



6(366).2022

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

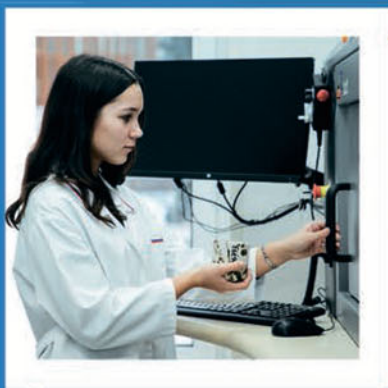
Геология, Геофизика

**и разработка
нефтяных и газовых
месторождений**

**Geology,
geophysics
and development
of oil and gas fields**

ЦЕНТР КОЛЛЕКТИВНОГО ПОЛЬЗОВАНИЯ

Центр коллективного пользования Губкинского университета предоставляет открытый доступ к современному научному оборудованию и уникальным научным установкам для решения широкого спектра исследовательских задач в рамках научных направлений:



**ПОИСК И ДОБЫЧА
УГЛЕВОДОРОДОВ**



**МАТЕРИАЛОВЕДЕНИЕ,
ДИАГНОСТИКА И БЕЗОПАСНОСТЬ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ**



**ХИМИЯ И ЭКОЛОГИЯ
УГЛЕВОДОРОДОВ**

ЦКП Губкинского университета реализует комплексный подход к выполнению исследований для осуществления научно-технических проектов и решения междисциплинарных задач углеводородной, углеродной, водородной энергетики и рационального природопользования.

Научные сотрудники ЦКП Губкинского университета осуществляют поддержку и сопровождение полного цикла реализации проекта (от разработки и согласования уникальной методики испытаний до внедрения новых поколений технологических объектов) с экспертной оценкой полученных результатов.

Контактное лицо:
Кошкина Елена Анатольевна

E-mail: ckp@gubkin.ru
Телефон: +7 (499) 507-86-18
+7 (926) 189-79-11



CKP.GUBKIN.RU



ФГАОУ ВО "Российский государственный университет
нефти и газа (национальный исследовательский
университет) имени И.М. Губкина"

Научно-технический журнал

**ГЕОЛОГИЯ,
ГЕОФИЗИКА
И РАЗРАБОТКА
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Geology, Geophysics and Development
of Oil and Gas Fields

.....

6(366) ♦ 2022 москва



ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Научно-технический журнал

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

Главный редактор

Дмитриевский А.Н. – д. г.-м. н., профессор, академик РАН, научный руководитель Института проблем нефти и газа РАН,

Зам. главного редактора

Гогоненков Г.Н. – д. т. н., академик РАЕН, советник генерального директора ФГУП "ВНИГНИ",

Астахова А.Н. – к. т. н., выпускающий редактор Издательского дома "Губкин" РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,

Бочкарев А.В. – д. г.-м. н., профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,

Брехунцов А.М. – д. г.-м. н., директор научно-технического центра ООО "МНП "Геодата",

Варламов А.И. – д. г.-м. н., научный руководитель ФГУП "ВНИГНИ",

Гильманова Р.Х. – д. т. н., профессор, генеральный директор ООО "Нефтегазтехнология",

Грунис Е.Б. – д. г.-м. н., руководитель дирекции по научной работе Института геологии и разработки горючих ископаемых,

Дариццева Е.Ю. – редактор Издательского дома "Губкин" РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,

Еремин Н.А. – д. т. н., профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, главный научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН,

Ермилов О.М. – д. т. н., профессор, академик РАН, зам. главного инженера по науке ООО "Газпром добыча Надым",

Кузнецов В.Г. – д. г.-м. н., профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,

Михайлов Н.Н. – д. т. н., профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,

Попов С.Н. – д. т. н., главный научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН,

Сенин Б.В. – д. г.-м. н., генеральный директор ОАО "Союзморгео",

Супруненко О.И. – д. г.-м. н., зам. директора ВНИИ-Океангеология им. И.С. Грамберга,

Холодильов В.А. – д. г.-м. н., профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

СОДЕРЖАНИЕ

ПОИСКИ И РАЗВЕДКА

Смирнов О.А., Бородкин В.Н., Плавник А.Г., Лукашов А.В., Смирнов А.С., Васильев Ю.В. Характеристика траппового магматизма в пределах месторождений Ангаро-Ленской нефтегазоносной области по данным бурения и сейсморазведки 3D 5

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Вахитова Г.Р., Галимов Р.А., Гумерова А.И., Шайбекова Г.Ф. Прогноз трещиноватости карбонатных отложений по результатам интерпретации спектрометрического гамма-каротажа 11

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Рясной А.А. Литолого-геохимические особенности пород-коллекторов и флюидоупоров ордовикского потенциально нефтегазоносного резервуара (Северо-Тунгусская нефтегазоносная область, Восточная Сибирь) 17

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Метт Д.А., Николаева Т.Н. Подход к гидродинамическому моделированию процесса преобразования под действием углеводородных растворителей и температуры органического вещества верхнеюрской формации Западной Сибири (с опорой на результаты лабораторных экспериментов на керне). Часть 1. Формирование необходимых данных для моделирования 35

Сентемов А.А., Дорфман М.Б., Румянцев И.С. Анализ характера насыщения продуктивных пластов методом диаграмм Пикетта в карбонатных коллекторах 41

Ильясов И.Р. Научно-методические основы реализации полимерного заводнения на месторождениях вязкой нефти со слабоконсолидированным коллектором 46

Сафиуллин И.Р. Спектральные характеристики сигналов при анализе технологических показателей работы скважин 53

Махмутов А.А. Опыт регулирования отборов нефти нестационарными технологиями из продуктивных пластов сложного геологического строения 58

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ В ГЕОЛОГИИ

Шапченко М.М., Зотов А.С., Маминов Л.Г., Чубаров А.В., Шапченко Т.А. Технология восстановления газовых скважин способом снятия блокирования водой газоотдающих интервалов через выявление и отключение водоприточных интервалов 63

CONTENTS**OIL AND GAS PROSPECTING**

Smirnov O.A., Borodkin V.N., Plavnik A.G., Lukashov A.V., Smirnov A.S., Vasiliev Yu.V. Characteristics of trapping magmatism within the fields of the Angara-Lena oil- and gas-bearing region according to drilling and 3D seismic exploration data..... 5

GEOPHYSICAL RESEARCH WORK

Vakhitova G.R., Galimov R.A., Gumerova A.I., Shaibekova G.F. Prediction of carbonate formations fracturing based on the data of gamma-ray spectral logging analysis 11

GEOCHEMICAL RESEARCH WORK

Ryasnoy A.A. Lithological and geochemical features of reservoir rocks and fluid traps of the Ordovician potentially oil- and gas-bearing reservoir (North Tunguska oil- and gas-bearing region, the Eastern Siberia) 17

DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS

Mett D.A., *Nikolaeva T.N.* An approach to hydrodynamic modeling of the transformation process under the action of hydrocarbon solvents and the temperature of organic matter in the Upper Jurassic formation of the Western Siberia (based on the results of laboratory experiments on core samples). Part 1. Formation of the required data for modeling..... 35

Sentemov A.A., Dorfman M.B., Rumyantsev I.S. Oil saturation analysis of productive formations applying the Pickett diagram method in carbonate reservoirs 41

Ilyasov I.R. Scientific and methodological foundations for the implementation of polymer flooding in viscous oil fields with an unconsolidated reservoir ... 46

Safiullin I.R. Spectral characteristics of signals when analyzing technological indicators of wells operation..... 53

Makhmutov A.A. Experience of oil extraction regulation from productive reservoirs of complex geological structure by non-stationary technologies application..... 58

THEORETICAL ASPECTS IN GEOLOGY

Shapchenko M.M., Zotov A.S., Maminov L.G., Chubarov A.V., Shapchenko T.A. The technology of gas wells restoration by removing the blockage of gas-producing intervals by water through the identification and shutdown of water supply intervals 63

Учредитель журнала – Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина"

Свидетельство о регистрации средств массовой информации ПИ № ФС77-80054 от 25 декабря 2020 г.

Журнал включен в Российский индекс научного цитирования (РИНЦ).

Решением Президиума ВАК Министерства образования и науки РФ НТЖ "Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений" входит в "Перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней кандидата и доктора наук".

Журнал включен в базу Russian Science Citation Index (RSCI) на платформе **Web of Science**, а также в международную реферативную базу данных и систему цитирования **GeoRef**.

Всем научным статьям, публикуемым в журнале, присваивается индекс DOI – The Digital Object Identifier.

Издательский дом "Губкин"
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
119991, Россия, г. Москва, Ленинский просп., 63.

Сайт: <https://www.gubkin.ru>

Адрес электронной почты:
oil_engineering@mail.ru





Редакционный совет научно-технических журналов, издаваемых РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Оформить подписку можно в любом почтовом отделении РФ по Объединенному каталогу "Пресса России" – индексы 10329, 10330, а также в Издательском доме "Губкин" (e-mail: shapira@list.ru)

Выпускающий редактор *А.Н. Астахова*

Редактор *Е.Ю. Дарищева*

Компьютерный набор *В.В. Васина*

Компьютерная верстка *Е.В. Кобелькова*

Технический редактор *Т.Д. Диатроптова*

Корректор *Т.В. Быстракова*

Переводчик *О.М. Бисярина*

Мнение редакционной коллегии не всегда совпадает с мнением автора материала.

Авторы опубликованных материалов несут ответственность за соблюдение принципов научной этики и достоверность приведенных сведений.

Вниманию авторов!

При ссылке на статьи, которые имеют индекс DOI, рекомендуется в списке литературы указывать этот индекс.

Подписано в печать 11.06.2022.

Формат 84×108 1/16. Бумага офсетная.

Печать офсетная. Усл. печ. л. 7,14. Уч.-изд. л. 7,26.

Тираж 1500 экз. Цена свободная.

Печатно-множительная база: ИП Терентьева Ю.Б.
115551, Россия, г. Москва, Шипиловский пр.,
43, корп. 2.

- Мартынов В.Г. – Ректор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р экон. наук, канд. геол.-минер. наук, профессор, академик РАО, председатель совета
- Максименко А.Ф. – Проректор по научной и международной работе РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн. наук, профессор, заместитель председателя совета
- Лопатин А.С. – Председатель комиссии по редакционно-издательской деятельности Ученого Совета РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, заведующий кафедрой, д-р техн. наук, профессор, главный редактор журнала "Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса", заместитель председателя совета
- Завьялов А.П. – Директор Издательского дома "Губкин" РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, канд. техн. наук, доцент, секретарь совета
- Близнюков В.Ю. – Руководитель проекта ПАО "НК Роснефть", д-р техн. наук, профессор, главный редактор журнала "Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море" (по согласованию)
- Гируц М.В. – Декан факультета научно-педагогических кадров и кадров высшей квалификации РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р хим. наук, доцент
- Голунов Н.Н. – Проректор по дополнительному профессиональному образованию РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, канд. техн. наук, доцент
- Гриняев С.Н. – Декан факультета комплексной безопасности ТЭК РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн. наук, профессор
- Дедев А.Г. – Заведующий кафедрой РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р хим. наук, профессор, академик РАН, главный редактор журнала "Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина"
- Дмитриевский А.Н. – Научный руководитель ИПНГ РАН, д-р геол.-минер. наук, профессор, академик РАН, главный редактор журнала "Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений"
- Ивановский В.Н. – Заведующий кафедрой РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн. наук, профессор, главный редактор журнала "Территория Нефтегаз"
- Казак А.С. – Ученый секретарь ООО "НИИГазэкономика", д-р техн. наук, профессор, главный редактор журнала "Автоматизация и информатизация ТЭК" (по согласованию)
- Комков А.Н. – Начальник Управления наукометрических исследований и поддержки публикационной активности РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, заведующий кафедрой РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, канд. техн. наук, доцент
- Лоповок Г.Б. – Директор Издательского центра РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, канд. экон. наук, доцент
- Мастепанов А.М. – Главный научный сотрудник Аналитического центра энергетической политики и безопасности ИПНГ РАН, профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р экон. наук, профессор, главный редактор журнала "Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом"
- Мельгунов В.Д. – Заведующий кафедрой РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р юр. наук, профессор
- Мещеряков С.В. – Заведующий кафедрой РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн. наук, профессор, заместитель главного редактора журнала "Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе"
- Михайлов Н.Н. – Профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн. наук, главный редактор журнала "Нефтепромысловое дело"
- Мурадов А.В. – Профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн. наук, заместитель руководителя редакционной коллегии журнала "Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина"
- Оганов А.С. – Заведующий кафедрой РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн. наук, профессор, главный редактор журнала "Вестник Ассоциации буровых подрядчиков"
- Поздняков А.П. – Профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн. наук, заместитель главного редактора журнала "Автоматизация и информатизация ТЭК"
- Постникова О.В. – Декан факультета геологии и геофизики нефти и газа РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р геол.-минер. наук, профессор
- Соловьянов А.А. – Заместитель директора ФГБУ "Всероссийский научно-исследовательский институт охраны окружающей среды", главный редактор журнала "Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе", д-р хим. наук, профессор (по согласованию)
- Телегина Е.А. – Декан факультета международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р экон. наук, профессор, член-корреспондент РАН
- Туманян Б.П. – Профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн. наук, главный редактор журналов "Химия и технология топлив и масел", "Технологии нефти и газа", "Промышленный сервис"

Научная статья

УДК 551.7:551.243.4+553.98(571.56)

DOI: 10.33285/2413-5011-2022-6(366)-5-10

ХАРАКТЕРИСТИКА ТРАППОВОГО МАГМАТИЗМА В ПРЕДЕЛАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ АНГАРО-ЛЕНСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ ПО ДАННЫМ БУРЕНИЯ И СЕЙСМОРАЗВЕДКИ 3D

О.А. Смирнов¹, В.Н. Бородкин^{2,3}, А.Г. Плавник^{2,3}, А.В. Лукашов¹, А.С. Смирнов⁴, Ю.В. Васильев²
(¹ООО "ИНГЕОСЕРВИС", ²ЗСФ ИНГГ СО РАН, ³Тюменский индустриальный университет, ⁴ООО "Газпром ВНИИГАЗ")

Аннотация. В статье по материалам сейсморазведки 3D и данных бурения в центральной части Ангаро-Ленской нефтегазоносной области прослежена граница площадного распространения усольского траппового силла.

Выполненный анализ толщин между кровлей осинского горизонта и кровлей тэтэрской свиты показал, что толщины нижне-среднеусольской подсвиты возрастают с толщиной интрузии. Установлено, что в области траппового тела содержатся пласты доломитов. Прослежено на сейсмических разрезах изменение конфигурации нижезалегающей ОВ Б в районе развития траппового тела.

Ключевые слова: Ангаро-Ленская нефтегазоносная область, Чиканское месторождение, трапповый магматизм, горизонт, сейсмический горизонт

Для цитирования: Характеристика траппового магматизма в пределах месторождений Ангаро-Ленской нефтегазоносной области по данным бурения и сейсморазведки 3D / О.А. Смирнов, В.Н. Бородкин, А.Г. Плавник, А.В. Лукашов, А.С. Смирнов, Ю.В. Васильев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 6(366). – С. 5–10. – DOI: 10.33285/2413-5011-2022-6(366)-5-10

Original article

CHARACTERISTICS OF TRAPPING MAGMATISM WITHIN THE FIELDS OF THE ANGARA-LENA OIL- AND GAS-BEARING REGION ACCORDING TO DRILLING AND 3D SEISMIC EXPLORATION DATA

O.A. Smirnov¹, V.N. Borodkin^{2,3}, A.G. Plavnik^{2,3}, A.V. Lukashov¹, A.S. Smirnov⁴, Yu.V. Vasiliev²
(¹LLC "INGEOSERVICE", ²A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, the West-Siberian branch of the Russian Academy of Sciences, ³Tyumen Industrial University, ⁴LLC "Gazprom VNIIGAZ")

Abstract. Based on 3D seismic survey and drilling data in the central part of the Angara-Lena oil- and gas-bearing region, the article traces the boundary of the areal distribution of the Usol trap sill.

The performed analysis of the thicknesses between the top of the Osinskiy Horizon and the top of the Teter Formation showed that the thicknesses of the Lower-Middle Usol Subformation increase with the thickness of the intrusion. It has been established that the trap body contains layers of dolomites.

A change in the configuration of the underlying OV B in the area of the development of the trap body was traced on seismic sections.

Keywords: Angara-Lena oil- and gas-bearing region, Chikanskoye field, trap magmatism, horizon, seismic horizon

For citation: Characteristics of trapping magmatism within the fields of the Angara-Lena oil- and gas-bearing region according to drilling and 3D seismic exploration data / O.A. Smirnov, V.N. Borodkin, A.G. Plavnik, A.V. Lukashov, A.S. Smirnov, Yu.V. Vasiliev // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2022. – № 6(366). – Pp. 5–10. – DOI: 10.33285/2413-5011-2022-6(366)-5-10

В работе Н.Л. Добрецова с соавторами [1] отмечается, что мезо-кайнозойский магматизм в центральной и восточной частях Арктики включает в себя три возрастные группы: позднепермско-раннетриасовые траппы, провинции и ареалы юрско-мелового магматизма и позднекайнозойские базальтоиды.

Проявление всех трех этапов установлено ранее в акватории Баренцева моря [2–5]. В пределах исследованной территории наиболее интенсивная фаза основ-

ного магматизма проявлялась в конце палеозоя – начале триаса, т. е. по Н.Л. Добрецову и др. связана с первой возрастной группой магматизма – сибирскими траппами, включающими в себя три крупные фации: интрузивную, вулканогенно-кластическую и эффузивную.

Влияние траппов на нефтегазоносность неоднозначно, до конца не изучено и рассматривалось в работах многих исследователей (Хоменко и др., 1987; Старосельцев, Хоменко, 1989; Конторович, Хоменко, 2001 и др.).

На территории Ангаро-Ленской ступени наибольшее развитие получила интрузивная гипабиссальная фация, представленная долеритами. Основными формами залегания интрузивов являются: пластовая (силлы и т. д.), когда интрузивное тело залегает согласно с вмещающими породами, и секущая (дайки, жилы и т. д.),

когда интрузия сечет пологозалегающие осадочные породы (рис. 1). Почти всегда углы наклона секущих пород крутые – не менее 60...65°. Стратиграфический диапазон распространения силлов в осадочном чехле достаточно велик – снизу он ограничен вендом, сверху вулканогенно-кластическими породами нижнего триаса.

Относительно стратиграфической приуроченности отметим, что в западной части площади исследованной территории траппы залегают на осинском горизонте, в восточной – на Грузновской, Ковыктинской и Чиканской площадях – под осинским горизонтом. Далее, к востоку от Ковыктинской площади, трапповое тело отсутствует (рис. 2). На Чорской площади в скв. 1 траппы залегают под осинским горизонтом, а в скв. 2 и 115 они расположены над осинским горизонтом.

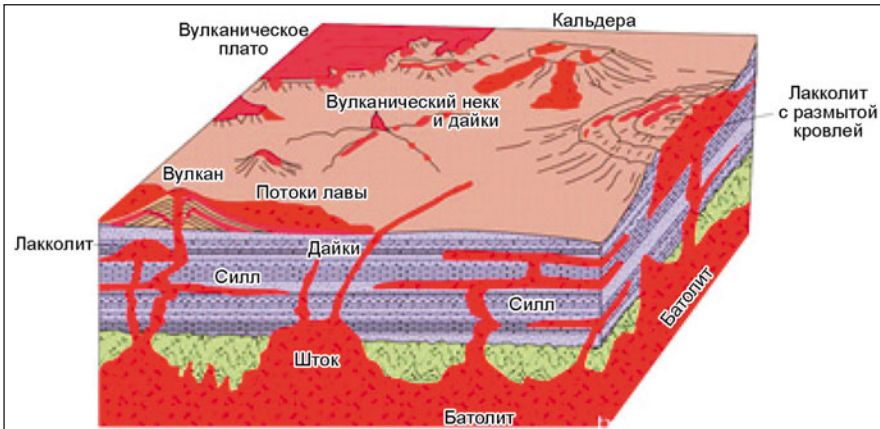


Рис. 1. Формы залегания интрузивных и эффузивных магматических тел в осадочном чехле

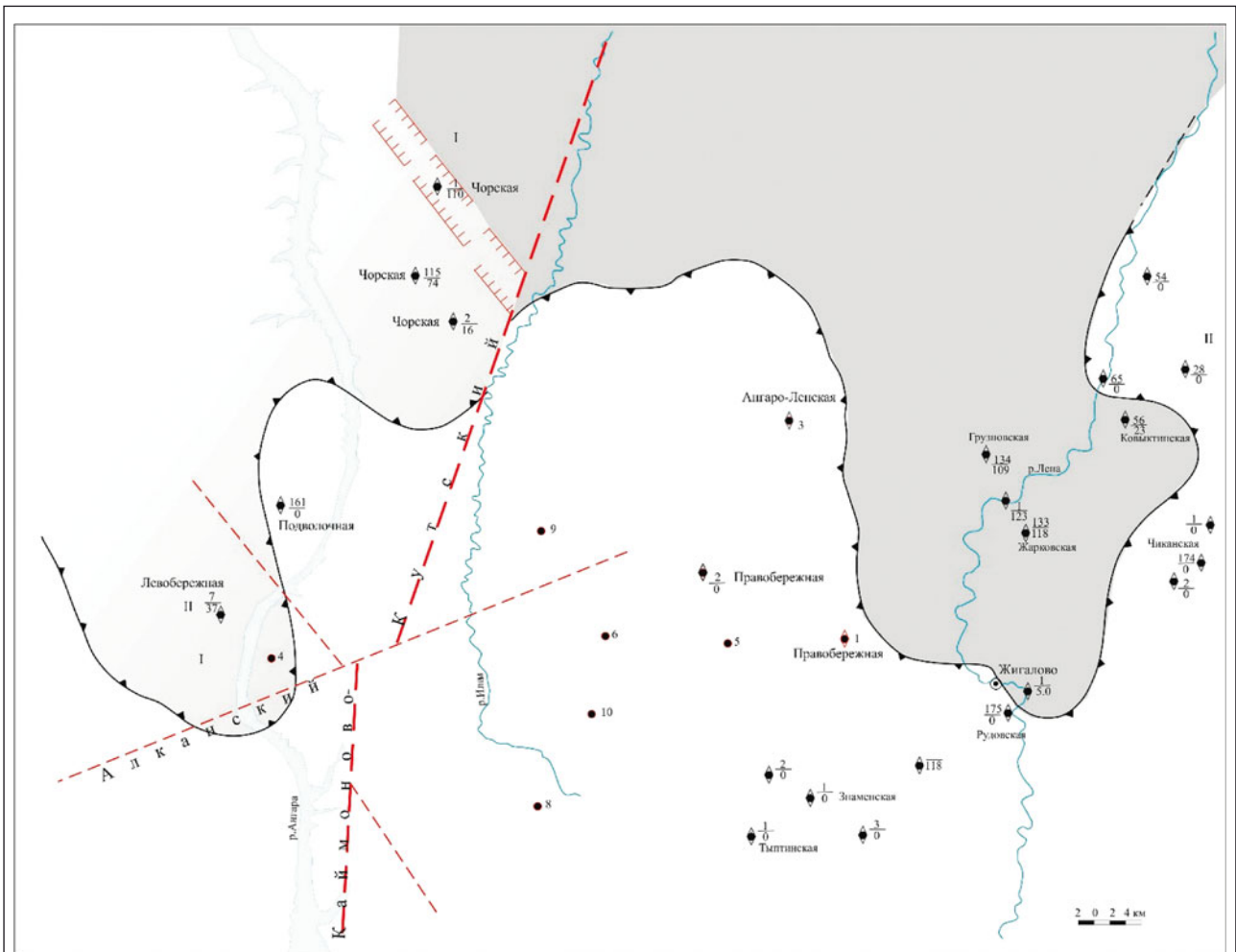


Рис. 2. Распространение траппов в центральной части Ангаро-Ленской НГО (по данным ВостСибНИИГТумС, 2005 г.)

Возможно, мощный сплошной доломитовый пласт (осинский горизонт) являлся для высокотемпературной трапповой магмы труднопреодолимым препятствием. А там, где осинский горизонт на пути ее внедрения оказывался ослабленным разрывными нарушениями, трапповая магма перетекла по тектоническим зонам в надосинскую часть разреза.

На рассматриваемой территории по скважинным данным, исследованиям керна и промыслово-геофизическим исследованиям (ГИС) трапповый силл установлен в скв. ЮК-1, ЮК-2, Чик-14, Чик-21, Чик-22, Чик-23, 62. Максимальная толщина вскрытых отложений зафиксирована на юго-западе в скв. Чик-21 – 70,1 м, минимальная – в скв. Чик-23 – 19,3 м. По вещественному составу интрузивное тело представлено преимущественно долеритами, реже габбро-долеритами.

В скв. 62 по материалам ГИС трапповые образования вскрыты в интервале пласта 2586,6...2652,2 м, по описанию керна и шлама интервал представлен долеритами от темно-серых до черных, мелкокристаллическими, крепкими с прослоями доломитов. На сопредельном Ковыктинском лицензионном участке [7] траппы по данным бурения выявлены в скв. Гру-1, Гру-134, 69 [Горелов, 2011].

На рис. 3 представлено сопоставление по скважинам суммарной толщины (dH) между кровлей осинского горизонта (А) и кровлей тэтэрсской свиты (Б) как вмещающих в себя трапповые тела, так и толщины ненарушенных разрезов. Анализ показал, что толщина ниже-среднеусольской подсвиты возрастает с появлением в разрезе интрузий.

Исследования материалов ГИС, керна и шлама подтвердили, что в установленном объеме траппового тела содержатся пласты доломитов. На рис. 4 пред-

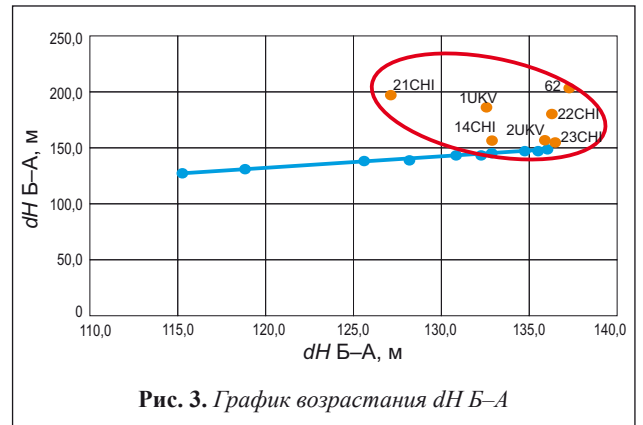


Рис. 3. График возрастания dH Б-А

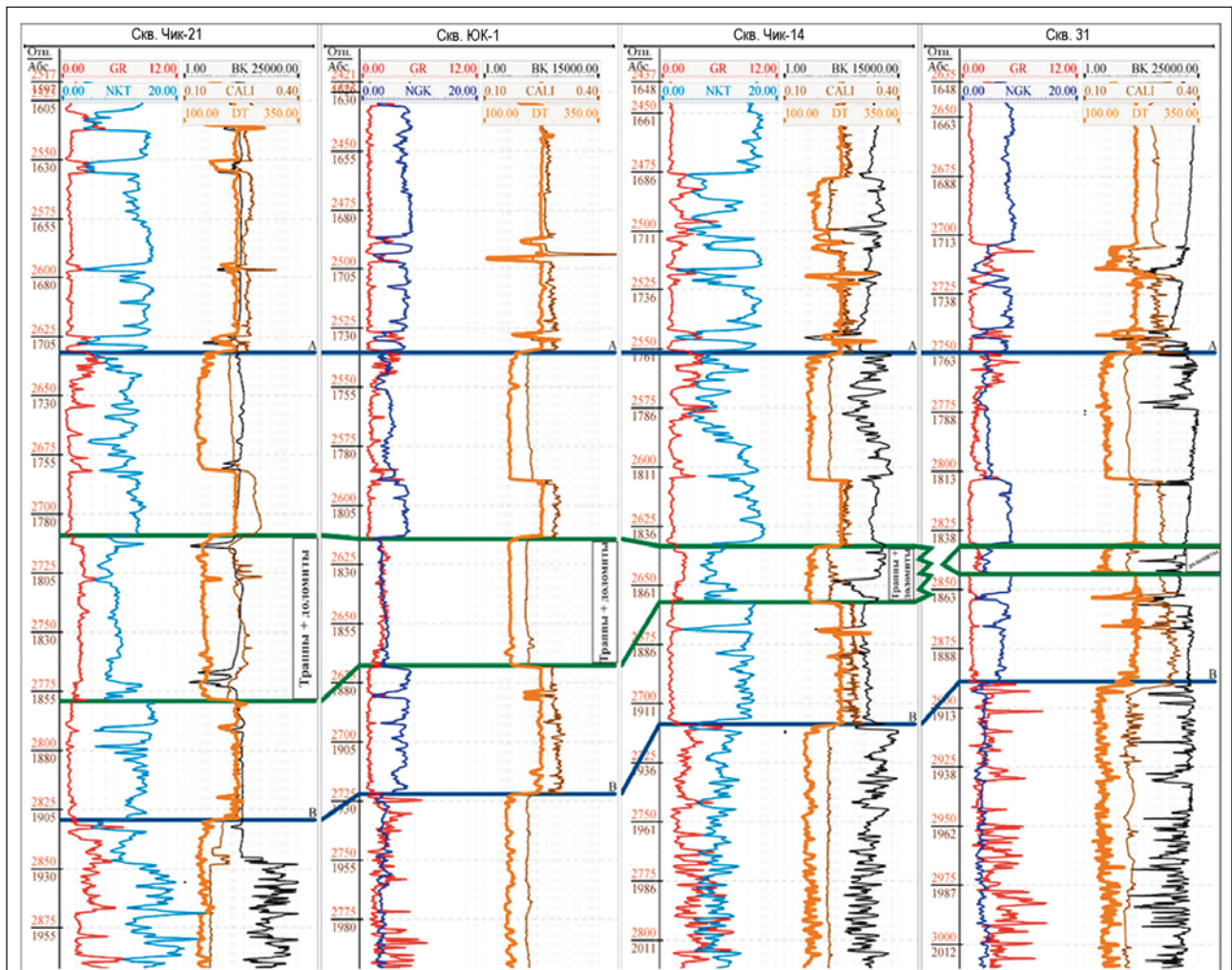
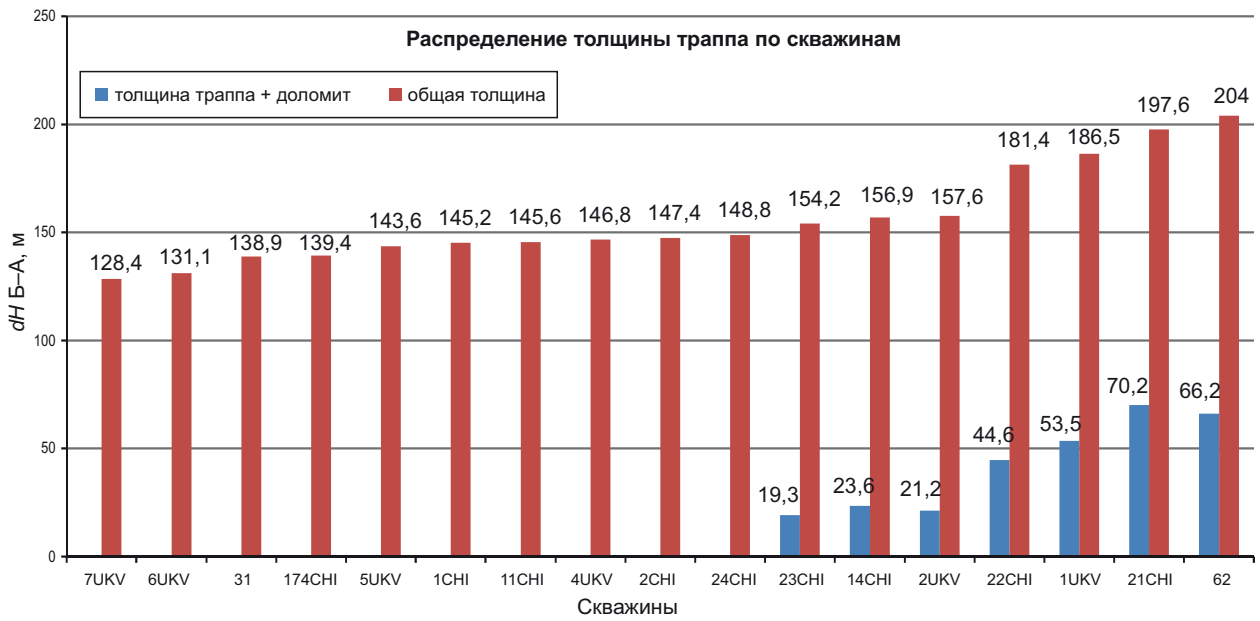
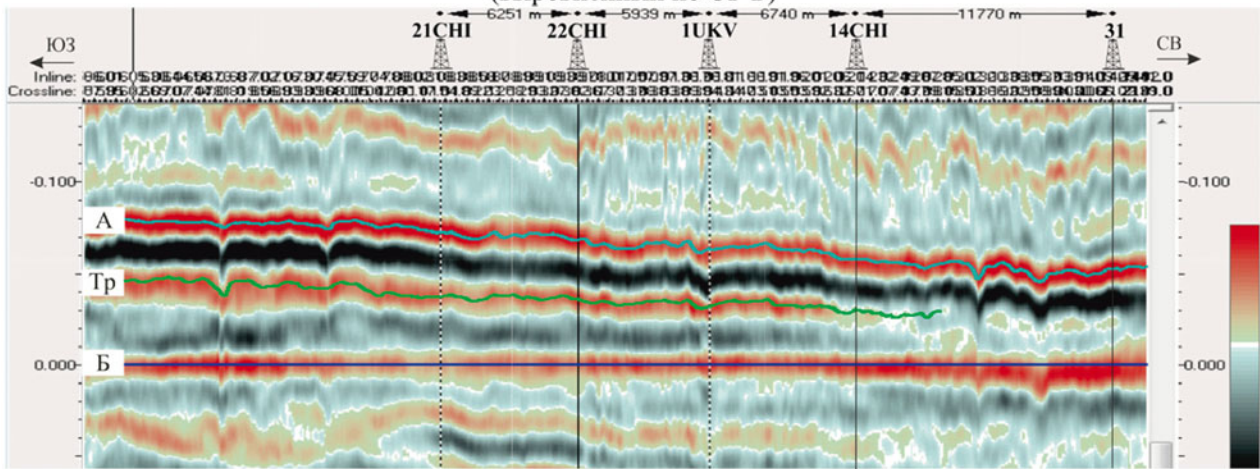


Рис. 4. Фрагмент корреляции по линии скв. Чик-21, ЮК-1, Чик-14 и 31, выровненный на кровлю осинского горизонта



Фрагмент композиционного сейсмического разреза
по линии скв. 21СН1, 22СН1, 1UKV, 14СН1, 31
(выровненный по ОГ Б)



Фрагмент композиционного разреза псевдоакустического импеданса
по линии скв. 21СН1, 22СН1, 1UKV, 14СН1, 31
(выровненный по ОГ Б)

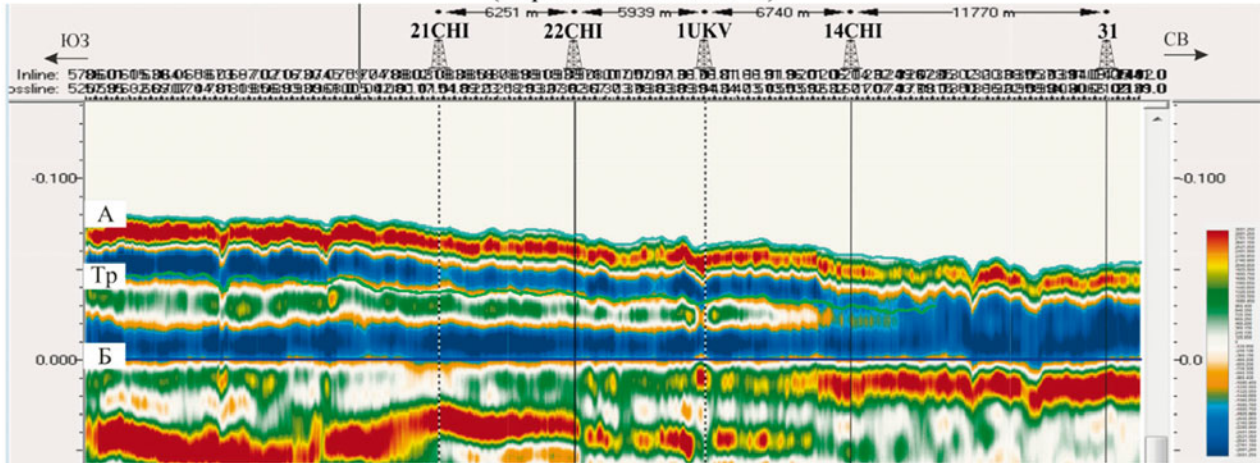


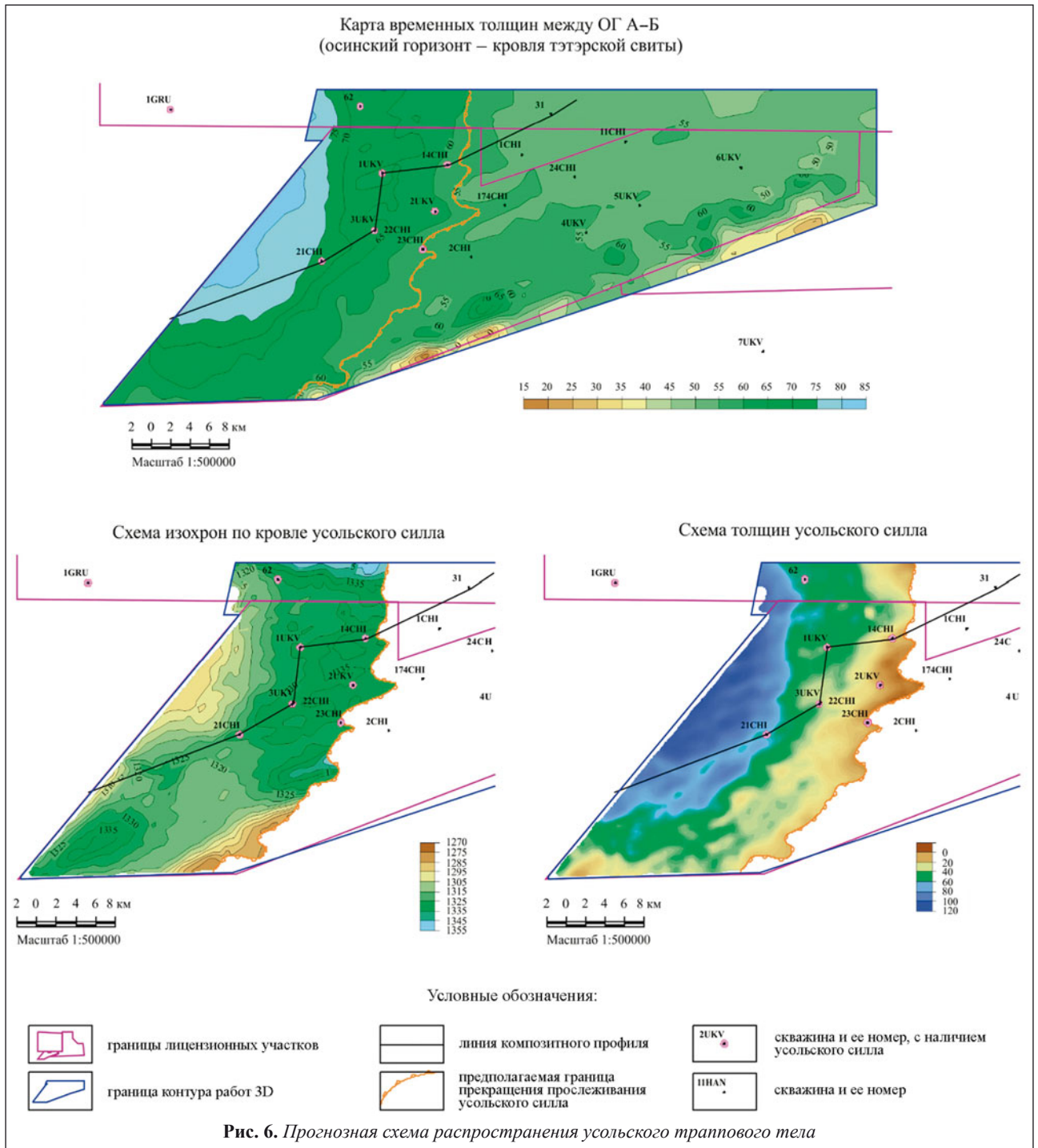
Рис. 5. Характеристика волнового поля в интервале развития усольского траппового тела

ставлен фрагмент межскважинной корреляции по линии скв. Чик-21, ЮК-1, Чик-14 и 31, выровненный на кровлю осинского горизонта (А). Из рис. 4 видно, что толщины отложений, залегающих над трапповыми образованиями, выдержаны.

Анализ волнового поля сейсмических разрезов (рис. 5) показал, что наблюдается резкое увеличение временных толщин в западной части площади, в районе развития траппового силла (рис. 6). Зона контакта траппа с вмещающими породами представляет акустически контрастную границу, что связано с большей скоростью распространения волн.

Согласно сейсмическим разрезам (см. рис. 5), а также карте временных толщин dT ОГ А–Б (см. рис. 6), между изохорой 60 и 55 мс происходит потеря межфазовой корреляции отраженной волны, т. е. в областях резкого изменения толщины траппов наблюдается несогласование отражений. Также прослеживается изменение конфигурации низезалегающей ОВ Б в районе развития траппового тела (см. рис. 5).

Таким образом, прослежен отражающий горизонт, приуроченный к кровле усольского траппового силла, закартирована граница его развития (см. рис. 6). Вследствие того, что трапповые формации на площади ис-



следований имеют небольшую суммарную толщину (до 70 м) и залегают стратиграфически выше основных продуктивных горизонтов, можно предполагать, что на снижение перспектив нефтегазоносности последних они существенного влияния не оказывали.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Мезозойско-кайнозойский вулканизм и этапы геодинамической эволюции Центральной и Восточной Арктики / Н.Л. Добрецов, В.А. Верниковский, Ю.В. Карякин [и др.] // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1126–1144.
2. Мезозойские магматические комплексы архипелага Земля Франца-Иосифа / Ю.В. Карякин, С.М. Лапунов, В.А. Симонов [и др.] // Геология полярных областей Земли: Материалы XLII тектонического совещания. – М.: ГЕОС, 2009. – Т. 1. – С. 251–263.
3. Шипилов Э.В. Позднемезозойский магматизм и кайнозойские тектонические деформации Баренцевоморской континентальной окраины: влияние на распределение углеводородного потенциала // Геотектоника. – Мурманск, 2015. – № 1. – С. 60–83.
4. Комарницкий В.М., Сапожников Е.А., Устинов А.В. Трапповые тела в осадочной толще Восточно-Баренцевского мегапрогиба // Нефтегазоносность Баренцево-Карского шельфа. – СПб: ВНИИОкеангеология, 1993. – С. 55–62.
5. Комарницкий В.М., Шипилов Э.В. Новые геологические данные о магматизме Баренцева моря // ДАН, 1991. – Т. 320. – № 5. – С. 1203–1206.
6. Мезозойско-кайнозойский магматизм шельфа Баренцева моря / В.Н. Бородкин, А.Р. Курчиков, О.А. Смирнов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2021. – № 4(352). – С. 24–33. – DOI: 10.33285.2413-5011-2021-4(352)-24-33
7. Сейсмогеологическая характеристика разреза парфеновского горизонта Ковыктинского лицензионного участка Восточной Сибири на основе комплексирования данных сейсморазведки 3D и бурения / О.А. Смирнов, А.С. Недосе-

кин, А.В. Лукашов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2018. – № 3. – С. 4–14. – DOI: 10.30713/2413-5011-2018-3-4-14

REFERENCES

1. Mezozoysko-kaynozoykiy vulkanizm i etapy geodinamicheskoy evolyutsii Tsentral'noy i Vostochnoy Arktiki / N.L. Dobretsov, V.A. Vernikovskiy, Yu.V. Karyakin [i dr.] // Geologiya i geofizika. – 2013. – T. 54. – № 8. – S. 1126–1144.
2. Mezozoyskie magmaticheskie komplekсы arhipelaga Zemlya Frantsa-Iosifa / Yu.V. Karyakin, S.M. Lapunov, V.A. Simonov [i dr.] // Geologiya polyarnykh oblastey Zemli: Materialy XLII tektonicheskogo soveshchaniya. – M.: GEOS, 2009. – T. 1. – S. 251–263.
3. Shipilov E.V. Pozdнемезозойский magmatizm i kaynozoyские tektonicheskie deformatsii Barentsevomorskoy kontinental'noy okrainy: vliyaniye na raspredeleniye uglevodorodnogo potentsiala // Geotektonika. – Murmansk, 2015. – № 1. – S. 60–83.
4. Komarnitskiy V.M., Sapozhnikov E.A., Ustinov A.V. Trappovyye tela v osadochnoy tolshche Vostochno-Barentsevskogo megapro-giba // Neftegazonosnost' Barentsevo-Karskogo shel'fa. – SPb: VNIIOkeangeologiya, 1993. – S. 55–62.
5. Komarnitskiy V.M., Shipilov E.V. Novyye geologicheskie dannyye o magmatizme Barentseva morya // DAN, 1991. – T. 320. – № 5. – S. 1203–1206.
6. Mezozoysko-kaynozoykiy magmatizm shel'fa Barentseva morya / V.N. Borodkin, A.R. Kurchikov, O.A. Smirnov [i dr.] // Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. – 2021. – № 4(352). – S. 24–33. – DOI: 10.33285.2413-5011-2021-4(352)-24-33
7. Seysmogeologicheskaya kharakteristika razreza parfenovskogo gorizonta Kovyktinskogo litsenzionnogo uchastka Vostochnoy Sibiri na osnove kompleksirovaniya dannykh seysmorazvedki 3D i bureniya / O.A. Smirnov, A.S. Nedosekin, A.V. Lukashov [i dr.] // Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. – M.: OAO "VNIIOENG", 2018. – № 3. – S. 4–14. – DOI: 10.30713/2413-5011-2018-3-4-14

Информация об авторах

Олег Аркадьевич Смирнов¹ (канд. геол.-минер. наук)
 Владимир Николаевич Бородкин^{2,3} (д-р геол.-минер. наук)
 Андрей Гариевич Плавник^{2,3} (д-р техн. наук, профессор)
 Андрей Викторович Лукашов¹
 Александр Сергеевич Смирнов⁴ (канд. геол.-минер. наук)
 Юрий Владимирович Васильев² (канд. геол.-минер. наук)

¹ООО "ИНГЕОСЕРВИС"

Тюмень, Россия

²Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука (ЗСФ ИНГГ СО РАН)

Тюмень, Россия

³ФГБОУ ВО "Тюменский индустриальный университет" (ТИУ)

Тюмень, Россия

⁴ООО "Газпром ВНИИГАЗ"

пос. Развилка, Московская обл., Россия

Information about the authors

Oleg A. Smirnov¹ (Cand. of geol.-mineral. sci.)
 Vladimir N. Borodkin^{2,3} (Dr. of geol.-mineral. sci.)
 Andrey G. Plavnik^{2,3} (Dr. of tech. sci., Professor)
 Andrey V. Lukashov¹
 Alexander S. Smirnov⁴ (Cand. of geol.-mineral. sci.)
 Yuriy V. Vasiliev² (Cand. of geol.-mineral. sci.)

¹LLC "INGEOSERVICE"

Tyumen, Russia

²A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, the West-Siberian branch of the Russian Academy of Sciences

Tyumen, Russia

³Tyumen Industrial University (TIU)

Tyumen, Russia

⁴LLC "Gazprom VNIIGAZ"

Razvilka poselok, Moscow region, Russia

Научная статья

УДК 550.832.52:551.252

DOI: 10.33285/2413-5011-2022-6(366)-11-16

ПРОГНОЗ ТРЕЩИНОВАТОСТИ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИНТЕРПРЕТАЦИИ СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКОГО ГАММА-КАРОТАЖА

Г.Р. Вахитова, Р.А. Галимов, А.И. Гумерова, Г.Ф. Шайбекова
(Башкирский государственный университет)

Аннотация. Информация о наличии трещин в сложных геологических объектах, таких как карбонатные отложения Оренбургской области, позволяет выполнить прогноз проницаемости пластов и продуктивности скважин при разработке и эксплуатации месторождения, подобрать скважины для выполнения гидроразрыва пласта (ГРП).

В настоящее время наличие трещин, их ориентированность, их параметры успешно определяют по результатам литологического описания керн, скважинных исследований специальными методами (волновой акустический каротаж, микросканирование стенки скважины). Однако специальные геофизические методы применяются не во всех скважинах, а отбор керн выполняется лишь в заданном интервале глубин в разведочных и поисково-разведочных скважинах. Кроме того, в карбонатных отложениях с развитой системой трещин керн не всегда представительный. В связи с этим определение трещин в интервале исследуемого разреза можно выполнить по спектрометрическому каротажу естественной радиоактивности (СГК).

Целью данных исследований является прогноз трещиноватости карбонатных отложений турнейского яруса одного участка Балеikinского месторождения по результатам спектрометрического гамма-каротажа.

В результате исследования выполнен прогноз трещиноватости по результатам обработки спектрометрического гамма-каротажа, зарегистрированного в разрезе карбонатных отложений одного участка Балеikinского месторождения с низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Обосновано граничное значение соотношения U/Th для выявления глубин с наличием трещин. Выявлены скважины, в которых рекомендуется выполнить ГРП и увеличить проницаемость пластов.

Ключевые слова: прогноз трещиноватости, карбонатные коллекторы, спектрометрический гамма-каротаж, турнейский ярус, карта трещиноватости, гидроразрыв пласта, сложные геологические объекты, низкая проницаемость

Для цитирования: Прогноз трещиноватости карбонатных отложений по результатам интерпретации спектрометрического гамма-каротажа / Г.Р. Вахитова, Р.А. Галимов, А.И. Гумерова, Г.Ф. Шайбекова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 6(366). – С. 11–16. – DOI: 10.33285/2413-5011-2022-6(366)-11-16

Original article

PREDICTION OF CARBONATE FORMATIONS FRACTURING BASED ON THE DATA OF GAMMA-RAY SPECTRAL LOGGING ANALYSIS

G.R. Vakhitova, R.A. Galimov, A.I. Gumerova, G.F. Shaibekova
(Bashkir State University)

Abstract. Information about the presence of fractures in complicated geological objects, such as carbonate deposits of the Orenburg region, allows predicting reservoir permeability and well productivity when developing and operating fields and selecting wells for hydraulic fracturing.

Currently, the presence of fractures, their orientation, their parameters are successfully determined by the results of the core lithological description, borehole studies using special well logging methods (wave acoustic logging, micro scanning of the borehole wall). However special well logging methods are not used in all wells, and core sampling is performed only in a given depth interval in exploratory and exploration wells. In addition, in carbonate deposits with a developed system of fractures, the core is not always representative. In this regard, the definition of fractures in the section under study can be performed by spectrometric gamma-ray logging (SGRL) of natural radioactivity.

The purpose of these studies is to predict fracturing of carbonate deposits of the Tournaisian stage of one area of the Baleikinskoye field based on the results of spectrometric gamma-ray logging.

The study resulted in predicting fracturing based on the data of processing spectrometric gamma-ray logging recorded in the carbonate deposits section of one area of the Baleikinskoye field with low reservoir properties. The U/Th ratio cutoff is substantiated to identify depths with the presence of fracturing. Wells that are recommended for hydraulic fracturing to increase reservoir permeability are identified.

Keywords: fracture prediction, carbonate reservoirs, spectrometric gamma-ray logging, Tournaisian stage, fracture map, hydraulic fracturing, complicated geological objects, low permeability

For citation. Prediction of carbonate formations fracturing based on the data of gamma-ray spectral logging analysis / G.R. Vakhitova, R.A. Galimov, A.I. Gumerova, G.F. Shaibekova // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2022. – № 6(366). – Pp. 11–16. – DOI: 10.33285/2413-5011-2022-6(366)-11-16

Введение

Значимость информации о наличии трещин в пласте, распределении систем трещин, их ориентированности в карбонатных отложениях безусловна и актуальна, поскольку эти данные влияют на прогноз проницаемости пласта и продуктивности скважин. Определить наличие трещин по разрезу месторождения можно по результатам литологического описания керна [1–3], данным гидродинамических исследований пластов [4, 5], по результатам скважинных исследований специальными геофизическими методами, такими как волновой акустический каротаж (ВАК) [6], методы микросканирования стенок скважины (электрический или акустический) [2, 7, 8]. Далеко не во всех скважинах выполняются специальные геофизические исследования методами микросканирования, а керн является источником информации только в определенном интервале отбора. В таком случае, выявление трещин выпол-

няется методами стандартных геофизических исследований скважин [9]. Немало публикаций в открытом доступе по обнаружению трещин по результатам анализа спектрометрического гамма-каротажа [10–14].

Целью данной работы является прогноз трещиноватости в карбонатных отложениях турнейского яруса одного участка Балеikinского месторождения по результатам спектрометрического гамма-каротажа (СГК) для подбора скважин-кандидатов на проведение гидро-разрыва пласта (ГРП).

В качестве исходных данных у нас были результаты СГК и литологического описания керна, выполненные в четырех скважинах.

Метод исследования

Исследуемый объект турнейского возраста по описанию образцов керна представлен известняками органогенными, органогенно-мелкодетритовыми, в основ-

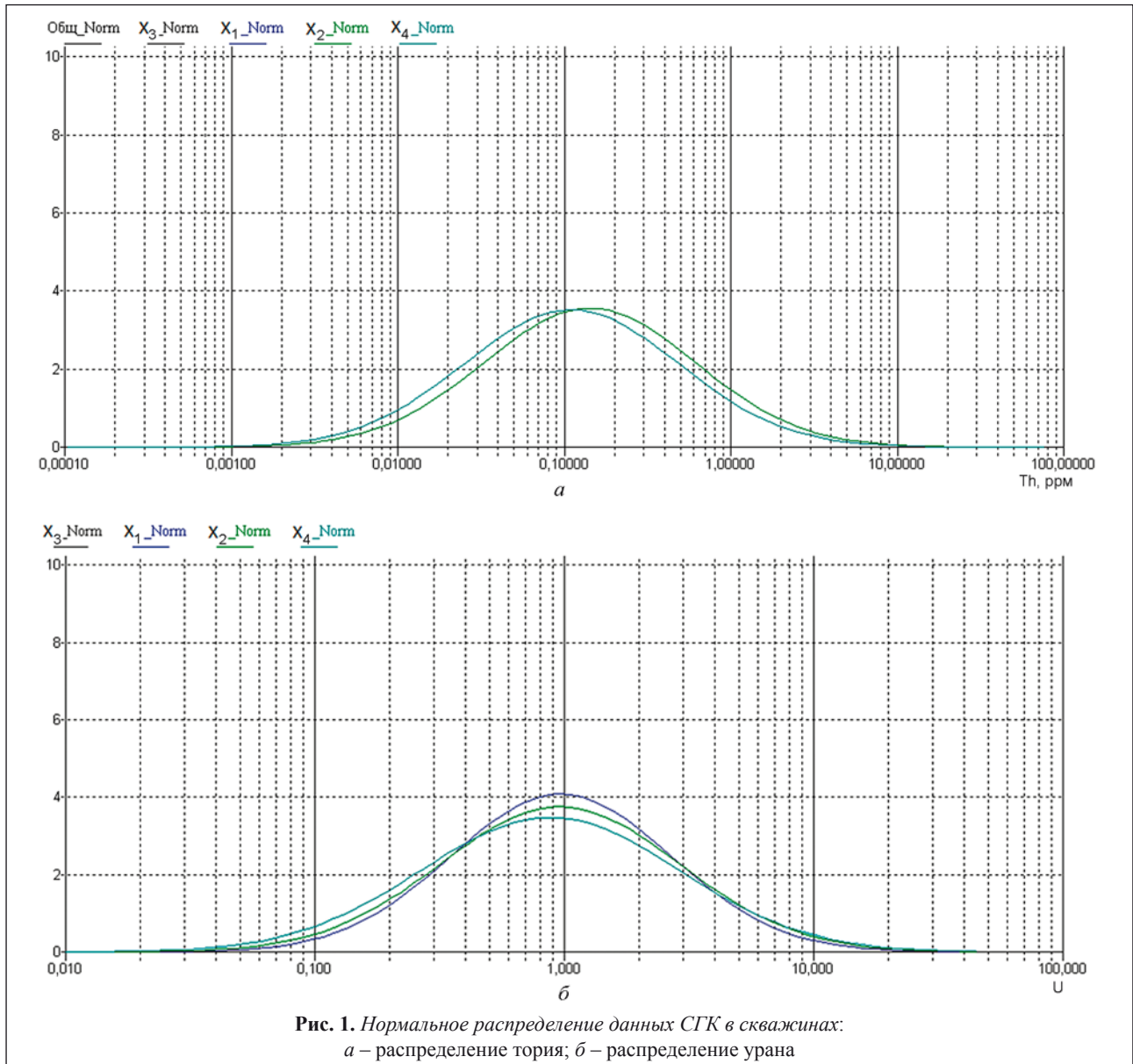


Рис. 1. Нормальное распределение данных СГК в скважинах:
а – распределение тория; б – распределение урана

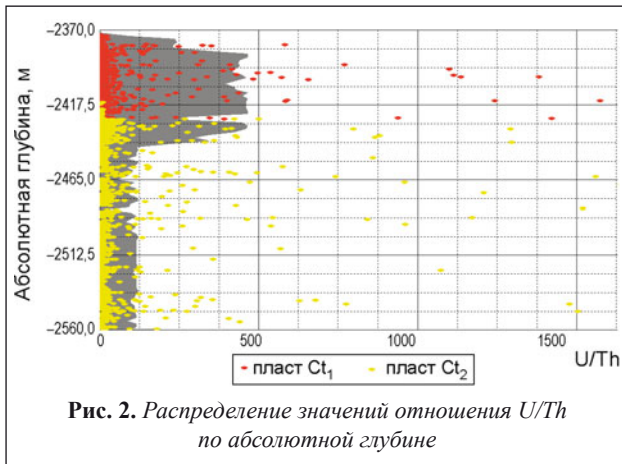


Рис. 2. Распределение значений отношения U/Th по абсолютной глубине

ном водорослевыми, участками коралловыми, плотными, мелкокристаллическими, массивными, неравномерно перекристаллизованными и доломитизированными, слабо кремнистыми, с редкими стилолитовыми швами, заполненными битумным и глинистым веществом, участками трещиноватыми (трещины горизонтальные) с прослоями доломитов темно-серых, мелкокристаллических с гнездообразными включениями го-

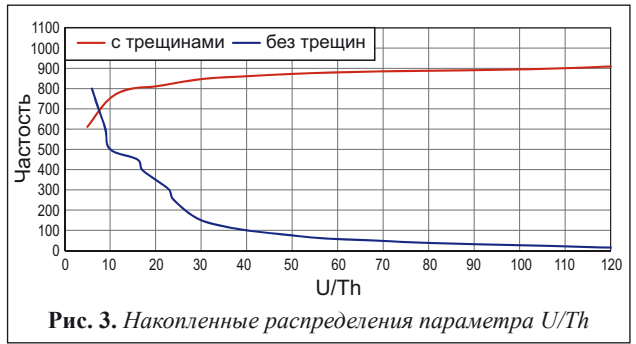


Рис. 3. Накопленные распределения параметра U/Th

лубоватого ангидрита, трещиноватых. Толщина отложений турнейского яруса в среднем 102...130 м.

Для анализа данных СГК и дальнейшего определения интервалов с трещинами необходимо было оценить качество исходных данных. Обработка и анализ скважинных данных выполнялись при помощи пакетных алгоритмов в системе ПРАЙМ. Графики нормального распределения исходных данных содержания урана (U) и тория (Th) приведены на рис. 1.

Из рис. 1 видно, что исходные данные СГК хорошего качества и их можно применить для последующих расчетов и анализа.

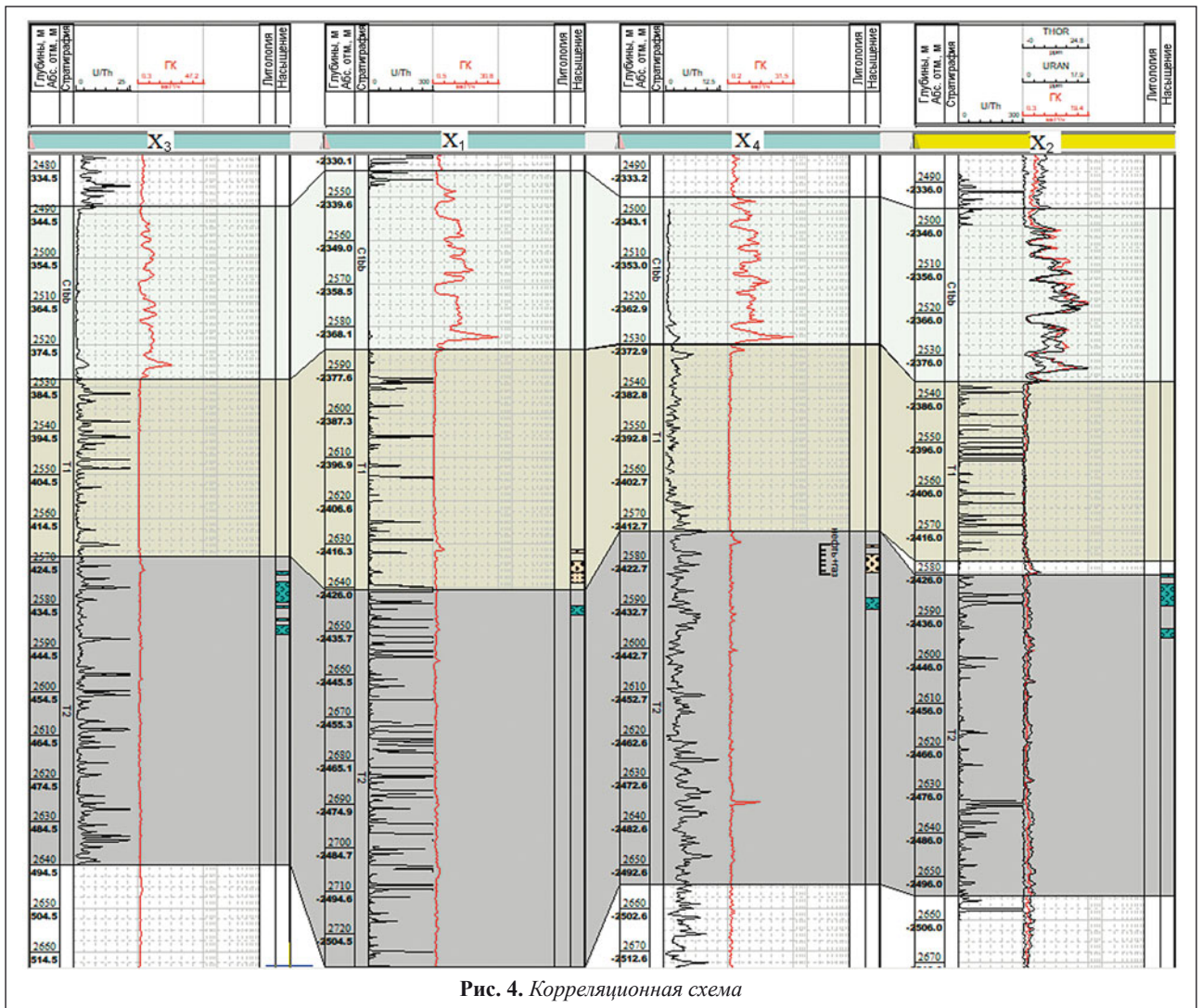


Рис. 4. Корреляционная схема

Далее в каждой скважине необходимо было выполнить расчеты отношения урана к тории (U/Th) для выявления глубин с наличием трещин. Из опубликованных работ [11] известно, что глубине с трещиной соответствует высокое значение U/Th . На рис. 2 приведено распределение значений U/Th по разрезу скважин в интервалах залегания карбонатных пластов турнейского яруса T_1 (красные точки) и T_2 (желтые точки).

Из рис. 2 видно, что значения рассчитанного отношения U/Th в интервале турнейских отложений изменяются в широком диапазоне от 0 до 1600. Для выявления глубин с трещинами в пласте очень важно знать критерий, в качестве которого обычно рассматривают граничное значение изучаемого параметра, в частности U/Th . Обоснование этого критерия выполнено с учетом анализа литологического описания образцов керн, результаты которого приведены на рис. 3.

Как видно из графиков накопленных распределений значений U/Th по разрезу турнейского яруса в интервалах с трещинами и без трещин, они пересекаются в точке, соответствующей значению U/Th , равному 8. Это значит, что в качестве критерия, по которому можно выявить глубины с наличием трещин на изучаемом объекте, будет именно это значение. Следовательно, если по разрезу скважины расчетная кривая U/Th получилась

больше полученного критерия (т. е. больше 8), то на соответствующих глубинах есть трещины.

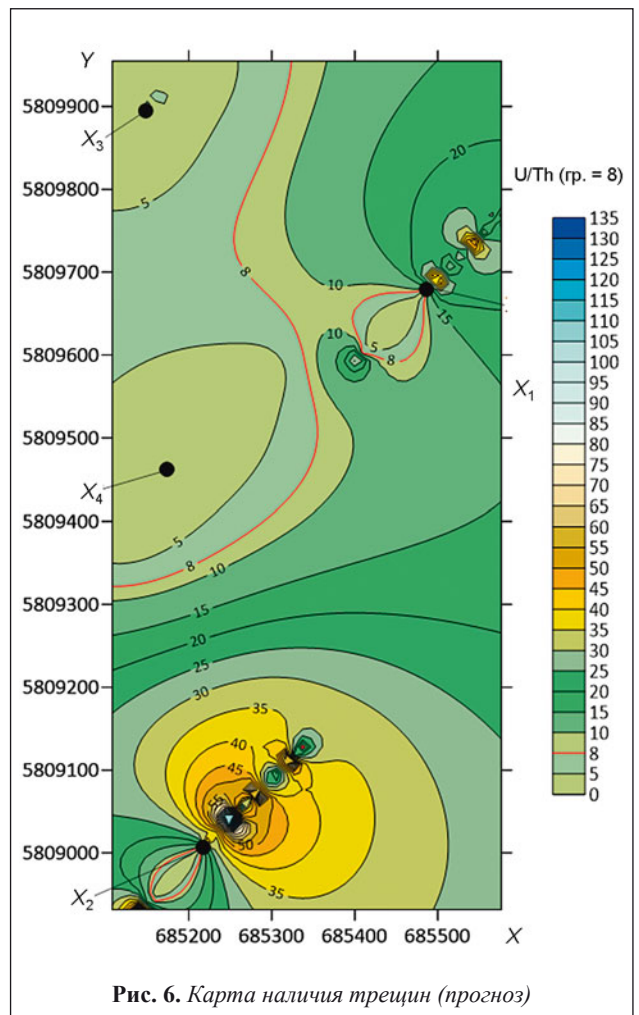
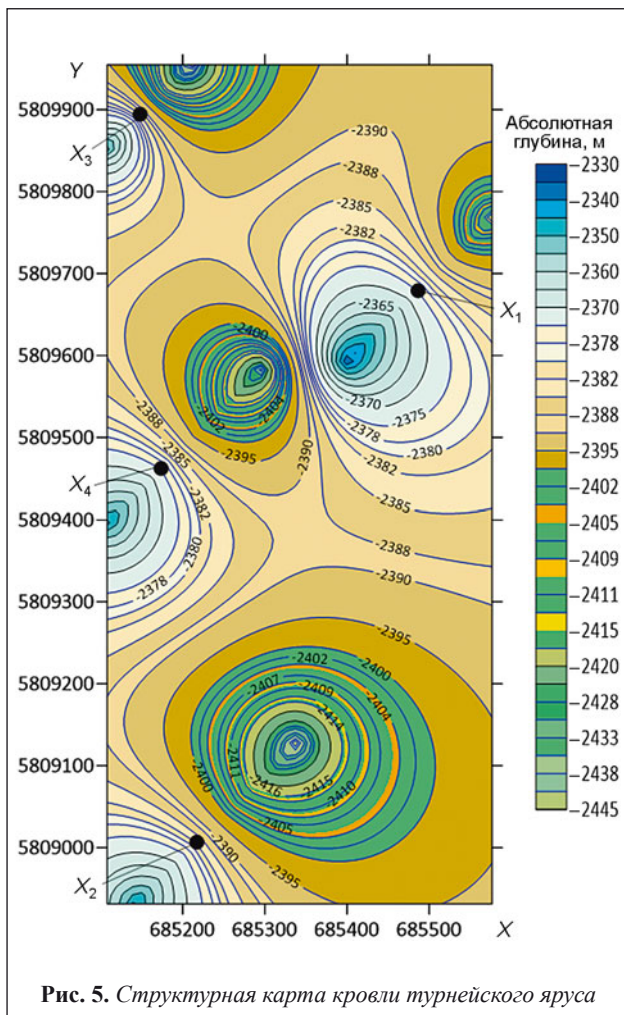
Учитывая результаты расчетов диаграмм распределения с глубиной параметра U/Th в каждой скважине, выполнена корреляция отложений турнейского яруса (рис. 4). На схеме корреляции скважин хорошо видно, что в интервале залегания карбонатных пород (кровля турнейского яруса по абсолютным отметкам примерно -2370 м) отмечается резкая дифференциация параметра U/Th (черная диаграмма). Это связано с анизотропией проницаемости горных пород из-за наличия трещин.

На основании полученного результата был выполнен прогноз трещиноватости по площади исследуемого участка месторождения, построены соответствующие карты и 3D модель.

На рис. 5–7 приведены структурная карта, прогнозная карта трещиноватости и 3D модель U/Th для отложений турнейского яруса, соответственно.

Прогноз трещиноватости позволил определить скважины, в которых при дальнейшей разработке необходимо выполнить ГРП для увеличения проницаемости пластов и продуктивности скважин.

Из рис. 6 и 7 видно, что из четырех скважин только две вскрывают пласт с трещинами, это скважины X_1 и



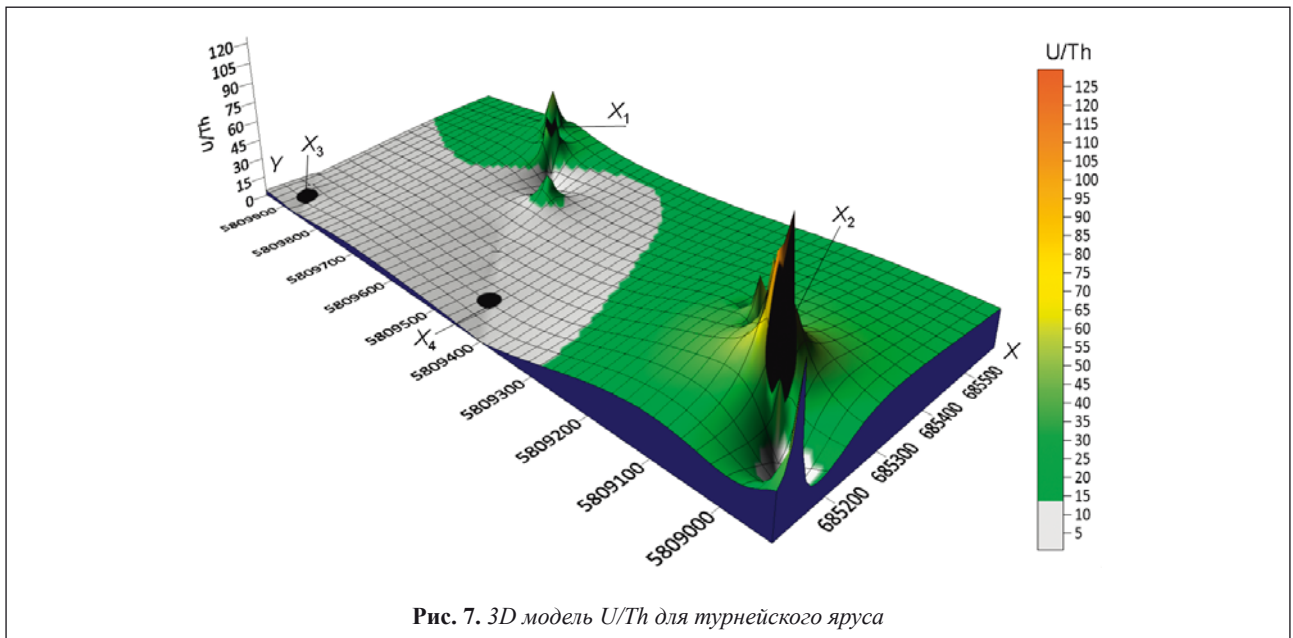


Рис. 7. 3D модель U/Th для турнейского яруса

X_2 . Ожидается, что они будут наиболее продуктивны. В двух же других скважинах X_3 и X_4 необходимо выполнить ГРП, чтобы увеличить дебиты нефти.

Заключение

В ходе интерпретации данных спектрометрического каротажа естественной радиоактивности, выполненного в разрезе карбонатных отложений турнейского яруса одного участка Балеякинского месторождения, и анализа литологического описания образцов керна обоснован критерий для определения по разрезу скважин глубин с наличием трещин.

Результаты интерпретации и анализа данных спектрометрического гамма-каротажа позволили выполнить прогноз трещиноватости в карбонатных отложениях турнейского яруса и выявить скважины, в которых для увеличения продуктивности необходимо выполнить гидроразрыв пласта. Результаты работы имеют практическое значение для повышения эффективности дальнейшей разработки исследуемого участка.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Багринцева К.И., Сауткин Р.С., Шершуков Г.И. Применение капиллярной дефектоскопии в нефтяной геологии для выделения и оценки трещиноватости в горных породах // *Megatech. Новые технологии в промышленной диагностике и безопасности.* – 2013. – № 4. – С. 24–32.
2. Монжерин М.А. Определение параметров естественной трещиноватости карбонатных коллекторов артинского яруса на восточном участке Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения // *Геология. Геофизика. Бурение.* – 2017. – Т. 15. – № 4.
3. Alixant J.L., Collie D.A.L. Spectral Gamma Ray Measurement on Cuttings: An Alternative to MWD // *SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference.* – 1999. – DOI: 10.2118/57550-MS

4. Киркинская В.Н., Смехов Е.М. Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа. – Л.: Недра, 1981. – 255 с.
5. Черепанов С.С. Исследование и совершенствование методов оценки трещиноватости карбонатных коллекторов на примере турне-фаменских отложений Соликамской депрессии: дис. ... канд. наук. – Пермь, 2016 – 111 с.
6. Баяк И.О., Рыжков В.И. Определение параметров трещин и пор карбонатных коллекторов по данным волнового акустического каротажа // *Технологии сейсморазведки.* – 2010. – № 3. – С. 32–42.
7. Князев А.Р., Некрасов А.Н. Опыт выделения трещинных коллекторов в карбонатных породах по данным стандартного каротажа и сканеров // *НТВ "Каротажник".* – 2019. – № 5(299). – С. 40–54.
8. Калабин А.А., Митрофанов Д.А., Гордеев А.О. Комплексный подход к интерпретации данных керн/ГИС для изучения трещиноватости отложений березовской свиты на месторождениях Западной Сибири // *Экспозиция Нефть Газ.* – 2021. – № 6. – С. 52–55. – DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-52-55
9. Симоненко Е.П., Долгирев С.С., Кириченко Ю.В. Возможности методов ГИС для изучения трещиноватости // *Георесурсы.* – 2018. – Т. 20. – № 3. – Ч. 2. – С. 267–273.
10. Мингазутдинов А.Н., Семенова О.В. Использование спектрального гамма-каротажа для выявления трещиноватых зон в низкопористых карбонатных отложениях (на примере скв. 39516 Западно-Ленинградской площади). – URL: 013.pdf (tatnpi.ru)
11. Применение методов гамма-спектроскопии и ИК-спектроскопии для целей поисковой геологии в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (на примере Ухтинского района) / И.Р. Макарова, Н.Н. Лаптев, С.А. Горобец, Ф.Ф. Валиев, А.М. Яфясов, В.О. Сергеев, А.И. Зиппа, Н.А. Суханов, Д.К. Макаров, А.С. Гришканич // *Георесурсы.* – 2021. – Т. 23. – № 1. – С. 17–29.
12. Вахитова Г.Р., Лысцева Т.С., Труфанова Л.Д. Совместная интерпретация геофизической, петрофизической и геологопромышленной информации в сложных коллекторах Цветаевского месторождения углеводородов // *НТВ "Каротажник".* – 2011. – С. 12–20.

13. Вахитова Г.Р., Дюдьбина А.А., Шайбекова Г.Ф. Петрофизическая модель пласта D3fr франского яруса с трудноизвлекаемыми запасами в разрезе Прикаспийского бассейна // Вестник АН РБ. – 2020. – Т. 36. – № 3(99). – С. 5–14. – DOI: 10.24411/1728-5283-2020-10301
14. Heflin J.D., Nettleton K.A. Formation evaluation utilizing gamma ray spectral analysis // SPE Rocky Mount-in Regional Meeting. – Casper, Wyoming, May 14–16 1980. – DOI: 10.2118/9042-MS

REFERENCES

1. Bagrintseva K.I., Sautkin R.S., Shershukov G.I. Primenenie kapillyarnoy defektoskopii v neftyanoy geologii dlya vydeleniya i otsenki treshchinovosty v gornyykh porodakh // Megatech. Novye tekhnologii v promyshlennoy diagnostike i bezopasnosti. – 2013. – № 4. – С. 24–32.
2. Monzherin M.A. Opredelenie parametrov estestvennoy treshchinovosty karbonatnykh kollektorov artinskogo yarusa na vostochnom uchastke Orenburgskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya // Geologiya. Geofizika. Burenie. – 2017. – Т. 15. – № 4.
3. Alixant J.L., Collie D.A.L. Spectral Gamma Ray Measurement on Cuttings: An Alternative to MWD // SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference. – 1999. – DOI: 10.2118/57550-MS
4. Kirkinskaya V.N., Smekhov E.M. Karbonatnye porody – kollektory nefiti i gaza. – L.: Nedra, 1981. – 255 s.
5. Cherepanov S.S. Issledovanie i sovershenstvovanie metodov otsenki treshchinovosty karbonatnykh kollektorov na primere turne-famenskikh otlozheniy Solikamskoy depressii: dis. ... kand. nauk. – Perm', 2016 – 111 s.
6. Bayuk I.O., Ryzhkov V.I. Opredelenie parametrov treshchin i por karbonatnykh kollektorov po dannym volnovogo akusticheskogo karotazha // Tekhnologii seysmorazvedki. – 2010. – № 3. – С. 32–42.
7. Knyazev A.R., Nekrasov A.N. Opyt vydeleniya treshchinnykh

- kollektorov v karbonatnykh porodakh po dannym standartnogo karotazha i skanerov // NTV "Karotazhnik". – 2019. – № 5(299). – С. 40–54.
8. Kalabin A.A., Mitrofanov D.A., Gordeev A.O. Kompleksnyy podkhod k interpretatsii dannykh kern/GIS dlya izucheniya treshchinovosty otlozheniy berezovskoy svity na mestorozhdeniyakh Zapadnoy Sibiri // Ekspozitsiya Nefi' Gaz. – 2021. – № 6. – С. 52–55. – DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-52-55
9. Simonenko E.P., Dolgirev S.S., Kirichenko Yu.V. Vozmozhnosti metodov GIS dlya izucheniya treshchinovosty // Georesursy. – 2018. – Т. 20. – № 3. – Ch. 2. – С. 267–273.
10. Mingazutdinov A.N., Semenova O.V. Ispol'zovanie spektral'nogo gamma-karotazha dlya vyyavleniya treshchinovatykh zon v nizkoporistykh karbonatnykh otlozheniyakh (na primere skv. 39516 Zapadno-Leninogorskoy ploschadi). – URL: 013.pdf (tatnipi.ru)
11. Primenenie metodov gamma-spektroskopii i IK-spektroskopii dlya tseley poiskovoy geologii v Timano-Pechorskoy neftegazonosnoy provintsii (na primere Ukhtinskogo rayona) / I.R. Makarova, N.N. Laptev, S.A. Gorobets, F.F. Valiev, A.M. Yafyasov, V.O. Sergeev, A.I. Zippa, N.A. Sukhanov, D.K. Makarov, A.S. Grishkanich // Georesursy. – 2021. – Т. 23. – № 1. – С. 17–29.
12. Vakhitova G.R., Lystseva T.S., Trufanova L.D. Sovmestnaya interpretatsiya geofizicheskoy, petrofizicheskoy i geologopromyslovoy informatsii v slozhnykh kollektorakh Tsvetaevskogo mestorozhdeniya uglevodorodov // NTV "Karotazhnik". – 2011. – С. 12–20.
13. Vakhitova G.R., Dyud'bina A.A., Shaybekova G.F. Petrofizicheskaya model' plasta D3fr franskogo yarusa s trudnoizвлекаемыми запасами в разрезе Прикаспийского бассейна // Вестник АН РБ. – 2020. – Т. 36. – № 3(99). – С. 5–14. – DOI: 10.24411/1728-5283-2020-10301
14. Heflin J.D., Nettleton K.A. Formation evaluation utilizing gamma ray spectral analysis // SPE Rocky Mount-in Regional Meeting. – Casper, Wyoming, May 14–16 1980. – DOI: 10.2118/9042-MS

Информация об авторах

Гузель Ринатовна Вахитова (канд. техн. наук)

guzel.geotec@mail.ru

Рустем Айратович Галимов

russtem.galimov@mail.ru

Аэлиита Инсуровна Гумерова

ai2work@yandex.ru

Галия Фанисовна Шайбекова

hismatullina.galiya@mail.ru

ФГБОУ ВО "Башкирский государственный университет"

Уфа, Республика Башкортостан, Россия

Information about the authors

Guzel R. Vakhitova (Cand. of tech sci.)

guzel.geotec@mail.ru

Rustem A. Galimov

russtem.galimov@mail.ru

Aelita I. Gumerova

ai2work@yandex.ru

Galiya F. Shaibekova

hismatullina.galiya@mail.ru

Bashkir State University

Ufa, The Republic of Bashkortostan, Russia

Научная статья

УДК 550.4:552.578.2.061.4/7:551.733.1(571.5)

DOI: 10.33285/2413-5011-2022-6(366)-17-34

ЛИТОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ И ФЛЮИДОУПОРОВ ОРДОВИКСКОГО ПОТЕНЦИАЛЬНО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РЕЗЕРВУАРА (СЕВЕРО-ТУНГУССКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ, ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ)

А.А. Рясной

(*Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. А.П. Карпинского*)

Аннотация. Песчаники среднего ордовика являются основным региональным уровнем развития гранулярных коллекторов в палеозойском разрезе Тунгусской синеклизы. Флюидоупорами служат глинисто-карбонатные отложения среднего-верхнего ордовика. Макро- и оптико-микроскопическое изучение терригенных отложений кунтыкахинской свиты (O_2kn) на северо-востоке синеклизы показало преобладание в разрезе пестроцветных кварцевых и полевошпатово-кварцевых песчаников и алевролитов с прослоями аргиллитов. Результаты электронно-микроскопического и рентгенофазового анализов выявили поликомпонентный состав цемента с наличием доломита, кальцита, ангидрита, кварца, иллита, гетита и гематита. Анализ распределения породообразующих компонентов по данным силикатного анализа и расчет литохимических модулей позволили установить, что кварцевые псаммиты сложены зрелым рециклизованным материалом осадочных или метаморфических пород (second cycle rocks). Значения индексов химического выветривания гидрослюдистых аргиллитов и литологические индикаторы пород показали, что палеоклимат области размыва и конечного водоема стока был семиаридным. Отношения фациальных индикаторов отложений, поведение малых и редкоземельных элементов определили обстановки в области бассейна седиментации как прибрежно-морские с повышенной соленостью вод, а преобладание окисных форм железа над закисными и малые количества органического углерода в породах послужили индикаторами окислительной геохимической обстановки. Открытая пористость изученных песчаников составляет 13...17 %, газопроницаемость – 32...358 мД. Ухудшение их коллекторских параметров связано с постседиментационными процессами: уплотнением пород, заполнением порового пространства регенерационным кварцем и карбонатными минералами. Зональной покрывкой для песчаников кунтыкахинской свиты выступают сульфатонесные доломиты с прослоями аргиллитов ее верхней части и глинистые доломиты мойеронской свиты с крайне низкими фильтрационно-емкостными свойствами.

Ключевые слова: ордовикская система, литогеохимический, фациальный анализы, коллекторские свойства, Тунгусская синеклиза, Восточная Сибирь

Для цитирования: Рясной А.А. Литолого-геохимические особенности пород-коллекторов и флюидоупоров ордовикского потенциально нефтегазоносного резервуара (Северо-Тунгусская нефтегазоносная область, Восточная Сибирь) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 6(366). – С. 17–34. – DOI: 10.33285/2413-5011-2022-6(366)-17-34

Original article

LITHOLOGICAL AND GEOCHEMICAL FEATURES OF RESERVOIR ROCKS AND FLUID TRAPS OF THE ORDOVICIAN POTENTIALLY OIL- AND GAS-BEARING RESERVOIR (NORTH TUNGUSKA OIL- AND GAS-BEARING REGION, THE EASTERN SIBERIA)

A.A. Rysnoy

(*A.P. Karpinsky Russian Geological Research Institute*)

Abstract. Middle Ordovician sandstones correspond to the main regional level of granular reservoirs development in the Paleozoic section of the Tunguska syncline. Its fluid traps consist of Middle-Upper Ordovician clay-carbonate deposits. Macro- and optical-microscopic studying of terrigenous deposits of the Kuntkakhinskaya formation (O_2kn) in the northeastern part of the syncline showed the predominance of variegated quartz and feldspar-quartz sandstone and siltstone with argillite intercalations in the section. Results of electron-microscopic and X-ray phase analysis revealed a multicomponent composition of cement with dolomite, calcite, anhydrite, quartz, illite, goethite and hematite. The analysis of rock-forming components distribution based on the data of silicate analysis and calculation of lithochemical moduli showed revealing the fact that quartz psammite is composed of mature recycled (redeposited) material of sedimentary or metamorphic rocks (second cycle rocks). Chemical weathering indices of hydromicaceous argillites and lithological indicators of rocks showed that the paleoclimate of the area of erosion and the final runoff basin was semiarid. The relationship of facies indicators of deposits, the behavior of minor and rare earth elements determined settings in the area of the sedimentation basin as margin-

al-marine with high water salinity, and the domination of ferric oxide over ferrous oxide and trace amounts of organic carbon in the rock served as indicators of oxidizing geochemical setting. Open porosity of the studied sandstone strata is 13...17 %, gas permeability is 32...358 mD. The degradation of their reservoir parameters is caused by post-sedimentary processes: rock consolidation, filling of the interstitial space with regeneration quartz and carbonate minerals. The zonal trap consists of sulfate-bearing dolomite with argillite interlayers, lying at the top of the Kunt'yakhinskaya formation, and clayey dolomite of the Moyeron'skaya formation with extremely low reservoir characteristics.

Keywords: Ordovician system, lithochemical, facies analyses, reservoir properties, Tunguska Syncline, the Eastern Siberia

For citation. Ryasnoy A.A. Lithological and geochemical features of reservoir rocks and fluid traps of the Ordovician potentially oil- and gas-bearing reservoir (North Tunguska oil- and gas-bearing region, the Eastern Siberia) // *Geology, geophysics and development of oil and gas fields.* – 2022. – № 6(366). – Pp. 17–34. – DOI: 10.33285/2413-5011-2022-6(366)-17-34

Введение

Пачки песчаников среднеордовикского возраста на территории крайнего северо-востока Тунгусской синеклизы, переслаивающиеся с алевролитами и алевроаргиллитами, выделяются в разрезе карбонатно-терригенных отложений *кунтыкахинской свиты* (O_2kn). Последняя в объеме вихоревского и муктэйского горизонтов отнесена к дарривильскому ярусу [1] и является стратиграфическим аналогом *байкитской свиты* (O_2bk), развитой на противоположной юго-западной окраине синеклизы (бассейны р. Нижней и Подкаменной Тунгуски). Байкитская свита сложена, в основном, светло-серыми и белыми существенно кварцевыми песчаниками толщиной от 60 до 120 м. Байкитские песчаники рассматриваются в качестве уровня развития гранулярных (поровых) коллекторов, в которых открытая пористость составляет 0,2...25 %, проницаемость – 0,3...489 мД [1, 2]. Колебания коллекторских свойств определяются развитием постседиментационных процессов, а также воздействием базитовых интрузий. Региональной крышкой для байкитских песчаников служат аргиллиты *мангазейской свиты* (O_3mn). Стратиграфические аналоги байкитской свиты, близкие по вещественному составу и развитию на территории Тунгусской синеклизы, относятся к потенциальным коллекторским горизонтам.

На исследуемой площади в ордовикском разрезе отсутствуют отложения верхов среднего и верхнего отделов системы, как следствие перерыва в осадконакоплении, характерного для этого стратиграфического интервала на территории крайнего северо-востока Тунгусской синеклизы [3]. Карбонатно-терригенные породы среднего ордовика перекрыты отложениями в стратиграфическом диапазоне от нижнего силура до триаса.

Для территории юго-запада синеклизы изучение вещественного состава ордовикских отложений, в том числе байкитской свиты, и их фациальный анализ были ранее выполнены Е.П. Марковым (СНИИГГиМС) [4]. Особое место в настоящей работе занимают геохимические исследования, основу которых составили количественные спектральные определения малых элементов и изучение минералов – индикаторов окислительно-восстановительного режима бассейна осадконакопления.

В настоящей статье автором выполнены всесторонний анализ вещественного состава и интерпретация полного комплекса литогеохимических исследований отложений *кунтыкахинской* (O_2kn) и перекрывающей *мойеронской* (O_2mr) свит, вскрытых скв. 3–Ледянской (северо-восточная часть Тунгусской синеклизы) (рис. 1).

Скважина пробурена в пределах одноименного куполовидного поднятия, осложняющего центральную часть положительной структуры I порядка – Путоранского выступа, окруженного крупными отрицательными структурами – потенциальными очагами генерации углеводородов [5–7].

Вскрытые отложения представлены непрерывным относительно отбора яруса палеозойским разрезом, охватывающим стратиграфический интервал от дарривильского яруса среднего ордовика до четвертичной системы. Коллекторские свойства отложений скв. 3–Ледянской сопоставлены с расположенной южнее скв. 2–Ледянской, разрез которой проанализирован на основе фондовых (1990 г.) и опубликованных данных [8, 9]. Севернее исследуемой скважины, параметрической скважиной 358–Ледянской в составе *кунтыкахинской свиты* вскрыта интрузия долеритов толщиной 145 м.

Литогеохимический состав, палеонтологическая характеристика, стратиграфическое расчленение и корреляция ордовикских отложений Ледянской площади охарактеризованы в работах [3, 8, 9]. В фондовых материалах (1990 г.) представлен небольшой объем определенных микроэлементного состава ордовикских отложений Ледянской площади, подготовленный на основе полуколичественного спектрального анализа (23 элемента). Краткая характеристика обстановок осадконакопления для ранне- и среднеордовикской эпох на исследуемой территории по результатам определения литологических индикаторов выполнена ранее сотрудниками ИНГГ СО РАН им. А.А. Трофимука [9].

На основании обнаружения пачек песчаников в разрезе *кунтыкахинской свиты* в пределах территории Путоранского выступа, их коллекторских свойств (открытая пористость достигает 16,7 %, абсолютная газопроницаемость – 258 мД) и геохимических предпосылок нефтегазоносности, связанных с обнаружением в поровом пространстве песчаников нефтидопроявлений в виде выделений темно-коричневой нефти, перспекти-

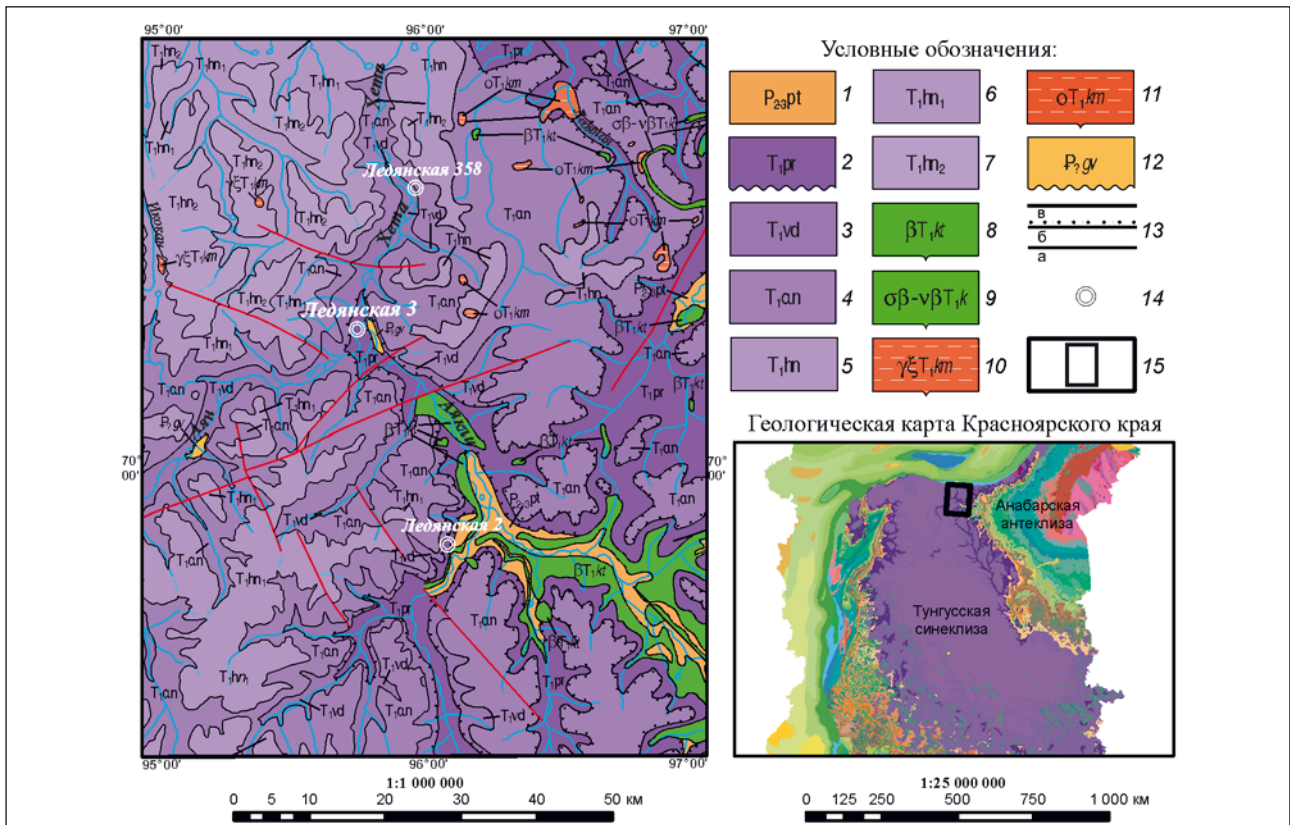


Рис. 1. Геологическая карта северо-востока Тунгусской синеклизы. Масштаб 1: 1 000 000:

1 – пермская система, потокойская свита; 2–7 – триасовая система, нижний отдел (стратифицированные вулканогенно-осадочные образования и покровы базальтов): правобоярская свита (2), водопадная (3) и аянская (4) свиты, хоннамакитская свита (5), нижняя (6) и верхняя (7) подсвиты; 8–11 – магматические гипабиссальные комплексы: катангский долеритовый комплекс (8), карамский комплекс троктодолерит-лейкогаббродолеритовый (9), каменский сиенит-меланефелинитовый комплекс (10, 11); 12 – палеогеновая система, гавриловская толща; 13 – геологические границы и разрывные нарушения: согласного залегания стратиграфических подразделений и интрузивные контакты (а), несогласного залегания (б), разломы (в); 14 – буровые скважины; 15 – врезка карты

вы нефтегазоносности среднеордовикских отложений северо-востока Тунгусской синеклизы были оценены достаточно высоко [5, 7]. Авторы пришли к заключению, что песчаники кунтыкахинской свиты вихоревского и муктэйского горизонтов среднего ордовика (байкитский уровень) являются перспективными на наличие поровых коллекторов.

Материалы и методы

Разрез ордовикских отложений, вскрытых скв. 3–Ледянской, был детально макроскопически исследован автором в Центре геологических коллекций ИНГГ СО РАН.

Автором изучены 52 шлифа оптико- и электронно-микроскопическими методами с помощью поляризационных микроскопов Carl Zeiss Axio Imager 2, Leica DMR и цифрового сканирующего электронного микроскопа CamScan MX2500S с энергодисперсионным спектрометром OXFORD INCA Energy 200. Перед проведением электронно-зондового микроанализа прозрачно-полированные шлифы напылялись золотом. Исследования выполнены в литологической лаборатории и Центре изотопных исследований ВСЕГЕИ.

Рентгенофазовый анализ с целью выяснения вещественного состава цемента песчаников выполнен в Лаборатории минералогических методов анализа ВСЕГЕИ. Для проведения анализа из проб извлекалась глинистая фракция (<0,002 мм), на основе которой готовились дезориентированные порошковые препараты на стеклянной подложке. Препараты проанализированы на рентгеновском дифрактометре ДРОН-6, оснащенном рентгеновской трубкой с кобальтовым анодом с длиной волны $\lambda \approx 1,78021 \text{ \AA}$ при напряжении $U = 35 \text{ KV}$ и силе тока $I = 25 \text{ mA}$. Дифрактограммы обрабатывались при помощи программного пакета PDWin-4 и международной картотеки JCPDS. Интерпретация полученных результатов выполнена автором.

Рентгеноспектральный силикатный анализ методом атомно-эмиссионной спектроскопии с индуктивно-связанной плазмой (ICP-AES), определение железа закисного (титриметрия), 14 редкоземельных элементов (РЗЭ) и 5 малых элементов (V, Cr, Rb, Sr, Ba) методом масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой (ICP-MS), органического углерода, рассчитанного по разности углерода общего (инфракрасная спектрометрия) и углерода карбонатного (кулонометрия) в 42 образцах выполнены в Химико-аналитической лаборато-

рии и Лаборатории рентгеноспектрального анализа ВСЕГЕИ. Обработка и интерпретация аналитических данных выполнены автором согласно методикам, изложенным в работах [10–19].

Перед определением литохимических модулей проведён пересчет содержания суммарного железа ($Fe_2O_{3\text{общ}}$) на окисную (Fe_2O_3) и закисную (FeO) его формы. Расчет индексов химического выветривания и индекса изменения состава, в отличие от литохимических модулей, выполнен по молекулярным количествам петрогенных окислов. С этой целью определялось отношение содержания окисла в породе к суммарной молекулярной массе данного соединения. Расчет отношений петрогенных элементов и элементов примесей, используемых в качестве фациальных индикаторов отложений, произведен по массовым содержаниям элементов в породах, пересчитанным из окислов в элементные содержания, путем умножения на установленные коэффициенты [12]. Для интерпретации распределения РЗЭ абсолютные значения содержаний редко-

земельных элементов были нормированы на их содержания в хондритовых (каменных) метеоритах, являющихся прообразом недифференцированного протопланетного вещества, на основе стандарта по [19].

Для территории севера Тунгусской синеклизы подобные исследования, выполненные на основе анализа широкого комплекса литолого-минералогических и литохимических индикаторов, целью которых является реконструкция палеогеографических условий формирования среднеордовикских отложений, проведены впервые.

Результаты исследований и их обсуждение

Литолого-петрографическая характеристика.

Скважиной 3–Ледянской вскрыт разрез, начинающийся с отложений *кунтыкахинской свиты* (O_2kn) (стратиграфического аналога байкитской и гурагирской свит) и вышележащей мойеронской свиты (O_2mr) (рис. 2).

Отложения кунтыкахинской свиты представлены пестроцветными, прослоями сероцветными, песчани-

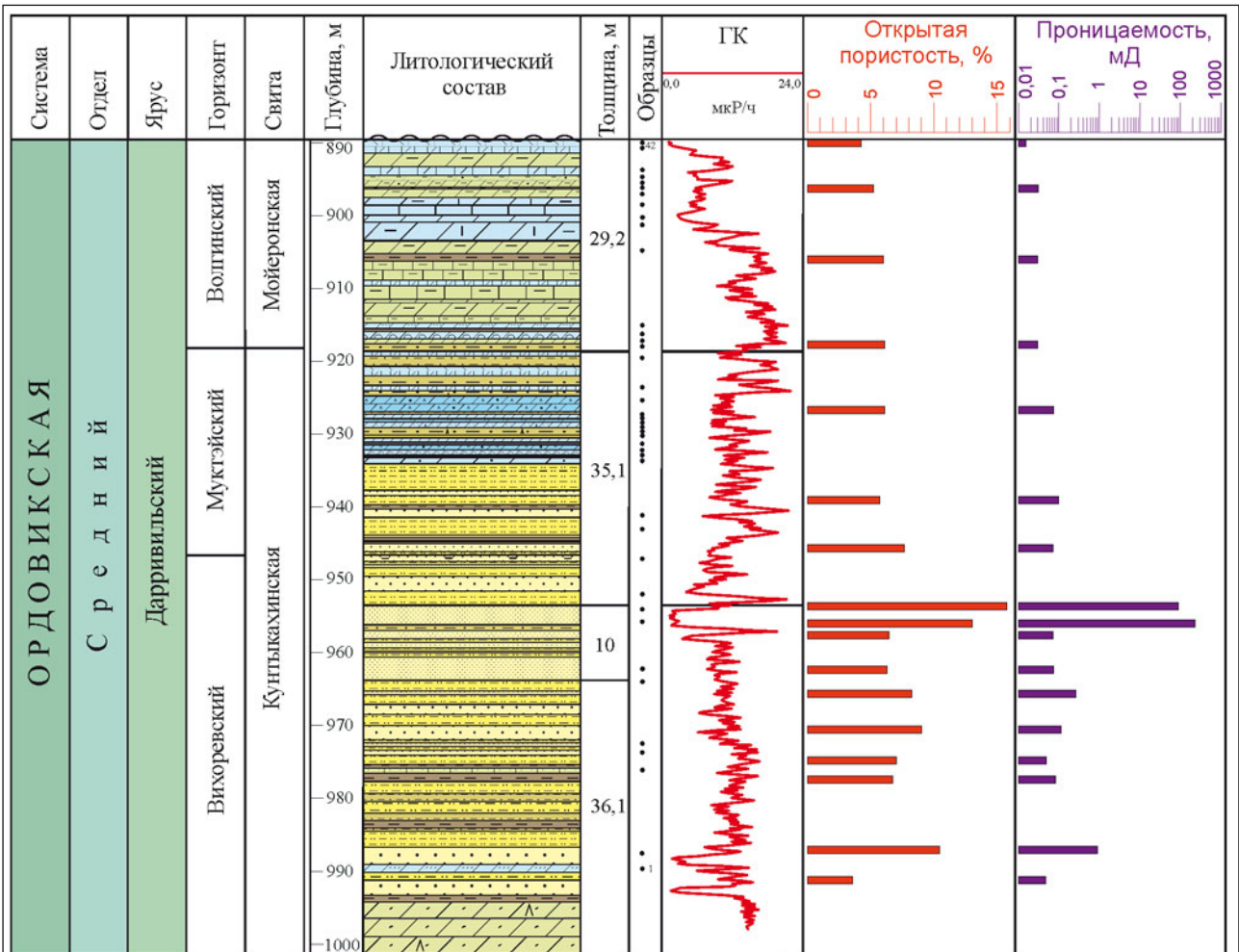


Рис. 2. Литологический разрез среднеордовикских отложений, вскрытых скв. 3–Ледянской. Масштаб 1:1000:
 1 – песчаники; 2 – алевролиты; 3 – алевроаргиллиты; 4 – аргиллиты; 5, 6 – известняки: 5 – органично-обломочные, 6 – глинистые; 7–11 – доломиты: 7 – известковистые, глинистые или песчаные, 8 – строматолитовые, 9 – сульфатные, 10 – песчаные и алевролитовые, 11 – глинистые; 12 – ангидриты и гипсы; 13 – соли; 14 – мергели

ками, алевролитами с линзами ангидрита, глиптоморфозами по галиту и доломитами алевроитистыми, с прослоями аргиллитов и алевроаргиллитов. Результаты исследования состава терригенных отложений кунтыкахинской свиты показали преобладание пестроцветных существенно кварцевых, а также полевошпатово-кварцевых песчаников и алевролитов, составляющих 60 % разреза свиты толщиной 81,2 м (интервал 1000...918,8 м). В песчаниках мелко-среднепсаммитовая (0,1...0,5 мм)

фракция преобладает над крупнопсаммитовой (0,5...0,92 мм). Средние и крупные (0,34...0,9 мм) хорошо окатанные псаммитовые зерна иногда образуют рассеянные скопления на фоне мелкозернистого (0,1...0,25 мм) агрегата. В алевролитах доминирует крупноалевроитовая фракция (0,05...0,1 мм) с примесью псаммитовых (до 0,95 мм) зерен. Сортировка средняя и хорошая. От алевроитовых и мелкопсаммитовых к средне- и крупнопсаммитовым зернам степень окатанности существ-

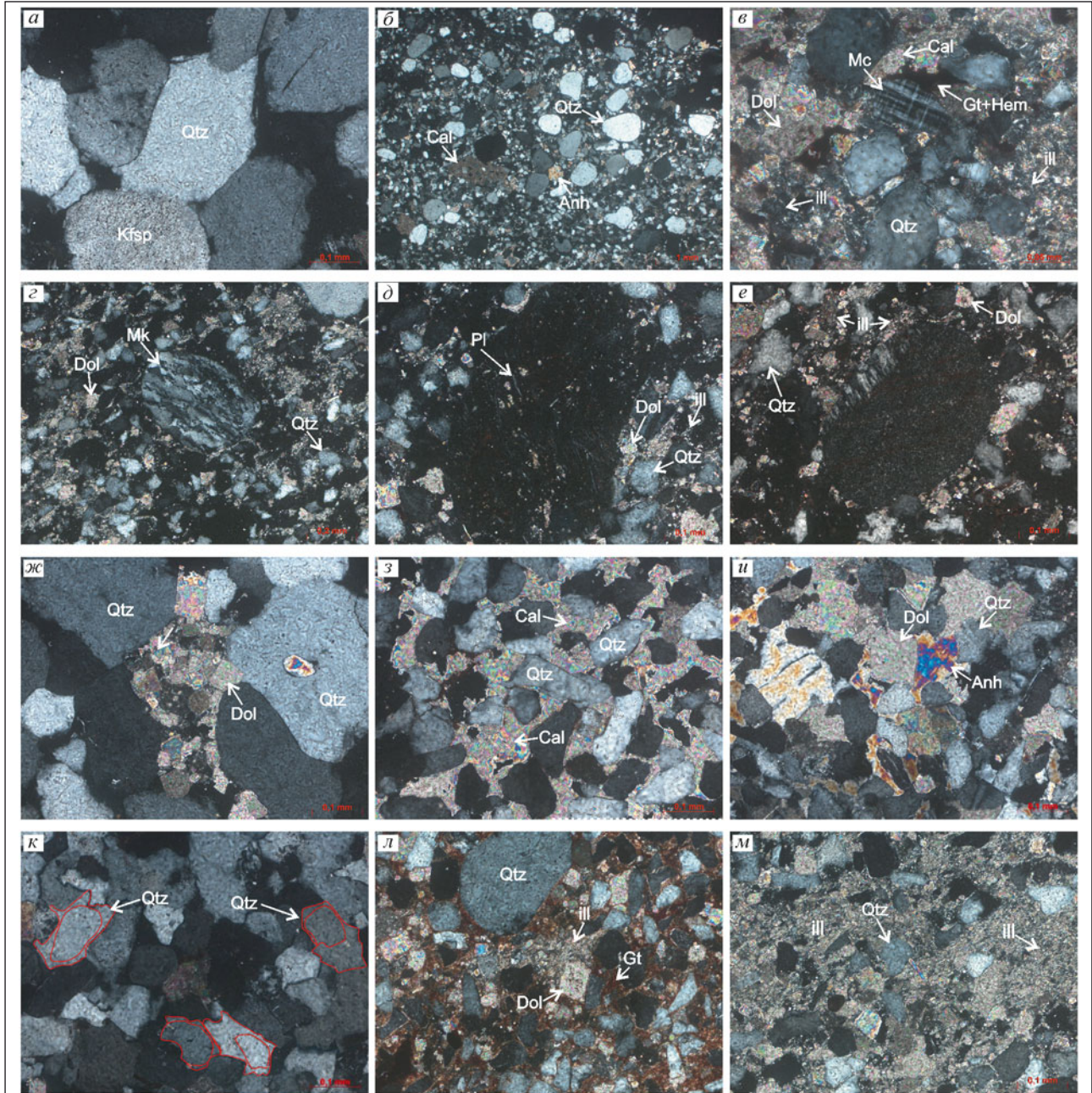


Рис. 3. Минеральный состав обломочной части, цемента и типы цемента песчаников и алевролитов кунтыкахинской свиты (Qtz – кварц, Kfsp – калиевый полевой шпат, Mc – микроклин, Mk – микрокварцит, Cal – кальцит, Dol – доломит, Anh – ангидрит, Pl – плагиоклаз, Gt – гётит, Hem – гематит, Ill – иллит).

Обломочная часть: а – агрегат зерен кварца и калиевого полевого шпата (увеличение $\times 10$; николи \times); б – обломки хорошо окатанных кварцевых зерен (увеличение $\times 2,5$; николи \times); в – зерно микроклина (увеличение $\times 40$; николи \times); г – обломок микрокварцита (увеличение $\times 10$; николи \times); д, е – обломки эффузивных пород основного состава (увеличение $\times 20$; николи \times). Цемент. Тип поровый: ж – доломитовый; з – кальцитовый; и – сульфатно-карбонатный; тип регенерационный: к – кварцевый; тип порово-базальный и базальный: л – глинисто-железистый; м – гидрослюдистый (увеличение $\times 20$; николи \times)

венно возрастает от слабой до хорошей. Текстура пород массивная, полосчатая и пятнистая, обусловлена распределением кластических зерен, сульфатов, карбонатов в составе цемента и наличием гидроокислов железа.

Содержание обломочной части в породах составляет 60...80 %, состав которой представлен кварцем, полевыми шпатами, обломками микрокварцитов и магматических пород, размером 0,05...0,95 мм. Кварцевые зерна, составляющие основную часть кластики, представлены бесцветными прозрачными обломками с прямым, волнистым и мозаичным погасанием, часто регенерированными (рис. 3, а, б).

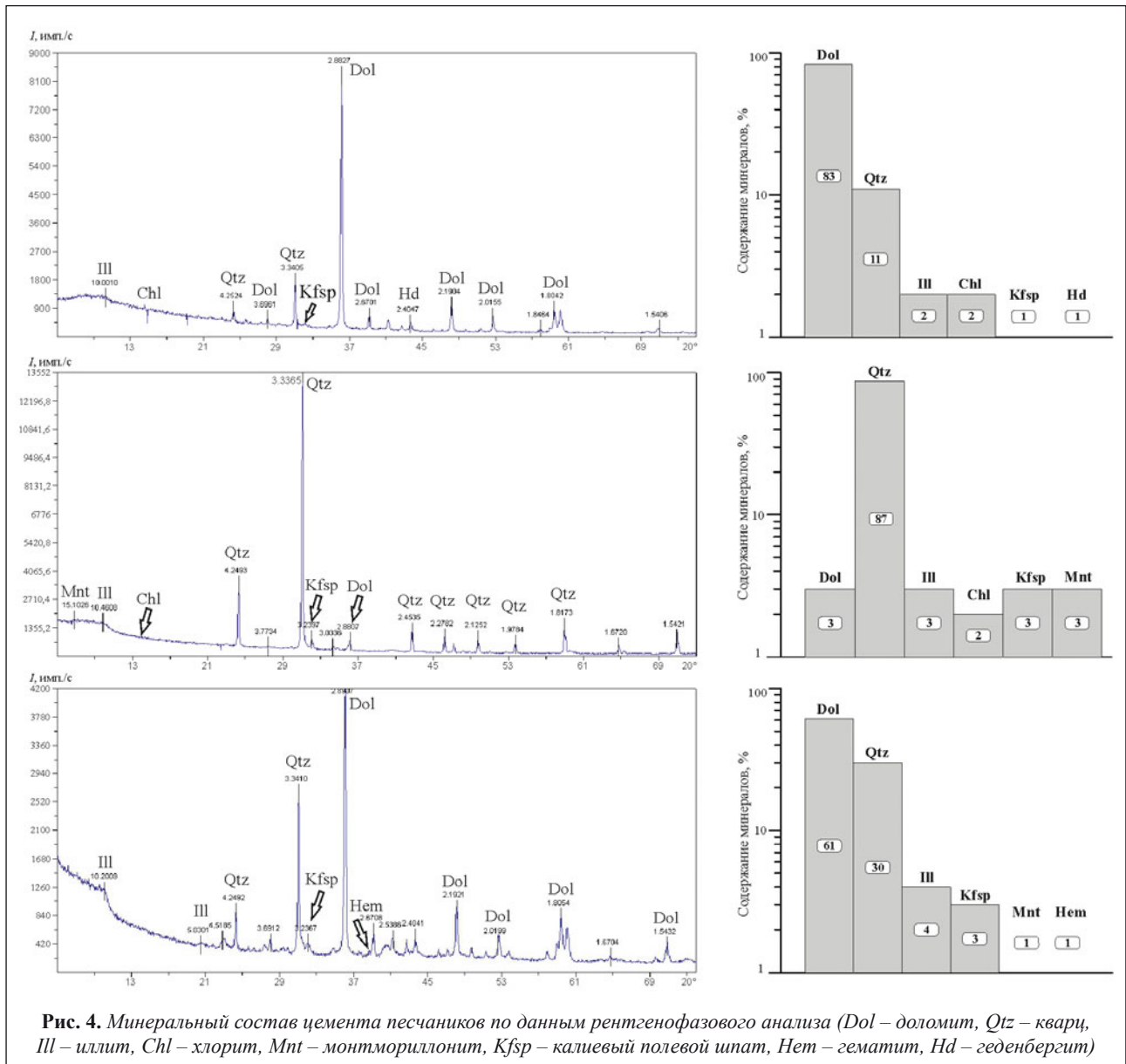
Полевые шпаты представлены калиевыми разновидностями – пелитизированными или карбонатизированными обломками ортоклаза, неизменными зернами микроклина с характерной микроклиновой решеткой, а также полисинтетически двойникованными зернами плагиоклаза – альбита (рис. 3, а, в). Контакты между зернами прямолинейные, в том числе вторичные за счет

регенерации и волнистые, конформные и инкорпорационные.

Обломки пород представлены преимущественно микрокварцитами (рис. 3, г) и пелитизированными эффузивами основного состава с реликтами беспорядочно ориентированных призматических кристаллов плагиоклаза, по которым развиваются карбонатные минералы (рис. 3, д, е). Среди аксессуарных минералов установлены апатит (преобладает), рутил, циркон и единичные мелкие зерна хромовой шпинели; акцессории хорошо окатаны.

Цемент в количестве от 20 до 40 % имеет полиминеральный состав. Выделяются следующие основные типы цемента.

1. Карбонатный и сульфатно-карбонатный. Карбонатная часть представлена агрегатами идиоморфных и гипидиоморфных ромбоздров доломита, кальцитом, нередко в совокупности с сульфатами кальция, которые отличаются от карбонатных минералов не только



высокими цветами интерференции, но и спайностью под прямым углом (рис. 3, ж, з, и).

2. *Кварцевый*. Нередко кварцевые зерна плотно прилегают друг к другу или скреплены кварцевым регенерационным цементом, в кварцитовидных олигомиктовых песчаниках доминирующим по отношению к поровому карбонатно-глинистому цементу (рис. 3, к).

3. *Глинистый и глинисто-железистый*. Глинистая составляющая представлена иллитом и хлоритом, железистая – гетитом и гематитом (рис. 3, л, м). Тип цемента смешанный – поровый и регенерационный, порово-базальный или базально-поровый и пленочный, в алевролитах преобладает базальный тип.

О поликомпонентности состава цемента свидетельствуют результаты интерпретации рентгенофазового анализа, согласно которым в песчаниках доминантой являются доломитовый и кварцевый типы цемента. В составе глинистых минералов преобладает гидрослюды (иллит), с примесью хлорита, калиевого полевого шпата и монтмориллонита (рис. 4).

Глинистое вещество с примесью колломорфных железистых минералов – гетита и гематита согласно оптико- и электронно-микроскопическим наблюдениям образует базальный и пленочный типы цемента, обуславливая пестроцветную окраску пород (рис. 5, а).

О преобладании в составе глинистой фракции гидрослюды также указывает сопоставление результатов микрондового анализа глинистых минералов цемента (рис. 5, б–д) с типовым химическим составом гидрослюды (рис. 5, е), отраженным в работе [13], отличающимся соответственно несколько меньшим содержанием железа по сравнению с исследуемыми породами (рис. 5, в).

Следует отметить, что колломорфный гетит присутствует в различном количестве в рассеянной форме и в виде обособленных линзовидных и полосовидных агрегатов, образуя смесь с глинистыми минералами, о чем свидетельствует близкий, алюмосиликатный состав участков пород (точки 1 и 2), отличающийся содержанием оксида железа (рис. 5, ж, з, и). Нередко на фоне тонко рассеянного гетита выделяются более однородные массы гематита, что хорошо прослеживается по значительному повышению содержания железа по профилю от точки 3 к точке 5 (рис. 5, к, л, м).

При преобладающей пестроцветной окраске пород исследуемого разреза, вызванной неравномерным железением, выделяются кирпично-красные разности, что обусловлено значительной примесью железа в составе цементирующего материала, также в смеси с глинистым веществом и рассеянными ромбодрама доломита (рис. 5, н, о, п). Более того, в подобных породах отмечаются выделения кристаллов барита и целестина (см. рис. 5, н). Микрондовый анализ полигонального участка показывает усредненный химический состав цемента, сложенного доломитово-железисто-гидрослюды цемента агрегатом (см. рис. 5, о, п).

Наиболее важны для изучения вторичные цементы, последовательность их генерации, так как интенсивность формирования вторичных цементов обломоч-

ных пород существенно влияет на их коллекторские свойства.

В изученных породах широко развит вторичный кварц (рис. 6, а, б). Он формирует регенерационные каемки, нередко существенной ширины, а также поровые выполнения. Регенерация бывает полной и неполной.

В кварцевых песчаниках многие зерна кварца имеют следы давления, волнистое погасание, массу переключивающихся трещин, каемки регенерации и следы корроирования. Карбонаты образуют поровый тип цемента (см. рис. 6, б). Известно, что вторичные цементы возникают, прежде всего, при наличии свободных поровых пространств. Обращает на себя внимание значительное количество межзерновых пор в структуре песчаника (рис. 6, в, г, черные и красные участки). Количество открытых пор на площади в несколько квадратных миллиметров составляет около 10 %, фиксируется очаговое выполнение их новообразованными кальцитом и доломитом (см. рис. 6, в, г, светло-серые и зеленые участки). О новообразовании карбонатных минералов свидетельствует ксеноморфная форма кристаллов последних, более того, в кристаллах доломита проявлена зональность, что также свидетельствует о перераспределении вещества (рис. 6, д, е).

Регенерационный кварц сформирован в результате перераспределения вещества на месте под действием растворения под давлением (рис. 6, ж, з), о чем свидетельствуют волнистые, изогнутые вторичные контакты между зернами (см. рис. 6, а), но не исключается что часть вещества, в частности кремнезем, была привнесена извне. Доломитовый и кальцитовый цементы – это более поздние образования, так как подобный цемент заполняет поровое пространство после регенерационного кварца (рис. 6, и, б). Таким образом, карбонатизация существенно сокращает, но не полностью ликвидирует поровое пространство песчаников. Впоследствии поры были несколько увеличены за счет селективного растворения сульфатно-карбонатного цемента.

Выше по разрезу количество песчаников и алевролитов убывает, и доминирующее положение приобретают *доломиты* (см. рис. 2). Доломиты строматолитовые, а также песчаные и алевролитовые от мелкокристаллических, сульфатонесные, с прослоями аргиллитов доломитовых и алевроаргиллитов известково-доломитовых слагают вторую заключительную часть разреза кунтыкахинской свиты. Текстура пород пятнистая и полосчатая обусловлена неравномерным, участковым распределением разномерных агрегатов доломита и гидроокислов железа, как гетита, так и гематита, придающих породам красную окраску. Железистые минералы образуют в доломитах сложные полосчатые агрегаты, в пределах которых по данным микрондового анализа уменьшается суммарная карбонатная составляющая (CaO и MgO) в 2 раза от 51,4 до 24,5 %, но увеличивается железистая и силикатная, содержание FeO возрастает более чем в 3 раза – от 2,56...7,3 до 9,67...25,8 %.

Аргиллиты доломитовые и алевроаргиллиты доломитово-известковые залегают маломощными просло-

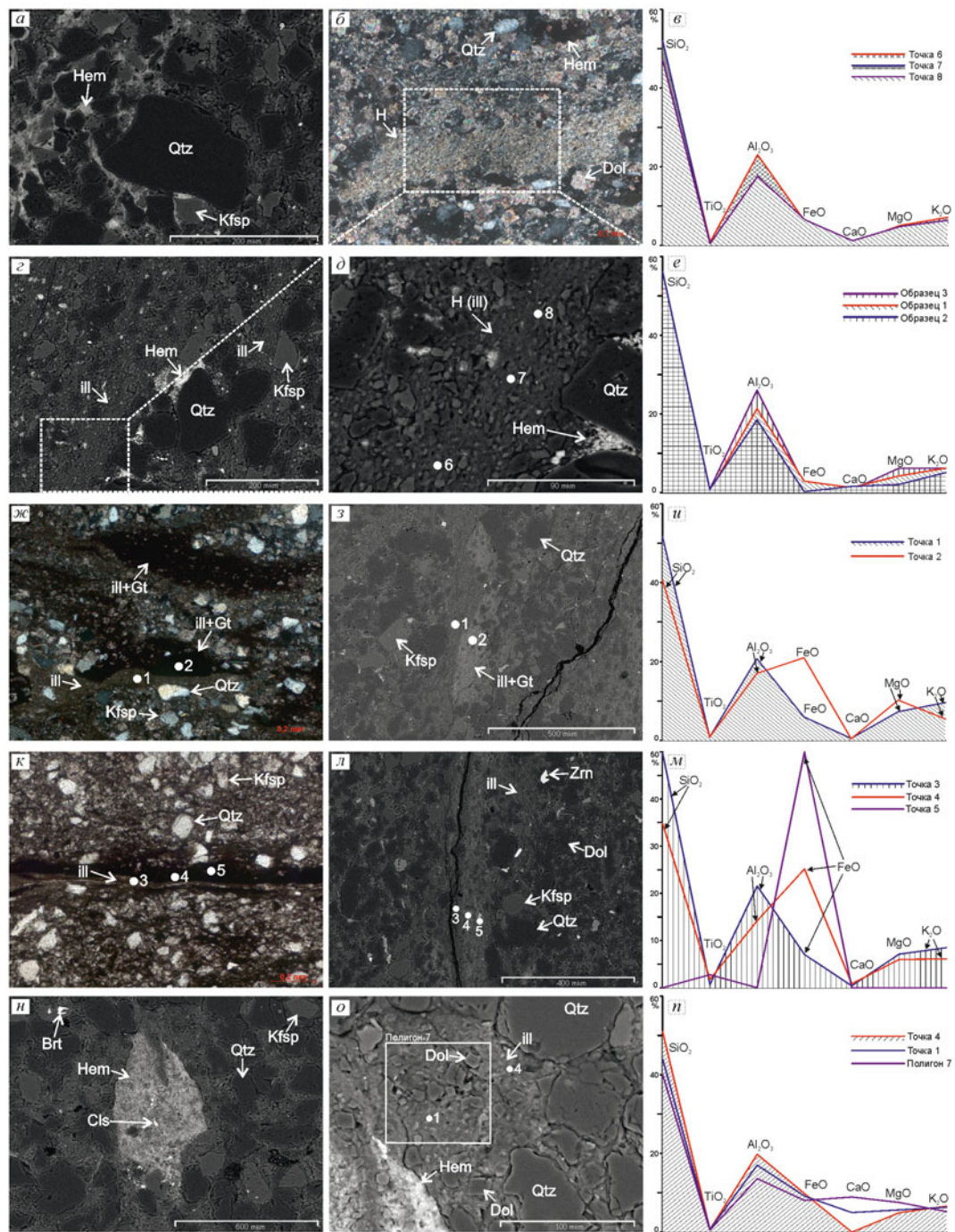


Рис. 5. Вещественный состав железисто-глинистого цемента песчаников и алевролитов по данным электронно-зондового микроанализа (Qtz – кварц, Kfsp – калиевый полевой шпат, Ill – иллит, Ill+Gt – агрегат иллита и гётита, Hem – гематит, H (ill) – гидрослюдистый (иллитовый) агрегат, Dol – доломит, Brt – барит, Cls – целестин, Zrn – циркон): а – агрегат гематита и глинистого вещества в виде порового и пленочного цемента (фото в обратно отраженных электро-нах); б – глинистый (гидрослюдистый) агрегат, образующий порово-базальный цемент в алевролите (фото в поляризационном микроскопе); в – гистограмма химического состава гидрослюдистого (иллитового) цемента по данным электронно-зондового анализа (д – точки 6, 7, 8); з, д – порово-базальный цемент, сложенный железисто-глинистым агрегатом – иллитом и дисперсным гематитом; е – гистограмма типowego химического состава гидрослюд; ж – колломорфные агрегаты гётита в виде линзовидных агрегатов в смеси с глинистыми минералами; з, и – глинистый (точка 1) и железисто-глинистый (точка 2) агрегаты с различным содержанием оксида железа; к, л – полосовидные агрегаты гётита, участками измененные до гематита; м – гистограмма состава глинистой фазы – от иллита (точка 3) до агрегата иллита и гётита (точка 4) с однородными агрегатами гематита (точка 5); н – базально-поровый карбонатно-железисто-глинистый цемент песчаника с обособленными агрегатами гематита, выделениями целестина и барита; о – полиминеральный доломитово-железисто-гидрослюдистый цемент; п – гистограмма вариаций химического состава цементирующего вещества. На графиках по оси ординат – содержание оксидов (%)

ями. Это красноцветные, обогащенные песчанистым и алевритистым материалом породы с массой листочков слюд. Согласно данным силикатного анализа сравнительно небольшие содержания алюминия в глинистых породах и повышенные значения оксидов кальция, натрия и в особенности калия (до 5...6%), а также железа характерны для гидрослюдистых глин. Повышенные значения содержаний CaO и MgO обусловлены примесью карбонатной составляющей в исследуемых породах.

По данным химического спектрального анализа содержание валового железа ($Fe_2O_{3\text{общ}}$) изменяется от 1,64 до 8,04%. При этом окисные формы железа в 2 раза преобладают над закисными (в среднем 3% против 1,4%), что придает красный цвет большей части пород. Содержание органического углерода колеблется от 0,03 до

0,62%, увеличиваясь от пестроцветных песчаников к ариллитам.

Красноцветная толща *кунтыкахинской свиты* отличается доминированием окисных форм железа над закисными, нередким наличием ангидрита и преобладанием гидрослюд в составе цемента, выделениями бариита и целестина, отсутствием фаунистических остатков, за исключением строматолитового доломита, постоянной примесью терригенного материала в составе карбонатных пород. Эти признаки характерны для бассейнов седиментации, существовавших в условиях жаркого аридного климата (аридный тип литогенеза) при существенной мелководности бассейна и высокой солености вод. Садка стронция в виде целестина представляет собой характерное явление средних ступеней осолонения с максимумом в самом начале суль-

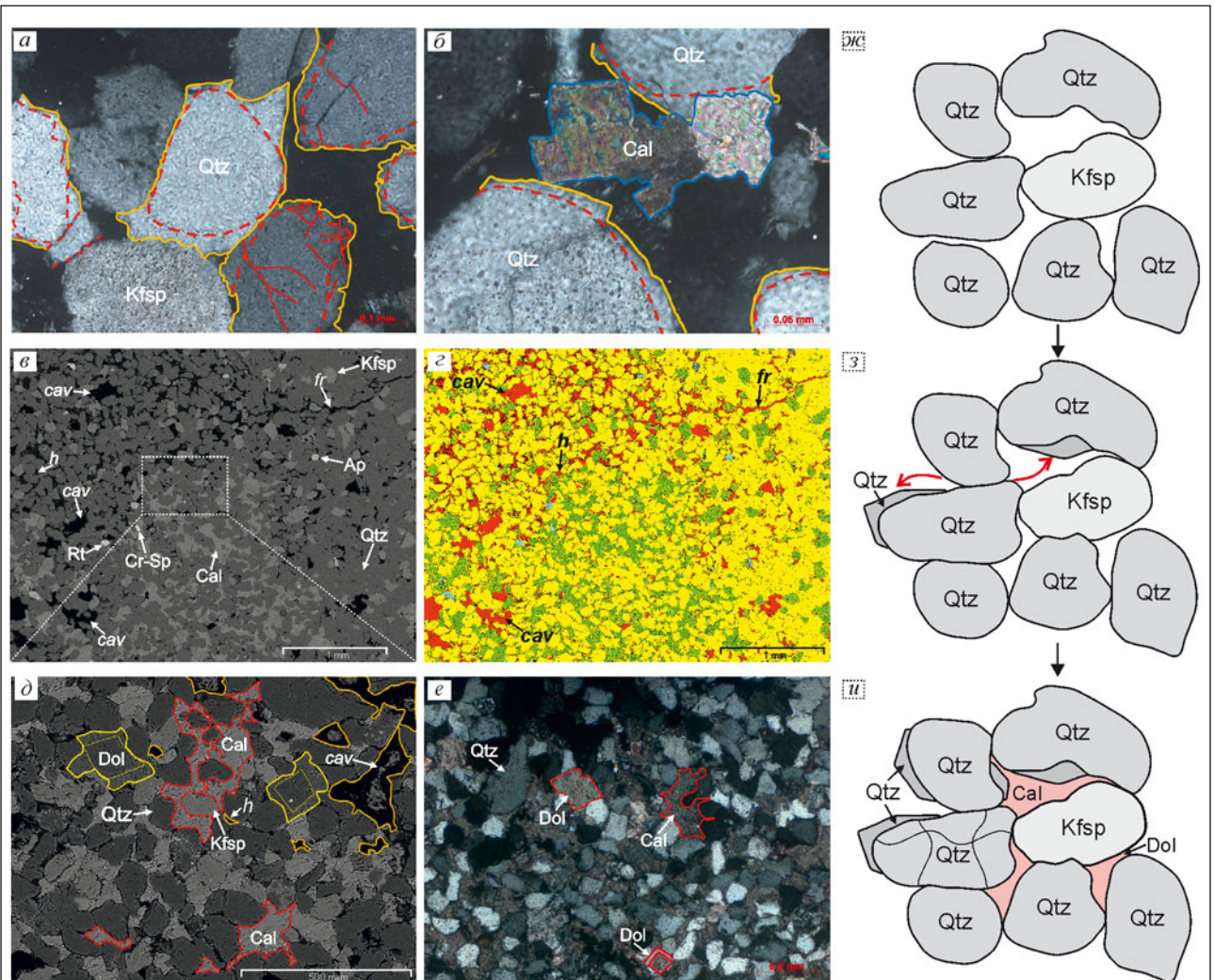


Рис. 6. Вторичные цементы в песчаниках и модель их образования (Qtz – кварц, Kfsp – калиевый полевой шпат, Cal – кальцит, Dol – доломит, Ap – апатит, Rt – рутил, Cr-Sp – хромовая шпинель, h – поры межзерновые, cav – поры растворения карбонатного цемента и каверны):

a – агрегат зерен кварца, трещиноватых и скрепленных регенерационным цементом (увеличение $\times 20$; николи \times); б – кальцит, заполнивший поровое пространство после регенерационного кварца (увеличение $\times 40$; николи \times); в, г – очаговое распределение вторичного карбонатного цемента (светло-серые и зеленые области), заполняющего межзерновые поры песчаника (черные и красные области), фото в обратно отраженных электронах; д, е – ксеноморфные и зональные гипсидиоморфные кристаллы и агрегаты кальцита и доломита (д – фото в обратно отраженных электронах; е – увеличение $\times 10$, николи \times); ж-и – концептуальная модель формирования цемента

фатной стадии, когда доломитообразование сменяется гипсообразованием [14]. Одним из важнейших индикаторов аридного литогенеза считается дисперсный гематит и окрашенные им характерные красноцветные породы.

В составе отложений, слагающих вышележащую мойеронскую свиту (O_2mr) толщиной 29,2 м (интервал 918,8...889,6 м), преобладают зеленовато-серые карбонатные породы, представленные преимущественно доломитами замещения, известковыми, слабоглинистыми, образованными кристаллами и агрегатами ромбоэдрического тонко-мелкокристаллического доломита. Терригенная примесь (от 1...2 до 10 %) присутствует в виде угловатых алевритовых зерен кварца, а также листочков мусковита. Характерны рассеянные ксеноморфные кристаллики и фрамбониды пирита и мелкие (до ~ 0,2 мм) включения бесструктурного, просвечивающего коричневым цветом органического вещества. Отложения свиты в целом выделяются повышенным фоном радиоактивности по данным гамма-каротажа (ГК). Для кровельной части разреза характерно прослои полидетритовых и полидетритово-криноидных известняков со структурой типа вакстоун и пакстоун с базальным пелитоморфным и микрокристаллическим перекристаллизованным кальцитовым матриксом. В породах преобладают закисные формы железа над окисными (в среднем 1,46 % против 0,46 % по данным силикатного анализа). Содержание $C_{\text{орг}}$ колеблется от 0,5 до 1,45 %.

Породы-коллекторы и флюидоупоры. Песчаники кунтыкахинской свиты в разрезе скв. 3–Ледянской, переслаивающиеся с алевролитами и алевроаргиллитами, имеют толщину от первых метров до 10 м. В интервале 963,9...953,9 м выделяется пласт песчаников, характеризующийся повышенными коллекторскими свойствами: открытая пористость составляет 13...15 %, проницаемость – 90...226 мД (см. рис. 2). В алевролитах коллекторские свойства существенно ниже: открытая пористость достигает 10 %, проницаемость – 0,3 мД. Зональной покрывкой для песчаников кунтыкахинской свиты в скв. 3–Ледянской выступают микро-мелкокристаллические сульфатонесные доломиты с прослоями аргиллитов и алевроаргиллитов верхней ее части и тонкокристаллические слабоглинистые доломиты мойеронской свиты (O_2mr) суммарной толщиной ~ 30 м (интервал 932...904 м), характеризующиеся крайне низкими фильтрационными (0,001...0,004 мД) и невысокими (до 5,5 %) емкостными свойствами.

В южном направлении к скв. 2–Ледянской толщина и фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) песчаников существенно возрастают. Пачка кварцевых песчаников в скв. 2–Ледянской также выделяется в разрезе кунтыкахинской свиты (интервал 1009...902,1 м), в интервале 952...925 м коллекторские свойства составляют: открытая пористость – 14...17 %, проницаемость – 32...358 мД [7, 8]. Из мелких пор и трещин в песчаниках наблюдались выделения темно-коричневой нефти [6]. Песчаники перекрыты тонкопереслаивающимися доломитами, домеритами и алевропелита-

ми верхов кунтыкахинской свиты, а также глинистыми доломитами мойеронской свиты общей толщиной 35,9 м (интервал 925...889,1 м), выступающими в качестве флюидоупоров, со значениями ФЕС – 2...6 % и 0,002...0,005 мД.

Распределение породообразующих компонентов. Высокие содержания SiO_2 в составе песчаников кунтыкахинской свиты (O_2kn), превышающие 75 % (от 78 до 93,6 %), встречаются в терригенных кварцевых псаммитах, как правило, сложенных рециклизованным (переотложенным) материалом осадочных или метаморфических пород – так называемых *second cycle rocks* (рис. 7, а). В алевролитах, в составе цемента которых присутствует значительное количество глинистой примеси, и в собственно аргиллитах выделяются повышенные содержания алюминия и калия – главных компонентов глинистых минералов, а также железа вследствие примеси гидроксидов железа (рис. 7, б). В терригенных породах содержания оксидов кальция и магния несколько повышены и достигают 16 % (в среднем 10 %), что обусловлено постоянной примесью карбонатного вещества в их составе, в особенности слагающего вторичный цемент (см. рис. 7, а, б).

Если сравнивать величины весовых процентов элементов по признаку их генетической принадлежности, то можно заметить, что в песчаных ожелезненных доломитах кунтыкахинской свиты и в особенности в карбонатных слабоглинистых отложениях мойеронской свиты (O_2mr) распространенность элементов кластогенного типа уступает терригенным разностям пород в связи с преобладанием в карбонатных породах элементов, происхождение которых связано с химизмом морских вод и жизнедеятельностью организмов (рис. 7, в, г). Среди кластогенных элементов встречаются Si и Al, распространение которых отмечается в форме рассеянной глинистой примеси и обломочных кварцевых зерен, что выражено увеличенными содержаниями SiO_2 и Al_2O_3 . Повышенные концентрации Ca и Mg обусловлены преобладанием карбонатных пород – доломитов, а также органогенно-обломочных известняков, залегающих в кровле мойеронской свиты, которые выделяются высокими содержаниями Ca и минимальными – Mg, при величине магнезиальности $MgO/CaO = 0,01...0,02$ и степени доломитности $MgO/CaO + MgO = 1,16...1,61$.

Литохимические модули. Абсолютные содержания породообразующих окислов не всегда несут достоверную информацию о минеральном составе исходных осадков. Более надежные результаты дает одновременное использование отношений ряда петрогенных окислов в виде системы литохимических модулей. Расчет модулей проводится непосредственно по данным классического силикатного анализа породы, выраженным в массовых процентах. Наиболее информативными модулями являются алюмокремниевый, гидрозольный, титановый, натриевый, калиевый, щелочной и модуль общей нормативной щелочности, железный (табл. 1). Система литохимических модулей была разработана Я.Э. Юдовичем [10, 11].

При использовании собственно литологических индикаторов мы получаем информацию о *палеоклимате конечных водоемов стока*, тогда как лито- и геохимические индикаторы позволяют судить преимущественно о *палеоклимате областей размыва*.

Алюмокремниевый модуль ($AM = Al_2O_3/SiO_2$) в значительной мере дублирует гидролизатный модуль (ГМ), сходство которых в совокупности с фемическим модулем (ФМ) заключается в нормировке по SiO_2 , указывая на степень химического выветривания пород, в процессе которого происходит вынос SiO_2 и накопление Al_2O_3 [11]. В терригенных породах для модулей АМ и ГМ характерна хорошо выраженная положительная корреляция.

АМ и ГМ модули используются при изучении как обломочных, так и глинистых отложений и позволяют разделять породы, содержащие продукты гидролиза (т. е. сформированные за счет разрушения кор выветривания), такие как каолинит, оксиды алюминия, железа и марганца, от пород, в которых преобладает кремнезём. Чем выше величина этих модулей в глинистых породах или песчаниках, тем более интенсивное выветривание претерпели исходные комплексы в областях размыва и тем выше зрелость осадочных пород.

Кварцевые песчаники и кремнистые породы имеют величину $AM < 0,10$. В полимиктовых песчаниках и алевролитах значения АМ колеблются между 0,10 и 0,22. Для глинистых пород типичны значения АМ, на-

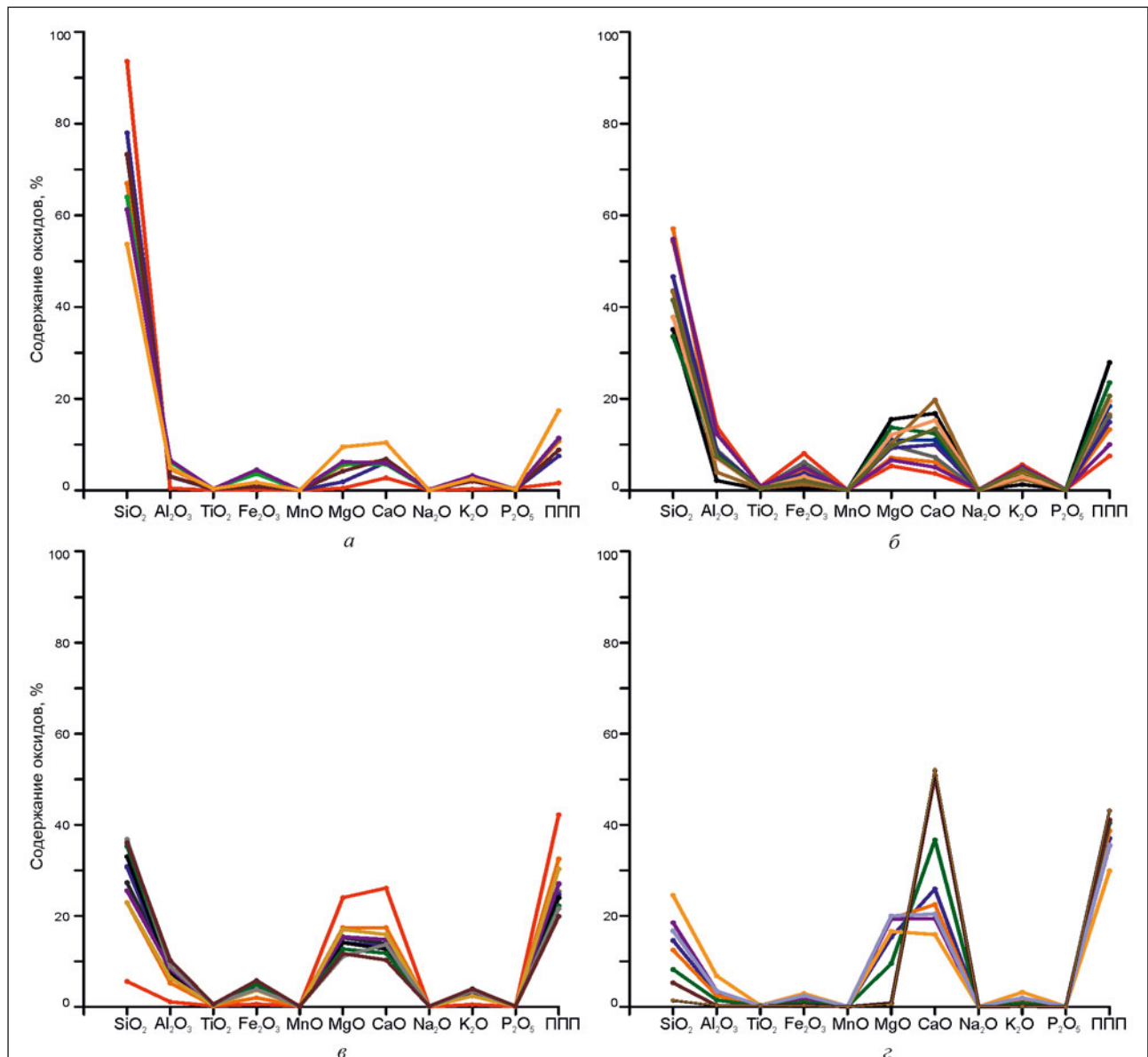


Рис. 7. Распределение породообразующих окислов в составе исследуемых карбонатно-терригенных пород, определенных силикатным анализом (ППП – потери при прокаливании):

а – кунтыкахинская свита. Кварцевые и полевошпатово-кварцевые песчаники; *б* – кунтыкахинская свита. Алевролиты и алевроаргиллиты; *в* – кунтыкахинская свита. Доломиты песчанитые и алевритистые, глинистые, доломиты строматолитовые, окрашенные гидроокислами железа; *г* – мойеронская свита. Доломиты слабоглинистые, алевритистые и полидетритовые известняки

Значения литохимических модулей для терригенных пород кунтыкахинской свиты

Параметры	АМ	ГМ	ФМ	ТМ	ОЩ	КМ	НМ	ЩМ	ОНЩ	ЖМ	ПМ	СИА	СИВ	ИСВ
Песчаники														
Me	0,07	0,10	0,20	0,089	2,14	0,590	0,029	0,048	0,62	0,33	5,94	15,87	18,05	13,19
Min	0,01	0,01	0,01	0,053	0,35	0,483	0,010	0,018	0,51	0,24	1,92	6,26	6,52	5,0
Max	0,11	0,19	0,46	0,126	3,40	0,679	0,106	0,167	0,74	0,63	13,16	31,14	37,22	33,70
Алевролиты														
Me	0,17	0,29	0,32	0,063	3,82	0,503	0,013	0,028	0,52	0,50	2,83	26,09	30,80	6,68
Min	0,10	0,21	0,14	0,054	3,16	0,415	0,006	0,011	0,44	0,26	1,58	18,18	19,88	4,93
Max	0,23	0,39	0,56	0,073	4,58	0,620	0,021	0,050	0,63	0,65	5,09	32,86	40,12	9,18
Аргиллиты														
Me	0,24	0,37	0,23	0,069	5,51	0,409	0,012	0,028	0,42	0,45	0,85	48,34	61,63	2,52
Min	0,22	0,33	0,21	0,064	5,25	0,406	0,009	0,023	0,42	0,37	0,67	45,04	56,43	2,23
Max	0,26	0,42	0,24	0,074	5,77	0,413	0,014	0,033	0,43	0,53	1,03	51,64	66,83	2,80

Примечания. Модули: АМ – алюмокремниевый, ГМ – гидролизатный, ФМ – фемический, ТМ – титановый, ОЩ – общей щелочности, КМ – калиевый, НМ – натриевый, ЩМ – щелочной, ОНЩ – общей нормативной щелочности, ЖМ – железный, ПМ – плагиоклазовый; СИА (Chemical Index of Alteration) – индекс химического выветривания, СИВ (Chemical Index of Weathering) – химический индекс выветривания, ИСВ (Index of Composition Variation) – индекс изменения состава. Me – медианное, Min – минимальное, Max – максимальное значения.

ходящиеся в интервале 0,22...0,35. Наконец, при АМ > 0,35 мы имеем дело с породами, испытавшими значительное влияние процессов гидролиза, т. е. сформированными за счет разрушения кор выветривания [13].

Для образцов исследуемых *песчаников* значения АМ изменяются от 0,01 до 0,11 (в среднем 0,07), т. е. это существенно кварцевые, мономиктовые или кварцитовидные олигомиктовые песчаники. Причем величина этого модуля, как правило, обратно пропорциональна содержанию SiO₂ в породах. Наиболее высокие содержания SiO₂ от 61,3 до 93,6 % характеризуются соответственно значениями АМ от 0,11 до 0,01. *Алевролиты* характеризуются значениями 0,10...0,23, но преимущественно 0,13...0,18 (0,17). Для выделенных согласно литолого-петрографическим наблюдениям *алевроаргиллитов* и *аргиллитов* значения АМ составляют 0,22...0,26 (0,24) (см. табл. 1).

Гидролизатный модуль (ГМ) представляет собой отношение $Al_2O_3 + TiO_2 + FeO + Fe_2O_3 + MnO/SiO_2$ [11]. *Мономиктовые кварцевые песчаники* (ГМ < 0,10), выделенные по данным АМ, также характеризуются значениями ГМ от 0,01 до 0,11. Значения ГМ для *олигомиктовых кварцевых песчаников* (ГМ = 0,10...0,20) изменяются от 0,13 до 0,19 (0,10). Для *алевролитов* (ГМ = 0,20...0,30) показания составляют 0,21...0,39 (0,27), последняя величина обусловлена высоким содержанием глинистого цемента. *Аргиллиты* и *алевроаргиллиты* (ГМ = 0,30...0,50) характеризуются значениями 0,33...0,42 (0,37) (см. табл. 1).

Таким образом, низкие значения АМ и ГМ в песчаниках и алевролитах и их прямая корреляция (рис. 8, а) предполагают поступление во время формирования этих осадков в значительной степени зрелого в петрохимическом отношении терригенного материала кварцевого и полевошпатово-кварцевого состава.

Максимальные значения титанового модуля (ТМ = TiO_2/Al_2O_3) у *кварцевых песчаников* достигают 0,126 (0,089). *Алевролиты* характеризуются значениями 0,054...0,073 (0,063), *аргиллиты* и *алевроаргиллиты* – 0,064...0,074 (0,069) (см. табл. 1). Повышенные значения ТМ до 0,1...0,126, наблюдаемые в исследуемых песчаниках, характерны для зрелых осадочных пород, таких как хорошо отсортированные кварцевые песчаники, и свидетельствуют о формировании терригенных пород в зоне с максимальной подвижностью среды осадконакопления или в прибрежной зоне и аридном климате. На диаграмме в координатах ТМ–TiO₂ почти все фигуративные точки попадают в область кварцевых песчаников (рис. 8, б). Столь высокая зрелость псаммитов вероятно обусловлена литогенной природой песчаников, т. е. длительным переотложением материала после разрушения терригенных осадочных существенно кварцевых или метаморфизованных осадочных пород (кварцитов) и динамической сортировкой материала. На модульной диаграмме ГМ–ТМ литогенные песчаники обнаруживают отчетливую негативную корреляцию названных параметров (рис. 8, в).

Были проанализированы также значения калиевого модуля (КМ = K_2O/Al_2O_3). Установлено, что *кварцевые* и *олигомиктовые песчаники* имеют значения КМ – 0,483...0,679 (0,59), *алевролиты* – 0,415...0,620 (0,503), *аргиллиты* и *алевроаргиллиты* – 0,406...0,413 (0,409) (см. табл. 1). Калиевый модуль несёт в себе важную генетическую информацию о распределении калия и алюминия среди породообразующих минералов. Значения КМ позволили уточнить состав глинистой фазы как в собственно глинистых породах, так и в алевролитах и песчаниках, где глинистое вещество присутствует не только в качестве существенной породообразующей составляющей (алевролиты), но и в составе цемен-

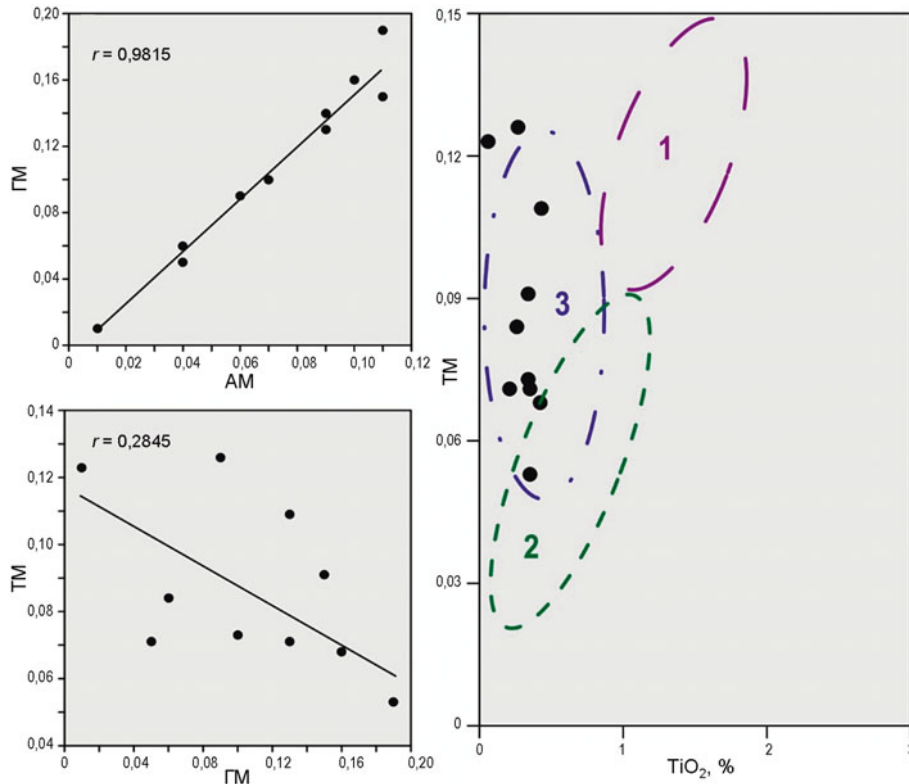


Рис. 8. Модульные диаграммы, характеризующие вещественный состав и генетические особенности песчаников.

Прямая корреляция АМ и ГМ модулей и высокие значения ТМ характерны для зрелых кварцевых песчаников; негативная корреляция на диаграмме значений ГМ–ТМ модулей свидетельствует о литогенной природе обломочного материала. На диаграмме ТМ– TiO_2 поля: 1 – граувакков; 2 – аркозов; 3 – кварцевых песчаников

та. Значения КМ для глинистых пород наиболее минимальны (от 0,406 до 0,413) и демонстрируют, что в глинистой фазе преобладают гидрослюды в небольшой смеси с полевыми шпатами; в алевролитах и песчаниках минимальные (0,415 и 0,483) и максимальные (0,619 и 0,679) значения модуля несколько повышаются, что обусловлено как влиянием глинистого цемента, так и наличием зерен обломочного ортоклаза, для которого калиевый модуль равен 0,91. При этом в алевролитах минимальные величины модуля незначительно превышают данные, полученные для глинистых пород. Комплексирование оптико-, электронно-микроскопического, рентгенофазового и силикатного методов анализа подтвердили присутствие в изученных породах преимущественно гидрослюдистого, а также монтмориллонитового состава сложно определяемой глинистой составляющей.

Расчеты натриевого модуля ($НМ = Na_2O/Al_2O_3$) показали следующее: *кварцевые и олигомиктовые песчаники* (собственно кремнистые породы) характеризуются значениями 0,01...0,106 (в среднем, 0,029), *алевролиты* – 0,006...0,021 (0,013), *аргиллиты и алевроаргиллиты* – 0,009...0,014 (0,012) (см. табл. 1). Значения НМ отражают степень зрелости поступающего в бассейн седиментации обломочного материала, они тем меньше, чем меньше плагиоклазов поступило в область осадконакопления из питающей провинции. В существ-

венно кварцевых породах НМ изменяется от 0,010 до 0,050, тогда как в исследуемых кварцевых и олигомиктовых песчаниках его значения колеблются от 0,010 до 0,030, в одном образце кварцевого мономиктового песчанника достигая 0,106. Среди алевролитов и аргиллитов по показаниям НМ выделяются собственно гидрозлитатные отложения (или продукты выветривания) со значениями меньше 0,010, а именно 0,006...0,009. При этом НМ выступает в определенной мере показателем типа климата, доминирующего в областях размыва (палеоводосборах).

Модуль общей нормативной щелочности ($ОНЩ = (Na_2O + K_2O)/Al_2O_3$), как и собственно щелочной модуль ($ЩМ = Na_2O/K_2O$), дополняют натриевый и калиевый модули, представляя их сумму [11]. Сущность модуля ОНЩ заключается в определении присутствия стандартной смеси гидрослюды и полевых шпатов и интерпретации отклонений в ту или иную сторону [12]. В выделенных литотипах значения ОНЩ составляют: *в песчаниках* – 0,51...0,74 (0,62); *в алевролитах* – 0,44...0,63 (0,52); *в аргиллитах и алевроаргиллитах* – 0,42...0,43 (0,42) (см. табл. 1). В исследуемых терригенных породах значения модуля ОНЩ изменяются от 0,42 до 0,74, что позволяет отнести их к классу преимущественно повышенно-щелочных, а также высокощелочных пород. При этом наиболее высокие значения (0,51...0,74) характерны для песчаников, более низкие значения, но

в пределах выделенного повышенно-щелочного класса, присущи алевролитам (0,44...0,63) и в особенности аржиллитам (0,42...0,43). Эти данные могут свидетельствовать о двух важных составляющих вещественного состава пород:

– присутствию в их составе низкоглиноземистых силикатов и прежде всего железистых гидрослюдов (Феллит) в смеси с полевыми шпатами и наличии обломков щелочных полевых шпатов в породах (ортоклаза и микроклина);

– вторым следствием высоких значений модуля ОНЦ может являться примесь вулканогенного материала основного состава.

Железный модуль (ЖМ) определяется как отношение $FeO + Fe_2O_3 + MnO / Al_2O_3 + TiO_2$ [11]. Для изученных кварцевых мономиктовых и олигомиктовых песчаников определены значения ЖМ = 0,24...0,63 (в среднем 0,33), для алевролитов – 0,26...0,65 (0,50), для аржиллитов – 0,37...0,53 (0,45) (см. табл. 1). Данный модуль даёт дополнительную информацию о составе тонкозернистого и пелитового веществ в составе пород по соотношению глиноземистых и железистых компонентов. Исследуемые терригенные отложения по величине железного модуля относятся преимущественно к классу нормально-железистых со значениями ЖМ = 0,24...0,53, а также к классу повышенно-железистых со значениями ЖМ от 0,63 до 0,65. Высокие показатели ЖМ характерны для красноцветных песчаников и алевролитов с глинисто-железистым цементом, что связано, вероятно, с первичной железистостью пелитового вещества, так как значения ЖМ больше 0,60 характеризуют железистый состав пелитов, а менее 0,20 – глиноземистый состав. Исследуемые глинистые породы со значениями модуля от 0,37 до 0,53 относятся к классу нормально-железистых, но дисперсные окислы железа (гётит и гематит) в их составе также присутствуют.

Подсчеты значений плагиоклазового модуля ($PM = (CaO + Na_2O) / K_2O$) показали, что в песчаниках значения ПМ изменяются от 1,92 до 13,16 (в среднем 5,94), в алевролитах они составляют 1,58...5,09 (2,83), в аржиллитах – 0,67...1,03 (0,85) (см. табл. 1). Повышение значений этого модуля обусловлено присутствием в составе цемента карбонатной составляющей или наложенной доломитизации в связи с тем, что в карбонатных осадках высокие содержания оксида кальция и низкие – калия определяют высокие значения ПМ модуля. Там, где преобладает глинисто-железистая или кварцевая компонента, его значения более занижены, что характерно, в частности, для глинистых пород с низкими значениями модуля. Так, значения ПМ в изучаемых глинистых породах достигают 1,03, а в доломитах – до 50 и выше.

В качестве одного из важных показателей климата в области размыва и степени выветривания пород были использованы индексы химического выветривания, в частности, показатель Несбитта–Янга CIA – Chemical Index of Alteration ($CIA = 100 \cdot Al_2O_3 / (Al_2O_3 + CaO + K_2O + Na_2O)$) [15]. Кварцевые песчаники характеризуются значениями CIA – 6,26...31,14 (15,87), алевроли-

ты – 18,18...32,86 (26,09), аржиллиты и алевроаржиллиты – 45,04...51,64 (48,34) (см. табл. 1). В большинстве образцов кварцевых песчаников значения индекса химического выветривания невысоки и составляют от 6,26 до 18,5. Значения индекса напрямую коррелируют с содержанием в породе глинистой примеси; более высокие значения индекса приурочены к разностям песчаников с глинисто-железистым цементом и алевролитов, которые также характеризуются более высокими значениями железного модуля. Наиболее высокие величины индекса CIA, в среднем 48,3, характерны для глинистых пород.

Были также определены значения химического индекса выветривания CIW – Chemical Index of Weathering ($CIW = 100 \cdot Al_2O_3 / (Al_2O_3 + CaO + Na_2O)$), предложенного Л. Арнуа [16]. Установлено, что для кварцевых песчаников они составляют 6,52...37,22 (18,05), алевролитов – 19,88...40,12 (30,80), аржиллитов и алевроаржиллитов – 56,43...66,83 (61,63) (см. табл. 1). Рассчитанные для глинистых пород значения индекса CIW близки к значениям индекса CIA и характерны для гидрослюдистых глин. Значения индекса CIW возрастают с увеличением степени выветрелости материала палеоводосборов. Интенсивность химического выветривания в области размыва напрямую коррелирует с палеоклиматом. Для осадочных образований гумидных климатических обстановок характерным продуктом разложения пород является каолинит. В аридных и гляциальных обстановках преобладают гидрослюды и монтмориллонит. Каолинитовые глины характеризуются индексом CIA до 100 ед., гидрослюдистые от 50 до 70. В исследуемых аржиллитах величина индекса CIW составляет в среднем – 61,6. Наиболее высокие значения индексов CIA и CIW приурочены к нескольким изученным образцам алевролитов и аржиллитов, отнесенным, согласно значениям НМ, к типу гидролизатных отложений.

Вариации индекса изменения состава ICV – Index of Composition Variation ($ICV = (Fe_2O_3 + K_2O + Na_2O + CaO + MgO + TiO_2) / Al_2O_3$), введенного Р. Коксом [17], для изученных пород составили: для песчаников – 5,0...33,70 (13,19), алевролитов – 4,93...9,18 (6,68), аржиллитов – 2,23...2,80 (2,52) (см. табл. 1). Согласно расчетам индекса ICV, отражающего, как и два предыдущих индекса, степень зрелости поступающей в область седиментации тонкой силикокластики, исследуемые глинистые породы имеют значения ICV более 1, что характерно для незрелых глинистых пород. Эти данные подкрепляют значения КМ, превышающие 0,3, а также ГМ меньше 0,50.

В целом, даже для глинистых пород, значения индексов CIA и ICW составляют около 50 (изменяясь от 45,0 до 66,83), а ICV – более 1, что в совокупности с другими литохимическими индикаторами характеризует породы, не претерпевшие интенсивного химического выветривания на палеоводосборах, характерного для областей с влажным гумидным климатом.

Таким образом, палеоклимат областей размыва или палеоклимат на палеоводосборах был семиаридным, с

наличием резко выраженных сухих и влажных сезонов, т. е. когда влажные зимы чередуются с сухим летом, в условиях которых формируются красноцветы. Литологические индикаторы для отложений кунтыкахинской свиты (O_2kn) свидетельствуют об аналогичном (аридном) типе климата в области бассейна седиментации или конечного водоема стока. Но так как известно, что кварцевые песчаники (со значениями АМ и ГМ < 0,1) являются продуктом далеко зашедших процессов химического преобразования пород на палеоводосборах, то можно сделать вывод о том, что высокая структурная зрелость песчаных и алевритовых пород есть результат многократного переотложения обломочного материала.

Для осадочных отложений гумидных климатических обстановок характерен вынос кальция, натрия и калия из полевых шпатов, что ведет к разрушению последних, поэтому содержания оксидов кальция, натрия и калия минимальны в составе каолинистых глин, а полевые шпаты в составе обломочного каркаса имеют подчиненное значение или представлены сильноизмененными зернами. Вынос из полевых шпатов кальция, натрия и калия ведет к увеличению соотношения алюминия и щелочей в продуктах выветривания, чем обусловлено повышенное содержание оксида алюминия в каолинистых глинах, характерных продуктах химического выветривания.

В аридных обстановках в область аккумуляции, наоборот, поступает тонкозернистый, слабо переработанный процессами выветривания на палеоводосборах материал. Представлен он, в основном, глинистым минералами с меньшими и относительно небольшими содержаниями алюминия, что характерно для гидрослюдистых, монтмориллонитовых глин, и большим количеством слабоизмененных полевых шпатов. В глинистых породах преобладает смесь гидрослюд и полевых шпатов, чем обусловлены более высокие значения оксидов кальция, натрия и в особенности калия, а также железа. Однако длительное переотложение (рециклинг) способствует обогащению кластических осадков химически и механически зрелыми компонентами: для песчаников и алевролитов это кварц, для глинистых пород – иллит.

Фациальные индикаторы отложений. На фациальные условия накопления осадочных образований указывает ряд отношений петрогенных элементов и элементов-примесей: Ti/Zr, Fe/Mn, Sr/Ba, V/Cr [13]. Вспомогательными параметрами выступают соотно-

шение форм железа и содержание рассеянного органического вещества в породах (табл. 2).

Для оценки дальности переноса терригенного материала использовано отношение Ti/Zr [12, 13]. Данное отношение отражает лучшую сохранность цирконов по сравнению с Ti-содержащими минералами при длительной транспортировке или многократном переотложении кластики. В исследованных образцах олигомиктовых и мономиктовых песчаников значения индикатора невысокие и варьируются от 5,80 до 10,38 (см. табл. 2), что предполагает многократное переотложение обломочного материала (second cycle rocks) или длительную транспортировку. Вышеуказанным образцам свойственны также и повышенные значения ГМ (0,11...0,126), характерные для структурно зрелых, сформированных в несколько циклов седиментации, литогенных песчаников.

Отношение Fe/Mn, является индикатором положения осадков на батиметрическом профиле бассейна. Значения настоящего отношения в осадочных породах уменьшаются с увеличением глубины бассейна и с переходом от шельфовых фаций к пелагическим, что обусловлено поглощением осадочными образованиями Mn из морской воды, более активно проявленном в глубоководных условиях, и выпадением основной массы железа в прибрежно-морских обстановках [12, 13]. Из изложенного следует, что возрастание величины отношения Fe/Mn более 160 ед. указывает на обмеление бассейна. Согласно отношению Fe/Mn от 238 до 254,6 (см. табл. 2), рассматриваемые породы относятся к прибрежно-морским фациям с доминированием терригенного материала и преобладанием песчаных и алевритистых доломитов в составе карбонатных пород.

Для реконструкции палеосолёности палеобассейна рассчитано отношение Sr/Ba. Барий и стронций до попадания в морские водоёмы мигрируют совместно. В прибрежных водах Ba связывается с сульфат-ионом SO_4^{2-} и раньше выпадает в осадок. Стронций не осаждается в прибрежной части бассейна и мигрирует в его более удаленные части. Он связывается с сульфат-ионом и образует минерал целестин, кристаллизующийся при высокой солёности вод [13, 14].

Для терригенных отложений кунтыкахинской свиты (O_2kn) полученные отношения Sr/Ba > 1 и изменяются от 1,17 до 4,01 (см. табл. 2). Это позволяет предполагать, что исследуемые отложения формировались в морских водах преимущественно повышенной солёности. Характерна прямая корреляция с литолого-минерало-

Таблица 2

Геохимические (фациальные) индикаторы отложений

Стратиграфические подразделения	Фациальные индикаторы						
	Ti/Zr*	Fe/Mn*	Sr/Ba	V/Cr	Fe ₂ O ₃ , %	FeO, %	C _{орг.} , %
Кунтыкахинская свита	5,80...10,38	238..254,6	1,17...4,01	0,52...0,97	3	1,4	0,03...0,62
Мойеронская свита	–	–	1,09...3,68	1,23...1,76	0,46	1,46	0,5...1,45

* Индикаторы используются для характеристики терригенных отложений.

гическими индикаторами палеосолености, где увеличение значений отношения Sr/Ba увязывается с наличием в породах гипса, ангидрита и доломита.

Для карбонатных пород в составе кунтыкахинской свиты, представленных доломитами, нередко с различной примесью глинистого и обломочного кварцевого материала, значения отношения Sr/Ba превышают единицу и изменяются от 1,12 до 3,32. В тех карбонатных породах, где присутствует терригенная примесь, фиксируется снижение значений отношения Sr/Ba до 0,38...0,97, что свидетельствует о некотором опреснении бассейна седиментации при формировании этих пород.

С целью реконструкции окислительно-восстановительных обстановок в бассейне использовано отношение V/Cr. Согласно В. Эрнсту [18], который ввел данное отношение, в окислительных обстановках значения этого индекса составляют менее 1, в восстановительных – превышают 1. Согласно значениям $V/Cr = 0,52..0,97$ установлено (см. табл. 2), что при накоплении терригенных отложений кунтыкахинской свиты (O_2kn) обстановки были преимущественно окислительные и вскрытые отложения формировались в хорошо аэрируемом бассейне. Об этом также свидетельствует преобладание окисных форм железа над закисными и малые количества $C_{орг.}$, составляющие 0,03...0,62 % (в среднем 0,29 %) (см. табл. 2).

В глинисто-карбонатных породах мойеронской свиты (O_2mr) отношения V/Cr больше единицы и колеблются преимущественно в пределах 1,23...1,76 (см. табл. 2). Серая окраска пород, преобладание закисных форм железа над окисными, наличие фрамбоидального пирита, включений органического вещества при концентрации $C_{орг.}$ 0,5...1,46 % (в среднем 1,1 %) (см. табл. 2) дают основание полагать, что геохимическая обстановка при накоплении отложений была слабовосстановительной.

Характеристика распределения РЗЭ. При интерпретации геохимических данных важны формы кривых содержаний РЗЭ, нормированных на их содержание в хондритах (спектры РЗЭ), которые в осадочных породах имеют, как правило, положительный или отрицательный наклон [13]. В исследуемых образцах терригенных пород кривые имеют отрицательный наклон вследствие преобладания легких и обеднения тяжелыми РЗЭ по сравнению с хондритом, так как установлено, что с ростом примеси бескарбонатного вещества наблюдается увеличение содержаний легких РЗЭ [12].

Напротив, с уменьшением количества примеси обломочного материала в составе пород уменьшается содержание легких и увеличивается содержание тяжелых РЗЭ, отражая усиливающееся влияние морской воды в качестве источника РЗЭ. Прослой более чистых карбонатных пород в составе мойеронской свиты (O_2mr) содержат наименьшее количество РЗЭ, для которых отрицательная цериевая аномалия является характеристикой мелководности бассейна осадконакопления. В противоположность этому положительная цериевая аномалия характерна для хемоорганогенных отложений, относящихся к дистальным частям бассейна, где

отлагается материал, испытавший длительный контакт с морской водой [12].

Заключение

Кунтыкахинская свита сложена пестроцветными кварцевыми песчаниками, алевролитами с прослоями гидрослюдистых аргиллитов, а также доломитами, в том числе строматолитовыми, с примесью обломочного кварцевого материала. В терригенных породах развиты цементы сложного, полиминерального состава. Они образованы карбонатами, сульфатами кальция, кварцем, глинистыми минералами (иллитом, монтмориллонитом) и глинисто-железистыми агрегатами.

На основе результатов литолого-петрографических исследований и анализа геохимических данных выявлен комплекс признаков, характерных для данной свиты, а именно: существенно кварцевый состав песчаников и алевролитов, преобладание в составе глинистой фракции железистых гидрослюд и монтмориллонита, незначительное содержание валового органического вещества (о чем свидетельствуют низкие значения его аналитического показателя – $C_{орг.}$) и отсутствие фаунистических остатков, присутствие трехвалентного железа в виде дисперсного гематита и окрашенных им красноцветных пород (преобладание окисных форм железа над закисными), наличие в породах гипса, ангидрита и доломита в ассоциации со строматолитами, характерных для бассейнов с жарким семиаридным климатом.

Расчет литохимических модулей позволил установить, что кварцевые псаммиты сложены зрелым рециклизованным материалом осадочных или метаморфических пород (second cycle rocks) и сформированы в зоне с высокой подвижностью среды осадконакопления. В бассейне седиментации преобладали прибрежно-морские (литоральные) обстановки, геохимическая обстановка была окислительной. Соленость вод периодически настолько повышалась, что начинали формироваться сульфаты кальция (гипс), бария (барит), стронция (целестин), а встречающиеся кубические кристаллы каменной соли на отдельных поверхностях наслоения свидетельствуют о том, что в осадок выпадали и хлориды.

Установлена последовательность вторичных преобразований песчаников: уплотнение – регенерация – карбонатизация и сульфатизация – выщелачивание. Уплотнение псаммитов, формирование регенерационного кварца, последующие карбонатизация и сульфатизация привели к заполнению, но не полной ликвидации межзерновых пор. Последние были в дальнейшем увеличены за счет частичного растворения сульфатно-карбонатного цемента, о чем свидетельствуют повышенные фильтрационно-емкостные параметры песчаников (коллекторы III-IV классов), выделяющихся в интервалах 953,9...963,9 и 952...925 м. Перекрывающие их сульфатонесные доломиты с прослоями аргиллитов и алевроаргиллитов верхней части кунтыкахинской свиты и слабглинистые доломиты мойеронской свиты общей

толщиной 30...35 м могут быть перспективны в качестве флюидоупоров.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Перспективы выявления ресурсов нефти и газа в Тунгусской синеклизе / А.Э. Конторович, И.Г. Левченко, Н.В. Мельников [и др.] // Советская геология. – 1976. – № 3. – С. 11–22.
2. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 5. Тунгусский бассейн / А.Э. Конторович, В.С. Старосельцев, В.С. Сурков [и др.]. – Новосибирск, 1994. – 91 с.
3. Региональная стратиграфическая схема ордовикских отложений Сибирской платформы (новая версия) / А.В. Каныгин, А.Г. Ядренкина, А.В. Тимохин [и др.] // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2016. – № 5. – С. 4–57. – DOI: 10.20403/2078-0575-2016-5s-4-57
4. Марков Е.П. Ордовик и ранний силур юго-запада Тунгусской синеклизы. – Л.: Недра, 1970. – 144 с.
5. Прогноз нефтегазогеологических параметров палеозойских отложений севера Тунгусской синеклизы / Т.А. Дивина, В.С. Старосельцев, В.Ю. Тезиков [и др.] // Результаты работ по Межведомственной региональной научной программе "Поиск" за 1994 г. – 1996. – Ч. 2. – С. 113–115.
6. Тектоническая карта венд-нижнепалеозойского структурного яруса Лено-Тунгусской провинции Сибирской платформы / А.Э. Конторович, С.Ю. Беляев, А.А. Конторович [и др.] // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 8. – С. 851–862.
7. Старосельцев В.С., Дивина Т.А. Нефтегазоносность ордовикско-девонских отложений севера Курейской синеклизы // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1165–1171.
8. Ордовик и силур Ледянской площади по данным бурения / Т.А. Дивина, В.С. Старосельцев, Т.В. Лопушинская, А.Г. Ядренкина // Геология и геофизика. – 1992. – № 3. – С. 19–27.
9. Литология, органическая геохимия и перспективы нефтегазоносности северных районов Курейской синеклизы / И.В. Вараксина, И.Д. Тимошина, А.Э. Конторович, И.В. Тумашов // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58 – № 3-4. – С. 572–585.
10. Юдович Я.Э. Региональная геохимия осадочных толщ. – Л.: Наука, 1981. – 276 с.
11. Юдович Я.Э., Кетрис М.П. Основы литохимии. – СПб.: Наука, 2000. – 479 с.
12. Интерпретация геохимических данных / Е.В. Скляр, Д.П. Гладкочуб, Т.В. Донская [и др.]. – М.: Интернет Инжиниринг, 2001. – 288 с.
13. Маслов А.В. Осадочные породы: методы изучения и интерпретации полученных данных: учеб. пособие. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2005. – 289 с.
14. Юдович Я.Э., Кетрис М.П. Геохимические индикаторы литогенеза (литологическая геохимия). – Сыктывкар: Геопринт, 2011. – 742 с.
15. Nesbitt H.W., Young G.M. Early Proterozoic climates and plate motions inferred from major element chemistry of lutites // Nature. – 1982. – Vol. 299. – № 5885. – Pp. 715–717. – DOI: 10.1038/299715a0
16. Harnois L. The CIW index: a new chemical index of weathering // Sedimentary Geology. – 1988. – Vol. 55. – № 3-4. – Pp. 319–322. – DOI: 10.1016/0037-0738(88)90137-6
17. Cox R., Lowe D.R., Cullers R.L. The influence of sediment recycling and basement composition on evolution of mudrock chemistry in southwestern United States // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1995. – Vol. 59. – № 14. – Pp. 2919–2940. – DOI: 10.1016/0016-7037(95)00185-9
18. Эрнст В. Геохимический анализ фацций. – Л.: Недра, 1976. – 127 с.
19. Тейлор С.Р., МакЛеннан С.М. Континентальная кора: ее состав и эволюция. – М.: Мир, 1988. – 384 с.

REFERENCES

1. Perspektivy vyvayleniya resursov nefiti i gaza v Tungusskoy sineklize / A.E. Kontorovich, I.G. Levchenko, N.V. Mel'nikov [i dr.] // Sovetskaya geologiya. – 1976. – № 3. – S. 11–22.
2. Neftegazonosnye basseyny i regiony Sibiri. Vyp. 5. Tungusskiy basseyn / A.E. Kontorovich, V.S. Starosel'tsev, V.S. Surkov [i dr.]. – Novosibirsk, 1994. – 91 s.
3. Regional'naya stratigraficheskaya skhema ordovikskikh otlozheniy Sibirskoy platformy (novaya versiya) / A.V. Kanygin, A.G. Yadrenkina, A.V. Timokhin [i dr.] // Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri. – 2016. – № 5. – S. 4–57. – DOI: 10.20403/2078-0575-2016-5s-4-57
4. Markov E.P. Ordovik i ranniy silur yugo-zapada Tungusskoy sineklizy. – L.: Nedra, 1970. – 144 s.
5. Prognoz neftegazogeologicheskikh parametrov paleozoyskikh otlozheniy severa Tungusskoy sineklizy / T.A. Divina, V.S. Starosel'tsev, V.Yu. Tezikov [i dr.] // Rezul'taty rabot po Mezhdvedomstvennoy regional'noy nauchnoy programme "Poisk" za 1994 g. – 1996. – Ch. 2. – S. 113–115.
6. Tektonicheskaya karta vend-nizhnepaleozoyskogo strukturnogo yarusy Leno-Tungusskoy provintsii Sibirskoy platformy / A.E. Kontorovich, S.Yu. Belyaev, A.A. Kontorovich [i dr.] // Geologiya i geofizika. – 2009. – T. 50. – № 8. – S. 851–862.
7. Starosel'tsev V.S., Divina T.A. Neftegazonosnost' ordovikskodevonskikh otlozheniy severa Kureyskoy sineklizy // Geologiya i geofizika. – 2011. – T. 52. – № 8. – S. 1165–1171.
8. Ordovik i silur Ledyanskoy ploshchadi po dannym bureniya / T.A. Divina, V.S. Starosel'tsev, T.V. Lopushinskaya, A.G. Yadrenkina // Geologiya i geofizika. – 1992. – № 3. – S. 19–27.
9. Litologiya, organicheskaya geokhimiya i perspektivy neftegazonosnosti severnykh rayonov Kureyskoy sineklizy / I.V. Varakchina, I.D. Timoshina, A.E. Kontorovich, I.V. Tumashov // Geologiya i geofizika. – 2017. – T. 58 – № 3-4. – S. 572–585.
10. Yudovich Ya.E. Regional'naya geokhimiya osadochnykh tolshch. – L.: Nauka, 1981. – 276 s.
11. Yudovich Ya.E., Ketris M.P. Osnovy litokhimii. – SPb.: Nauka, 2000. – 479 s.
12. Interpretatsiya geokhimicheskikh dannyykh / E.V. Sklyarov, D.P. Gladkochub, T.V. Donskaya [i dr.]. – M.: Internet Inzhiniring, 2001. – 288 s.
13. Maslov A.V. Osadochnye porody: metody izucheniya i interpretatsii poluchennykh dannyykh: ucheb. posobie. – Ekaterinburg: Izd-vo UGGU, 2005. – 289 s.
14. Yudovich Ya.E., Ketris M.P. Geokhimicheskie indikatory litogenezha (litologicheskaya geokhimiya). – Syktyvkar: Geoprint, 2011. – 742 s.
15. Nesbitt H.W., Young G.M. Early Proterozoic climates and plate motions inferred from major element chemistry of lutites

// Nature. – 1982. – Vol. 299. – № 5885. – Pp. 715–717. – DOI: 10.1038/299715a0

16. Harnois L. The CIW index: a new chemical index of weathering // Sedimentary Geology. – 1988. – Vol. 55. – № 3-4. – Pp. 319–322. – DOI: 10.1016/0037-0738(88)90137-6

17. Cox R., Lowe D.R., Cullers R.L. The influence of sediment recycling and basement composition on evolution of mudrock

chemistry in southwestern United States // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1995. – Vol. 59. – № 14. – Pp. 2919–2940. – DOI: 10.1016/0016-7037(95)00185-9

18. Ernst V. Geokhimicheskij analiz fatsiy. – L.: Nedra, 1976. – 127 s.

19. Teylor S.R., MakLennan S.M. Kontinental'naya kora: ee sostav i evolyutsiya. – M.: Mir, 1988. – 384 s.

Информация об авторе

Андрей Андреевич Рясной
A.Ryasnoy@yandex.ru

Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. А.П. Карпинского
Санкт-Петербург, Россия

Information about the author

Andrey A. Ryasnoy
A.Ryasnoy@yandex.ru

A.P. Karpinsky Russian Geological Research Institute
St. Petersburg, Russia



МОСКОВСКИЕ
НЕФТЕГАЗОВЫЕ
КОНФЕРЕНЦИИ

**ВСТРЕЧИ ЗАКАЗЧИКОВ И ПОДРЯДЧИКОВ
ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА**
НОВЫЕ ВСТРЕЧИ – НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ!

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental



**29 СЕНТЯБРЯ
2022**

НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Модернизация производств для переработки нефти и газа

Вопросы модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, проблемы взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами, стандарты и требования безопасности. Награждение лучших производителей оборудования для нефтегазопереработки. Презентация настенной карты инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе



**27 ОКТЯБРЯ
2022**

НЕФТЕГАЗСЕРВИС

Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками – нефтегазовыми компаниями. Награждение лучших нефтесервисных компаний. Презентация настенной карты инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе



**28 ОКТЯБРЯ
2022**

НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ

Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками оборудования выступают «Газпром нефть», «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «Газпром флот» и другие крупные компании. В условиях введения экономических санкций необходимо освоить производство жизненно важного оборудования, в первую очередь запасных частей. Награждение лучших компаний, способных поставлять продукцию/услуги для шельфа. Презентация настенной карты инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе

Телефоны: +7 (495) 514-44-68, 514-58-56; n-g-k.ru

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Научная статья

УДК 622.276.031:532.5:550.832.3

DOI: 10.33285/2413-5011-2022-6(366)-35-40

ПОДХОД К ГИДРОДИНАМИЧЕСКОМУ МОДЕЛИРОВАНИЮ ПРОЦЕССА ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ПОД ДЕЙСТВИЕМ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РАСТВОРИТЕЛЕЙ И ТЕМПЕРАТУРЫ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ВЕРХНЕЮРСКОЙ ФОРМАЦИИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ (С ОПОРОЙ НА РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ЭКСПЕРИМЕНТОВ НА КЕРНЕ). ЧАСТЬ 1. ФОРМИРОВАНИЕ НЕОБХОДИМЫХ ДАННЫХ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Д.А. Метт, Т.Н. Николаева
(ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг")

Аннотация. Для нефтематеринских верхнеюрских отложений, которые сейчас начинают разрабатываться с помощью бурения горизонтальных скважин, актуальным и перспективным направлением является поиск технологии вовлечения в разработку практически низкопроницаемых керогеносодержащих пород. Последние доминируют в разрезе верхнеюрских отложений, содержащем также и естественные коллекторы. Проблематика разработки новой технологии обширна. Одним из наиболее экологичных способов ее решения является проведение на керне экспериментов, моделирующих воздействие на породу в условиях, близких к пластовым, с последующим моделированием наблюдаемых процессов в гидродинамическом симуляторе. Такой подход позволит оценить потенциальный эффект от воздействия, его реализации посвящена данная статья.

На основе анализа результатов специальных экспериментов на керне предложена схема моделирования процесса крекинга керогена под действием температур с применением углеводородных растворителей. Рассмотрены этапы создания гидродинамической модели в ПО CMG STARS с учетом экспериментальных данных. Материал столь обширный, что авторам приходится представлять его в нескольких последовательных публикациях. В первой части описан начальный этап исследований: формирование блока фактических данных для моделирования, среди которых важную роль играют результаты экспериментов на керне. На основании полученных экспериментальных данных впервые определены оптимальные условия реализации технологии закачки углеводородного растворителя в верхнеюрские отложения с применением теплоносителя.

Следующие публикации будут описывать создание условной гидродинамической модели (ГДМ) проведенного на керне эксперимента, включающей PVT-модель с выбранными компонентами и определение зависимости вовлечения недраенируемой части разреза от температуры. А также представлять этапы создания и адаптации модели химических превращений (МХП) для низкопроницаемой части разреза и пород-коллекторов.

Предлагаемый авторами подход позволит создать гидродинамическую модель, которая учитывает особенности нефтематеринской породы и отражает фактические экспериментальные данные для двух типов пород (проницаемой и непроницаемой в пластовых условиях), и позволяет провести расчеты эффективности закачки углеводородного растворителя с нагревом в верхнеюрские отложения с точки зрения увеличения нефтеотдачи.

Ключевые слова: моделирование, создание гидродинамической модели, лабораторные эксперименты на керне, кероген

Для цитирования: Метт Д.А., Николаева Т.Н. Подход к гидродинамическому моделированию процесса преобразования под действием углеводородных растворителей и температуры органического вещества верхнеюрской формации Западной Сибири (с опорой на результаты лабораторных экспериментов на керне). Часть 1. Формирование необходимых данных для моделирования // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 6(366). – С. 35–40. – DOI: 10.33285/2413-5011-2022-6(366)-35-40

Original article

AN APPROACH TO HYDRODYNAMIC MODELING OF THE TRANSFORMATION PROCESS UNDER THE ACTION OF HYDROCARBON SOLVENTS AND THE TEMPERATURE OF ORGANIC MATTER IN THE UPPER JURASSIC FORMATION OF THE WESTERN SIBERIA (BASED ON THE RESULTS OF LABORATORY EXPERIMENTS ON CORE SAMPLES). PART 1. FORMATION OF THE REQUIRED DATA FOR MODELING

D.A. Mett, T.N. Nikolaeva
(“LUKOIL-Engineering” LLC)

Abstract. For oil source Upper Jurassic deposits, which are now beginning to be developed by drilling horizontal wells, an urgent and promising trend is the search for a technology to involve almost low-permeable kerogen-bearing rocks in the development. The latter dominate in the Upper Jurassic section, which also contains natural reservoirs. The problem of developing a new technology is extensive. One of the most environmentally friendly ways to solve it is to conduct experiments on the core, simulating the impact on the rock

in conditions close to reservoir ones, followed by modeling the observed processes in a hydrodynamic simulator. This approach will allow assessing the potential effect of the impact. The present article is devoted to its implementation.

Based on the analysis of the results of special experiments on the core, a scheme for modeling the process of kerogen cracking under the influence of temperatures using hydrocarbon solvents is proposed. The stages of creating a hydrodynamic model in the CMG STARS software are considered, taking into account the experimental data. The material is so extensive that the authors of the article have to present it in several successive publications. The first part describes the initial stage of research: the formation of the factual data block for modeling, among which the results of core experiments play an important role. Based on the experimental data obtained, the optimal conditions for implementing the technology of a hydrocarbon solvent injection into the Upper Jurassic deposits using a coolant were determined for the first time.

The following publications will describe the creation of a conditional hydrodynamic model (HDM) of an experiment conducted on a core, including a *PVT* model with selected components and determining the dependence of the involvement of the non-drained part of the section on temperature as well as present the stages of creating and adapting a chemical transformation model (CTM) for the low-permeable part of the section and reservoir rocks.

The approach proposed by the authors of the article will allow creating a hydrodynamic model that takes into account the source rock features and reflects the actual experimental data for two types of rocks (permeable and impermeable in reservoir conditions) as well as calculates the efficiency of a hydrocarbon solvent injection with heating into the Upper Jurassic deposits from the point of view of oil recovery enhancement.

Keywords: modeling, creation of a hydrodynamic model, laboratory experiments on core, kerogen

For citation: [Mett D.A.], Nikolaeva T.N. An approach to hydrodynamic modeling of the transformation process under the action of hydrocarbon solvents and the temperature of organic matter in the Upper Jurassic formation of the Western Siberia (based on the results of laboratory experiments on core samples). Part 1. Formation of the required data for modeling // *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. – 2022. – № 6(366). – Pp. 35–40. – DOI: 10.33285/2413-5011-2022-6(366)-35-40

Снижение уровня добычи нефти из классических коллекторов и залежей, существенное повышение обводнённости продукции приводят к необходимости поиска рентабельных технологий разработки нефтематеринских формаций, в том числе верхнеюрских отложений Западной Сибири, особенностью которых является наличие большого объема органического вещества в скелете пород [3]. В последние десятилетия данная тематика находится на пике популярности. В ряде компаний отечественные технологии добычи нефти из верхнеюрских отложений с помощью скважин с горизонтальным окончанием и многосекционным гидроразрывом пласта (ГРП) уже прошли опытно-промышленные испытания. Традиционный способ их разработки – с помощью наклонно направленных скважин – также используется.

С 60-х гг. прошлого века верхнеюрские отложения активно изучались по керну и ГИС, в результате чего была накоплена обширная база данных по минерально-компонентному составу пород, составу содержащегося в них органического вещества и фильтрационно-емкостным свойствам пород. Данные исследования были направлены, в основном, на поиск коллекторов верхнеюрских пород, которые сформировались за геологическую историю преобразования толщи естественным путем и которые отдают нефть в скважины при воздействии на породы уже известными технологиями. Исследования показали, что в верхнеюрских отложениях коллекторы разбросаны по разрезу в виде тонких пропластков толщиной 0,5...3 м, протяженных и линзовидных. Коллекторы формируются преимущественно в породах с пониженной глинистостью и содержанием ОВ, сложенных вторично преобразованными радиоляритами и биогенными карбонатами, редко – фосфата-

ми. Ключевые литотипы верхнеюрских отложений описаны в статье В.Д. Немовой [3].

Однако во все времена исследователи понимали, что основные ресурсы углеводородов (УВ) верхнеюрской формации сосредоточены не в коллекторах, а в другом типе пород – низкопроницаемых углеродисто-глинисто-кремнистых, которые до настоящего времени нигде в мире не были вовлечены в промышленную разработку. Жидкие углеводороды таких пород удерживаются прочными сорбционными силами керогена, технологию их извлечения предстоит разработать.

Одним из направлений разработки данной технологии является анализ техноморфизма – изучения преобразований осадочных горных пород в пластовых условиях за счет техногенного воздействия [10], провести который можно в условиях лабораторных экспериментов с породами, оценив полученный от техногенного воздействия результат путем его моделирования в гидродинамическом симуляторе на трехмерной модели целевых отложений. Данный путь видится наиболее экологичным.

Обоснование подходов к проведению гидродинамического моделирования влияния на верхнеюрские отложения разных видов техногенного воздействия является целью настоящей публикации.

Этапы создания гидродинамической модели:

1. Выбор объекта воздействия (типа пород), постановка задачи (увеличение нефтеотдачи) и разработка лабораторных экспериментов, моделирующих воздействие на породы в условиях, приближенных к пластовым. Составление программы анализа пород до и после воздействия.

2. Проведение лабораторных экспериментов и анализ полученных результатов; выбор оптимального вида воздействия.

3. Создание гидродинамической модели (ГДМ).
4. Выбор зависимости вовлечения низкопроницаемых пород от температуры.
5. Настройка модели химических превращений для пород-коллекторов.
6. Настройка модели химических превращений для низкопроницаемых пород.

Лабораторные эксперименты

В последние годы началось активное изучение техноморфизма верхнеюрских отложений путем проведения специальных лабораторных экспериментов на породах в условиях, моделирующих пластовые [7–9]. В период 2018–2020 гг. ПАО "ЛУКОЙЛ" инициировало масштабный отбор и исследования керн данных пород, в частности для проведения специальных экспериментов на различных установках – трубе горения и в автоклавах [1, 2, 4].

Анализ результатов экспериментов на керне в условиях, моделирующих пластовые, и литературных данных позволил сделать следующие выводы:

– под действием повышенной (более 100 °С) температуры кероген разлагается на углеводороды (жидкие и газообразные) и непиролизуемый остаток (кокс), т. е. в породах после воздействия начинается образование дополнительной (синтетической) нефти [3];

– эксперимент в автоклаве позволил установить, что для миграции нефти из низкопроницаемой породы в коллектор необходимо создать каналы фильтрации и перепад давления.

Ключевым выводом всех проведенных ранее исследований является то, что без техногенного повышения температуры в верхнеюрских отложениях извлечение углеводородов из низкопроницаемых пород невозможно. Однако только нагрев пород также не способен увеличить их нефтеотдачу. В связи с чем была поставлена задача подбора растворяющего агента, который позволит создать проницаемость в исходно низкопроницаемых породах и извлечь выделившиеся при термическом воздействии жидкие УВ. Средние пластовые температуры в верхнеюрских отложениях составляют 95...110 °С. Различные дополнительные условия воздействия на породы моделировались с помощью многочисленных экспериментов на керне, целью которых было определение условий максимального повышения нефтеотдачи как пород-коллекторов, так и низкопроницаемых пород, поскольку данные классы пород обладают кардинально различными свойствами, в том числе и нефтеотдачей [10].

В статьях [4, 5] обоснован минимально необходимый комплекс лабораторных исследований воздействия на породы верхнеюрских отложений тепловыми и газовыми методами, который позволяет воспроизвести результаты эксперимента на керне в гидродинамической модели. Комплекс данных параметров уточнен при расчете анализа чувствительности в гидродинамической модели адаптированного лабораторного экспе-

римента по нагреву нефтематеринской породы и последовательному сбросу давления с целью увеличения нефтеотдачи пород.

В качестве данных для ГДМ предложено использовать сочетание физического моделирования (эксперименты в автоклаве, которые имитируют процессы воздействия на породы) и результатов пиролитических исследований керн до и после эксперимента. В ходе лабораторных экспериментов переменными параметрами являлись: закачиваемый флюид (нефть, различные газы), давление и температура (выше 107 °С).

На основании данных исследований можно создать упрощенную модель химических превращений органического вещества (ОВ) без учета термолитиза нефти. Реакцию термолитиза нефти необходимо получать из других исследований, например на дифференциально сканирующем калориметре (ДСК) и термохимическом реакторе, где определяются оценочные кинетические параметры [9].

Эксперименты на низкопроницаемых породах

Проведено 10 экспериментов в автоклавах при различных температурах (300, 350 и 400 °С) и средах воздействия (атмосфера воздуха и азота). Давление в автоклаве поддерживалось на уровне 31 МПа. Каждый час отбиралась проба газа для последующего изотопного анализа. Каждые 20 мин пробы выходящих газов анализировались на проточных газовых хроматографах. В результате получены мольные концентрации, массы и объемы выходящих газов, проведен хромато-масс-спектрометрический анализ экстрактов УВ из образцов, подверженных воздействию, а также проведены пиролитические исследования образцов до и после экстракции. Из проведенного анализа газов сделан вывод, что **при температуре выше 350 °С происходит газификация керогена**.

Для следующей серии экспериментов отобран керн из низкопроницаемых пород со средним содержанием органического углерода в породе ($C_{орг}$) около 14 %. Часть исходного образца отбиралась для проведения пиролитических исследований до эксперимента. Остальная часть образца дезинтегрировалась и помещалась в реактор, где герметизировалась. В реактор закачивалась пентан-гексановая смесь (ПГС) и порода выдерживалась в течение 8 ч при заданной температуре (107, 180 и 300 °С) и при заданном давлении (7 и 31 МПа). После 8 ч выдержки давление сбрасывалось, порода извлекалась из емкости, подвергалась пиролизу.

Пиролитические исследования проводились на порошке по методу Rock-Eval для определения изменения параметров S_0 , S_1 , S_2 , ТОС и других [6].

Целью следующей серии экспериментов являлось определение оптимальных условий воздействия пентан-гексановой смеси на сорбированные углеводороды и смолисто-асфальтеновые вещества (САВ) низкопроницаемой породы. Эксперименты проводились последовательно в реакторах при различных давлениях и тем-

Результаты пиролитических исследований образцов низкопроницаемой породы до и после воздействия

Эксперимент	S_0 , мг УВ/г породы	S_1 , мг УВ/г породы	S_2 , мг УВ/г породы	ТОС, % мас.	ГОС, % мас.	НГОС, % мас.
Исходный	2,43	1,84	60,86	14,14	5,58	8,57
При давлении 31 МПа и температуре 300 °С	0,04	0,06	46,27	12,07	3,99	8,08

Примечание: S_0 – количество термодесорбированных легких, преимущественно газообразных углеводородов; S_1 – количество термодесорбированных свободных жидких УВ; S_2 – количество УВ, образованных в процессе крекинга керогена и смолисто-асфальтеновых веществ (остаточный генерационный потенциал); ТОС – общее содержание органического углерода в породе (ТОС = ГОС + НГОС); ГОС – содержание пиролизируемого органического углерода в породе; НГОС – содержание остаточного (непиролизируемого) органического углерода в породе [6].

пературах. Давление поддерживалось постоянным в зависимости от эксперимента в диапазоне 7...31 МПа, температура менялась от 100 до 300 °С.

Давление 31 МПа показало более высокую эффективность при растворении тяжёлых компонентов по сравнению с давлением 7 МПа, что указало на необходимость закачки растворителя в пласт под высоким давлением для достижения лучшей смесимости растворителя с сорбированными УВ. Однако без прогрева пласта растворение смолисто-асфальтеновых соединений и преобразование керогена не достигались. **Температура 300 °С показала эффективность** не только с точки зрения быстрого растворения исходных сорбированных УВ и САВ, но и с точки зрения преобразования керогена и растворения образованных из керогена жидких УВ.

Таким образом, эксперименты на низкопроницаемой породе при давлении 31 МПа и температуре 300 °С показали наиболее высокую эффективность для увеличения ее нефтеотдачи. Результаты экспериментов приведены в табл. 1.

Таким образом, из полученных данных для проведения гидродинамического моделирования выбраны результаты пиролитического исследования образцов низкопроницаемой породы и пиролитического после эксперимента при давлении 31 МПа и температуре 300 °С. В ГДМ закладывается содержание органического углерода в породе (ТОС), а также используется соотношение пиролизируемого и непиролизируемого углерода (ГОС и НГОС) в химическом уравнении крекинга керогена (см. табл. 1).

Эксперименты на породах-коллекторах

Проведено 15 экспериментов по преобразованию органического вещества пород при пластовом давлении в закрытой системе реактора в среде углекислого газа (далее CO_2) при давлении 31 МПа и температурах в диапазоне 180...350 °С. По результатам экспериментов определялось количество и усредненный состав газа и флюидов, образовавшихся в результате преобразований УВ, и керогена в породе. Время выдержки и температуры корректировались на основе анализа результатов экспериментов в каждой серии. В качестве объекта воздействия использовалась крошка смеси породы-коллектора и низкопроницаемой породы.

Наибольшую эффективность выхода УВ показал эксперимент при температуре 350 °С с выдержкой в течение 72 ч. Результаты приведены в табл. 2.

Таким образом, из проведенных экспериментов на керне для гидродинамического моделирования процессов вовлечения в разработку низкопроницаемых пород выбраны данные из эксперимента на низкопроницаемой породе, проведенного при давлении 31 МПа и выдержке при температуре 300 °С, для пород-коллекторов – при давлении 31 МПа и выдержке при температуре 350 °С в течение 72 ч.

Серия экспериментов на породах-коллекторах и низкопроницаемых породах и сравнительный анализ полученных результатов позволили обосновать потенциально эффективный вариант разработки верхнеюрских отложений – вовлечение в разработку низкопроница-

Результаты пиролитических исследований образцов породы-коллектора до и после воздействия

Эксперимент	S_0 , мг УВ/г породы	S_1 , мг УВ/г породы	S_2 , мг УВ/г породы	ТОС, % мас.	ГОС, % мас.	НГОС, % мас.
Исходный	1,16	2,51	20,99	6,67	2,08	4,60
При давлении 31 МПа с выдержкой при температуре 350 °С в течение 72 ч	0,05	0,18	4,01	5,87	0,42	5,44

емых пород путем применения технологии Huff & Puff в сочетании с закачкой углеводородного растворителя при условии применения скважинного нагревателя.

Технология увеличения нефтеотдачи низкопроницаемых пород

Основываясь на анализе проведенных экспериментов, впервые определены **критерии технологии закачки углеводородного растворителя в верхнеюрские отложения с применением теплоносителя:**

- температура воздействия 300...350 °С;
- наличие перепада давления для создания возможности миграции сгенерированных УВ;
- использование углеводородного растворителя для отделения сгенерированных в низкопроницаемых породах углеводородов и формирования в них дополнительной проницаемости (каналов фильтрации);
- оптимальное время воздействия нагретого растворителя – 72 ч.

Одним из ключевых моментов данной технологии является использование нагревателей с одновременной закачкой углеводородного растворителя. С помощью технологии Huff & Puff возможно вовлечение значительных ресурсов, содержащихся в низкопроницаемых породах и в разрезах депрессионных фаций, отличающихся пониженной проницаемостью и емкостью пород, где наблюдается значительное падение дебита горизонтальных скважин.

Предлагается следующая схема технологии Huff & Puff: в добывающую скважину с протяженным горизонтальным окончанием, расположенным в интервале развития коллекторов верхнеюрских отложений, под насос помещается нагреватель, способный прогреть углеводородный растворитель до температуры выше 300 °С. Далее следует нагнетание углеводородного растворителя через затрубное пространство скважины. Затем следует этап выдержки закачанного агента в пласте (как показали эксперименты на керне, процесс преобразования керогена с последующим растворением продуктов его крекинга занимает немного времени – десятки часов). После осуществляется добыча углеводородов. Полученный на устье углеводородный растворитель отделяется в сепараторе и направляется для нового цикла закачки.

Для моделирования описанного выше процесса преобразования керогена верхнеюрских отложений под действием углеводородных растворителей и температуры в среде CMG STARS также необходимы:

- учет строения разреза нефтематеринских отложений и содержание УВ в различных породах разного типа;
- учет механизма вовлечения в разработку низкопроницаемых пород за счет формирования в них каналов фильтрации при техногенном воздействии;
- разработка модели химических превращений керогена при термическом воздействии в присутствии углеводородного растворителя.

Конечной целью исследований является моделирование на полноразмерной ГДМ месторождения в ин-

тервале верхнеюрских отложений действия технологии разработки, которая позволит отражать процесс воздействия и в породах-коллекторах, и в низкопроницаемых породах за счет техногенного воздействия на них.

Выводы

На основе анализа лабораторных экспериментов на верхнеюрских породах при различных температурах, давлениях и закачиваемых агентах сделаны выводы, которые послужили основой для разработки схемы гидродинамического моделирования процесса крекинга керогена под действием температур и различных растворителей.

Впервые сформированы критерии технологии разработки верхнеюрских отложений с помощью закачки в горизонтальный ствол, расположенный в интервале коллекторов, углеводородного растворителя и применения теплоносителя.

Описаны этапы создания гидродинамической модели в ПО CMG STARS с опорой на результаты экспериментов на керне. Первым этапом является сбор необходимых фактических данных, в качестве которых использовано сочетание физического моделирования (эксперименты в автоклаве с керном, которые показали протекающие процессы) и пиролитических исследований порошков (исходные и после экспериментов).

Планируются дальнейшие этапы работ, а именно создание условной ГДМ эксперимента автоклава с PVT-моделью, выбор зависимости вовлечения недраенируемой части от температуры, создание и адаптация МХП для коллекторов и низкопроницаемых пород.

Описанный в данной статье подход позволит создать гидродинамическую модель, которая учитывает особенности нефтематеринской породы и отображает фактические лабораторные экспериментальные данные для двух классов пород – коллекторов и низкопроницаемых пород.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Немова В.Д., Матюхина Т.А. Зависимость содержания и состава органического вещества от литологических типов пород баженовской свиты // *Экспозиция Нефть Газ*. – 2018. – № 4(64). – С. 23–26.
2. Немова В.Д. Многоуровневая литологическая типизация пород баженовской свиты // *Нефт. хоз-во*. – 2019. – № 8. – С. 13–17.
3. Юдин В.А. Проблемы в обосновании численных моделей разработки баженовской свиты с закачкой в пласт воздуха. Т. 2. – М.: ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН, 2018. – 496 с.
4. Николаева Т.Н., Метт Д.А. Обоснование минимального необходимого количества лабораторных исследований для воздействия тепловыми и газовыми методами на пласты верхнеюрских отложений на примере расчета анализа чувствительности в гидродинамической модели адаптированного эксперимента. Ч. 1 // *Нефтепромышленное дело*. – 2021. – № 4(628). – С. 43–46. – DOI: 10.33285/0207-2351-2021-4(628)-43-46

5. Николаева Т.Н., Метт Д.А. Обоснование минимального необходимого количества лабораторных исследований для воздействия тепловыми и газовыми методами на пласты верхнеюрских отложений на примере расчета анализа чувствительности в гидродинамической модели адаптированного эксперимента. Ч. 2 // Нефтепромысловое дело. – 2021. – № 5(629). – С. 39–42. – DOI: 10.33285/0207-2351-2021-5(629)-39-42
6. Метт Д.А., Николаева Т.Н. Разработка методики моделирования выхода синтетической нефти с использованием пиролитических параметров ОВ пород баженовской свиты // Экспозиция Нефть Газ. – 2018. – № 4(64). – С. 34–36.
7. Экспериментальная оценка количества образующейся нефти при низкотемпературном пиролизе керогенсодержащей породы / Е.А. Никитина, А.Н. Кузьмичев, С.А. Чаруев, С.И. Толоконский // Нефт. хоз-во. – 2017. – № 12. – С. 132–134.
8. Никитина Е.А., Толоконский С.И., Гришин П.А. Особенности теплового воздействия на керогенсодержащую породу баженовской свиты // Нефт. хоз-во. – 2017. – № 2. – С. 68–71.
9. Кинетика окислительных процессов керогенсодержащих пород при термическом воздействии / П.А. Гришин, Е.В. Жидкова, Е.А. Никитина, С.И. Толоконский // Нефт. хоз-во. – 2015. – № 2. – С. 2–4.
10. Немова В.Д. Литогенетическая классификация пород и техноморфизм отложений баженовской свиты Западно-Сибирской нефтегазовой формации: дис. ... д-ра геол.-минер. наук. – М., 2021. – URL: <https://www.disscat.com/content/litogeneticheskaya-klassifikatsiya-porod-i-tekhnomorfizm-otlozhenii-bazhenovskoi-svity-zapad>

REFERENCES

1. Nemova V.D., Matyukhina T.A. Zavisimost' sodержaniya i sostava organicheskogo veshchestva ot litologicheskikh tipov porod bazhenovskoy svity // Ekspozitsiya Neft' Gaz. – 2018. – № 4(64). – С. 23–26.
2. Nemova V.D. Mnogourovnevaya litologicheskaya tipizatsiya

porod bazhenovskoy svity // Neft. khoz-vo. – 2019. – № 8. – С. 13–17.

3. Yudin V.A. Problemy v obosnovanii chislennykh modeley razrabotki bazhenovskoy svity s zakachkoy v plast vozdukh. T. 2. – М.: FGU FNTs NIISI RAN, 2018. – 496 s.
4. Nikolaeva T.N., Mett D.A. Obosnovanie minimal'nogo neobkhodimogo kolichestva laboratornykh issledovaniy dlya vozdeystviya teplovymi i gazovymi metodami na plasty verkhneyurskikh otlozheniy na primere rascheta analiza chuvstvitel'nosti v gidrodinamicheskoy modeli adaptirovannogo eksperimenta. Ch. 1 // Neftepromyslovoe delo. – 2021. – № 4(628). – С. 43–46. – DOI: 10.33285/0207-2351-2021-4(628)-43-46
5. Nikolaeva T.N., Mett D.A. Obosnovanie minimal'nogo neobkhodimogo kolichestva laboratornykh issledovaniy dlya vozdeystviya teplovymi i gazovymi metodami na plasty verkhneyurskikh otlozheniy na primere rascheta analiza chuvstvitel'nosti v gidrodinamicheskoy modeli adaptirovannogo eksperimenta. Ch. 2 // Neftepromyslovoe delo. – 2021. – № 5(629). – С. 39–42. – DOI: 10.33285/0207-2351-2021-5(629)-39-42
6. Mett D.A., Nikolaeva T.N. Razrabotka metodiki modelirovaniya vykhoda sinteticheskoy nefiti s ispol'zovaniem piroliticheskikh parametrov OV porod bazhenovskoy svity // Ekspozitsiya Neft' Gaz. – 2018. – № 4(64). – С. 34–36.
7. Eksperimental'naya otsenka kolichestva obrazuyushcheyasya nefiti pri nizkotemperaturnom pirolize kerogensoderzhashchey породы / Е.А. Никитина, А.Н. Кузьмичев, С.А. Чаруев, С.И. Толоконский // Нефт. хоз-во. – 2017. – № 12. – С. 132–134.
8. Nikitina E.A., Tolokonkiy S.I., Grishin P.A. Osobennosti teplovogo vozdeystviya na kerogensoderzhashchuyu porodu bazhenovskoy svity // Neft. khoz-vo. – 2017. – № 2. – С. 68–71.
9. Kinetika okislitel'nykh protsessov kerogensoderzhashchikh porod pri termicheskom vozdeystvii / P.A. Grishin, E.V. Zhidkova, E.A. Nikitina, S.I. Tolokonkiy // Neft. khoz-vo. – 2015. – № 2. – С. 2–4.
10. Nemova V.D. Litogeneticheskaya klassifikatsiya porod i tekhnomorfizm otlozheniy bazhenovskoy svity Zapadno-Sibirskoy neftegazovoy formatsii: dis. ... d-ra geol.-miner. nauk. – М., 2021. – URL: <https://www.disscat.com/content/litogeneticheskaya-klassifikatsiya-porod-i-tekhnomorfizm-otlozhenii-bazhenovskoi-svity-zapad>

Информация об авторах

Дмитрий Александрович Метт (канд. техн. наук)

Татьяна Николаевна Николаева

LUKOIL-Engin@lukoil.com

ООО "ЛУКОЙЛ–Инжиниринг"

Москва, Россия

Information about the authors

Dmitriy A. Mett (Cand. of tech sci.)

Tatiana N. Nikolaeva

LUKOIL-Engin@lukoil.com

"LUKOIL–Engineering" LLC

Moscow, Russia

Научная статья

УДК 550.83.05

DOI: 10.33285/2413-5011-2022-6(366)-41-45

АНАЛИЗ ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ МЕТОДОМ ДИАГРАММ ПИКЕТТА В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

А.А. Сентемов, М.Б. Дорфман, И.С. Румянцев

(Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова)

Аннотация. Метод интерпретации первичных геофизических данных при помощи построения диаграмм Пикетта позволяет оперативно определять, обладает ли пласт хорошими коллекторскими свойствами и высокой нефтенасыщенностью или не является перспективным для разработки коллектором нефти. В статье показаны принципы построения диаграмм Пикетта для определения нефтенасыщенности пласта, основываясь на данных о пористости, проницаемости и удельном сопротивлении пород пласта. Использование указанных характеристик позволяет определить фильтрационные слои и коллекторы нефти. В ходе работы приведены и интерпретированы данные по Ардалинскому и Дюсусшевскому нефтяным месторождениям. Разнородность пласта по типам пород и пористости может привести к некоторым отклонениям от общих трендов на диаграммах, но в целом метод позволяет сделать последовательную качественную интерпретацию. Отмечается важность высокой достоверности используемых геофизических данных.

Ключевые слова: нефтенасыщенность, диаграмма Пикетта, проницаемость, эффективная пористость, водонасыщенность

Для цитирования: Сентемов А.А., Дорфман М.Б., Румянцев И.С. Анализ характера насыщения продуктивных пластов методом диаграмм Пикетта в карбонатных коллекторах // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 6(366). – С. 41–45. – DOI: 10.33285/2413-5011-2022-6(366)-41-45

Original article

OIL SATURATION ANALYSIS OF PRODUCTIVE FORMATIONS APPLYING THE PICKETT DIAGRAM METHOD IN CARBONATE RESERVOIRS

A.A. Sentemov, M.B. Dorfman, I.S. Romyancev

(Northern (Arctic) Federal University named after M.V. Lomonosov)

Abstract. The method of interpreting primary geophysical data applying the plotting of Pickett diagrams allows quickly differing whether a reservoir possesses good reservoir properties and high oil saturation or is non-productive. The article shows the principles of plotting Pickett diagrams for determining the oil saturation of a reservoir based on porosity, permeability and resistivity data of a formation. The use of the above-mentioned characteristics makes it possible to determine the filtration layers and reservoirs of oil.

In the course of the work, the data on the Ardalin and Dyusushevskiy oil fields are presented and interpreted. The heterogeneity of the reservoir by rock types and porosity can lead to some deviations from the general trends in the diagrams, but, in general, the method allows for a consistent qualitative interpretation. The importance of high reliability of the used geophysical data is also noted.

Keywords: oil saturation, Pickett diagram, permeability, effective porosity, water cut

For citation: Sentemov A.A., Dorfman M.B., Romyancev I.S. Oil saturation analysis of productive formations applying the Pickett diagram method in carbonate reservoirs // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2022. – № 6(366). – Pp. 41–45. – DOI: 10.33285/2413-5011-2022-6(366)-41-45

Введение

Фильтрационно-ёмкостные свойства породы-коллектора и характер насыщения её пластовым флюидом являются важными характеристиками объектов разработки нефтяных месторождений. Как правило, достоверные значения данных параметров можно определить в ходе лабораторных исследований отобранного керна или в ходе ядерного магнитного каротажа (ЯМК). На практике результаты ЯМК доступны по небольшому числу скважин месторождения, а получение результатов исследования керна может занять значительное время. Как правило, по большей части фонда скважин имеются только традиционные каротажные данные [1–4].

Используя метод построения диаграмм Пикетта можно быстро определить, является ли пласт проницаемым и нефтенасыщенным, плотным, водонасыщенным или представляет собой нечто среднее [1, 5, 6]. Для анализа работы скважин Ардалинской группы месторождений был использован метод диаграмм Пикетта. Этот метод позволяет определить водонасыщенность и нефтенасыщенность пласта с целью выделения наиболее продуктивного участка.

Материалы и методы

Диаграммы Пикетта давно нашли признание в геофизике как метод, весьма полезный при интерпретации

данных геофизических исследований скважин (ГИС), и применяются для разных типов пород (песчаники, сланцевые глины, карбонаты и т. д.). Метод основан на распознавании шаблонов данных для определения продуктивных интервалов на тех этапах, когда данных ГИС недостаточно для интерпретации результатов традиционными методами. Поскольку это графический метод, он предусматривает построение диаграммы, на которой различают группировки данных, обусловленных изменением типа породы и геометрии порового пространства [1, 7].

В качестве входных данных в процедуре построения диаграммы используются водонасыщенность и эффективная пористость. Теоретическую основу метода составляет уравнение Арчи, по которому рассчитывается водонасыщенность. Уравнение Арчи для первичного анализа параметров пласта следующее [2]:

$$R_t = \frac{a \cdot R_w}{S_{wi}^n \cdot \varphi^m}, \quad (1)$$

где R_t – удельное сопротивление пласта, Ом·м;
 R_w – удельное сопротивление пластовой воды, Ом·м;
 S_{wi} – начальная остаточная нефтенасыщенность;
 φ – пористость;
 a – постоянная в уравнении водонасыщенности;
 m – коэффициент сцементированности;
 n – показатель насыщения.

Коэффициенты a и m зависят от типов пород и их значения изменяются следующим образом: a изменяется от 0,4 до 1; m – от 1,3 (пески) до 2,3 (сцементированные породы). Если нет экспериментальных данных, принимают $a = 1$; $m = 2$; $n = 2$ [2, 8].

Уравнение удельного сопротивления пласта, перестроенное по Пикетту, имеет следующий вид:

$$\log R_t = -m \log \varphi + \log(a \cdot R_w) - n \cdot \log S_{wi}, \quad (2)$$

где φ – петрофизическая зависимость пористости;
 R_t – удельное сопротивление пласта, Ом·м.

В логарифмических координатах данная зависимость должна представлять прямую с отрицательным наклоном, равную коэффициенту сцементированности m интервалов с постоянными R_w , a , n , S_{wi} .

Путем построения графической зависимости эффективной пористости и (истинного) удельного сопротивления пласта на логарифмической бумаге с последующим наложением линии постоянной водонасыщенности поверх линии проницаемости можно быстро определить, является ли пласт проницаемым и нефтенасыщенным, плотным, водонасыщенным или представляет собой нечто среднее [1, 6].

При оценке продуктивности скважины достоверный расчет проницаемости по данным ГИС может быть сделан по следующей формуле:

$$K^{1/c_4} = \frac{c_2 \cdot \varphi^{c_3}}{S_{wi}}, \quad (3)$$

где K – проницаемость, мД;

c_2 – постоянная в уравнении проницаемости;
 c_3 – степень пористости в уравнении проницаемости;
 c_4 – корень проницаемости n -го порядка.

Значения этих постоянных можно определить либо методом подбора, подставляя данные ГИС в диаграмму Пикетта, либо специальным анализом керна. Для данного исследования были заданы следующие значения переменных: $a = 1$; $m = 2$; $n = 2$; $R_w = 0,025$ Ом·м; $c_2 = 250$; $c_3 = 2$; $c_4 = 2$. Данные значения наиболее подходят для карбонатных залежей [9, 10].

Метод построения диаграммы Пикетта был использован для анализа поведения скважины Ардалинской группы месторождений. Продуктивная часть Ардалинского месторождения представлена трещиновато-порово-кавернозными коллекторами, разбитыми на пласты $DF_4 - DF_0$. Продуктивная часть Дюсушевского месторождения представлена трещиновато-порово-кавернозными коллекторами, разбитыми на пласты DF_4 , DF_2 . Все пласты имеют различные фильтрационно-емкостные свойства. Анализ диаграмм Пикетта для различных коллекторов позволяет сделать выводы о продуктивных характеристиках и является хорошим дополнением к оценке производительности скважин.

Результаты

В ходе работы были построены две диаграммы Пикетта по Ардалинскому месторождению и одна по Дюсушевскому месторождению. Скважина А-01 (Ардалинское месторождение) была включена в работу, чтобы продемонстрировать как выглядит одна из наиболее показательных скважин на диаграмме Пикетта. На данном месторождении проведены ГИС, показывающие пласты с хорошими коллекторскими свойствами и высокой нефтенасыщенностью (DF_4 и DF_2), а также пласты с низкой нефтенасыщенностью (DF_1 и DF_0).

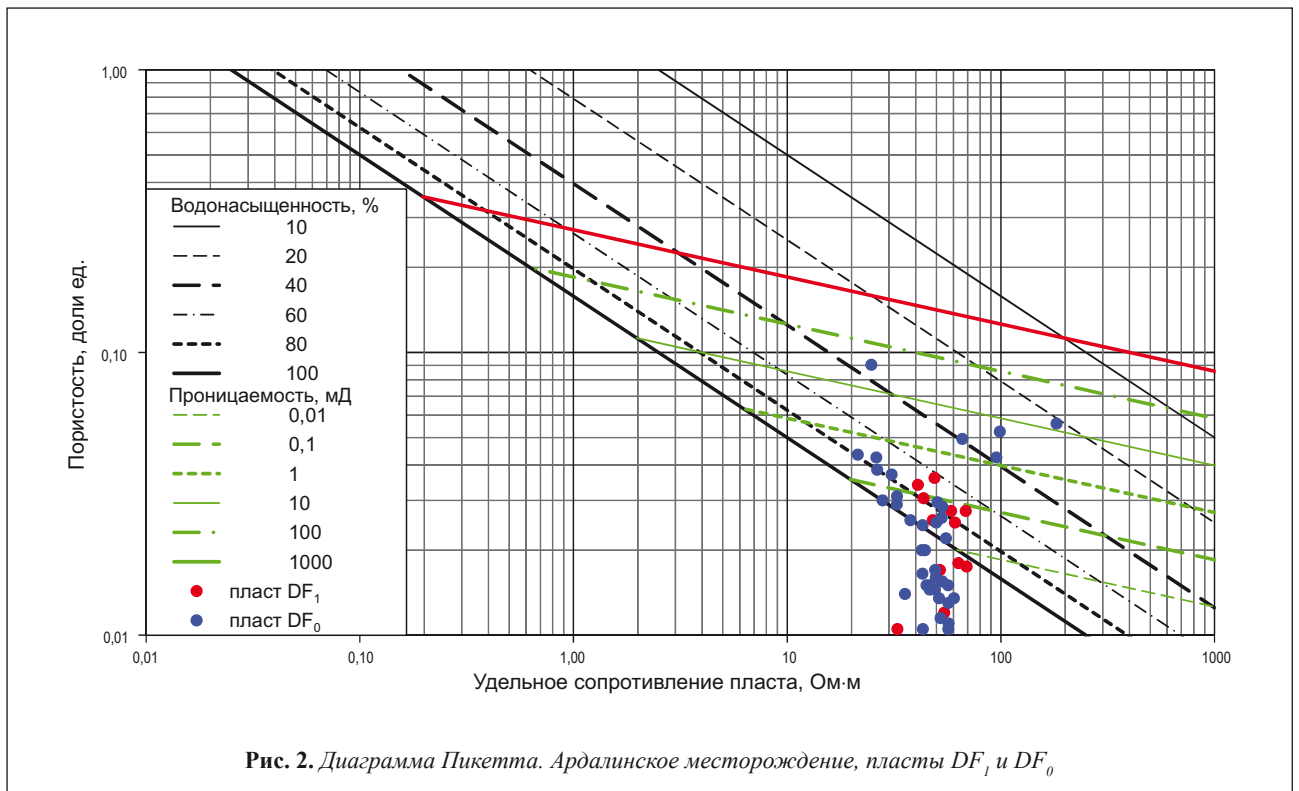
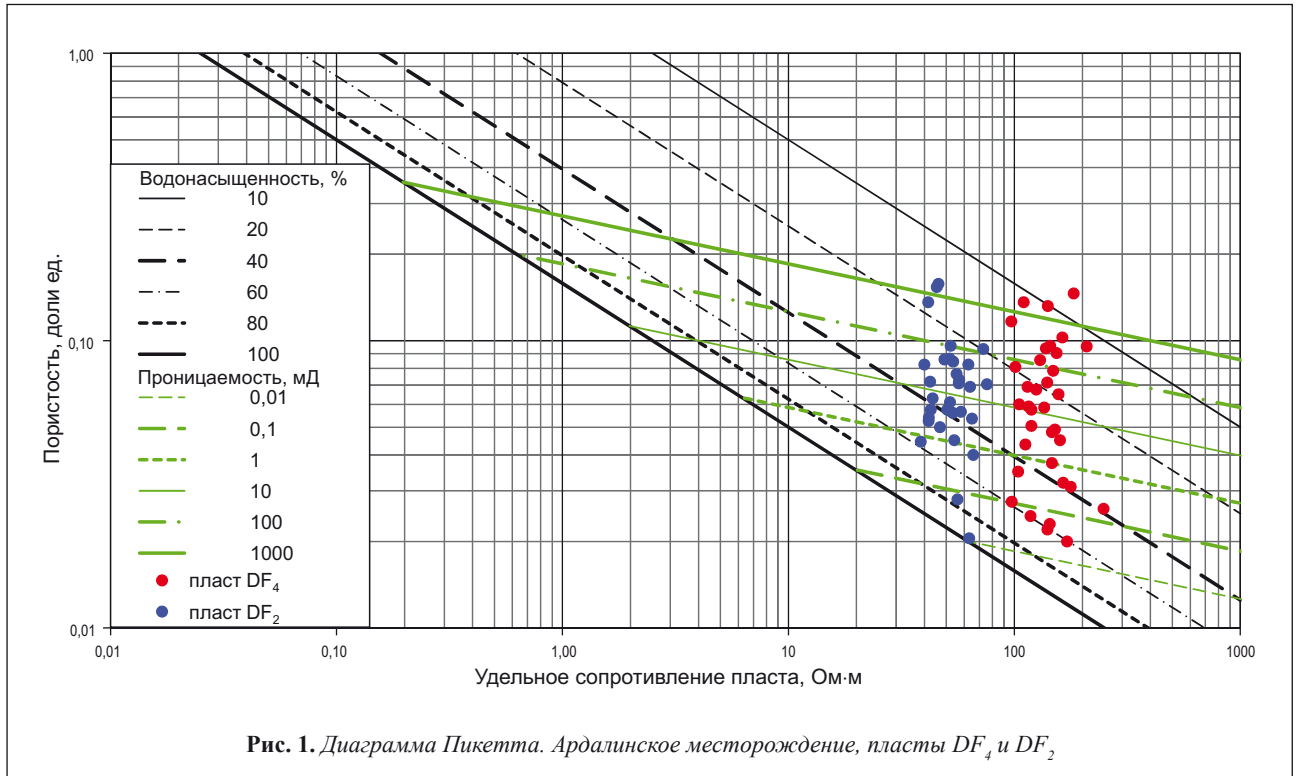
Результаты построения диаграммы Пикетта в пластах DF_4 и DF_2 Ардалинского месторождения представлены на рис. 1. По диаграмме видно, что оба пласта имеют в основном низкую водонасыщенность (менее 40 %) при проницаемости свыше 10 мД. Точки ниже водонасыщенности 40 % соответствуют низкой проницаемости. Интервалы пласта в этих точках имеют более высокую остаточную водонасыщенность и добыча жидкости из них будет мала или будет отсутствовать совсем. Более высокая водонасыщенность, на которую указывают данные из пласта DF_2 , объясняется за счет его низкого положения и близости к общему водонефтяному контакту. По результатам анализа пласты характеризуются как проницаемые нефтенасыщенные коллекторы с высокой продуктивностью.

Пласты DF_1 и DF_0 Ардалинского месторождения, в основном, имеют крайне низкую пористость и проницаемость (рис. 2). Некоторые точки выходят за границу диаграммы. Возможно, это обусловлено изменением литологии в интервалах, сложенных породой другого типа и имеющей другую геометрию порового пространства. Эти пласты характеризуются как плотные и водонасыщенные.

По Дюсушевскому месторождению была проведена интерпретация данных ГИС с построением диаграммы Пикетта в скв. 4 (рис. 3). По данным ГИС скважина имеет относительно высокую остаточную водонасыщенность (30...40 %) из-за того, что она расположена низко в разрезе структуры. Как следствие, существует большая вероятность образования конусов и "языков"

обводнения, что подтверждают результаты испытания скважины.

По диаграмме Пикетта пласт DY_4 Дюсушевского месторождения в радиусе дренирования скважины высокопроницаемый и может дать приток нефти с небольшой примесью воды. Такой вывод подтверждают и результаты анализа керна, отобранного в интервале



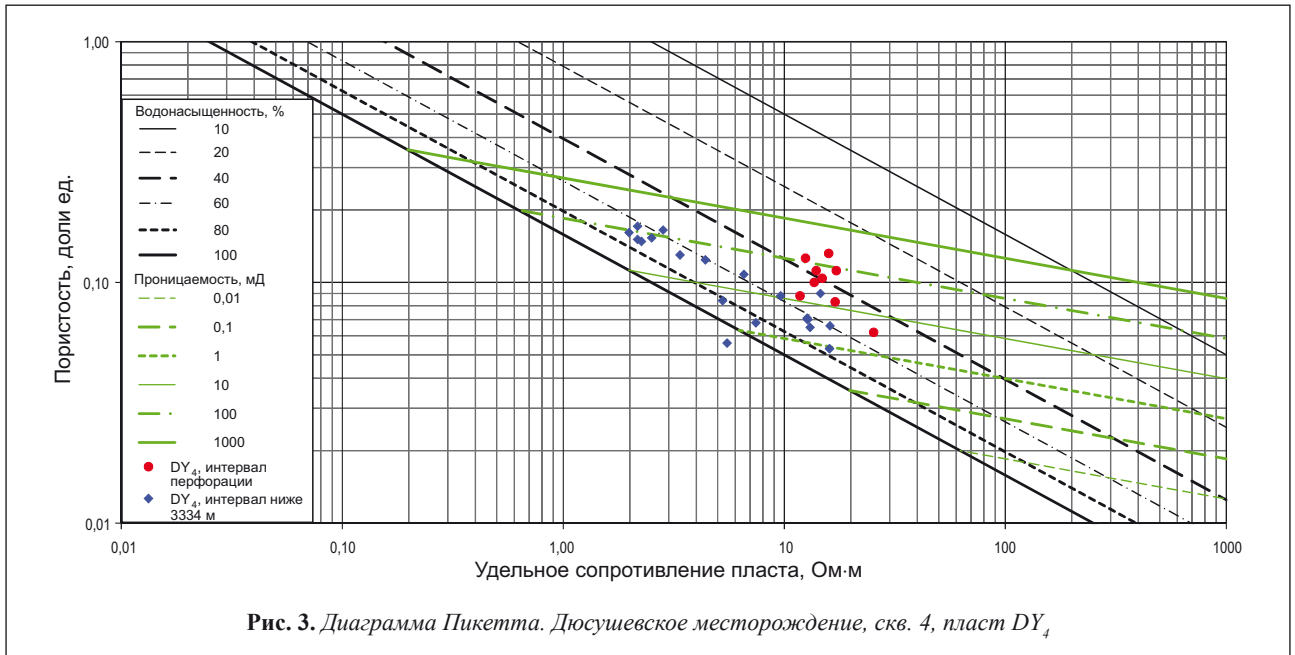


Рис. 3. Диаграмма Пикетта. Дюсушевское месторождение, скв. 4, пласт DY_4

перфорации. Керна имеет хорошую пористость и значительную визуально заметную вторичную пористость (ноздревато-кавернозная). Ниже глубины 3334 м плотные пласты беспорядочно переслаиваются с высокопроницаемыми водонасыщенными слоями.

Обсуждение

При сравнении промысловых данных по дебиту нефти и обводнённости продукции скв. 4 Дюсушевского месторождения видно, что результаты интерпретации ГИС, полученные методом построения диаграммы Пикетта, имеют хорошую сходимость. Согласно промысловым данным скв. 4 действительно имеет высокий дебит по нефти при низкой обводнённости флюида (рис. 4).

В том случае, когда значения на диаграмме Пикетта находятся ниже линий, соответствующих высокой водонасыщенности, при работе скважины следует ожи-

дать высокую обводнённость добываемой продукции, что было подтверждено при анализе других скважин Ардалинской группы месторождений.

Разнородность пласта по типам пород и пористости ведёт к некоторым отклонениям от общих трендов на диаграмме, но в целом метод позволяет сделать последовательную качественную интерпретацию. Разумеется, этот метод хорош лишь в том случае, когда высока достоверность используемых данных ГИС.

В действительности поведение скважин может не совпадать с результатами интерпретации диаграммы Пикетта, если имеет место одно или несколько из нижеперечисленных условий: некачественное освоение скважины (отсутствие сцепления цемента с породой), трещиноватость залежи (не обнаруженная по данным исследований скважины), неверные расчеты вследствие низкого качества исходных данных ГИС.

Заключение

Диаграммы Пикетта могут являться дополнительным инструментом определения водонасыщенных и нефтенасыщенных интервалов в разрезе продуктивного пласта и помогают выделить наиболее перспективный с точки зрения разработки участок пласта. В ходе проведения анализа наиболее продуктивным пластом скв. А-01 Ардалинского нефтяного месторождения оказался DF_4 . Согласно промысловым данным метод прошел адаптацию по нескольким скважинам и может применяться для остальных скважин группы месторождений как новых, так и старых. Рекомендуется использовать метод диаграмм Пикетта для оценки коллекторских свойств и фильтрационных характеристик в новых скважинах. Лучше всего это делать сразу по завершении запланированных ГИС и до начала спуска обсадной колонны или проведения испытания пластов на трубах.

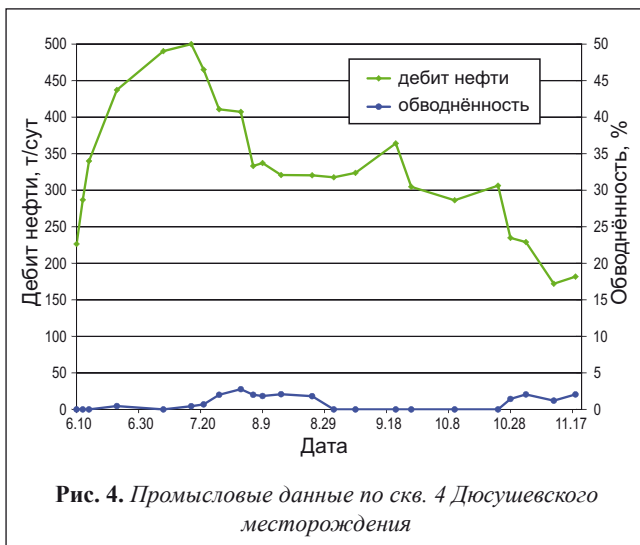


Рис. 4. Промысловые данные по скв. 4 Дюсушевского месторождения

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

REFERENCES

1. Pickett G.R. *A Review of Current Techniques for Determination of Water Saturation from Logs* // SPE 1446. – 1966.
2. Aguilera R., Aguilera M.S. *The integration of capillary pressures and Pickett plots for determination of flow units and reservoir containers* // Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition. – 2001. – SPE paper 71725. – 13 p.
3. Nicolas-Lopez R., Valdiviezo-Mijangos O.C. *Rock physics templates for integrated analysis of shales considering their mineralogy, organic matter and pore fluids* // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2016. – Vol. 137. – Pp. 33–41. – DOI: 10.1016/j.petrol.2015.11.009
4. Дорфман М.Б., Сентемов А.А. *Влияние фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта на эффективность кислотной обработки* // Изв. Томского политехнич. ун-та. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 2. – С. 124–130.
5. *Well logging prediction and uncertainty analysis based on recurrent neural network with attention mechanism and Bayesian theory* / Lili Zeng, Weijian Ren, Liqun Shan, Fengcai Huo // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 208. – Part B. – DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109458
6. *Hybrid Monte Carlo methods for Geant4-based nuclear well logging implementation* / Xinyang Wang, Jingang Liang, Yulian Li, Qiong Zhang // Annals of Nuclear Energy. – 2022. – Vol. 169. – DOI: 10.1016/j.anucene.2021.108824
7. *Using of Pickett's plot in determining the reservoir characteristics in Abu Roash Formation, El-Razzak Oil Field, North Western Desert, Egypt* / A.A. El-Khadragy, M.A. Ghorab, Shazly, Tarek & Ramadan, Mahmoud & M.Z. El-Sawy // Egyptian Journal of Petroleum. – 2014. – DOI: 10.1016/j.ejpe.2014.02.007
8. *Characterization of Lithology using Crosshole Methods* / C.A. Link, J.A. McDonald, D.A. Ebrom, Hua-Wei Zhou // Exploration Geophysics. – 1993. – Vol. 24. – № 3–4. – Pp. 645–654. – DOI: 10.1071/EG993645
9. *Мараев И.А. Комплексная интерпретация результатов геофизических исследований скважин: учеб. пособие.* – М., 2013. – 95 с.
10. *Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: справочник.* – М.: Недра, 1988. – 476 с.

Информация об авторах

Андрей Алексеевич Сентемов

sentemov.a.a@yandex.ru

Михаил Борисович Дорфман (канд. техн. наук)**Иван Сергеевич Румянцев****Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова**

Архангельск, Россия

Information about the authors

Andrey A. Sentemov

sentemov.a.a@yandex.ru

Mikhail B. Dorfman (Cand. of tech sci.)**Ivan S. Romyancev****Northern (Arctic) Federal University named after M.V. Lomonosov**

Arkhangelsk, Russia

Научная статья

УДК 622.276.43:678

DOI: 10.33285/2413-5011-2022-6(366)-46-52

НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РЕАЛИЗАЦИИ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВЯЗКОЙ НЕФТИ СО СЛАБОКОНСОЛИДИРОВАННЫМ КОЛЛЕКТОРОМ

И.Р. Ильясов

(АО "Мессояханефтегаз")

Аннотация. В статье приведены разработанные научно-методические основы реализации полимерного заводнения на месторождениях вязкой нефти со слабоконсолидированным коллектором. Исследованы каждый элемент системы, включая пласт, инженерно-технические решения для приготовления, доставки до скважины и закачки полимерного раствора, обеспечения качества воды, доставка и хранение полимера, темпы реализации проекта и дорожную карту. Показано, как с применением системного подхода разрабатывается матрица вариантов, исходя из которой формируется оптимальный рекомендуемый вариант с учетом экономической эффективности. Применение научно-методических основ позволяет повысить эффективность и скорость реализации сложных комплексных проектов полимерного заводнения на месторождениях вязкой нефти со слабоконсолидированным коллектором без лишних трудозатрат и инвестиций.

Ключевые слова: полимерное заводнение, вязкость, слабоконсолидированный коллектор вязкой нефти, разработка месторождения

Для цитирования: Ильясов И.Р. Научно-методические основы реализации полимерного заводнения на месторождениях вязкой нефти со слабоконсолидированным коллектором // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 6(366). – С. 46–52. – DOI: 10.33285/2413-5011-2022-6(366)-46-52

Original article

SCIENTIFIC AND METHODOLOGICAL FOUNDATIONS FOR THE IMPLEMENTATION OF POLYMER FLOODING IN VISCOUS OIL FIELDS WITH AN UNCONSOLIDATED RESERVOIR

I.R. Ilyasov

(JSC "Messoyakhaneftegaz")

Abstract. The article presents the developed scientific and methodological foundations for the implementation of polymer flooding in viscous oil fields with an unconsolidated reservoir. Every element of the system, including the reservoir, engineering and technical solutions for the preparation, delivery to the well and injection of polymer solution, water quality assurance, polymer delivery and storage, the pace of project implementation and the roadmap are investigated. It is shown how, using a systematic approach, a matrix of options is developed based on which the optimal recommended option is formed, taking into account economic efficiency. The application of scientific and methodological foundations makes it possible to increase the efficiency and speed of the implementation of complex polymer flooding projects in viscous oil fields with an unconsolidated reservoir without unnecessary labor and investment costs.

Keywords: polymer flooding, viscosity, unconsolidated viscous oil reservoir, field development

For citation: Ilyasov I.R. Scientific and methodological foundations for the implementation of polymer flooding in viscous oil fields with an unconsolidated reservoir // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2022. – № 6(366). – Pp. 46–52. – DOI: 10.33285/2413-5011-2022-6(366)-46-52

Введение

Разработанные научно-методические основы реализации полимерного заводнения на месторождениях вязкой нефти со слабоконсолидированным коллектором являются логическим продолжением предыдущих этапов, связанных с лабораторными исследованиями, подбором оптимальных параметров активной смеси, планированием и реализацией пилотного проекта, и объединяют все полученные результаты с применением системного подхода [1–5].

Разработанная система реализации полимерного заводнения на месторождениях вязкой нефти состоит из следующих элементов, каждый из которых исследован отдельно:

1. Подземная часть:

а) продолжительность проекта;

б) вязкость полимерного раствора;
в) профиль дополнительной добычи с различной степенью вероятности: P-10, P-50, P-90.

2. Инженерно-технические решения для приготовления, доставки до скважины и закачки полимерного раствора:

а) варианты приготовления маточного полимерного раствора;

б) приготовление готового полимерного раствора необходимой вязкости;

в) доставка полимерного раствора до скважины;

г) создание давления для закачки.

3. Инженерно-технические решения для обеспечения качества воды для приготовления полимерного раствора.

4. Доставка и хранение полимера.

5. Темпы реализации проекта и дорожная карта.

6. Матрица выбора рекомендуемого варианта.

Подземная часть

Продолжительность проекта

На выбор необходимой продолжительности проекта ключевое влияние оказывают 2 фактора: необходимый прокачанный поровый объем и рентабельная дополнительная добыча нефти.

В идеальном случае при прокачке 100 % порового объема из коллектора будут извлечены все подвижные извлекаемые запасы нефти. На практике часть полимера адсорбируется и удерживается в поровом пласте и, соответственно, необходимо прокачивать дополнительный поровый объем. Величина этого дополнительного порового объема может быть определена через фактор задержки, т. е. тот дополнительный поровый объем, который должен быть прокачан из-за удерживания полимера [6].

При очень низких значениях удерживания 10 мг/г и концентрации полимерного раствора 2000 ppm фактор задержки составляет всего 3 % дополнительного порового объема. При средних значениях адсорбции в 100 мг/г и концентрации полимера 1240 ppm фактор задержки равен 50 %, что означает необходимость закачки дополнительно 50 % полимерного раствора для достижения целевого расстояния в пласте по сравнению со случаем без удерживания. При значениях более 200 мг/г удерживание будет иметь очень сильное влияние на скорость вытеснения запасов и экономику всего проекта. Поэтому величина удерживания имеет крайне важное значение для эффективности вытеснения запасов при полимерном заводнении слабоконсолидированных коллекторов вязкой нефти и напрямую влияет на экономическую эффективность проекта. Задача – подобрать полимер с наименьшим значением удерживания для минимальной задержки полимерного фронта в пласте.

Вязкость полимерного раствора

Следующим важным параметром является рентабельная удельная дополнительная добыча. После прохождения основного вала дополнительной добычи в пласте все еще остаются значительные извлекаемые запасы, добыча которых будет снижаться и продолжаться при дальнейшей закачке полимерного раствора. Однако затраты на полимер составляют большую часть всех затрат и при снижении дополнительной добычи наступает момент, когда инвестиции перестают окупаться ввиду снижения дополнительной добычи. Поэтому на заключительном этапе проекта возможны снижения вязкости и концентрации полимерного раствора для удлинения рентабельного периода проекта и конечного КИН.

После прекращения закачки полимерного раствора осуществляется переход на воду в базовом сценарии. При этом в течение нескольких лет продолжается дополнительная добыча от полимерного заводнения по мере продвижения задней части полимерного фронта и его полного достижения добывающих скважин. Соответственно данную дополнительную добычу необходимо учитывать в общей добыче от полимерного за-



Рис. 1. Пример выбора продолжительности проекта полимерного заводнения

воднения, что повысит экономическую эффективность проекта.

Пример апробации описанного выше подхода на пласте ПК₁ и определения продолжительности проекта приведен ниже:

- По результату пилотного проекта и расчетов на гидродинамической модели 1 год закачки составляет около 10 % порового объема, соответственно 100 % порового объема составляет 10 лет закачки.
- С учетом удерживания и концентрации 850 ppm фактор задержки составляет 0,8 или 8 лет закачки.
- Таким образом, продолжительность закачки полимера ~ 18 лет.
- По результатам расчетов и анализа мирового опыта после 13 лет активной закачки происходит прохождение основного вала нефти и снижается дополнительная добыча нефти.
- Для продления рентабельного периода и получения дополнительной добычи принят подход:
 - 13 лет – активная закачка с выбранной необходимой вязкостью;
 - 5 лет – снижение вязкости на 50 %;
 - 2 года – получение хвостовой добычи при закачке воды.

Пример полученного профиля добычи показан на рис. 1, на котором видно влияние снижения концентрации и повышение рентабельного периода проекта.

Профиль дополнительной добычи с различной степенью вероятности: P-10, P-50, P-90

После получения и анализа результатов пилотного проекта необходимо выполнение актуализации гидродинамической модели с учетом скорректированных входных параметров. После этого формируются и рассчитываются прогнозные варианты с различной степенью вероятности:

- P-10 – вероятность успеха 10 %, максимальная дополнительная добыча;
- P-50 – вероятность успеха 50 %, средняя дополнительная добыча;
- P-90 – вероятность успеха 90 %, минимальная дополнительная добыча.

При этом основными факторами чувствительности являются прирост коэффициента вытеснения, коэффициента охвата и величина удерживания полимера. Комбинация данных факторов позволяет выполнить многовариантные расчеты с анализом чувствительности и получить вариативную оценку дополнительной добычи при реализации проекта полимерного заводнения.

Инженерно-технические решения для приготовления, доставки до скважины и закачки полимерного раствора

Варианты приготовления маточного полимерного раствора

Как правило, для проектов на суше используется полимер в порошкообразной форме. После того как он прибыл на месторождение, ключевой этап – приготовить полимерный раствор необходимой вязкости. Процесс происходит в несколько этапов [7]:

- 1) смешивание порошкообразного полимера с водой;
- 2) "созревание" полимерного раствора в специальных резервуарах с качественным смешиванием и смачиванием для недопущения образования комков.

На выходе должен получиться однородный высококонцентрированный раствор, который называют маточным раствором.

Существует несколько инженерно-технических решений для приготовления маточного раствора, такие как Floquip и юнит дисперсии полимера CPDU [7].

Приготовление готового полимерного раствора необходимой вязкости

После приготовления маточного раствора высокой концентрации его необходимо разбавить с водой в необходимых пропорциях для приготовления полимерного раствора необходимой вязкости.

Существуют 2 принципиальных способа:

- 1) разбавление сразу после дозревания.

Этот вариант реализуется, когда приготовление маточного раствора проводится непосредственно рядом со скважинами. В этом случае маточный раствор подается в поток воды в необходимой пропорции и окончательное смешивание происходит в статическом миксере – участке трубы с внутренними лопастями. После этого готовый раствор с необходимой вязкостью направляется в насосный блок для закачки в скважины;

- 2) доставка маточного раствора до узла приготовления и там приготовление полимерного раствора.

В данном варианте подготовка маточного раствора и приготовление готового полимерного раствора находятся территориально в различных местах. И финальный полимерный раствор готовится непосредственно перед закачкой в скважины. Варианты доставки будут рассмотрены далее.

Доставка полимерного раствора до скважины

Доставка полимерного раствора является не менее важным этапом, целью которого является доставка полимерного раствора до скважины с минимальными по-

терями вязкости. Существуют следующие варианты доставки полимерного раствора до скважины:

- отдельные нагнетательные линии для каждой скважины в рамках кустовой площадки;
- централизованная закачка через существующие промышленные водоводы;
- закачка маточного раствора через отдельные водоводы низкого давления.

Создание давления для закачки

Необходимое давление закачки обеспечивается с применением насосов. Ключевое требование – использование плунжерных насосов для исключения механической деструкции и, соответственно, потери вязкости из-за разрыва молекулярных цепей полимера.

Таким образом, в результате проведенного анализа разработаны 3 принципиальные схемы инженерно-технических решений тиражирования полимерного заводнения, которые будут рассмотрены далее.

Локальная закачка на кустовой площадке

Схема локальной закачки приведена на рис. 2.

Суть данной схемы заключается в расположении установки приготовления и закачки полимерного раствора непосредственно на кустовой площадке или вблизи нее. Вода поступает по системе действующих водоводов от блочной кустовой насосной станции (БКНС) через блок гребенки (БГ). Маточный и готовый полимерные растворы готовятся сразу и закачиваются насосами в скважины по отдельным нагнетательным линиям. При этом сохраняется закачка воды через действующие трубопроводы нагнетания.

Следующим вариантом является *закачка готового полимерного раствора через существующие промышленные водоводы*. В данной схеме маточный и готовый полимерные растворы готовятся на единой площадке в районе БКНС или в начале линии водоводов, соединяющих кустовые площадки, выбранные под закачку полимерного раствора. Вода для приготовления забирается из существующей системы ППД, затем готовый полимерный раствор возвращается в систему водоводов, через которые и осуществляется доставка готового полимерного раствора до скважин. Схема закачки готового полимерного раствора через существующие промышленные водоводы показана на рис. 3.

Альтернативным вариантом является *доставка маточного раствора по отдельным трубопроводам с приготовлением готового раствора в отдельных блоках* (рис. 4). В данной схеме процесс приготовления маточного и готового полимерного растворов разделен как технологически, так и территориально. Маточный раствор готовится на отдельной площадке в блоке приготовления маточного раствора. Затем строятся отдельные новые водоводы низкого давления, по которым маточный раствор доставляется до блока приготовления готового раствора, который, как правило, совмещен с блоком закачки. После этого готовый полимерный раствор доставляется до скважин по действующим водоводам.

Каждый вариант инженерно-технических решений тиражирования полимерного заводнения обладает сво-

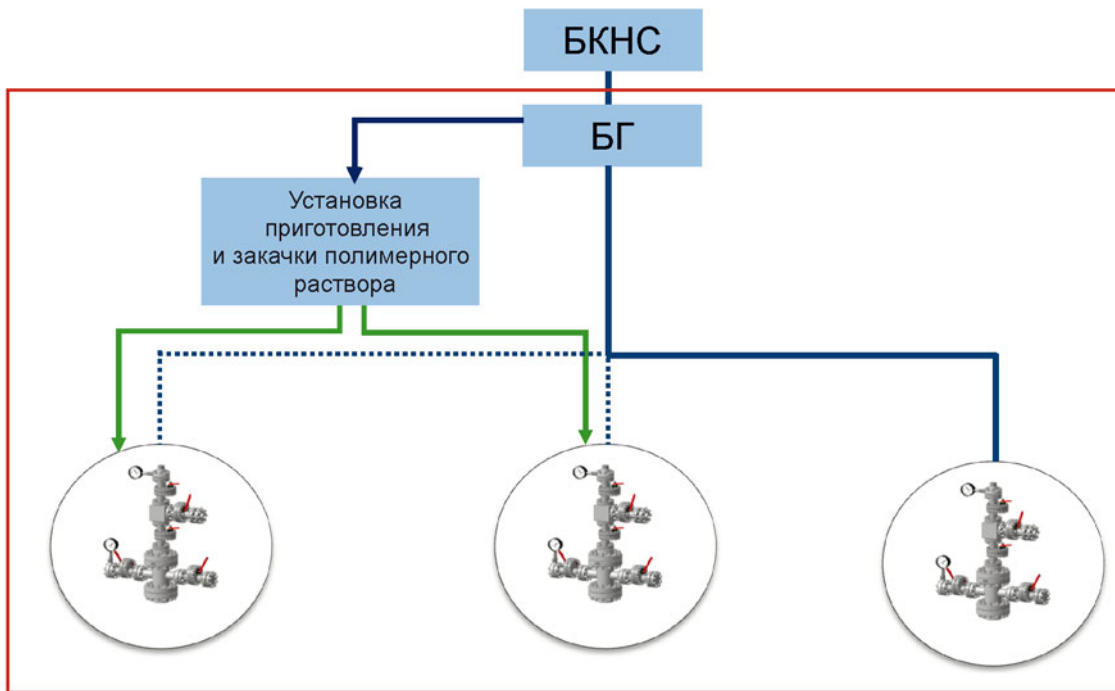


Рис. 2. Схема локальной закачки полимерного раствора на кустовой площадке. Синяя линия – трубопроводы закачки воды; зеленые – трубопроводы закачки полимерного раствора; красный прямоугольник – периметр кустовой площадки

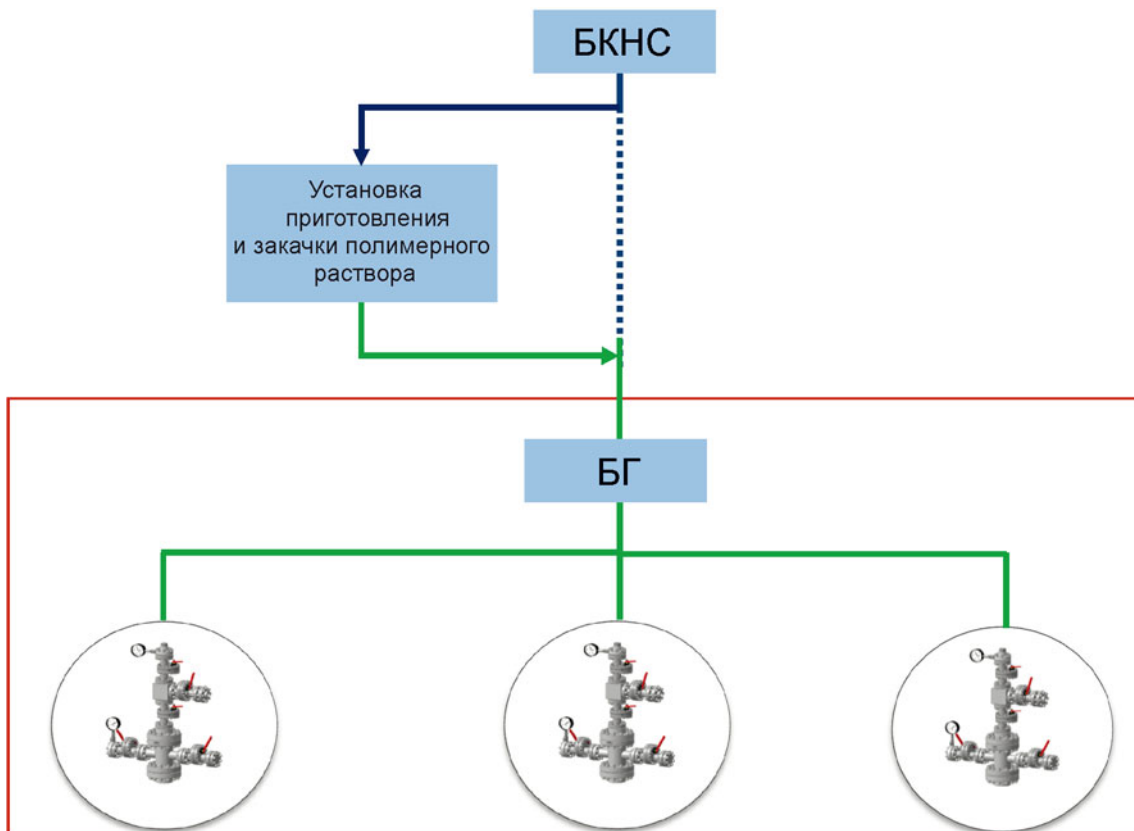
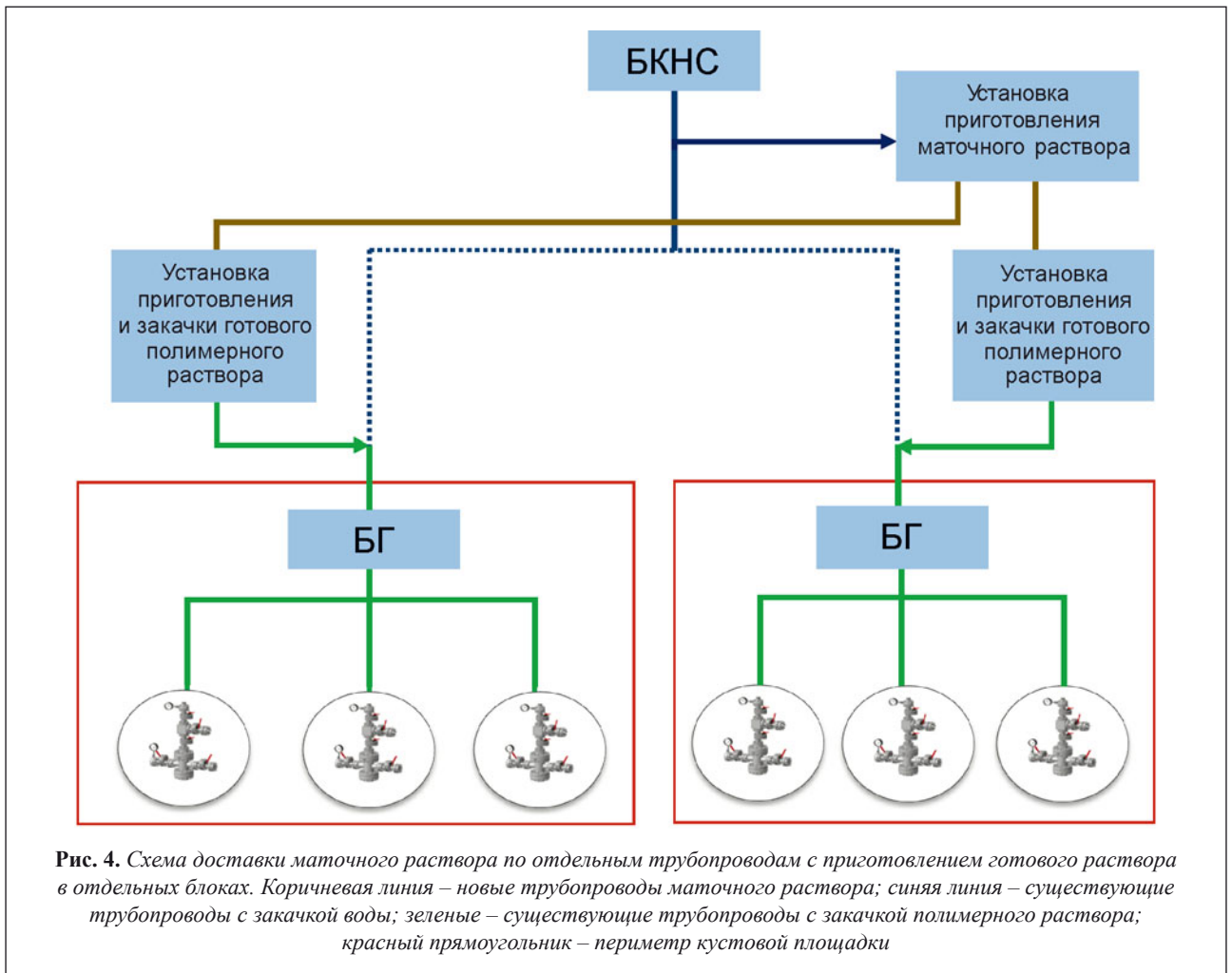


Рис. 3. Схема закачки готового полимерного раствора через существующие промышленные водоводы. Синяя линия – существующие трубопроводы с закачкой воды; зеленые – существующие трубопроводы с закачкой полимерного раствора; красный прямоугольник – периметр кустовой площадки



Сравнительный анализ инженерно-технических решений тиражирования полимерного заводнения

	Вариант решения		
	Локальная закачка на кустовой площадке	Закачка через существующие промышленные водоводы	Доставка маточного раствора по отдельным трубопроводам
Преимущества	<ul style="list-style-type: none"> ■ Возможность регулирования вязкости для каждой кустовой площадки (КП) ■ Возможность регулирования приёмности для каждой скважины ■ Низкие капитальные затраты ■ Проста в монтаже и подключении на минимальной площади ■ Максимальная гибкость и управляемость ■ Возможность переключения на закачку воды по существующей схеме для каждой скважины 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Максимальное использование существующей инфраструктуры: водоводов и насосов БКНС ■ Кластеризация: объединение нескольких кустовых площадок в кластеры ■ Для кустовой площадки требуется минимальный набор оборудования ■ Меньше затраты за счет синергии после запуска нескольких кластеров 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Один блок приготовления маточного раствора на всё месторождение ■ Возможность установки блоков приготовления готового раствора и закачки как на кустовых площадках, так и на кластерах ■ Больше гибкости по обеспечению вязкости и приёмности на кустовых площадках/кластерах
Недостатки	<ul style="list-style-type: none"> ■ Необходим отдельный насос на каждую скважину ■ Необходима отдельная нагнетательная линия для каждой скважины в рамках кустовой площадки ■ Необходимы блок приготовления маточного раствора, блок приготовления готового раствора и закачки на каждой кустовой площадке ■ Высокие операционные затраты ■ Требуется больше персонала для обслуживания 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Единая вязкость на весь кластер ■ Нет возможности увеличения давления и приёмности для каждой скважины 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Требуется большая площадь для всего оборудования ■ Высокие капитальные затраты на строительство трубопроводов маточного раствора ■ Требуется больше персонала для обслуживания ■ Более высокие операционные затраты

ими преимуществами и недостатками, которые детально исследованы и проведен сравнительный анализ, результаты которого представлены в таблице.

Темпы реализации проекта и дорожная карта

В зависимости от выбранных инженерно-технических решений приготовления и закачки полимерного раствора, их размера и количества может быть выбран различный темп реализации проекта.

С учетом анализа мирового опыта и лучших практик разработаны следующие варианты темпов реализации проекта полимерного заводнения:

- одновременный запуск всех кустовых площадок/кластеров;
- последовательный запуск кустовых площадок/кластеров с определенным шагом с применением одной установки;
- параллельный запуск кустовых площадок/кластеров с применением нескольких установок.

При одновременном запуске всех кустовых площадок/кластеров осуществляется одновременный старт закачки полимерного раствора на всех кустовых площадках/кластерах в течение одного года. Пример дорожной карты такого варианта при продолжительности проекта 18 лет показан на рис. 5.

Данный вариант позволяет начать тиражирование полимерного заводнения на всём месторождении максимально быстро и максимально ускорить получение дополнительной добычи нефти. Однако данный вариант подразумевает значительные инвестиции на начальном этапе.

При последовательном запуске кустовых площадок/кластеров с применением одной установки тиражирование полимерного заводнения проводится с применением одной установки приготовления и закачки полимерного раствора на кустовой площадке/кластере. Проводится закачка полимерного раствора на выбранном участке в течение определенного времени и в определенном объеме, после этого эта же установка переставляется на другие кустовые площадки/кластеры. Пример дорожной карты при продолжительности проекта 18 лет приведен на рис. 6.

При данной схеме есть возможность поэтапной реализации полимерного заводнения на месторождении при минимальных капитальных и операционных затратах. При этом реализация полимерного заводнения на всем месторождении растягивается на длительный период, разработка участков, "ожидających" полимерного заводнения, продолжается, как правило, с заводнением,



Рис. 5. Пример дорожной карты реализации полимерного заводнения при одновременном запуске всех кустовых площадок/кластеров

что может привести к прорывам воды, необходимости увеличения вязкости и к снижению накопленной добычи в целом. Однако такая схема позволяет сократить объем полимерных оторочек и получать быструю дополнительную добычу с каждого участка, не дожидаясь продолжительной хвостовой части.

При параллельном запуске кустовых площадок/кластеров с применением нескольких установок осуществляется поэтапный ввод различных кустовых площадок/кластеров с применением нескольких установок приготовления и закачки полимерного раствора. Данный подход позволяет осуществить реализацию проекта на всем месторождении с максимальным охватом и гибкостью. При этом очередность ввода отдельных участков месторождения может выбираться индивидуально, исходя из геолого-физических особенностей, стратегии реализации и доступных инвестиций. Пример с параллельным запуском тех же трех кустовых площадок/кластеров и трех установок с шагом запуска



Рис. 6. Пример дорожной карты с последовательным запуском кустовых площадок/кластеров с применением одной установки



Рис. 7. Пример дорожной карты с параллельным запуском кустовых площадок/кластеров с применением нескольких установок

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

в 1 год и продолжительностью закачки 18 лет показан на рис. 7.

Данный подход является наиболее гибким, сбалансированным и управляемым, позволяет максимально оперативно организовать тиражирование полимерного заводнения на всем месторождении с равномерным графиком инвестиций.

Матрица выбора рекомендуемого варианта

В предыдущих разделах описаны основные аспекты, которые необходимо изучить при планировании реализации полимерного заводнения. Из проведенного анализа видно, что процесс является многогранным и включает множество возможных комбинаций по каждому аспекту. Для систематизации процесса выбора оптимального варианта тиражирования необходимо разработать матрицу реализации полимерного заводнения и выбор оптимального варианта по каждому аспекту с применением алгоритма выбора оптимального варианта, состоящего из следующих шагов:

- исследование каждого аспекта применительно для конкретного объекта исследования и специфики месторождения;
- заполнение матрицы формирования концептуальных основ;
- последовательный выбор оптимального варианта по каждому аспекту с учетом специфики объекта исследования и особенностей месторождения;
- совмещение выбранных вариантов по каждому аспекту, проверка их совместимости и формирование рекомендуемого варианта;
- проведение технико-экономической оценки рекомендуемого варианта.

Выводы

Разработаны научно-методические основы реализации полимерного заводнения на месторождениях вязкой нефти со слабоконсолидированным коллектором. Исследованы каждый элемент системы, включая пласт, инженерно-технические решения для приготовления, доставки до скважины и закачки полимерного раствора, обеспечения качества воды, доставка и хранение полимера, темпы реализации проекта и дорожную карту. С применением системного подхода разрабатывается матрица вариантов, исходя из которой формируется оптимальный рекомендуемый вариант с учетом экономической эффективности.

Применение разработанных научно-методических основ позволяет повысить эффективность и скорость реализации сложных комплексных проектов полимерного заводнения на месторождениях вязкой нефти со слабоконсолидированным коллектором без лишних затрат и инвестиций.

Информация об авторе

Ильнур Рустамович Ильясов (канд. техн. наук)
ilnur_ilyasov@mail.ru

АО "Мессояханефтегаз"
Тюмень, Россия

1. Ильясов И.Р., Грачев С.И. Геолого-физические особенности разработки слабоконсолидированных коллекторов вязкой нефти // *Изв. Томского политехнич. ун-та. Инжиниринг георесурсов.* – 2021. – Т. 332. – № 2. – С. 153–165.
2. Результаты первого пилотного проекта по полимерному заводнению на Восточно-Мессояхском месторождении / И. Ильясов, А. Гудз, А. Подкорытов, В. Комаров, А. Глушченко // *SPE* 201822. – 2020. – URL: <https://doi.org/10.2118/201822-MS>
3. Ilyasov I., Glushchenko N. Results of the Second Polymer Flooding Pilot at East-Messoyakhskoe Oil Field and Future Plans: Conference Proceedings IOR 2021. – Apr. 2021. – Vol. 2021. – Pp. 1–10. – URL: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202133019>
4. Ильясов И.Р. Обоснование типа и параметров активной примеси для эффективного вытеснения нефти при полимерном заводнении // *Нефтепромысловое дело.* – 2021. – № 10(634). – С. 23–29. – DOI: 10.33285/0207-2351-2021-10(634)-23-29
5. Ильясов И.Р. Методика определения параметров технологии полимерного заводнения слабоконсолидированного пласта вязкой нефти // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений.* – 2022. – № 2(362). – С. 50–55. – DOI: 10.33285/2413-5011-2022-2(362)-50-55
6. Manichand R.N., Seright R.S. Field vs. Laboratory Polymer Retention Values for a Polymer Flood in the Tambaredjo Field // *SPE Res. Eval. Eng.* – 2014. – URL: <https://doi.org/10.2118/169027-PA>
7. Тома А. Основы технологии полимерного заводнения / под ред. И.Н. Кольцова. – СПб.: ЦОП "Профессия", 2020. – 240 с.

REFERENCES

1. Ilyasov I.R., Grachev S.I. Geologo-fizicheskie osobennosti razrabotki slabokonsolidirovannykh kollektorov vyazkoy nefi // *Izv. Tomskogo politekhnich. un-ta. Inzhiniring georesursov.* – 2021. – T. 332. – № 2. – S. 153–165.
2. Rezultaty pervogo pilotnogo proekta po polimernomu zavodneniyu na Vostochno-Messoyakhskom mestorozhdenii / I. Ilyasov, A. Gudz, A. Podkorytov, V. Komarov, A. Glushchenko // *SPE* 201822. – 2020. – URL: <https://doi.org/10.2118/201822-MS>
3. Ilyasov I., Glushchenko N. Results of the Second Polymer Flooding Pilot at East-Messoyakhskoe Oil Field and Future Plans: Conference Proceedings IOR 2021. – Apr. 2021. – Vol. 2021. – Pp. 1–10. – URL: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202133019>
4. Ilyasov I.R. Obosnovanie tipa i parametrov aktivnoy primesi dlya effektivnogo vytesneniya nefi pri polimernom zavodnenii // *Neftpromyslovoye delo.* – 2021. – № 10(634). – S. 23–29. – DOI: 10.33285/0207-2351-2021-10(634)-23-29
5. Ilyasov I.R. Metodika opredeleniya parametrov tekhnologii polimernogo zavodneniya slabokonsolidirovannogo plasta vyazkoy nefi // *Geologiya, geofizika i razrabotka nefiyannykh i gazovykh mestorozhdeniy.* – 2022. – № 2(362). – S. 50–55. – DOI: 10.33285/2413-5011-2022-2(362)-50-55
6. Manichand R.N., Seright R.S. Field vs. Laboratory Polymer Retention Values for a Polymer Flood in the Tambaredjo Field // *SPE Res. Eval. Eng.* – 2014. – URL: <https://doi.org/10.2118/169027-PA>
7. Toma A. Osnovy tekhnologii polimernogo zavodneniya / pod red. I.N. Kol'tsova. – SPb.: TsOP "Professiya", 2020. – 240 s.

Information about the author

Ilnur R. Ilyasov (Cand. of tech. sci.)
ilnur_ilyasov@mail.ru

JSC "Messoyakhaneftegaz"
Tyumen, Russia

Научная статья

УДК 622.276

DOI: 10.33285/2413-5011-2022-6(366)-53-57

СПЕКТРАЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СИГНАЛОВ ПРИ АНАЛИЗЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ СКВАЖИН

И.Р. Сафиуллин

(ООО НПО "Нефтегазтехнология")

Аннотация. Основным промысловым материалом для анализа динамики работы скважин является база технологических показателей эксплуатации скважины, включающая замеры дебитов нефти, воды, жидкости. При традиционном анализе технологических показателей, в основном, используют их представление во временной области. В статье приведен альтернативный способ представления – в частотной области в виде спектра. Перевод в частотную область включает в себя выполнение трех этапов – выбор сигнала, модификацию и трансформацию. Представление сигнала в виде спектра позволяет расширить анализ технологических показателей, сделать его более глубоким и чувствительным к изменению динамики работы скважины, а также выявить особенности протекания физических процессов в пласте и скважине, которые сложно диагностировать общепринятыми способами.

Ключевые слова: спектральные характеристики сигналов, технологические показатели, преобразования исходного сигнала

Для цитирования: Сафиуллин И.Р. Спектральные характеристики сигналов при анализе технологических показателей работы скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 6(366). – С. 53–57. – DOI: 10.33285/2413-5011-2022-6(366)-53-57

Original article

SPECTRAL CHARACTERISTICS OF SIGNALS WHEN ANALYZING TECHNOLOGICAL INDICATORS OF WELLS OPERATION

I.R. Safiullin

(LLC NPO "Neftegaztekhologiya")

Abstract. The main field material for analyzing the dynamics of wells operation is the technological indicators base, which includes measurements of oil, water, liquid flow rates. The traditional analysis of technological indicators involves their representation in the time domain. The article presents an alternative way of representation – in the frequency domain in the form of a spectrum. Transition into the frequency domain includes the implementation of three stages – signal selection, modification and transformation. The representation of the signal in the form of a spectrum makes it possible to expand the technological indicators analysis, make it deeper and more sensitive to changes of the well operation dynamics as well as reveal the features of the physical processes flow in a reservoir and a well, which are difficult to diagnose by conventional methods.

Keywords: spectral characteristics of signals, technological indicators, transformations of the original signal

For citation: Safiullin I.R. Spectral characteristics of signals when analyzing technological indicators of wells operation // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2022. – № 6(366). – Pp. 53–57. – DOI: 10.33285/2413-5011-2022-6(366)-53-57

Технологические показатели работы скважин – замеры дебитов, добычи, обводненности – являются основным промысловым материалом, характеризующим работу нефтяных скважин. В отличие от других данных, технологические показатели характеризуются достаточной точностью и периодичностью. Кроме того, замеры дебитов и добычи ведутся на протяжении всей истории работы скважин, что является преимуществом по сравнению с другими видами исследований, которые к тому же имеют более низкий охват по скважинам.

Анализу технологических показателей посвящено достаточно много научных трудов. В большинстве из них показатели представлены в виде временных зависимостей. Однако интересной задачей является их представление не во временной, а в частотной области. Для этого при анализе графиков дебитов необходимо задей-

ствовать положения теории цифровой обработки сигналов [1, 2].

Теория спектрального анализа или анализа Фурье основана на разложении в ряд Фурье временного сигнала $f(t)$ по следующей формуле:

$$f(t) = \frac{a_0}{2} + \sum_{k=1}^{\infty} (a_k \cos kt + b_k \sin kt). \quad (1)$$

Конечная форма ряда Фурье имеет следующий вид:

$$f_n(t) = \frac{a_0}{2} + \sum_{k=1}^n (a_k \cos kt + b_k \sin kt). \quad (2)$$

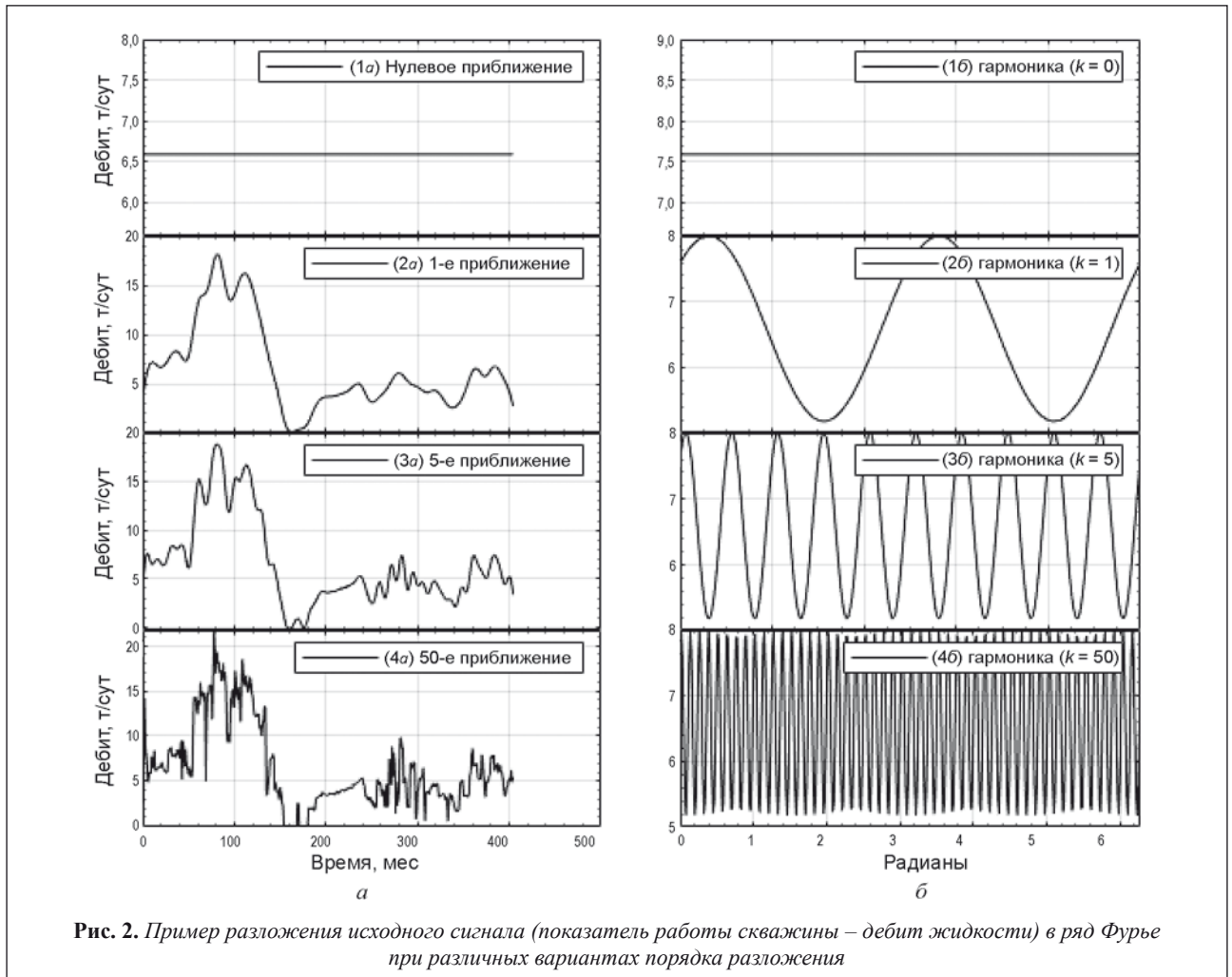
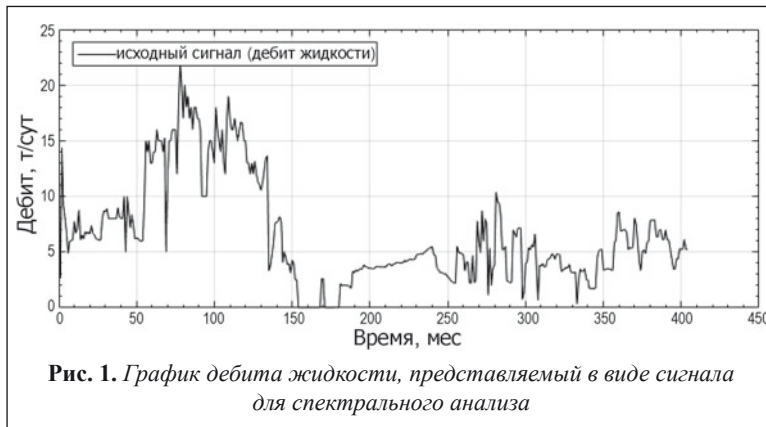
где a_0, a_k, b_k – коэффициенты Фурье; n – порядок разложения сигнала.

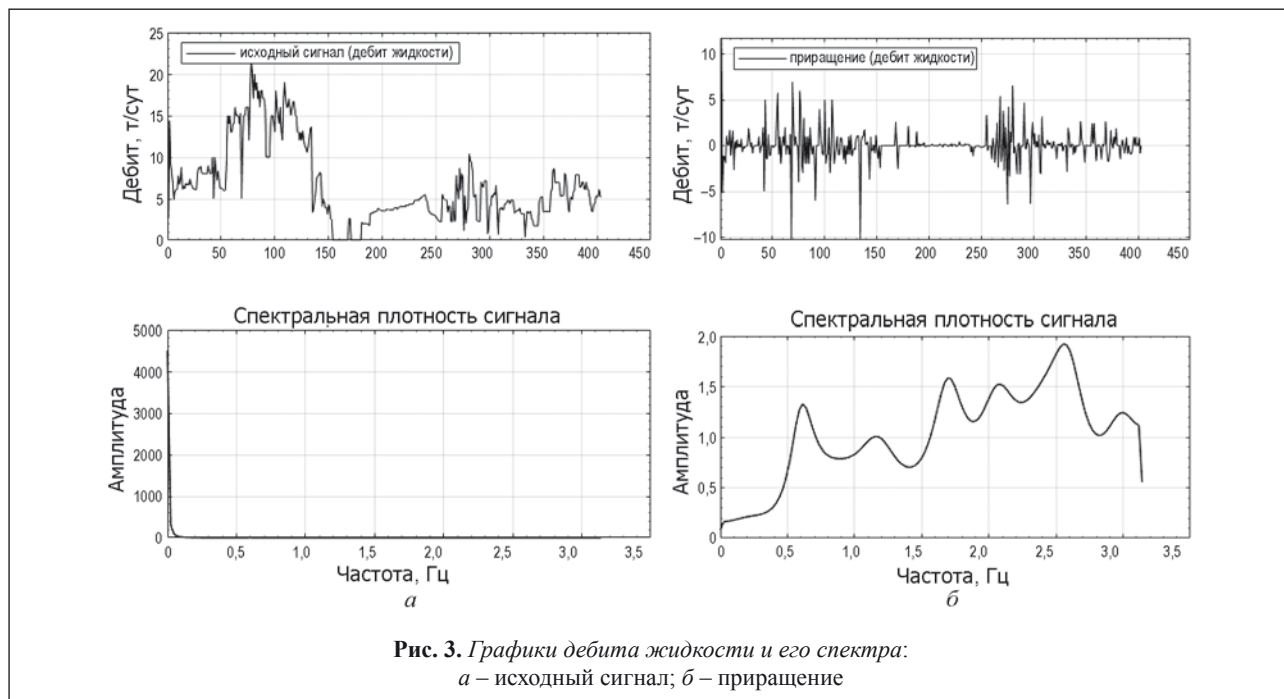
Для примера, в качестве сигнала рассмотрим один из показателей работы скважины, зависящий от времени, например, дебит жидкости (рис. 1).

На рис. 2 в левой части (а) представлены варианты разложения исходного сигнала $f(t)$ в ряд Фурье с разным порядком разложения $f_n(t)$, $n = 0, 1, 5, 50$. Каждая функция $f_n(t)$ является приближением исходного сигнала $f(t)$. Как видно из рис. 2, чем выше порядок разложения, тем больше сходства функции $f_n(t)$ и исходного сигнала $f(t)$. При $n = 50$ полученный сигнал неотличим от исходного сигнала. Это подтверждает тот факт, что

ряд Фурье сходится и справедливо следующее утверждение: $f_n \rightarrow f, n \rightarrow \infty$. На рис. 2, б представлены гармоники сигнала при $k = 0, 1, 5, 50$, соответственно.

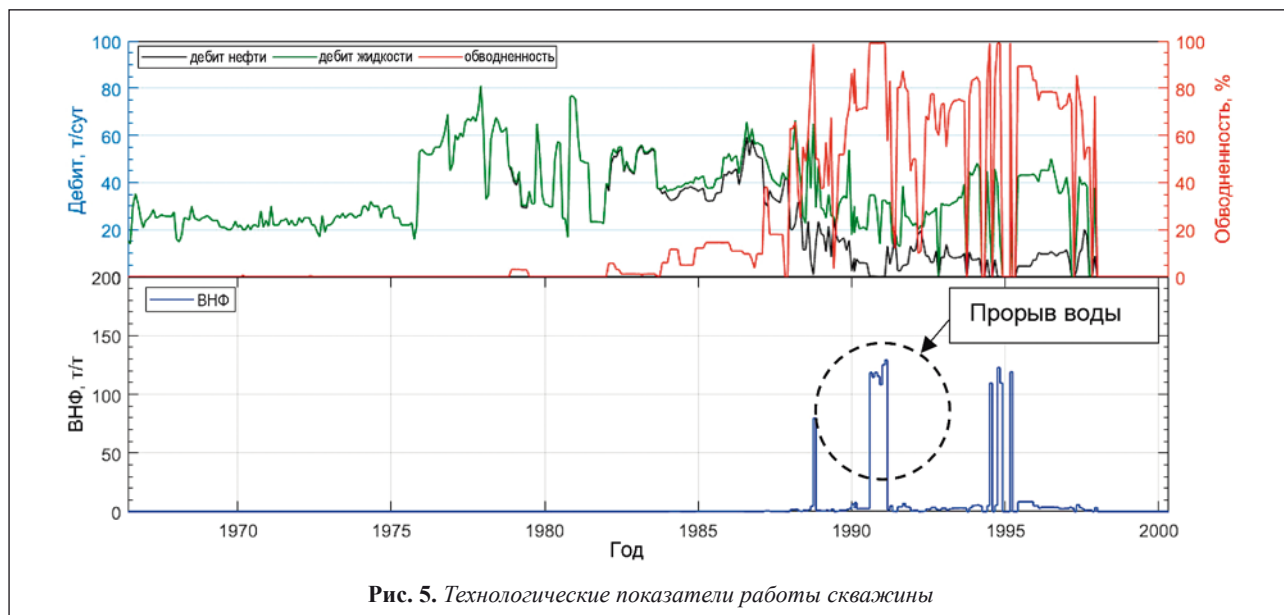
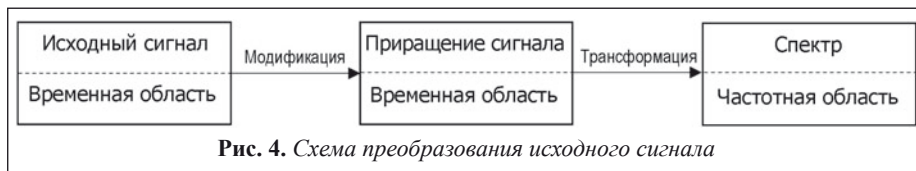
Итак, согласно формуле (1), сигнал представляется в виде суммы составляющих (гармоник), каждая из которых имеет тригонометрическую форму. Чем больше число k , тем больше частота соответствующей составляющей (гармоники) сигнала. Представление сигнала в виде зависимости амплитуд (фаз) от частоты является спектром сигнала. На рис. 2 (1а) представлен исходный сигнал и его спектр. Примечательным является то, что спектр локализован в области низких частот. Связано это с тем, что низкочастотная гармоника (см. рис. 2, (2б)) имеет наибольшее сходство с исходным сигналом, чем другие гармоники (см. рис. 2 (1б, 3б, 4б)). Минусом такого представления является низкая информативность графика спектра. Поэтому при анализе показателей работы скважин в спектральном анализе интерес представляет не исходный график дебита, а его модификация. Наиболее распространенной модификацией сигнала является его приращение. На рис. 3 представлено приращение исходного сигнала, а также его спектр.





Как видно из рис. 3, спектр приращения значительно отличается от спектра исходного сигнала. График более равномерно распределен по частотам и имеет низкую величину максимальной амплитуды, а также менее характерную форму (низкочастотную или высокочастотную). Какую пользу может принести спектр приращения сигнала при анализе показателей работы скважин? Как уже было отмечено ранее, распределение спектра по частотам зависит от сходства гармоник различных частот и сигнала, разлагаемого в спектр. Если график сигнала имеет наибольшее сходство с низкочастотной гармоникой (см. рис. 2 (1б)), то спектр будет смещен в сторону низких частот и, наоборот, если в сигнале преобладают высоко-

частотные составляющие, то спектр будет смещен в сторону высоких частот (см. рис. 2 (4б)). Таким образом, если провести преобразование исходного сигнала по схеме "исходный сигнал – приращение – спектр" (рис. 4), то низкочастотный сигнал будет обладать следующими признаками: постоянный сигнал без резких скачков и флуктуаций, единичные выбросы отсутствуют. Высокочастотный сигнал, напротив, характеризуется изменчивостью, нестабильностью. Резкие скачки и выбросы переводят сигнал в высокочастотную область.



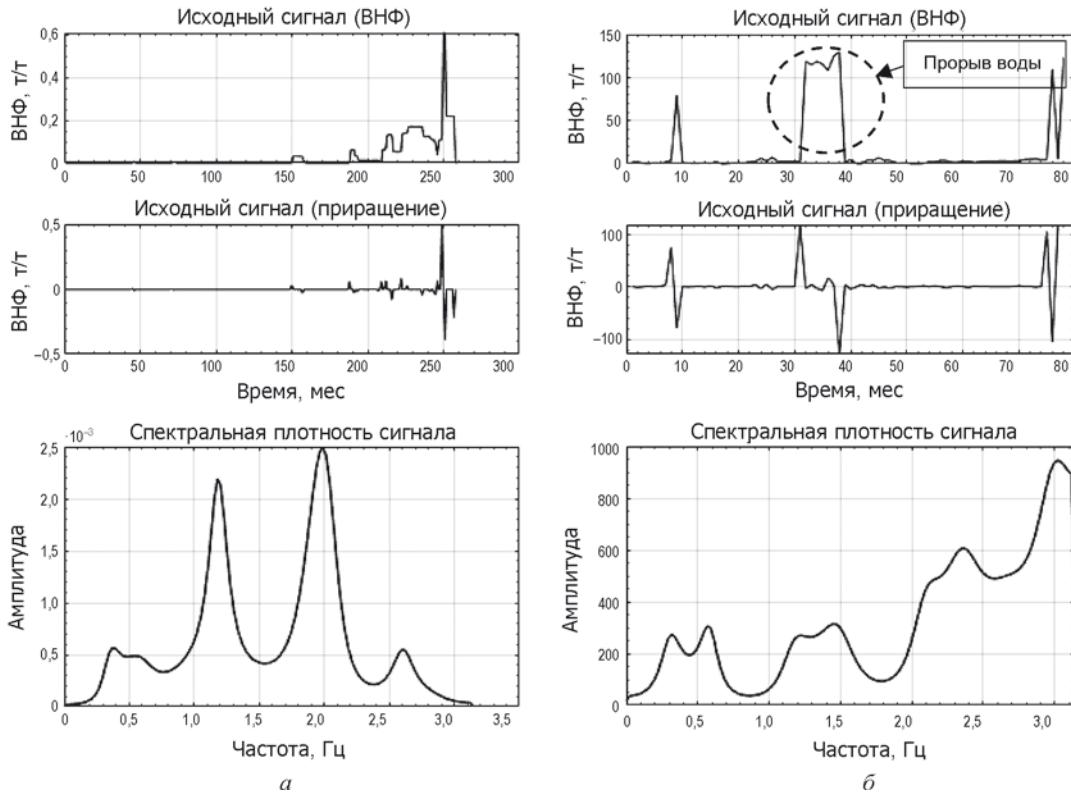


Рис. 6. Спектральные характеристики работы скважины для разных участков графика ВНФ: до прорыва (а) и после прорыва (б) воды в скважину

В качестве примера рассмотрим следующие технологические показатели работы скважины, представленные на рис. 5. В начальный этап работы до достижения фронта воды скважина работает с низкой обводненностью. После достижения фронта скважина медленно обводняется. В дальнейшем происходит резкий прорыв воды, что выражается в резком росте графика водонефтяного фактора (ВНФ) до уровня 120 т/т. На рис. 6 представлены графики ВНФ в промежутках времени до и после прорыва воды, а также их спектральные характеристики. В первом случае (см. рис. 6, а), график ВНФ, несмотря на единичные скачки, не обладает сильной изменчивостью, поэтому спектр равномерно распределен по частотам. Резкий прорыв воды переводит спектр в область высоких частот (см. рис. 6, б), что отражается в явном виде на графике спектральной плотности сигнала.

Таким образом, получен инструмент, позволяющий преобразовывать массив показателей работы скважин в частотный образ. Процедура состоит из трех этапов:

1. Выбор показателя работы скважины в качестве рассматриваемого сигнала, который зависит от типа решаемой задачи. В качестве показателя могут выступать данные дебитов, добычи, обводненности, водонефтяного фактора и т. д.

2. Модификация сигнала представляет из себя преобразование сигнала и может включать следующие про-

цедуры: фильтрация (низко- и высокочастотные фильтры), удаление тренда и шумов, дифференцирование (представление в виде приращения).

3. Перевод сигнала в частотную область. Разложение сигналов алгоритмами быстрого и дискретного преобразования Фурье и получение графика спектра рассматриваемого сигнала.

Вышеприведённые процедуры позволяют более детально изучить особенности и характер протекания физических процессов в пласте и в скважине через показатели работы скважин путем получения частотного образа сигнала. В приведенном примере таким процессом является неконтролируемый совместный приток воды и нефти в скважину. Преобразование сигналов и анализ спектров осуществлялись с использованием персонального компьютера и программного обеспечения Matlab [3].

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Лайонс Р. Цифровая обработка сигналов: пер. с англ. – М.: ООО "Бином-Пресс", 2006. – 656 с.
2. Сергиенко А.Б. Цифровая обработка сигналов. – СПб.: Питер, 2002. – 608 с.
3. Дьяконов В.П. Matlab: обработка сигналов и изображений: спец. справочник. – СПб.: Питер, 2002. – 602 с.

REFERENCES

1. Layons R. *Tsifrovaya obrabotka signalov: per. s angl.* – M.: ООО "Binom-Press", 2006. – 656 s.

2. Sergienko A.B. *Tsifrovaya obrabotka signalov.* – SPb.: Piter, 2002. – 608 s.

3. D'yakonov V.P. *Matlab: obrabotka signalov i izobrazheniy: spets. spravochnik.* – SPb.: Piter, 2002. – 602 s.

Информация об авторе

Ильнур Рамилевич Сафиуллин
safiullin_ir@npongtr.ru

ООО НПО "Нефтегазтехнология"
Уфа, Республика Башкортостан, Россия

Information about the author

Ilnur R. Safiullin
safiullin_ir@npongtr.ru

LLC NPO "Neftegaztekhniologiya"
Ufa, The Republic of Bashkortostan, Russia

БЛАНК-ЗАКАЗ для резидентов РФ	
№	(заполняется издателем)
от	(заполняется издателем)

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина"
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)
119991, г. Москва, Ленинский проспект, дом 65, корп. 1

Контакты:

Издательский дом "Губкин": Завьялов А.П. +7 (925) 775-80-61, zavyalovap@yandex.ru
Отдел распространения печатной продукции: Шаповал И.Е. +7 (916) 755-10-21, (499) 507-91-66, shapira@list.ru
Выпускающий редактор: Астахова А.Н., oil_engineering@mail.ru

Название организации	
Адрес покупателя	
Адрес получателя (с указанием почтового индекса)	
ИНН/КПП	
Телефон, факс (с указанием кода города); E-mail	

Руководитель предприятия

Главный бухгалтер

МП

Выслать счет для оплаты подписки на издания 2022 года (1-е полугодие, 2-е полугодие)

№ п/п	Вид издания	Число выпусков 6 мес/12 мес	Полугодие			Год		
			Цена 1 экз. при подписке на 6 мес, руб.	Цена комплекта на 6 мес, руб.	Число комплектов	Цена 1 экз. при подписке на 12 мес, руб.	Цена комплекта на 12 мес, руб.	Число комплектов
1	НТЖ "Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений"	6/12	2 992,00	17 952,00		2 541,00	30 492,00	
2	НТЖ "Нефтепромысловое дело"	6/12	1 991,00	11 946,00		1 694,00	20 328,00	

Сумма заказа к оплате _____

Стоимость подписки включает НДС (10 %) и почтовые расходы для отправки простыми бандеролями.

Оплата изданий производится 100 % предоплатой на основании выставленного счёта Издателем.

Научная статья

УДК 622.276

DOI: 10.33285/2413-5011-2022-6(366)-58-62

ОПЫТ РЕГУЛИРОВАНИЯ ОТБОРОВ НЕФТИ НЕСТАЦИОНАРНЫМИ ТЕХНОЛОГИЯМИ ИЗ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ СЛОЖНОГО ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ

А.А. Махмутов

(ООО НПО "Нефтегазтехнология")

Аннотация. В статье рассмотрены основные этапы геолого-технологического обоснования нестационарного заводнения продуктивных пластов франского яруса верхнего девона одного из нефтяных месторождений Восточно-Оренбургского сводового поднятия. Отмечено, что изучаемый объект характеризуется сложным геологическим строением, высокой послойной и зональной неоднородностью по фильтрационно-ёмкостным свойствам, наличием глин неоднородного минералогического состава. По результатам детального анализа геологического строения и технологических показателей разработки установлено, что остаточные запасы нефти вырабатываются неравномерно и сосредоточены в низкопроницаемых прослоях. Для повышения эффективности текущей системы разработки, перераспределения установившихся фильтрационных потоков в пласте и уменьшения объемов попутно добываемой воды с последующим вовлечением в разработку недренируемых запасов нефти текущей системой разработки обосновано проведение нестационарного заводнения.

Ключевые слова: нестационарное заводнение, неоднородность, проницаемость, Восточно-Оренбургское сводовое поднятие, остаточные запасы нефти

Для цитирования: Махмутов А.А. Опыт регулирования отборов нефти нестационарными технологиями из продуктивных пластов сложного геологического строения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 6(366). – С. 58–62. – DOI: 10.33285/2413-5011-2022-6(366)-58-62

Original article

EXPERIENCE OF OIL EXTRACTION REGULATION FROM PRODUCTIVE RESERVOIRS OF COMPLEX GEOLOGICAL STRUCTURE BY NON-STATIONARY TECHNOLOGIES APPLICATION

A.A. Makhmutov

(LLC NPO "Neftegaztehnologiya")

Abstract. The article considers the main stages of the geological-technological substantiation of non-stationary flooding of productive formations of the Frasnian stage of the Upper Devonian stage of one of the oil fields in the East Orenburg dome uplift. It is noted that the object under study is characterized by a complex geological structure, high layered and zonal heterogeneity in reservoir properties and presence of clays of heterogeneous mineralogical composition. Based on the results of the detailed analysis of the geological structure and technological development indicators, it was revealed that the residual oil reserves are recovered unevenly and are concentrated in low-permeability interlayers. Improvement of the current development system efficiency, redistribution of the steady filtration flows in the reservoir and reduction of the of produced water volumes with subsequent involvement of non-drained oil reserves into the development require conducting non-stationary water-flooding, substantiated by the current development system.

Keywords: non-stationary water-flooding, heterogeneity, permeability, East Orenburg dome uplift, residual oil reserves

For citation: Makhmutov A.A. Experience of oil extraction regulation from productive reservoirs of complex geological structure by non-stationary technologies application // *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. – 2022. – № 6(366). – Pp. 58–62. – DOI: 10.33285/2413-5011-2022-6(366)-58-62

Многие отечественные месторождения находятся на поздней стадии разработки и характеризуются снижением дебитов нефти и неконтролируемым ростом обводненности. В результате этого возникают значительные производственные затраты, обусловленные снижением эффективности проводимых геолого-технических мероприятий (ГТМ) и ухудшением технологических показателей разработки.

Как показывает практика, одним из способов повышения эффективности выработки остаточных запасов нефти является переход на нестационарное заводнение (НЗ). Данная технология позволяет значительно перераспределить установившиеся фильтрационные потоки в пласте, уменьшить объемы попутно добываемой воды и вовлечь в разработку недренируемые запасы нефти текущей системой разработки [1, 6, 7].

В данной статье рассматриваются основные моменты геолого-технологического обоснования НЗ продуктивных пластов франского яруса верхнего девона одного из нефтяных месторождений Восточно-Оренбургского сводового поднятия (ВОСП). Месторождение имеет сложное геологическое строение, обусловленное активными седиментационными процессами в франско-визейское время, косослойной структурой залегания пластов, неоднородностью по гранулометрическому и минералогическому составу, невыдержанностью толщин и высокой изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Согласно результатам исследования керна установлено, что изучаемые пласты представлены разнородными песчаниками и гравелитами. При этом в составе породы присутствуют глинистые материалы (монтмориллониты, каолиниты и др.) с насыщенностью до 55 %.

В результате детального изучения распределения геологических свойств объекта исследования отмечено, что периферийные области залежи имеют ухудшенные коллекторские свойства за счет высокой глинистости и низких значений проницаемости (рис. 1, 2). В последующем это может являться ограничивающим фактором дальнейшего развития системы ППД в периферийных областях. К тому же, согласно промысловым данным, скважины, пробуренные в этих областях, характеризуются низкой продуктивностью и осваиваются с применением технологии гидроразрыва пласта (ГРП). По состоянию на дату изучения наблюдается рост обводненности добываемой продукции, что связано, прежде всего, с выработкой высокопроницаемых пропластков. Как уже было отмечено выше, для повышения эффективности выработки текущих запасов нефти необходимо применение усовершенствованной технологии нестационарного заводнения (рис. 3), что позволит максимально вовлечь в разработку остаточные слабодренлируемые запасы нефти в низкопроницаемых прослоях в центральной части залежи. При этом основное внимание должно быть уделено повышению эффективности системы ППД, как основному инструменту в процессе регулирования выработки запасов нефти.

Для наиболее эффективного определения направлений и возможностей совершенствования разработки продуктивных пластов месторождения и выбора оптимальных технологических решений по полному извлечению остаточных запасов нефти изучены распределения некоторых геологических свойств и технологические показатели разработки изучаемого пласта согласно работам [1, 2, 6, 7].

Выбор оптимального участка для проведения технологии НЗ по рассматриваемому объекту основывается на ряде геологических и технологических критериев с использова-

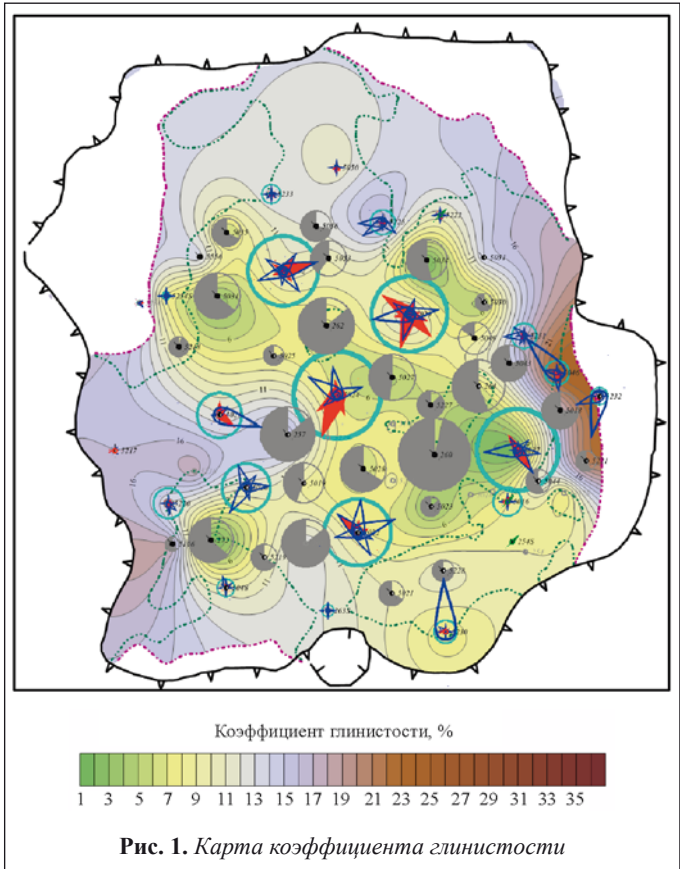


Рис. 1. Карта коэффициента глинистости

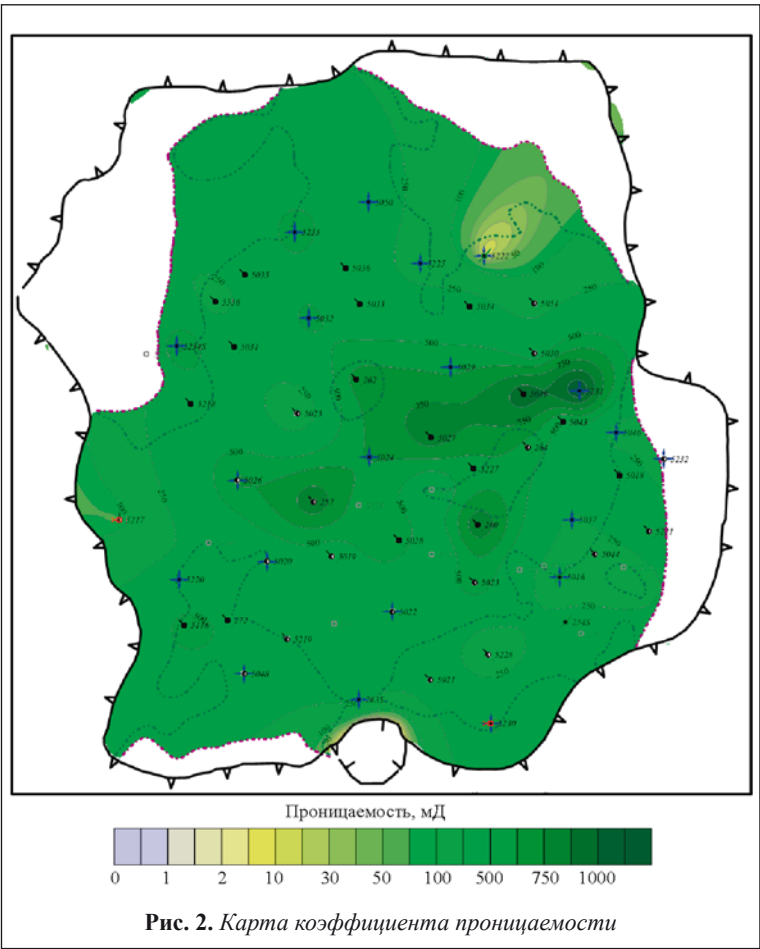
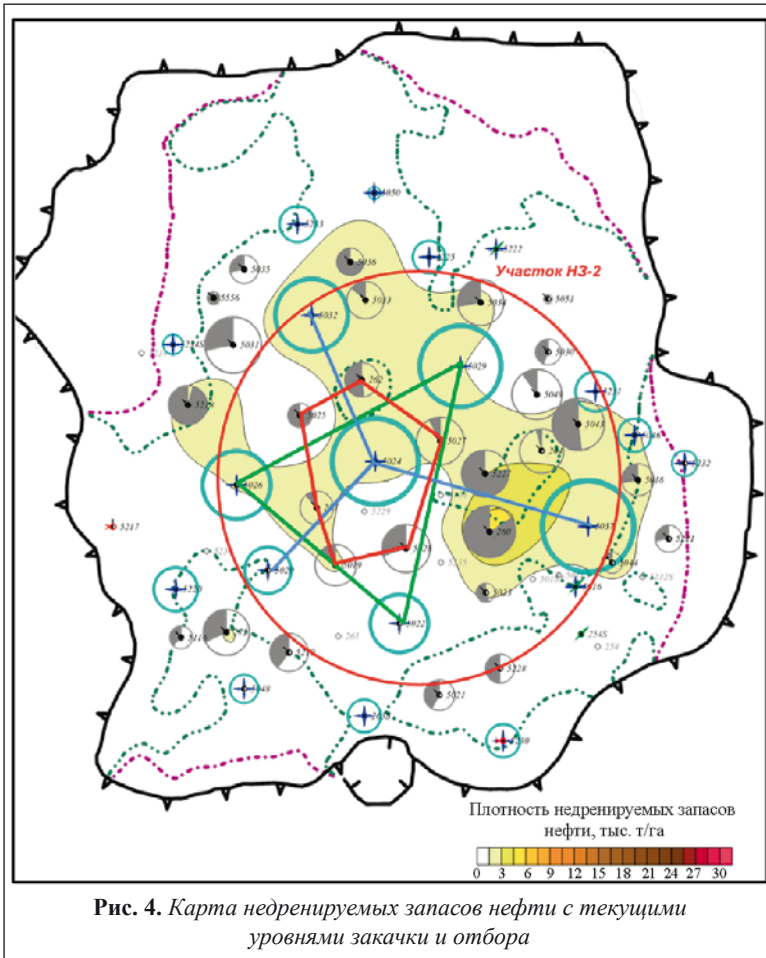
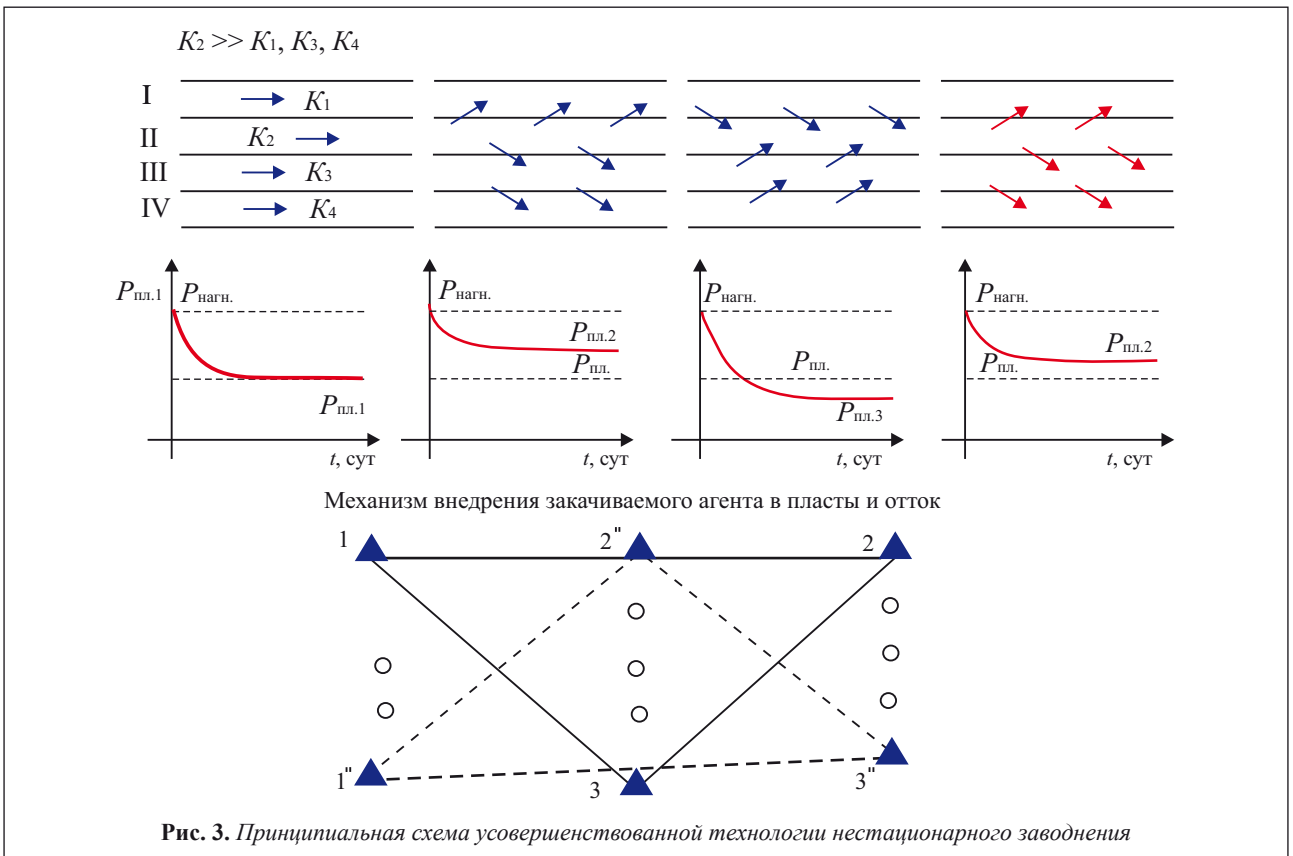


Рис. 2. Карта коэффициента проницаемости



нием различных карт, построенных согласно работам [2–5, 8]. Так, в качестве основных критериев выступают:

- наличие текущих остаточных запасов нефти по участку;
- значительные послойная и зональная неоднородности продуктивных пластов по проницаемости;
- "развитая" система заводнения (для возможности объединения нагнетательных скважин в группу, охватывающих области со значительной неоднородностью по проницаемости для более интенсивного вовлечения низкопроницаемых пропластков в процесс разработки за счет перераспределения градиентов давления в пласте);
- значительная расчлененность коллектора (более двух прослоев);
- текущее пластовое давление выше давления насыщения нефти газом на 30...40 %;
- оптимальные циклы работы нагнетательных скважин (оптимальное время полциклов, рассчитанное на основе данных о пьезопроводности);
- наличие недобитых запасов нефти текущей системой разработки;
- наличие областей с низкой проницаемостью коллектора;
- компенсация отборов закачкой не менее 100 %;

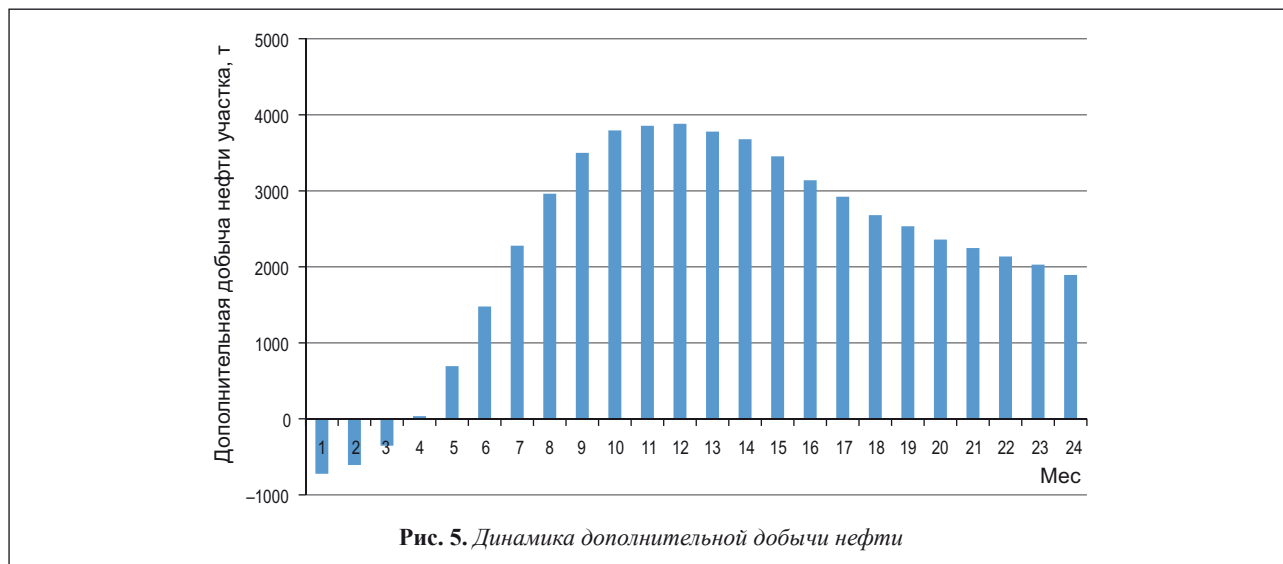


Рис. 5. Динамика дополнительной добычи нефти

• отсутствие либо минимальное число скважин с проведением мероприятий по ГРП в пределах участка.

По результатам детального изучения геологического строения и анализа текущего состояния разработки выбран участок для проведения опытно-промышленных работ (ОПР) по нестационарному заводнению. Участок ОПР характеризуется высокой расчлененностью и послойной неоднородностью по проницаемости. Расчлененность коллектора изменяется от 3 до 35 прослоев, послойная неоднородность по проницаемости – от 0,5 до 2,5 отн. ед., что является положительным фактором для применения выбранной технологии. Имеется значительный резерв по пластовому давлению $P_{пл.}$ относительно давления насыщения нефти газом $P_{нас.}$ по участку. В пределах выбранного участка имеются области как со слабой, так и со значительной проницаемостью коллектора (от $100 \cdot 10^{-3}$ до $1000 \cdot 10^{-3}$ мкм²), что подтверждает выбор участка для проведения технологии НЗ. Геологические запасы нефти в пределах участка вырабатываются неравномерно как по площади, так и по разрезу. Отмечено наличие отдельных зон, в которых наблюдается прорыв закачиваемой воды и преждевременное обводнение добывающих скважин.

К тому же оценка выбранного участка на наличие повышенной плотности запасов, не дренируемых текущей системой разработки, показывает, что в пределах выбранного участка присутствуют области с недренируемыми запасами от 1 до 6 тыс. т/га (рис. 4).

Согласно промысловым данным скважины выбранного участка работают с высокой обводненностью, добыча нефти падает. Обводненность добываемой продукции скважин на дату изучения объекта изменяется от 60 до 94 %.

Выбор скважин для реализации технологии нестационарного заводнения в пределах выбранного участка проводился исходя из условий, приведенных в работе [7]. При выборе нагнетательных скважин в схеме нестационарного заводнения обеспечивается наибольший охват остаточных запасов формируемыми элементами заводнения. При этом геометрический центр фор-

мируемых элементов заводнения согласуется с областью повышенной послойной неоднородности пластов по проницаемости.

В соответствии с этими условиями предложен вариант расположения добывающих и нагнетательных скважин (см. рис. 4).

В результате при расчете технологических показателей внедрения нестационарного заводнения на выбранном участке с учетом [1, 6, 7] дополнительная добыча нефти за два года составила 54 тыс. т. На рис. 5 приведена динамика изменения дополнительной добычи нефти при проведении нестационарного заводнения в течение двух лет.

Таким образом, формирование управляемых процессов отбора и закачки при данных геолого-технологических показателях разрабатываемого участка приносит значительный прирост отбираемой продукции.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Муслимов Р.Х. *Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН): учеб. пособие.* – Казань: Изд-во "Фэн" Академии наук РТ, 2014. – 750 с.
2. *Методика построения карт неоднородности пластов при формировании эффективных геолого-технических мероприятий / Р.Х. Халимов, Р.З. Нургалеев, З.А. Лоцеева, А.А. Махмутов, Н.И. Хисамутдинов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений.* – 2016. – № 12. – С. 53–55.
3. *Способ оценки послойной неоднородности нефтяных пластов по проницаемости в условиях недостаточной информативности / А.А. Махмутов, Р.Х. Халимов, Р.З. Нургалеев, Н.И. Хисамутдинов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений.* – 2016. – № 12. – С. 56–58.
4. *Совершенствование методики построения карты проницаемости с учетом неоднородности пластов / Р.Г. Сарваретдинов, А.А. Махмутов, А.А. Амиров, И.Г. Хамитов // Нефтепромысловое дело.* – 2015. – № 4. – С. 26–29.

5. Совершенствование методики построения куба проницаемости с учетом неоднородности пластов при трехмерном моделировании / А.А. Махмутов, Р.Х. Гильманова, Р.Г. Сарваретдинов, В.Н. Кожин // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2015. – № 4. – С. 26–28.
6. Современное состояние технологий нестационарного (циклического) заводнения продуктивных пластов и задачи их совершенствования / Н.Г. Ибрагимов, Н.И. Хисамутдинов, М.З. Тазиев, Ю.Е. Жеребцов, О.И. Буторин, И.В. Владимиров. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2000. – 112 с.
7. Регулирование отборов нефти нестационарными технологиями из многослойного пласта / Н.И. Хисамутдинов, Р.Г. Сарваретдинов, А.А. Махмутов, Г.А. Бахтияров // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 11(623). – С. 13–20. – DOI: 10.30713/0207-2351-2020-11(623)-13-20
8. Использование методики построения куба проницаемости с учетом неоднородности пластов на месторождениях нефти Урало-Поволжья / Р.Х. Гильманова, А.А. Махмутов, Е.В. Корнев, Т.Р. Вафин // Нефтяная провинция. – 2020. – № 4(24). – С. 72–89. – DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2020.4.72-89>

REFERENCES

1. Muslimov R.Kh. Nefteotdacha: proshloe, nastoyashchee, budushchee (optimizatsiya dobychi, maksimizatsiya KIN): ucheb. posobie. – Kazan': Izd-vo "Fэн" Akademii nauk RT, 2014. – 750 s.
2. Metodika postroeniya kart neodnorodnosti plastov pri formirovanii effektivnykh geologo-tekhnicheskikh meropriyatii / R.Kh. Khalimov, R.Z. Nurgaliev, Z.A. Loshcheva, A.A. Makh-

- mutov, N.I. Khisamutdinov // Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. – 2016. – № 12. – С. 53–55.
3. Sposob otsenki posloynoy neodnorodnosti neftyanykh plastov po pronitsaemosti v usloviyakh nedostatochnoy informativnosti / A.A. Makhmutov, R.Kh. Khalimov, R.Z. Nurgaliev, N.I. Khisamutdinov // Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. – 2016. – № 12. – С. 56–58.
4. Sovershenstvovanie metodiki postroeniya karty pronitsaemosti s uchetom neodnorodnosti plastov / R.G. Sarvaretidinov, A.A. Makhmutov, A.A. Amirov, I.G. Khamitov // Neftepromyslovoe delo. – 2015. – № 4. – С. 26–29.
5. Sovershenstvovanie metodiki postroeniya kuba pronitsaemosti s uchetom neodnorodnosti plastov pri trekhmernom modelirovani / A.A. Makhmutov, R.Kh. Gil'manova, R.G. Sarvaretidinov, V.N. Kozhin // Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoy promyshlennosti. – 2015. – № 4. – С. 26–28.
6. Sovremennoe sostoyanie tekhnologiy nestatsionarnogo (tsiklicheskogo) zavodneniya produktivnykh plastov i zadachi ikh sovershenstvovaniya / N.G. Ibragimov, N.I. Khisamutdinov, M.Z. Taziev, Yu.E. Zherebtsov, O.I. Butorin, I.V. Vladimirov. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2000. – 112 с.
7. Regulirovanie otborov nefti nestatsionarnymi tekhnologiyami iz mnogosloynogo plasta / N.I. Khisamutdinov, R.G. Sarvaretidinov, A.A. Makhmutov, G.A. Bakhtiyarov // Neftepromyslovoe delo. – 2020. – № 11(623). – С. 13–20. – DOI: 10.30713/0207-2351-2020-11(623)-13-20
8. Ispol'zovanie metodiki postroeniya kuba pronitsaemosti s uchetom neodnorodnosti plastov na mestorozhdeniyakh nefti Uralo-Povolzh'ya / R.Kh. Gil'manova, A.A. Makhmutov, E.V. Kornev, T.R. Vafin // Neftyanaya provintsiya. – 2020. – № 4(24). – С. 72–89. – DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2020.4.72-89>

Информация об авторе

Алмаз Аксанович Махмутов
makhmutov_aa@npngt.ru

ООО НПО "Нефтегазтехнология"
Уфа, Республика Башкортостан, Россия

Information about the author

Almaz A. Makhmutov
makhmutov_aa@npngt.ru

LLC NPO "Neftegaztekhnologiya"
Ufa, The Republic of Bashkortostan, Russia

Научная статья

УДК 622.279.6:556.343

DOI: 10.33285/2413-5011-2022-6(366)-63-67

ТЕХНОЛОГИЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН СПОСОБОМ СНЯТИЯ БЛОКИРОВАНИЯ ВОДОЙ ГАЗООТДАЮЩИХ ИНТЕРВАЛОВ ЧЕРЕЗ ВЫЯВЛЕНИЕ И ОТКЛЮЧЕНИЕ ВОДОПРИТОЧНЫХ ИНТЕРВАЛОВ

М.М. Шапченко¹, А.С. Зотов², Л.Г. Маминав², А.В. Чубаров², Т.А. Шапченко²
(¹НПФ "Уренгойспецгис", ²ООО "Пласт")

Аннотация. В настоящее время используются различные способы интенсификации добычи, которые не устраняют причину обводнения. Предлагается технология восстановления газовых скважин способом снятия блокады водой продуктивных пластов через выявление и отключение водоприточных интервалов. Технология базируется на четырех основных методических аспектах:

1. Выявление интервала водопритока и оценка свойств горных пород (СНГК-Ш).
2. Ликвидация водопритока генератором силового воздействия.
3. Контроль путем мониторинга СНГК-Ш за изменением свойств горных пород и характера насыщения.
4. Вывод скважины на безводный режим (влагометрия).

При создании силового поля с помощью генератора воздействия происходит частичное уплотнение породы и лишение пластовых вод кинетической энергии. Это дает эффект полного отключения водоприточного интервала. В итоге происходит снятие блокады водой продуктивного пласта. Силовое воздействие производят в эксплуатационной колонне без ее вскрытия и не влияют на продуктивные пласты.

В настоящее время предлагаемая технология – самый эффективный способ увеличения рентабельности эксплуатируемых месторождений.

Ключевые слова: скважина, водоизоляционные работы, восстановление нефтяных и газовых скважин, технология силового плазменно-импульсного воздействия, воздействие на водоприточные пласты, спектральный нейтронный гамма-каротаж – широкополосный (СНГК-Ш), текущая модель объекта разработки, генераторы силовых волн, уплотнение породы, кинетическая энергия воды, снятие блокады водой продуктивной толщи, влагометрия газового потока на устье

Для цитирования: Технология восстановления газовых скважин способом снятия блокирования водой газоотдающих интервалов через выявление и отключение водоприточных интервалов / М.М. Шапченко, А.С. Зотов, Л.Г. Маминав, А.В. Чубаров, Т.А. Шапченко // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 6(366). – С. 63–67. – DOI: 10.33285/2413-5011-2022-6(366)-63-67

Original article

THE TECHNOLOGY OF GAS WELLS RESTORATION BY REMOVING THE BLOCKAGE OF GAS-PRODUCING INTERVALS BY WATER THROUGH THE IDENTIFICATION AND SHUTDOWN OF WATER SUPPLY INTERVALS

M.M. Shapchenko¹, A.S. Zotov², L.G. Maminov², A.V. Chubarov², T.A. Shapchenko²
(¹NPF "Urengoyspecgis", ²LLC "Plast")

Abstract. Currently, various methods of production enhancement are used, which do not eliminate the cause of flooding. A technology is proposed for restoring gas wells by removing the blockade of productive formations by water through the identification and shutdown of water supply intervals. The technology is based on four main methodological aspects:

1. Identification of the water inflow interval and assessment of the rocks properties by spectral neutron gamma-ray logging – broadband (SNGRL-BB)
2. Elimination of water inflow by a power generator.
3. Control by monitoring using spectral neutron gamma-ray logging – broadband (SNGRL-BB) over changes in the properties of rocks and the nature of saturation.
4. Bringing the well to an anhydrous regime (moisture metering).

When a force field is created with the help of an impact generator, the rock is partially compacted and the formation waters are deprived of kinetic energy. It gives the effect of complete shutting down the water supply interval. As a result, the water blockage of the productive formation is removed. The force effect is produced in the production string without opening it and does not affect the productive formations.

At present, the proposed technology is the most effective way to increase the profitability of operating fields.

Keywords: well, water insulation works, restoration of oil and gas wells, technology of force plasma-impulse impact, impact on water supply formations, spectral neutron gamma-ray logging – broadband (SNGRL-BB), current model of the development object, power wave generators, rock compaction, kinetic energy of water, removal of the blockade by water of the productive stratum, water content measurement of the gas flow at a well mouth

For citation: The technology of gas wells restoration by removing the blockage of gas-producing intervals by water through the identification and shutdown of water supply intervals / M.M. Shapchenko, A.S. Zotov, L.G. Maminov, A.V. Chubarov, T.A. Shapchenko // *Geology, geophysics and development of oil and gas fields.* – 2022. – № 6(366). – Pp. 63–67. – DOI: 10.33285/2413-5011-2022-6(366)-63-67

Обводнение добывающего фонда – главная проблема добычи углеводородов (УВ). В связи с переходом большого числа месторождений в позднюю стадию эксплуатации, проблема восстановления скважин весьма актуальна.

В настоящее время используются различные способы интенсификации добычи:

1. Установка "цементных" мостов (различного состава) для перехода на вышележащий интервал.
2. Проведение сплошного "цементаж" специальными составами от забоя до кровли вскрытого интервала, с дальнейшей перфорацией.
3. Механические, акустические, тепловые, химические.
4. Забурирование боковых стволов с субгоризонтальным окончанием.

Однако указанные способы интенсификации добычи не устраняют причину обводнения:

1. Если есть эффект, то он как правило, кратковременный – не более 6 мес, затем опять обводнение.
2. Скважины осваивались с обязательным уменьшением дебита по сравнению с доремонтным уровнем добычи.
3. Из-за изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), появления нового коллектора (не стыкующегося с зоной отбора) скважина начинала работать из-под накопления непромышленным дебитом УВ или вовсе приток отсутствовал, но приток воды есть.
4. Забурирование боковых стволов в настоящее время считается самым эффективным способом поддержания добычи. Недостаток этого способа – дороговизна, обводняется через 2...3 года. Затраты окупаются, но скважины не подлежат ремонту из-за отсутствия эффективных технологий.

Как видим, причина неэффективности одна – обводнение. На некоторых газовых промыслах применение вторичных методов интенсификации добычи привело к ликвидации 30 % добывающего фонда.

Восстановление газовых скважин способом снятия блокирования водой через выявление и отключение водоприточных интервалов, по сути, представляет собой способ отключения водопритоков в обсаженных добывающих скважинах силовым плазменно-импульсным воздействием.

Впервые силовое плазменно-импульсное воздействие на пласт применялось в 1980-х годах при добыче урановых солей скважинным методом. Задача воздействия на породы состояла в повышении трещиноватости, чтобы увеличить площадь соприкосновения урановой соли с водой, которой "промывалось" месторождение через нагнетательные скважины. Было замечено, что при снижении нагрузки воздействия на пласт происходил процесс делотации: в пределах упругости скелета породы происходило ее уплотнение.

Предлагаемая нами технология базируется на четырех методических аспектах:

1. Выявление интервала водопритока и оценка свойств горных пород геофизическими исследованиями – спектральным нейтронным гамма-каротажем широкополосным (СНГК-Ш).
2. Ликвидация водопритока генератором силового воздействия.
3. Контроль путем мониторинга СНГК-Ш за изменением свойств горных пород и характера насыщения.
4. Вывод скважины на безводный режим (влагометрия).

Осталось только найти способ выявления интервалов водопритоков и подобрать генераторы для решения поставленной задачи.

Уверенное выявление интервала водопритока важно, потому что при воздействии на интервал, без наличия воды, происходило разрушение коллектора вместо уплотнения, что совершенно не устраивало газодобывающие компании.

Задача оказалась очень сложной, так как применяемые алгоритмы геофизики работали только на выявление контактов ГВК, ВНК, переходных зон, но не водоносных пластов как объектов, имеющих конечные размеры. Для разработки способа уверенного выделения интервалов водопритоков понадобилось 10 лет поисков.

Решением задачи стало внедрение СНГК-Ш и создание способа оперативного выявления активных водопритоков на основе использования авторской интерпретации – достоверной оценки лучевых и нейтронных параметров для анализа распределения зон газо- и водонасыщенности в разрезе скважины.

Решив задачу целенаведения, пришлось долго подбирать характеристики генератора для получения эф-

фекта уплотнения породы, содержащей пластовую воду, а также возможность создания эффекта потери водосодержания после воздействия.

Совокупность этих двух факторов (частичное уплотнение породы и значительное снижение водосодержания) и дает эффект полного отключения водоприточного интервала. В итоге происходит снятие блокады водой продуктивной толщи (пласта). По расчетам группы А.С. Зотова, эффективное значение блокирования водопритоков таким способом имеет срок не менее 3 лет.

Именно эта задача и решена в газовых скважинах с помощью генераторов плазменно-импульсного воздействия, без вскрытия эксплуатационной колонны, путем селективного воздействия на водоприточные интервалы и без воздействия на зону отбора продукта.

Добывающие компании Ямало-Ненецкого автономного округа перешли на ремонт только остановившихся скважин (полностью обводнившихся). Причем первые остановки скважин фиксировались даже при давлении 80 атм, хотя проектом разработки предусматривалась возможность остановки скважины только при давлении около 10 атм. Такие фантастически отрицательные результаты заставили задуматься о достоверности предоставляемого геолого-геофизического материала и замене инструментов контроля добычи, вплоть до пересмотра модели объектов ремонта. В результате применения СНГК-Ш, а также разработанных нами влагометрических исследований потока газа в шлейфе (паровая фаза, скорость и дебит) были подтверждены предполагаемые ранее изменения в модели объекта добычи:

1. Газовые и водоносные пласты – это разные объекты со своими давлениями и температурами.

2. Никакого перемешивания флюидов в пластах не происходит, отсюда отсутствуют ГВК и переходная зона.

3. ГВК отмечается на контуре залежи.

4. В прискваженной зоне во время бурения создается новый коллектор с латеральными и вертикальными трещинами, в котором происходят движение и перемешивание пластовых флюидов (воды, газа). Искусственно созданную систему с наличием и перемешиванием флюидов совершенно четко регистрируют нейтронные методы с выделением контактов ГВК и переходных зон. Как видим, к продуктивному пласту эта система никакого отношения не имеет. Это заблуждение идет еще с 1955 г., когда начали применять НГК (нейтронный гамма-каротаж) и блестяще отбивать движение ГВК, ВНК (газо-, водонефтяной контакты).

Рассмотрев эти дополнения к модели объекта добычи, можно сделать уверенный вывод о возможности работы с водоносным пластом как отдельным объектом, не являющимся единым целым с добычным горизонтом, применяя к нему весь необходимый комплекс методов воздействия, не опасаясь последствий воздействия на добычу. Применение СНГК-Ш позволяет уверенно выявлять водоносные пласты с целью их обработки выбранным способом воздействия и контролировать воздействие.

Отличия данного способа от гидроразрыва пласта (ГРП) и технологии компании "Новас-Энерджи" и похожих технологий:

- Предлагаемый способ не действует "вслепую", а создается текущая геолого-геофизическая модель объекта добычи, позволяющая точно воздействовать на проблемную зону (водоприток).

- Не воздействует на зону отбора продукта, что исключает создание проблем при добыче газа из данной скважины – дополнительное поступление воды в результате увеличения проницаемости.

- В отличие от всех других технологий, устраняет блокаду водой газоотдающего интервала – основную причину остановки скважин (источник обводнения).

- Применение ГРП и бурение горизонтальных и субгоризонтальных стволов не устраняют главную причину потери дебита – обводнение (блокирование зон отбора водой)

Предлагаемый способ применим в вертикальных и наклонных скважинах.

В качестве яркого примера отсутствия конкурирующих технологий может служить история создания волнового электроимпульсного генератора типа "Новас-Энерджи" с добавлением металлической массы (провода) для увеличения мощности воздействия. Создан хороший прибор на волновой основе с воздействием на породу 1...2 кДж с тактовой частотой 32 с. Фактически, это удар молота по эксплуатационной колонне без создания волнового поля. Это очередной прибор из целого ряда акустических приборов различной мощности и конструкции для увеличения проницаемости и уменьшения скин-эффекта. На наш взгляд, это тупиковый путь без возможности ликвидации водоприточных интервалов. Еще на этапе создания его прототипа в 2005 г. было принято ошибочное решение об увеличении мощности без создания волнового поля. Все рекомендации о необходимости поддержания поля для воздействия на воду были просто отброшены. Таким образом, наше утверждение об отсутствии в настоящее время конкурирующих технологий совершенно справедливо.

Заказчику нужен газ, мы его получили в 2015 г. Нельзя сравнивать принципиально разные технологии, базирующиеся на разных моделях объектов разработки. Отсюда разные представления о способах борьбы с обводнениями объектов добычи с различными наборами инструментов для увеличения дебитов газа и нефти, даже если внешне они похожи.

Предлагаемый способ имеет большой потенциал развития. В настоящее время используется оборудование, позволяющее проводить опытно-промышленные работы только в некоторых скважинах и при определенных условиях. Создание на их основе специализированного инструмента нужного диаметра и более термостойкого резко расширит возможности применения способа ликвидации водопритоков.

Техническое применение нового термостойкого комплекта оборудования позволит восстанавливать не только отдельные скважины, но и участки, и даже целиком газовые залежи. Полное восстановление сква-

жин, подключенных к одному шлейфу (опыт использования переменных нагрузок на отдельный шлейф уже применялся), и использование шайб разного диаметра пропорционально производительности скважин позволит использовать компрессоры, работающие на газе (они уже созданы коллективом МФТИ), для извлечения малонапорного газа. Коэффициент извлечения можно довести до 90...95 % из реально герметизированной залежи, а сроки извлечения увеличить на десятки лет, проводя водоизоляционные работы (ВИР) примерно один раз в 3 года. Конечно, все это возможно не только при наличии нужного оборудования для проведения ВИР, но и инструментального контроля за режимом добычи, без подтягивания дополнительной воды, которая может появиться очень быстро при применении компрессоров. Применение комплекса "Влагометрия", созданного для контроля за разработкой, позволит добывать газ на загерметизированных залежах без быстрого риска обводнения: паровая фаза, позволяющая регистрировать первые признаки появления пластовой воды, замеры дебита и скорости потока газа, позволяющие выявлять появление первых признаков блокирующего эффекта водой продуктивной толщи на основе отношения массы газа на единицу скорости.

Благодаря возможности проводить регистрацию перечисленных параметров прямо в шлейфе, охват действующего фонда в среднем составляет 150 скважин за 10–15 сут. Мониторинг каждой скважины должен проводиться не менее 1 замера в месяц или квартал. Применение замеров 1 раз в год оказалось неэффективным из-за значительного временного изменения условий добычи, которые практически невозможно учесть. Сезонные отборы также значительно влияют на возможность достоверного анализа данных влагометрии. При необходимости частоту наблюдений можно увеличить до 2–3 сут.

Предлагаемая технология – самый эффективный в настоящее время способ резкого (сотни процентов) увеличения рентабельности эксплуатируемых газовых месторождений.

Пример 1. Разбуриив водоизоляционные мосты, поставленные когда-то на нижние отложения сеномана на Уренгойском месторождении для водоизоляции (тогда самая передовая технология) в 200...300 скважинах, можно получить гарантированное увеличение добычи не менее 250 млн м³ газа в сутки, в год это составит 70...80 млрд м³ газа. Для этого необходимо сделать выборку скважин по истории добычи (с дебитами 1 млн м³/сут и выше) и переориентировать предприятия капитального ремонта скважин (КРС) на разбуривание сеноманских мостов, провести подготовку скважины для прохождения приборов геофизики и приборов воздействия до искусственного забоя. После водоизоляции освоить скважину с доведением добычи газа, при контроле "Влагометрией", до режима без подтягивания дополнительной воды. При соответствующем количестве бригад КРС и правильной организации труда, эти работы можно выполнить за 2–3 года. Препятствие – человеческий фактор.

Пример 2. Газовое месторождение Гронинген (Голландия). Применение нашей технологии решит 2 задачи: резко поднимет рентабельность добычи газа и блокирует движение пластовых вод, ликвидируя при этом причину землетрясений – головную боль властей. Остановки скважин, что делается в настоящее время, уже не помогут, вода будет двигаться через негерметичные забои скважин, заставляя перемещаться блоки пород относительно друг друга. Никакие другие технологии, применяемые в настоящее время газодобывающими компаниями мира, решить эти задачи не смогут.

Сама добыча с применением предлагаемой технологии станет совершенно другой и реально может приблизиться к расчетным показателям проектов разработки с возможностью создания "умных" скважин и даже "умных" промыслов. Пока на основе применяемых стандартных технологий это совершенно невозможно.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Постановление № 11/20 правления РАО "Газпром" и Президиума Российской академии наук от 12.04.2000 г.
2. Руководство по исследованию скважин / А.И. Гриценко, З.С. Алиев [и др.]. – М.: Наука, 1995. – С. 40–44, 64–71, 87–91, 108–110, 115–116, 138–139, 153–158.
3. Практические результаты применения метода поточной влагометрии на устье скважин сеноманской залежи Восточно-Таркосалинского месторождения / В.Г. Еринов, М.К. Магомедова, Д.И. Кургузов, Ю.В. Невредимов, Т.А. Шапченко // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2004. – № 6. – С. 35–39.
4. Васильев Ю.Н., Шапченко М.М. Влагометрия (водность) – комплексный показатель, характеризующий процесс разработки газовой залежи на текущий момент // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2007. – № 7. – С. 57–60.
5. Временные методические рекомендации по проведению и интерпретации данных спектрометрического гаммакаротажа. – г. Октябрьский: ОАО НПП "ВНИИГИС", 2002.
6. Вяхирев Р.И., Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. – М.: Недра, 2002. – С. 38–49; 316–321; 270–356.

REFERENCES

1. Postanovlenie № 11/20 pravleniya RAO "Gazprom" i Prezidiuma Rossiyskoy akademii nauk ot 12.04.2000 g.
2. Rukovodstvo po issledovaniyu skvazhin / A.I. Gritsenko, Z.S. Aliev [i dr.]. – M.: Nauka, 1995. – S. 40–44, 64–71, 87–91, 108–110, 115–116, 138–139, 153–158.
3. Prakticheskie rezul'taty primeneniya metoda potochnoy vlagometrii na ust'e skvazhin senomanskoy zalezhi Vostochno-Tarkosalinskogo mestorozhdeniya / V.G. Erinov, M.K. Magomedova, D.I. Kurguzov, Yu.V. Nevredimov, T.A. Shapchenko // Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. – M.: OAO "VNIIOENG", 2004. – № 6. – S. 35–39.
4. Vasil'ev Yu.N., Shapchenko M.M. Vlagometriya (vodnost') –

kompleksnyy pokazatel', kharakterizuyushchiy protsess razrabotki gazovoy zalezhi na tekushchiy moment // Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. – M.: OAO "VNIOENG", 2007. – № 7. – S. 57–60.
 5. *Vremennye metodicheskie rekomendatsii po provedeniyu i in-*

terpretatsii dannykh spektrometricheskogo gamma-karotazha. – g. Oktyabr'skiy: OAO NPP "VNIIGIS", 2002.
 6. *Vyakhirev R.I., Gritsenko A.I., Ter-Sarkisov R.M. Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh mestorozhdeniy. – M.: Nedra, 2002. – S. 38–49; 316–321; 270–356.*

Информация об авторах

Михаил Михайлович Шапченко¹
Александр Сергеевич Зотов²
Лев Георгиевич Маминов²
Алексей Владимирович Чубаров²
Татьяна Александровна Шапченко²
 08475216@mail.ru

¹НПФ "Уренгойспецгис"
 пгт. Уренгой, Ямало-Ненецкий АО, Россия

²ООО "Пласт"
 пгт. Уренгой, Ямало-Ненецкий АО, Россия

Information about the authors

Mikhail M. Shapchenko¹
Alexander S. Zotov²
Lev G. Maminov²
Alexey V. Chubarov²
Tatiana A. Shapchenko²
 08475216@mail.ru

¹NPF "Urengoyspecgis"
 Urengoy, Yamalo-Nenets AO, Russia

²Plast LLC
 Urengoy, Yamalo-Nenets AO, Russia



**ВСТРЕЧИ ЗАКАЗЧИКОВ И ПОДРЯДЧИКОВ
 ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА**
НОВЫЕ ВСТРЕЧИ – НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ!

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental



**16 ФЕВРАЛЯ
 2023**

ИНВЕСТИЭНЕРГО

Инвестиционные проекты, модернизация и закупки в электроэнергетике

Обзор инвестиционных проектов и модернизация российской электроэнергетики, вопросы материально-технического обеспечения в отрасли, практика закупочной деятельности в крупнейших российских энергетических компаниях.
 Награждение лучших поставщиков электроэнергетического оборудования.
 Презентация настенной карты инвестиционных проектов в электроэнергетике



**16 МАРТА
 2023**

НЕФТЕГАЗСНАБ

Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, практика импортозамещения, оплата и приемка поставленной продукции, информационное обеспечение рынка.
 Награждение лучших поставщиков продукции и услуг для нефтегазового комплекса.
 Презентация настенной карты инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе

Телефоны: +7 (495) 514-44-68, 514-58-56; n-g-k.ru



Геомодель 2022

24-я конференция по вопросам геологоразведки
и разработки месторождений нефти и газа



Важные даты

Окончание
регистрации по
льготному тарифу
1 июля 2022 г.

Окончание приема заявок
на коммерческие презентации
и выездной практический курс
1 августа 2022 г.

Направления тем научных сессий

Общая геология и региональные сессии
Геофизические исследования
Обработка и интерпретация геолого-геофизических данных
Методы промысловой геофизики и петрофизики
Количественный анализ геолого-геофизической информации
Разведка и разработка месторождений
Геомеханика
ТРИЗ
Машинное обучение и искусственный интеллект
Цифровизация процессов обработки данных
Экономическая эффективность ГРП

**ОКОНЧАНИЕ ЛЬГОТНОЙ РЕГИСТРАЦИИ –
1 июля 2022 г.!**

5-8 сентября 2022 г. | Геленджик, Россия

www.geomodel.ru

XXVII МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ВЫСТАВКА

**СУРГУТ.
НЕФТЬ И ГАЗ
2022**

XXVII INTERNATIONAL SPECIALIZED
TECHNOLOGICAL EXHIBITION

**SURGUT.
OIL & GAS
2022**

**26-28
СЕНТЯБРЯ**

2022



+7 (3462) 94-34-54



sales@yugcont.ru



www.sngexpo.ru

#приёмзаявок #СНГ #СургутНефтьиГаз2022 #выставка
#ЮГРА #Сургут #sngexpo #СургутнефтьиГаз #Expotech
#2022 #четвертьвекавместе #ЮК #ЮгорскиеКонтракты



РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

НЕФТИ и ГАЗА

(НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)

имени И.М. ГУБКИНА

Базовый вуз нефтегазового комплекса России