исключено, что уникальность месторождения Нафталан объясняется его приуроченностью к данной зоне разломов и возможным участием глубинных флюидов в формировании специфического состава нефти как в результате взаимодействия с органическим веществом во время его фоссилизации или на стадии трансформации в нефть, так и взаимодействием мантийных эманаций с уже сформированной нефтью.

В то же время вполне вероятны эманации флюидов в палеобассейн и формирование специфических условий ферментации исходной органики на определенных этапах седиментогенеза, что может объяснить присутствие разнотипных нефтей в пределах одного месторождения.

Химический состав нефти месторождения Нафталан

Изучение физико-химических свойств нафталанской нефти и ее отдельных фракций [3, 4] проводилось такими авторами, как К.А. Красусский, И.В. Гутт, А.С. Великовский, Л.И. Саранчук, Ю.Г. Мамадалиев, М.И. Мирзакулиева и др.

Рисунок. Сейсмический разрез через соседнюю с месторождением Нафталан структуру Гедакбоз
Figure. Seismic section across the Gedakboz structure neighbouring the Naphtalan field



На основе многочисленных анализов автор статьи [5] определил, что нафталанская лечебная нефть и ее фракции как по групповому, так и индивидуальному углеводородному составу отличаются от горючих (промышленных) нефтей и нефтяных фракций различных месторождений Азербайджана. Фракции лечебной нефти состоят исключительно из нафтеных и ароматических углеводородов.

Также установлено, что по мере повышения температуры кипения фракций нафталанской нефти в них растет содержание ароматических углеводородов (до 57 %) при одновременном снижении количества нафтеных. На основе изучения состава фракций 180–300; 300–350, 400–450 °С лечебной нафталанской нефти сделан вывод, что нафталанская нефть, в отличие от других нефтей Азербайджана, не содержит парафиновых углеводородов и бензиновых фракций. В отличие от аналогичных фракций других нефтей Азербайджана в керосиновой фракции нафталанской нефти в два с лишним раза больше гексагидроароматических углеводородов, чем ароматических. В керосиновой фракции нафталанской нефти производных бензола в восемь раз больше, чем бициклических ароматических углеводородов.

Исследованию химического состава лечебной нафталанской нефти и выделению из нее компонентов с одновременным изучением их биологической активности и разработки технологии получения из этой нефти физиологически активного компонента посвящена работа А.Н. Мурадова [6]. Им установлено, что в состав нафталанской нефти входит 55 % нафтеных, 31 % ароматических углеводородов и 14 % смол. Исследована также вся совокупность нафтеных углеводородов нафталанской нефти; установлено распределение циклических структур нафтеных углеводородов по фракциям.

Результаты изучения стеранов в нафталанской нефти представлены в работах [3, 7]. Отмечена большая концентрация так называемых перегруппированных стеранов. Этот тип углеводородов не характерен для стеранов других нефтей Азербайджана. Образование перегруппированных стеранов протекает при карбоний-ионной перегруппировке стеранов, находящихся в исходной биомассе.

Э.Х. Курашова, И.А. Мусаев и др. (1982–1983), изучая химический состав нафталанской нефти, показали, что она относится к типу нафтеных нефтей



GEOCHEMICAL SURVEYS

с низким содержанием стеранов и тритерпанов [8]. Так, исследованный образец нафталанской нефти содержит 60,5 % нафтенных, 25,4 % ароматических углеводородов и 14,2 % смолистых веществ. Основными компонентами нафтенной части нефти являются полициклические углеводороды (би-, три-, тетра- и пентациклические), в которых на нефть приходится 46,3 %. Во фракции 180–250 °С нафталанская нефть исследована на содержание трициклических углеводородов, идентифицировано 15 углеводородов.

В работе Ф.И. Самедовой [9] отмечено, что нефть месторождения Нафалан тяжелая ($\rho_{4}^{20} = 937,6 \text{ кг/м}^3$), смолистая (16,7 %), залегает на небольшой глубине (~ 400 м), содержит 0,15 % общего и 0,0695 % основного азота, а также 0,21 % серы. Нефти Нафалана высоковязкие — 162,4 мм²/с при 20 °С, в лечебной нефти содержится 21,5 % нафтенпарафиновых углеводородов и до 40 % смолисто-асфальтовых веществ, нефть малопарафинистая, алканы нормального строения практически отсутствуют, отличается максимальным содержанием нафтенных углеводородов (39 %). Она характеризуется высоким содержанием би-, три-, пентациклических нафтенных, низким содержанием изопарафиновых углеводородов и высоким содержанием гибридных циклоалкано-аренов и наибольшим содержанием полициклоароматических углеводородов [10].

В нафталанской нефти, наряду с никелевым порфирином, обнаружены и ванадиевые комплексы порфиринов (Самедова Ф.И. и др., 1984). Содержание ванадиевых порфиринов в 2 раза меньше ($4,4 \cdot 10^{-4} \%$), чем никелевых ($9,2 \cdot 10^{-4} \%$).

В работе [11] приведены данные по физико-химическим характеристикам и химическому составу нафталанских нефтей, а также результаты исследований физико-химических свойств нефтей различных горизонтов месторождения Нафалан. Проводя комплексные исследования нафталанской нефти, авторы установили, что, несмотря на генетическое единство нафталанских нефтей, их состав в пределах верхней части месторождения очень подвижен. Кроме того, авторы предлагают разделение этих нефтей по категориям (условно тяжелые, облегченные и характерные нефти).

И.М. Соколова и др. (1989) отметили особенности нафталанской нефти типа Б-16, а именно: среди бициклических структур преобладают гомологи дримана, среди трициклических — высокое содержание адамантанов, а в тетрациклических — много перегруппированных андростанов и прегнанов.

Изучение состава нефтей месторождения Нафалан (18 действующих скважин) современными инструментальными методами анализа, такими как хромато-масс-спектрометрия (GC/MS), совмещенный термический анализ (СТА), элементный

анализ (ICP/MS), метод динамического рассеяния света (DLC) и ИК/УФ-спектроскопия (IR/UV), описано в работах [10, 12, 13]. Показано, что плотность всех проб нефти Нафалана меняется в пределах 927,6–975,0 кг/м³, температура замерзания — от –15 до –30 °С, а количество кокса в отдельных образцах достигает 4,54 % (табл. 1).

Для определения компонентного состава нефти и биомаркеров использовался метод хромато-масс-спектрометрии. При сравнении химического состава нефти месторождения Нафалан с нефтями других месторождений Азербайджана наблюдается намного большее содержание углеводородов с главным ионом m/z 95 в нафталанской нефти, чем в других нефтях (табл. 2) [13]. Показана специфика компонентного состава нафталанской нефти, а именно: наличие большого количества циклических гидронасыщенных углеводородов, с содержанием в составе УВ класса декагидронафталинов с главным ионом m/z 95.

Изучалось также микробиальное воздействие на пробы нафталанской нефти. Было отмечено, что при микробиальном воздействии на пробы нафталанской нефти происходят изменения не только УВ-состава, но и биомаркеров.

Как показали данные GC/MS на масс-фрагментограмме (m/z 191) образца нефти, заметно преобладание не только норгопана H_{29} (17 α ,21 β (H)-30-норгопан) над гопаном H_{30} (17 α ,21 β (H)-гопан), но и олеанана, что можно объяснить увеличением степени микробиального воздействия. Небольшое суммарное содержание алканов также свидетельствует о первичной биodeградации уже в залежи и выходе на поверхность в измененном виде. Причем влияние микробиальных процессов отражается не только на n - и i -алканах, но и на стерановых и гопановых УВ [13].

В соответствии с химической типизацией, основное число проб нафталанской нефти причисляется к типу Б-16 с преобладанием бицикланов. Однако 4 пробы из скважин 28, 32, 85 и 91 принадлежат типу Б-1м с преобладанием моноцикланов [12]. К такому типу относится также балаханская тяжелая нефть, среди моноциклических структур которой значительную долю составляли углеводороды геминального типа замещения, в том числе три- и тетраметилциклопентаны.

Методом ICP/MS во всех действующих скважинах месторождения Нафалан впервые были определены благородные металлы, их содержание сопоставлено с наличием в нефтях Апшеронского НГБ. По содержанию благородных металлов месторождения нафталанской нефти превосходят остальные месторождения Апшерона.

Методом ICP/MS было также изучено содержание микроэлементов в составах лечебной и топливной нафталанских нефтей. В лечебной нафталанской

Табл. 1. Физико-химические показатели нефти месторождения Нафталан

Tab. 1. Physical and chemical metrics of oil from the Naphtalan field

Номер скважины	Плотность, 20 °С, кг/м ³ (ASTM D1298)*	Объем воды**, % (ASTM D95)*	Температура замерзания, °С (ASTM D97)*	Кинематическая вязкость, мм ² /с				Температура воспламенения в открытом тигле, °С (ASTM D92)*	Объем золы, % (ASTM D482)*	Объем кокса по Конрадсону, % (ASTM D189)*	Кислотное число, мг, КОН/г (ГОСТ 5985)*	Начальная температура кипения, °С (ASTM D86)*
				20 °С, cSt (ASTM D445)*	40 °С, cSt (ASTM D445)*	50 °С, cSt (ASTM D445)*	100 °С, cSt (ASTM D445)*					
91 бас 17	975,0	51,00	–18		33,48	55,66	9,254		0,092	1,83	0,10	
74	966,2	56,00	–21		271,70	41,95	8,638	128	0,113	1,87	0,18	
61	937,2	1,20	–30	271,0	72,86	43,58	7,971	108	0,024	3,63	2,35	
38	936,2	0,60	< –30	268,5	75,05	44,31	8,036	86	0,040	3,83	2,16	
73	952,2	45,00	< –30	364,9	107,70	33,49	6,700		0,140	2,02	1,23	
29	934,8	2,31	< –30	270,9	70,13	43,86	8,446		0,039	3,21	2,35	
47	970,5	52,00	–21		339,80	216,10	7,783		0,110	1,62	1,52	
32	959,5	35,00	–18	473,9	198,30	121,30	10,390		0,140	4,05	1,32	
90	955,2	34,00	–15	464,8	278,90	136,20	10,500		0,430	4,54	1,42	
39	935,3	0,30	< –30	276,8	75,05	44,47	7,920	102	0,030	3,41	2,67	210
68	935,6	0,60	< –30		75,08	45,38		110	0,052	3,39	2,59	214
91	954,7	56,00	–27	329,1	125,9	81,11	11,570		0,210	3,37	2,43	
51	927,6	1,20	–24	273,0	72,99	44,26	8,209	98	0,075	3,69	3,05	
85	973,2	38,00	< –30	265,9	67,17	37,11			0,017	2,54	2,18	
28 бас 9	954,2	36,80	< –27	354,9				110	0,120	1,85	1,34	
33	941,1	38,20	< –27	281,3	66,93	45,84	7,124		0,130	3,12	1,14	
27 бас 10	929,1	42,00	< –30	181,2	54,57	33,60	7,200	73	0,054	5,14	2,13	

* Метод испытания.

** В неочищенных пробах.

Табл. 2. Сравнительный компонентный состав нефтей по данным хромато-масс-спектрометрии

Tab. 2. Comparison of oil compositional analysis according to chromatography-mass spectrometry data

Пробы нефти	n-алканы	i-алканы	Σ алканов	Циклические УВ						Σ циклических УВ	Ароматические УВ			Σ ароматических УВ
				моно	ди	три	тетра	пента	m/z 95		моно	ди	тетра	
Нафталан 33	1,35	0,70	1,42	35,78	61,44	0,56	—	0,80	60,46	98,58	—	—	—	—
Нефть Дашлары 2188	10,18	45,30	55,48	25,36	1,13	—	3,56	2,95	0,66	33,00	6,39	4,25	0,88	11,52

нефти отмечено количественное преобладание микроэлементов по сравнению с топливной.

Важнейшие же свойства нефтей Нафталана, отличающие их от нефтей других месторождений, четко отображены при сравнении физико-химических свойств УВ, микроэлементного (МЭ) состава, исходного ОВ. Они, по-видимому, были приобретены еще до миграции и последующих изменений. Все это отражается в увеличенном содержании некоторых микроэлементов (Ba, Fe, Ni, Ti, Zn, Au, Pd, Pt, Rh, Te),

что, возможно, связано с генерацией и аккумуляцией за счет их взаимодействия со средой во время миграции, а также с тем, что генерация этой нефти произошла в глинистых породах. Воздействие терригенных пород сказывается и на геохимических параметрах, таких как соотношение адиантан/гопан и высокие коэффициенты созревания.

Очевидно, специфика компонентного состава нафталанской нефти, а именно: большое содержание углеводородов класса декагидронафталинов с глав-



GEOCHEMICAL SURVEYS

ным ионом m/z 95, а также особенности МЭ-состава, т. е. преобладание благородных и ряда тяжелых металлов в ее составе, вносят свой вклад в лечебные свойства нефти месторождения Нафталан [12].

Несмотря на большой объем исследований состава и свойств лечебной нафталанской нефти, интерес к данному вопросу не иссякает, так как нет единого мнения о генезисе нафталанской нефти и различиях между нафтовыми нефтями и лечебной нефтью месторождения Нафталан.

Генезис нефти месторождения Нафталан

Из работ, посвященных исследованию происхождения нафталанского месторождения, следует отметить работу В.В. Богачева, опубликованную в 1929 г., где автор пытался на основе немногочисленных данных объяснить генезис нафталанской нефти и особенности тектоники и геологического строения района. По его мнению [14], уникальные особенности нафталанской нефти, возможно, связаны с результатом дробной перегонки под влиянием глубокой интрузии. При этом он ссылается на отмеченное С.А. Ковалевским широкое распространение интрузии в Гянджинском районе, одновременно отмечая, что «это предположение имеет все отрицательные стороны слишком искусственного построения» [8].

По мнению А.А. Али-заде и соавторов [15–17] необычный состав нафталанской нефти мог возникнуть в результате воздействия внешних сил на верхние нефтегазоносные пласты майкопской свиты, проявившихся в течение десятков миллионов лет, под влиянием которых содержащаяся в этих пластах нефть подвергалась изменениям и метаморфизму. При этом не исключается воздействие циркуляции пластовых вод и их смешение с поверхностными водами, содержащими сульфаты, на генезис нафталанской нефти. Предполагается, что одновременно с поверхностными водами в пласт проникали и различные физиологические бактерии. По данным микробиологов (Барштехер Э., 1958), анаэробное окисление нефти в залежах под влиянием сульфатвосстанавливающих бактерий могло привести к полимеризации углеводородов с их циклизацией и образованием ароматических структур, в том числе полиядерных систем.

Этому фактору придают большое значение М.Ф. Двали и др. (1935), считающие, что при анаэробном бактериальном окислении за счет восстановления сульфатов происходит разрушение парафиновых углеводородов и обогащение нефти ароматическими и нафтеновыми углеводородами с образованием углеводородов повышенной цикличности. С поверхностными водами в нефтяные пласты могли проникать и радиоактивные элементы, которые, как указывает А.А. Али-заде [17], могли повлиять на преобразование нафталанской нефти. Нафталанская нефть генерировалась в других толщах, и, судя

по наличию перегруппированных стеранов, генерация этой нефти произошла в глинистых породах. Эта нефть имеет высокий коэффициент созревания — ~ 6 (в нефтях Апшерона — ~ 1,9) (Петров Ал.А., 1984), что, видимо, связано с воздействием терригенных (глинистых) пород. Помимо углеводородных компонентов, в нафталанской нефти присутствуют и азотистые соединения. А.Н. Караев и др. [18] предполагают, что по строению они близки к растительным алкалоидам, что дает возможность высказать предположение о преобладании растительного материала в качестве источника первичной органики.

Не исключена вероятность, что в нефти частично сохранились первичные продукты, присутствовавшие в исходном органическом материале [15]. Этот материал, кроме растительной органики, по-видимому, содержал примесь органики, привнесенной с суши, тем более что майкопские отложения формировались за счет разрушения коренных пород Малого Кавказа. По данным инфракрасной спектроскопии (Вебер В.В. и др., 1960), содержание ароматических структур в битумах закономерно повышается с поступлением органического материала с суши.

На процесс изменения свойств майкопской нефти в сторону образования негорючей лечебной нефти повлияла и трансгрессия Акчагыльского моря, покрывшего территорию солончатыми водами, которые проникли в верхние горизонты майкопской свиты. В результате изменились физико-химическая и гидрохимическая обстановки в направлении общего усиления восстановленности и интенсификации окислительно-восстановительных бактериальных превращений нефтяных углеводородов (полимеризация, циклизация и т. д.).

Интерес представляют исследования природной нанодисперсности нефти, а именно: нафталанской лечебной и топливной нефтей, которые образовались к концу майкопского века и различались по составу. В нижней части майкопской свиты находится топливная нефть, а в верхней — лечебная. Эти два вида нефти произошли не только независимо друг от друга, но и из разных исходных органических веществ. Ранее [10] были изучены углеводородный состав и природные нанокolloидные образования лечебной и топливной нефтей Нафталана.

Было отмечено, что отличительной чертой лечебной нафталанской нефти является наличие значительного количества гидронасыщенных циклических углеводородов с декагидронафталинами в их составе (m/z 95) ~ 59,68–60,12 % в отличие от топливной нефти, где количество гидронасыщенных циклических углеводородов составляет ~ 5,82–11,21 %.

Установленные различия между нафталанской лечебной и топливной нефтями (дисперсность, диаметр частиц, коэффициент диффузии и зависимость данных параметров от температуры), очевидно, объ-

ясняются разницей углеводородных составов, а также природой нанокolloидов нефти [10].

В работе [19] показано, что многие образцы, наравне с фораминиферной фауной, включали также щипы, отоилиты, зубы и обломки костей рыб, иглы морских ежей, спикулы губок, обломки остракод, а также растительные остатки. Это еще раз подтверждает достоверность фактического материала исследований прежних лет в связи с вновь появившимися данными.

Проведенные детальные палеонтологические исследования позволили М.А. Эфендиевой [19] сделать вывод о том, что в майкопском бассейне на территории Гянджинского нефтегазоносного района обитали фораминиферы, среди которых присутствовало много эндемичных форм — ~ 40 % комплекса, видовой состав которых изменялся в зависимости от фациальных особенностей бассейна. Под влиянием всех этих факторов нефти верхних горизонтов май-

копской свиты месторождения Нафталан, очевидно, приобрели особый химический состав и лечебные свойства.

В итоге можно заключить, что нефть является сложной многокомпонентной субстанцией, представляющей природную нанодисперсную коллоидную систему. Состав и свойства нефти зависят как от геологических условий залегания, так и органического вещества (биомассы), протонефти, положившей начало формированию углеводородов нефти. Майкопская свита, являющаяся продуктивной для месторождения Нафталан, содержит большое количество фораминифер и ихтиофауны, что, несомненно, наложило отпечаток на органическом веществе биомассы, ставшее в результате геохимических превращений лечебной нафталанской нефтью. Необходимо продолжить палеонтологические исследования для детального изучения ихтиофауны, что поможет прояснить лечебные свойства нафталанской нефти.

Литература

1. Шихмамедова Т.Н., Аллахвердиев Э.Г., Абасова П.Д. Уточнение геологического строения майкопской свиты на площади Нафталан на основе интерпретации 3D сейсморазведочных данных и результаты моделирования совместно с данными ГИС // АНХ. — 2014. — № 11. — С. 3–7.
2. Alizadeh A.A., Quliyev I.S., Kadirov F.A., Eppelbaum L.V. Geoscience of Azerbaijan. — Springer, 2016. — V. 1; V. 2. — 237 p.; 340 p.
3. Кулиев А.М., Левшина А.М., Мурадов А.Н. Исследование углеводородного состава лечебной нафталанской нефти // АНХ. — 1968. — № 7. — С. 36–37.
4. Мамедалиев Ю.Г. К теории механизма действия нафталанской нефти // Изв. АНССР. — 1946. — № 5. — С. 560–562.
5. Бабаев Р.М. Изучение углеводородного состава нефтей Кировабадской области Азербайджанской ССР : дисс. ... канд. хим. наук. — Баку, 1971. — 130 с.
6. Мурадов А.Н. Исследование химического состава лечебной нафталанской нефти : автореф. дисс. ... канд. хим. наук. — Баку, 1979. — 26 с.
7. Кулиев А.М., Петров Ал.А., Левшина А.М. и др. Стераны нафталанской нефти // АХЖ. — 1984. — № 2. — С. 48–53.
8. Мусаев И.А., Ушакова И.Б., Курашова Э.Х. и др. О химическом составе нафталанской нефти // Нефтехимия. — 1980. — Т. 20. — № 1. — С. 14–19.
9. Самедова Ф.И. Нефти Азербайджана. — Баку : Элм, 2011. — 412 с.
10. Гулиев И.С., Гусейнов Д.А., Мартынова Г.С. и др. Исследование нанодисперсности нафталанской нефти // East European Scientific Journal. — 2017. — № 3(19). — С. 90–98.
11. Полякова Л.П., Джафаров С.И., Адигезалова В.А. и др. Химический состав и свойства нефтей различных горизонтов нафталанского месторождения. — Уфа : Реактив, 2001. — 124 с.
12. Бабаев Ф.Р., Мартынова Г.С., Максакова О.П. и др. Особенности нефти месторождения Нафталан // Геология нефти и газа. — 2017. — № 2. — С. 71–75.
13. Бабаев Ф.Р., Мартынова Г.С., Мамедова С.Г. и др. О составе уникальной нефти месторождения Нафталан // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2015. — № 3. — С. 36–42.
14. Богачев В.В. К вопросу о генезисе Нафталанского нефтяного месторождения // АНХ. — 1929. — № 6–7. — С. 23–28.
15. Али-заде А.А. Майкопская свита Азербайджана и ее нефтеносность. — Баку : Азнефтеиздат, 1945. — 495 с.
16. Али-заде А.А., Ахмедов Г.А., Ахмедов А.М. и др. Геология нефтяных и газовых месторождений Азербайджана. — М. : Недра, 1966. — 392 с.
17. Али-заде А.А., Покидин И.К., Прозорович Э.А. и др. Радиоактивные элементы в нефтях Нафталан // АНХ. — 1970. — № 5. — С. 14–16.
18. Караев А.И., Алиев Р.К., Бабаев А.З. Нафталанская нефть, ее биологическое действие и лечебное применение. — М. : Изд-во АН СССР, 1959. — 87 с.
19. Эфендиева М.А. Микрофаунистические зоны олигоцен — нижнего миоцена Западного Азербайджана // Вестник Томского Гос. Ун-та. — 2010. — № 335. — С. 177–182.

References

1. Shikhmamedova T.N., Allahverdiev E.G., Abasova P.D. Refinement of the Maikopsky Fm geological structure within the Naphtalan area on the basis of 3D seismic data interpretation and results of integrated modelling with well log data. *ANKh*. 2014;(11):3–7.
2. Alizadeh A.A., Quliyev I.S., Kadirov F.A., Eppelbaum L.V. *Geoscience of Azerbaijan*. Springer, 2016. V. 1. 237 p.; V. 2. 340 p.
3. Kuliev A.M., Levshina A.M., Muradov A.N. Studies of hydrocarbon content of Naphtalan therapeutic oil. *ANKh*. 1968;(7):36–37.
4. Mamedaliev Yu.G. Theory of Naphtalan oil action mechanism. *Izv. ANSSR*. 1946;(5):560–562.



GEOCHEMICAL SURVEYS

5. Babaev R.M. Studies of hydrocarbon-type composition of oil from the Kirovabad Oblast, Azerbaijan SSR: diss. ... kand. khim. nauk. Baku, 1971. 130 p.
6. Muradov A.N. Studies of chemical composition of Naphtalan therapeutic oil: avtoref. diss. ... kand. khim. nauk. Baku, 1979. 26 p.
7. Kuliev A.M., Petrov A.I., Levshina A.M. et al. Steranes of Naphtalan oil. *AKhZh*. 1984;(2):48–53.
8. Musaev I.A., Ushakova I.B., Kurashova E.Kh. et al. Chemical composition of Naphtalan oil. *Neftekhimiya*. 1980;20(1):14–19.
9. Samedova F.I. Azerbaijan oils. Baku: Elm, 2011. 412 p.
10. Guliev I.S., Guseinov D.A., Martynova G.S. et al. Studies of the Naphtalan oil nanodispersity. *East European Scientific Journal*. 2017;19(3):90–98.
11. Polyakova L.P., Dzhaferov S.I., Adigezalova V.A. et al. Chemical composition and properties of oil from different horizons of the Naphtalan field. Ufa: Reaktiv, 2001. 124 p.
12. Babaev F.R., Martynova G.S., Maksakova O.P. et al. Specific properties of oil from the Naftalan field. *Geologiya nefti i gaza*. 2017;(2):71–75.
13. Babaev F.R., Martynova G.S., Mamedova S.G. et al. Some information about unique oil composition of Naftalan oil field. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftnykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2015;(3):36–42.
14. Bogachev V.V. On the genesis of the Naphtalan oil field. *ANKh*. 1929;(6–7):23–28.
15. Ali-zade A.A. Maikopsky formation in Azerbaijan and its oil-bearing capacity. Baku: Aznefteizdat: 1945. 495 p.
16. Ali-zade A.A., Akhmedov G.A., Akhmedov A.M. et al. Geology of oil and gas fields in Azerbaijan. Moscow: Nedra; 1966. 392 p.
17. Ali-zade A.A., Pokidin I.K., Prozorovich E.A. et al. Radioactive elements in the Naphtalan oil. *ANKh*. 1970;(5):14–16.
18. Karaev A.I., Aliev R.K., Babaev A.Z. Naphtalan oil, its biological effect and oil therapy. Moscow: Izd-vo AN SSSR; 1959. 87 p.
19. Efendieva M.A. Oligocene – Lower Miocene microfaunal zones of Western Azerbaijan. *Vestnik Tomskogo Gos. Un-ta*. 2010;(335):177–182.



Памяти Геннадия Ивановича Иванова (1954—2018)

8 ноября 2018 г. ушел из жизни доктор геолого-минералогических наук, академик РАЕН, заместитель генерального директора по науке ОАО «МАГЭ» Геннадий Иванович Иванов.

Геннадий Иванович — руководитель и участник более 20 морских арктических экспедиций, автор более 450 научных работ, включая 10 монографий, посвященных геологическим, геохимическим и геоэкологическим исследованиям в Арктике.

За многолетний добросовестный труд, высокий профессионализм и личный вклад в развитие геологической отрасли Г.И. Иванов награжден медалью «В память 300-летия Санкт-Петербурга», нагрудным знаком «Отличник разведки недр», нагрудным знаком «Почетный разведчик недр». Лауреат конкурса «Шельф России» в номинации «За личный вклад в развитие и освоение русского континентального шельфа», награжден медалью имени А.Е. Ферсмана «За заслуги в геологии».

Светлая память о нем сохранится в наших сердцах.

Коллектив ОАО «МАГЭ»

Редколлегия журнала

«Геология нефти и газа»

УДК 551.24.055+553.982

DOI 10.31087/0016-7894-2018-5-95-103

Перспективы промышленного освоения законсервированных скважин нераспределенного фонда недр Юга России

© 2018 г. | А.Г. Лебедько, Г.И. Лебедько

Институт наук о Земле Южного федерального университета, Ростов-на-Дону, Россия; tiger71@mail.ru

Поступила 02.10.2017 г.

Принята к печати 03.03.2018 г.

Ключевые слова: *законсервированные скважины; нераспределенный фонд недр; майкопская серия; глинистые коллекторы; трещинные ловушки.*

Рассмотрены возможности освоения законсервированных скважин в пределах юга России. Отмечено, что преобладающее число эксплуатировавшихся скважин (более 4000) расположено на участках недр, относящихся к нераспределенному фонду Краснодарского края. Наиболее перспективна в этом отношении территория Индоло-Кубанского прогиба, на южном борту которого находится рекомендуемая для дальнейшего освоения Ахтырская глубинно-надвиговая зона. Анализ лицензионных соглашений свидетельствует об уменьшении числа действующих лицензий, особенно для проведения поисково-оценочных работ (НП) и совмещенных работ (НР). Однако интерес недропользователей к Южному региону все еще сохраняется. В связи с этим организационные мероприятия должны быть направлены на формирование целевой государственной программы по вовлечению скважин нераспределенного фонда недр в хозяйственный оборот.

Для цитирования: Лебедько А.Г., Лебедько Г.И. Перспективы промышленного освоения законсервированных скважин нераспределенного фонда недр Юга России // Геология нефти и газа. – 2018. – № 5. – С. 95–103. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-95-103.

Commercial potential of plugged and abandoned wells from unallocated fund of subsurface mineral resources in Southern Russia

© 2018 | A.G. Lebed'ko, G.I. Lebed'ko

Institute of Earth sciences of the Southern Federal University, Rostov-on-Don, Russia; tiger71@mail.ru

Received 02.10.2017

Accepted for publication 03.03.2018

Key words: *plugged wells; unallocated fund of subsurface mineral resources; Maikopsky series; shale reservoirs; fracture traps.*

There are several thousands of wells previously drilled for hydrocarbons all over the southern territorial entities of Russian Federation. Many of them are environmentally hazardous objects. First of all, this concerns the wells drilled in 1950–1960-s. Methods of wells abandonment and suspension were imperfect that years, which caused destruction of cement lining, pipes, and wellhead equipment corrosion, and resulted in considerable damage to ecosystems. Account must be taken of the fact that monitoring of the plugged and abandoned wells from unallocated fund of subsurface mineral resources is insufficient. Possibilities to rework some of these wells that can be involved in the development of remaining resources according to geological and economic indicators are also not evaluated. The chances to develop the plugged wells within the southern Russia are discussed in the paper. It is noted that the majority of ex-operated wells (more than 4000) are situated in unallocated fund of subsurface mineral resources of the Krasnodar Territory. The Indol-Kuban Trough area is the most promising in this context as the deep thrustured Akhtyrsky zone recommended for the further development is situated there. Analysis of License Agreements indicated reduction of existing incenses number (especially NP and NR licenses). At the same time, an interest of subsoil users in the southern region still remains. In this regard, arrangements should be focused on preparing a special national program for involvement of wells from unallocated fund of subsurface mineral resources into commerce.

For citation: Lebed'ko A.G., Lebed'ko G.I. Commercial potential of plugged and abandoned wells from unallocated fund of subsurface mineral resources in Southern Russia. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(5):95–103. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-95-103.

На территории Северного Кавказа и Предкавказья большинство разрабатываемых месторождений находится на завершающей стадии освоения. В плитном чехле практически все значимые объекты залицензированы. В нераспределенном фонде остаются только малоразмерные и нерентабельные залежи. Как следствие, в сложившихся геолого-экономических условиях возникла проблема вовлече-

ния в разработку законсервированных и ликвидированных скважин.

На многих нефтеносных площадях Юга России отмечено восстановление пластовых давлений в скважинах на старых месторождениях, выведенных из разработки более 10 лет назад (начиная с 1950-х гг.). На этих месторождениях обычно имеются зоны, не охваченные разработкой, в которых остается



HYDROCARBON RESOURCES AND RESERVES

определенный объем нефти. В результате внутрипластовых движений флюида, которые сопровождаются сегрегацией и гравитационным разделением, «остаточная» нефть концентрируется у кровли пласта, образуя вторичные залежи.

Кроме этого, для большинства старых месторождений установлено флюидодинамическое восполнение УВ-потенциала [1], которое четко прослежено в зонах активной геодинамической деятельности. Неоднократное превышение первичных суммарных запасов многих месторождений в зоне альпийского передового прогиба зафиксировано в Ахтырской и Терско-Сунженской зонах глубинных разломов (например, месторождения Нефтегорское, Азовское, Старогрозненское и др.). Их продолжают эксплуатировать многие десятилетия, несмотря на полное исчерпание оцененных ранее запасов.

Помимо решения важнейших проблем экологической безопасности региона, при использовании законсервированных скважин нераспределенного фонда недр возникает задача оценки возможности и перспектив их промышленного освоения. Оценка их текущей рентабельности в современных геолого-экономических условиях во многих случаях весьма проблематична, поскольку трудно оценить возможности и стоимость проведения ремонтных работ и восстановления притока в законсервированных скважинах. Вовлечение законсервированных скважин можно оценить только в результате комплексного (интегрального) анализа перспектив продуктивных горизонтов (всей залежи), вскрытых этими скважинами.

Опыт последних десятилетий показал, что новые перспективные объекты, выделенные только на основе геофизических (сейсмических) работ без подтверждающих буровых геолого-разведочных работ (ГРП), практически не востребованы. Примеры таких лицензионных объектов многочисленны в пределах Ростовской области, Краснодарского и Ставропольского краев.

При выборе новых путей развития нефтегазового комплекса юга России необходимо опираться не только на геофизические, обычно сейсмостратиграфические, построения, но и на геологический прогноз по законсервированным скважинам, а затем уже проводить геолого-экономическое обоснование лицензионного объекта, включающего хотя бы одну продуктивную скважину.

Опыт последних десятилетий показывает, что недропользователей могут интересовать только те объекты, которые профессионально подготовлены, обоснованы квалифицированной геолого-экономической оценкой и подтверждены продуктивными скважинами [2].

Таким образом, можно сделать обоснованный вывод о том, что возможность расширения сырьевой базы УВ на Юге России сейчас следует связывать с

предварительными геолого-геофизическими работами для реанимации законсервированных скважин нераспределенного фонда недр. При этом, решая вопрос прогнозирования, необходимо опираться на современные методические подходы и новейшие технологии интерпретации и обработки геолого-геофизических данных.

При планировании прогнозных ГРП с использованием законсервированных скважин нераспределенного фонда недр следует избегать мелкоштабных исследований разрозненных объектов по Югу России (от Черного до Каспийского морей). Следует ограничиться наиболее перспективными территориями. Необходимо также учесть практически полную выработанность основных продуктивных горизонтов кайнозоя и обосновать выбор прогнозного доминантного горизонта, сохранившего геолого-экономические перспективы. При этом скважина рассматривается не только как источник продукции, но и как показатель продуктивности всей залежи в перспективе на базе дополнительных ГРП.

Рекомендованный подход позволяет акцентировать внимание на двух самых перспективных регионах: Западно-Кубанском (Краснодарский край, Адыгея) [3, 4] и Терско-Каспийском прогибах (Дагестан, Чечня, Ингушетия) [5]. Из этих двух регионов по всем показателям (геолого-экономическим, политическим и др.) первоочередными являются Краснодарский край и Адыгея. Подтверждением этого служит и степень геолого-геофизической изученности (Краснодарский край имеет самую густую на Северном Кавказе сеть сейсмопрофилей). Доминантным нефтеносным горизонтом в промышленных масштабах является мел-палеогеновый, включая майкопский, который эксплуатируется в промышленных масштабах уже более 100 лет.

Ресурсную базу Южного региона, включающего территории Югнедра, Кавказнедра и Крыма, можно значительно увеличить за счет освоения сланцевых толщ (нефть и газ хадумитов).

Это направление в ближнесрочной перспективе включает все сложноэкранированные (неантиклинальные) ловушки в кайнозойском разрезе. В первую очередь — глинистые толщи майкопской серии, хадумской и кумской свит, включая также все пропущенные по разным причинам объекты кайнозоя. Возврат к хадумитам на современном уровне знаний как на поисково-разведочном этапе, так и в процессе добычи должен осуществляться с использованием новейших достижений в теории и практике ГРП.

Глинистые коллекторы в хадумитах представляют собой нестандартные (сложноэкранированные) ловушки, которые при доминирующей глинистости пород и отсутствии жесткого каркаса характеризуются очаговой пустотностью. Они сформированы субвертикальной трещиноватостью и листовой

расслоенностью вдоль напластования, что резко отличает их от гранулярных коллекторов.

Ранее выполненные ГРП по оценке нефтегазоносности хадумитов проводились эпизодически, без целенаправленной стратегии освоения. Скважины закладывались обычно в местах поверхностных нефтегазопроявлений без достаточного геолого-тектонического обоснования. Не учитывались широко проявленные сдвигонадвиговые деформации, кардинально изменяющие глубинную структуру объекта поисков. Сложности освоения нефтегазового потенциала глинистых отложений майкопской серии привели к прекращению ГРП на хадумиты. Начали разрабатывать залежи в более глубоких горизонтах мезозоя. Негативное отношение к перспективности хадумитов сохраняется, что ведет к игнорированию любых (даже промышленных) нефтегазовых проявлений, выявляемых в процессе бурения скважин.

Однако установившиеся ценовые и другие геолого-экономические ограничения определяют необходимость смены характера региональных ГРП. Следует учесть давно назревшую необходимость использования многих сотен законсервированных и ликвидированных глубоких скважин нераспределенного фонда недр, которые во многих случаях содержат пропущенные нефтесодержащие горизонты в хадумских, майкопских и кумских глинистых толщах.

Поэтому перспективы развития нефтегазовой отрасли региона следует связывать не только с освоением шельфа южных морей, но и с возвратом на глинисто-сланцевые толщи Северо-Кавказской нефтегазоносной провинции (НГП), поскольку нефтепромысловая значимость хадумитов (всей майкопской серии) все еще высока, а предложенные преференции смогут усилить интерес недропользователей к законсервированным скважинам и месторождениям.

Авторы статьи выполнили общую оценку и анализ комплекса данных, а также провели ранжирование скважин на территории Северо-Кавказской НГП. В качестве приоритетной выбрана территория Краснодарского края (включая Адыгею), где учтено более 4000 скважин (около половины всех продуктивных скважин Северо-Кавказской НГП). Геолого-экономический подход к проведенному авторами статьи прогнозу на региональном этапе позволил определить латеральные перспективные зоны в пределах Индо-Кубанского передового прогиба (рис. 1). Учтены геолого-тектонические особенности (надвиги, сдвиги, разломы и др.) и результаты интерпретации потенциальных геофизических полей.

Для разработки геолого-экономической концепции повышения эффективности прогноза УВ-потенциала отдельных объектов необходима оценка нефтегазоносности Ахтырской зоны — одного из высокоперспективных в нефтегазоносном отношении

районов Индо-Кубанского прогиба. Нефтегазо-содержащие горизонты прогиба присутствуют в отложениях от понтических до меловых включительно. Коллекторами нефти и газа служат в основном песчано-алевролитовые пласты, нередко переходящие в частое чередование алевритов и глин.

Анализ геолого-экономических, геофизических и технических условий показал, что в некоторых случаях выгодно осваивать отдельные месторождения (части, участки, зоны и т. д.) нераспределенного фонда недр. Помимо технических (технологических) трудностей освоения «старых» скважин, возникают геолого-экономические проблемы. Сложность выбора объектов для лицензирования заключается в неоднозначной оценке геолого-геофизической информации по выбранным скважинам.

Большинство «старых» скважин, рекомендованных к освоению, расположено в пределах Ахтырской надвиговой зоны, в которой определены следующие подзоны.

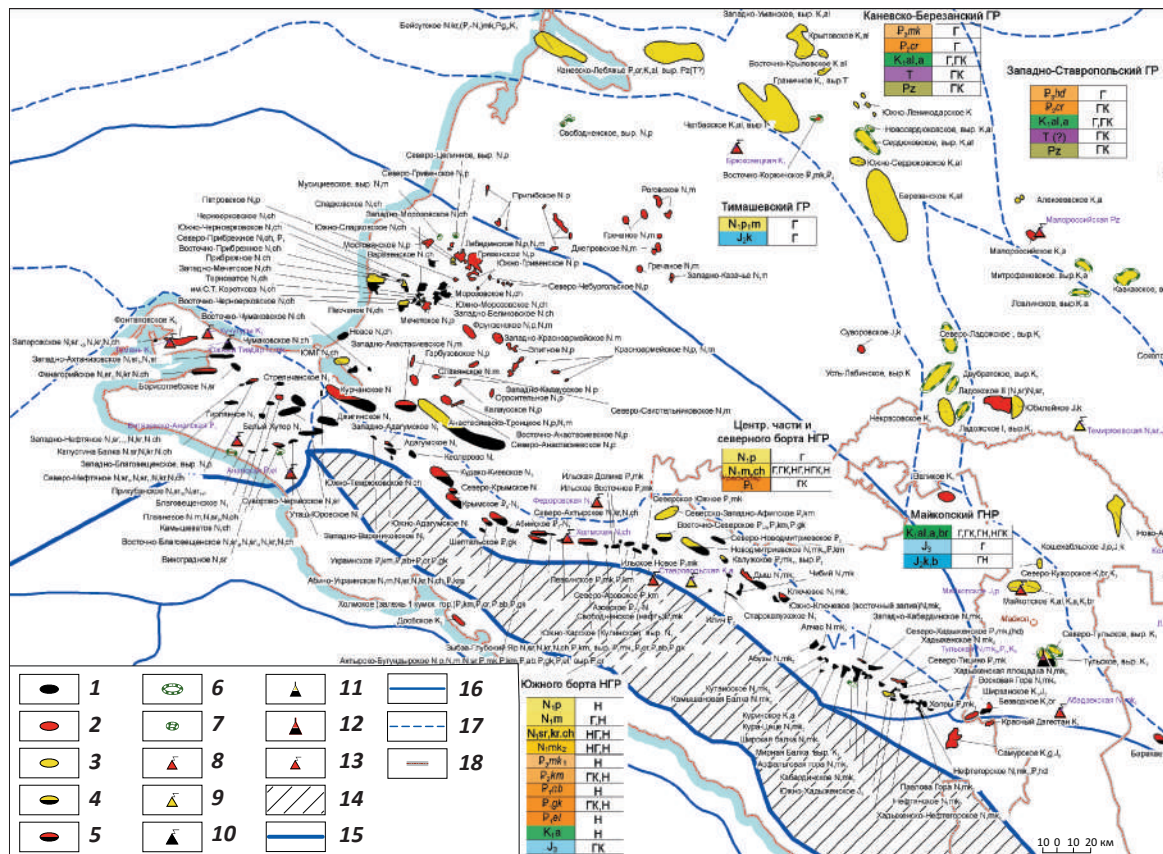
Хадыженская подзона газонакопления (рис. 2–4) выделена по верхним частям осадочного разреза (майкопские отложения), которые объединяют заливообразные залежи нефти в выклинивающихся песчано-алевролитовых пластах. Наряду с мелкими залежами (Павлова гора, Апчас), выявлены и более крупные (Нефтегорское, Широкая балка). Открыто Южно-Хадыженское газоконденсатное месторождение в карбонатном останце. Нефтегазоносность выклинивающихся песчаников апта доказана на Куринской площади и в Мирной балке. Газоносность юрских карбонатных отложений установлена на Самурском и Ширванском месторождениях. Залежи структурно-литологического типа. Глубина залегания 1000–1200 м.

В Северско-Калужской подзоне нефтегазо-накопления (рис. 5) сосредоточено до 60 % разведанных запасов нефти южного борта Западно-Кубанского прогиба. Наиболее крупными являются месторождения Зыбза-Глубокий Яр, Новодмитриевское, Ахтырско-Бугундырское. Месторождения приурочены к палеогеновым складкам. На большинстве месторождений продуктивен кумский горизонт эоцена. В разрезе палеоцена развито до девяти продуктивных песчано-алевролитовых горизонтов (Ахтырско-Бугундырское месторождение). Продуктивность верхних горизонтов связана с песчано-алевролитовыми и карбонатными породами понта и миоцена, которые выклиниваются по восстанию и образуют литологически экранированные ловушки. Только две залежи характеризуются крупными запасами (Зыбза-Глубокий Яр и Абино-Украинская). Глубина залегания 600–1500 м.

Кудако-Киевская подзона нефтегазонакопления является западной зоной в пределах южного борта Западно-Кубанского прогиба. Она представлена системой

HYDROCARBON RESOURCES AND RESERVES

Рис. 1. Карта нефтегазоносности Индоло-Кубанского прогиба
Fig. 1. Map of petroleum potential of the Indol-Kuban Trough



Месторождения УВ (1–7): 1 — нефтяные (Н), 2 — газовые (Г), 3 — газоконденсатные (ГК), 4 — нефтегазоконденсатные (НГК), 5 — нефтегазовые (НГ), газонефтяные (ГН), 6 — выработанные (на 01.01.2012 г.), 7 — с выработанными продуктивными запасами; **непродуктивные залежи (8–13):** 8 — газовые, 9 — газоконденсатные, 10 — нефтяные, 11 — нефтегазоконденсатные, 12 — нефтегазовые, 13 — площадь непродуктивной залежи; 14 — орогенно-складчатые зоны; **границы (15–18):** 15 — нефтегазогеологических провинций, 16 — нефтегазогеологических областей, 17 — нефтегазогеологических районов, 18 — государственная РФ

HC fields (1–7): 1 — oil (H), 2 — gas (Г), 3 — gas condensate (ГК), 4 — oil and gas condensate (НГК), 5 — oil and gas (НГ), gas and oil (ГН), 6 — depleted (as on 01.01.2012), 7 — mature; **non-commercial accumulations (8–13):** 8 — gas, 9 — gas condensate, 10 — oil, 11 — oil and gas condensate, 12 — oil and gas, 13 — area of non-commercial accumulation; 14 — folded orogenic zones; **borders (15–18):** 15 — geopotroleum provinces, 16 — geopotroleum areas, 17 — geopotroleum regions, 18 — RF state border

миоценовых складок, трансгрессивно перекрытых меотисом. Продуктивны песчано-алевролитовые и карбонатно-терригенные породы чокрак-карагана и сармата, залегающие на глубине 200–1100 м. Залежи в основном сводового типа, реже — литологические. В пределах зоны выявлены месторождения Крымское, Северо-Крымское, Кудак-Киевское.

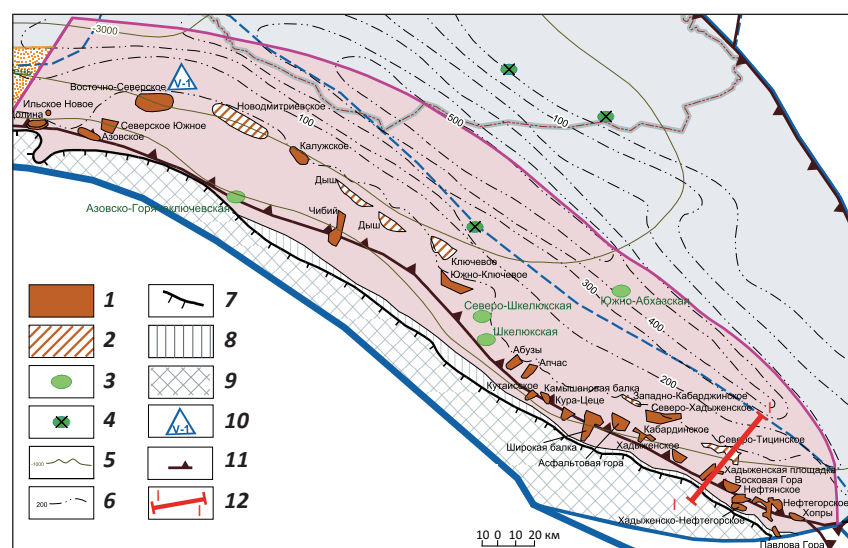
Решение проблем освоения остаточного УВ-потенциала (включая восполнение УВ за счет вертикального флюидопотока) недр может быть ускорено за счет использования преференций в области налогообложения для малодебитных скважин или разработки трудноизвлекаемых запасов в хадумитах майкопской серии (см. рис. 4, 5).

Таким образом, Ахтырская надвиговая зона в нефтегазоносном отношении является одним из

высокоперспективных районов Индоло-Кубанского нефтегазоносного бассейна. Нефтегазосодержащие горизонты имеются в отложениях от понтических до меловых включительно. Коллекторами нефти и газа являются в основном песчано-алевролитовые пласты, нередко переходящие в частое чередование алевритов и глин. Юго-восточная часть Ахтырской зоны является одним из старейших нефтяных районов, где добыча нефти ведется с XIX в.

Большинство залежей этого района приурочено к ловушкам литологического типа, где линия выклинивания песков вверх по восстанию оконтуривает залежь с трех сторон, образуя характерную форму залива. Все залежи приурочены к песчаным горизонтам среднего и нижнего майкопа. В отложениях среднего майкопа продуктивны I–IV песчано-алевролитовые

Рис. 2. Схема Ахтырской зоны, месторождения майкопской серии ($P_2-N_1^1$)
Fig. 2. Scheme of the Akhtyrsky zone, field of the Maikopsky series ($P_2-N_1^1$)



Месторождения УВ с запасами в палеогеновом (майкопском) комплексе (1, 2): 1 — нефтяные, 2 — газонефтяные; **структуры (3, 4):** 3 — числящиеся на Госбалансе (C_3 , на 01.01.2009 г.), 4 — неподтвердившиеся (отрицательные результаты бурения), списанные в разные годы; 5 — изогипсы по кровле оценочного комплекса, м; 6 — изопакеты по кровле оценочного комплекса, м; 7 — граница распространения (выклинивания) комплекса; 8 — область выхода на поверхность майкопских отложений; 9 — зона отсутствия (выклинивания) майкопских отложений; **границы (10–12):** 10 — южного борта НГР, 11 — тектонических элементов I порядка, 12 — эталонный геологический профиль.

Остальные усл. обозначения см. рис. 1

HC fields with reserves in Paleogene (Maikopsky) sequence (1, 2): 1 — oil, 2 — gas and oil; **structures (3, 4):** 3 — booked on State Reserves Register (C_3 , as on 01.01.2009), 4 — not confirmed (negative drilling results), written-off in different years; 5 — structural contours over the top of the estimated sequence, m; 6 — isopachs over the top of the estimated sequence, m; 7 — boundary of the sequence development (wedging-out); 8 — area of the Maikopsky series exposure; 9 — zone of the Maikopsky series absence (wedging-out); **boundaries (10–12):** 10 — Southern shoulder of petroleum region; 11 — I-st order tectonic elements, 12 — basic geological cross-section.

For other Legend see Fig. 1

горизонты, а IV и VII нижнего майкопа чаще всего газоносны. Границы выклинивания этих горизонтов имеют разнообразную конфигурацию, образуя в плане цепочку «заливов», протягивающуюся с юго-востока на северо-запад на расстояние более 120 км. В настоящее время в пределах района прогиба насчитывается более 20 таких залежей нефти и газа на глубине до 1,5 км.

Многие залежи, даже небольших размеров, были (и могут быть) высокодебитными. Это объясняется наличием масштабного тепломассопереноса всей глубинной разломно-надвиговой структуры Ахтырской зоны. Высокая тектоническая активность последней подтверждена как современными наземными (геолого-съёмочные работы ГТК-200), так и аэрокосмическими съёмками. Постоянный процесс тепломассопереноса подтвержден геохимическими исследованиями, а также анализом эманационных потоков [2].

Можно заключить, что реанимация скважин нераспределенного фонда и восстановление добычи на «старых» месторождениях целесообразны и могут быть рекомендованы недропользователям. Поэтому

на заключительном этапе анализа следует осуществить выборку перспективных скважин нераспределенного фонда в контурах известных месторождений УВ, например, в пределах Кудак-Киевского (рис. 6). Перспективно также Нефтегорское месторождение.

В то же время результаты анализа возможности использования скважин нераспределенного фонда могут быть индикаторами залежей УВ в поднадвиговом структурном этаже Ахтырской зоны, который является одной из самых перспективных зон нефтегазонакопления. В поднадвиговых блоках сейсморазведкой картируются залежи пластового, сводового и тектонически экранированного типов, залегающих на доступной глубине (1,5–3,5 км). Разведанность поднадвиговых сегментов складчато-блоковой системы Ахтырской зоны очень низкая и ограничивается редкой сетью сейсмопрофилей, а также отдельными пробуренными скважинами.

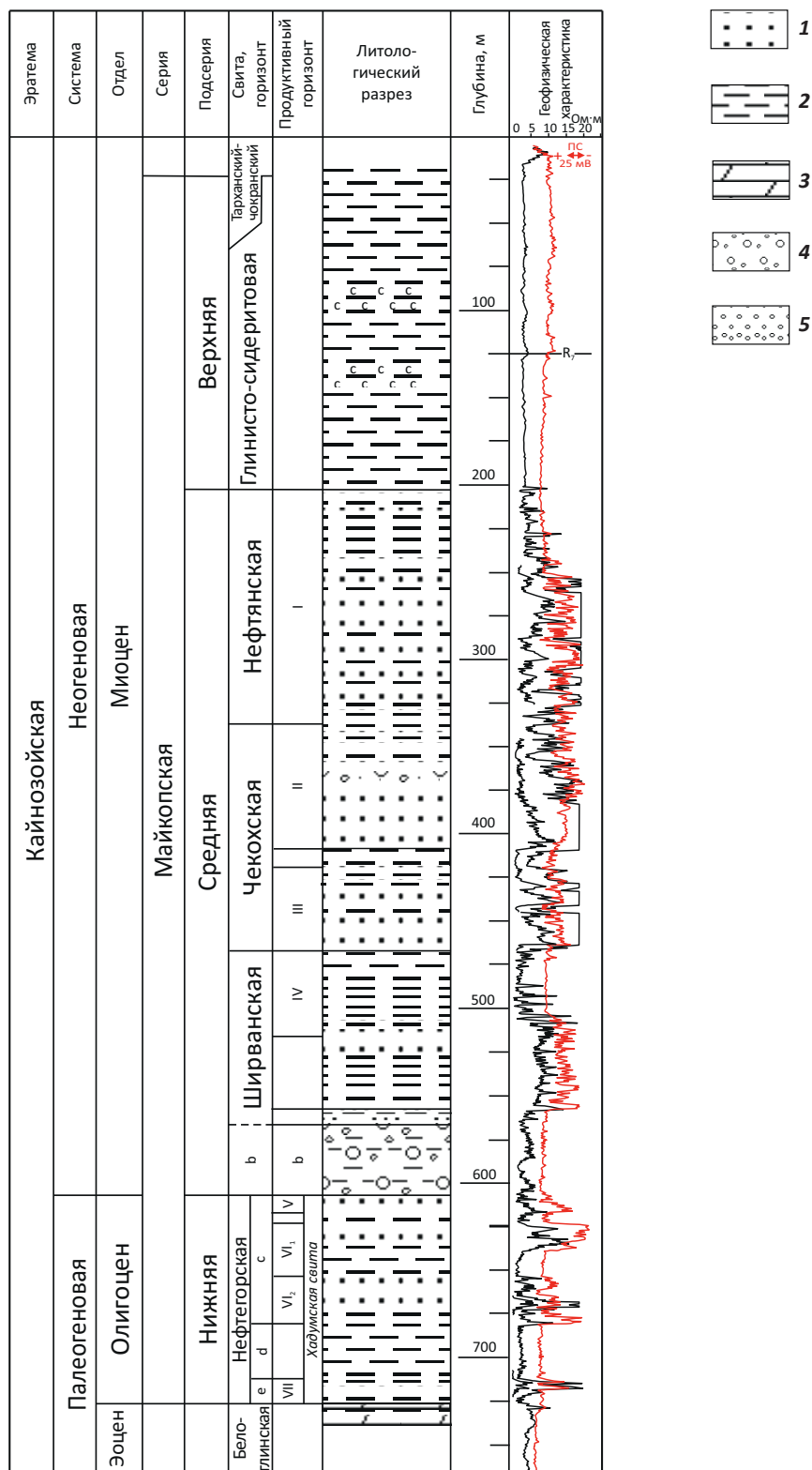
В последние годы ФГУП «Южморгео» и ОАО «Краснодарнефтегеофизика» выполнены высокоточные магнитометрические и гравиметрические съёмки на профилях вкрест простираения Ахтырской зоны. На основе геологических, геомагнитных и псевдоплотностных раз-



HYDROCARBON RESOURCES AND RESERVES

Рис. 3. Сводный стратиграфический разрез майкопских отложений

Fig. 3. Composite stratigraphic section across the Maikopsky formations



1 — песчаники; 2 — глины, аргиллиты; 3 — мергели; 4 — конгломераты; 5 — гравелиты
 1 — sandstone; 2 — clay, claystone; 3 — marl; 4 — conglomerate; 5 — gravelstone

Рис. 4. Эталонный геологический профиль района месторождений Хадыженская площадка – Хопры
Fig. 4. Basic geological cross-section in the area of the Khadyznensky Ploshadka fields – Khopry

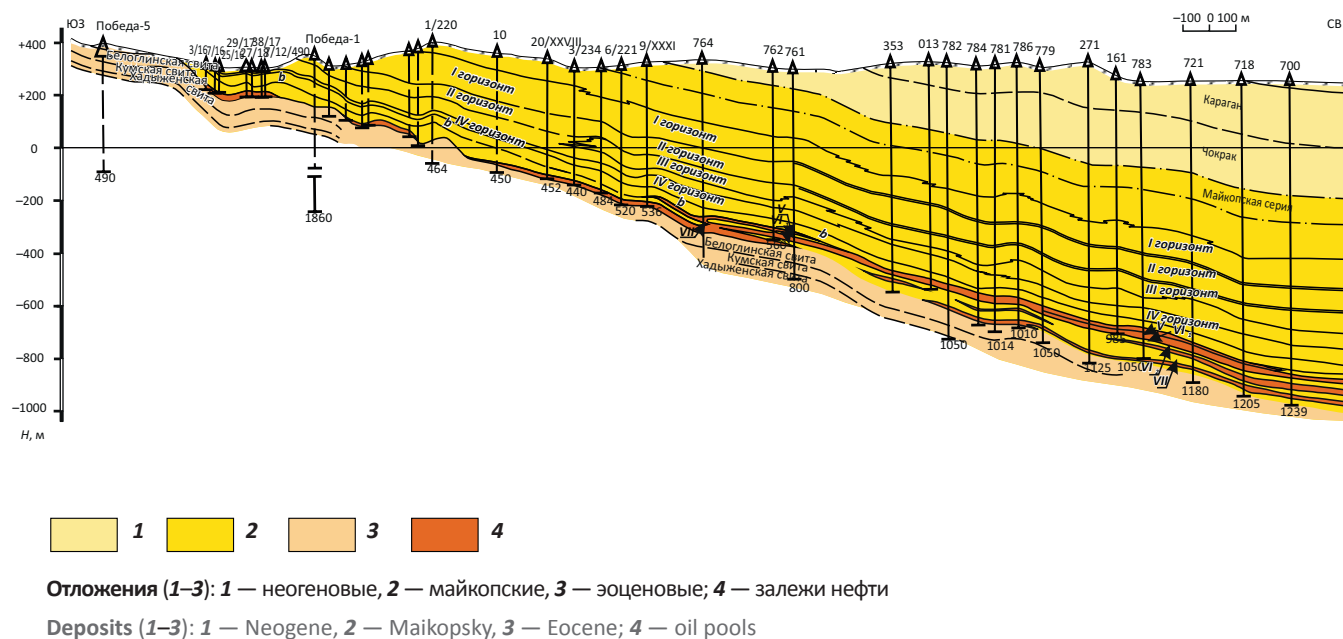
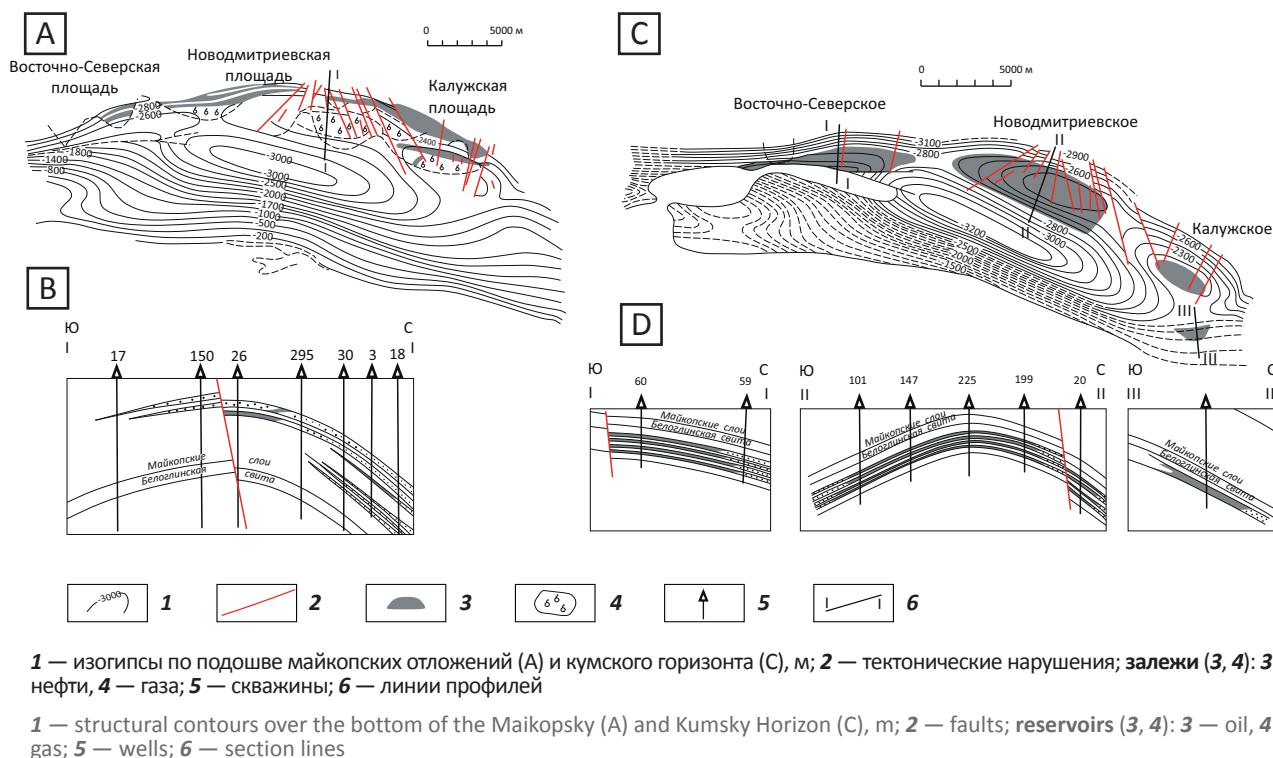


Рис. 5. Геологическое строение (А, С) и разрезы (В, D) месторождений Северско-Калужской антиклинальной зоны
Fig. 5. Geological structure (A, C) and sections (B, D) across the fields of the North-Kaluzhsky anticline zone





HYDROCARBON RESOURCES AND RESERVES

Рис. 6. Схема расположения скважин на Кудако-Киевском разрабатываемом месторождении
Fig. 6. Well location map in the producing Kudako-Kievsky field



1 — граница участка последней действующей лицензии
 1 — boundary of the latest valid license area

резон построены геолого-геофизические модели, которые подтверждают высокую перспективность поднадвиговых структурных элементов. Созданный к настоящему времени масштабный информационный задел позволяет рекомендовать дальнейшие исследования объектов как на базе рекомендованных скважин нераспределенного фонда, так и по результатам геолого-геофизического моделирования поднадвиговых зон (на уровне лицензионных соглашений).

Анализ лицензионных соглашений за последнее десятилетие свидетельствует о стабильном уровне числа лицензий для разведки и разработки открытых месторождений (НЭ). В то же время суммарное число действующих лицензий видов НП и НР после 2008 г. заметно сократилось (почти наполовину). Это связано в первую очередь с финансовыми затруднениями недропользователей, особенно представителей малого бизнеса. Кроме того, падение суммарного числа действующих лицензий НП и НР обусловлено отрицательными результатами на ряде объектов. Примером служит территория Калмыкии (край Карпинского), где предполагались крупные карбонатные массивы на доступных глубинах. Здесь были пробурены две скважины глубиной 3,2 и 3,6 км, которые оказались бесперспективными. Однако высокий интерес недропользователей к Южному региону все

еще сохраняется. Об этом свидетельствует коэффициент увеличения стартовых платежей на проведенных аукционах (6,7), который в среднем по России колеблется в интервале 4,8–5,6.

В последние годы отмечается снижение аукционной активности, что нельзя объяснить только высокой стартовой ценой предлагаемых лицензионных участков. Следует обратить внимание на низкую инвестиционную привлекательность объектов из-за слабой геолого-экономической подготовки. Поэтому недропользователи, получив лицензию, начинают деятельность с переинтерпретации имеющихся сейсморазведочных материалов на основе пакетов современных программ и составления более обоснованных геолого-геофизических моделей строения участков.

Организационные мероприятия должны быть направлены на формирование целевой государственной программы по вовлечению скважин нераспределенного фонда недр в хозяйственный оборот с использованием всех видов геологической информации (в том числе и инсайдерской в существующих условиях «лоскутной» геологии). Такой подход будет способствовать совершенствованию государственного управления фондом нефтегазовых скважин, пробуренных за счет государственных средств и находящихся в нераспределенном фонде недр РФ.

Литература

1. Лебедько Г.И., Кузин А.М. Геолого-геофизическая интерпретация флюидоносных зон земной коры Северного Кавказа. – Ростов-на-Дону : Изд-во СКНЦ ВШ ЮФУ АПСН, 2010. – 302 с.
2. Лебедько Г.И. Перспективы нефтегазоносности Предкавказской системы передовых прогибов // Геология нефти и газа. – 2011. – № 3. – С. 32–41.
3. Афанасенков А.П. и др. Геологическое строение и углеводородный потенциал Восточно-Черноморского региона. – М. : Научный мир, 2007. – 172 с.
4. Гаврилов В.П. и др. Возможности расширения нефтегазового потенциала Северного Кавказа // Геология нефти и газа. – 1999. – № 7. – С. 14–18.
5. Шарифутдинов В.Ф. Геологическое строение и закономерности развития майкопских отложений Северо-Восточного Кавказа в связи с нефтегазоносностью: автореф. дисс. ... докт. геол.-минер. наук. – М. : Изд-во МГУ, 2003. – 366 с.

References

1. Lebed'ko G.I., Kuzin A.M. Geological structure and hydrocarbon potential of Black Sea eastern region. Rostov-na-Donu: Izd-vo SKNTs VSh YuFU APSN; 2010. 302 p.
2. Lebed'ko G.I. Oil and gas potential prospects of the Fore-Caucasus system of foredeeps. *Geologiya nefi i gaza*. 2011;(3):32–41.
3. Afanasenkov A.P. et al. Geological and geophysical interpretation of fluid bearing crust zones of the Northern Caucasus. Moscow: Nauchnyi mir; 2007. 172 p.
4. Gavrilov V.P. et al. Petroleum potential of the Pre-Caucasian foredeep system. *Geologiya nefi i gaza*. 1999;(7):14–18.
5. Sharafutdinov V.F. Geological structure and patterns of the Maikopsky deposits development in the north-eastern Caucasus in the context of hydrocarbon potential: avtoref. diss. ... dokt. geol.-miner. nauk. Moscow: Izd-vo MGU; 2003. 366 p.

КОНТАКТЫ

Заместитель главного редактора

Виктор Иосифович *Петерсилье*
+7(916) 656-77-93, vipetersilie@mail.ru

Редакция

Выпускающий редактор *Е.А. Варламова*
Научный редактор *О.И. Будянская*
Технический редактор *В.В. Виноградова*
Дизайн, верстка *Д.А. Потатюев*

Адрес редакции

105118 Москва, ш. Энтузиастов, 36
Тел. 8(495) 954-52-47, +7(926)380-10-46,
info@oilandgasgeology.ru

Отдел рекламы и маркетинга

Дмитрий Игоревич *Желдаков*
8(499) 781-68-62*3232, zheldakov@vnigni.ru

Сайт журнала «Геология нефти и газа»

www.oilandgasgeology.ru

Веб-мастер *Е.И. Таранина*, taranina@vnigni.ru

Индекс в общероссийском каталоге «Роспечать» — 70216
Индекс в Объединенном каталоге «Пресса России» — 43299

Фото на обложке

© Д.А. Комлев
р. Чопко, 2009 г.

CONTACT INFORMATION

Deputy Editor in Chief

Viktor Petersilye
+7(916) 656-77-93, vipetersilie@mail.ru

Editorial office

Executive editor E.A. Varlamova
Science editor O.I. Budyanskaya
Technical editor V.V. Vinogradova
Design, layout D.A. Potatuev

Adress

36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118
Tel. 8(495) 954-52-47, +7(926)380-10-46,
info@oilandgasgeology.ru

Advertising and marketing department

Dmitry Zheldakov
8(499) 781-68-62*3232, zheldakov@vnigni.ru

Website

www.oilandgasgeology.ru

Webmaster E.I. Taranina, taranina@vnigni.ru

Russian Federal Agency on Press and Mass Communications Index — 70216
Unified catalogue "Russian Press" Index — 43299

Cover photo

© D.A. Komlev
Chopko river, 2009

Цена свободная

Тираж 4 000 экз. Бумага мелованная, гарнитура PT Serif, Calibri
Отпечатано в ООО «Типография Офсетной Печати»
115114 Москва, ул. Дербеневская, 20, стр. 6

Open price

Circulation 4 000 copies. Coated paper, typeface PT Serif, Calibri
Printed by ООО "Tipografiya Ofsetnoy Pechati"
115114, 20, build. 6, ul. Derbenevskaya, Moscow, Russia
