

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ГЕОРЕСУРСЫ

Главное в номере:

- Добыча трудноизвлекаемых и неизвлекаемых запасов нефти с помощью технологии бинарных смесей 154
Е.Н. Александров, Н.М. Кузнецов и др.
- Капиллярная модель анизотропной пористой среды (теория и эксперимент) 166
В.М. Максимов, М.Н. Дмитриев, А.Н. Кузьмичев

2016. Т. 18. № 3

Ч. 1

GEORESURSY

GEORESOURCES. SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

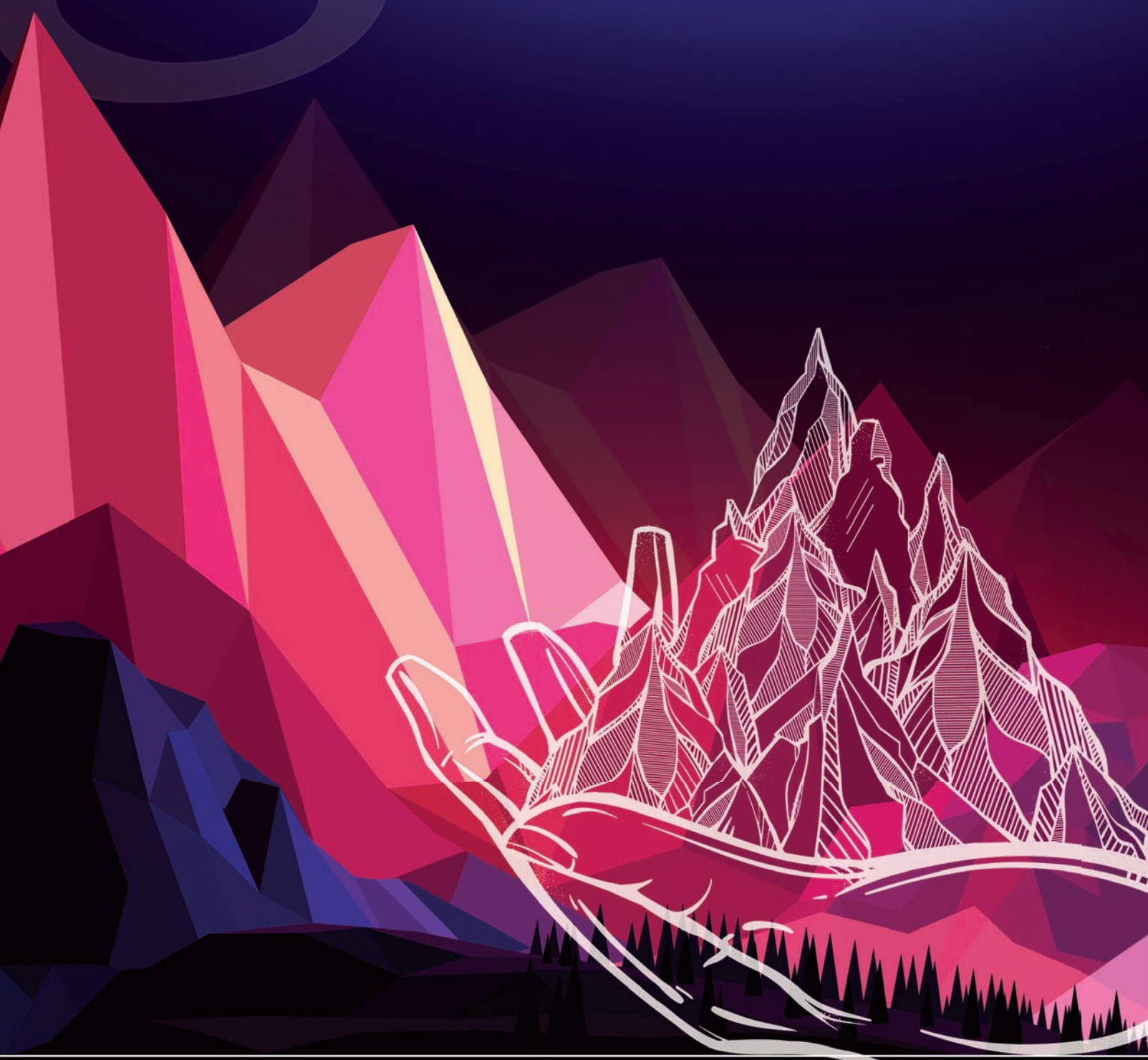
ГЕОРЕСУРСЫ

Главное в номере:

- Геологические предпосылки дальнейших поисков нефти в Нижнекамском прогибе ... 198
И.Ф. Валеева, Г.А. Анисимов и др.
- Литолого-петрографическая характеристика алевропелитовых отложений 206
А.А. Новоселов

2016. Т. 18. № 3

ч. 2



GEORESURSY

GEORESOURCES. SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL

Главный редактор:

Муслимов Р.Х. – д.геол.-мин.н., профессор,
Казанский федеральный университет, Казань, Россия

Редакционная коллегия

Алтунина Л.К., Институт химии нефти СО РАН, Томск, Россия
 Баренбаум А.А., Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
 Гагятуллин Н.С., Казанский филиал ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых», Казань, Россия
 Грунис Е.Б., ОАО «Институт геологии и разработки горючих ископаемых», Москва, Россия
 Закиров С.Н., Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
 Запивалов Н.П., Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, Новосибирск, Россия
 Золотухин А.Б., Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, Москва, Россия
 Нурғалиев Д.К., Казанский федеральный университет, Казань, Россия
 Плотникова И.Н., Академия наук Республики Татарстан, Казань, Россия
 Прищепа О.М., АО «ВНИГРИ», Санкт-Петербург, Россия
 Саламатин А.Н., Казанский федеральный университет, TGT Oil and Gas Services, Казань, Россия
 Ситдикова Л.М., Казанский федеральный университет, Казань, Россия
 Ступакова А.В., Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия
 Трофимов В.А., АО «ВНИИГеофизика», Москва, Россия
 Хуторской М.Д., Геологический институт РАН, Москва, Россия
 Vambulyak A., Akvaplan-niva, Norway
 Bergemann M., Max-Planck Institute for Astronomy, Germany
 Chilingar G.V., University of Southern California, USA
 Gabelle C., Xytel Inc., France
 Kostak M., Charles University, TCzech Republic
 Vandenberghe N., K.U. Leuven University, Belgium

Редакция

Заместитель Главного редактора – Ответственный секретарь:
 Христофорова Д.А., e-mail: daria.khr@mail.ru
 Технический редактор: Николаев А.В.
 Специалист по компьютерной верстке: Абросимова И.С.
 Специалист по переводу: Баязитова А.А.
 PR-специалист: Надыршина Э.И., Веб-редактор: Сабиров А.П.

Адрес редакции и издателя: Россия, 420012, Казань,
 ул. Маяковского, 10-1. Тел: +7 937 7709846, +7 843 2365756

www.geors.ru, e-mail: mail@geors.ru

Издатель: ООО «Георесурсы»

Журнал издается с 1999 г.

Журнал включен/индексируется в:

- База данных **GeoRef**
- **Перечень ведущих рецензируемых научных журналов и изданий**
- Система «**Российский индекс научного цитирования**»
- База данных **Ulrich's periodicals directory**

Полнотекстовая электронная версия журнала
 в открытом доступе: www.geors.ru, elibrary.ru

Свидетельство о регистрации СМИ: ПИ № ФС77-38832

Периодичность выпуска журнала: 4 раза в год
 Подписной индекс в Каталоге «Роспечать» – 36639

Подписано в печать 05.09.2016. Тираж 1000. Цена договорная
 Отпечатано в ЗАО «Издательский Дом «Казанская Недвижимость»
 420029, Россия, Казань, ул. Сибирский тракт, д.34, корп. 4, оф. 324

Любые нарушения авторских прав преследуются по закону.
 Перепечатка материалов журнала «Георесурсы» допускается
 только по согласованию с редакцией журнала «Георесурсы».

Содержание

Разработка и эксплуатация нефтяных и нефтегазовых месторождений

Пути повышения эффективности использования горизонтальных скважин для разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений 146
 Р.Х. Муслимов

Добыча трудноизвлекаемых и неизвлекаемых запасов нефти с помощью технологии бинарных смесей 154
 Е.Н. Александров, Н.М. Кузнецов, С.Н. Козлов,
 Ю.Г. Серкин, Е.Е. Низова

Газовая промышленность

Актуальные задачи газовой промышленности на современном этапе 160
 С.В. Разманова, Н.И. Искрицкая, И.А. Мачула

Разработка и эксплуатация нефтяных и нефтегазовых месторождений

Капиллярная модель анизотропной пористой среды (теория и эксперимент) 166
 В.М. Максимов, М.Н. Дмитриев, А.Н. Кузьмичев

Методический подход к сопоставлению технологий увеличения нефтеизвлечения 171
 Е.Д. Подымов

Опыт применения технологий ограничения водопритока и ремонтно-изоляционных работ в трещиноватых карбонатных коллекторах 175
 Е.Н. Байкова, Р.Х. Муслимов

Выявление негерметичности муфтовых соединений насосно-компрессорных труб, обсадных и технических колонн для скважин Подземного Хранилища Газа в соляных кавернах методом спектральной шумометрии 186
 А.М. Аслаяна, М.В. Волков, С.В. Сорока,
 А.А. Арбузов, Д.К. Нурғалиев, Д.В. Гришин,
 Р.С. Никитин, А.Н. Малев, Р.Н. Минахметова

Обобщение геолого-физической характеристики месторождений НГДУ «Ямашнефть» с целью повышения эффективности гидродинамических исследований скважин 191
 Е.А. Андаева, А.В. Лысенков, М.Т. Ханнанов

Главный редактор:

Муслимов Р.Х. – д.геол.-мин.н., профессор,
Казанский федеральный университет, Казань, Россия

Редакционная коллегия

Алтунина Л.К., Институт химии нефти СО РАН, Томск, Россия
Баренбаум А.А., Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
Гатиятуллин Н.С., Казанский филиал ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых», Казань, Россия
Грунис Е.Б., ОАО «Институт геологии и разработки горючих ископаемых», Москва, Россия
Закиров С.Н., Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
Запивалов Н.П., Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, Новосибирск, Россия
Золотухин А.Б., РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, Москва, Россия
Нургалеев Д.К., Казанский федеральный университет, Казань, Россия
Плотникова И.Н., Академия наук Республики Татарстан, Казань, Россия
Прищепа О.М., АО «ВНИГРИ», Санкт-Петербург, Россия
Саламатин А.Н., Казанский федеральный университет, TGT Oil and Gas Services, Казань, Россия
Ситдикова Л.М., Казанский федеральный университет, Казань, Россия
Ступакова А.В., Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия
Трофимов В.А., АО «ВНИИГеофизика», Москва, Россия
Хуторской М.Д., Геологический институт РАН, Москва, Россия
Vambulyak A., Akvaplan-niva, Norway
Bergemann M., Max-Planck Institute for Astronomy, Germany
Chilingar G.V., University of Southern California, USA
Gadelle C., Xytel Inc., France
Kostak M., Charles University, TCzech Republic
Vandenbergh N., K.U. Leuven University, Belgium

Редакция

Заместитель Главного редактора – Ответственный секретарь:
Христофорова Д.А., e-mail: daria.khr@mail.ru
 Технический редактор: Николаев А.В.
 Специалист по компьютерной верстке: Абросимова И.С.
 Специалист по переводу: Баязитова А.А.
 PR-специалист: Надыршина Э.И., Веб-редактор: Сабиров А.П.

Адрес редакции и издателя: Россия, 420012, Казань,
ул. Маяковского, 10-1. Тел: +7 937 7709846, +7 843 2365756

www.geors.ru, e-mail: mail@geors.ru

Издатель: ООО «Георесурсы»

Журнал издается с 1999 г.

Журнал включен/индексируется в:

- База данных GeoRef
- Перечень рецензируемых научных журналов и изданий
- Система «Российский индекс научного цитирования»
- База данных Ulrich's periodicals directory

Полнотекстовая электронная версия журнала
в открытом доступе: www.geors.ru, elibrary.ru

Свидетельство о регистрации СМИ: ПИ № ФС77-38832

Периодичность выпуска журнала: 4 раза в год
Подписной индекс в Каталоге «Роспечать» – 36639

Подписано в печать 25.09.2016. Тираж 1000. Цена договорная
Отпечатано в ЗАО «Издательский Дом «Казанская Недвижимость»
420029, Россия, Казань, ул. Сибирский тракт, д.34, корп. 4, оф. 324

Любые нарушения авторских прав преследуются по закону.
Перепечатка материалов журнала «Георесурсы» допускается
только по согласованию с редакцией журнала «Георесурсы».

Содержание

Геология месторождений

Геологические предпосылки дальнейших поисков нефти в Нижнекамском прогибе198
И.Ф. Валеева, Г.А. Анисимов, Л.З. Анисимова, С.П. Новикова

Литолого-петрографическая характеристика алевропелитовых отложений ишимской свиты западной части Тобол-ишимского междуречья206
А.А. Новоселов

Кора выветривания фундамента в параметрических скважинах 50 Новоурьяк и 2000 Туймазы Южно – Татарского свода212
Н.Б. Амельченко, Т.В. Иванова, Д.И. Иванов, Р.Х. Масагутов

Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений

Упорядочение представлений о технологических процессах ограничения притока воды в добывающие скважины в аспекте используемых реагентов218
Е.Д. Подымов, О.А. Мехеева

Совершенствование системы разработки 4 блока залежи № 31 Ромашкинского месторождения по результатам переинтерпретации ГИС и моделирования222
И.С. Каримов, М.М. Салихов, И.П. Мухлиев, Л.Р. Сагидуллин, Н.Ф. Могоинов

Минерально-сырьевая база твердых полезных ископаемых

Типизация циркона Бешпагирского редкометалльно-титанового россыпного месторождения по морфологическим и микроанатомическим признакам228
А.В. Чефранова, Р.М. Чефранов

Применение отхода магнезита в технологии изготовления высокопрочной керамики236
А.М. Салахов, К.А. Арискина, Р.А. Арискина

Диатомовые глины Шадринского месторождения (Курганская область)240
П.В. Смирнов, А.О. Константинов

Key title: "Georesursy". Parallel title: "Georesources"

Editor in Chief – Renat Kh. MuslimovKazan Federal University (Kazan, Russia), e-mail: mail@geors.ru**Editorial Board**

Lyubov Altunina, Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tomsk, Russia
Alexey Bambulyak, Akvaplan-niva, Tromsø, Norway
Azary Barenbaum, Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia
Maria Bergemann, Max-Planck Institute for Astronomy, Heidelberg, Germany
George Chilingar, University of Southern California, Los Angeles, USA
Claude Gadelle, Xytel Inc., Paris, France
Nakip Gatiyatullin, Kazan Branch of the State Reserves Committee (Federal State-Funded Institution), Kazan, Russia
Evgeny Grunis, Institute of Geology and Fuels Development, Moscow, Russia
Martin Kostak, Charles University, Prague, TCzech Republic
Mikhail Khutorskoy, Institute of Geology of Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia
Danis Nurgaliev, Kazan Federal University, Kazan, Russia
Irina Plotnikova, Tatarstan Academy of Sciences, Kazan, Russia
Oleg Prischepa, All Russia Petroleum Research Exploration Institute, Moscow, Russia
Andrey Salamatin, Kazan Federal University, TGT Oil and Gas Services Technology Centre, Kazan, Russia
Lyalya Sitdikova, Kazan Federal University, Kazan, Russia
Antonina Stoupakova, Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia
Vladimir Trofimov, All-Russia Research Institute of Geophysical Exploration Methods, Moscow, Russia
Noel Vandenberghe, K.U. Leuven University, Leuven, Belgium
Sumbat Zakirov, Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia
Nikolay Zapivalov, Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia
Anatoly Zolotukhin, Gubkin Russian State Oil and Gas University, Moscow, Russia

Editorial office:

Deputy Chief Editor: Daria Khristoforova. Editor: Irina Abrosimova. Prepress by Alexander Nikolaev. Translator: Alsu Bayazitova. Public relation specialist: Elvira Nadyrshina. Web-editor: Artur Sabirov

Publisher: Ltd Georesursy

Editorial and Publisher's address: Russia, 420012, Kazan, Mayakovskiy str., 10-1. Phone: +7 937 7709846, +7 843 2365756
www.geors.ru, e-mail: mail@geors.ru

The Journal has been published since 1999

The journal is included/indexed in:

- **GeoRef database;**
- **Ulrich's Periodicals Directory;**
- **Russian Science Citation Index database.**

The full-text e-versions of the articles are available on: www.geors.ru

Registered by the Federal Service for Supervision of Communications and Mass Media No. PI № FS77-38832

The Journal is issued 4 times a year. Circulation: 1000 copies. Issue date: 05.09.2016
 Printed by JSC ID «Kazanskaya Nedvizhimost»
 Russia, 420029, Kazan, Sibirskiy Tract str. 34, build. 4, off. 324

No part of the Journal materials can be reprinted without permission from the Editors.

Table of Contents**Oil and Gas Field Development and Operation**

Ways to Improve the Efficiency of Horizontal Wells for the Development of Oil and Gas Field 146
 R.Kh. Muslimov

Production of Hard-to-recover and Non-recoverable Oil Reserves by means of Binary Mixtures Technology 154
 E.N. Aleksandrov, N.M. Kuznetsov, S.N. Kozlov, Yu.G. Serkin, E.E. Nizova

Actual Problems of the Gas Industry at the Current Stage 160
 S.V. Razmanova, N.I. Iskrikskaya, I.A. Machula

Tensor Representation of Capillary Model of a Porous Medium (Theory and Experiment) 166
 V.M. Maksimov, N.M. Dmitriev, A.N. Kuz'michev

Systematic Approach to Compare Technologies for the Enhanced Oil Recovery 171
 E.D. Podymov

Experience in the Application of Water Shut-off and Remedial Cementing Technologies in Fractured Carbonate Reservoirs 175
 E.N. Baykova, R.Kh. Muslimov

Identification of Leakage in Couplings of Tubing, Casing and Intermediate Casing for Wells of Underground Gas Storage in Salt Caverns by means of Spectral Noise Logging 186
 A.M. Aslanyan, M.V. Volkov, S.V. Soroka, A.A. Arbuzov, D.K. Nurgaliev, D.V. Grishin, R.S. Nikitin, A.N. Malev, R.N. Minakhmetova

Generalization of Geological and Physical Characteristics of Fields Belonging to Oil-gas Production Department "Yamashneft" in order to Increase the Efficiency of Hydrodynamic Well Testing 191
 E.A. Andaeva, A.V. Lysenkov, M.T. Khannanov

Key title: «Georesursy». Parallel title: «Georesources»

Editor in Chief – Renat Kh. MuslimovKazan Federal University (Kazan, Russia), e-mail: mail@geors.ru**Editorial Board****Lyubov Altunina**, Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tomsk, Russia**Alexey Bambulyak**, Akvaplan-niva, Tromsø, Norway**Azary Barenbaum**, Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia**Maria Bergemann**, Max-Planck Institute for Astronomy, Heidelberg, Germany**George Chilingar**, University of Southern California, Los Angeles, USA**Claude Gabelle**, Xytel Inc., Paris, France**Nakip Gatiyatullin**, Kazan Branch of the State Reserves Committee (Federal State-Funded Institution), Kazan, Russia**Evgeny Grunis**, Institute of Geology and Fuels Development, Moscow, Russia**Martin Kostak**, Charles University, Prague, Czech Republic**Mikhail Khutorskoy**, Institute of Geology of Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia**Danis Nurgaliev**, Kazan Federal University, Kazan, Russia**Irina Plotnikova**, Tatarstan Academy of Sciences, Kazan, Russia**Oleg Prischepa**, All Russia Petroleum Research Exploration Institute, St. Petersburg, Russia**Andrey Salamatin**, Kazan Federal University, TGT Oil and Gas Services Technology Centre, Kazan, Russia**Lyalya Sitdikova**, Kazan Federal University, Kazan, Russia**Antonina Stoupakova**, Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia**Vladimir Trofimov**, All-Russia Research Institute of Geophysical Exploration Methods, Moscow, Russia**Noel Vandenberghe**, K.U. Leuven University, Leuven, Belgium**Sumbat Zakirov**, Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia**Nikolay Zapivalov**, Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia**Anatoly Zolotukhin**, Gubkin Russian State Oil and Gas University, Moscow, Russia**Editorial office:**

Deputy Chief Editor: Daria Khristoforova. Editor: Irina Abrosimova.

Prepress by Alexander Nikolaev. Translator: Alsu Bayazitova.

Public relation specialist: Elvira Nadyrshina. Web-editor: Artur Sabirov

Publisher: Ltd Georesursy**Editorial and Publisher's address:** Russia, 420012, Kazan, Mayakovskiy str., 10-1. Phone: +7 937 7709846, +7 843 2365756www.geors.ru, e-mail: mail@geors.ru

The Journal has been published since 1999

The journal is included/indexed in:

- **GeoRef database;**
- **Ulrich's Periodicals Directory;**
- **Russian Science Citation Index database.**

The full-text e-versions of the articles are available on: www.geors.ru

Registered by the Federal Service for Supervision of Communications and Mass Media No. PI FS77-38832

The Journal is issued 4 times a year. Circulation: 1000 copies. Issue date: 25.09.2016

Printed by JSC ID «Kazanskaya Nedvizhimost»

Russia, 420029, Kazan, Sibirskiy Tract str. 34, build. 4, off. 324

No part of the Journal materials can be reprinted without permission from the Editors.

Table of Contents**Geology of Fields**

Geological Background of the Further Exploration of Oil in the Nizhnekamsk Deflection..... 198
I.F. Valeeva, G.A. Anisimov, L.Z. Anisimova, S.P. Novikova

Lithological and Petrographic Characteristics of Aleuopelitic Ishimskian Deposits in the Western Part of Tobol-Ishim Interstream Area 206
A.A. Novoselov

Weathering Crust of the Basement in Parametric Wells 50 Novournyak and 2000 Tuimazy in the South-Tatar Arch.....212
N.B. Amel'chenko, T.V. Ivanova, D.I. Ivanov, R.Kh. Masagutov

Oil and Gas Field Development and Operation

Arrangement of Concepts about Technological Processes of Limiting Water Inflow into Production Wells in terms of Reagents Used..... 218
E.D. Podymov, O.A. Mekheeva

Improving the Development System in the Block 4 of Deposit No. 31 of Romashkino Field According to the Logging Reinterpretation and Simulation 222
I.S. Karimov, M.M. Salikhov, I.R. Mukhliev, L.R. Sagidullin, N.F. Moginov

Mineral Raw Material Base of Solid Minerals

Classification on Morphological and Microanatomical Features of Zircon from Beshpagirsky Field of Rare Metal-Titanium Placers 228
A.V. Chefranova, R.M. Chefranov

Application of Magnesite Waste in Manufacturing High-strength Ceramics 236
A.M. Salakhov, K.A. Ariskina, R.A. Ariskina

Diatomaceous Clay of Shadrinsky deposit (Kurgan Region)..... 240
P.V. Smirnov, A.O. Konstantinov

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ДЛЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Р.Х. Муслимов

Казанский федеральный университет, Казань, Россия

Эффективность горизонтальных скважин оценивается в основном увеличением текущих отборов нефти по сравнению с обычными вертикальными скважинами и реже увеличением КИН. Несмотря на длительный период использования горизонтальных скважин в Республике Татарстан, эффективность их сравнительно невысокая: дебиты горизонтальных скважин в 1,5-2,2 раза превышают дебиты вертикальных. В работе показаны геологические условия эффективного применения горизонтальных скважин и их ограничение для разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений. Особое внимание уделено анализу состояния и повышению эффективности применения горизонтальных скважин при разработке месторождений с внедрением различных систем заводнения. Наиболее высокие технико-экономические показатели разработки месторождений горизонтальных скважин получаются при их системном применении с внедрением при наиболее полном учете опыта эксплуатации нефтяных месторождений вертикальных скважин с соблюдением наработанных десятилетиями принципов рациональной разработки месторождений с заводнением.

Ключевые слова: горизонтальные, многозабойные, вертикальные скважины, геологические, балансовые, начальные, извлекаемые запасы, дебиты, накопленная добыча, коэффициент извлечения нефти

DOI: 10.18599/grs.18.3.1

Для цитирования: Муслимов Р.Х. Пути повышения эффективности использования горизонтальных скважин для разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений. *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 3. Ч. 1. С.146-153. DOI: 10.18599/grs.18.3.1

В последней четверти прошлого столетия бурение горизонтальных скважин (ГС) в мире развивалось невиданными темпами. Позднее этот бум пришел и в РФ. Появились различные виды и конструкции горизонтальных, многозабойных (МЗС), разветвленно-горизонтальных скважин (РГС), а позднее и бурение боковых стволов в ранее пробуренных (старых) скважинах (БС). Эффективность ГС оценивается в основном увеличением текущих отборов нефти по сравнению с обычными вертикальными скважинами (ВС) и реже увеличением КИН. Разброс данных по увеличению дебитов ГС по сравнению с дебитами ВС в целом по миру весьма высок: от 2-5 до 10 и даже (в отдельных случаях) до 20 раз. Такой разброс (особенно в области высоких значений более 3-5 раз) объясняется в основном разнообразием геологических условий применения горизонтального бурения (ГБ). Чем более сложные условия применения ГБ, тем относительный рост добычи нефти ГС будет выше, чем ВС, вплоть до отсутствия альтернативы применению ГС. К последним можно отнести залежи с нефтяной оторочкой небольшой мощности между газовой шапкой в кровле, подстилающийся активной водоносной частью. Примером является месторождение Тролл в Северном море. Также сюда следует отнести залежи тяжелых, высоковязких (ВВ), сверхвязких нефтей (СВН), а также залежи в плотных (ранее не учитываемых в госбалансе) коллекторах. Добыча нефти в указанных геологических условиях с применением ВС, как правило, нерентабельна. В ряде случаев без ГБ обойтись не возможно (бурение под населенные пункты, заповедные, труднодоступные территории, водные объекты).

В РТ за последнюю четверть века накоплен большой опыт. На 01.01.2011 г. в Республике Татарстан пробурено 531 горизонтальных и 82 разветвленно-горизонтальных скважин (Хакимянов и др., 2011).

В ПАО «Татнефть» в эксплуатации находятся 464 горизонтальных скважин, в том числе 79 разветвленно-горизонтальных скважин. Накопленная добыча нефти составляет 7119 тыс. т, в т.ч. по ГС – 6901 тыс. т, по РГС – 1028 тыс.т., в т.ч. из карбонатных коллекторов 4580 тыс.т., из терригенных 2538 тыс.т. В среднем, на одну пробуренную скважину добыто 13,1 тыс. т нефти, в т.ч. из карбонатных коллекторов – 11,3 тыс.т, из терригенных – 18,7 тыс.т. Средний дебит нефти составляет 7,9 т/сут; по карбонатным и терригенным коллекторам – 6,1 и 10,5 т/сут, соответственно.

Несмотря на длительный период использования ГС в РТ эффективность их сравнительно невысокая: дебиты ГС в 1,5-2,2 раза превышают дебиты ВС. Для этого есть ряд объективных причин:

1. Неоднородность объекта, определяющая эффективность разработки в целом, в ГС существенно выше. Высокая неоднородность приводит к низкому охвату залежи нефтевытеснением (в процентах к вскрытой длине пласта) и ускорению процесса обводнения скважины в условиях эксплуатации ГС без специального оборудования, разделяющего интервалы с различной проницаемостью.

2. Ухудшение фильтрационных свойств пласта из-за длительного воздействия буровых растворов при бурении, а также в процессе эксплуатации ГС больше, чем ВС.

3. Изменения напряженного состояния пород в ГС ока-

№	Показатели	Значения		Разница значений
		По горизонтальным скважинам	По вертикальным скважинам	
1	Выручка от реализации, т.руб	325698	266811	58887
2	Налог НДС, т.руб	105283	86248	19035
3	Коммерческие расходы, т.руб	16669	13655	3014
4	Условно-переменные затраты, т.руб	8159	6684	1475
5	Себестоимость товарной продукции, т.руб	236063	163459	72604
6	Прибыль от реализации, т.руб	89635	103352	-13717
7	Налог на прибыль, т.руб	21512	24804	-3292
8	Прибыль, остающаяся на предприятии, т.руб	68123	78548	-10425
9	Поток денежной наличности (NPV)	-27073	58882	-85955
10	Индекс доходности	0,95	2,04	-1,09
11	Период окупаемости, лет	1,05	0,49	0,56

Табл. 1. Экономические показатели для участка №7.

зывают более существенное влияние на изменение коллекторских свойств пород, чем в ВС.

4. При эксплуатации залежи ГС с применением заводнения направления фильтрационных потоков, обеспечивающие необходимую пластовую энергию и более высокий охват залежи заводнением, требуют более серьезного подхода. В таком случае нагнетательные скважины также должны быть горизонтальными (Закиров и др., 2009).

5. При применении ГС необходимо решать целый ряд вопросов технико-технологического характера (оптимизация длины горизонтального участка, определение необходимой точки входа в пласт, профиль ГС и положение в залежи, разобщение для раздельной эксплуатации участков с различной геологической характеристикой).

Все это требует более точного значения особенностей геологического строения объекта, особенно в межскважинном пространстве.

Анализ технико-экономической эффективности бурения ГС на 7 участках второго блока кизеловской залежи Бавлинского месторождения, проведенный Г.Ф. Юльметовой показал:

1. Отсутствие технологического эффекта от бурения ГС в условиях разработки залежи на естественном, природном режиме (2 участка).

2. На участках с применением заводнения технологические показатели ГС (дебиты нефти, продуктивность) лучше чем в ВС, но не намного (в 1,1-1,5 раза). Экономические показатели по сравнению с разбуриванием залежи системой ВС с расстоянием между скважинами 400 м (бурение двух ВС вместо одной ГС с длиной горизонтального ствола 400 м – признанной в РТ оптимальной) существенно хуже (Табл. 1).

Исходя из изложенного, для корректного определения экономической эффективности системы разработки с применением ГС необходимо ее сравнивать с системой ВС, учитывая, что ГС уменьшает бурение ВС на 1-2 и т.д. скважин.

Накопленный опыт бурения ГС позволяет утверждать, что в большинстве случаев для повышения эффективности бурения ГС необходимо создавать системы разработки с применением ГС, а не ограничиваться бурением одиночных ГС или МЗС. В этом случае мы получим синергетический эффект от бурения ГС. Однако в большинстве случаев фактически при проектировании и реализации бурения ГС отмечается несистемный подход. Дело в том,

что ГС и РГС в условиях платформенных месторождений с их низкой энергетикой сами по себе не решают вопросы повышения эффективности выработки запасов. Они являются лишь элементами системы разработки, органически вписываемыми в эту систему. Здесь также, как и в системах разработки с ВС, нужно соблюдать баланс закачки и отбора, оптимизировать плотность сетки скважин (ПСС) и давлений нагнетания и отбора, обеспечивать контроль и регулирование процессов

разработки, регулировать направления и формы потоков жидкости в пласте.

Свое развитие горизонтальное бурение получило на крупнейшем в Западной Сибири Федоровском нефтегазовом месторождении, с целью вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов нефтегазовой залежи пластов АС4-8, особенностью которой является наличие подошвенной воды и газовой шапки, а также незначительная толщина (до 8-12 м) нефтяной оторочки пласта (Рис. 1) (Муслимов, 2005).

Учитывая обнадеживающие результаты работы первых ГС и низкую эффективность ВС (малые дебиты и высокая обводненность продукции), в 1994 г. Тюменским филиалом СургутНИПИнефть была составлена ТСП нефтегазовой залежи пласта АС4-8 Федоровского месторождения с применением горизонтальных скважин. Технологической схемой предусмотрено бурение 1931 скважины, в том числе добывающих 1175, из них 1003 ГС, и 756 нагнетательных. Бурение такого количества ГС на одной залежи не имело аналогов в мировой практике (Рис 2).

Затем в процессе проектирования проектный фонд был увеличен до 2511 скважин, из которых 1003 горизонтальные.

При горизонтальном разбуривании залежи предусматривается вовлечение в разработку 522,4 млн. т нефти, или 86,8% от утвержденных запасов, дополнительно вовлекается 100,8 млн. т нефти (16,8% от утвержденных запасов). Согласно гидродинамическим расчетам КИН увеличивается в два раза. При этом исходили из того, что депрессии при использовании ГС намного ниже по сравнению с ВС, а величины непроницаемых прослоев у ГНК и ВНК, сдерживающих поступление газа и подошвенной воды на забой скважины, снижаются, соответственно, до 2 и 1 м.

Для проектных ГС была принята средняя длина горизонтальной части ствола 550 м. Эта величина обоснована детальными технико-экономическими расчетами, однако авторы подчеркивают, что фактическая длина горизонтальной части должна обосновываться для каждой ГС по условиям ее проводки. Основным положением, которым руководствовались авторы проектного документа, является то, что бурение каждой конкретной ГС следует проводить по индивидуальной технологической схеме, в которой необходимо определять конкретное геологическое строение пласта по траектории ГС.

В соответствии с ТСП предусмотрено строительство

60-65 скважин ежегодно. Наибольшее распространение получили проектные профили ГС, состоящие из участков: вертикального, набора кривизны с большим и средним радиусами искривления и горизонтального. Среднее смещение до точки входа в пласт составляет 550 м, с пространственным искривлением по азимуту 65-70°.

На Федоровском месторождении ОАО «Сургутнефтегаз» решал основные технико-технологические вопросы разработки залежи системой ГС: конструкции ГС, бурение ГС (направление ствола и входа в пласт, профиля и обеспечения заданного интервала горизонтального участка), устьевого и подземного оборудования, оптимальной длины, горизонтального участка, расстояний горизонтального участка (ГУ) от ГНК и ВНК и др. Все эти вопросы, в конечном счете, нашли свое удовлетворительное решение.

На максимуме годовой добычи, достигнутой половиной проектного фонда было отобрано 28,7% НИЗ (темп отбора 3,7% от НИЗ) при весьма высокой обводненности, около 85%.

Анализ эффективности разработки нефтяной оторочки на объекте АС4-8 проводился в последнее время Ю.Н. Авраменко.

На Восточно-Моховой площади, с которой начался эксперимент по разработке залежи ГС на максимуме годовой добычи (темп отбора 6,05 от НИЗ) при отборе 32,5% НИЗ обводненность составила 80,7%.

Анализируя полученные результаты можно сделать вывод, что практически во всех геологических условиях характеристики вытеснения по ГС лучше, чем по ВС – выше дебит нефти, меньше добывается воды и прорывного газа. Исключение составляет нефть контактная с газом, где по ГС в начальной стадии эксплуатации газовый фактор выше, чем по ВС.

При сравнении характеристик разработки с применением ВС и с применением ГС на севере Восточно-Моховой площади видно, что на начальной стадии разработки характеристики вытеснения на участке с применением ГС более благоприятные. Раньше началась стабилизация обводненности. Если на участке с применением ВС обводненность стабилизировалась на уровне 85%, то на участке с применением ГС на уровне 70%, то есть доля нефти в добываемой жидкости при одинаковом КИН в 2 раза больше.

При одинаковой степени прокачки (отношение накопленной добычи жидкости в пластовых условиях к балансовым запасам нефти) выше текущей КИН, ниже накопленные водонефтяной (ВНФ) и газонефтяной факторы (ГНФ).

Сравнение показателей эксплуатации ВС и ГС показано в таблице 2.

Сравнение показателей эксплуатации ГС и ВС показывает, что практически одинаковая добыча нефти

	ГС	ВС
количество скважин, шт.	215	93
отработанное время на 1 скв., скв. – годы	1,5	4,2
накопленная добыча нефти на 1 скв., тыс. т	14,9	16,0
средний дебит нефти, т/сут	29,8	10,8
средний дебит жидкости, т/сут	103,0	94,0
накопленный водонефтяной фактор, т/т	2,45	6,97
коэффициент продуктивности, 10 т/сут. МПа	11,0	5,5
длина ствола скважины, м	2800	2150
длина горизонтального участка, м	521	—

Табл. 2. Сравнительная характеристика в эксплуатации ГС и ВС.

(13,9 тыс.т на 1 ГС и 16,0 тыс.т на 1 ВС) получена за 1,5 года работы ГС и 4,2 года работы ВС, а ГС в 2,8 раза отобрали воды меньше, чем ВС (ГС – 2,4 т воды на 1 т нефти, ВС – 7,0 т воды на 1 т нефти).

Добыча прорывного газа из газовой шапки по ГС больше, чем по ВС (ГС – 982 м³ на тонну нефти, ВС – 862 м³ на тонну нефти).

Средние дебиты за период эксплуатации составили: нефти – ГС – 27,8 т/сут, ВС – 10,8т/сут (по ГС в 2,5 раза больше), жидкости – ГС – 103,0 т/сут, ВС – 94,0 т/сут (по ГС в 1,1 раза больше), коэффициент продуктивности по ГС в 2 раза больше, чем по ВС.

Фактические показатели выработки запасов на 2012 г. по ГС лучше – отобрано 59,7% от НИЗ, по ВС 9,2% от НИЗ. Максимальная добыча по ГС фондом 231 скважина в 4,22 раза выше, чем ВС, средний дебит 22,7 т/сут. При ВС фонд скважин 119, средний дебит составляет 10,4 т/сут (Рис. 3).

По расчетам при эксплуатации залежи до предельной обводненности 98% в соответствии с реализуемой системой КИН может составить 0,27 при проектном 0,31. При этом показатели опытного участка, разрабатываемого ВС намного хуже. При накопленной добыче 56,8% НИЗ об-

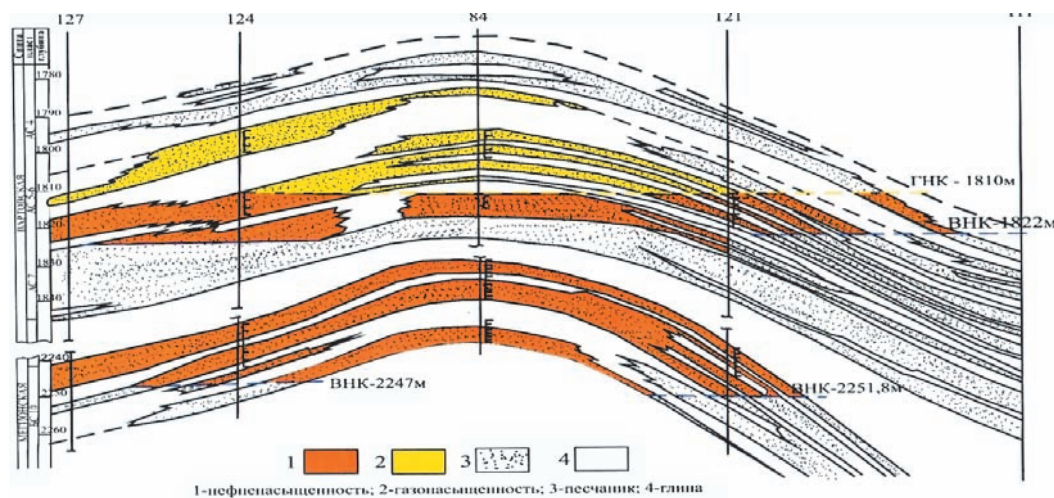


Рис. 1. Геологический профиль продуктивных отложений пластов АС4-8 Федоровского нефтегазового месторождения.

водненность составила 92,7%, текущий КИН – 0,142 при дебите нефти – 7,4 т/сут. Очевидно проектный КИН 0,25 здесь также не будет достигнут.

Для достижения проектного КИН, а возможно и его превышения на современной стадии разработки Восточно-Моховой впадины необходимо изменить саму систему разработки, создав блочную компоновку, позволяющую наиболее полно использовать возможности циклического заводнения с изменением направления фильтрационных потоков жидкости в пласте, в ее классических вариантах – собрания нефти в зонах стягивания контуров с последующей длительной их отработкой до обводненности 98-99%. при этом внутри блоков нагнетательные скважины следует перевести в добывающие с бурением БС. Такие же меры очевидно следует принять и по Федоровскому месторождению в целом. Это по опыту РТ для базовой технологии внутриконтурного заводнения.

Опыт Федоровского месторождения показывает, что в сложнейших геологических условиях нефтегазового объекта АС4-8 (небольшая нефтяная оторочка, залегающая между газовой шапкой и подстилающей водой, неблагоприятное отношение вязкости нефти к вязкости воды – 13,6, высокая неоднородность и расчлененность пластов) применение традиционных систем разработки вертикальными скважинами не может обеспечить достаточные текущие уровни добычи и более или менее приемлемую нефтеотдачу. Применение систем разработки горизонтальными скважинами существенно повышает текущую добычу и конечную нефтеотдачу.

Однако, при применении систем разработки с ГС необходимо учесть, что базовые принципы разработки, отработанные годами с применением традиционных ВС остаются неизменными. Это касается углубленного изучения детального геологического строения, выделения эксплуатационных объектов, оценки влияния плотности сетки скважин на текущую добычу и нефтеотдачу, установление режима работы (оптимальные и минимально допустимые значения пластовых и забойных давлений), контроля и регулирования процессов разработки. К этим вопросам при использовании ГС приходится уделять гораздо больше внимания, чем при эксплуатации залежей ВС (особенно это касается изучения деталей геологического строения, режимов работы скважин, контроля и регулирования процессов разработки).

О необходимости системного подхода к разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти свидетельствует опыт разработки кизеловской залежи Бавлинского месторождения.

Основной особенностью залежей верхнетурнейского подъяруса является их исключительная неоднородность и низкая продуктивность. По этой причине проведенная в течение почти 30 лет пробная эксплуатация и пробная закачка воды при достаточно больших расстояниях между добывающими и нагнетательными скважинами не дали положительных результатов. Поэтому из-за нерентабельности разработки запасы этих залежей были переведены в категорию забалансовых.

В 1962 г. ТатНИПИнефть составил технологическую схему разработки залежей нижнего карбона в целом, в соответствии с которой осуществлялась совместная разработка залежей бобриковского горизонта и турнейского яруса. Однако, практика совместной разработки залежей нефти, приуроченных к коллекторам различных типов не оправдала себя, поэтому в проекте 1987 г. карбонатные отложения турнейского яруса выделены в самостоятельный объект разработки.

По решению ЦКР на первоочередных разбуриваемых участках разработки кизеловского горизонта проводились опытные работы по выяснению влияния плотности сетки скважин на эффективность разработки сложнопостроенных коллекторов, насыщенных нефтью повышенной вязкости, а также отработка систем воздействия на пласт.

В процессе опытных работ по одному из участков установлено, что применение каверн-накопителей, организация заводнения, закачка соляной кислоты обеспечивают повышение нефтеизвлечения на 15-20% (абсолютных). Результаты работ по заводнению карбонатных коллекторов пористостью 8-11% на другом участке с освоением под закачку группы скважин оказались достаточно обнадеживающими. Ожидаемый коэффициент нефтеизвлечения по участку составляет 0,30 при проектном 0,2. Разбуривание и разработка одного из участков показали, что плотность сетки 4 га/скв обеспечивает достаточно высокие темпы годовых отборов даже на естественном режиме.

По последнему проектному документу 1994 г. принято:

- по кизеловскому горизонту – разбуривание комбинированной сеткой горизонтальных (8-9 скважин в год) и вертикальных скважин с организацией трехрядной системы заводнения, создание в вертикальных скважинах искусственных каверн-накопителей нефти (ИКНН), опробование новых технологий разработки карбонатных коллекторов с закачкой ПАА и ПДС в порядке опытно-промышленных работ (ОПР);
- проведение на всех объектах разработки нестационарного заводнения.

Исследование закономерностей геологического строения карбонатного продуктивного горизонта и обобщение результатов ОПР позволило определить основ-

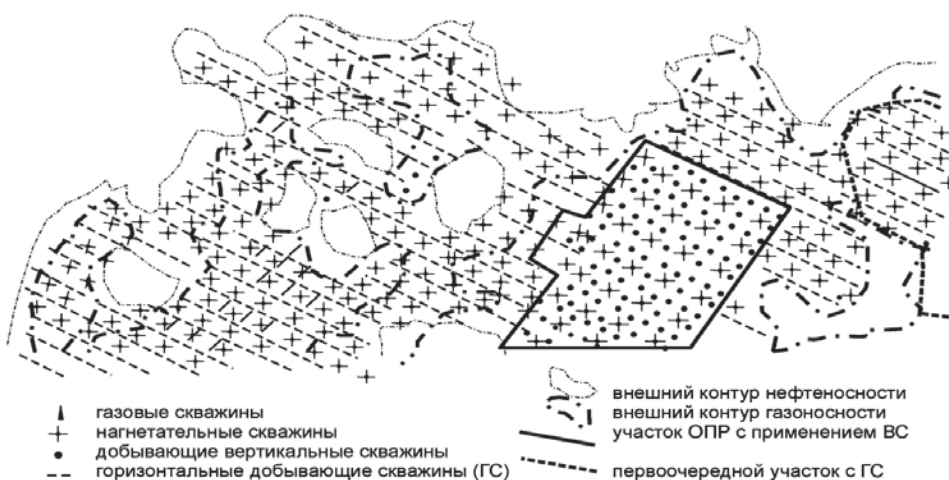


Рис. 2. Федоровское месторождение. Схема размещения ГС по пласту АС4-8 (фрагмент).

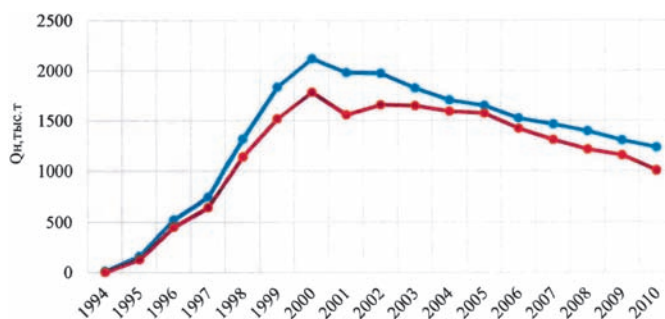


Рис. 3. Динамика добычи нефти показателей разработки севера Восточно-Моховой площади Федоровского месторождения. – Добыча нефти, всего, тыс.т. – В т.ч. горизонтальными скважинами, тыс т.

ные пути совершенствования разработки слабопроницаемых неоднородных пластов, обеспечивающие их рентабельную разработку.

Объектом является кизеловская залежь Бавлинского месторождения, разработка части которой предусматривается в основном горизонтальными скважинами.

Общая толщина объекта разработки в целом по месторождению составляет 21,4 м, по блокам средние значения изменяются в пределах от 20,6 м до 23,3. Общая нефтенасыщенная толщина соответственно равна 18,6м при изменении средних значений по блокам в пределах от 16,0 м до 20,5 м. Средняя эффективность нефтенасыщенная толщина по участкам колеблется от 5,3 м до 8,5 м и в среднем по месторождению составляет 7,0 м. Доля коллекторов в разрезе объекта изменяется в пределах от 0,268 доли до 0,435 д.ед и в среднем 0,369 д.ед. Расчлененность разреза невысокая и в среднем не превышает 1,548 д.ед, при этом в отдельных скважинах по данным ГИС выделяются до 8 прослоев продуктивных коллекторов. Толщина плотных прослоев карбонатов между прослоями коллекторов пластов ВС и НС изменяется в пределах от 0,4 м до 15,2 м и в среднем составляет 5,5 м (Рис. 4) (Хисамов и др., 2013).

На месторождении по существу применяется вертикально-латеральная система разработки (Закиров и др., 2009).

Наиболее разбуренным как вертикальными (ВС), так и горизонтальными скважинами (ГС) на кизеловском объек-

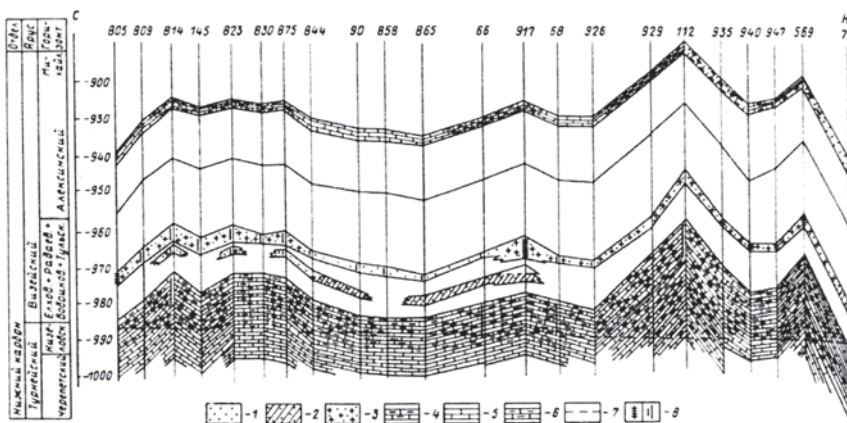


Рис. 4. Геолого-промысловый профиль по линии скв. 805-73 по отложениям нижнего карбона Бавлинского месторождения. Терригенные породы, коллектора: 1 – нефтенасыщенные; 2 – водонасыщенные; 3 – заводненные. Карбонатные породы. Коллектора: 4 – нефтенасыщенные; 5 – водонасыщенные; 6 – плотные породы; 7 – ВНК; 8 – интервалы перфораций нагнетательных/добывающих скважин.

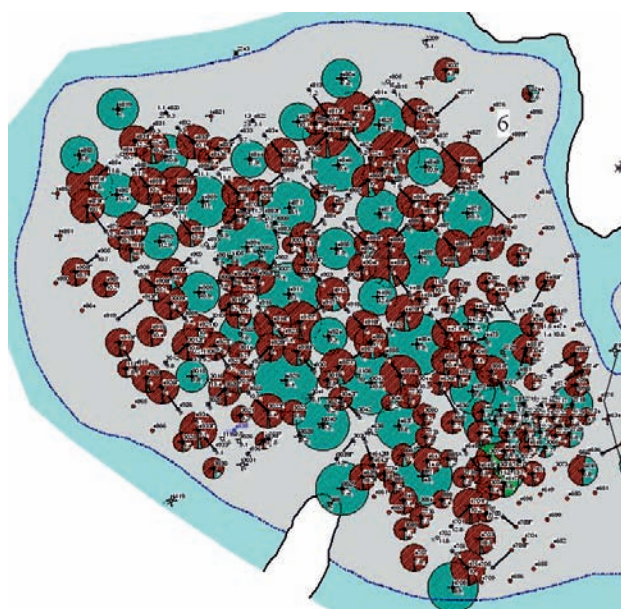


Рис. 5. Карта разработки 6 блока (Коробковский участок) (Подалов и др., 2016).

те является 6 блок, на долю которого приходится 53% ГС, пробуренных на месторождении (Рис. 5).

Залежь нефти Коробковского участка массивного типа. Кизеловский горизонт турнейского яруса сложен известняками. Разработка данного участка Бавлинского месторождения была начата в 1976 г.

Общая толщина кизеловского горизонта составляет в среднем 21,4 м, эффективная средняя нефтенасыщенная толщина 5,8 м, коэффициент расчлененности составляет 1,4 доли ед. Нефти характеризуются средней вязкостью – 20,8 мПа*с, плотностью – 872,5 кг/м³ в пластовых условиях, давлением насыщения – 3,3 Мпа. По содержанию серы нефть является сернистой.

В 2002 г. институтом ТатНИПИнефть в сотрудничестве со специалистами геологической службы НГДУ «Бавлынефть» предложена новая комплексная технология разработки карбонатных коллекторов (Хисамов и др., 2013; Подалов и др., 2016).

Технология включает в себя площадную девятиточечную систему расположения скважин с горизонтальными и вертикальными стволами и нагнетательной скважиной в центре элемента. Расстояние от нагнетательной до горизонтальной добывающей 450 м, до вертикальной угловой добывающей 635 м (Рис. 5).

В нагнетательных скважинах рекомендуется проведение непродольного вертикального сейсмического профилирования на предмет исследования трещиноватости. Определяют давление смыкания трещин. Производят расчеты требуемого объема закачки воды из условия сохранения начального пластового давления после отбора жидкости из пласта. В нагнетательных скважинах перфорируется подошвенная часть пласта. Производится опережающая циклическая закачка воды, тем самым, подготавливая пласт к отбору нефти. Закачка

Показатели	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Дебит нефти ВС, т/сут	2,3	2,1	2,3	3,2	3,4	3,7	3,9	3,7	3,4	3,8	3,4
Дебит нефти ГС, т/сут	6,7	3,8	5,9	6,8	8,3	8,4	8,1	7,7	7,3	7,0	6,8
Обводненность ВС, %	14,2	19,1	17,7	14,9	10,2	9,5	10,4	12,5	15,4	16,3	17,1
Обводненность ГС, %	6,0	6,5	7,9	5,3	6,7	4,2	4,6	6,7	7,6	6,3	3,9
Действующий фонд ГС	1	4	9	15	24	27	36	46	57	65	73
Действующий фонд ВС	46	51	61	73	76	76	77	85	94	102	105
Рпл, МПа	7,6	7,4	7,5	7,9	8,1	7,8	8,04	7,1	6,8	7,5	7,4

пластовой воды, как вытесняющего агента, должна быть чередующейся.

После уточнения геологического строения разбуриваемого элемента проводят бурение ВС и ГС равноудаленно от нагнетательных скважин. Горизонтальный ствол, также как и перфорацию в добывающих скважинах, проводят в кровельной части продуктивного пласта. Этим достигается равномерный охват пласта фильтрационным потоком снизу

Табл. 3.

вверх. Отбор продукции скважин, как и закачку воды, осуществляют в циклическом режиме.

С 2002 г. разбуривание и эксплуатация Коробковского участка осуществляется по принятой технологии (Подалов и др., 2016).

На 01.01.2016 г. в промышленной эксплуатации находится 172 добывающих (71 – ГС) и 40 нагнетательных (1 – ГС) скважин, из которых 8 находятся в постоянной работе от кустовой насосной станции (КНС – 12), остальные нагнетательные скважины работают от скважин дающих техническую воду в циклическом режиме.

В 2015 г. добыча нефти по рассматриваемому объекту составила 293,6 тыс.т, темп отбора от начальных извлекаемых запасов – 6,9%, жидкости добыто 343,6 тыс.т при обводненности добываемой продукции 14,6%. С целью поддержания пластового давления закачено 72 тыс.м³ воды.

Динамика дебитов, обводненности и действующего фонда вертикальных и горизонтальных скважин приведена в таблице 3 и рисунке 6. Дебиты нефти и обводненность ВС и ГС приведены на рисунке 7 (Подалов и др., 2016).

Обращает внимание несоответствие между темпами отбора нефти и обводненностью продукции. При весьма большой выработанности залежи (76,6% от НИЗ) обводненность составляет всего 14,6%, что противоречит опыту разработки месторождений (особенно нефтей с повышенной вязкостью (Рис. 8) (Муслимов, 2014). При такой низкой обводненности текущий КИН составил 0,153 при проектном 0,2. При этом темпы разработки весьма высокие 6,9% в год от НИЗ (против обычных для месторождений в карбонатных пластах РТ 0,5-1, реже 2% в год). При чем такая нефтеотдача достигнута на начальном этапе разработки, когда залежь даже не вышла на максимум годовой добычи.

В чем же дело? Такие показатели возможны либо за счет занижения балансовых запасов, либо за счет занижения проектного КИН при применяемой новой технологии разработки, либо за счет того и другого. Очевидно на рассматриваемой залежи мы имеем дело с третьим случаем. Что касается занижения балансовых запасов. Здесь мы имеем дело с карбонатным массивом, в котором существующая практика определения так называемых балансовых запасов несовершенна. Они определяются только по искусственно выделенным, так называемым проницаемым пропласткам. Рассчитанная по принятой методике доля коллекторов в нашем случае составляет около 45%. Но в разработке участвует весь карбонатный массив. С

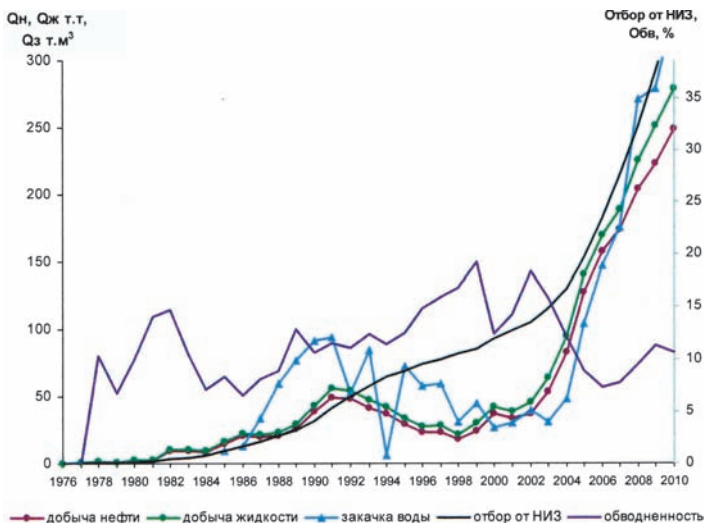


Рис. 6. График разработки кизеловского горизонта.

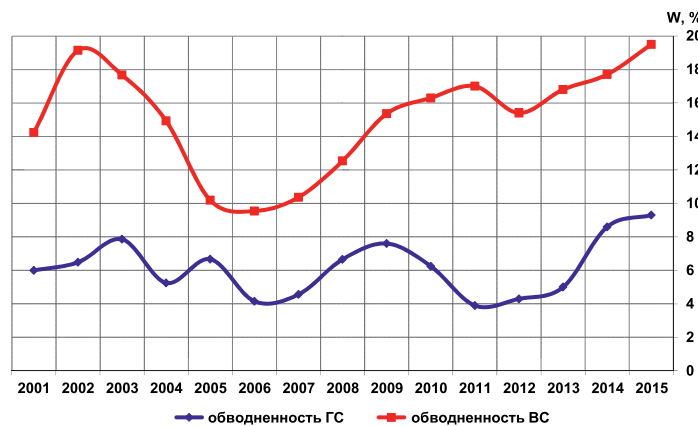
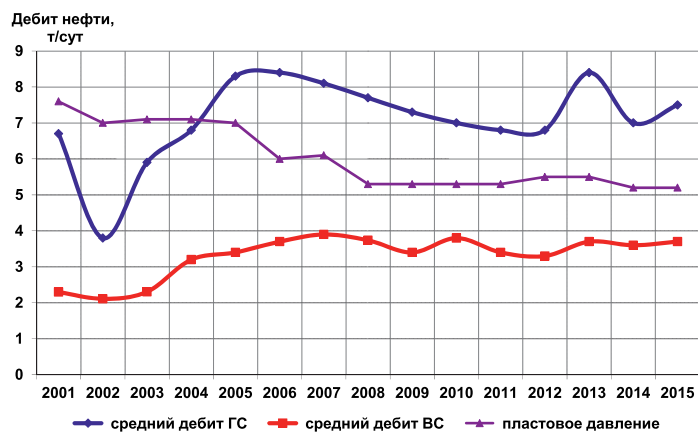


Рис. 7. Распределение дебитов и обводненности горизонтальных и вертикальных скважин б блока (Подалов и др., 2016).

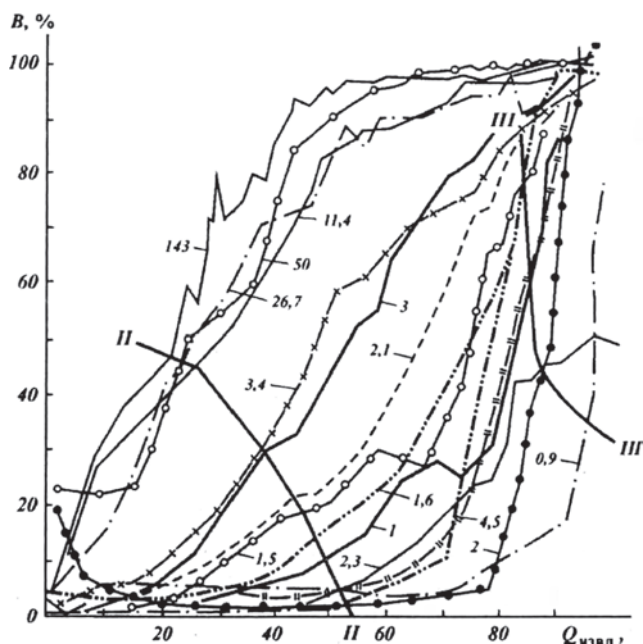


Рис. 8. Динамика обводнения продукции в процессе разработки эксплуатационных объектов с различной вязкостью пластовой нефти (М.М. Иванова и др.).

учетом этого запасы здесь занижены вдвое.

Последние исследования специалистов Казанского федерального университета (В.П. Морозов и др.) по верхнетурнейским отложениям восточного борта Мелекесской впадины показали наличие нефти почти по всей нефтенасыщенной части разреза.

Согласно многим современным представлениям о нефтегазоносных бассейнах (Морариу, Аверьянова, 2013; Прищепа, Аверьянова, 2013), в них можно выделить следующие типы пород:

- породы-коллекторы (традиционные);
- нефтематеринские породы (нетрадиционные);
- плотные породы или полуколлекторы.

Если традиционные породы-коллекторы обычно локализируются в пределах антиклинальных структур, то нетрадиционные породы-коллекторы не подчиняются этому. Важными особенностями залежей нефти и газа в сланцевых (shale reservoir) и в плотных (tight reservoir) коллекторах (резервуарах), отличающие их от традиционных залежей, являются:

- залежи непрерывного типа;
- не контролируются структурным фактором;
- контролируются стратиграфическим и литологическим факторами.

Поэтому распространенность нетрадиционных пород-коллекторов, контролируемая лишь литолого-стратиграфическим фактором, имеет весьма широкую площадную распространенность.

Результатом проведенной В.П. Морозовым и др. работы стало обоснование наличия среди изученных разрезов плотных нефтенасыщенных карбонатных пород, обладающих потенциальной промышленной нефтеносностью.

Таким образом, изученные по керновому материалу разрезы нижнего и среднего карбона показывают, что среди карбонатных пород по степени нефтенасыщенности можно выделить:

- нефтенасыщенные породы;

- плотные без признаков нефти породы;
- плотные нефтенасыщенные породы, промежуточные между ними (полуколлекторы).

В.П. Морозовым на площади 8,5 тыс. км² на Восточном борту Мелекесской впадины было определено в плотных пластах наличие 8,5 млрд.т нефти. Таким образом, геологические запасы в карбонатном массиве существенно выше так называемых балансовых запасов. А согласно нашим исследованиям, так называемые плотные разделы как карбонатных, так и в терригенных залежах принимают активное участие в процессах фильтрации и нефтевытеснения (Муслимов, 2014). Поэтому ряд специалистов настойчиво предлагают перейти от учета так называемых «балансовых» к геологическим запасам (Закиров и др., 2009; Муслимов, 2005; 2014). Тогда устранится нестыковка между большими отборами от учетных на балансе запасов и малой обводненностью залежи на Коробковском участке. Аналогичная картина наблюдается повсеместно в РТ.

Второй аспект касается эффективности технологии разработки на участке с применением ГС. Проведенные расчеты добычи нефти до конца разработки, до обводненности 98% показали возможность достижения КИН 0,369, т.е. НИЗ будет больше принятых на баланс в 1,84 раза. С учетом необходимой корректировки запасов (с переходом на геологические) и это значение НИЗ должно быть увеличено не менее чем в два раза.

Но на этом не исчерпывается возможная эффективность принятой технологии. Она может быть усовершенствована и получить дальнейшее развитие.

Реальная основа принятой технологии заключается в применении ГС и вертикально-латерального циклического заводнения. Как обосновано в публикациях С.Н. Закирова (Zakirov, Zakirov, 1996; Закиров, Закиров, 1996) доказано, что если бурится горизонтальная добывающая скважина, то она должна дополняться горизонтальной нагнетательной скважиной. Кроме того, со временем при отборе 80% и более от реальных запасов нефти, о которых сказано выше, необходимо использовать такой мощный рычаг как изменение направления фильтрационных потоков жидкости в пласте, изменив расположение добывающих и нагнетательных скважин, перейдя на блоковую систему разработки, позволяющую концентрировать остаточную нефть в определенных, уже намечившихся зонах и обеспечивая ее отбор с применением классических схем нестационарного заводнения. При этом КИН по нашей оценке составит 0,45 к ныне принятым балансовым запасам (или 0,361 к скорректированным геологическим запасам. Последние требуют специального подсчета по рекомендованным специалистами Казанского федерального университета методам.

Литература

Закиров С.Н., Закиров Э.С. Новый подход к разработке нефтегазовых залежей. М: Изв. ИРЦ Газпром. 1996.

Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Ч. 2. М-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика». 2009. 484 с.

Иванова М.М., Дементьев Л.Ф., Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. М: Недра. 1985.

Муслимов Р.Х. Нефтеотдача; прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). Казань: ФЭН. 2014. 750 с.

Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. Казань: ФЭн. 2005. 688 с.

Подалов В.Б., Яртиев А.Ф., Морозов П.Г. Эффективность бурения скважин на Коробковском участке Бавлинского месторождения. *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 2. С. 111-114. DOI: 10.18599/grs.18.2.7

Хакимянов И.Н., Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Фазлыев Р.Т., Никифоров А.И. Наука и практика применения разветвленных и многозбойных скважин при разработке нефтяных месторождений. Под ред. Хисамова Р.С. Казань: ФЭн. 2011. 320 с.

Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Хакимянов И.Н., Киямова Д.Т. Поиск альтернативных вариантов по повышению эффективности эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием

на Коробковском участке Бавлинского месторождения с использованием геолого-технической модели. *Георесурсы*. 2013. № 4(54). С. 36-44.

Zakirov, S.N., Zakirov, E.S. Pseudo Horizontal Wells: Alternative to Horizontal and Vertical Wells. *2nd International Conference on Horizontal Well Technology. Calgary, Canada*. SPE-37085-MS. 1996.

Сведения об авторе

Ренат Халиуллович Муслимов – доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры геологии нефти и газа, Казанский федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, 4/5

Тел: +7 (843) 233-73-84, e-mail: davkaeva@mail.ru

Статья поступила в редакцию 01.06.2016

Ways to Improve the Efficiency of Horizontal Wells for the Development of Oil and Gas Field

R.Kh. Muslimov

Kazan Federal University, Kazan, Russia

Abstract. The effectiveness of horizontal wells is tested mainly for increase of oil withdrawal in comparison with usual vertical wells and more rarely for increase of oil recovery factor. In spite of long time application of horizontal wells in Tatarstan Republic, Russia, its efficiency is comparatively low: flow rates of horizontal wells are in 1,5-2,2 times higher than flow rates of vertical wells. The article deals with geological conditions for the effective application of horizontal wells and their limitation for the development of oil and gas fields. Particular attention is paid to the state analysis and the efficiency improvement of horizontal wells operation during field development with introduction of various water flooding systems. The highest technical and economic indicators of field development with horizontal wells are obtained by their systematic use taking into account the experience of developing oil fields with vertical wells, compliance with principles accumulated for decades of the rational field development by means of flooding.

Keywords: horizontal, multi-branched, vertical wells, geological, commercial, initial recoverable reserves, production rates, cumulative production, oil recovery factor

References

Ivanova M.M., Dement'ev L.F., Cholovskiy I.P. *Neftgazopromyslovaya geologiya i geologicheskie osnovy razrabotki mestorozhdeniy nefiti i gaza* [Oil and gas geology and geological basis for the development of oil and gas]. Moscow: Nedra Publ. 1985. (In Russ.)

Khakimzyanov I.N., Khisamov R.S. et al. *Nauka i praktika primeneniya razvetvlenykh i mnogozaboynykh skvazhin pri razrabotke neftyanykh mestorozhdeniy* [Science and practice of branched and multilateral wells for oil field development]. 2011. 320 p. (In Russ.)

Khisamov R.S., Ibatullin R.R., Khakinzyanov I.N., Kiiamova D.T. Search for alternatives to improve the efficiency of wells operation

with horizontal end at Korobkovsky and Bavlinsky fields using geotechnical model. *Georesursy = Georesources*. 2013. No. 4(54). Pp. 36-44.

Muslimov R.Kh. *Nefteotdacha; proshloe, nastoyashee, budeshee (optimizatsiya dobychi, maksimizatsiya KIN)* [Oil recovery: past, present, future]. 2 Ed. Kazan: Fen Publ. 2014. 750 p. (In Russ.)

Muslimov R.Kh. *Sovremennye metody povysheniya nefteizvlecheniya: proektirovanie, optimizatsiya i otsenka effektivnosti* [Modern methods of enhanced oil recovery: design, optimization and effectiveness evaluation]. Kazan: Fen Publ. 2005. 688 p. (In Russ.)

Podavalov V.B., Yartiev A.F., Morozov P.G. The Efficiency of Drilling Wells in the Korobkovsky Area of Bavlinsky Field. *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 2. Pp. 111-114. DOI: 10.18599/grs.18.2.7

Zakirov S.N., Zakirov E.S. *Novyy podkhod k razrabotke neftegazovykh zalezhey* [A new approach to the development of oil and gas deposits]. Moscow: Izv. IRTs Gazprom. 1996. (In Russ.)

Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Zakirov I.S. et al. *Novye printsipy i tekhnologii razrabotki mestorozhdeniy nefiti i gaza* [The new principles and technologies to develop oil and gas fields]. Part 2. Moscow-Izhevsk: Institut kompyuternykh issledovaniy. 2009. 484 p. (In Russ.)

Zakirov, S.N., Zakirov, E.S. Pseudo Horizontal Wells: Alternative to Horizontal and Vertical Wells. *2nd International Conference on Horizontal Well Technology. Calgary, Canada*. SPE-37085-MS. 1996.

For citation: R.Kh. Muslimov. Ways to Improve the Efficiency of Horizontal Wells for the Development of Oil and Gas Field. *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 3. Part 1. Pp. 146-153. DOI: 10.18599/grs.18.3.1

Information about author

Renat Kh. Muslimov – Doctor of Science (Geol. and Min.), Professor, Department of Oil and Gas Geology, Kazan Federal University

Russia, 420008, Kazan, Kremlevskaya str., 4/5

Phone: +7 (843) 233-73-84, e-mail: davkaeva@mail.ru

Manuscript received June 1, 2016

ДОБЫЧА ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ И НЕИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ С ПОМОЩЬЮ ТЕХНОЛОГИИ БИНАРНЫХ СМЕСЕЙ

Е.Н. Александров¹, Н.М. Кузнецов², С.Н. Козлов¹, Ю.Г. Серкин¹, Е.Е. Низова³

¹Институт биохимической физики им. Н.М. Эммануэля РАН, Москва, Россия

²Институт химической физики им. Н.Н. Семенова РАН, Москва, Россия

³ООО «ХИМПЛАСТ», Альметьевск, Россия

В работе рассмотрены результаты повышения нефтеотдачи пластов с помощью бинарных смесей, содержащих минеральную (аммонийную) и/или органическую (моноэтаноламиннитрат) селитры и инициаторы их разложения. Расчеты и масштабный промышленный эксперимент показывают, что ресурсосберегающая технология бинарных смесей может рассматриваться как альтернатива известной паротепловой технологии (Канада, США). Необходимым и достаточным условием успешного применения реакции бинарных смесей с целью повышения нефтеотдачи пластов является разработанная и испытанная авторами система контроля температуры и давления в зоне реакции бинарных смесей, обеспечивающая глубину превращения и КПД реакции бинарных смесей, близкие к 1.

Ключевые слова: теплота образования, селитра аммонийная, селитра органическая – моноэтаноламиннитрат, бинарные смеси, технология добычи нефти, контроль режима реакции в забое, термохимический газлифт.

DOI: 10.18599/grs.18.3.2

Для цитирования: Александров Е.Н., Кузнецов Н.М., Козлов С.Н., Серкин Ю.Г., Низова Е.Е. Добыча трудноизвлекаемых и неизвлекаемых запасов нефти с помощью технологии бинарных смесей. *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 3. Ч. 1. С. 154-159. DOI: 10.18599/grs.18.3.2

Введение

На начальной стадии эксплуатации месторождений ископаемых углеводородов нефть, как правило, извлекают, используя высокое давление в пласте, превышающее давление на забое добывающих скважин. Добыча нефти по мере выработки месторождения падает синхронно с понижением пластового давления. С целью сохранения темпа добычи для повышения пластового давления (ППД) через нагнетательные скважины в пласт начинают закачивать воду под давлением. Ныне из скважин России извлекают, в среднем, около 90 % воды и 10 % нефти (Александров, Кузнецов, 2007). В недрах остается около 60 % разведанных, но «неизвлекаемых» запасов нефти (НИЗ). Масса НИЗ больше массы нефти, извлеченной из недр в течение всей истории ее добычи.

В последние годы наметилось решение проблемы извлечения НИЗ с помощью термохимической технологии бинарных смесей (БС). Бинарные смеси – это водные растворы селитр (аммиачной или органической) и инициаторов реакции их разложения (гидридов металлов или нитрита натрия) (Aleksandrov, Koller, 2008; Мержанов и др., 2010). Водные растворы реагентов БС закачивают в скважину по разным каналам. Они вступают в контакт в призабойной зоне пласта (ПЗП) и реагируют, выделяя тепло и газ, уходящие в пласт под давлением, создаваемым реакцией.

История

До 2011 г. закачку растворов БС в скважины производили в неуправляемом режиме, и органы Ростехнадзора разрешали использовать БС малыми дозами. Как правило, в скважину разрешали закачивать не более одной тонны взрывоопасной селитры. В реакции выделялось около тон-

ны горячего газа, который воздействовал на пласт около скважины и обеспечивал прирост извлекаемой нефти, как правило, достаточный для окупаемости операции (Александров, Кузнецов, 2007; Aleksandrov, Koller, 2008; Мержанов и др., 2010; Александров и др., 2012; 2013).

При выполнении проекта МНТЦ № 985 ИБХФ РАН провёл НИР и НИОКР в лаборатории и на полигоне (Черноголовка, Московская область). Были разработаны рабочие рецептуры на основе аммиачной и органической селитры (моноэтаноламиннитрата) и проведены их испытания на скв. № 21 Разумовского месторождения Саратовской области (Александров, Кузнецов, 2007). Эти рецептуры затем были успешно применены на промыслах Пермского края и Республики Коми (Усинское месторождение) (Александров и др. 2012; Александров, Кузнецов, 2007; Мержанов и др., 2010; Aleksandrov, Koller, 2008).

Количество тепла, вводимого в пласт по технологии БС при закачке в скважину одной тонны селитры, на три порядка меньше, чем количество тепла, вводимое в пласт в очередном цикле закачки пара по канадской паротепловой технологии. Поэтому технология БС (ТБС) образца 2001 г. (проект МНТЦ №985) не выглядела способной конкурировать с ведущей тепловой технологией Мира SAGD (Мержанов и др., 2010).

В 2010 году в ИБХФ РАН была разработана и испытана система непрерывного контроля и оптимизации реакции БС в скважинах, и получено разрешение органов Ростехнадзора № 25-ИД-19542-2010 на закачку в недра селитры без ограничения её массы. На нефтепромыслах была применена 2-х уровневая система взрывобезопасного разложения десятков тонн аммиачной селитры, закачанной в скважину (Александров и др. 2012).

Систему регулируемой закачки селитры и инициатора её разложения в скважину можно рассматривать как термохимический газогенератор (ТГ), при работе которого вся закачиваемая в пласт селитра превращается в газ и тепло по реакции: $NH_4NO_3 \rightarrow N_2 + 2H_2O + 0,5O_2 + Q_1$.

Реакция разогревает пласт и создаёт условия для газлифта, который работает, в основном, за счёт энергии окисления нефти кислородом, выделившимся в реакции разложения селитры. Газированная нефть после повышения давления и открытия вентилей на устье скважин, как правило, фонтанирует.

ТГ это двигатель нового (скважинного) типа – двигатель внутрислоевого сгорания нефти. ТГ, как показал опыт, может обеспечить откачку горячего флюида из скважины при температуре, значительно превышающей предельную для работы промысловых механических насосов.

В ноябре 2011 г. выполнены опытно-промышленные испытания (ОПИ) технологии бинарных смесей (руководитель Е.Н. Александров). В скважины №1242 и № 3003 Усинского месторождения (ООО «Лукойл-Коми») закачали водные растворы, содержавшие 20 тонн аммонийной селитры и 9 тонн нитрата натрия.

В 2012 г. дебит этих скважин увеличился, в среднем, на 4.95 и 8.44 т/сутки, соответственно (Табл. 1). Масса дополнительной нефти в 2012 г., составила 3400 тонн, в среднем 1,7 тыс. тонн на скважину. В конце 2011 г начале 2012 года

на Усинском месторождении с помощью БС были обработаны также скважины №№ 6010,600,1283, 7169, 8198 (руководители работ: Е.Н. Александров, В.Б. Заволжский). В 2012 г. с помощью БС из этих скважин было получено 13 232 тонн дополнительной нефти, в среднем 2646 тонн на скважину (Табл. 2).

Таким образом:

- создана и в 2011-2012 гг. и испытана система регулируемой взрывобезопасной закачки на семи скважинах Усинского месторождения.

- было показано, что система функционирует – эффективно и технически и экономически, обеспечивая соотношение доход/расходы не ниже 5;

- реклама возможностей технологии БС в интернете привела к переговорам с зарубежными фирмами и к предложению от фирмы ViscosEnergy Ltd. провести ОПИ ТБС в США.

Технология БС в развитии и конкуренции с ведущими технологиями Мира

В июне 2013 г. продуктами реакции БС были обработаны нерентабельные скважины № 8 и № 10 на месторождении Eastland в штате Техас, США (руководитель работ Е.Н. Александров) (Александров и др., 2012). Это месторождение было оставлено промысловиками в 1994 г как полностью выработанное. Перед обработкой из скважин № 8 и

№ скв.	Марка насоса	Месяц	Дата пуска	Базовый дебит	Кол-во суток	Средн. дебит, т/сут	Доп. добыча нефти, т	Уд. дебит, т/сут	План. уд. дебит
1242	ЭВНТ-25-1500	Ноябрь 2011	09.11.2011	0	22.00	5.82	128.00		1
		Декабрь 2011			30.83	5.50	169.57		
		Январь 2012			31.00	4.63	143.00		
		Февраль 2012			29.00	4.94	143.26		
		Март 2012			31.00	3.98	123.38		
		Итого			143.83		707.73	4.92	8.5
3003	ЭВНТ-25-1500	Январь 2012	04.01.2012	1.93 т/с	28.00	10.6	242.90		
		Февраль 2012			23.00	10.60	199.60		
		Март 2012			30.75	9.98	247.60		
		Итого					81.75		

Табл. 1. Результаты опытно-промышленных испытаний технологии БС на скважинах № 1242 и № 3003 Усинского месторождения в ноябре 2011 г.

Анализ эффективности ОПР ООО "НТРС-Коми" по закачке КНОС при ПЦО на пермкарбонатной залежи Усинского месторождения в 2012г.

№ темы Программы ОПР	Наименование технологии	Номер скважины	Эксп. объект	Даты выполнения мероприятий Программы ОПР		Дата запуска скважин после ОПР	Режим работы до мероприятия****			Режим работы после мероприятия			Текущий режим ****			Затраты , тыс.р.		Прирост Qн, т/сут	Доп. добыча, тыс.т.	Дни работы после мероприятия	Краткая оценка результатов ОПР **	Комментарий ***
				Факт начало	Факт окончание		Qж, т/сут	Qн, т/сут	%	Qж, т/сут	Qн, т/сут	%	Qж, т/сут	Qн, т/сут	%	План	Факт					
ОПР 2012 г	ОВП закачки кремнийорганических соединений при ПЦО	6010	Р-С	15.05.2012	16.05.2012	27.05.2012	22,9	3,6	84,4	20	6,8	67	17,5	12	33	780	780	10,2	5,566	547	эффективно	
		600	Р-С	03.05.2012	04.05.2012	12.05.2012	-	-	-	21	5,9	70	21	5	76	780	780	5,0	1,05	81	эффективно	б/д скважина
		1283	Р-С	12.05.2012	15.05.2012	17.05.2012	9	4,5	50	25	13	46	22	13	42	780	780	9,6	2,16	225	эффективно	
		7169	Р-С	12.12.2012	12.12.2012	14.01.2012	49,4	5,6	88,6	62	15	76	21,7	1,3	94	780	780	8,4	1,644	194,9	эффективно	Эффект до августа 2013г.
		8198	Р-С	25.12.2011	04.01.2012	10.02.2012	49,2	0,8	98,3	41	13	68	22,6	6,1	73	780	780	9,1	2,812	307,7	эффективно	

Итого

9,8 13,232 1356

Табл. 2. Результаты обработки пяти скважин на Усинском месторождении в конце 2011 г. – начале 2012 г. (Руководители работ: Е.Н. Александров, В.Б. Заволжский).

№ 10 в течение недели (1-8 июня 2013 г.) откачивали пластовой флюид, состоящий из воды (99,99 %) с пленкой нефти (0,01%). До закачки реагентов статический уровень поверхности воды в скважине № 8 был зафиксирован на глубине 210 м.

Вечером 9го июня 2013 г в скважины № 8 и № 10 закачали 55 тонн водных растворов аммонийной селитры и нитрита натрия. В соответствии с планом работ половина реагентов прореагировали в скважине, выделив около 25 тонн газа, нагретого, среднем до 300 °С, который ушел в прилегающий пласт под давлением, созданным реакцией. Вторую половину БС, прекратив реакцию БС в скважине, закачали в нагретый пласт. В пласте медленная реакция разложения селитры продолжалась более 3-х суток (Рис. 1, график изменения давления в скв. № 8 в течение 09-12 июня 2013 г., табл. 3). При этом давление на устье скважины № 8 возросло до 15 атмосфер. Учитывая, что уровень жидкости в скважине повысился на 210 метров за счет прироста давления на 21 атм, суммарный прирост давления за счет реакции разложения селитры, в основном, в пласте составил 36 атмосфер.

После прекращения роста давления на устье открыли вентили. На рисунке 2 показана фотография фонтана из скв. № 8. Скважина № 8, выбранная в центре месторождения дала флюид: нефть – около 30% , вода – около 70%. Скважина № 10, выбранная на краю месторождения, дала флюид: нефть – около 10% , вода – около 90%.

Фирма-заказчик работ в США ViscosEnergy Ltd. разместила и интернете рекламу под заголовком «Comparison of technologies» об успешном возрождении добычи нефти на брошенном месторождении Eastland с помощью (revolutionary) технологии БС. В рекламе было написано: «Scientists based in Russia have developed and tested a technology of output stimulation

by heat from reactions of binary mixtures (BM)».

ViscosEnergy Ltd. представила результаты стимулирования продуктами реакции БС добычи нефти из скважин № 8 и № 10 месторождения Eastland (штат Техас, США) (Табл. 3). Эти результаты в рекламе сравниваются с результатами стимулирования добычи нефти ведущими технологиями Запада – технологией гидравлического разрыва пласта (ГРП, США) и паротепловой технологией (SAGD, Канада).

Из второй строки таблицы 3 следует, что технология БС в отличие от западных технологий, обходит недра намного меньше (т.е. незначительно). В третьей строке таблицы указан потенциал технологий как их способность выгодно извлечения максимальной доли разведанных запасов:

- SAGD – 30%;
- ГРП – 35%;
- БС – не менее 50%.

В восьмой строке таблицы 3 указана себестоимость барреля извлеченной из недр нефти: SAGD – (50-60)&/BBL; ГРП – (40-60)&/BBL; БС – (10-35)&/BBL. Технология БС, ценность которой определяется рыночной конкуренцией, до 2012 года, занимала третье место в Мире и уступала технологии гидроразрыва пласта (США) и паротепловой технологии SAGD (Канада). В 2012-2014 гг. технология БС, обеспечив добычу нефти себестоимостью (10-35)&/BBL опередила по рентабельности обе ведущие технологии Запада.

Следует подчеркнуть, что опубликованная в рекламе себестоимость барреля нефти, извлеченной из недр действующих рентабельных месторождений с помощью SAGD – (50-60)&/BBL и ГРП – (40-60)&/BBL, сопоставляется с себестоимостью нефти, (10-35)&/BBL, извлеченной из недр с помощью БС на нерентабельном месторождении, оставленном без охраны 19 лет назад.

Criteria	SAGD	Hydrofractures	Binary mixture
Principle	Heats the formation with steam to lower viscosity	Pascal's Law: Cold liquids requiring strong pumps fracture formation	Heats the formation to lower oil viscosity. Uses reactions to increase energy and gas lifting
Damage to well	Rapid water-logging	Rapid water-logging	No irrigation or any other damage
Production over time	non-economical after appx. 30% of oil is extracted	non-economical after appx. 35% of oil is extracted	Can extract 50-80% of all oil from the well over its lifetime
Energy loss	+/- 25% to heat water and to transfer it to well	strong pumps (>10.000 HP), proppants	Negligible loss
Depth limits	800-1000m (more, if costly thermo-insulated tubing is used)	Depends on well construction and strength of pumps available	Unclear; deepest wells at 15,000 ft
Temperature reached	250°C	N/A	From 100-500°C, fully regulated
Investment	Large upfront investment	Moderate	Moderate
Production costs	\$50-60/BBL	\$40-60/BBL	\$10-35/BBL depending on geological/market conditions
Environment-friendliness	Water pollution and exhaust gases in atmosphere	High water consumption	Limited; by-products are nitrogen, water, and CO2. All other solid materials (if indeed any) remain down in the well.
Repeatability	Increasing water content lowers economical effect	Repeated stimulation has lesser effect	Can be repeated many times or can run permanently

Табл. 3. Результаты обработки скважин № 8 и № 10 на месторождении Eastland, США (руководитель работ Е.Н. Александров).

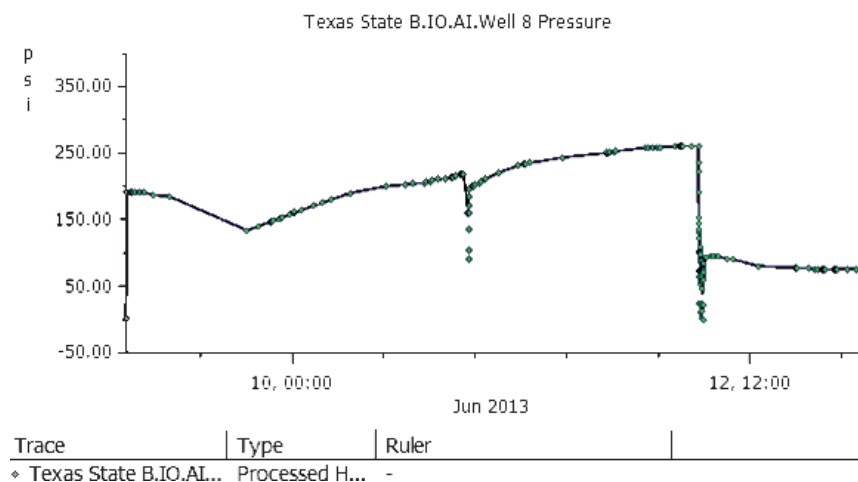


Рис. 1. График изменения давления в скв. № 8 в течение 9-12 июня 2013 г. при закрытом вентиле на устье в течение 3-х с четвертью суток после окончания закачки БС в скважину и в пласт.

Современная технология БС, разрабатываемая авторами с 1997 г. отличается от других технологий оптимизацией тепловыделения в процессе закачки, что обеспечивает высокий КПД реакции, близкий к 1. С помощью БС удалось «нащупать» реальную возможность полного удаления скин-слоя вокруг десятков тысяч ныне нерентабельных скважин России, который накопился в течение нескольких десятилетий их не ресурсосберегающей эксплуатации. Этот слой, видимо, является основной причиной «недобора» из недр России 60% разведанных запасов нефти. Скин-слой состоит из частиц тяжелой вязкой нефти, более охотно сорбируемых стенками пор и трещин, чем легкая нефть. Сорбции весьма способствует охлаждение флюида в процессе его выхода из пласта в скважину (эффект Джоуля-Томсона).

Перспективы технологии БС

Из ряда перспективных «ответвлений» ТБС рассмотрим, например, возможность применения бинарных смесей на скважинах канадского тандема скважин (Рис. 3). Замену в тандеме скважин пара на растворы БС планируется произвести следующим образом.

Растворы БС нужно закачивать в нижний горизонтальный ствол, в котором легко организовать непрерывную реакцию БС, подаваемых в скважину с помощью маломощных насосов установки ЦА-320. Мощность реакции БС, вырабатывающей в скважине горячий газ при температуре около 300 °С, должна превысить мощность насосов ГРП (10 тыс. л. с.). Таким образом в течение нескольких часов можно организовать режим напорного дренажа горячих газов из нижнего горизонтального ствола в верхний горизонтальный ствол тандема, в котором будут созданы условия для непрерывного создания и функционирования термохимического газлифта (ТГ). ТГ способен обеспечить непрерывную доставку на поверхность горячего флюида, содержащего смесь воды и нефти при температуре, близкой к 100°С. В результате замены режима добычи SAGD на режим БС можно ожидать увеличения скорости добычи тяжелой вязкой нефти на порядок. В случае успеха понижение себестоимости добычи системы SAGD будет обеспечено сокращением практи-

Рис. 2. Фотография фонтана смеси (вода – 70%, нефть – 30%) из скважины № 8.



чески до нуля расходов на создание парогенераторных заводов. (Закачка БС в России обычно производится «с колес» установками ЦА-320, применяемыми для цементажа, и всегда имеющимися «под рукой» на промыслах). Ускорение добычи ожидается также за счет устранения периодов закачки пара, в течение которой добыча в системе SAGD не ведется. Таким образом появилась возмож-

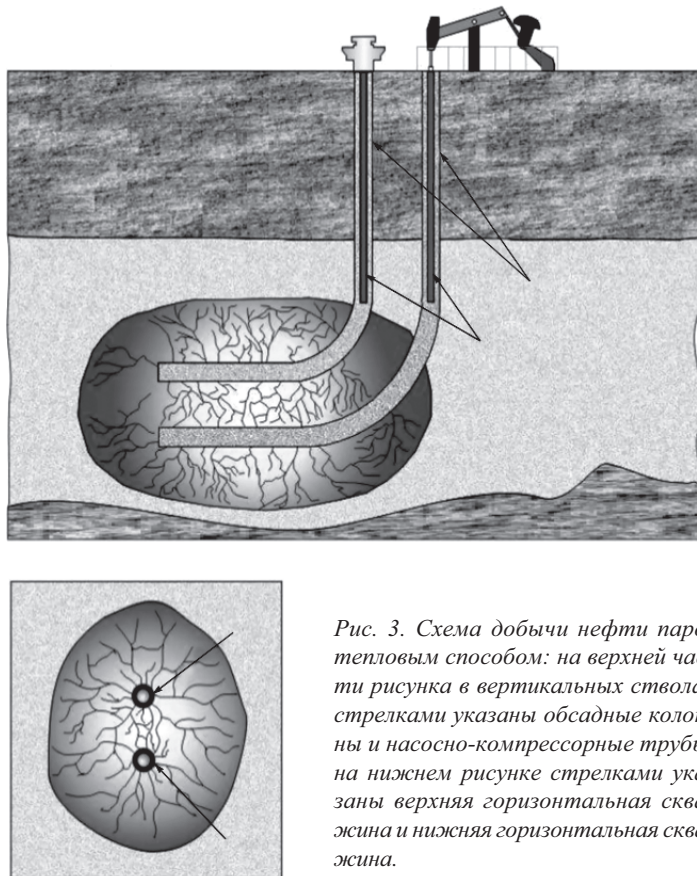


Рис. 3. Схема добычи нефти паротепловым способом: на верхней части рисунка в вертикальных стволах стрелками указаны обсадные колонны и насосно-компрессорные трубы, на нижнем рисунке стрелками указаны верхняя горизонтальная скважина и нижняя горизонтальная скважина.

ность использовать достоинства парового тандема, не применяемого глубже 1 км из-за потерь тепла паром на пути к ПЗП, также в скважинах с горизонтальными стволами на любых глубинах. Учитывая планируемую нами непрерывность процесса, в котором мощность ТГ на порядок превысит мощность механических насосов, следует ожидать радикальной интенсификации добычи как тяжелой, так и более легкой нефти.

В процессе ОПИ ТБС на Усинском месторождении была обнаружена ранее неизвестная тепловая волна разложения селитры (ТВРС) в пласте, инициированная теплом нагретой части пласта с помощью реакции БС в скважине. волна тепла двигалась от скважины в пласт практически до полного разложения закачанной в пласт селитры. Эта волна отображена на графике изменения давления в скв. № 8 (месторождение Eastland) в течение 09-12 июня 2013 г. по нарастанию давления в начале реакции разложения селитры при закрытом вентиле на устье (Рис. 1, понижение давления вечером 10 го июня возникло из-за кратковременного нарушения герметичности устья скважины, причину которой удалось оперативно ликвидировать). Следует подчеркнуть, что в силу полной взрывобезопасности нагрева пласта с помощью разложения любых масс селитры в пласте, отдающей основную часть тепла породе пласта, использование указанной тепловой волны, становится основным направлением применения БС к масштабному стимулированию добычи нефти (Расчет движения ТВРС в работе (Кузнецов, 2016)).

Технология бинарных смесей как альтернатива технологии SAGD

Мы считаем, что в перспективе технология БС должна прийти на смену технологии SAGD. Мы полагаем, что (по крайней мере, на начальном этапе) в технологии БС можно использовать тандем скважин, характерный для технологии SAGD.

В процессе реакции в пласте около скважины создается зона повышенного давления, в которой выделяется газ. Движение пластового флюида по порам и трещинам под напором газа мы называем напорным дренажем (НД). В отличие от гравитационного дренажа паротепловой технологии, напорный дренаж, поддерживаемый энергией реакции БС, – процесс, управляемый по интенсивности и направлению. Кроме эффекта НД при реакции БС в скважине и в пласте, газ, выделившийся в реакции, растворяется в пластовом флюиде, делая его менее вязким и более легким. Движение насыщенного газом флюида вверх по стволу скважины называют газлифтом. Искусственный газлифт, поддержанный энергией реакции БС, был обнаружен на скважине № 169 Курбатовского месторождения (Пермский край) (Александров, Кузнецов, 2007).

Заключение

Факт восстановления с помощью реакции БС в 2013 г. промышленной добычи нефти на месторождении Eastland (США), которая в течение 1994-2013 г. считалась неизвлекаемой, можно расценивать как возможность поворота от более чем векового накопления в недрах неизвлекаемых запасов нефти к их рентабельной добыче. В недрах находятся углеводороды, масса которых в разы пре-

вышает запасы на месторождениях, разрабатываемых ныне. Обнаружение возможности извлечения «нерентабельных» запасов нефти равнозначно открытию нового крупнейшего месторождения почти без затрат на геологические поиски и разведку. Этот результат не имеет аналогов в известной литературе.

Как видно из восьмой строки таблицы 3, ведущие технологии Запада SAGD и ГПП, применяемые ныне только на действующих, т.е. рентабельных месторождениях по рентабельности добычи уступили первенство технологии БС, примененной на брошенном нерентабельном месторождении. Этот результат также не имеет аналогов в известной литературе.

Возрождение добычи нефти с использованием технологии БС на ныне нерентабельных месторождениях – это новое направление промысловой термохимии, которое может обеспечить улучшение перспектив экономики России как великой добывающей энергетической державы.

Выводы

1. Разработана и освоена техника термохимического стимулирования добычи нефти с помощью новых технологических элементов:

- системы регулируемого безопасного прогрева нефтяных пластов в диапазоне температур 200-700°C;
- термохимического газлифта, применяемого для откачки пластового флюида, при высоких температурах.

2. При идентичности режимов добычи на Усинском и Техасском месторождениях испытания технологии в США окупались в течение 2-х месяцев.

3. Возрождение добычи нефти на выработанных месторождениях следует считать новым перспективным направлением промысловой термохимии.

Литература

Александров Е.Н., Александров .П.Е. Кузнецов Н.М, Лунин В.В., Леменовский Д.А., Рафиков Р.С., Чертенков М.В., Ширяев П.А., Петров А.Л., Лиджи-Горяев В.Ю. *Нефтехимия*. 2013. Т. 53. № 4. С. 312-320.

Александров Е.Н., Кузнецов Н.М. Масштабный нагрев продуктивного пласта и оптимизация добычи нефти. *НТЖ Каротажник*. 2007. № 4. С. 113-127.

Александров Е.Н., Варфоломеев С.Д., Лиджи-Горяев В.Ю., Петров А.Л. Стимулирование добычи нефти продуктами реакций бинарных смесей (БС) как альтернатива технологиям, обводняющим нефтяной пласт. *Точка опоры*. 2012. № 158, ноябрь. С. 14-15.

Кузнецов Н.М. К стимулированию нефтедобычи на основе бинарных смесей. *Горение и взрыв*. 2016. Т. 9. № 2. С. 111-119.

Мержанов А.Г., Лунин В.В., Леменовский Д.А., Александров Е.Н., Петров А.Л., Лиджи-Горяев В.Ю. Высокотемпературное стимулирование добычи нефти. *Наука и технологии в промышленности*. 2010. Т. 2. С. 1-6.

Aleksandrov E., Koller Z. Technology of oil and bitumen output stimulation by heat from reactions of binary mixtures (BM). TCTM limited. 2008. 76 p.

Сведения об авторах

Евгений Николаевич Александров – доктор хим. наук, Заведующий Лабораторией газового анализа и экотоксикологии, Институт биохимической физики им. Н.М. Эммануэля РАН

Россия, 119334, Москва, ул. Косыгина, 4
Тел: +7 495 939-73-18, e-mail: 28en1937@mail.ru

Николай Михайлович Кузнецов – доктор физ.-мат. наук, профессор, главный научный сотрудник, Институт химической физики им. академика Н.Н. Семенова
Россия, 119334, Москва, ул. Косыгина, 4
Тел: +7 495 939-72-87, e-mail: N-M-kuznetsov@yandex.ru

Сергей Николаевич Козлов – кандидат физ.-мат. наук, ст. научный сотрудник, Институт биохимической физики им. Н.М. Эммануэля РАН
Россия, 119334, Москва, ул. Косыгина, 4
Тел: +7-495-939-73-18, e-mail: kozlovse@yandex.ru

Юрий Георгиевич Серкин – инженер-исследователь, Институт биохимической физики им. Н.М. Эммануэля РАН
Россия, 119334, Москва, ул. Косыгина, 4
Тел: +7 495 939-73-18, e-mail: SU1949@yandex.ru

Евгения Евгеньевна Низова – заместитель директора по общим вопросам, ООО «ХИМПЛАСТ»
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Базовая, 4

Статья поступила в редакцию 06.07.2016

Production of Hard-to-recover and Non-recoverable Oil Reserves by means of Binary Mixtures Technology

E.N. Aleksandrov¹, N.M. Kuznetsov², S.N. Kozlov¹, Yu.G. Serkin¹, E.E. Nizova³

¹Emmanuel Institute of Biochemical Physics, Russian Academy of Sciences, Moscow

²Semenov Institute of Chemical Physics, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

³KhIMPLAST Ltd., Al'met'evsk, Russia

Abstract. The paper discusses the results of the enhanced oil recovery by means of binary mixtures containing mineral (ammonium) and/or organic (mono-ethanolamine) nitrate and initiators of their decomposition. Calculations and large-scale field experiment show that resource-saving technology of binary mixtures can be considered as an alternative to the well-known thermal steam technology (Canada, USA). Designed and tested by the authors monitoring system of temperature and pressure in the reaction zone of the well, which provides conversion depth and efficiency coefficient of binary mixtures reaction that are close to 1 is a necessary and sufficient condition for the successful application of this method for the purpose of enhanced oil recovery.

Keywords: heat of formation, ammonium nitrate, organic nitrate – mono-ethanolamine, binary mixtures, oil production technology, reaction control mode at the bottomhole, thermochemical gas lift.

References

- Aleksandrov E.N., Aleksandrov P.E. Kuznetsov N.M., Lunin V.V., Lemenovskiy D.A., Rafikov R.S., Chertenkov M.V., Shiryayev P.A., Petrov A.L., Lidzhi-Goryaev V.Yu. *Neftekhimiya = Oil chemistry*. 2013. V. 53. No. 4. Pp. 312-320. (In Russ.)
- Aleksandrov E., Koller Z. Technology of oil and bitumen output stimulation by heat from reactions of binary mixtures (BM). TCTM limited. 2008. 76 p.
- Aleksandrov E.N., Kuznetsov N.M. Masshtabny nagrev produktivnogo plasta i optimizatsiya dobychi nefi [Broad-scale heat of productive deposit and optimization of oil production]. *Karotazhnik = Well Logger*. 2007. No. 4. Pp. 113-127. (In Russ.)
- Aleksandrov E.N., Varfolomeev S.D., Lidzhi-Goryaev V.Yu., Petrov A.L. Stimulirovanie dobychi nefi produktami reaktsiy binarnykh smesey (BS) kak al'ternativa tekhnologiyam, obvodnyayuschim nefyanoy plast [Stimulation of oil production by reaction products of binary mixtures as an alternative to deposit inundation technologies]. *Tochka opory = Reference point*. 2012. No. 158, November. Pp. 14-15. (In Russ.)
- Kuznetsov N.M. K stimulirovaniyu neftedobychi na osnove binarnykh smesey [Stimulation of oil production based on binary mixtures]. *Gorenie i vzryv = Combustion and explosion*. 2016. V. 9. No. 2. Pp. 111-119. (In Russ.)

Merzhanov A.G., Lunin V.V., Lemenovskiy D.A., Aleksandrov E.N., Petrov A.L., Lidzhi-Goryaev V.Yu. Vysokotemperaturnoe stimulirovanie dobychi nefi [High-temperature stimulation of oil production]. *Nauka i tekhnologii v promyshlennosti = Science in technology and industry*. 2010. V. 2. Pp. 1-6. (In Russ.)

For citation: Aleksandrov E.N., Kuznetsov N.M., Kozlov S.N., Serkin Yu.G., Nizova E.E. Production of Hard-to-recover and Non-recoverable Oil Reserves by means of Binary Mixtures Technology. *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 3. Part 1. Pp. 154-159. DOI: 10.18599/grs.18.3.2

Information about authors

Evgeniy N. Aleksandrov – Doctor of Science (Chem.), Head of the Laboratory of Gas Analysis and Ecotoxicimetry, Emmanuel Institute of Biochemical Physics, Russian Academy of Sciences

Russia, 119334, Moscow, Kosygina str., 4
Phone: +7 495 939-73-18, e-mail: 28en1937@mail.ru

Nikolay M. Kuznetsov – Doctor of Science (Phys. and Math.), Professor, Chief Researcher, Semenov Institute of Chemical Physics, Russian Academy of Sciences

Russia, 119334, Moscow, Kosygina str., 4
Phone: +7 495 939-72-87, e-mail: N-M-kuznetsov@yandex.ru

Sergey N. Kozlov – PhD (Phys. and Math.), Senior Researcher, Emmanuel Institute of Biochemical Physics, Russian Academy of Sciences

Russia, 119334, Moscow, Kosygina str., 4
Phone: +7-495-939-73-18, e-mail: kozlovse@yandex.ru

Yuriy G. Serkin – Engineer, Emmanuel Institute of Biochemical Physics, Russian Academy of Sciences. Russia, 119334, Moscow, Kosygina str., 4

Phone: +7 495 939-73-18, e-mail: SU1949@yandex.ru

Evgeniya E. Nizova – Deputy Director, KhIMPLAST Ltd. Russia, 423450, Al'met'evsk, Bazovaya str., 4

Manuscript received July 6, 2016

АКТУАЛЬНЫЕ ЗАДАЧИ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ

С.В. Разманова¹, Н.И. Искрицкая², И.А. Мачула³

¹Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Ухта, Россия

²АО «ВНИГРИ», Санкт-Петербург, Россия

³ООО «Газпром ЭКСПО», Санкт-Петербург, Россия

Сегодня Российская Федерация занимает ведущие позиции в мире по объемам мировых запасов газа и добычи газа, является одним из крупнейших поставщиков энергоресурсов на мировой рынок. Авторы статьи анализируют отечественную газовую отрасль как составляющую мирового энергетического рынка. В последнее время на мировом энергетическом рынке наблюдается усиление конкуренции за счёт промышленного освоения новых видов энергии, что для отечественной газовой отрасли оборачивается изменением структуры и снижением объёмов экспорта. Вместе с тем доля запасов углеводородов России, которые находятся в удалённых районах с неразвитой инфраструктурой, вдали от конечного потребителя, а также низкодебитных запасов, с каждым годом возрастает. Решение этих задач заключается в повышении эффективности использования энергоресурсов и производстве товарной продукции их переработки с высокой добавленной стоимостью.

Ключевые слова: нефтегазовый комплекс, природный газ, сжиженный природный газ, синтетическое жидкое топливо, метанол.

DOI: 10.18599/grs.18.3.3

Для цитирования: Разманова С.В., Искрицкая Н.И., Мачула И.А. Актуальные задачи газовой промышленности на современном этапе. *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 3. Ч. 1. С. 160-165. DOI: 10.18599/grs.18.3.3

Газовая отрасль России является одной из ключевых отраслей, от надежного функционирования которой зависит развитие отечественной экономики и социальной сферы, а также не только национальная, но и во многом мировая энергетическая безопасность. РФ занимает второе место в мире по добыче газа и первое по объёму мировых запасов газа, является одним из крупнейших поставщиков энергоресурсов на мировой рынок, занимая ведущие позиции в мире по экспорту газа. Сегодня Россия экспортирует более 40 % энергоресурсов, что составляет 16 % в структуре мировой межрегиональной торговли энергией.

В настоящее время доля газа в топливном балансе России составляет 62 %, однако если рассматривать только европейскую часть РФ она достигнет 86 %. Отечественная газовая отрасль обеспечивает около 10 % национального валового внутреннего продукта, до 25 % доходов в государственный бюджет страны. Вклад валютной составляющей от экспорта природного газа составляет порядка 15 % от совокупной валютной выручки РФ (Мировая энергетика ..., 2015).

По данным Минэкономразвития в связи с намерением Евросоюза снизить зависимость от импорта российского газа за счет других видов топлива экспорт газа в дальнее зарубежье в 2016 году сократится на 0,8% по сравнению с 2015 годом – до 184 млрд кубометров. Экспорт газа в 2016 году ожидается на уровне 184 млрд кубометров, в 2017 году – 188,7 млрд кубометров, в 2018 году – 190 млрд кубометров, в 2019 году – 189,4 млрд кубометров. Средние контрактные цены на газ для дальнего зарубежья в 2016 году запланированы на уровне 159,2 доллара за 1 тыс. кубометров, в 2017 году – 167,2 доллара, в 2018 году – 159,1 доллара, в 2019 году – 174,8 доллара, а для стран СНГ в 2016 году – 152,5 доллара за 1 тыс. кубометров, в 2017 году – 160,1 доллара, в 2018 году – 152,1 доллара, в 2019 году – 168,2 доллара. Таким образом, на бли-

жайшую перспективу ожидается сокращение поступлений от экспорта газа в государственную казну. Для сохранения лидирующих позиций по экспорту газа России необходимо изучать тенденции развития мирового рынка энергопотребления и находить новые рынки сбыта газа и товарных продуктов его переработки.

Минувший 2015 г. для глобального энергетического хозяйства был связан не только с волатильностью цен на нефть, изменением планов по развитию транспортной инфраструктуры и корректировкой направлений товаропотоков. Для него также характерны продолжающееся истощение традиционных месторождений легкодоступных нефти и газа, проявление дефицита энергоресурсов в отдельных регионах мира, усиление мер по повышению эффективности расходования природных богатств, снижение антропогенной нагрузки на окружающую среду. В 2015 г. ряд стран Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР), в частности Япония, Республика Корея, ФРГ, Великобритания, Франция, Италия и Испания, достигли верхнего предела энергопотребления (Мировая энергетика..., 2015).

В последние несколько лет структура спроса на первичные энергоносители (нефть, газ, уголь, а также электроэнергия, вырабатываемая ГЭС и АЭС) была подвержена незначительным изменениям.

На рисунке 1 (Развитие нефтегазового комплекса..., 2014) представлена структура мирового потребления первичных энергоносителей по итогам 2014 г.

В настоящее время нефть продолжает доминировать, обеспечивая около 33 % глобального спроса на первичную энергию и, несмотря на ценовой кризис, темпы прироста производства данного сырья не замедлились. Стабильной – на уровне 24 % суммарного потребления энергии – остается доля газа, а аналогичный показатель для угля, конкурентоспособность которого увеличилась (ввиду более низкой цены из расчета на единицу теплотворно-

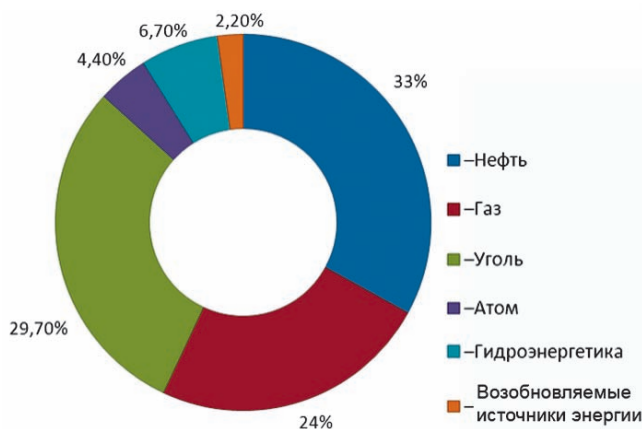


Рис. 1. Структура мирового потребления первичных энергоносителей, 2014 г.

сти), превысил уровень в 28 %, несмотря на попытки сдерживания его применения по экологическим соображениям. Одним из последствий аварии на «АЭС Фукусима-1» стало сокращение выработки атомной электроэнергии, доля которой в расходной части глобального энергобаланса снизилась с 6 % в 2003 г. до 4,4 % в 2013 г. В то же время доля электроэнергии, вырабатываемой гидроэлектростанциями, постепенно увеличивалась и составила в 2014 г. около 6,7 % мирового объема. В 2013-2014 гг. в отдельных странах заметным был прогресс в применении возобновляемых источников энергии (ВИЭ – энергия биомассы, солнца, ветра, воды, энергии земли, бытовых отходов), хотя в глобальных масштабах, по оценкам корпорации British Petroleum, значимость этих энергоисточников остается невысокой (2,2 %) (Мировая энергетика ..., 2015).

В недалеком будущем можно ожидать, что тренд роста доли природного газа только укрепится. Эксперты связывают это обстоятельство с рядом факторов, в числе которых можно отметить более выгодные экологические свойства газа в сравнении с нефтью и углем; стремительное развитие газохимии, которая долгое время очень сильно отставала от нефтехимии по темпам роста; революцию в области транспорта газа, а именно стремительное распространение технологий сжиженного природного газа (СПГ) и его транспортировки морским транспортом по всему миру (Майорц, Симонов, 2013).

И наконец, сегодня активно ведется замена электростанций, работающих на жидких и твердых углеводородах, на газотурбинные электростанции комбинированного цикла, являющиеся в настоящий момент наиболее дешевыми (в терминах удельных затрат на выработку единицы энергии), эффективными и экологически безопасными источниками электроэнергии.

Вместе с ростом потребления энергии в мировом энергобалансе увеличивается доля, приходящаяся на природный газ.

На рисунке 2 изображена ретроспективная динамика потребления природного газа. Из диаграммы на рис. 3 следует, что основным потребителем газа является США. За ним, и со значительным отрывом, следуют Россия, Китай и Иран.

Россия занимает первое место в мире на начало 2015 г. по объемам доказанных запасов природного газа (50 трлн м³), что соответствует 26,7 % от общемировых (209,3 трлн м³) запасов (Рис. 4).

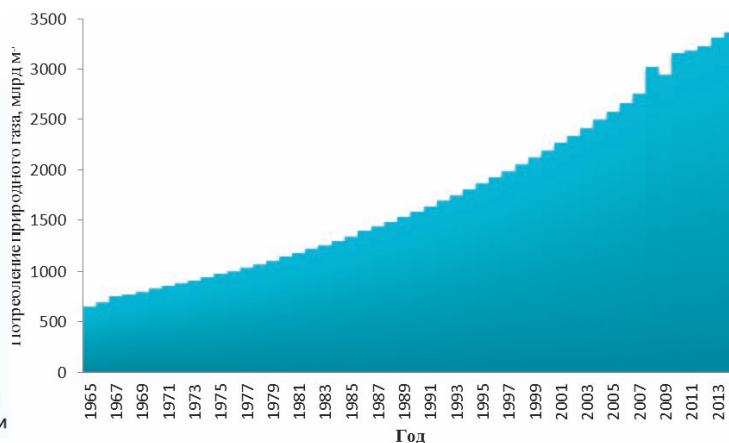


Рис. 2. Динамика потребления природного газа. (BP Statistical Review of World Energy June 2014).

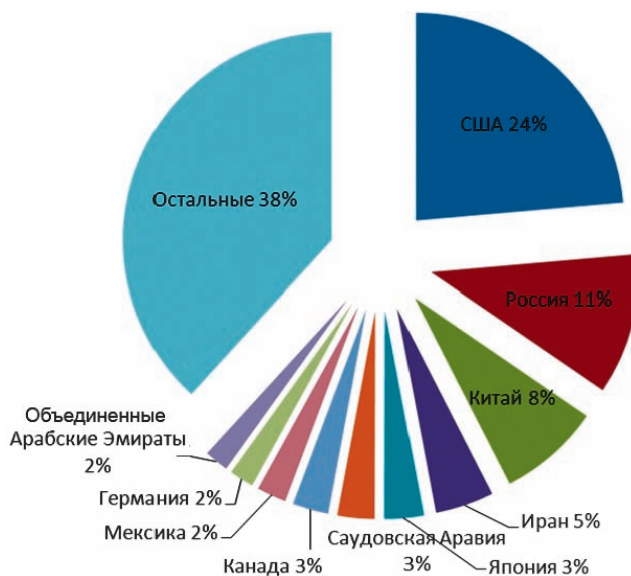


Рис. 3. Потребление газа по странам в 2014 г. (BP Statistical Review of World Energy, June 2015).

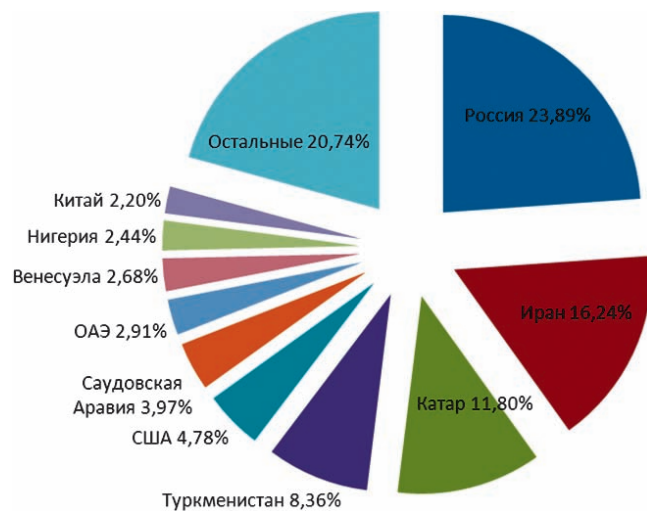


Рис. 4. Объем доказанных запасов природного газа по странам мира. (BP Statistical Review of World Energy, June 2015).

Следует отметить, что в 2005-2014 гг. запасы газа подросли во всех регионах мира, но больше всего в Северной Америке, где рост составил 58 % за счет США и Канады при одновременном сокращении газовых запасов в Мексике. Многократное увеличение запасов газа в Туркмени-

стане компенсировало их снижение в Нидерландах, Великобритании и Норвегии, с итоговым ростом за десятилетие на 32,5 %. Для Тихоокеанского региона, представляющего собой еще один растущий регион по запасам газа, этот период связан с увеличением запасов в Австралии на 54 % и в 1,5 раза в Китае.

По итогам 2014 г. мировые запасы газа также увеличились на 0,5 %. Кроме того, к началу 2015 г. Китай впервые попал в список 10 ведущих стран по объему запасов газа, вытеснив с этой позиции Алжир. Открытие новых морских месторождений недалеко от побережий Восточной Африки и Восточного Средиземноморья и их разработка с большой долей вероятности будут способствовать ужесточению конкуренции на растущих региональных рынках СПГ, как европейских, так и азиатских.

На рис. 5 представлены страны максимального роста/снижения запасов газа по итогам 2014 г. (Майорц, Симонов, 2013).

Лидерами роста запасов газа в 2014 г. стали США, Россия, Китай и Иран. Максимальное снижение показала Австралия. Доля первой десятки газовых стран в глобальных запасах увеличилась за год до 79,3 % (Рис. 6).

В табл. 1 представлены данные по добыче природного газа в России и мире в 1970 -2014 гг. (Развитие нефтегазового комплекса ..., 2014; Разманова и др., 2015).

На фоне роста спроса на энергоносители в 2010 г. произошло увеличение добычи газа в странах СНГ, в результате чего доля поставок стран Содружества в мировом предложении превысила 28 %. При этом добыча газа в Казахстане увеличилась с 32 до 37 млрд м³, в Азербайджане с 14,8 до 16 млрд м³, на Украине с 19 до 21 млрд м³, в Туркменистане с 64,4 до 75,1 млрд м³ (Мировая энергетика ..., 2015; Ананенков, Мастепанов, 2010).

В целом добыча газа по странам СНГ составила в 2010 г. 861 млрд м³, что является рекордным показателем за всю историю развития газовой промышленности на этой территории. В начале 1990-х гг. добыча газа в СССР превышала 800 млрд м³ (Табл. 1). Тогда это составляло более 40 % всей мировой добычи, при этом в РФ добывалось 641-643 млрд м³ газа в год (более 32 % от мира), при том за счет месторождений, расположенных в Западной Сибири – более 580 млрд м³ (Мировая энергетика ..., 2015).

Почти 90 % общероссийской добычи газа сосредоточено в Западной Сибири (Западно-Сибирский ФО), в первую очередь в ЯНАО – свыше 80 % (Рис. 7). Основные газодобывающие регионы Европейской части страны, на которую приходится порядка 7% общенациональной добычи, – это Оренбургская область (Волго-Уральский регион), Астраханская область (Прикаспийский регион) и Республика Коми (Тимано-Печорский регион). В последние годы начато освоение Охотоморской провинции (континентальный шельф).

На протяжении двух последних десятилетий происходит сокращение доли России в мировой добыче газа, что свидетельствует о замедлении темпов роста российской газовой отрасли, в связи с актив-

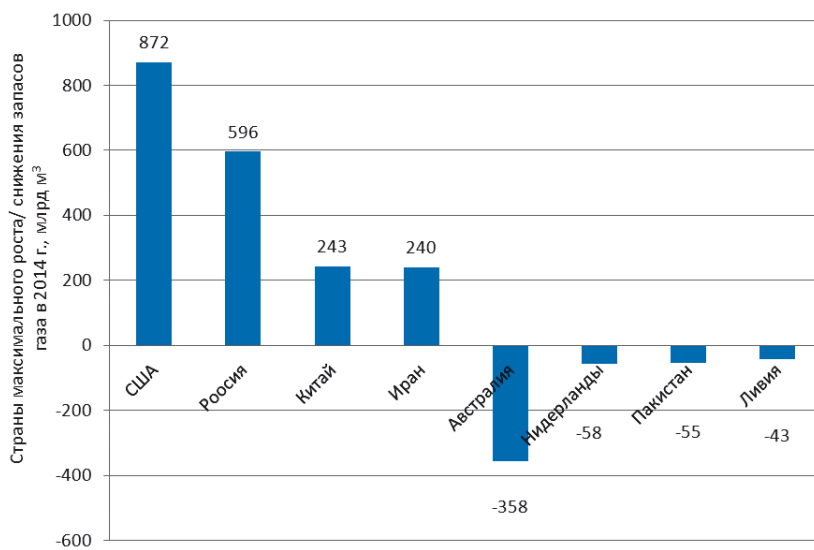


Рис. 5. Страны максимального роста/снижения запасов газа в 2014 г.

ной эксплуатацией основных газовых месторождений Западной Сибири в последней четверти прошлого века.

В результате ограничения поставок газа и ростом спроса на него, экономика страны может столкнуться с беспрецедентными проблемами. В связи с этим возрастает роль нетрадиционных запасов газа, чтобы компенсировать последствия снижения добычи традиционного газа и таким образом обеспечить экономическую безопасность страны. Это важное направление, но в кратчайшие сроки оно не сможет полностью восполнить дефицит минерально-сырьевой базы, в связи с тем, что в настоящее время находится на стадии становления и опытно-промышленных работ.

Повышение энергетической эффективности добычи и

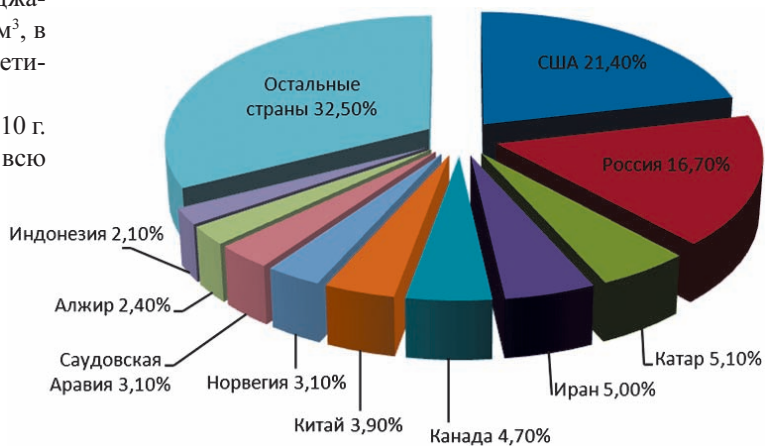


Рис. 6. Доля крупнейших 10 газодобывающих стран в мировой добыче 2014 г. (BP Statistical Review of World Energy, June 2015).

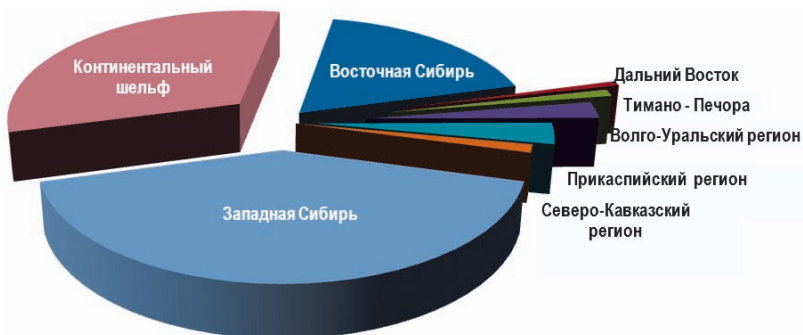


Рис. 7. Распределение запасов газа по газодобывающим регионам России.

сфер использования и переработки природного газа является залогом экономической эффективности и увеличения доли промышленно значимых запасов нефти и улучшения финансовых показателей добывающих предприятий. Примером успешной реализации программы повышения энергетической эффективности является ОАО «Газпромнефть», в которой за последние годы удалось снизить производственные энергетические затраты и при этом повысить добычу газа. (Соколов, Искрицкая, 2015 г).

Несмотря на то, что Федеральный закон №261-ФЗ о повышении энергетической эффективности был принят в 2009 году, до сих пор нет единой утверждённой методики её определения, а в финансовой отчётности нет показателей, её учитывающих. В добывающих компаниях используются показатели энергетической эффективности, но при этом, имея зачастую схожие названия, они оказываются разными по содержанию. Создание и применение методики финансового анализа с учётом показателей энергетической эффективности позволяет выявить резервы снижения эксплуатационных затрат на предприятиях топливно-энергетического комплекса. Так, на примере комплексного энергетического и финансового анализа ОАО «Якутская топливно-энергетическая компания» была обоснована такая методика и найдены пути повышения прибыли предприятия. (Стеблянская, Фэн, 2016.)

Основой повышения экономической эффективности освоения месторождений природного газа является комплексный подход, когда появляется возможность расширения ассортимента товарной продукции, получаемой в процессе добычи и переработки сырья.

На данный момент крупными газодобывающими компаниями рассматриваются варианты диверсификации поставок природного газа, выход на новые экспортные рынки газа и возможности снижения зависимости рыночных поставок от трубопроводного транспорта.

Учитывая, тот факт, что Россия занимает лидирующее положение на мировом рынке природного газа, а также уникальное географическое расположение, позволяющее стране поставлять газ на все основные торговые биржи и крупные региональные рынки, развитие торговли газом и продукцией газохимического комплекса остается одним из приоритетных экспортных направлений РФ.

Проект энергетической стратегии России на период до 2035 г., «предусматривает диверсификацию товарной структуры экспорта энергоносителей», в том числе за счет увеличения в ней доли СПГ. Согласно проекту, доля России в мировой торговле СПГ должна возрасти с уровня в 2% (около 11 млн т) до 12% (55,1 млн т) в 2020 г. и 19,3% (87 млн т) в 2025 г. (Энергетическая стратегия..., 2015).

В настоящее время более 65% российского экспорта газа предназначенного для Западной и Центральной Европы, который идет по трубопроводам через территорию Украины и Белоруссии, а также дну Балтийского моря. С транспортной инфраструктурой поставок природного газа, созданной еще в последней четверти прошлого столетия, в наши дни, к сожалению, связаны такие проблемы, как зависимость РФ от транзита газа через территорию третьих стран и отсутствие географической диверсификации поставок российского газа. Безусловно, что Россия, заинтересованная в обеспечении надежных экспортных

поставок газа, вынуждена рассматривать другие варианты транспорта природного газа, в том числе *in vide СПГ*. Сегодня к вариантам диверсификации поставок можно отнести уже построенный газопровод «Северный поток», проложенный по дну Балтийского моря из России в Германию, а также перспективные газопроводы «Сила Сибири», «Северный поток-2», а также проекты по производству СПГ. Транспорт СПГ морскими газовозами также позволит России уйти от проблемы транзита через третьи страны.

Россия планирует значительно нарастить мощности по производству сжиженного природного газа и расширить присутствие на мировом рынке СПГ, в том числе в странах Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР). Однако конкуренция поставщиков СПГ на внешних рынках, низкие цены на энергоресурсы, санкции, наложенные на российские компании западными странами, и ряд других проблем усложняют реализацию поставленной задачи. Но, несмотря на все трудности, работы по целому ряду проектов продолжают.

В качестве перспективного направления переработки природного и попутного газа сегодня рассматривается *СЖТ- или GTL-продукция*, под которой подразумевается не синтетическая нефть как полуфабрикат,

Год	Мир в целом, млрд м ³	СССР (до 1990 г.), СНГ		РСФСР (до 1990 г.), Россия			
		млрд м ³	Доля в мире, %	Всего, млрд м ³	Доля в мире, %	Западная Сибирь	
						млрд м ³	Доля в России, %
1970	1021	198	19,4	83	8,1	3	3,2
1980	1456	435	29,9	254	17,4	140	55,3
1985	1676	643	38,4	462	27,6	389	84,2
1990	2000	815	40,8	641	32,1	574	89,6
1995	2141	707	33	595	27,8	545	91,5
2000	2436	710	29,1	584	24	533	91,3
2001	2493	712	28,6	581	23,3	532	91,6
2002	2531	728	28,8	595	23,5	545	91,5
2003	2617	761	29,1	620	23,7	574	92,6
2004	2694	784	29,1	634	23,5	590	93,1
2005	2778	799	28,8	641	23,1	594	92,7
2006	2876	820	28,5	656	22,8	604	92,1
2007	2945	833	28,3	653	22,2	611	93,6
2008	3066	857	28	665	21,7	610	91,7
2009	3045	789	25,9	582	19,1	517	88,7
2010	3060	861	28,1	650	21,2	575	88,5
2011	3115	820	26	685	23,6	580	90
2012	3211	870	29	690	24,2	590	93,6
2013	3316	865	30	700	25	570	91,2
2014	3460	880	31	715	26	540	90

Табл. 1. Добыча природного газа в России и мире в 1970 - 2014 гг.

а конечные продукты ее переработки – дизельное топливо и моторные топлива. При этом в структуре производства конечного продукта преобладает дизельное топливо. Долгосрочным рынком для FTGTL продуктов возможных будущих российских заводов FTGTL, расположенных в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, являются страны ЕС, Юго-Восточной Азии и западного побережья Северной и Латинской Америки.

Нефтехимическую промышленность с уверенностью можно назвать мультипликатором стоимости. Продвигаясь по технологической цепочке от сырья к нефтехимическим полупродуктам, нефтехимикатам, полимерам и изделиям из полимеров, в нефтехимической отрасли идет наращивание стоимости до 8-15 раз от стоимости исходного сырья (Хорохорин, 2015). Газохимическая промышленность является частью нефтегазохимической отрасли. Своим существованием она обязана расширению сырьевой базы нефтегазохимии, и использованию в качестве сырья непосредственно природного газа, а также продуктов переработки природного и попутного нефтяного газа (этан, пропан, бутаны, фракции газового конденсата) (Арутюнов, 2013; Разманова, Мачула, 2016).

Одним из наиболее важных по значению продуктов газохимической промышленности является метанол. За последние несколько лет произошло немало перемен в индустрии метанола – существенно усовершенствовались технологии производства, вступили в строй новые установки синтеза метилового спирта, стремительно выросли и продолжают увеличиваться объемы его потребления.

В ближайшие годы драйвером роста на рынке метанола будут выступать азиатские страны, в основном Китай. Если европейский спрос к 2019 г. ожидается на уровне 10 млн т, то китайский достигнет 70 млн т. В целом мировое потребление метанола в 2019 г. составит около 100 млн т (увеличившись на 47 % к уровню 2014 г.). По словам эксперта (Взгляд в будущее, 2015), этот скачок объясняется изменением структуры потребления (преимущественно в КНР): вырастет доля МТО, формальдегида и собственно метанола как топлива. Растущий спрос будет удовлетворен за счет новых производств. Если интегрированные МТО-проекты (в основном китайские, совокупной мощностью 12,3 млн т в период до 2017 г.) повлияют в основном на сегмент олефинов, то неинтегрированные дадут мировому рынку дополнительно 4,6 млн т метанола (Взгляд в будущее, 2015).

Разнообразное использование метанола в топливных элементах, в аптечной индустрии, в химической индустрии по производству растворителей, метилметакрилата, метиламинов, диметилтерефталата, метилформиата, хлористого метила, уксусной кислоты, смол указывает на необходимость расширения производственных мощностей (Конов, 2009). Учитывая прогноз расширения его потребления в странах ЕС и АТР, России выгодно производить метанол на экспорт, располагая производства таким образом, чтобы транспортные расходы по доставке не были бы значительными.

Сегодня России необходимо выходить на рынки продукции с более высокой добавленной стоимостью, поскольку очевидно, что производство и сбыт нефтегазохимической продукции более высоких переделов в конеч-

ном счете является экономически более эффективным, чем добыча и последующая реализация углеводородного сырья. Анализ текущего состояния и тенденций развития газовой отрасли показывает, что для решения проблем, встающих на пути её успешного развития, необходимо: своевременно реагировать на изменения мирового рынка энергоресурсов, конкурировать за новые рынки сбыта для экспортных поставок, на внутреннем рынке – создавать производства по углублённой переработке газа с последующей её поставкой на внешний рынок. В процессах добычи и переработки газа повышать энергетическую эффективность для сокращения эксплуатационных затрат и повышения прибыли предприятий.

Литература

- Ананенков А.Г., Мастепанов А.М. Газовая промышленность России на рубеже XX и XXI веков: некоторые итоги и перспективы. М: ООО «Газоил пресс». 2010. 304 с.
- Арутюнов В.С. Газохимия как альтернатива экспорту сырья. Нефтегазовая вертикаль. 2013. № 11. С. 54-58.
- Взгляд в будущее. URL: <http://expert.ru/2014/07/10/vzglyad-v-budushee> (дата обращения 14.05.2016).
- Давыдова Е.С., Кананыхина О.Г., Ковалева Е.Д. Крупнейшие, гигантские и уникальные месторождения свободного газа Западной Сибири: результаты поисков, разведки и освоения, перспективы новых открытий. *Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России*. 2014. № 3(19). С.77-81.
- Конов Д.В. Нефтехимия в условиях кризиса. М: Изд. центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2009. 323 с.
- Майорц М., Симонов К. Сжиженный природный газ – будущее мировой энергетики. М: Альпина-Паблишер. 2013. 360 с.
- Мировая энергетика на рубеже 2015 года под прессом ожегточающих факторов. *Бурение&нефть*. 2015. №1. URL: <http://burneft.ru/archive/issues/2015-01/4> (дата обращения 14.05.2016).
- Развитие нефтегазового комплекса в России за 2014 год. URL: <http://www.ra-national.ru> (дата обращения 14.05.2016).
- Разманова С.В., Мачула И.А., Писаренко Ж.В. Моделирование прогнозных цен на сжиженный природный газ для КНР. *Газовая промышленность*. М: ООО «Газойл Пресс». 2015. № 8 (726). С. 19-24.
- Разманова С.В., Мачула И.А. Развитие отечественного и мирового нефтегазохимического комплекса. *Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт*. М: ЦНИТЭНЕФТЕХИМ. 2016 № 1. С.25-33.
- Соколов А.Н., Искрицкая Н.И. Идея энергетического анализа. История вопроса и актуальность в наши дни. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2015. Т. 10. № 4. URL: http://www.ngtp.ru/rub/3/43_2015.pdf (дата обращения 10.07.2016).
- Стеблянская А.Н., Фэн Л.Ю., Соколов А.Н., Искрицкая Н.И. Энергетический анализ для предприятий нефтегазовой отрасли на примере ОАО «ЯТЭК». *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2016. Т. 11. № 2. URL: http://www.ngtp.ru/rub/3/21_2016.pdf (дата обращения 10.07.2016).
- Хорохорин А.Е. Стратегия развития современных нефтехимических комплексов, мировой опыт и возможности для России. *Дис. канд. экон. наук*. М. 2015. 178 с.
- Энергетическая стратегия до 2035 года (проект). URL: <http://solex-un.ru/sites/solex-un/files/review/proektenergostrategii2035.pdf> (дата обращения 14.05.2016).

Сведения об авторах

Светлана Валерьевна Разманова – кандидат эконом. наук, доцент, начальник лаборатории экономической эффективности проектов разработки, Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта

Россия, 169314, Ухта, Севастопольская ул., 1-А.

Тел: +7 8216 75-20-87

E-mail: s.razmanova@sng.vniigaz.gazprom.ru

Наталья Ивановна Искрицкая – заведующая лабораторией экспертиз лицензий и лицензионных соглашений АО «ВНИГРИ», кандидат эконом. наук, Отличник разведки недр

Россия, 191014, Санкт-Петербург, Литейный проспект, 39
Тел: +7 812 579-95-27, e-mail: nii@vniagri.ru

Ирина Александровна Мачула – кандидат эконом. наук, ведущий специалист отдела технико-экономического анализа газовой отрасли, ООО «Газпром ЭКСПО»

Россия, 196210, Санкт-Петербург, ул. Внуконская, 2, БЦ «Пулково Скай», корп. В. E-mail: i.machula@gazpromexpo.ru

Статья поступила в редакцию 12.06.2016

Actual Problems of the Gas Industry at the Current Stage

S.V. Razmanova¹, N.I. Iskrikskaya², I.A. Machula³

¹Ukhta Branch of «Gazprom VNIIGAZ», Ukhta, Russia

²All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), St.Petersburg, Russia

³Gazprom EXPO, St.Petersburg, Russia

Abstract. Today, the Russian Federation has a leading position in the world in terms of gas reserves and gas production, is one of the largest suppliers to the world market of energy resources. The authors analyzed the domestic gas industry as a component of the global energy market. Recently there has been increased competition due to the commercial development of new types of energy in the global energy market, which results in the structure change and reduction in exports for the domestic gas industry. However, the share of Russian reserves of hydrocarbons, which are located in remote areas with poor infrastructure, away from the end user, as well as low-rate reserves, increases every year. The solution to these problems is to increase energy efficiency and the production of marketable products, their processing with high added value.

Keywords: oil and gas complex, natural gas, liquefied natural gas, synthetic liquid fuel, methanol.

References

- Ananekov A.G., Mastepanov A.M. Gazovaya promyshlennost' Rossii na rubezhe XX i XXI vekov: nekotorye itogi i perspektivy [Gas Industry in Russia at the turn of XX and XXI centuries: some results and prospects]. Moscow: Gazoil press. 2010. 304 p. (In Russ.)
- Arutyunov V.S. Gas Chemistry as an alternative raw material export. *Neftegazovaya vertikal' = Oil and gas vertical.* 2013. No. 11. Pp. 54-58. (In Russ.)
- Davydova E.S., Kananykhina O.G., Kovaleva E.D. The largest, the giant and unique deposits of free access of gas in Western Siberia: results of exploration and development, the prospects for new discoveries. *Vesti gazovoy nauki: Problemy resursnogo obespecheniya gazodobyvayushchikh regionov Rossii.* 2014. No. 3(19). Pp. 77-81. (In Russ.)
- Energeticheskaya strategiya do 2035 goda (proekt) [Energy Strategy until 2035 (project)]. URL: <http://solex-un.ru/sites/solex-un/files/review/proektenergostrategii2035.pdf> (accessed 14 May, 2016). (In Russ.)
- Khorokhorin A.E. Strategiya razvitiya sovremennykh neftekhimicheskikh kompleksov, mirovoy opyt i vozmozhnosti dlya Rossii. *Dis. kand. ekon. nauk* [The strategy of the development of modern petrochemical complexes, global experience and opportunities for Russia. Cand. econ. sci. diss.] Moscow. 2015. 178 p. (In Russ.)
- Konov D.V. Neftekhimiya v usloviyakh krizisa [Petrochemistry in a down economy]. Moscow: RGU nefti i gaza. 2009. 323 p. (In Russ.)
- Mayorts M., Simonov K. Szhizhenny prirodnny gaz – budushee mirovoy energetiki [Liquefied natural gas – the future of world energy]. Moscow: Al'pina-Publisher. 2013. 360 p. (In Russ.)
- Mirovaya energetika na rubezhe 2015 goda pod pressom ozhestochayushchikh faktorov [World Energy at the turn of 2015 under the pressure of hardening factors]. *Burenie&neft' = Drilling & oil.* 2015. No. 1. URL: <http://burneft.ru/archive/issues/2015-01/4> (accessed 14 May, 2016). (In Russ.)

Razvitiye neftegazovogo kompleksa v Rossii za 2014 god [Development of oil and gas industry in Russia in 2014]. URL: <http://www.ra-national.ru> (accessed 14 May, 2016). (In Russ.)

Razmanova S.V., Machula I.A., Pisarenko Zh.V. Modeling of target prices for liquefied natural gas to China. *Gazovaya promyshlennost' = Gas industry.* 2015. No. 8 (726). Pp. 19-24. (In Russ.)

Razmanova S.V., Machula I.A. Razvitiye otechestvennogo i mirovogo neftegazokhimicheskogo kompleksa [Development of Russian and international petrochemical complex]. *Neftepererabotka i neftekhimiya. Nauchno-tekhnicheskie dostizheniya i peredovoy opyt* [Oil Refining and Petrochemistry. Scientific and technical achievements and advanced experience]. Moscow: TsNIITENEFTEKHIM. 2016. No. 1. Pp. 25-33. (In Russ.)

Sokolov A.N., Iskrikskaya N.I. The idea of energy analysis. Background and relevance today. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika = Petroleum geology. Theory and practice.* 2015. T.10. No. 4. URL: http://www.ngtp.ru/rub/3/43_2015.pdf (accessed 10 July, 2016). (In Russ.)

Steblyanskaya A.N., Fen L.Yu., Sokolov A.N., Iskrikskaya N.I. Energy analysis for the oil and gas industry as an example of «YATEC». *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika = Petroleum geology. Theory and practice.* 2016. T. 11. No. 2. URL: http://www.ngtp.ru/rub/3/21_2016.pdf (accessed 10.07.2016). (In Russ.)

Vzglyad v budushee [A look into the future]. URL: <http://expert.ru/2014/07/10/vzglyad-v-budushee/> (accessed 14 May, 2016). (In Russ.)

For citation: Razmanova S.V., Iskrikskaya N.I., Machula I.A. Actual Problems of the Gas Industry at the Current Stage. *Georesursy = Georesources.* 2016. V. 18. No. 3. Part 1. Pp. 160-165. DOI: 10.18599/grs.18.3.3

Information about authors

Svetlana V. Razmanova – PhD (Economics), Associate Professor, Head of the Laboratory of development project economics, Ukhta Branch of «Gazprom VNIIGAZ»

Russia, 169314, Ukhta, Sevastopol'skaya str., 1-A

Phone: +7 8216 75-20-87

E-mail: s.razmanova@sng.vniigaz.gazprom.ru

Natal'ya I. Iskrikskaya – PhD (Economics), Head of the Laboratory of Examinations of licenses and license agreements, All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI)

Russia, 191014, St.Petersburg, Liteyny prospect, 39

Phone: +7 812 579-95-27, e-mail: nii@vniagri.ru

Irina A. Machula – PhD (Economics), Leading Expert, Department of techno-economic study of gas industry, Gazprom EXPO

Russia, 196210, St.Petersburg, Vnukovskaya str., 2, Pulkovo Skay, build. B. E-mail: i.machula@gazpromexpo.ru

Manuscript received June 12, 2016

ТЕНЗОРНОЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЕ КАПИЛЛЯРНОЙ МОДЕЛИ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ (ТЕОРИЯ И ЭКСПЕРИМЕНТ)

В.М. Максимов¹, Н.М. Дмитриев², А.Н. Кузьмичев²

¹Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, Москва, Россия

²Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Дано обобщение на случай анизотропных пористых сред представления простой капиллярной модели пористой среды. Это идеализированная модель, в которой пористая среда представлена периодической решеткой, образованной системой взаимно перпендикулярных цилиндрических капилляров. Предполагается, что каждая система капилляров характеризуется своим параметром d_α и периодом укладки a_α ($\alpha = 1, 2, 3$). Показано, что для модельных анизотропных пористых сред функции плотности распределения пор по радиусам и значения эквивалентного диаметра пор зависят от направления и задаются симметричными тензорами второго ранга. Скалярные значения эквивалентного диаметра пор вычисляются, как это принято в кристаллофизике, в виде тензорного свойства вдоль заданного направления. Дается представление тензора коэффициентов проницаемости для простой капиллярной модели пористых сред, и показано, что направленное значение проницаемости определяется композицией тензоров коэффициентов просветности и плотности распределения пор по радиусам. Предложенные теоретические представления функций плотности распределения пор по радиусам, значения эквивалентного диаметра пор и коэффициентов проницаемости тестируются на экспериментальных данных, полученных в лабораторном эксперименте на реальном керновом материале. Главные направления тензора проницаемости определялись по экстремальным значениям скорости прохождения ультразвуковых волн через боковую поверхность керна. Измерения на контрольном образце подтвердили тензорную природу проницаемости. Кривые распределения пор по радиусам получены на основе томографического исследования керна (прибор SkyScan 1172). Получено хорошее совпадение теоретических и экспериментальных результатов.

Ключевые слова: простая капиллярная модель, анизотропные среды, фильтрационные свойства, характерные линейные размеры, тензоры просветности, плотности распределения пор по радиусам.

DOI: 10.18599/grs.18.3.4

Для цитирования: Максимов В.М., Дмитриев Н.М., Кузьмичев А.Н. Тензорное представление капиллярной модели пористой среды (теория и эксперимент). *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 3. Ч. 1. С. 166-170. DOI: 10.18599/grs.18.3.4

Задача обобщения классических моделей теории фильтрации на случай анизотропных фильтрационных свойств является актуальной, поскольку реальные коллекторы углеводородного сырья – пористые и трещиноватые среды, практически всегда обладают анизотропией. Повышение информативности при исследовании анизотропного керна месторождений нефти и газа также является важной практической задачей как для определения структуры порового пространства, фильтрационных свойств коллектора и подсчета запасов, так и для оптимальной расстановки скважин и выбора направления проводки горизонтальных скважин.

1. Простая капиллярная модель для анизотропных пористых сред. Для описания фильтрационных течений в пористых средах часто используются математические модели, в которых реальная пористая среда представляется в виде систем капилляров, трещин, упаковок шаров и т.д. К числу наиболее популярных моделей относится простая капиллярная модель из пучков прямых параллельных капилляров, радиусы которых распределены согласно некоторой функции распределения $F(r)$ так, что

$$F(r) = \int_0^r f(r) dr, \quad (1.1)$$

где $f(r)$ – плотность распределения пор по радиусам, $f(r)dr$ – доля порового пространства с капиллярами, радиусы которых лежат в интервале от r до $r+dr$ (Дмитриев, 1995; Дмитриев, Максимов, 2001; Дмитриев и др., 2012). При

таком подходе, зная $f(r)$, можно определить эффективный радиус капилляра и проницаемость. Эффективный радиус капилляра определяется по формуле (Ромм, 1985)

$$r_g = \int_0^\infty r f(r) dr, \quad (1.2)$$

а для определения проницаемости считается, что справедлива формула

$$k = \frac{m}{8} \int_0^\infty r^2 f(r) dr. \quad (1.3)$$

Равенства (1.1)-(1.3) справедливы лишь для предельно анизотропных сред: модели жестких трубок, в которой допускается фильтрационное течение только вдоль одного направления. В этом случае пористость равна просветности (Дмитриев, 1995; Дмитриев, Максимов, 2001), и для

проницаемости справедливо равенство $k = m r_g^2 / 8$. Если же рассмотреть трехмерную капиллярную модель анизотропной пористой среды, то очевидно, что равенства (1.1)-(1.3) можно написать для каждого главного направления тензора коэффициентов проницаемости k_i :

$$k_\alpha = \frac{S_\alpha}{8} \int_0^\infty r^2 f_\alpha(r) dr, \quad r_i^3 = \int_0^\infty r f_i(r) dr, \quad (1.4)$$

$$F_i(r) = \int_0^r f_i(r) dr, \quad \alpha, i = 1, 2, 3$$

где s_α главные значения тензора коэффициентов просветности (Дмитриев, Максимов, 2001), здесь и далее по повторяющимся греческим индексам суммирование не производится; суммирование производится только по повторяющимся латинским индексам.

Введение вдоль главных направлений значений просветности s_i и функций плотности распределения пор по радиусам $f_i(r)$ фактически означает постулирование тензоров коэффициентов просветности s_{ij} и плотности распределения радиусов капилляров $f_{ij}(r)$. Такой подход позволяет от скалярной формы записи, типа (1.2) и (1.3), перейти к тензорной и определить тензор коэффициентов эффективных радиусов капилляров в виде

$$r_{ij}^3 = \int_0^\infty r f_{ij}(r) dr, \quad (1.5)$$

и для тензора коэффициентов проницаемости в простой капиллярной модели написать равенство

$$k_{ij} = \frac{1}{8} \int_0^\infty r^2 s_{ik} f_{kj}(r) dr \quad (1.6)$$

Как уже отмечалось выше, по повторяющимся латинским индексам в (1.6) и далее подразумевается суммирование.

Значения эффективного диаметра пор и коэффициента проницаемости вдоль произвольного направления определяется как тензорное свойство в заданном направлении (Дмитриев и др., 2012) по формулам

$$r^3(n) = r_{ij}^3 n_i n_j = \int_0^\infty r f_{ij}(r) n_i n_j dr, \quad (1.7)$$

$$k(n) = k_{ij} n_i n_j = \frac{1}{8} \int_0^\infty r^2 s_{ik} f_{kj}(r) n_i n_j dr, \quad (1.8)$$

соответственно. Для главных направлений формулы (1.7) и (1.8) дают равенства (1.4).

Для ортотропной симметрии фильтрационных свойств, или в главной системе координат, которая, очевидно, совпадает с главными осями тензора абсолютной проницаемости, тензоры s_{ij} и $f_{ij}(r)$ имеют вид

$$s_{ij} = s_1 e_i^1 e_j^1 + s_2 e_i^2 e_j^2 + s_3 e_i^3 e_j^3, \quad (1.9)$$

$$f_{ij}(r) = f_1 e_i^1 e_j^1 + f_2 e_i^2 e_j^2 + f_3 e_i^3 e_j^3, \quad (1.10)$$

где s_α и f_α – главные значения тензоров s_{ij} и $f_{ij}(r)$, соответственно; e_i^α – компоненты ортов, направленных вдоль главных направлений тензоров, $e_i^\alpha e_j^\alpha$ – диады, $\alpha = 1, 2, 3$. Подстановка выражений (1.9) и (1.10) в формулы (1.7) и (1.8) дает следующие формулы

$$r^3(n) = r_{ij}^3 n_i n_j = \int_0^\infty r (f_1 n_1^2 + f_2 n_2^2 + f_3 n_3^2) dr \quad (1.11)$$

$$k(n) = k_{ij} n_i n_j = \frac{1}{8} \int_0^\infty r^2 (s_1 f_1 n_1^2 + s_2 f_2 n_2^2 + s_3 f_3 n_3^2) dr \quad (1.12)$$

В настоящее время стали проводиться комплексные лабораторные экспериментальные исследования фильтрационно-емкостных свойств с учетом анизотропии пласта, коллектора углеводородного сырья (Дмитриев и др.,

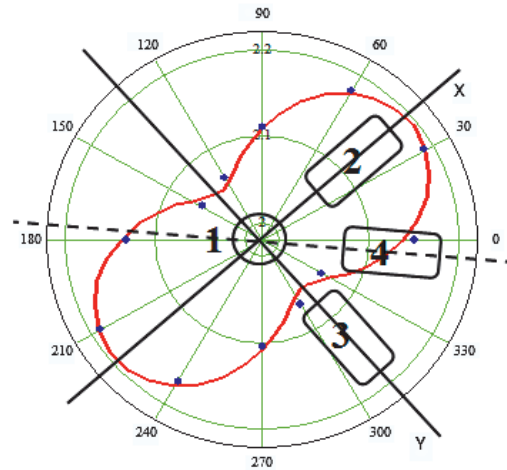


Рис. 1. Профиль скорости УЗВ в сечении керна; расположение вырезанных образцов керна меньшего диаметра.

2012; 2014; Кузьмичев, 2013). Последнее обстоятельство позволяет протестировать теоретические построения на результатах лабораторных исследований.

2. Экспериментальная проверка обобщения простой капиллярной модели для анизотропных пористых сред.

Для проведения лабораторных экспериментальных исследований был отобран цилиндрический керн цементированного слоистого песчаника высотой и диаметром по 100 мм, который был экстрагирован и просушен.

Считалось, что слоистость песчаника перпендикулярна оси симметрии цилиндра, поэтому одно из главных направлений тензора коэффициентов проницаемости полагалось известным. Для определения главных направлений в плоскости напластования использовался прибор «Узор 2000» (Дмитриев и др., 2012; Кузьмичев, 2013). На приборе измерялась скорость прохождения ультразвуковых волн через боковую поверхность керна в км/с с шагом в 30° (Рис. 1). Главные направления симметричных тензоров второго ранга, задающих материальные свойства, совпадают с экстремальными значениями скорости ультразвуковых волн (Дмитриев и др., 2014), поэтому по данным измерений были определены главные направления тензора коэффициентов проницаемости в плоскости напластования. Далее из исходного керна были выпилены четыре образца меньших размеров, керны с диаметром 25 мм и длиной 30 мм. Три керна (образцы 1-3) выпилены вдоль главных направлений. Четвертый образец – контрольный – по биссектрисе угла между экстремальными направлениями. Последний образец используется для проверки предположения о том, что ось симметрии керна совпадает с главным направлением тензора проницаемости и что полученные в результате эксперимента значения действительно являются компонентами тензора в плоскости напластования (Рис. 1). На рисунке показан профиль УЗВ для одного сечения керна. В процессе прозвучивания керна было отмечено, что главное направление несколько изменяется от одного сечения к другому по всей высоте керна. Однако максимальное отклонение не превышает 10°, что в пределах погрешности измерения.

Далее на всех ориентированных образцах были определены пористость и абсолютная проницаемость при фильтрации гелия в атмосферных условиях. Измерения проницаемости проводились на апробированной установке лаборатории научного центра аналитических и специальных исследований керна АО «ВНИИнефть». Результаты этих измерений приведены в таблице 1.

Повторные измерения проницаемости показали незначительные изменения в третьем знаке.

Контрольный образец, как было отмечено выше, изготовлен для проверки тензорного характера материальных характеристик: проницаемости, плотности распределения пор по радиусам. Проверим тензорный характер полученных значений проницаемости. По полученным значениям и k_2 можно вычислить значение проницаемости в любом направлении $k(\vec{n}) = k_{ij}n_i n_j$, найти теоретическое значение k_4 и сравнить его с экспериментальным. Подстановка численных значений в формулу для направленной проницаемости дает $k_4 = 634 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Сравнение теоретического значения с экспериментальным показывает, что отличие составляет меньше 2%.

Для получения кривых распределения пор по радиусам был использован компьютерный томограф SkyScan 1172. Томограф позволяет получить двумерные срезы и трехмерные модели пустотного пространства с высоким разрешением (предел разрешения 1 мкм). По срезам, расчетным путем, можно получить функции плотности распределения пор по радиусам для каждого выбранного направления. Для каждого образца было сделано около 1200 срезов. Результаты представлены на Рис. 2-5.

По формуле (1.7) можно вычислить для всех направлений эффективный радиус капилляров r_α и далее из равен-

Образец	Пористость, %	Проницаемость по газу, мД (10^{-15} м^2)
«Z» (1)	18,64	(k_3) 668
«X» (2)	18,83	(k_1) 689
«Y» (3)	18,74	(k_2) 579
«Контрольный» - 45° (4)	18,54	(k_4) 644

Табл. 1. Результаты измерения пористости и проницаемости на всех образцах керна.

ства $k_\alpha = s_\alpha (r_\alpha^2) / 8$ определить главные значения тензора проницаемости s_α . В результате были получены следующие значения r_α и s_α : $r_1 = 5,0$ мкм, $r_2 = 4,63$ мкм, $r_3 = 4,69$ мкм и $r_4 = 4,88$ мкм, $s_1 = 22,1\%$, $s_2 = 21,6\%$, $s_3 = 24,3\%$, $s_4 = 21,7\%$. По формулам для направленных значений $r^\alpha(n) = r_{ij}^\alpha n_i n_j$ и $s(n) = s_{ij} n_i n_j$ можно сравнить теоретические и экспериментальные значения тензоров эффективных радиусов и проницаемости. Подстановка численных значений в формулы дает теоретические значения эффективного радиуса 4,82 мкм и коэффициента проницаемости 21,85%.

Сравнение теоретических значений с экспериментальными показывает, что отличие составляет меньше 2%.

Аналогичную проверку допускают и функции плотности распределения пор по радиусам. Сравнение теоретических значений функции плотности распределения пор

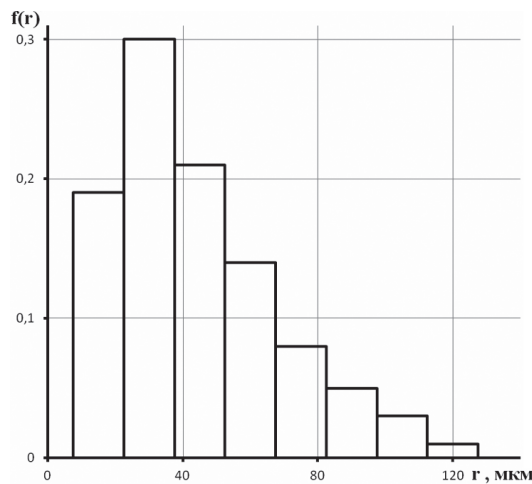


Рис. 2. Гистограмма функции плотности распределения пор по радиусам для образца, направленного вдоль оси x.

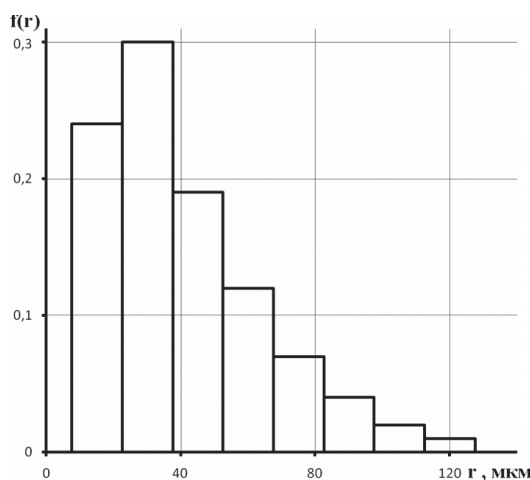


Рис. 3. Гистограмма функции плотности распределения пор по радиусам для образца, направленного вдоль оси y.

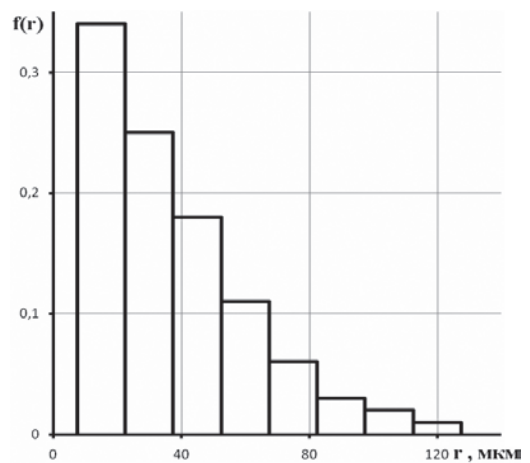


Рис. 4. Гистограмма функции плотности распределения пор по радиусам для образца, направленного вдоль оси z.

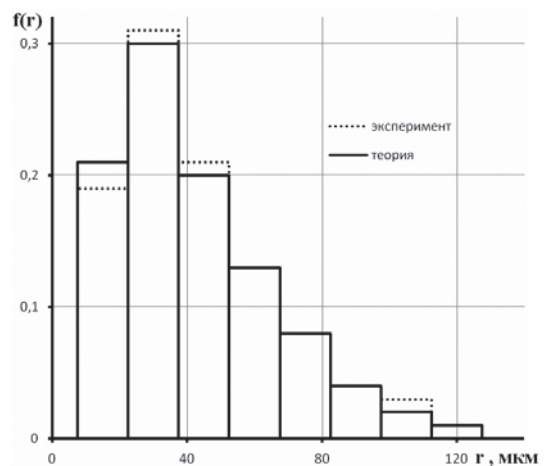


Рис. 5. Гистограмма функции плотности распределения пор по радиусам для контрольного образца и сравнение теоретической и экспериментальной гистограмм.

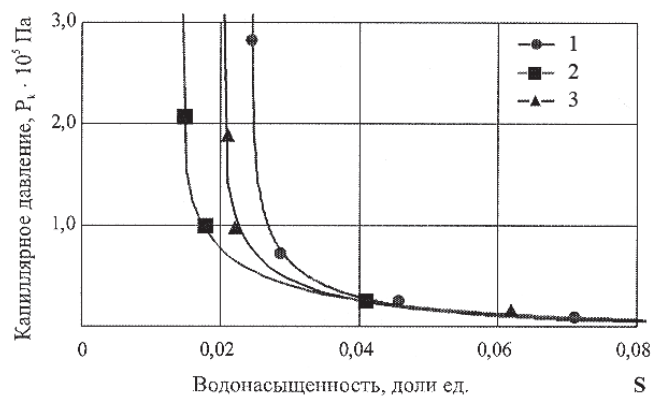


Рис. 6. Зависимости капиллярного давления от водонасыщенности для направлений X, Y и контрольного образца. 1 – Кривая капиллярного давления с экспериментальными точками для образца X; 2 – Кривая капиллярного давления с экспериментальными точками для образца Y; 3 – Кривая капиллярного давления с экспериментальными точками для контрольного образца.

по радиусам с экспериментальными для контрольного образца приведено на рис. 5.

Последняя серия исследований состояла в определении остаточной водонасыщенности для тех же ориентированных образцов. Для пересчета лабораторных параметров была выбрана методика Хасслера-Брунера (Kuznetsov et al., 2010; Михайлов, 2008), позволяющая с высокой степенью точности определить величину капиллярного давления на внешнем торце образца, оценить соответствующую ему насыщенность и построить зависимости капиллярного давления от насыщенности. Результаты исследования приведены на рис. 6 для образцов вдоль направления X и Y в плоскости напластования и для контрольного образца 4. Результаты сравнения теоретических и экспериментальных значений капиллярного давления на контрольном образце позволяют предположить тензорную природу капиллярного давления в анизотропных средах.

Важным следствием этого исследования является эффект зависимости капиллярного давления от направления течения. Отсюда следует, что капиллярное давление не является универсальной функцией насыщенности для анизотропного образца породы, но зависит от направления течения, от направления воздействия на пласт. Подтверждение этого факта требует более глубокого экспериментального и теоретического исследования, выявления физических механизмов этого эффекта, структурных характеристик порового пространства, особенностей физического и физико-химического взаимодействия системы «порода-флюид», от характера смачиваемости пласта и других факторов. Необходимо повторять экспериментов для различных образцов пород с различным масштабом неоднородности.

Заметим, что зависимость относительных фазовых проницаемостей (ОФП) от направления течения можно считать установленным фактом, подтвержденным рядом экспериментов для терригенных и карбонатных образцов с трансверсально-изотропной, ортотропной и моноклинной симметрии фильтрационных свойств; подтвержден тензорный характер ОФП; получена их аналитическая зависимость от насыщенности и структурных параметров в различных направлениях; дана количественная оценка вклада эффектов анизотропии в показатели разработки

при включении «анизотропных» ОФП в гидродинамическую модель (Дмитриев и др., 2012; 2014; Тер-Саркисов и др., 2012, и ряд других публикаций).

Заключение. Построено обобщение представления простой капиллярной модели пористой среды на случай пористых сред с анизотропными фильтрационными свойствами. Показано, что для анизотропных пористых сред значения эквивалентного диаметра пор, просветности и функции плотности распределения пор по радиусам зависят от направления и задаются симметричными тензорами второго ранга. Результаты теоретических построений подтверждены лабораторными экспериментальными исследованиями на керне.

Работа носит методический характер. Основная задача состояла в установлении эквивалентности тензорного представления капиллярной модели «геометрическим» характеристикам (пористости, просветности, функциям распределения пор по размерам) анизотропных пористых сред с последующим применением методики комплексного исследования керна. Дальнейшее развитие этой методики связано с исследованием кернового материала глубоких горизонтов (6-8 км).

Финансирование

Работа выполнена в рамках Программы 1.4П Президиума РАН (подпрограмма «Нефть из глубоких горизонтов осадочных бассейнов – источник пополнения ресурсной базы углеводородного сырья; теоретические и прикладные аспекты»).

Литература

- Дмитриев Н.М. Просветность и проницаемость пористых сред с периодической микроструктурой. *Изв. РАН. Механика жидкости и газа*. 1995. № 1. С. 79-85.
- Дмитриев Н.М., Максимов В.М. Об эквивалентности идеальных и фиктивных пористых сред. *ДАН*. 2001. Т. 381. № 4. С. 492-495.
- Дмитриев М. Н., Дмитриев Н. М., Максимов В. М., Мамедов М.Т. Тензорные характеристики фильтрационно-емкостных свойств анизотропных пористых сред. Теория и эксперимент. *Изв. РАН. Механика жидкости и газа*. 2012. № 2. С. 57-63.
- Дмитриев М.Н., Дмитриев Н.М., Кузьмичев А.Н., Максимов В.М. Двухфазная фильтрация ортотропной пористой среде: эксперимент и теория. *Изв. РАН. Механика жидкости и газа*. 2014. № 6. С. 94-100.
- Кузьмичев А.Н. Методика и результаты комплексных лабораторных исследований анизотропных фильтрационно-емкостных свойств анизотропных коллекторов. *Труды РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина*. 2013. № 3(272). С. 44-51.
- Михайлов Н.Н. Физика нефтяного и газового пласта (физика нефтяногазовых пластовых систем). М: МАКС Пресс. 2008. Т. 1. 448 с.
- Ромм Е.С. Структурные модели порового пространства горных пород. Л: Недра. 1985. 240 с.
- Тер-Саркисов Р.М., Максимов В.М., Басниев К.С. и др. Геологическое и гидротермодинамическое моделирование месторождений нефти и газа. М.-Ижевск: Институт компьютерных технологий. 2012. Глава 7. 452 с.
- Шейдеггер А.Э. Физика течения жидкостей через пористые среды. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика». 2008. 254 с.
- Kuznetsov A.M., Baishev A.B., Kuznetsov V.V. Determination of the initial water saturation and capillary curve by centrifugal method. *Oil industry*. 2010. № 1. Pp. 49-51.

Сведения об авторах

Вячеслав Михайлович Максимов – доктор тех. наук, профессор, заведующий лабораторией, Институт проблем нефти и газа Российской академии наук
Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, 3
Тел: +7 499 135-54-63, e-mail: vmaks@ipng.ru

Николай Михайлович Дмитриев – доктор тех. наук, профессор кафедры нефтегазовой и подземной гидромеханики Российского государственного университета нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

Россия, 117917, Москва, Ленинский проспект, 65

Тел: +7 499 233-90-78, e-mail: nmdrgu@gmail.com

Алексей Николаевич Кузьмичев – аспирант кафедры нефтегазовой и подземной гидромеханики Российского государственного университета нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

Россия, 117917, Москва, Ленинский проспект, 65

Статья поступила в редакцию 09.06.2016

Tensor Representation of Capillary Model of a Porous Medium (Theory and Experiment)

V.M. Maksimov¹, N.M. Dmitriev², A.N. Kuz'michev²

¹*Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia*

²*Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russia*

Abstract. Generalization is given for the case of anisotropic porous media represented by a simple model of capillary porous medium. It is an idealized model in which the porous medium is a periodic lattice formed by mutually perpendicular cylindrical capillaries. It is assumed that each capillary system is characterized by its parameter d_a and stacking period a_a ($a = 1, 2, 3$). It is shown that for anisotropic porous media, the functions of pore density distribution by radius and the values of the equivalent pore diameter depend on the direction and are set by symmetric tensor of the second rank. Scalar values of equivalent pore diameter are calculated, as is customary in crystal physics, in the form of the tensor properties along a predetermined direction. In the article an idea is given of the permeability coefficients tensor for simple capillary model of porous media and showed that the direction permeability value is determined by the tensor composition of luminal factor and pore distribution density by radii. The proposed theoretical representations of pore distribution density by radii; equivalent pore diameter and permeability coefficients are tested on the experimental data obtained in the laboratory experiment on a real core material. The main directions of the permeability tensor are determined from the extreme values of the transmission velocity of ultrasonic waves through the lateral surface of the core. Measurements on the control sample confirmed the tensor nature of the permeability. Pore distribution curves by radii are obtained by tomographic studies of core samples (device SkyScan 1172). A good agreement between theoretical and experimental results is obtained.

Keywords: simple capillary model, anisotropic media, filtration properties, characteristic linear dimensions, luminal tensors, pore distribution density by radii.

References

Dmitriev N.M. Prosvetnost' i pronitsaemost' poristykh sred s periodicheskoy mikrostrukturoy [Translucent and permeability of porous media with periodic microstructure]. *Izvestia RAN, Mekhanika Zhidkosti i Gaza*. 1995. No. 1. Pp. 79-85. (In Russ.)

Dmitriev N.M., Maksimov V.M. Ob ekvivalentnosti ideal'nykh i fiktivnykh poristykh sred [Equivalence of ideal and fictitious porous media]. *DAN = Proc. of the Academy of Sciences*. 2001. Is. 381. No. 4. Pp. 492-495. (In Russ.)

Dmitriev M.N., Dmitriev N.M., Maksimov V.M., Mamedov M.T. Tenzornye kharakteristiki fil'tratsionno-embkostnykh svoystv anizotropnykh poristykh sred. Teoriya i eksperiment [Tensor characteristics of reservoir properties of anisotropic porous media. Theory and Experiment]. *Izvestia RAN, Mekhanika Zhidkosti i Gaza*. 2012. No. 2. Pp. 57-63. (In Russ.)

Dmitriev M.N., Dmitriev N.M., Kuz'michev A.N., Maksimov V.M. Dvukhfaznaya fil'tratsiya ortotropnoy poristoy srede: eksperiment i teoriya [The two-phase filtration of orthotropic porous media: experiment and theory]. *Izvestia RAN, Mekhanika Zhidkosti i Gaza*. 2014. No. 6. Pp. 94-100. (In Russ.)

Kuz'michev A.N. Metodika i rezul'taty kompleksnykh laboratornykh issledovaniy anizotropnykh fil'tratsionno-embkostnykh svoystv anizotropnykh kollektorov [The methodology and results of complex laboratory testing of anisotropic reservoir properties of anisotropic reservoirs]. *Trudy RGU nefiti i gaza im. I.M. Gubkina* [Proc. of the Russian State University of Oil and Gas]. 2013. No. 3(272). Pp. 44-51. (In Russ.)

Kuznetsov A.M., Baishev A.B., Kuznetsov V.V. Determination of the initial water saturation and capillary curve by centrifugal method. *Oil industry*. 2010. No. 1. Pp. 49-51. (In Russ.)

Mikhaylov N.N. Fizika neftyanogo i gazovogo plasta (fizika neftegazovykh plastovykh sistem) [Physics of oil and gas reservoir (physics of oil and gas reservoir systems)]. Moscow: MAKS Press. 2008. T. 1. 448 p. (In Russ.)

Romm E.S. Strukturnye modeli porovogo prostranstva gornykh porod [Structural models of the pore space of rocks]. Leningrad: Nedra Publ. 1985. 240 p. (In Russ.)

Sheydegger A.E. Fizika techeniya zhidkostey cherez poristye sredy [Physics of fluid flow through porous media]. Moscow-Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy, NITs «Regulyarnaya i khaoticheskaya dinamika». 2008. 254 p. (In Russ.)

Ter-Sarkisov R.M., Maksimov V.M., Basniev K.S. et al. Geologicheskoe i gidrotermodynamicheskoe modelirovanie mestorozhdeniy nefiti i gaza [Geological and hydrothermodynamic modelling of oil and gas fields]. Moscow-Izhevsk: Institute of Computer Technology. 2012. Chapter 7. 452 p. (In Russ.)

For citation: Maksimov V.M., Dmitriev N.M., Kuz'michev A.N. Tensor Representation of Capillary Model of a Porous Medium (theory and experiment). *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 3. Part 1. Pp. 166-170. DOI: 10.18599/grs.18.3.4

Information about authors

Vyacheslav M. Maksimov – Doctor of Science (Tech.), Professor, Head of the laboratory, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

Russia, 119333, Moscow, Gubkin str., 3

Phone: +7 499 135-54-63, e-mail: vmaks@ipng.ru

Nikolay M. Dmitriev – Doctor of Science (Tech.), Professor, Department of Petroleum and Subsurface Fluid Mechanics, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)

Russia, 117917, Moscow, Leninskiy prospekt, 65

Phone: +7 499 233-90-78, e-mail: nmdrgu@gmail.com

Aleksey N. Kuz'michev – PhD student, Department of Petroleum and Subsurface Fluid Mechanics, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)

Russia, 117917, Moscow, Leninskiy prospekt, 65

Manuscript received June 9, 2016

МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К СОПОСТАВЛЕНИЮ ТЕХНОЛОГИЙ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ

Е.Д. Подымов

Институт ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть», Бугульма, Россия

Предложен методический подход к сопоставлению технологий увеличения нефтеизвлечения на основе обобщения данных их реализации. Результатом сопоставления является ранжирование технологий в порядке убывания показателей технологической и экономической привлекательности. Приведены рекомендации по их определению. Обсуждаются особенности определения показателей привлекательности в условиях ПАО «Татнефть». Показано, что лучшие по экономической привлекательности технологии вовсе не оказываются лучшими по технологической привлекательности. Даны рекомендации по подготовке данных для расчётов. Приведены результаты ранжирования для группы технологий, предназначенных для решения одной из распространённых задач разработки залежей нефти. Представляется целесообразным сопоставление технологий выполнять на основе более глубокой оценки результатов мероприятий, чем отражено в отчётности.

Ключевые слова: привлекательность технологий увеличения нефтеизвлечения, ранжирование технологий увеличения нефтеизвлечения.

DOI: 10.18599/grs.18.3.5

Для цитирования: Подымов Е.Д. Методический подход к сопоставлению технологий увеличения нефтеизвлечения *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 3. Ч. 1. С. 171-174. DOI: 10.18599/grs.18.3.5

ПАО «Татнефть» располагает широким спектром различных технологий увеличения нефтеизвлечения, осуществляемых через нагнетательные и добывающие скважины. Выбор технологий для использования во многом определяется информацией о предшествующем опыте их реализации, хранящейся в базе данных D11.dbf ООО «ТатАСУ» по каждому мероприятию. Целью настоящей работы является упорядочение методического подхода к сопоставлению технологий (характеризующихся средними результатами совокупности мероприятий) по этим данным. Подход также справедлив и в случае собственных оценок результатов мероприятий.

Для сопоставления характеристик эффективности и определения лучших технологий предлагается использовать показатели технологической привлекательности (более справедливый в аспекте обеспечения текущей дополнительной добычи нефти) и экономической привлекательности (более интересный в аспекте обеспечения заданной доходности инвестиций). Экономическая привлекательность является менее строгой, поскольку при её оценке используются дополнительные данные, имеющие собственную погрешность определения (затраты на мероприятие, дополнительная добыча нефти за срок проявления эффекта, зависящая от продолжительности эффекта, которая, в свою очередь, не свободна от обязательств по выполнению инвестиционной программы). Выбор вида привлекательности зависит от решаемой анализирующим задачи.

Показатель технологической привлекательности рассчитывается по формуле (1):

$$P_T = H \cdot K_{TV} \cdot \log M_T, \quad (1)$$

где P_T – показатель технологической привлекательности, ед.; H – относительное увеличение дебита нефти за счёт мероприятия, ед.; K_{TV} – коэффициент технологической успешности, ед.; $\log M_T$ – логарифм количества мероприятий, рассматривавшихся для определения технологической привлекательности, ед.

Коэффициент технологической успешности рассчитывается по формуле (2):

$$K_{TV} = \frac{M_D}{M_T}, \quad (2)$$

где K_{TV} – коэффициент технологической успешности, ед.; M_D – количество мероприятий с относительным приростом дебита нефти, превышающим пороговый, ед.; M_T – общее количество мероприятий, рассматривавшихся для определения технологической привлекательности, ед.

Показатель экономической привлекательности рассчитывается по формуле (3):

$$P_Э = P \cdot K_{ЭУ} \cdot \ln M_Э, \quad (3)$$

где $P_Э$ – показатель экономической привлекательности, ед.; P – рентабельность мероприятия, %; $K_{ЭУ}$ – коэффициент экономической успешности, ед.; $\ln M_Э$ – натуральный логарифм количества мероприятий, рассматривавшихся для определения экономической привлекательности.

Коэффициент экономической успешности рассчитывается по формуле (4):

$$K_{ЭУ} = \frac{M_P}{M_Э}, \quad (4)$$

где $K_{ЭУ}$ – коэффициент экономической успешности, ед.; M_P – количество мероприятий с рентабельностью, превышающей пороговую, ед.; $M_Э$ – общее количество мероприятий, рассматривавшихся для определения экономической привлекательности, ед.

Рентабельность, используемая в качестве основного показателя экономической эффективности, определяется по общеизвестному порядку.

Затраты на мероприятия прошлых лет реализации приводятся к номинации года анализа по формуле (5):

$$Z = Z_t \cdot I_{t_M+1} \cdot I_{t_M+2} \cdot \dots \cdot I_{t_A}, \quad (5)$$

где Z – затраты на мероприятие, приведенные к году анализа, р.; t_M – год мероприятия; t_A – год анализа; Z_t – затра-

ты на мероприятие в год его проведения, p ; I_t – среднегодовые индексы инфляции, ед.

Технологии ранжируются сообразно показателю привлекательности.

Процедура формирования обобщенных представлений об эффективности технологических процессов по данным отчетности заключается в следующем.

Вначале выполняются подготовка и дополнительная обработка информации базы данных. Из всего массива данных о мероприятиях по интересующим технологиям исключаются мероприятия с сомнительным составом реагентов, с физически некорректными данными о дебитах и обводненности продукции.

Для получения более адекватной характеристики технологии из рассмотрения исключаются объекты (участки, скважины) со слишком коротким сроком проявления эффекта (эффект ещё не вполне проявился) и со слишком длинным сроком проявления эффекта (точность определения момента окончания эффекта ухудшается со временем, прошедшим с даты мероприятия). Из опыта: 6-24 мес. – по мероприятиям через добывающие скважины, 12-48 мес. – по мероприятиям через нагнетательные скважины. По оставшимся мероприятиям проводится контрольное тестирование на предмет учёта изменения производительности насоса в момент мероприятия (сумма дебита нефти до воздействия и среднего за период проявления эффекта прироста дебита нефти не должна превышать дебит жидкости до воздействия). Кроме того, по воздействиям через нагнетательные скважины выводятся из рассмотрения мероприятия, характеризующиеся наибольшей дополнительной добычей нефти из следующих соображений. По мероприятиям через нагнетательные скважины результат воздействия рассчитывается ТатАСУ по накопленным показателям эксплуатации скважин участка с использованием двухпараметрических аппроксимирующих функций. При этом обычно выпуклая или вогнутая криволинейная «дорожка точек» в предыстории мероприятия (грубо – «дуга») заменяется прямой линией. Это предопределяет системно вносимую ошибку при прогнозировании, соответственно, в пользу или против эффекта воздействия. В последнем случае математически возможно получение и отрицательной величины расчётного эффекта, который, однако, в отчетности не указывается (выставляется ноль). Поэтому при формировании выборки мероприятий для определения средних по мероприятиям характеристик технологии с целью компенсации необходимо исключить примерно такое же количество мероприятий с наибольшей величиной эффекта.

Для характеристики технологического процесса используются средние величины по совокупности показателей проведения мероприятий. Это дебит жидкости до воздействия; дебит нефти до воздействия; обводненность продукции до воздействия; продолжительность проявления эффекта; дополнительно добытая нефть; затраты на осуществление воздействия (с учётом инфляции во времени); количество используемых агентов при воздействии (в случае сопоставления технологий, близких по составу используемых компонентов). Ключевыми характеристиками применения мероприятия являются относительное увеличение среднего дебита нефти (с учётом вышеуказанных уточнений) и рентабельность применения мероп-

риятия. Отметим, что первый из них является несколько более объективным, так как основная неопределённость в технологическую эффективность вносится величиной срока проявления эффекта. Тогда как объективность второго показателя ухудшается не только величиной срока проявления эффекта, но ещё и различием коэффициентов инфляции в разные годы осуществления мероприятий, входящих в выборку по технологии.

Расчёт выходных показателей сопоставления технологий выполняется в следующем порядке.

Определяется перечень сопоставляемых технологий. По каждой технологии определяются средние значения прироста дебита нефти, продолжительности эффекта, дополнительной добычи нефти, рентабельности; рассчитываются технологическая успешность, экономическая успешность. Сама по себе экономическая успешность не представляет серьёзного интереса, поэтому требование жёсткости соответствия экономических исходных данных действующим условиям хозяйствования компании на момент анализа могут не быть чрезмерно строгими. Важно взаимное соотношение показателей экономической успешности технологий для определения рейтинга конкретной технологии в общем списке близких технологий того или иного вида работ. На основании указанных показателей с учётом представительности технологий рассчитываются показатели привлекательности, и определяются их ранги в перечне рассматриваемых технологий.

Изложенный подход к сопоставлению технологий проиллюстрирован примерами сопоставления ряда технологий, предназначенных для решения одной и той же задачи разработки несколько отличающимися способами (главным образом, используемыми реагентами). В настоящей работе во избежание конфликта интересов авторов названия технологий закодированы, хотя показатели применения мероприятий реальны.

Источником информации является база данных статистической отчетности ООО «ТатАСУ» D11.dbf. Всего база данных по состоянию на 01.01.2016 г. содержит сведения о 8475 мероприятиях по 62 рассматриваемым технологиям.

Выполнено контрольное тестирование показателей отчетности о применении мероприятий:

- по составу используемых реагентов на предмет обнаружения и отбраковки мероприятий, резко отличающихся по назначению (нет оснований полагать, что решается основная функциональная задача группы технологий – 397 мероприятий);

- по условиям реализации воздействий на предмет обнаружения и отбраковки мероприятий, резко отличающихся по назначению – 164 мероприятия с обводненностью до 20 %, и для 68 мероприятий обводненность не указана;

- по методике оценки результатов воздействий на предмет обнаружения и отбраковки мероприятий, результаты которых искажены ошибками – по 2646 мероприятиям не учтено изменение производительности насоса; по 214 мероприятиям продолжительность эффекта более 60 мес.

Кроме того, по указанным выше причинам было отбраковано с продолжительностью эффекта менее 4 мес или с неуказанной продолжительностью эффекта 44 мероприятия; по прочим причинам – 18 мероприятий.

Таким образом, для дальнейшего рассмотрения было оставлено 5133 мероприятия.

Код технологии	Количество мероприятий	Ранг	Отношение обводнённости после и до воздействия, ед.	Относительное увеличение среднего дебита нефти скважины объекта, ед.	Технологическая успешность применения технологии, ед.	Технологическая привлекательность применения технологии, ед.
3122221524	131	1	0,87	8,4	0,9	16,3
3121114282	757	2	0,89	5,5	0,9	14,9
3122111752	332	3	0,91	5,1	0,9	11,0
3122212713	65	4	0,90	6,8	0,8	10,5
3122117592	341	5	0,93	3,6	0,9	8,2
3122229244	294	6	0,88	3,5	0,9	8,0
3122114862	516	7	0,93	3,2	0,8	7,3
3122228994	34	8	0,91	4,8	1,0	7,2
3122111792	17	9	0,85	5,9	0,9	6,5
3122119752	70	10	0,90	3,9	0,9	6,3
3122117392	77	11	0,96	4,0	0,8	6,0
3121118962	410	12	0,92	2,7	0,8	6,0
3122111572	22	13	0,90	4,6	1,0	6,0
3122118372	182	14	0,94	3,2	0,8	5,8
3122118632	79	15	0,91	3,3	0,9	5,5
3122118822	158	16	0,92	3,0	0,8	5,3
...

Табл. 1. Результаты ранжирования технологий по технологической привлекательности.

Код технологии	Количество мероприятий	Ранг	Отношение обводнённости после и до воздействия, ед.	Рентабельность воздействия на объекте, %	Экономическая успешность применения технологии, %	Экономическая привлекательность применения технологии, %
3121111992	48	1	0,93	39	0,88	1,34
3122229794	31	2	0,81	38	0,90	1,20
3122111572	22	3	0,90	29	0,86	0,79
3122117592	341	4	0,93	18	0,71	0,76
3121114282	757	5	0,89	16	0,69	0,73
3122229244	294	6	0,88	16	0,70	0,66
3122111752	332	7	0,91	13	0,67	0,50
3122221524	131	8	0,87	11	0,68	0,37
3122211953	44	9	0,92	12	0,68	0,30
3122111792	17	10	0,85	15	0,71	0,30
3122119302	31	11	0,90	12	0,68	0,28
3121111632	17	12	0,93	17	0,59	0,28
3122212713	65	13	0,90	8	0,71	0,25
3122111662	24	14	0,91	9	0,75	0,22
3122227124	138	15	0,86	5	0,59	0,16
3122228994	34	16	0,91	6	0,56	0,13
...

Табл. 2. Результаты ранжирования технологий по экономической привлекательности.

Результаты ранжирования технологий по технологической привлекательности приведены в табл. 1. Технологии с количеством мероприятий менее 20 считались недостаточно представительными и не рейтинговались.

Результаты ранжирования технологий по экономической привлекательности приведены в табл. 2.

Из таблиц видно, что лучшие по экономической привлекательности технологии вовсе не оказываются лучшими по технологической привлекательности. При решении вопросов выбора технологий это следует принимать во внимание. Из табл. 1 и 2 видно, что в верхней части рейтинга располагаются технологии с кодами 312221524, 3121114282, 3122111752, широко применяющиеся в настоящее время.

Необходимо осознавать, что изложенный подход к оценке эффективности мероприятий имеет свою область применимости и не свободен от принципиальных недостатков, связанных главным образом с методикой оценки результатов технологических мероприятий и с методикой расчёта экономических характеристик эффективности мероприятий.

Касательно использования материалов базы D11.dbf укажем следующие особенности.

В первую очередь, это отсутствие учета остающихся полностью вне поля зрения изменений в отборах воды, что принципиально важно для технологий водоограничения, а также весьма важно для технологий стимуляции отбора и увеличения охвата пласта вытеснением.

Кроме того, в некоторых случаях вызывают сомнения показатели продолжительности эффекта мероприятий – корректность прогноза «базы» на период, превышающий интервал аппроксимации (который обычно не бывает про-

должительным), существенно ухудшается.

На перспективу представляется целесообразным сопоставление технологий выполнять на основе более глубокой оценки результатов мероприятий.

Выводы

1. Для сопоставления технологий по данным их применения предлагается использовать показатели технологической привлекательности (более справедливый в аспекте обеспечения текущей дополнительной добычи нефти) и экономической привлекательности (более интересный в аспекте обеспечения заданной доходности инвестиций).

2. Показано, что лучшие по экономической привлекательности технологии вовсе не оказываются лучшими по технологической привлекательности.

3. Изложенный подход к оценке эффективности мероприятий не свободен от недостатков, связанных главным образом с методикой оценки результатов технологических мероприятий и с методикой расчёта экономических характеристик эффективности мероприятий.

4. Представляется целесообразным сопоставление технологий выполнять на основе более глубокой оценки результатов мероприятий, чем отражено в отчётности.

Сведения об авторе

Евгений Дмитриевич Подымов – заведующий лабораторией отдела увеличения нефтеотдачи пластов Институт ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть», кандидат тех. наук
Россия, 423200, Республика Татарстан, Бугульма, ул. М. Джалиля, д. 32
Тел: +7 85594 7-86-19

Статья поступила в редакцию 12.05.2016

Systematic Approach to Compare Technologies for the Enhanced Oil Recovery

E.D. Podymov

Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) PJSC Tatneft, Bugulma, Russia

Abstract. The article deals with methodical approach to compare technologies of enhanced oil recovery on the basis of summarizing data of their implementation. The result of comparison is a ranking of technologies in decreasing order of technological and economic attractiveness. The recommendations for their definition are given. We discuss the features of attractiveness indicators under the conditions of PJSC Tatneft. It is shown that the technologies that are best for economic attractiveness do not turn out the best for the technological appeal. Recommendations are given on the preparation of data for calculation. The results of the ranking are described for a group of technologies designed to address one of the most common problems for the oil deposit development. It seems appropriate to compare technologies on the basis of a deeper evaluation of activities than is reflected in the statements.

Keywords: technologies of enhanced oil recovery, technological and economic attractiveness, attractiveness indicators, ranking of technologies.

For citation: Podymov E.D. Systematic Approach to Compare Technologies for the Enhanced Oil Recovery. *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 3. Part 1. Pp. 171-174. DOI: 10.18599/grs.18.3.5

Information about author

Evgeniy D. Podymov – PhD, Head of the Laboratory
Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft)
PJSC Tatneft
Russia, 423236, Tatarstan Republic, Bugulma, Musy Dzhaliya str., 32
Phone: +7 85594 7-86-19

Manuscript received May 12, 2016

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА И РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В ТРЕЩИНОВАТЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Е.Н. Байкова¹, Р.Х. Муслимов²

¹АО «ВНИИнефть», Москва, Россия

²Казанский федеральный университет, Казань, Россия

Негативной стороной процесса эксплуатации нефтяных залежей в карбонатных породах является раннее обводнение пластов по наиболее проницаемым пропласткам в трещиноватых зонах. Традиционные методы ограничения водопритока (ОВП) и ремонтно-изоляционных работ (РИР), используемые для терригенных коллекторов, не являются универсальными. Создавшееся положение предопределяет необходимость поиска и применения в коллекторах с природной (естественной) и искусственной трещиноватостью новых эффективных методов повышения нефтеотдачи, потокоотклоняющих технологий, составов для ОВП и РИР. В статье приведены результаты проведения работ по ОВП и РИР в скважинах, разрез которых представлен трещиноватыми карбонатными коллекторами.

Отмечены технологии, показавшие положительную технологическую эффективность. Применение вязкопластичных силикатных гелей, технологий с использованием тампонажных растворов на углеводородной основе и высоковязкой нефти является наиболее технологичным и относительно малозатратным.

Ключевые слова: карбонатный коллектор, ограничение водопритока, ремонтно-изоляционные работы, изоляция водопритока, водоизолирующий состав, кремнийорганические тампонажные материалы, тампонажные растворы на углеводородной основе; вязкопластичные силикатные гели, полимерные композиции.

DOI: 10.18599/grs.18.3.6

Для цитирования: Байкова Е.Н., Муслимов Р.Х. Опыт применения технологий ограничения водопритока и ремонтно-изоляционных работ в трещиноватых карбонатных коллекторах. *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 3. Ч. 1. С. 175-185. DOI: 10.18599/grs.18.3.6

Сегодня опыт разработки карбонатных коллекторов имеет уже более чем 60-летний срок, является достаточно обширным и разнообразным по успешности; проблемы нефтедобычи из карбонатных отложений освещены в научно-технической литературе достаточно широко.

В то же время результаты научных изысканий в области разработки карбонатных коллекторов слабо применяются на практике. Это связано, с одной стороны, с традиционными подходами в разработке карбонатов, сложившимися в период массового освоения высокопродуктивных терригенных залежей нефти. С другой стороны, разнообразие геологических условий залегания карбонатных отложений, их свойств и особенностей разработки осложняют выбор универсальных оптимальных технологий выработки запасов.

Основной особенностью геологического строения карбонатных коллекторов является их сложная фильтрационно-емкостная характеристика, отражающая одновременное присутствие в карбонатах пустот различного типа (трещин, каверн, пор). Негативной стороной процесса эксплуатации нефтяных залежей в трещиноватых карбонатных породах является раннее обводнение пластов по наиболее проницаемым зонам (Смехов, 1974; Тхостов и др., 1970).

Создавшееся положение предопределяет необходимость поиска и применения в коллекторах с природной (естественной) и искусственной трещиноватостью новых эффективных методов повышения нефтеотдачи, потокоотклоняющих технологий, составов для ограничения во-

допритока (ОВП) и ремонтно-изоляционных работ (РИР).

В представленной статье приведены результаты проведения работ по ОВП и РИР в скважинах, разрез которых представлен трещиноватыми карбонатными коллекторами.

Особенностью проведения работ по ОВП и РИР в карбонатных коллекторах является то, что при использовании водных растворов химреагентов, обладающих высокой проникающей способностью (вязкость рабочего раствора близка к вязкости воды) не происходит устойчивой адгезии образующихся водонепроницаемых составов к гидрофобной пористой среде. Цементные растворы, содержащие в составе CaCO_3 , родственны карбонатному коллектору, однако из-за большой дисперсности частиц имеют ограниченную проникающую способность.

В этой связи перспективным является проведение работ с использованием тампонажных растворов на углеводородной основе (ТРУО) (Магадова и др., 2015; Ефимов, 2011; Гаевой и др., 2012). Их разработка началась в 1960-х годах в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. В настоящее время на рынке представлены две группы ТРУО – безводные и эмульсионные, каждая из которых характеризуется своими особенностями. В зависимости от степени дисперсности цементной смеси различают три марки безводных тампонажных растворов на углеводородной основе: «Стандарт», «Медиум» и «Микро». Сферы их применения, в первую очередь, определяются типом и приемистостью скважины. К примеру, в карбонатных трещиноватых коллекторах с приемистостью скважины 720 м³/сут и выше

лучше применять марку «Стандарт», а в терригенных и карбонатных коллекторах приемистостью 100-150 м³/сут – «Микро».

В РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина разработана собственная технология селективной изоляции (Ефимов, 2011). В качестве основного материала в ней используется безводная нефть – наиболее доступный на месторождениях и дешевый селективный материал.

Безводный тампонажный раствор и углеводородная жидкость способствуют образованию высокопрочного и малопроницаемого цементного камня с высокой степенью адгезии к породе. Безводный тампонажный раствор на углеводородной основе (БТРУО) представляет собой суспензию цемента (ЦС БТРУО – 48-80 %) с композицией ПАВ (ПАВ БТРУО – 0,2-0,5%) в специальной углеводородной жидкости (ДС БТРУО – 19,8-41,5 %). После попадания в водосодержащую среду происходит замещение углеводородной жидкости на воду, БТРУО превращается в густую пасту, а затем в высокопрочный и малопроницаемый цементный камень. Без контакта с водой раствор не густеет, не расслаивается и сохраняет свои свойства более 10 часов. ДС БТРУО может быть заменен на нефть.

Для обеспечения качественного ремонта по изоляции водопритоков в скважинах с высокой обводненностью необходимо перед БТРУО закачивать углеводородный раствор ПАВ (эмульсионную композицию), который оттесняет воду от ствола скважины, гидрофобизирует поверхность проводящих каналов и образует защитный экран обратному движению воды к скважине за счет образования высоковязкой обратной эмульсии. При контакте с нефтью эмульсия резко снижает свою вязкость и вымывается из нефтепроводящего канала. Эмульсионная композиция состоит из 80% нефти, 15% пресной воды и 5% ПАВ-гидрофобизатора «Нефтехимеко».

Испытания БТРУО проводились в 2008-2009 годах на скважинах ОАО «Оренбургнефть», содержащих в своем разрезе карбонатный коллектор с приемистостью по воде 550-700 м³/сут (Табл. 1) (Ефимов, 2011; О применении новых материалов ..., 2013). Практически во всех скважинах отмечен рост дебита нефти и снижение обводненности продукции. Динамика дебита и обводненности на скважине 57 Долговского месторождения в 2008-2010 годах показала, что применение БТРУО дает долгосрочный эффект.

Технология селективной изоляции испытывалась в 2010 г. в ООО «РН-Пурнефтегаз» и ОАО «Газпромнефть-

ННГ» на скважинах Барсуковского и Сугмутского месторождений с обводненностью от 93,6 до 99%. Дебит жидкости отдельных скважин до проведения РИР составлял 350-800 м³/сут, тогда как дебит нефти не превышал 8 т/сут. В результате проведения селективной изоляции удалось добиться снижения обводненности и увеличения дебита нефти.

В работе (Кадыров и др., 2010) представлен опыт применения высоковязкой нефти для водоизоляционных работ в карбонатных коллекторах.

Одним из стратегических направлений деятельности ПАО «Татнефть» является вовлечение в разработку запасов тяжелых и битуминозных нефтей. Эти нефти по их физико-химическим показателям перспективно использовать в технологии ограничения водопритока в карбонатных коллекторах (Кадыров и др., 2008; Кандаурова и др., 2008). Разработанная технология основана на закачке в изолируемые пласты суспензии тампонажного портландцемента в предварительно разогретой смеси высоковязких нефтей Северного и Южного куполов Мордово-Кармалевского месторождения. Нефти при температуре 20°C имеют плотность 935-949 кг/м³, динамическую вязкость от 360-4200 мПа·с (при 20°C) до 14-60 мПа·с (при 80°C). Используемая смесь нефтей имеет плотность 940-942 кг/м³ при 20°C и динамическую вязкость от 480-500 мПа·с (при 20°C) до 17-18 мПа·с (при 80°C).

При попадании суспензии в обводненный пласт происходит тампонирующее каналов притока воды за счет отверждения цемента. В нефтенасыщенных интервалах суспензия разбавляется нефтью и вымывается из коллектора, что свидетельствует о селективности технологии. Изоляционный экран в начальный период формирования может выдержать существующий перепад давления за счет многократного увеличения вязкости высоковязкой нефти при ее остывании до температуры пласта.

С целью предотвращения остывания суспензии при закачке в пласт в процессе реализации технологии используются специальные термоизолированные трубы с вакуумэкранным типом изоляции (термокейс). Каждая труба состоит из внутренней и наружной труб, в межтрубном пространстве создан вакуум 1×10⁻⁴ мм рт. ст., выполняющий роль термоизоляционного слоя. Термоизолированные трубы соединены между собой муфтой с изолирующей втулкой. При прокачивании разогретой воды с расходом 4 л/с через колонну термоизолированных труб длиной 1000 м температура снижается на 2°C.

№ скв.	Месторождение	Дебит жидкости, м ³ /сут		Обводненность продукции, %		Дебит нефти, м ³ /сут		Динамический уровень, м	
		до РИР	после РИР	до РИР	после РИР	до РИР	после РИР	до РИР	после РИР
57	Долговское	80	60	92,5	65	6	21	1200	1000
340	Сорочинско-Никольское	168	175	75	65	42	68	2000	1522
566	Сорочинско-Никольское	62	103	57	57	26	58	1950	1528
527	Березовское	100	20	95	24	4	13	143	238
1031	Бобровское	26	75	75	85	5,3	9,3	989	1166

Табл. 1. Результаты испытаний БТРУО в ОАО «Оренбургнефть» в 2008-2009 гг.

Данная технология опробована на промыслах НГДУ «Ленингорскнефть» в 20 скважинах залежей 301-303 Ромашкинского месторождения, приуроченных к верейским, башкирским и серпуховским отложениям карбона со сложным геологическим строением. Проведение водоизоляционных работ в геолого-технических условиях этих залежей является сложной задачей, и большинство ранее применяемых технологий малоэффективно. Результаты применения предлагаемой технологии приведены в табл. 2 (Кадыров и др., 2010). Средний прирост дебита нефти на скважину составил 1,6 т/сут, дополнительно добыто 5091 т нефти. Средняя длительность текущего эффективного периода равна 158 сут.

Оба варианта технологии могут применяться при проведении водоизоляционных работ как в карбонатных, так и в терригенных коллекторах, в том числе для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин.

В работе (Кадыров и др., 2014) предложен способ ограничения водопритока с использованием водонабухающих полимеров (ВНП).

Использование большинства разновидностей водонабухающего полимера неэффективно, так как они неограниченно набухают в воде. Неограниченное набухание приводит к сокращению продолжительности эффекта от применения способа. Используемые в настоящее время марки водонабухающих полимеров практически не набухают в высокоминерализованной пластовой воде. Так, степень

поглощения у используемых в настоящее время в ПАО «Татнефть» водонабухающих полимеров серии АК-639 марок В415 и В615 в минерализованных пластовых жидкостях значительно уменьшается, что ограничивает область их применения и усложняет проведение технологического процесса. Эластомеры (полимеры, обладающие в диапазоне эксплуатации высокоэластичными свойствами) на основе водонабухающей резиновой и уретановой крошек также плохо набухают в пластовой воде, более того, такая продукция имеет очень высокую стоимость.

В связи с этим на Саратовском заводе акриловых полимеров «АКРИПОЛ» разработан водонабухающий акриловый сополимер с содержанием мольной доли акрилата натрия $\alpha = 0,3$ и степенью сшивки в пределах $m = 0,01-0,05$ % (мольных) (Байбурдов и др., 2009). В экспериментах по определению коэффициента изоляции использовали образцы высушенного и измельченного гелеобразного сополимера, полученного в лабораторных условиях путем сополимеризации акриламида и акрилата натрия в концентрированных водных растворах (с массовой концентрацией более 20%) в присутствии гидрофобных акриловых сополимеров, сшивающего агента (N,N'-метилен-бисакриламида) и окислительно-восстановительной иницирующей системы (персульфата аммония и метабисульфита натрия). Степень набухания в пресной воде достигает 2000%, а в пластовой – до 1200% в течение 24 час, что вполне приемлемо для приготовления водоизолирующих

№ скважины	Дата обработки	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %	До обработки		После обработки		Дополнительная добыча нефти, т	Средний прирост дебита нефти, т/сут	Время работы, сут
					Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %	Обводненность, %			
37908	20.04.07 г.	1,0	8,2	89,1	3,9	6,7	42,6	791	2,0	399	
26462	19.07.07 г.	0,1	6,1	98,6	2,4	4,8	50,7	153	0,6	242	
26531	11.07.07 г.	0,1	5,1	94,6	4,3	9,2	53,7	1072	3,2	335	
15483	24.08.07 г.	0,1	5,0	98,3	1,1	6,8	83,7	80	0,3	260	
37539	14.09.07 г.	0,2	4,0	90,2	2,5	4,3	40,7	597	2,2	275	
38187	20.09.07 г.	1,5	7,9	94,6	5,1	14,2	64,4	269	2,2	124	
38222	02.11.07 г.	0,2	14,2	99,1	4,8	14,2	66,3	128	0,8	169	
38168	22.02.08 г.	0,2	8,0	97,3	2,7	11,9	77,0	114	0,9	124	
37985	09.02.08 г.	0,4	7,5	95,5	3,0	9,6	69,2	168	1,2	137	
26476	15.02.08 г.	0,0	3,3	99,1	4,2	11,7	64,4	173	1,4	121	
18067	30.01.08 г.	0,0	8,1	98,2	3,6	9,8	63,5	384	2,7	140	
37947	22.02.08 г.	0,2	5,4	95,5	1,4	6,5	77,9	170	1,4	118	
38305	08.03.08 г.	0,6	8,9	95,5	3,3	11,8	72,1	139	1,3	110	
37956	01.03.08 г.	0,3	12,1	97,3	2,0	15,0	86,4	87	0,7	118	
35807	17.03.08 г.	0,5	6,4	95,5	3,2	10,9	70,3	266	2,7	99	
42	07.04.08 г.	0,2	3,0	99,1	2,3	2,9	20,9	46	0,7	67	
38317	19.03.08 г.	0,4	8,6	97,3	2,5	9,9	75,0	113	1,2	97	
17523	12.03.08 г.	0,5	11,8	94,6	3,6	17,9	79,7	169	1,6	106	
38071	24.03.08 г.	0,0	4,6	95,7	1,2	6,5	81,6	33	0,3	95	
26694	10.06.08 г.	2,5	13,8	82,1	5,8	9,9	41,0	139	4,3	32	

Табл. 2. Результаты применения технологии ограничения водопритока в карбонатных коллекторах высоковязкой нефтью.

Номер модели	Массовое содержание компонентов, %, в технологическом растворе		Коэффициент изоляции, %, через		
	ПАА DP9-8177	акрилового сополимера В 50Э	24 час.	6 мес.	12 мес.
1	0,1	0,5	95	93	90
2	0,3	0,8	96	94	91
3	0,5	1	98	96	95
4	0,5	1,5	100	98	96
5	0,5	2,0	100	99	98

Табл. 3. Результаты испытания растворов для ограничения водопритока, содержащих набухшие частицы водонабухающих полимеров.

составов. Данный водонабухающий полимерный реагент, отличающийся повышенной упругостью набухших в воде полимерных частиц, поставлен на производство согласно ТУ № 2216-016-55373366-2007 с маркировкой В 50Э (Табл. 3).

Технология с использованием разработанной водоизолирующей системы реализована в процессе выполнения ОПР в четырех скважинах ОАО «Татнефть» (Кадыров и др., 2014).

Установлено, что применение технологии водоизолирующей системы на основе суспензии порошка акрилового сополимера марки В 50Э в водном растворе ПАА марки DP9-8177, позволяющей сохранить тампонирующую способность в течение более продолжительного времени, наиболее перспективно в трещиновато-поровых и трещиновато-кавернозных карбонатных коллекторах при работах по изоляции притоков подошвенной воды или полной изоляции промытого пласта.

В то же время, водонабухающий полимер серии АК-639, представляющий собой «защитный» ПАА (ФГУП «Саратовский НИИ полимеров»), ранее испытывался на месторождениях Самарской области и Республики Татарстан и показал хорошую эффективность (Берлин, 2011; Курочкин и др., 2006). Порошкообразные композиции «защитного» полимера АК-639 концентрацией 0,5-1% нагнетали небольшими порциями и проталкивали от скважины водой плотностью 1,18 г/см³. Этот полимер способен поглощать воду (1 г ВВП – до 100-400 г воды) и используется с целью выравнивания профи-

ля приемистости нагнетательных скважин. Гелеобразование происходит при температуре около 70°C только при контакте с водой в течение 24-28 ч. Дополнительная добыча нефти по окружающим дополнительным скважинам составила 3575 т или около 7 тыс. т/т закачанного раствора полимера. Продолжительность эффекта 1,5 года.

В работе (Ибрагимов и др., 2015) приведены результаты применения водонабухающих пакеров для изоляции трещиноватых участков горизонтальных стволов скважин.

Высокая скорость обводнения скважин, характерная для залежей 302-303 Ромашкинского месторождения, связана с их геологическими особенностями: высокой послойной и зональной неоднородностью коллекторов; низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) матрицы породы; наличием трещин, по которым преимущественно движется пластовая вода; повышенной вязкостью нефти; низким газовым фактором. Строительство и эксплуатация горизонтальных скважин или боковых стволов с горизонтальным окончанием в таких условиях сопряжена с опасностью прогрессирующего обводнения скважин. Для изоляции трещиноватых участков при строительстве скважин в рамках опытно-промысловых работ применяется технология обсаживания горизонтального ствола хвостовиком с набухающими пакерами. ТатНИПИнефть совместно с АО «Кварт» (г. Казань) разработали резинопolyмерный водонабухающий эластомер для создания набухающего пакера (Катеев и др., 2014). Водонабухающий пакер длиной 1 м, наружным диаметром 133 мм на 114 мм обсадной трубе, в трубе внутренним диаметром 145 мм после набухания в воде различной минерализации выдерживает давление гидропрорыва от 10 до 25 МПа. Он устойчив к кислотному составу, который применяется в ПАО «Татнефть» для повышения нефтеотдачи пластов.

№ скважины	Продолжительность эксплуатации, сут	Интервал установки хвостовика, м	Дебит		Обводненность, %
			Жидкости, м ³ /сут	Нефти, т/сут	
Башкирский ярус					
35387г	303	950-1126 (с пакерами «Кварт»)	4,4	2,95	26,0
35384г	280	838-1022	13,0	0,17	98,5
35393г	170	847-1047	2,5	1,99	12,0
37723г	259	940-1165	11,3	5,43	47,0
37729г	174	950-1123	1,6	1,27	12,0
37855г	240	942-1110 (с пакерами ТАМ)	12,8	5,57	52,0
37551г	314	892-1169	12,9	1,63	86,0
37853г	291	948-1094	12,7	1,61	86,0
Протвинский горизонт					
35391г	281	766-1017	10,0	1,09	88,0
37852г	332	887-1048 (с пакерами «Кварт»)	12,5	4,92	57,0
37854г	251	933-1136	13,2	2,29	81,0

Табл. 4. Результаты эксплуатации скважин 35387г, 37852г и соседних скважин с различными вариантами заканчивания.

Промысловые испытания водонабухающих пакеров проведены при бурении скважин 35387г (Рис. 1а), 37852г и ремонте скважин 37972г (Рис. 1б), 37783г залежей 302-303 НГДУ «Ленингорскнефть». После спуска пакеров в составе обсадного хвостовика их набухание и герметичность проверены нагнетанием жидкости на пакер, установленный в «голове» обсадного хвостовика. В таблице 5 представлены результаты эксплуатации на (25.05.2015 г.) скв. 35387г, 37852г и соседних скважин с различными вариантами заканчивания: цементируемый хвостовик с перфорацией; нецементируемый хвостовик.

Интересен опыт разработки в «ТатНИПИнефть» (Медведева, 2014) технологии АПС, в основе которой лежит использование армированных полимерных систем на основе водорастворимого полиакриламида ДР9-8177. Разработка велась в направлении модификации структурообразующих композиций путем добавления армирующих добавок, используемых для армирования цементных продуктов (Бабенков, 2007). В качестве наполнителей использовались: нерастворимые в воде оксиды двухвалентных металлов (ZnO, MgO), неорганические силикатные волокна (стекловолокно производства «Татнефть-Елабуга») и различные фиброволокна (ВСМ компании «Си Айрленд», фибра базальтовая ООО «Русский базальт»). Рецепт состава и технология на его основе разрабатывались главным образом для высокопроницаемых терригенных пластов и карбонатных коллекторов трещинного и трещинно-порового типа для применения в технологиях увеличения нефтеизвлечения и ограничения водопритока в добывающие скважины. Разработана рецептура состава с оптимальными технологическими свойствами: концентрация ПАА от 0,7% до 1,0%, оксида металла от 0,05% до 0,08%, ацетата хрома от 0,06% до 1,0%, армирующие волокна от 0,05% до 0,3%.

В НГДУ «Ленингорскнефть» проведены опытно-промышленные работы на трех добывающих скважинах 35298, 35599, 37828 залежи 303 Ромашкинского месторождения, вскрывших карбонатные коллектора протвинского горизонта. После проведения работ по реализации технологии АПС отмечено значительное снижение обводненности добываемой продукции скважины и рост дебита по нефти. Прирост дебита по нефти по скважинам 37828, 35599, 35298

составил 5,8 м³/сут, 2,7 м³/сут, 7,5 м³/сут, соответственно; обводненность снизилась на 86%, 40% и 70%, соответственно. Можно сделать предварительные выводы об успешности проведенных ОПР.

Одним из методов снижения ограничения притока воды различной природы в добывающие скважины является технология закачки вязкопластичных силикатных гелей, гелеобразующих силикатных составов на основе жидкого стекла (щелочные силикатные гели) и кристаллического метасиликата натрия (кислые силикатные гели).

Силикатный гель образуется со временем при повышенной температуре из маловязких растворов и представляет собой структурированную систему, иногда дополнительно упрочненную полимером (ПАА, гипан). Получаемый гель выдерживает значительные градиенты давления. Силикатные гели стабильны во времени при повышенной минерализации и температуре.

В Санкт-Петербургском государственном горном университете (Никитин, Петухов, 2011) разработан изолирующий состав под названием SPMI-1. В качестве компонентов использовалось жидкое стекло с модулем 2,9 товарной формы с содержанием силиката натрия 46,77%, раствор ацетата хрома товарной формы 55% и пресная вода. Всего приготовлено более 80 составов, которые отличались концентрациями силиката натрия, ацетата хрома и температурами выдержки составов. Установлено, что наиболее оптимальными характеристиками времени гелеобразования и прочности обладают составы с концентрацией 3,3% силиката натрия и 1,1-1,38 % ацетата хрома при выдержке в пластовых условиях в течение 24 часов. Более точные концентрации реагентов подбираются на основании фильтрационных экспериментов на образцах кернов месторождений.

Преимуществом всех силикатных гелей является возможность разрушаемости в скважинных и пластовых условиях растворами щелочей. Наиболее эффективно применение таких составов при изоляции заколонной циркуляции и изоляции подошвенной воды.

В работах (Соловьёв и др., 2011; Проведение ремонтно-изоляционных работ ..., 2013) рассмотрено проведение ремонтно-изоляционных работ в скважинах с использованием полимерной композиции РЕАКОМ на место-

№ скважины	Показатели работы скважины до обработки			Показатели работы скважины после обработки			Прирост среднесуточной добычи нефти, т/сут / увеличение дебита нефти, %	Снижение среднесуточной добычи воды, м ³ /сут / уменьшение среднесуточной добычи нефти, %	Продолжительность эффекта, мес.
	Среднесуточная добыча			Среднесуточная добыча					
	жидкости, м ³ /сут / обводненность, %	нефти, т/сут	воды, м ³ /сут	жидкости, м ³ /сут / обводненность, %	нефти, т/сут	воды, м ³ /сут			
6725	327,0/99,8	0,6	326,3	15,0/82,0	2,4	12,3	1,8/300	314/96,2	17
130	22,0/80,0	3,9	17,6	5,6/13,2	4,4	0,7	0,5/12,8	16,9/96,0	12
132	15,0/93,3	0,9	13,9	16,7/85,2	2,95	7,1	2,05/227,8	6,8/48,9	8
255	17,3/82,0	2,6	14,2	13,4/52,0	5,4	7,0	2,8/107,7	7,2/50,7	15
229	23,0/87,8	2,5	20,2	11,5/74,0	5,0	8,51	2,5/100,0	11,6/57,4	16
223	16,0/81,0	2,6	13	17,1/70,7	4,2	8,0	1,6/61,5	5,0/38,5	15

Табл. 5. Основные результаты применения полимера РЕАКОМ на месторождениях ОАО «Белкамнефть».

Отложения	Нефтенасыщенная мощность, м	Тип обводнения	Объем закачки, м ³	Дебит нефти, т/сут		Обводненность продукции, %		Продолжение эффекта
				До РИР	После РИР	До РИР	После РИР	
C _{IV}	3,3	Подошвенное	6,0	1,0	2,6	80,1	39,0	Более 5 мес.

Табл. 6. Результаты проведения РИР в добывающей скв. 310 Злодаревского месторождения.

Отложения	Приемистость, м ³ /сут		Давление закачки, МПа		Продолжение эффекта
	До РИР	После РИР	До РИР	После РИР	
C _{IV}	275	130	5,0	10,0	Продолжается

Табл. 7. Результаты проведения РИР в нагнетательной скв. 304 Злодаревского месторождения.

рождениях Удмуртии и Урало-Поволжья.

В научно-производственном центре «Комплекс-Ойл», г. Уфа, разработан новый полимерный реагент на основе кислот акрилового ряда РЕАКОМ, который производится по оригинальной технологии и в химическом составе по сравнению с аналогами имеет более широкий спектр функциональных групп в макромолекуле при минимальной разветвленности цепи, следовательно, обладает более высокой адсорбционной и коагулирующей активностью, что способствует формированию прочного водоизолирующего экрана (Соловьёв и др., 2011).

Физико-химическая сущность применения осадкообразующей технологии с полимерным реагентом РЕАКОМ заключается в том, что при взаимодействии в пластовых условиях РЕАКОМа с реагентом-сшивателем образуется термостойкий резиноподобный осадок в виде клейкой полимерной массы, обладающей хорошей адгезией к коллектору и цементному камню, стойкой по отношению к размыву пресными и минерализованными водами. В качестве реагентов-сшивателей используются растворы солей поливалентных металлов или пластовая вода.

В таблице 5 приведены результаты увеличения дебита нефти и снижения обводнённости после проведения работ призабойных зон добывающих скважин на месторождениях ОАО «Белкамнефть» по технологии с применением полимера РЕАКОМ.

В работе (Алонов, Бобриков, 2009) представлены ра-

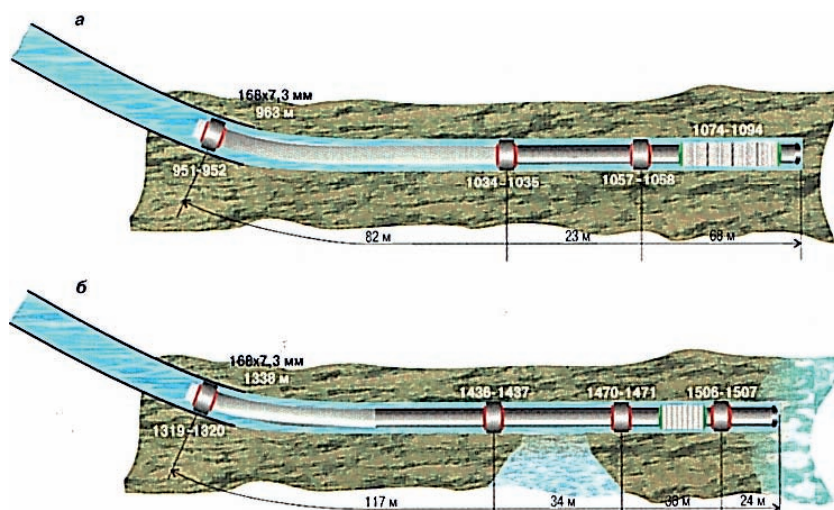


Рис. 1. Схема компоновки хвостовика в скважинах 35387г (а) и 37972г (б).

нее опубликованные статьи и доклады, в которых показан опыт применения кремнийорганических тампонажных материалов АКОР и составов на их основе на месторождениях Российской Федерации, Республики Беларусь и Республики Казахстан. Приведены обобщенные результаты и исследования критериев применимости технологий селективной изоляции водопритоков, проанализирована эффективность ремонтно-изоляционных работ по ограничению водопритоков на нефтяных и газовых месторождениях, рассмотрены пути и перспективы развития кремнийорганических тампонажных материалов.

Рассмотрен опыт применения материала АКОР-БН 102 на Злодаревском месторождении Пермского края. Продуктивные горизонты залегают на глубинах 1050-1550 м и сложены карбонатными (известняки и доломиты) и терригенными (аргиллиты, алевролиты и песчаники) породами. Эффективная мощность пластов 2-3,5 м. Пористость (по скв. 310 для каширских и бобриковских отложений) 10-20 %, проницаемость – 0,33 мкм², пластовая температура 23,5-27°С, текущее пластовое давление 8,5 МПа, содержание парафинов 3,3-3,5 %. Результаты испытания технологии приведены в таблицах 6, 7.

В статье (Лымарь, 2011) рассмотрены результаты опытно-промысловых испытаний в скважинах нефтяных месторождений Республики Беларусь водоизолирующих составов на основе химреагентов ГПАН, ОВП-1 и АКОР-БН102, а также нового метода селективной изоляции и комплексной технологии.

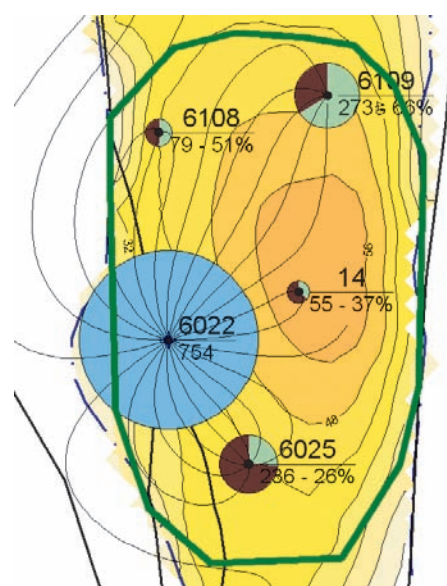


Рис. 2. Фрагмент карты текущего состояния разработки в районе скв. 6022 Нядейского месторождения по состоянию на 01.06.2008 г.

Основной компонент ВИС	№ скв.	Месторождение	Вид работ*	Доп. добыча нефти, т	Средний прирост дебита нефти, т/сут
АКОР-БН102	36	Дубровское	ООИ	4891	3,4
	37	Дубровское	ООИ	13027	4,5
ГПАН	55	Малодушинское	ООИ	4556	2,8
	115	Южно-Осташковичское	ЛЗП	4866	3,9
ОВП-1	144	Южно-Сосновское	ЛЗП	17121	14,3
	57	Осташковичское	ООИ	38944	24,2

Табл. 8. Результаты опытно-промысловых работ при испытании новых ВИС в скважинах нефтяных месторождений Республики Беларусь. * ООИ – отсечение обводненных интервалов, ЛЗП – ликвидация заколонных перетоков.

Залежи нефтяных месторождений Республики Беларусь в основной своей массе приурочены к отложениям девонской системы и представлены на 85-90 % карбонатными породами (подсолевой и межсолевой комплексы). Глубины их залегания изменяются от 2000 до 4000 м. Средние значения эффективных толщин находятся в пределах 10-120 м, пластовых температур – 50-90°C. Минерализация попутных и пластовых вод изменяется от 140 до 340 г/л.

Выполненные в «БелНИПИнефть» исследования позволили установить, что ВИС на основе химреагентов АКОР-БН102, ГПАН и ОВП-1 в большей мере из испытанных отвечают необходимым требованиям (Лымарь, 2011; Лымарь и др., 2007б; 2006; 2003).

ГПАН и ОВП-1 – новые отечественные химреагенты для изоляции водопритока (Лымарь и др., 2007б; 2006; Бриллиант, Козлов, 2000; Лымарь и др., 2008). ГПАН представляет собой гидролизованный полиакрилонитрил с модифицирующими добавками фруктозы и сульфанола. ОВП-1 – щелочной гидролизат технологических отходов полиакрилонитрильного (ПАН) волокна, модифицированный специальными добавками. В качестве сырья для его изготовления используют отходы волокна технического «Нитрон» и химических волокон (КНОПС), поставщиком которых являются белорусские предприятия ОАО «Полимир» и ОАО «Белфа». АКОР-БН102 – разработанное НПФ

«Нитпо» кремнийорганическое соединение с различными модифицирующими добавками (Лымарь и др., 2007а).

Проведенные опытно-промысловые испытания новых ВИС подтвердили высокую эффективность предложенных технологий. Выполнено шесть скважино-операций (Лымарь и др., 2007а). Расход ВИС составил от 5 до 30 м³ на одну скважино-операцию. Все работы

технологически успешны и экономически рентабельны (Табл. 8).

В области разработки новых технологических схем и приемов ВИР проведены испытания технологий селективной изоляции водопритока с использованием ВИС на основе химреагентов АКОР-БН102, ГПАН и ОВП-1 и закачки ВИС в пульсационном режиме.

Данные технологии отличаются простотой реализации, низкой трудоемкостью, отсутствием сложных технологических операций, требующих привлечения специалистов высокого уровня, небольшой продолжительностью и стоимостью. Они включали в себя:

- ВИС для снижения приемистости пласта: 10 м³ раствора КМЦ и 6 м³ вязкой буферной жидкости на основе ПАА;

- осадкообразующие ВИС: 90 м³ 50%-ого раствора «Лигнопола» и 4,9 м³ раствора «ГПАН»;

- гелеобразующие ВИС: 17 м³ раствора ПАА ДР-9 (175 кг товарного) с 1,7 м³ Al₂(SO₄)₃ (0,35 т товарного) и 11,8 м³ раствора реагента «АКОР-БН102».

Выполненные опытно-промысловые испытания технологии по изоляции водопритока в горизонтальном стволе скважины подтвердили не только эффективность предложенной технологии селективной водоизоляции в условиях залежей нефтяных месторождений Республики Беларусь, но и эффективность разработанных ВИС на основе хим-

Пласт	Надейское	Черпаюское	Хасырейское
Тип коллектора	Порово-трещинно-кавернозный	Трещиновато-каверно-поровый	
Средняя глубина залегания (а.о.), м	-2138	-2404	-2183
Нефтенасыщенная мощность, м	23	35,6	30,4
Проницаемость по керну, 10 ⁻³ мкм ²	8,9	8,9	9,6
Средняя пористость, д.ед.	0,08	0,07	0,08
Начальное пластовое давление, МПа	23	25	23,8
Начальная пластовая температура, °С	42	42	40
Вязкость нефти, мПа×с	2,34	2,34	2,8
Газосодержание, м ³ /т	127	117	102

Табл. 9. Геолого-физические показатели месторождений Вала Гамбурцева.

Месторождение	Кол-во скважино-операций	Годы применения	Дополнительная добыча нефти, тыс. т		
			от снижения обводненности	от интенсификации отборов жидкости	всего
Нядейюское	20	2008-2012	141,3	-35,2	106,1
Хасырейское	11	2009-2012	93,0	-30,6	62,4
Черпаюское	4	2010-2011	5,2	0,4	5,4
Всего	35		239,5	-65,4	174,1

Табл. 10. Основные результаты применения технологии наместорождениях Вала Гамбурцева в период 2008-2012 гг.

реагентов ГПАН и АКОР-БН102 (Лымарь и др., 2006).

Вторым перспективным направлением в области внедрения новых технологических приемов изоляции водопритока является опробованная в условиях скважин нефтяных месторождений Республики Беларусь технология закачки ВИС в режиме низкочастотного импульсного воздействия (Лымарь и др., 2003).

Необходимость проведения исследований в данном направлении обусловлена широким внедрением в промышленную практику ВИС с контактным механизмом образования ТМ на основе хиреагентов: гипан, жидкое стекло, ГПАН, ОВП-1 и др.

Технология ограничения водопритока с подобными ВИС включает последовательную порционную закачку в пласт растворов осадкообразователя и осадителя (сшивателя), разделенных буферной жидкостью. Частным случаем является реакция ВИС с пластовой водой. При этом предполагается, что в пласте происходит их перемешивание с образованием ТМ. Эффективность изоляции водопритока зависит от характера реакции реагентов и коэффициента перемешивания (массообмена) растворов осадкообразователя и осадителя, который определяет объем и скорость образования получаемого продукта реакции, перекрывающего каналы фильтрации.

Одним из перспективных направлений повышения эффективности работ с осадкообразующими ВИС следует считать разработку комплексных технологий, включающих в себя различные методы воздействия.

Для активации массообмена в пористой среде, равномерности закачки по мощности пласта, увеличения объема образующегося ТМ, его прочности и адгезии к породе предложена технология закачки ВИС в пласт в режиме низкочастотного импульсного воздействия (Лымарь и др., 2003).

Испытания новой технологии проведены в скважине 45 Дубровского месторождения. Эффективность предложенной технологии подтверждается сравнением показателей ВИР, выполненных в однотипных геолого-технических условиях скважины 45 (комплексная технология) и 43 (стандартная технология) Дубровского месторождения. Новая технология по сравнению со стандартной не только повышает эффективность ВИР, но и снижает расход ВИС в 2-3 раза (Лымарь и др., 2008).

В настоящее время на нефтяных месторождениях Республики Беларусь проходят опытно-промышленные испытания ВИС следующего поколения на основе хиреагентов ОВП-2 и различных видов ПАА, а также колтюбинговые технологии ВИР.

В работе (Исмагилов и др., 2013) приведены результаты применения водоизоляции трещин в карбонатных коллекторах месторождений Вала Гамбурцева. Основные характеристики залежей Нядейюского, Черпаюского и Хасырейского месторождений представлены в табл. 9.

Основными проблемами при разработке этих месторождений является прорыв воды в добывающие скважины через 2-3 месяца после начала закачки в нагнетательные скважины по трещинам, преимущественно в субмеридиональном направлении.

В качестве примера приводятся результаты ограничения водопритоков в добывающие скважины путем закачки разработанной в ООО «РН-Уфанинефть» композиции «сильного геля» на основе полиакриламида и сшивателя.

В качестве сшивателя использовался цитрат алюминия $[C_3H_4OH(COO)_3]Al$. Закачка состава проводилась в нагнетательную скв. 6022 Нядейюского месторождения (Рис. 2).

В процессе выполнения работ закачали 3 пачки композиции с концентрацией ПАА 0,57% (изоляция), 0,46% (продавка) и 0,6% (докрепление) общим объемом ~1000 м³.

После проведения работ отмечено значительное снижение обводненности добываемой продукции окружающих добывающих скважин (на 10-15 %) и стабилизация добычи нефти. Дополнительная добыча нефти составила более 30 тыс. т.

В целом от применения данной технологии на месторождениях Вала Гамбурцева в 2008-2012 гг. дополнительно добыто 174,1 тыс.т со средней технологической эффективностью 4,97 тыс.т дополнительно добытой нефти на 1 скважино-операцию (Табл. 10).

Выводы

1. Сложная фильтрационно-емкостная характеристика карбонатного коллектора приводит к раннему обводнению пластов по наиболее проницаемым пропласткам в трещиноватых зонах в процессе эксплуатации нефтяных залежей.

2. Главными задачами совершенствования технологий РИР в карбонатных коллекторах являются снижение стоимости и повышение эффективности работ, которые решаются по двум основным направлениям: внедрение новых водоизолирующих составов и разработка различных технологических схем и приемов.

3. Традиционные методы ограничения водопритока и ремонтно-изоляционных работ, используемые для терригенных коллекторов, не являются универсальными, что предопределяет необходимость поиска и применения в коллекторах с природной (естественной) и искусственной трещиноватостью новых эффективных методов ОВП и РИР.

4. Положительную технологическую эффективность в трещиноватых карбонатных коллекторах показали следующие технологии РИР и ВИР:

- тампонажные растворы на углеводородной основе;
- высоковязкая нефть или битумы для водоизоляционных работ;
- водонабухающие полимеры;
- водонабухающие пакеры для изоляции трещиноватых участков горизонтальных стволов скважин;
- закачки вязкопластичных силикатных гелей и полимерных композиций;
- кремнийорганические тампонажные материалы АКОР и составы на их основе.

5. При сопоставимой технологической эффективности наиболее технологичным и относительно малозатратным является применение вязкопластичных силикатных гелей, технологий с использованием тампонажных растворов на углеводородной основе и высоковязкой нефти.

6. В перспективе инновационного развития актуальна разработка комплексных технологий, включающих в себя как водо- и ремонтно-изоляционные работы, так и различные методы воздействия с использованием физических полей.

Литература

- Алонов А.А., Бобриков С.В. Опыт применения материала АКОР-БН 102 на Злодаревском месторождении. *Сб. трудов: Опыт разработки и применения кремнийорганических тампонажных материалов группы АКОР*. Краснодар: ООО «НПФ «Нитпо». 2009. С. 34-36.
- Бабенков Е.П. Синтетическое волокно, способ его изготовления, цементный продукт, содержащий указанное волокно, и способ изготовления указанного цементного продукта. Патент РФ № 2339748. 2007.
- Байбурдов Т.А., Ступенькова Л.Л., Болотова Л.И. Поведение гидрогелей полимеров акриламида в водных системах. *Интервал*. 2009. № 1. С. 32.
- Берлин А.В. Физико-химические методы повышения нефтеотдачи. Полимерное воздействие (обзор). Часть 1. Изучение эффективности полимерного воздействия. *Научно-технический сборник ОАО НК «Роснефть»*. 2011. Вып. 22, январь-март. С. 16-25.
- Бриллиант Л.С., Козлов А.И. Совершенствование технологии ограничения водопритока в скважинах Самотлорского месторождения. *Нефтяное хозяйство*. 2000. № 9. С. 72-75.
- Гаевой Е.Г., Ефимов М.Н., Ефимов Н.Н., Магадов В.Р., Магадова Л.А., Силин М.А., Черыгова М.А. *Безводный тампонажный раствор*. Патент РФ № 2500710. 2012.
- Ефимов Н.Н. Изоляция водопритоков в добывающих скважинах с применением тампонажных растворов на углеводородной основе. *Инженерная практика*. 2011. № 7. С. 56-61.
- Ибрагимов Н.Г., Исмагилов Ф.З., Азизова А.К., Любецкий С.В., Катеев Р.И., Исхаков А.Р. Применение водонабухающих пакеров для изоляции трещиноватых участков горизонтальных стволов скважин залежей 302-303. *Нефтяное хозяйство*. 2015. № 7. С. 48-50.
- Исмагилов Т.А., Игдавлетова М.З., Антонов А.М., Игнатьев А.А., Березин К.Е. Результаты водоизоляции трещин вязкоупругими составами в карбонатных коллекторах. *Межд. науч. симпозиум «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов»*. ОАО «ВНИИнефть». М. 2013. Т. 1. С. 102.
- Кадыров Р.Р., Патлай Д.А., Хасанова Д.К., Байбурдов Т.А., Ступенькова Л.Л. Ограничение водопритока в трещиновато-пористых карбонатных коллекторах с использованием водонабухающих эластомеров. *Нефтяное хозяйство*. 2014. № 4. С. 70-71.
- Кадыров Р.Р. и др. Новые технологии для водоизоляционных работ в карбонатных коллекторах. *Тр. ин-та ТамНИПИнефть*. 2008. С. 390-393.
- Кадыров Р.Р., Жиркеев А.С., Хасанова Д.К., Кандаурова Г.Ф., Файзуллин И.Н. О применении высоковязкой нефти для водоизоляционных работ в карбонатных коллекторах. *Нефтяное хозяйство*. 2010. № 1. С. 86-87.
- Кандаурова Г.Ф., Хисамов Р.С., Нурмухаметов Р.С., Файзуллин И.Н., Чендарев В.В., Кандауров С.В., Степанов А.В. *Способ разработки нефтяной залежи*. Патент РФ № 2344277. 2008.
- Катеев Р.И., Исхаков А.Р., Зарипов И.М. и др. Проведение лабораторных и стендовых исследований при разработке отечественного водонабухающего пакера. *Тр. ин-та ТамНИПИнефть*. 2014. Вып. 82. С. 235-240.
- Курочкин Б.М., Хисамов Р.С., Ахметов И.З. и др. Применение водонабухающего полимера АК-639 при очаговом заводнении на Нурлатской площади. *Нефтяное хозяйство*. 2006. № 1. С. 68-70.
- Лымарь И.В. Обзор новых технологий изоляции водопритока, внедренных на нефтяных месторождениях Республики Беларусь. БелНИПИнефть. *Нефтегазовое дело*. 2011. № 5. С. 122-133. URL: http://ogbus.ru/authors/Lymar/Lymar_1.pdf
- Лымарь И.В., Гулевич В.В., Демяненко Н.А., Макаревич А.В., Пысенков В.Г. Современные технологии ограничения водопритока, применяемые в нефтяных залежах месторождений Республики Беларусь. *Сборник трудов конференции Geopetrol-2008*. Краков. 2008. С. 745-752.
- Лымарь И.В., Демяненко Н.А., Пысенков В.Г., Пирожков В.В. Анализ проведения ремонтно-изоляционных работ на нефтяных месторождениях РУП «ПО «БЕЛОРУСНЕФТЬ» с использованием составов на основе «АКОР-БН102». *Интервал*. 2007б. № 8. С. 32-37.
- Лымарь И.В., Демяненко Н.А., Пысенков В.Г., Пирожков В.В. Проблемы и пути совершенствования технологий ремонтно-изоляционных работ на нефтяных месторождениях РУП «ПО «БЕЛОРУСНЕФТЬ»». *Интервал*. 2006. № 6. С. 18-24.
- Лымарь И.В., Демяненко Н.А., Родионов В.И., Пирожков В.В., Петренко И.Л. Разработка оборудования и технологии закачки тампонажных составов в пласт при РИР в пульсационном режиме. *Сборник научных трудов БелНИПИнефть*. Гомель. 2003. Т. 2. С. 96-107.
- Лымарь И.В., Пирожков В.В., Пысенков В.Г., Демяненко Н.А. Совершенствование технологий водоизоляционных работ на нефтяных месторождениях РУП «ПО «БЕЛОРУСНЕФТЬ»». *Материалы научно-практической конференции: Эффективные пути поисков, разведки и разработки залежей нефти Беларуси*. Гомель: «ПО «БЕЛОРУСНЕФТЬ»». 2007а. С. 511-520.
- Магадова Л.А., Шидгинов З.А., Куликов А.Н. Инновационные составы для ОВП и РИР в нефтяных скважинах, разработанные в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина совместно с ЗАО «Химеко-ГАНГ». *Нефть. Газ. Новации*. 2015 № 1. С. 77-81.
- Медведева Н.А. Применение армированных полимерных систем для увеличения нефтеизвлечения и ограничения водопритока в добывающих скважинах. *Доклады на конференции молодых ученых «ТамНИПИнефть»*. Секция «Геология, разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений». 2014. http://www.tatnipi.ru/sms_2014_1.html
- Никитин М.Н., Петухов А.В. Гелеобразующий состав на основе силиката натрия для ограничения водопритока в сложнопостроенных трещинных коллекторах. *Нефтегазовое дело*. 2011. № 5. С. 143-153.
- О применении новых материалов на углеводородной основе для ремонтно-изоляционных работ в добывающих скважинах». 2013. URL: <http://chemecoukraine.com/ua/wp-content/uploads/2013/11/в-добывающих-скважинах-2010.pdf>
- Проведение ремонтно-изоляционных работ в скважинах с использованием полимерной композиции РЕАКОМ. *Межд. науч. симпозиум «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов»*. М. 2013. Т. 2. С. 10-13.
- РД 153-39.0-793-12. Инструкция по технологии ограничения водопритока в карбонатных коллекторах с использованием водонабухающих эластомеров. Р.Р. Кадыров (и др.). Бугульма: ТамНИПИнефть. 2012. С. 13.
- Смехов Е.М. Теоретические и методические основы поисков трещинных коллекторов нефти и газа. М: Недра. 1974. 200 с.
- Соловьёв Р.В., Чезлова А.В., Козлова А. С., Борхович С.Ю. Опыт применения осадкообразующей технологии на основе полимера РЕАКОМ на месторождениях ОАО «Белкамнефть». *Межд. науч. симпозиум «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов»*. М. 2011. Т. 2. С. 224-226.
- Тхостов Б.А., Везирова А.Д., Вендельштейн Б.Ю., Добрынин В.М. Нефть в трещинных коллекторах. Л: Недра. 1970. 271 с.

Сведения об авторах

Елена Назиповна Байкова – кандидат геол.-мин. наук, зам. директора центра планирования и мониторинга ГТМ, АО «ВНИИнефть»
Россия, 127422, Москва, Дмитровский проезд, 10
Тел: +7 495 748-39-49 доб. 7367
E-mail: EBaykova@vniineft.ru

Ренат Халиуллович Муслимов – доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры геологии нефти и газа, Казанский федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, 4/5
Тел: +7 843 233-73-84, e-mail: davkaeva@mail.ru

Статья поступила в редакцию 01.07.2016

Experience in the Application of Water Shut-off and Remedial Cementing Technologies in Fractured Carbonate Reservoirs

E.N. Baykova¹, R.Kh. Muslimov²

¹VNIIneft, Moscow, Russia

²Kazan Federal University, Kazan, Russia

Abstract. The early flooding of reservoirs by the most permeable interlayers in fractured zones is the downside of oil deposits development in carbonate rocks. Conventional methods of water shut-off and remedial cementing used for clastic reservoirs are not universal. This situation determines the need to find and apply new effective methods of enhanced oil recovery, diverter technologies, compositions for water shut-off and remedial cementing in the reservoirs with natural and artificial fracturing. The article shows the results of works performed on water shut-off and remedial cementing in wells, the section of which consists of fractured carbonate reservoirs.

Technologies are noted that showed positive technological efficiency. Application of viscoplastic silicate gels, technologies using high-viscosity oil and hydrocarbon-based cement slurries are the most technologically advanced and relatively low-cost.

Keywords: carbonate reservoir, water shut-off, remedial cementing, water shutoff composition, silicone grouting materials, oil-based cement slurries; silicate viscoplastic gels, polymeric compositions

References

- Alonov A.A., Bobrikov S.V. Opyt primeneniya materiala AKOR-BN 102 na Zlodarevskom mestorozhdenii [Experience of application of material ACOR BN-102 on Zlodarevsky field]. *Sb. trudov: Opyt razrabotki i primeneniya kremniyorganicheskikh tamponazhnykh materialov gruppy AKOR* [Collected papers: Experience of the development and application of silicone plugging materials by ACOR group]. Krasnodar: OOO «NPF «Nitpo». 2009. Pp. 34-36. (In Russ.)
- Babenkov E.P. Sinteticheskoe volokno, sposob ego izgotovleniya, tsementnyy produkt, sodержaschiy ukazannoe volokno, i sposob izgotovleniya ukazannogo tsementnogo produkta [Synthetic fibers, a method of its manufacturing, cement product containing fiber and a method of manufacturing of cement product]. Patent RF No. 2339748. 2007. (In Russ.)
- Bayburdov T.A., Stupen'kova L.L., Bolotova L.I. Povedenie gidrogeley polimerov akrilamida v vodnykh sistemakh [Behavior of hydrogels acrylamide polymers in aqueous system]. *Interval*. 2009. No. 1. Pp. 32. (In Russ.)
- Berlin A.V. Physical and chemical methods of enhanced oil recovery. Polymer flooding (review). Part I. *Nauchno-technicheskiy vestnik OAO «NK «Rosneft»*. 2011. No. 22.2011. Pp. 16-25. (In Russ.)

Brilliant L.S., Kozlov A.I. Sovershenstvovanie tekhnologii ograniceniya vodopritoka v skvazhinakh Samotlorskogo mestorozhdeniya [Improving water inflow control technology in wells of Samotlor field]. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*. 2000. No. 9. Pp. 72-75. (In Russ.)

Gaevoy E.G., Efimov M.N., Efimov N.N., Magadov V.R., Magadova L.A., Silin M.A., Cherygova M.A. Bezvodnyy tamponazhnyy rastvor [Anhydrous cement matrix]. Patent RF No. 2500710. 2012. (In Russ.)

Efimov N.N. Izolyatsiya vodopritokov v dobyvayushchikh skvazhinakh s primeneniem tamponazhnykh rastvorov na uglevodorodnoy osnove [Water shutoff in producing wells with cement hydrocarbon-based matrix]. *Inzhenernaya praktika = Engineering Practice*. 2011. No. 7. Pp. 56-61. (In Russ.)

Guidance document 153-39.0-793-12. Instruksiya po tekhnologii ograniceniya vodopritoka v karbonatnykh kollektorakh s ispol'zovaniem vodonabukhayushchikh elastomerov [Instruction on water control in carbonate reservoirs using water-swellaable elastomers]. R.R. Kadyrov et al. Bugul'ma: TatNIPIneft'. 2012. P. 13. (In Russ.)

Ibragimov N.G., Ismagilov F.Z., Azizova A.K., Lyubetsky S.V., Kateev R.I., Iskhakov A.R. Experience in application of water-swellaable packers for shutting-off the fractured sections of horizontal wells in the deposits 302-303. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*. 2015. No. 7. C. 48-50. (In Russ.)

Ismagilov T.A., Igdavletova M.Z., Antonov A.M., Ignat'ev A.A., Berezin K.E. Rezul'taty vodoizolyatsii treschin vyazkoupругimi sostavami v karbonatnykh kollektorakh [Results of waterproofing cracks by viscoelastic compositions in carbonate reservoirs]. *Mezhd. nauchnyy simposium «Teoriya i praktika primeneniya metodov uvelicheniya nefteotdachi plastov»* [Int. Scientific Symposium «Theory and practice of application of enhanced oil recovery methods»]. JSC «VNIIneft». Moscow. 2013. V. 1. Pp. 102. (In Russ.)

Kadyrov R.R., Patlay D.A., Khasanova D.K., Bayburdov T.A., Stupen'kova L.L. Ogranichenie vodopritoka v treschinovato-poristykh karbonatnykh kollektorakh s ispol'zovaniem vodonabukhayushchikh elastomerov [Water shutoff in porous-fractured carbonate reservoirs using water-swellaable elastomers]. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*. 2014. No. 4. Pp. 70-71. (In Russ.)

Kadyrov R.R. et al. Noveye tekhnologii dlya vodoizolyatsionnykh rabot v karbonatnykh kollektorakh [New technologies for water shutoff in carbonate reservoirs]. *Tr. in-ta TatNIPIneft'* [Collected papers of the Institute TatNIPIneft']. 2008. Pp. 390-393. (In Russ.)

Ismagilov T.A., Igdavletova M.Z., Antonov A.M., Ignat'ev A.A., Berezin K.E. Rezul'taty vodoizolyatsii treschin vyazkoupругimi sostavami v karbonatnykh kollektorakh [Results of waterproofing cracks by viscoelastic compositions in carbonate reservoirs]. *Mezhd. nauchnyy simposium «Teoriya i praktika primeneniya metodov uvelicheniya nefteotdachi plastov»* [Int. Scientific Symposium «Theory and practice of application of enhanced oil recovery methods»]. Moscow: JSC «VNIIneft». 2013. V. 1. Pp. 102. (In Russ.)

Kadyrov R.R., Zhirkeev A.S., Khasanova D.K., Kandaurova G.F., Fayzullin I.N. O primeneniі vysokovязkoy nefti dlya vodoizolyatsionnykh rabot v karbonatnykh kollektorakh [Application of high-viscosity oil for water shutoff in carbonate reservoirs]. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*. 2010. No. 1. Pp. 86-87. (In Russ.)

Kandaurova G.F., Khisamov R.S., Nurmukhametov R.S., Fayzullin I.N., Chendarev V.V., Kandaurov S.V., Stepanov A.V. Sposob razrabotki neftyanoy zalezhi [A method of oil deposits development]. Patent RF No. 2344277. 2008. (In Russ.)

Kateev R.I., Iskhakov A.R., Zaripov I.M. et al. Provedenie laboratornykh i stendovykh issledovaniy pri razrabotke otechestvennogo vodonabukhayushchego pakera [Conducting laboratory and bench studies during development of native water-swallowable packer]. *Tr. in-ta TatNIPIneft'* [Collected papers of the Institute TatNIPIneft]. 2014. Is. 82. Pp. 235-240. (In Russ.)

Kurochkin B.M., Khisamov R.S., Akhmetov I.Z. et al. Primenenie vodonabukhayushchego polimera AK-639 pri ochagovom zavodnenii na Nurlatskoy ploschadi [Application of water-swallowable polymer AK-639 during flooding on Nurlatsky area]. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*. 2006. No. 1. Pp. 68-70. (In Russ.)

Lymar' I.V. Obzor novykh tekhnologiy izolyatsii vodopritoka, vnedrennykh na neftyanikh mestorozhdeniyakh Respubliki Belarus' [Review of new water shut-off technologies implemented on the oil fields of the Republic of Belarus]. *Neftgazovoe delo = Oil and gas business*. 2011. No. 5. Pp. 122-133. Available at: http://ogbus.ru/authors/Lymar/Lymar_1.pdf

Lymar' I.V., Gulevich V.V., Demyanenko N.A., Makarevich A.V., Pysenkov V.G. Sovremennyye tekhnologii ogranicheniya vodopritoka, primenyaemye v neftyanikh zalezhakh mestorozhdeniy Respubliki Belarus' [Modern water inflow control technologies used in oil deposits of the Republic of Belarus]. *Sbornik trudov konferentsii Geopetrol-2008* [Proc. Conference: Geopetrol-2008]. Krakov. 2008. Pp. 745-752.

Lymar' I.V., Demyanenko N.A., Pysenkov V.G., Pirozhkov V.V. Analiz provedeniya remontno-izolyatsionnykh rabot na neftyanikh mestorozhdeniyakh RUP «PO «BELORUSNEFT» s ispol'zovaniem sostavov na osnove «AKOR-BN102» [Analysis of repair and insulation works in the oil fields of Production Association «Belorusneft» with the use of compositions based on ACOR-BN102]. *Interval*. 2007b. No. 8. Pp. 32-37.

Lymar' I.V., Demyanenko N.A., Pysenkov V.G., Pirozhkov V.V. Problemy i puti sovershenstvovaniya tekhnologiy remontno-izolyatsionnykh rabot na neftyanikh mestorozhdeniyakh RUP «PO «BELORUSNEFT» [Problems and ways of developing of repair and insulation work technologies in the oil fields of Production Association «Belorusneft»]. *Interval*. 2006. No. 6. Pp. 18-24.

Lymar' I.V., Demyanenko N.A., Rodionov V.I., Pirozhkov V.V., Petrenko I.L. Razrabotka oborudovaniya i tekhnologii zakachki tamponaznykh sostavov v plast pri RIR v pul'satsionnom rezhime [Development of equipment and technology of grouting compounds injection in formation at RIR in pulsating mode]. *Sbornik nauchnykh trudov BelNIPIneft'* [Collected papers of the BelNIPIneft]. Gomel'. 2003. V. 2. Pp. 96-107.

Lymar' I.V., Pirozhkov V.V., Pysenkov V.G., Demyanenko N.A. Sovershenstvovanie tekhnologiy vodoizolyatsionnykh rabot na neftyanikh mestorozhdeniyakh RUP «PO «BELORUSNEFT» [Developing of water shutoff technology in the oil fields of RUE «Production Association Belorusneft». *Materialy nauchno-prakticheskoy konferentsii: Effektivnye puti poiskov, razvedki i razrabotki zalezhey nefti Belarusi* [Proc. Sci and Practice Conf. «Effective ways of prospecting, exploration and development of oil deposits in Belarus»]. Gomel': «PO «BELORUSNEFT». 2007a. Pp. 511-520.

Magadova L.A., Shidginov Z.A., Kulikov A.N. Innovatsionnyye sostavy dlya OVP i RIR v neftyanikh skvazhinakh, razrabotannyye v RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina sovmestno s ZAO «Khimeko-GANG» [Innovative formulations for AFP and RIRs in oil wells developed in the Gubkin State University of Oil and Gas together with JSC «Himeko-GANG»]. *Neft'. Gaz. Novatsii = Oil. Gas. Innovations*. 2015 No. 1. Pp. 77-81.

Medvedeva N.A. Primenenie armirovannykh polimernykh sistem dlya uvelicheniya nefteizvlecheniya i ogranicheniya vodopritoka v dobyvayuschikh skvazhinakh [Application of fiber reinforced polymer systems to increase oil recovery and water control in producing wells]. *Doklady na konferentsii molodykh uchenykh «TatNIPIneft'»*. Sektsiya «Geologiya, razrabotka neftyanikh i neftegazovykh mestorozhdeniy» [Proc. Conference of young scientists of Institute TatNIPIneft. Section «Geology, development of oil and gas fields»]. 2014. Available at: http://www.tatnipi.ru/sms_2014_1.html (In Russ.)

Nikitin M.N., Petukhov A.V. Geleobrazuyushchiy sostav na osnove silikata natriya dlya ogranicheniya vodopritoka v slozhnopostroennykh treschinnykh kollektorakh [The gelling composition based on sodium silicate to reduce water in structurally complex fractured reservoirs]. *Neftgazovoe delo = Oil and gas business*. 2011. No. 5. Pp. 143-153. (In Russ.)

O primeneniі novykh materialov na uglevodorodnoy osnove dlya remontno-izolyatsionnykh rabot v dobyvayuschikh skvazhinakh» [On the application of new materials based on hydrocarbon for repair and insulating work in producing wells]. 2013. Available at: <http://chemecoukraine.com/ua/wp-content/uploads/2013/11/v-dobyvayuschikh-skvazhinakh-2010.pdf> (In Russ.)

Provedenie remontno-izolyatsionnykh rabot v skvazhinakh s ispol'zovaniem polimernoy kompozitsii REAKOM [Carrying out repair and insulating works in wells using the polymer composition REAKOM]. *Mezhd. Nauchnyy Simposium «Teoriya i praktika primeneniya metodov uvelicheniya nefteotdachi plastov»* [Proc. Sci. Symp. «Theory and practice of application of enhanced oil recovery methods»]. Moscow. 2013. V. 2. Pp. 10-13. (In Russ.)

Smekhov E.M. Teoreticheskie i metodicheskie osnovy poiskov treschinnykh kollektorov nefti i gaza [Theoretical and methodological basis of fractured reservoirs of oil and gas exploration]. Moscow: Nedra Publ. 1974. 200 p. (In Russ.)

Solov'ev R.V., Chezlova A.V., Kozlova A. S., Borkhovich S.Yu. Opyt primeneniya osadkoobrazuyushchey tekhnologii na osnove polimera REAKOM na mestorozhdeniyakh OAO «Belkamneft'» [Experience of application of sedimentation technology based on polymer REAKOM on the fields of «Belkamneft'»]. *Mezhd. Nauchnyy Simposium «Teoriya i praktika primeneniya metodov uvelicheniya nefteotdachi plastov»* [Proc. Sci. Symp. «Theory and practice of application of enhanced oil recovery methods»]. Moscow. 2011. V. 2. Pp. 224-226. (In Russ.)

Tkhostov B.A., Vezirova A.D., Vendel'shteyn B.Yu., Dobrynin V.M. Neft' v treschinnykh kollektorakh [Oil in fractured reservoirs]. Leningrad: Nedra Publ. 1970. 271 p. (In Russ.)

For citation: Baykova E.N., Muslimov R.Kh. Experience in the Application of Water Shut-off and Remedial Cementing Technologies in Fractured Carbonate Reservoirs. *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 3. Part 1. Pp. 175-185. DOI: 10.18599/grs.18.3.6

Information about authors

Elena N. Baykova – PhD (Geol. and Min.), Deputy Director, Centre of the geological and technical methods planning and observation, VNIIneft
Russia, 127422, Moscow, Dmitrovskiy proezd, 10
Phone: +7 495 748-39-49 ad. 7367
E-mail: EBAikova@vniineft.ru

Renat Kh. Muslimov – Doctor of Science (Geol. and Min.), Professor, Department of Oil and Gas Geology, Kazan Federal University
Russia, 420008, Kazan, Kremlevskaya str., 4/5
Phone: +7 (843) 233-73-84, e-mail: davkaeva@mail.ru

Manuscript received July 1, 2016

ВЫЯВЛЕНИЕ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ МУФТОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ, ОБСАДНЫХ И ТЕХНИЧЕСКИХ КОЛОНН ДЛЯ СКВАЖИН ПОДЗЕМНОГО ХРАНИЛИЩА ГАЗА В СОЛЯНЫХ КАВЕРНАХ МЕТОДОМ СПЕКТРАЛЬНОЙ ШУМОМЕТРИИ

А.М. Асланян¹, М.В. Волков¹, С.В. Сорока¹, А.А. Арбузов¹, Д.К. Нургалиев², Д.В. Гришин³,
Р.С. Никитин³, А.Н. Малев⁴, Р.Н. Минахметова¹

¹ООО «ТГТ Сервис», Казань, Россия

²Казанский федеральный университет, Казань, Россия

³ООО «Газпром ПХГ», Москва, Россия

⁴ООО «Газпром георесурс», Москва, Россия

В статье рассматривается скважина Подземного Хранилища Газа, в межколонных пространствах которой наблюдалось избыточное давление. Проведенный комплекс промыслово-геофизических исследований, включающий в себя спектральную шумометрию, высокоточную термометрию и магнитно-импульсную дефектоскопию позволил определить геометрию потока в цементированных межколонных пространствах и выявить негерметичные муфтовые соединения насосно-компрессорных труб, обсадных колонн и кондукторов. В статье приводится подробный анализ данных промыслово-геофизических исследований и рекомендации по проведению ремонтно-изоляционных работ. Характер потока и тип нарушений герметичности по данным промыслово-геофизических исследований позволили избежать перевода скважины в фонд консервации.

Ключевые слова: Подземное хранилище газа, избыточное давление, спектральная шумометрия, негерметичность муфтовых соединений, высокоточная термометрия, магнитно-импульсная дефектоскопия, соляная каверна.

DOI: 10.18599/grs.18.3.7

Для цитирования: Асланян А.М., Волков М.В., Сорока С.В., Арбузов А.А., Нургалиев Д.К., Гришин Д.В., Никитин Р.С., Малев А.Н., Минахметова Р.Н. Выявление негерметичности муфтовых соединений насосно-компрессорных труб, обсадных и технических колонн для скважин ПХГ в соляных кавернах методом спектральной шумометрии. *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 3. Ч. 1. С. 186-190. DOI: 10.18599/grs.18.3.7

Введение

Подземное хранилище газа является современным и безопасным объектом хранения газа с целью обеспечения бесперебойной, включая пиковый период, работы систем газоснабжения. Из всех типов Подземных Хранилищ Газа (ПХГ) в непроницаемых горных породах наиболее распространены газовые хранилища в соляных кавернах.

В данной статье представляются технологии и результаты геофизического комплекса исследования высокоточной термометрии (НРТ), спектральной шумометрии (SNL-HD) и магнитно-импульсной дефектоскопии (EmPulse). Целью исследования комплекса НРТ-SNL-HD-EmPulse было выявление мест негерметичности в многоколонной конструкции скважины и определение траектории движения газа в скважине ПХГ в соляной каверне. Анализ технического состояния скважины с применением современных технологий позволяет выявить дефекты спущенных колонн, установить источник избыточного межколонного давления (МКД) в межколонном пространстве (МКП) и проследить траекторию движения газа за несколькими металлическими барьерами в скважине. Изучение и установление первопричины возникновения МКД делают возможным не только проведение ремонтно-изоляционных работ (РИР) в текущей скважине, но и предоставляют рекомендации к креплению колонны последующих скважин. Тем самым увеличивая время их эксплуатации и снижая время и расходы на проведение РИР.

Технологии

Далее по тексту приведено краткое описание каждой из примененных технологий.

Высокочувствительная спектральная шумометрия

Основой технологии пассивной шумометрии является регистрация во временной области акустических сигналов, создаваемых:

- фильтрацией флюида по пласту,
- течением жидкости и газа по трещинам в цементном камне за обсадной колонной,
- утечками жидкости сквозь дефекты в конструкции скважины,
- потоками жидкости и газа внутри скважины.

Последующий анализ данных спектральной шумометрии во временной и частотной областях обеспечивает комплексный подход в определении интервалов негерметичности обсадной колонны и насосно-компрессорной трубы (НКТ), выявление интервалов фильтрации флюида.

Исследования, представленные в настоящей статье, были выполнены прибором SNL-HD-9, обеспечивающего регистрацию акустических сигналов в широком диапазоне частот от 9 Гц до 58.6 кГц. Частотное разрешение составляет 9 Гц в диапазоне ниже 5 кГц и 114 Гц в диапазоне от 0.1 до 58.6 кГц, динамический диапазон изменения

уровня шума соответствует 90 дБ. Спектр шумов содержит 512 частотных каналов, что позволяет представлять спектры шумов в высоком разрешении. Наличие широкого динамического диапазона регистрируемых сигналов и большое количество каналов позволяет не только выявлять интервалы с повышенным уровнем акустических шумов, но и дифференцировать их по спектральному составу (например, шум от движения флюида вдоль скважины – преимущественно низкочастотный, шум от движения флюида по пласту – содержит высокочастотную компоненту).

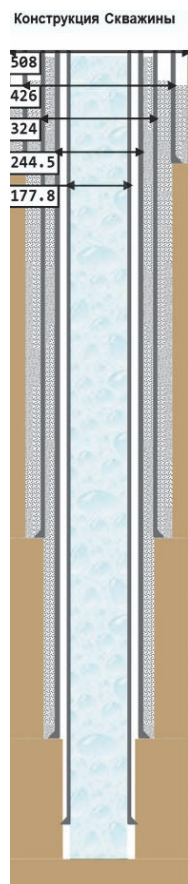
Подробное описание технологии высокочувствительной широкополосной спектральной шумометрии были опубликованы ранее (Maslennikova et al., 2012; Suarez et al., 2013; Aslanyan et al., 2015; Marzouqi et al., 2012; Ahmed et al., 2015).

Высокоточная термометрия (High Precision Temperature – НРТ)

НРТ является одним из наиболее информативных геофизических методов исследования технического состояния скважин. Высокая точность измерений достигается проведением исследований на спуске, прибором высокого разрешения.

При длительном простое в скважинах достигается термодинамическое равновесие между скважиной и окружающими породами. Поэтому конструкция скважин, включая цемент за колонной, не оказывает существенного влияния на температуру в стволе скважины, замеренную в условиях, когда скважина закрыта в течение как минимум нескольких дней. В таких условиях замеренный температурный профиль называется статической температурой.

Отклонение температурной кривой, замеренной в динамических условиях, от статической температуры является следствием движения жидкости или газа по пласту, или через негерметичность колонны, а также коммуникациями между пластами. Поэтому при анализе данных термометрии в скважинах исследуются и анализируются тепловые аномалии, вызванные термодинамическими эффектами, например, движением флюида в пласте или в стволе скважины. Таким образом, по форме температурных аномалий делаются выводы об источниках и направлении потоков.



следствием движения жидкости или газа по пласту, или через негерметичность колонны, а также коммуникациями между пластами. Поэтому при анализе данных термометрии в скважинах исследуются и анализируются тепловые аномалии, вызванные термодинамическими эффектами, например, движением флюида в пласте или в стволе скважины. Таким образом, по форме температурных аномалий делаются выводы об источниках и направлении потоков.

Магнитно-импульсная дефектоскопия (EmPulse)

Ввиду наличия агрессивного солевого раствора (рассола) в НКТ, и многоколонной конструкции скважины, определение толщин подвесной (177.8 мм), основной обсадной колонны (244.5 мм) и технической колонны (324 мм) значительно затруднены. Для контроля технического состояния: оценки мест коррозии скважинного оборудования и выявления муфт колонны, в данном исследовании использовалась технология магнитоимпульсной дефектоскопии с использованием прибора EmPulse-3. Прибор EmPulse-3 позволяет проводить исследования в колоннах большого диаметра (до 355 мм). Принцип действия прибора EmPulse-3 основан на анализе временного характера спадов намагниченности на каждой глубине после облучения сильными импульсами магнитного поля. Форма спада содержит информацию о диаметре, электрической проводимости, магнитной проницаемости, а также толщине всех исследуемых барьеров. Восстановление этой информации из спада намагниченности отдельно для каждого из изучаемых барьеров решается путем сравнения, модельного и замеренного спадов намагниченности для каждой конкретной компоновки прибора (Ansari, 2015).

Краткая история скважины и цели исследования

Исследуемая скважина пробурена в апреле 2012 года и запущена в том же году для многофазного размыва соляных каверн и последующей эксплуатации ПХГ. В декабре 2013 года проявилось избыточное давление в цементированном межколонном пространстве 244.5/324 мм, которое достигало 64 кгс/см² (Рис. 1). В августе 2015 года в ходе опрессовки и стравливания МКП 244.5/324 мм и 324/426 мм подтвердилось наличие сообщения между ними. Последние проведенные замеры давления в МКП на поверхности показали наличие избыточного давления в Ø 244.5 мм колонне – 114 кгс/см², в 324 мм – 58 кгс/см² и в Ø 426 мм – 16 кгс/см².

Результаты исследования комплексом НРТ-SNL-HD-EmPulse

По выполненному комплексу промыслово-геофизических исследований (ПГИ) источником избыточного давления является газ МКП 177.8 мм/244.5 мм, поступающий



Рис. 1. Конструкция скважины и динамика давления в межколоном пространстве между 177.8 мм/244.5 мм, 244.5 мм/324 мм и 324 мм/426 мм.

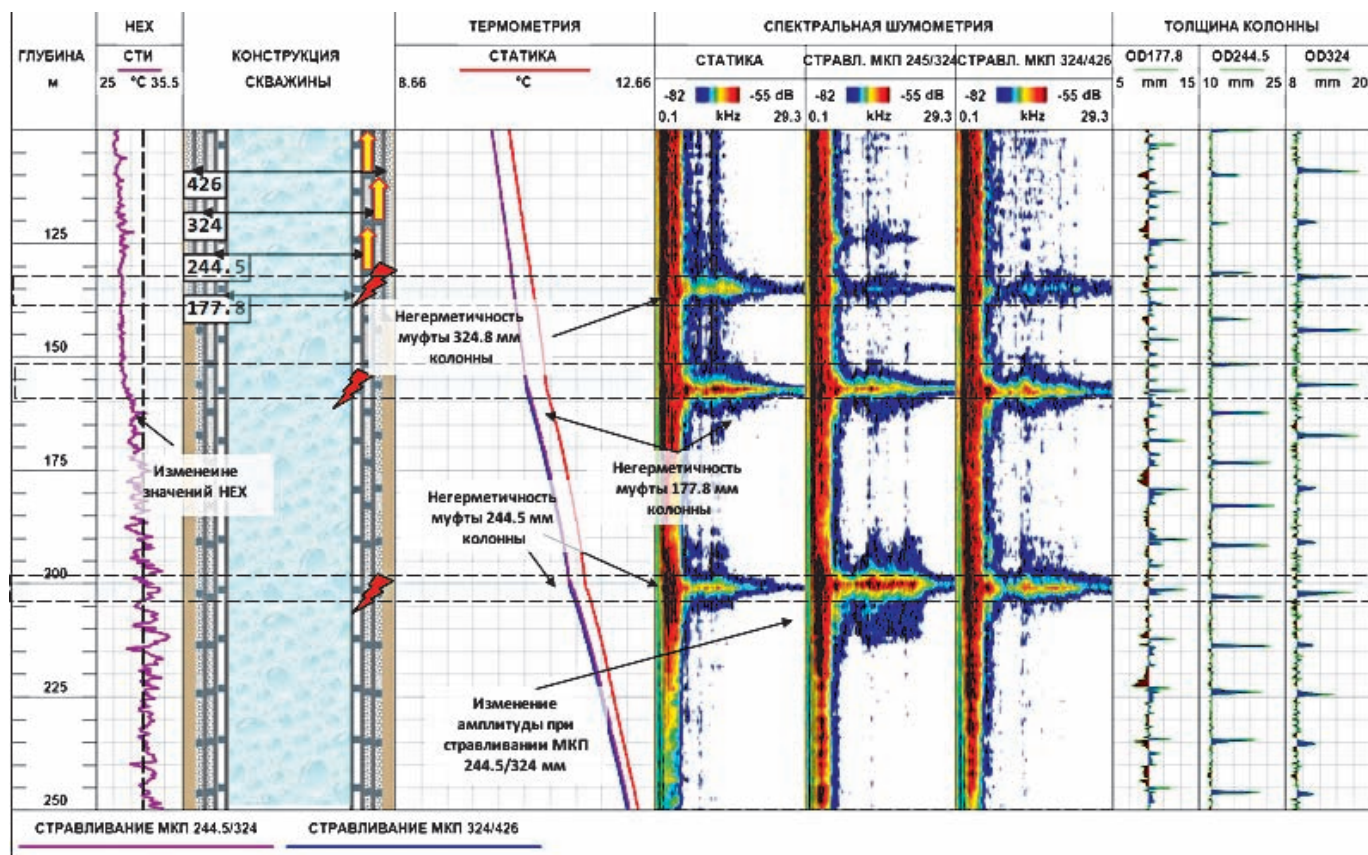


Рис. 2. Обнаруженные комплексом ПГИ заколонные перетоки и негерметичные муфтовые соединения: 1) По изменению градиента температурных кривых, изменению датчика СТИ и наличию высокоамплитудной аномалии спектральной шумометрии на глубине 157.3 м делается вывод о негерметичности муфтового соединения Т/К 177.8 мм. 2) По данным спектральной шумометрии в интервале глубин 199-211 м отмечается изменение амплитуды шума при стравливании МКП 244.5 мм/324 мм. В тоже время, по данным термометрии в интервале 202.0-203.0 м отмечается аномалия температуры, из этого следует вывод о негерметичности муфтового соединения колонны Ø 244.5 мм на глубине 203 м. 3) В интервале 132-138 м наблюдается шум, связанный с негерметичностью муфтового соединения Т/К 324 мм.

через негерметичное муфтовое соединение колонны Ø 244.5 мм на глубине 203 м в межколонное пространство 244.5 мм/324 мм и через негерметичное муфтовое соединение технической колонны Ø 324 мм на глубине 133 м в межколонное пространство 324 мм/426 мм. (Рис. 1). Также было обнаружено негерметичное муфтовое соединение подвешной колонны Ø 177.8 мм на глубине 157.3 м.

Негерметичность муфтовых соединений колонны Ø 244.5 мм в интервале 203.0 м и колонны Ø 177.8 мм в интервале 157.3 м подтверждается изменением амплитуды шума при стравливании, наличием температурной аномалии, а также результатами интерпретации данных дефектоскопии проведенного комплекса ПГИ.

Негерметичность муфтового соединения технической колонны 324 мм на глубине 132.4 м характеризуется увеличением интенсивности шума при стравливании. Показательно, что датчиками высокоточной термометрии ее зарегистрировать не удалось, так как интенсивность потока была незначительной для формирования температурной аномалии. В тоже время создаваемый акустический шум оказался достаточным для регистрации спектральным автономным шумомером SNL-HD, что говорит об уникальности аппаратуры и метода.

Наряду с этим, исследования прибором EmPulse-3 показали способность магнитно-импульсной дефектоскопии определять толщины колонн диаметрами 177.8, 244.5 и 324 мм за одну спуско-подъемную операцию.

Заключение

Программно-аппаратный комплекс спектральной шумометрии, высокоточной термометрии и магнитно-импульсной дефектоскопии оказался эффективным и позволил:

- 1) определить места негерметичности муфтовых соединений НКТ, обсадной и технических колонн,
- 2) локализовать источник межколонного избыточного давления,
- 3) проследить траекторию движения газа, в том числе за несколькими колоннами.

Анализ результатов комплексного исследования указал на первопричины возникновения МКД:

- 1) недостаточные изоляционные свойства цемента, и как следствие плохое сцепления с колонной и породой,
- 2) не оптимально подобранные антикоррозионные свойства металлических барьеров,
- 3) недостаточная герметизация муфтовых соединений.

Определенные места и характер негерметичности позволили избежать ликвидации скважины, а также спланировать РИР. Геометрия потока при стравливании обеих МКП предполагает эффективное его устранение путем цементирования колонны 177.8 мм и спуска дополнительной колонны.

Литература

Ahmed S. Eldaoushy, Moudi Al-Ajmi, Maali Al-Shammari, Aslanyan A., Aslanyan I., Prosvirkin S., Farakhova R. Quantification of Reservoir Pressure in Multi- Zone Well under Flowing Conditions Using Spectral Noise Logging Technique, Zubair Reservoir, Raudhatain Field, North Kuwait. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*. Abu Dhabi, UAE. 2015. Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-177620-MS>

Al Marzouqi Ayesha Rahman, Al-saiidKeshka Ashraf, Bahamaish Jamal Nasir, Aslanyan A., Aslanyan I., Filenev M., Andreev A., Sudakov V., Farakhova R., Barghouti J., Al Junaibi Tariq Abdulla. Integrating Reservoir Modelling, High-Precision Temperature Logging and Spectral Noise Logging for Waterflood Analysis. *Abu Dhabi International Petroleum Conference and Exhibition*. Abu Dhabi, UAE. 2012. Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-157149-MS>

Ansari A., Libdi Z., Khan N., Aslanyan A., Aslanyan I., Volkov M., Arbuzov A., Achkeev A., Shnaib F., Makhyanov R. Triple-Barrier Thickness Scanning Using Through-Tubing Pulse-Magnetic Logging Tool. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, Russia. 2015. Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-176655-MS>

Aslanyan A., Aslanyan I., Karantharath R., Minakhmetova R., Kohzadi H., Ghanavati M. Spectral Noise Logging Integrated with High-Precision Temperature Logging for a Multi-Well Leak Detection Survey in South Alberta. *SPE Offshore Europe Conference and Exhibition*. Aberdeen, Scotland, UK. 2015. Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-175450-MS>

Aslanyan A., Aslanyan I., Minakhmetova R., Maslennikova Y., Karantharath R., Hadhrami B., Zaaime Al Gafri. Integrated Formation MicroImager (FMI) and Spectral Noise Logging (SNL) for the Study of Fracturing in Carbonate Reservoirs. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*. Abu Dhabi, UAE. 2015. Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-177616-MS>

Maslennikova Y.S., Bochkarev V.V., Savinkov A.V., Davydov D.A. Spectral Noise Logging Data Processing Technology. Proc. *SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition*. Moscow, Russia. 2012. Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-162081-RU>

Suarez N., Otubaga A., Mehrotra N., Aslanyan A., Aslanyan I., Khabibullin M., Wilson M., Barghouti J., Maslennikova Y. Complementing Production Logging with Spectral Noise Analysis to Improve Reservoir Characterisation and Surveillance. *SPWLA 54th Annual Logging Symposium*. New Orleans, Louisiana. 2013. Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPWLA-2013-TTT>

Сведения об авторах

Артур Михайлович Асланян – кандидат физ.-мат. наук, главный технический советник, ООО «ТГТ Сервис»
Россия, 420108, Казань, ул. Магистральная, 59/1
Тел: +7 843 210-17-74, e-mail: ama@tgtoil.com

Максим Вячеславович Волков – эксперт по оценке технического состояния скважин, ООО «ТГТ Сервис»
Россия, 420108, Казань, ул. Магистральная, 59/1
Тел: +7 843 210-17-74, e-mail: volkov@tgtoil.com

Станислав Владиславович Сорока – директор приборостроительного завода, ООО «ТГТ Сервис»
Россия, 420108, Казань, ул. Магистральная, 59/1
Тел: +7 843 210-17-74, e-mail: stanislav.soroka@tgtoil.com

Андрей Александрович Арбузов – кандидат физико-математических наук, заместитель Генерального директора по научной работе, ООО «ТГТ Сервис»
Россия, 420108, Казань, ул. Магистральная, 59/1
Тел: +7 843 210-17-74, e-mail: andrey.arbuzov@tgtoil.com

Данис Карлович Нургалиев – доктор геол.-мин. наук, профессор, проректор по научной деятельности, Казанский федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, 18
Тел: +7 843 233-74-07, e-mail: danis.nourgaliev@kpfu.ru

Дмитрий Валерьевич Гришин – заместитель генерального директора – главный инженер ООО «Газпром ПХГ»
Россия, 117420, Москва, ул. Наметкина, 12А
Тел: +7 495 428-45-09, e-mail: D.Grishin@phg.gazprom.ru

Роман Сергеевич Никитин – заместитель генерального директора – главный геолог ООО «Газпром ПХГ»
Россия, 117420, Москва, ул. Наметкина, 12А
Тел: +7 495 428-45-01, e-mail: R.Nikitin@phg.gazprom.ru

Алексей Николаевич Малев – начальник геолого-геофизического Управления ООО «Газпром георесурс»
Россия, 117149, Москва, ул. Болотниковская, 18/2
Тел: +7 495 921-05-46
E-mail: a.maljov@gazpromgeofizika.ru

Роза Насиховна Минахметова – ведущий специалист отдела экспертов ООО «ТГТ Сервис»
Россия, 420108, Казань, ул. Магистральная, 59/1
Тел: +7 843 210-17-74
E-mail: roza.minakhmetova@tgtoil.com

Статья поступила в редакцию 25.07.2016

Identification of Leakage in Couplings of Tubing, Casing and Intermediate Casing for Wells of Underground Gas Storage in Salt Caverns by means of Spectral Noise Logging

A.M. Aslanyan¹, M.V. Volkov¹, S.V. Soroka¹, A.A. Arbuzov¹, D.K. Nurgaliev², D.V. Grishin³, R.S. Nikitin³, A.N. Malev⁴, R.N. Minakhmetova¹

¹TGT Oilfield Services, Kazan, Russia

²Kazan Federal University, Kazan, Russia

³Gazprom UGS, Moscow, Russia

⁴Gazprom Georesource, Moscow, Russia

Abstract. The article considers a well of the underground gas storage, in the annular space of which excess pressure was observed. Conducted complex of geophysical studies, including a spectral noise logging, precise temperature logging, magnetic pulse fault detection allowed us to determine the geometry of the flow in the cemented annular space and identify leaking couplings in tubing, casing and conductors. The article provides a detailed analysis of geophysical studies and recommendations for repair and insulation works. The nature of the flow and type of tightness failure according to geophysical research allowed avoiding the transition of well in the preservation fund.

Keywords: Underground gas storage, excess pressure, spectral sound meter, leaking couplings, precise temperature logging, magnetic pulse fault detection, salt cavern.

References

- Ahmed S. Eldaoushy, Moudi Al-Ajmi, Maali Al-Shammari, Aslanyan A., Aslanyan I., Prosvirkin S., Farakhova R. Quantification of Reservoir Pressure in Multi- Zone Well under Flowing Conditions Using Spectral Noise Logging Technique, Zubair Reservoir, Raudhatain Field, North Kuwait. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*. Abu Dhabi, UAE. 2015. Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-177620-MS>
- Al Marzouqi Ayesha Rahman, Al-saidi Keshka Ashraf, Bahamaish Jamal Nasir, Aslanyan A., Aslanyan I., Filenev M., Andreev A., Sudakov V., Farakhova R., Barghouti J., Al Junaibi Tariq Abdulla. Integrating Reservoir Modelling, High-Precision Temperature Logging and Spectral Noise Logging for Waterflood Analysis. *Abu Dhabi International Petroleum Conference and Exhibition*. Abu Dhabi, UAE. 2012. Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-157149-MS>
- Ansari A., Libdi Z., Khan N., Aslanyan A., Aslanyan I., Volkov M., Arbuzov A., Achkeev A., Shnaib F., Makhyanov R. Triple-Barrier Thickness Scanning Using Through-Tubing Pulse-Magnetic Logging Tool. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, Russia. 2015. Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-176655-MS>
- Aslanyan A., Aslanyan I., Karantharath R., Minakhmetova R., Kohzadi H., Ghanavati M. Spectral Noise Logging Integrated with High-Precision Temperature Logging for a Multi-Well Leak Detection Survey in South Alberta. *SPE Offshore Europe Conference and Exhibition*. Aberdeen, Scotland, UK. 2015. Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-175450-MS>
- Aslanyan A., Aslanyan I., Minakhmetova R., Maslennikova Y., Karantharath R., Hadhrami B., Zaaima Al Gafri. Integrated Formation MicroImager (FMI) and Spectral Noise Logging (SNL) for the Study of Fracturing in Carbonate Reservoirs. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*. Abu Dhabi, UAE. 2015. Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-177616-MS>
- Maslennikova Y.S., Bochkarev V.V., Savinkov A.V., Davydov D.A. Spectral Noise Logging Data Processing Technology. Proc. *SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition*. Moscow, Russia. 2012. Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-162081-RU>
- Suarez N., Otubaga A., Mehrotra N., Aslanyan A., Aslanyan I., Khabibullin M., Wilson M., Barghouti J., Maslennikova Y. Complementing Production Logging with Spectral Noise Analysis to Improve Reservoir Characterisation and Surveillance. *SPWLA 54th Annual Logging Symposium*. New Orleans, Louisiana, 2013. Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPWLA-2013-TTT>
- For citation:** Aslanyan A.M., Volkov M.V., Soroka S.V., Arbuzov A.A., Nurgaliev D.K., Grishin D.V., Nikitin R.S., Malev A.N., Minakhmetova R.N. Identification of Leakage in Couplings of Tubing, Casing and Intermediate Casing for Wells of Underground Gas Storage in Salt Caverns by means of Spectral Noise Logging. *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 3. Part 1. Pp. 186-190. DOI: 10.18599/grs.18.3.7

Information about authors

Artur M. Aslanyan – PhD (Phys. and Math.), Chief Technology Advisor, TGT Oilfield Services
Russia, 420108, Kazan, Magistral'naya str., 59/1
Phone: +7 843 210-17-74, e-mail: ama@tgtoil.com

Maksim V. Volkov – Expert on well integrity study, TGT Oilfield Services
Russia, 420108, Kazan, Magistral'naya str., 59/1
Phone: +7 843 210-17-74, e-mail: volkov@tgtoil.com

Stanislav V. Soroka – Head of Tool Factory, TGT Oilfield Services
Russia, 420108, Kazan, Magistral'naya str., 59/1
Phone: +7 843 210-17-74
E-mail: stanislav.soroka@tgtoil.com

Andrey A. Arbuzov – PhD (Phys. and Math.), Deputy Managing Director, TGT Oilfield Services
Russia, 420108, Kazan, Magistral'naya str., 59/1
Phone: +7 843 210-17-74
E-mail: andrey.arbuzov@tgtoil.com

Danis K. Nurgaliev – Doctor of Science (Geol. and Min.), Professor, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Vice-Rector for Research
Kazan Federal University
Russia, 420008, Kazan, Kremlevskaya str., 18
Phone: +7 843 233-74-07
E-mail: danis.nourgaliev@kpfu.ru

Dmitriy V. Grishin – Deputy Managing Director – Chief Engineer, Gazprom UGS
Russia, 117420, Moscow, Nametkina str., 12A
Phone: +7 495 428-45-09
E-mail: D.Grishin@phg.gazprom.ru

Roman S. Nikitin – Deputy Managing Director – Chief Geologist, Gazprom UGS
Russia, 117420, Moscow, Nametkina str., 12A
Phone: +7 495 428-45-01
E-mail: R.Nikitin@phg.gazprom.ru

Aleksey N. Malev – Head of the Geological-geophysical Department, Gazprom Georesource
Russia, 117149, Moscow, Bolotnikovskaya str., 18/2
Phone: +7 495 921-05-46
E-mail: a.maljev@gazpromgeofizika.ru

Roza N. Minakhmetova – Leading Expert, TGT Oilfield Services
Russia, 420108, Kazan, Magistral'naya str., 59/1
Phone: +7 843 210-17-74
E-mail: roza.minakhmetova@tgtoil.com

Manuscript received July 25, 2016

ОБОБЩЕНИЕ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НГДУ «ЯМАШНЕФТЬ» С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Е.А. Андаева¹, А.В. Лысенков², М.Т. Ханнанов¹

¹Нефтегазодобывающее управление «Ямашнефть» ПАО Татнефть, Альметьевск, Россия

²Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

В настоящее время вопрос о выборе правильного подхода гидродинамических исследований и последующей обработки полученных данных является весьма актуальным. На качество проведения исследования и, соответственно, обработку данных влияют различные факторы, такие как литологический состав пород, их плотность, механические напряжения в породе, гидродинамическое влияние трещин, фильтрационное движение жидкостей, распределение давления и температуры в пласте. Месторождения НГДУ «Ямашнефть» находятся на поздней стадии разработки, а большинство скважин являются малодобитными. Все вышеперечисленные факторы могут повлиять на результаты обработки кривой восстановления давления, которые часто отличаются от фактических значений параметров состояния призабойной зоны пласта, что говорит о неправильном подходе к проведению исследований (время восстановления Рзаб) и выборе метода обработки.

Вопросы получения достоверной информации на поздней стадии разработки приобретают особую значимость, так как именно на их основе принимаются такие важные технологические и экономические решения, как отключение обводнившихся и малодобитных скважин, планируются и реализуются технологические мероприятия повышения коэффициента нефтеизвлечения. При проведении ГДИ и интерпретации полученных данных необходимо учитывать строение исследуемого пласта, особенности порового пространства, геолого-физическую характеристику, что позволит вести корректный расчет фильтрационно-емкостных свойств. С этой целью проведено обобщение геолого-физических данных, позволяющее объединить месторождения в отдельные группы для последующей разработки методики проведения исследований для каждой группы и подбора оптимального метода обработки результатов. Таким образом, группирование объектов (литологическая характеристика коллектора, свойства и состав цемента, вид пористости, диапазон проницаемости, диапазон пористости) обуславливает единый, но качественный подход к методике проведения ГДИС и методу интерпретации результатов.

Ключевые слова: гидродинамические исследования скважин, призабойная зона пласта, интерпретация ГДИ, геолого-физическая характеристика, пористость, проницаемость, изменение фильтрационных параметров, разрабатываемые горизонты.

DOI: 10.18599/grs.18.3.8

Для цитирования: Андаева Е.А., Лысенков А.В., Ханнанов М.Т. Обобщение геолого-физической характеристики месторождений НГДУ «Ямашнефть» с целью повышения эффективности гидродинамических исследований скважин. *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 3. Ч. 1. С. 191-196. DOI: 10.18599/grs.18.3.8

В результате комплекса физико-химических процессов, протекающих в длительный геологический период, продуктивный пласт приобретает определенное строение. После вскрытия его скважиной в призабойной зоне происходят и будут происходить различные процессы, нарушившие или нарушающие первоначальное равновесное механическое и физико-химическое состояние породы. Данные процессы возникают с момента вскрытия кровли пласта, а по мере разбуривания породы распространяются вглубь призабойной зоны пласта (ПЗП).

В результате вокруг скважины образуются две зоны: «скиновая» зона, которая характеризуется радиусом r_s и проницаемостью k_s , и удаленная часть пласта с естественной проницаемостью k (Рис. 1).

Через призабойную зону пласта в скважину происходит фильтрация пластового флюида. Если же фильтрационно-емкостные свойства пород ПЗП по сравнению с первоначальным состоянием пласта по ка-

ким-либо причинам изменились (ухудшение или улучшение), то и продуктивность скважины будет иной по сравнению с природным ее значением.

Состояние призабойной зоны пласта определяется литологическим составом пород, их плотностью; механичес-

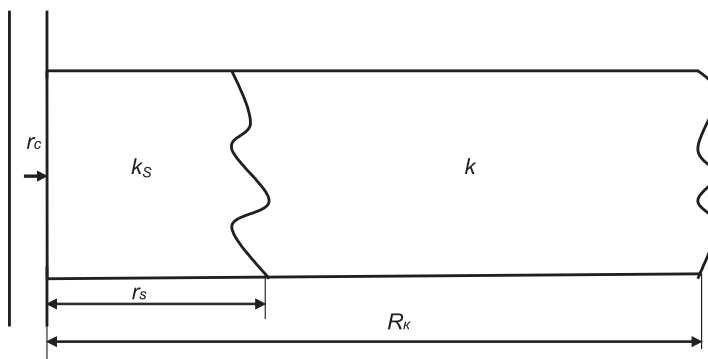


Рис. 1. Схема распространения двух зон вокруг скважины.

кими напряжениями в породе; гидродинамическим влиянием трещин; загрязнением пород и физико-химическими процессами, протекающими в коллекторе; фильтрационным движением жидкостей, распределением давления и температуры в пласте.

Состояние призабойной зоны пласта может быть ухудшено при первичном и вторичном вскрытиях пласта, креплении скважины, глушении ее перед многочисленными ремонтами, а также в процессе эксплуатации из-за выпадения асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) и неорганических солей в порах породы, загрязнение механическими примесями и др.

Изменение проницаемости околоскважинного пространства может привести к снижению продуктивности скважин. Это оказывает существенное влияние на величину гидродинамического сопротивления потоку нефти при движении из пласта в скважину.

Как известно, изменение проницаемости призабойной зоны обычно оценивают «скин-фактором». Его происхождение объясняется наличием зоны измененной проницаемости вокруг ствола скважины. При этом для преодоления возникающего сопротивления, называемого «скиновым», необходимо создание повышенных давлений, что приводит к ограничению энергетических возможностей пласта. В результате продуктивность скважины будет снижаться (Андаева, Сидоров, 2012).

Опыт разработки месторождений НГДУ «Ямашнефть» указывает на существенное изменение продуктивности и проницаемости скважин в процессе их эксплуатации (Рис. 2). В практике нефтегазодобычи понятие продуктивности скважин в общем случае включает в себя характеристику добывных возможностей скважин, связанных как с коллекторскими свойствами продуктивных горизонтов, вскрытых скважиной, так и ее техническим состоянием.

Как видно из графика, продуктивность в скважине №1276 Шегурчинского месторождения снизилась в 2 раза за 10 лет. За этот период времени не было проведено ни одного мероприятия по воздействию на ПЗП.

Таким образом, прослеживается зависимость изменения продуктивности скважины и динамики добычи нефти во времени (Рис. 3).

Специалист должен располагать достаточной и достоверной информацией о пласте, его энергетических способностях, добывных возможностях скважин для адекватного анализа показателей разработки и прогнозирования добычи при выполнении проектов разработки. Большую часть такой информации можно получить по результатам исследований скважин на нестационарных режимах.

Проведение исследований скважин на нестационарных режимах фильтрации

(исследование методом восстановления давления/уровня, методом падения давления, исследования при закачке методом падения уровня в нагнетательной скважине и гидропрослушивание скважин) является неотъемлемой частью нефтяного инжиниринга.

На практике возможность качественной интерпретации результатов исследований скважин на нестационарных режимах часто ограничена:

- 1) недостатком информации;
- 2) отсутствием адаптированных методик исследования для залежей с низкопроницаемыми коллекторами;
- 3) неверным выбором и применением методик интерпретации;
- 4) невозможностью правильно систематизировать полученную информацию и т.д.

Большинство промысловых инженеров сталкиваются со случаями, когда для достоверной интерпретации не хватает точной информации по давлению и отбору нефти за более ранний период или результатов предыдущих исследований для сопоставления.

В общем случае хорошим правилом является проведение базисного исследования на нестационарных режимах в добывающей скважине вскоре после ее завершения и ввода в эксплуатацию после бурения. Это способствует раннему распознаванию и предупреждению многих осложнений, из которых только недостаточная об-

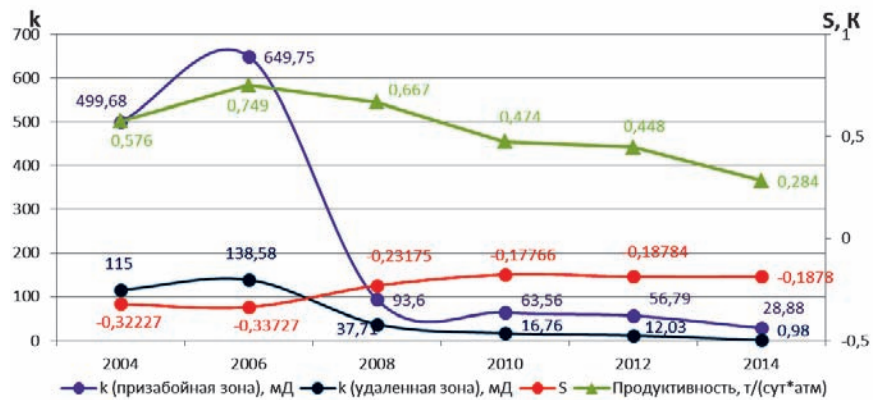


Рис. 2. Динамика изменения фильтрационных параметров, характеризующих состояние призабойной зоны скважины №1276 Шегурчинского месторождения.

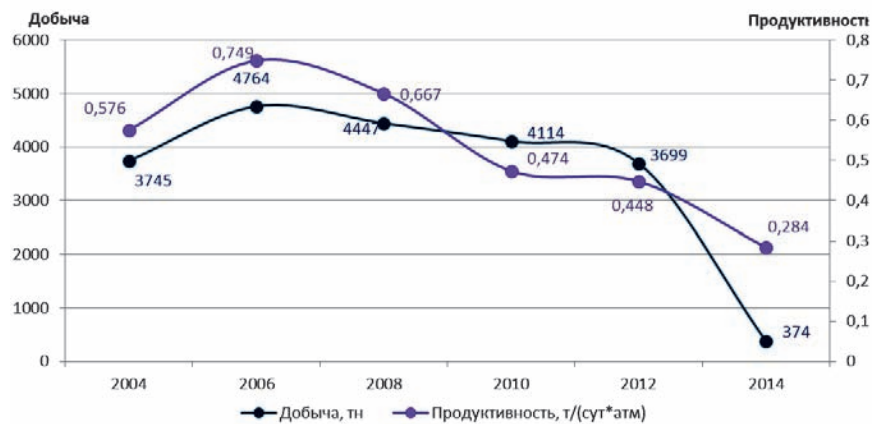


Рис. 3. Динамика зависимости добычи нефти от продуктивности скважины №1276 Шегурчинского месторождения.

работка пласта является самой очевидной. Подобные исследования также дают сведения о параметрах пласта для математического моделирования и базисные данные для сопоставления при возникновении осложнений в пласте и скважине.

Наличие значительного фонда мало- и среднедебитных скважин, что обусловлено низкой гидропроводностью пласта, приводит к тому, что большинство кривых восстановления уровня (КВУ) являются недовосстановленными. Помимо малой продолжительности снятия КВУ существенным недостатком обычно является малое число точек на кривых восстановления уровня. Недовосстановленность кривых сказывается на точности определения фильтрационных параметров пласта и пластового давления. В результате этого недостоверность полученных данных осложняет возможность правильного принятия решения о проведении геолого-технических мероприятий, направленных на восстановление, повышение или сохранение на существующем уровне фильтрационной составляющей ПЗП.

Для определения параметров удаленной от скважины зоны пласта длительность регистрации кривой восстановления давления (КВД) должна быть достаточной для исключения влияния «послепритока» (продолжающегося притока жидкости в ствол скважины), после чего увеличение давления происходит только за счёт сжатия жидкости в пласте и её фильтрации из удаленной в ближнюю зону пласта (конечный участок КВД).

Продолжительность исследования эксплуатационной скважины методом КВД может составлять от нескольких десятков часов до нескольких недель, благодаря чему радиус исследования охватывает значительную зону пласта. Тем не менее, при большой длительности исследования конечные участки кривой восстановления давления могут быть искажены влиянием соседних скважин на распределение давления в удаленной зоне пласта.

Метод кривых восстановления уровня применяется, в том числе, и для скважин с низкими пластовыми давлениями (с низкими статическими уровнями), то есть нефонтанирующих (без перелива на устье скважины) или неустойчиво фонтанирующих.

Длительность регистрации кривых восстановления уровня или кривой восстановления давления зависит от продуктивности скважины в целом, плотности флюида и гидродинамической связи ПЗП и удаленной зоны пласта.

Результаты обработки КВД часто отличаются от фактических значений параметров состояния ПЗП, что говорит о неправильном подходе к проведению исследований (время восстановления $R_{заб}$) и выборе метода обработки. Значительная часть кривых восстановления давления, получаемых при исследовании скважин месторождений НГДУ «Ямашнефть», не соответствует требованиям, при которых может быть проведена их однозначная обработка. Вопросы получения достоверной информации на поздней стадии разработки приобретают особую значимость, так как именно на их основе принимаются такие важные технологические и экономические решения, как отключение обводнившихся и малодебитных скважин, планируются и реализуются технологические мероприятия повышения коэффициента нефтеиз-

влечения (Руководящий документ ..., 2015; Карнаухов, Пьянкова, 2010; Чодри, 2011).

Таким образом, определение условий достоверного применения методов обработки кривой восстановления давления является актуальной задачей.

С этой целью проведено обобщение геолого-физических данных, позволяющее объединить месторождения в отдельные группы для последующей разработки рекомендаций по выбору типа обработки полученных данных при гидродинамических исследованиях скважин (Табл. 1).

Рассмотрены основные горизонты, разрабатываемые на месторождениях НГДУ «Ямашнефть». Группировка выполнена отдельно по каждому коллектору относительно вида пористости, свойств и состава цемента и литологической характеристики коллектора. Также указаны диапазоны значений пористости и проницаемости, влияющих на качество интерпретации кривых восстановления уровня.

Терригенные коллекторы отложений бобриковского и тульского горизонтов нижнего карбона относятся к высокоемким, высокопроницаемым. Тип коллекторов по всему продуктивному разрезу поровый. Средний диапазон проницаемости – $220 \dots 850 \times 10^{-3}$ мкм². Тип цемента, в основном, контактовый, реже поровый. Цемент развит незначительно, кварцевого состава, распространен в виде регенерационных каемок на обломочных зернах.

Группы месторождений тульско-бобриковского горизонта представлены тремя видами пород: песчаники, аргиллиты, алевролиты.

Продуктивные пласты, в основном, характеризуются невыдержанностью по разрезу и неоднородностью.

Карбонатные породы башкирского возраста представлены в основном органогенными известняками с прослоями известковых доломитов, реже хемогенных (тонко-среднезернистых) известняков. Помимо известняков в разрезе башкирского яруса отмечаются доломиты разнотернистые, часто трещиноватые. Раскрытость трещин до 20 микрон.

Пласты-коллекторы верейского горизонта представлены в основном известняками органогенно-обломочными с прослоями аргиллитов алевролитистых, слюдяных, с тонкими прослоями песчаников мелкозернистых, известковистых. Средняя часть горизонта складывается карбонатно-терригенными разностями пород. Наибольшим развитием в разрезе верейских пластов пользуются органогенные известняки.

Из таблицы 1 видно, что общими геолого-физическими свойствами в терригенных коллекторах обладают Тюгеевское, Сиреневское, Березовское, Шегурчинское, Екатерининское месторождения, в то время как в карбонатном разрезе их схожесть гораздо меньше.

При проведении ГДИ и интерпретации полученных данных необходимо учитывать строение исследуемого пласта, особенности порового пространства, геолого-физическую характеристику, что позволит вести корректный расчет фильтрационно-емкостных свойств.

Представленное обобщение месторождений проведено с целью разработки методики проведения исследований для каждой группы и подбора оптимального метода обработки результатов.

Литологическая характеристика коллектора	Свойства и состав цемента	Вид пористости	Диапазон $k, 10^{-3} \text{ мкм}^2$	Диапазон $m, \text{ доли ед.}$	Месторождение
1	2	3			4
Тульский горизонт					
Слагается аргиллитами темно-серыми, слоистыми, с прослоями песчаников и алевро литов. В средней части горизонта залегают прослой известняка темно-серого, тонкокристаллического, глинистого. Песчаники серые, темно-коричневые, разнозернистые, кварц евые, прослоями нефтенасыщенные	Тип цемента (5-8%) контактовый, цементирующим веществом является вторичный кварц и карбонатно-глинистое вещество	П	421...1272	0,187...0,25	Тюгеевское, Сиреневское, Березовское, Шегурчинское, Екатеринбургское
Представлен слабосцементированными ал евролитопесчанистыми породами	Цемент контактового типа, участками поровый	П	457...853	0,21...0,23	Ерсубайкинское, Архангельское
Представлен он песчаниками мелкозернистыми, алевролитистыми, участками глинистыми. Песчаники на 75-80 % состоят из зерен кварца. порового пространства межзерновая	Контактный, соприкосновения	П	532,5	0,208	Красногорское
Терригенные породы представлены аргиллитами, алевролитами и песчаниками. Аргиллиты темно-серые до черных, неравномерно алевролитистые; алевролиты темно-серые, глинистые, углистые и известковистые. Песчаники серые, буровато-серые до коричневых, известковистые. Прослой карбонатных пород представлены темно-серыми глинистыми известняками	Цемент кальцитовый, преимущественно неполнопорового, реже крустификационного и базального типов заполнения	П-К	473	0,197	Ямашинское
Бобриковский горизонт					
Представлен песчаниками кварцевыми, тонкозернистыми, алевролитами, с прослоями аргиллитов, углей и углистых сланцев, встречающихся, в основном, во «врезных» скважинах. Песчаники, темно-коричневые, средне-сцементированные, пористые, интенсивно пропитанные нефтью. Аргиллиты коричневые до черных, плотные, с остатками обуглившихся растений. Сланцы черные, углистые е, с редкими включениями пирита	Цемент развит незначительно, кварцевого состава, распространен в виде регенерационных каемок на обломочных зернах. Кальцит и пирит в роли локального цемента распространен довольно широко, особенно в пластах тульского возраста, но благодаря локальному характеру заметного влияния на коллекторские свойства не оказывает	П	81...938	0,2...0,32	Шегурчинское, Ямашинское, Тюгеевское, Сиреневское, Березовское
Пласты-коллекторы бобриковского горизонта представлены песчаниками кварцевыми тонкозернистыми, прослоями алевролитистыми. Коллекторы переслаиваются слабопроницаемыми, глинистыми, иногда известковистыми, алевролитами, непроницаемыми аргиллитами. Тип коллектора - поровый	Цемент контактового типа, участками поровый	П	220...1397	0,169...0,242	Ерсубайкинское, Архангельское, Красногорское
Представлен переслаивающимися песчаниками темно-серыми, нефтенасыщенными и аргиллитов темно-серых, плотных. Алевролитами темно-серыми, песчанистыми, известковистыми	Цемент контактового типа	П	1100	0,23	Екатеринское
Верейский горизонт					
Представлен карбонатными и терригенными (аргиллиты, алевролиты) породами с преобладанием карбонатных пород (органогенны изве стняки с прослоями доломитов) в нижн ей продуктивной части горизонта	Цемент трех генераций: более крустификационный с размером зерен до 0,03 мм, кальцитовый или доломитовый; более поздний – неравномернозернистый, мало-средне-крупнозернистый до 0,8 мм, кальцитовый, поровый или базального типа		287...517	0,16...0,166	Ямашинское
Нижняя пачка слагается известняками серыми, коричневато-серыми, темно-коричневыми, органогенно-обломочными, реже кристаллически зернистыми, трещиноватыми, пористыми, прослоями, прослоями нефтенасыщенными (пласты С2вр-5, С2вр-3, С2вр-2). Карбонатные пласты отделены друг от друга прослоями аргиллитов темно-серых, горизонтально-слоистых, слюдистых. Терригенная пачка сложена переслаиванием аргиллитов, алевролитов, среди которых встречаются редкие прослой известняков	Тип цемента – контактовый, поровый, крустификационный. Цемент (10 – 40 %) – микро-тонко- и мелкозернистый кальцит и глинистый материал, тип его поровый, крустификационный, реже базальный (уплотненные прослой)	П	15...280	0,13...0,15	Сиреневское, Березовское, Архангельское, Тюгеевское

Табл. 1. Обобщение геолого-физических данных по месторождениям НГДУ «Ямашнефть».

Представлен известняками органогенно - обломочными, слабо глинистыми, участками с тонкими прослоями аргиллита. Кровля и подошва пластов чаще всего заг линзирована или уплотнена	Тип цемента контактов бый, представлен тонкозернистым кальцитом	П	218...227	0,168... 0,27	Ерсубайкинское, Красногорское
Нижняя – карбонатно-терригенная пачка представлена известняками светло -серыми, трещиноватыми, с прослоями аргиллитов, нефтенасыщенными. Верхняя – терригенная пачка сложена аргиллитами зеленовато -серыми с коричневатым оттенком, плотными, слоистыми	Тип цемента контактовый	П	156	0,148	Екатериновское
Представлен карбонатными породами. Нижняя часть сложена известняками серыми, коричневат -серыми, органогенно-обломочными и, участками плотными и глинистыми с подчиненными прослоями глин и алевролитов.	Тип цемента контактовый	П, Т-П	134	0,164	Шегурчинское
Башкирский горизонт					
Сложен известняками перекристаллизованными, брекчиевидными, кавернозными, светло -серыми, коричневат -серыми, тонкозернистыми, с примазками глинистого светло -зеленого материала по стилолитовым швам. Известняки участками трещиноватые, пористые, прослоями либо интенсивно пропитаны окисленной нефтью, либо нефтью. В ряде скважин значительная часть кровли башкирского яруса размыта верейским «врезом»	Известняки сцементированы микро- и тонкозернистым кальцитом. Тип цемента поровый, крустификационный, участками базальный, количество – 10 – 35 %	П	29,6...32	0,14... 0,16	Тюгеевское, Сиреневское
Представлены, в основном , органогенными известняками, реже органогенно -детритовыми, и тонкозернистыми известняками. В подчиненном количестве присутствуют доломиты, встречаются также брекчиевидные породы и прослой известнякового песчаника	Цемент контактовый, поровый	П, Т-П	108	0.144	Шегурчинское
Представлены органогенными известняками, реже органогенно-детритовыми, и тонкозернистыми известняками. В подчиненном количестве присутствуют доломиты, встречаются также брекчиевидные породы и прослой известнякового песчаника	Цемент не обильный, иногда базальный	Т-К-П	201	0.174	Ямашинское
Представлен известняками серыми, органогенно - обломочными, глинистыми, прослоями трещиноватыми и кавернозными, участками нефтенасыщенными	Цементом служит разномзернистый кальцит, который обычно составляет 10-20 % объема породы; тип цементации – поровый, контактовый, ре генерационный, реже – базальный	П, Т-П	69	0,128	Березовское
Представлен известняками перекристаллизованными тонкозернистыми, трещиноватыми слабо глинистыми, участками загипсованными с редкими включениями ангидрита.	Тип цемента в основном крустификационный, контактовый, участками выполнения пор.	П, П-Т	9,3...118	0,096... 0,148	Ерсубайкинское, Красногорское, Екатериновское
Представлен, в основном, известняками желтовато -серыми, прослоями органогенно-обломочными, пористыми, с многочисленными стилолитовыми швами, с отдельными прослоями известняков темно -коричневых, пористых, трещиноватых, кавернозных, пропитанных нефтью. Залегает на размытой поверхности серпуховских образований	Цемент контактовый, поровый, реже базальный, составляет от 5 до 25% объема породы	Т-П	193	0.13	Архангельское

Табл. 1 (продолжение). Обобщение геолого-физических данных по месторождениям НГДУ «Ямашнефть».

Таким образом, группирование объектов по представленным в таблице параметрам (литологическая характеристика коллектора, свойства и состав цемента, вид пористости, диапазон проницаемости, диапазон пористости) обуславливает единый, но качественный подход к методике проведения ГДИС и методу интерпретации результатов.

Литература

Андаева Е.А., Сидоров Л.С. Практический опыт применения скин-фактора для анализа работы скважин. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2012. № 9. С. 41. Руководящий документ. Оптимальный выбор и периодичность

гидродинамических методов контроля за разработкой месторождений ПАО «Татнефть». Бугульма. 2015.

Карнаухов М.Л., Пьянкова Е.М. Современные методы гидродинамических исследований скважин. М: Инфра-Инженерия. 2010. 432 с.

Чодри А. Гидродинамические исследования нефтяных скважин. М: Премиум Инжиниринг. 2011. 687 с.

Сведения об авторах

Екатерина Алексеевна Андаева – ведущий инженер-технолог технологического отдела разработки нефтяных и газовых месторождений НГДУ «Ямашнефть»

Россия, 423450, Республика Татарстан, Альметьевск, ул. Р. Фахретдина, 60

Тел: +7 8553 370-530, e-mail: AndaevaEA@tatneft.ru

Алексей Владимирович Лысенков – кандидат тех. наук, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений», Уфимский государственный нефтяной технический университет
Россия, 450062, Уфа, ул. Космонавтов, 1

Марс Талгатович Ханнанов – кандидат геол.-мин. наук, главный геолог НГДУ «Ямашнефть»
Россия, 423450, Республика Татарстан, Альметьевск, ул. Р. Фахретдина, 60

Статья поступила в редакцию 10.07.2016

Generalization of Geological and Physical Characteristics of Fields Belonging to Oil-gas Production Department «Yamashneft» in order to Increase the Efficiency of Hydrodynamic Well Testing

E.A. Andaeva¹, A.V. Lysenkov², M.T. Khannanov¹

¹*Oil and Gas Production Department «Yamashneft» PJSC Tatneft, Al'met'evsk, Russia*

²*Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia*

Abstract. Currently, the question of choosing the right approach for hydrodynamic testing and post-processing of the data is very important. The quality of the study and, respectively, data processing is influenced by various factors such as, lithological composition of rocks, their density, mechanical stress in the rock, hydrodynamic influence of rocks, filtration movement of fluids, pressure and temperature distribution in the formation. Fields of oil-gas production department «Yamashneft» are at the late stage of development, and the majority of wells are marginal. All these factors may affect the results of the pressure recovery curve processing, which often differ from the actual values of the state parameters of bottomhole formation zone, which means incorrect approach to research (recovery time of bottomhole pressure) and the choice of processing method.

Questions to obtain reliable information at a late stage of development are of particular importance, since on their basis significant technological and economic solutions are taken, such as shutdown of watered and marginal wells, technological measures to enhance the oil recovery factor are planned and implemented. During the well testing and interpretation of the data we must take into account the structure of the investigated layer, features of the pore space, geological and physical characteristics that will keep the correct calculation of reservoir properties.

To this end, the generalization of geological and physical data was made to divide fields into separate groups for the subsequent development of a methodology for each group, and select the optimum processing of results. Thus grouping of objects (lithological characteristics of reservoir, properties and composition of cement, type of porosity, permeability range, porosity range) causes a single, but a qualitative approach to conduct hydrodynamic well testing and the method of interpreting the results.

Keywords: hydrodynamic well testing, bottomhole formation zone, interpretation of hydrodynamic testing, geological and physical characteristics, porosity, permeability, change of filtration parameters, developed horizons.

References

Andaeva E.A., Sidorov L.S. Prakticheskiy opyt primeneniya skin-faktora dlya analiza raboty skvazhin [Practical experience of skin-factor application for analysis of well operation]. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more* [Construction of oil and gas wells on land and at sea]. 2012. No. 9. P. 41. (In Russ.)

Optimal'nyy vybor i periodichnost' gidrodinamicheskikh metodov kontrolya za razrabotkoy mestorozhdeniy PAO «Tatneft'». Guidance document [The optimal choice and frequency of hydrodynamic control methods of oil field development of PJSC «Tatneft»]. Bugulma. 2015. (In Russ.)

Karnaukhov M.L., P'yankova E.M. Sovremennye metody gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin [Modern methods of hydrodynamic studies of boreholes]. Moscow: Infra-Inzheneriya. 2010. 432 p. (In Russ.)

Chodri A. Gidrodinamicheskie issledovaniya neftyanykh skvazhin [Hydrodynamic studies of oil boreholes]. Moscow: Premium Inzhiniring. 2011. 687 p. (In Russ.)

For citation: Andaeva E.A., Lysenkov A.V., Khannanov M.T. Generalization of Geological and Physical Characteristics of Fields Belonging to Oil-gas Production Department «Yamashneft» in order to Increase the Efficiency of Hydrodynamic Well Testing. *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 3. Part 1. Pp. 191-196. DOI: 10.18599/grs.18.3.8

Information about authors

Ekaterina A. Andaeva – Leading Technical Engineer, Oil and Gas Production Department «Yamashneft» PJSC Tatneft

Russia, 423450, Al'met'evsk, R. Fakhretina str., 60
Phone: +7 8553 370-530, e-mail: AndaevaEA@tatneft.ru

Aleksey V. Lysenkov – PhD (Techn.), Assistant Professor, Department of oil and gas field development and exploitation, Ufa State Petroleum Technological University
Russia, 450062, Ufa, Kosmonavtov str., 1

Mars T. Khannanov – PhD (Geol. and Min.), Chief Geologist, Oil and Gas Production Department «Yamashneft» PJSC Tatneft

Russia, 423450, Al'met'evsk, R. Fakhretina str., 60

Manuscript received July 10, 2016

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ДАЛЬНЕЙШИХ ПОИСКОВ НЕФТИ В НИЖНЕКАМСКОМ ПРОГИБЕ

И.Ф. Валеева, Г.А. Анисимов, Л.З. Анисимова, С.П. Новикова

Институт проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан, Казань, Россия

На базе новых геолого-геофизических данных, полученных за последние годы, в Институте проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан проведены исследования по уточнению геологического строения Нижнекамского прогиба Камско-Кинельской системы с целью оценки перспектив нефтеносности. В статье рассматриваются основные черты геолого-тектонического развития и генезис Нижнекамского прогиба, которые являются определяющими при выяснении морфогенетических типов локальных поднятий и установлении их пространственного размещения в прогибе. Рассматривается вопрос о доле участия тектонических и седиментационных процессов в формировании резервуаров и ловушек в осевой и прибортовых зонах Нижнекамского прогиба, обосновываются перспективы нефтеносности отложенных участвующих в его строении.

Ключевые слова: внутриформационный прогиб, генезис, бортовая, прибортовая и осевая зоны, валы, ва-лообразные зоны, биогерм, риф, залежь, месторождение

DOI: 10.18599/grs.18.3.9

Для цитирования: Валеева И.Ф., Анисимов Г.А., Анисимова Л.З., Новикова С.П. Геологические предпосылки дальнейших поисков нефти в Нижнекамском прогибе. *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 3. Ч. 2. С. 198-206. DOI: 10.18599/grs.18.3.9

Перспективы дальнейших поисков углеводородов в Нижнекамском прогибе Камско-Кинельской системы (ККС) на фоне более эффективных направлений подготовки запасов нефти в Республике Татарстан далеко еще не исчерпаны и позволяют рассматривать эту территорию в числе важных для подготовки промышленных запасов нефти, свидетельствуя о необходимости освоения ее неразведанных ресурсов.

В пределах Нижнекамского прогиба установлены многочисленные промышленные скопления нефти. Однако основные залежи приурочены к девонскому терригенному комплексу пород, отложения которых не участвуют в строении Нижнекамского прогиба. Установленные залежи верхнедевонского карбонатного и нижнекаменноугольного комплексов приурочены в основном к бортовым и прибортовым зонам прогиба. В пределах же осевой зоны прогиба из 12-ти открытых месторождений лишь в семи установлены залежи нефти в карбонатных верхнедевонских и карбонатно-терригенных нижнекаменноугольных отложениях. Из них, залежи трех месторождений (Елабужское, Луговое, Омарское) расположены в пределах переходной зоны от борта к осевой части – прибортовой части прогиба, обуславливающих приуроченность залежей к рифовым структурам, распространенных в бортовых зонах прогиба. Таким образом, осевая часть наложенного внутриформационного Нижнекамского прогиба на фоне его бортов отличается небольшим количеством выявленных залежей нефти.

Нижнекамский прогиб, являющийся составной частью Камско-Кинельской системы, расположен в северной части Республики Татарстан и разобщает Южно-Татарский и Северо-Татарский своды. Нижнекамский прогиб является самостоятельной структурой первого порядка. Протяженность прогиба составляет около 140 км. Ширина прогиба изменяется от 7-22 км на западе и до 30-40 км на востоке. Нижнекамский прогиб соединяется в западной части с аналогичными ему Можгинским,

Усть-Черемшанским и, в восточной части, с Актаныш-Чишминским и Сарапульским прогибами (Рис. 1).

История геолого-тектонического развития и происхождения Нижнекамского прогиба, также как и всей системы ККСП, неразрывно связана с ранним периодом формирования структуры палеозойской осадочной толщи этой территории и охватывает сравнительно небольшой промежуток времени. В соответствии с выделенными литолого-стратиграфическими комплексами пород этот промежуток времени подразделяется на четыре этапа: среднефранско-фаменский, турнейский, косьвинский и радаевско-бобривский.

В пределах Нижнекамского прогиба в досаргаевское время наиболее высокое структурное положение занимал Северо-Татарский свод, с юга ограниченный от Южно-Татарского свода крупным Прикамским субширотным разломом. О высоком структурном положении Северо-Татарского свода свидетельствует сокращение мощности органических остатков по всем группам фауны. Отсутствуют водоросли, фораминиферы, увеличивается число различных видов остракод (Хисамов и др., 2010).

В среднефранское время вся территория в районе Нижнекамского прогиба испытала погружение, приведшее к углублению морского бассейна. Это тектоническое погружение совершалось неравномерно, и его следствием явилось, как и в нижнефранское время, наиболее высокое структурное положение Северо-Татарского свода. Относительно высокое структурное положение в рельефе дна среднефранского бассейна Северо-Татарского свода объясняется развитием в семилукских отложениях органогенно-детритусовых известняков с остатками фауны остракод, амфифор и тентакулитов и др. Речицкие отложения сложены светло-серыми и серыми массивными рифогенными известняками, переполненными остатками колоний водорослей, строматопор, амфифор (Хисамов и др., 2010 г.).

Литолого-палеонтологическая характеристика среднефранских отложений свидетельствует о чрезвычайно

мелководных условиях их накопления на возвышенности рельефа дна среднефранского моря.

Территория, отвечающая Южно-Татарскому своду (ЮТС), занимала промежуточное структурное положение, будучи опущенной относительно Северо-Татарского свода и приподнятой относительно ограничивавших ее с запада, севера и востока депрессий, в пределах которых повсеместно накапливались относительно глубоководные битуминозные кремнисто-глинисто-карбонатные породы.

Таким образом, к концу речичского времени в структурном плане этой области уже существовали Южно- и Северо-Татарский палеосводы и разграничивающая их Прикамская палеодепрессия. Склоны палеосводов, представлявшие систему пологих террас и ступеней и располагавшихся над зонами разломов в кристаллических породах фундамента, сопрягались с бортом Прикамской палеодепрессии, в пределах которого с верхнефранского времени начал формироваться Нижнекамский прогиб ККС.

В раннефранское и фаменское время амплитуда общих тектонических опусканий территории Волго-Уральской области была несравненно больше, чем в среднефранское. В условиях унаследованного от среднефранского времени режима тектонических движений опускание совершалось с неодинаковой интенсивностью. Дифференцированный характер тектонических опусканий запечатлен в литологическом составе и значениях мощностей верхнефранских и фаменских осадков, накопившихся в резко различных и обособленных структурно-фациальных зонах. В отличие от вершин, более интенсивно прогибались склоны палеосводов и в особенности их краевые зоны, где накопились мощные 300-500 метровые толщи карбонатных, преимущественно рифовых пород. Устойчивый режим тектонических опусканий в сочетании с мелководными условиями осадконакопления и широким развитием в бассейне рифостроящих организмов (криноидей, фораминифер, водорослей и др.) создали наиболее оптимальные условия для возникновения в краевых зонах палеосводов над структурными ступенями высокоамплитудных рифовых построек.

Следует отметить, что на фоне общих погружений наиболее интенсивно расширялась площадь северного склона Южно-Татарской палеодепрессии, а скорость погружения юго-восточного склона Северо-Татарского была более интенсивной. Вероятно, этим объясняется смещение ложа прогиба на север относительно Прикамского разлома (Рис. 2).

В палеодепрессии в верхнефранско-фаменское время скорость тектонических опусканий несколько опережала скорость погружений краевых зон склонов палеосводов, и здесь сохранялась более глубоководная обстановка седиментации. В этой тектоно-седиментационной обстановке продолжали накапливаться резко отличные в литофациальном отношении битуминозные, кремнисто-глинисто-карбонатные осадки доманикового типа, мощность которых не превышала 140-230 м. Если принято, что амплитуда общих тектонических погружений в палеодепрессиях верхнедевонского бассейна была такой же, как в краевых зонах палеосводов (внутренний борт прогиба), то сравнение ее величины (180-290 м) с 140-230-метровой мощностью накопившихся здесь осадков с очевидностью свидетельствует об отставании скорости накопления

осадков от скорости тектонических опусканий. Такая некомпенсация тектонических опусканий осадконакоплением привела к еще большему углублению зародившейся в среднефранское время палеодепрессии. С углублением палеодепрессии и в результате значительного увеличения амплитуды еще резче обозначились борта прогиба. В структурно наиболее высоких частях бортов развитие в депрессии кремнисто-глинисто-карбонатные породы доманикового облика замещаются разновозрастными карбонатными, преимущественно рифогенными породами краевых зон склонов палеосводов. Это замещение совершается в узкой шириной 1,5-3 км полосе и сопровождается резким увеличением мощностей верхнефранско-фаменских отложений. Вследствие этого в указанной полосе возникли уступы высотой 150-250 м. В пределах уступов слои, залегающие в кровле фаменского яруса, наклонены к центральным частям депрессий и имеют крутые углы падения (до 10-15°).

Особенностью турнейского этапа геологической истории является то, что с его наступлением началось заполнение осадками ранее возникшего прогиба (Рис. 3, 4). Мощность турнейских глубоководных осадков ложа прогиба составляет 35-155 м. Учитывая одинаковую амплитуду опускания в палеодепрессиях и зонах палеосводов турнейского бассейна, составляющую 80-230 м, можно сделать вывод о существенном отставании скорости накопления осадков в палеодепрессии от скорости тектонических опусканий.

В осевой части прогиба в первую половину турнейского этапа повсеместно отлагались глубоководные осадки. В малевско-упинское время в центральной осевой части прогиба накапливались наиболее глубоководные осадки. В их составе преобладают битуминозные кремнисто-глинистые известняки, сланцы, мергели, расслоенные часто окремнелыми аргиллитами. Мощность этого комплекса пород, аналогичного с подстилающими их девонскими отложениями доманиковой фации, составила 15-55 м.

В северной прибортовой зоне прогиба мощность кремнисто-карбонатных, карбонатно-глинистых и глинисто-карбонатных малевско-упинских отложений, также отложившихся в глубоководных (но менее, чем в центральных частях прогибов) условиях, составляет 15-55 м, в южной прибортовой зоне эта мощность составляет 20-130 м. Разница между амплитудой (5-55 м) тектонических опусканий и указанной мощностью в южной прибортовой зоне прогиба свидетельствует о том, что в малевско-упинское время скорость осадконакопления незначительно, но превышала скорость этих опусканий. Естественно, что такая направленность седиментации способствовала постепенному выравниванию профиля Нижнекамского прогиба. Процесс геоморфологического выравнивания прогиба в первую очередь охватил полосу, непосредственно примыкающую к крыльям верхнедевонско-заволжских рифов, т. е. прибортовых зон прогиба, и не затронул его центральных частей.

В черепетско-кизеловское время процесс геоморфологического выравнивания Нижнекамского прогиба стал развиваться в еще большей степени. В течение этого времени в пределах палеосводов и центральной части прогиба структурно-фациальные условия осадконакопления по существу не изменялись. В центральной части

прогиба по-прежнему накапливались глубоководные кремнисто-глинисто-карбонатные породы доманиково-го облика. Мощность черепетско-кизеловских пород, отложившихся в пределах центральной части прогиба, составляет в среднем 10-125 м, соответствуя амплитуде общетектонических опусканий всей территории. В прибортовых зонах прогибов в черепетско-кизеловское время

накопилась толща карбонатных и глинисто-карбонатных пород мощностью 75-245 м – на северной и 135-290 м – на южной прибортовой зоне. В начальный период этого седиментационного подэтапа турнейского века отлагались осадки, несущие еще черты относительной глубоководности, однако по мере компенсации прибортовых зон прогиба и сглаживания рельефа дна бассейна, а

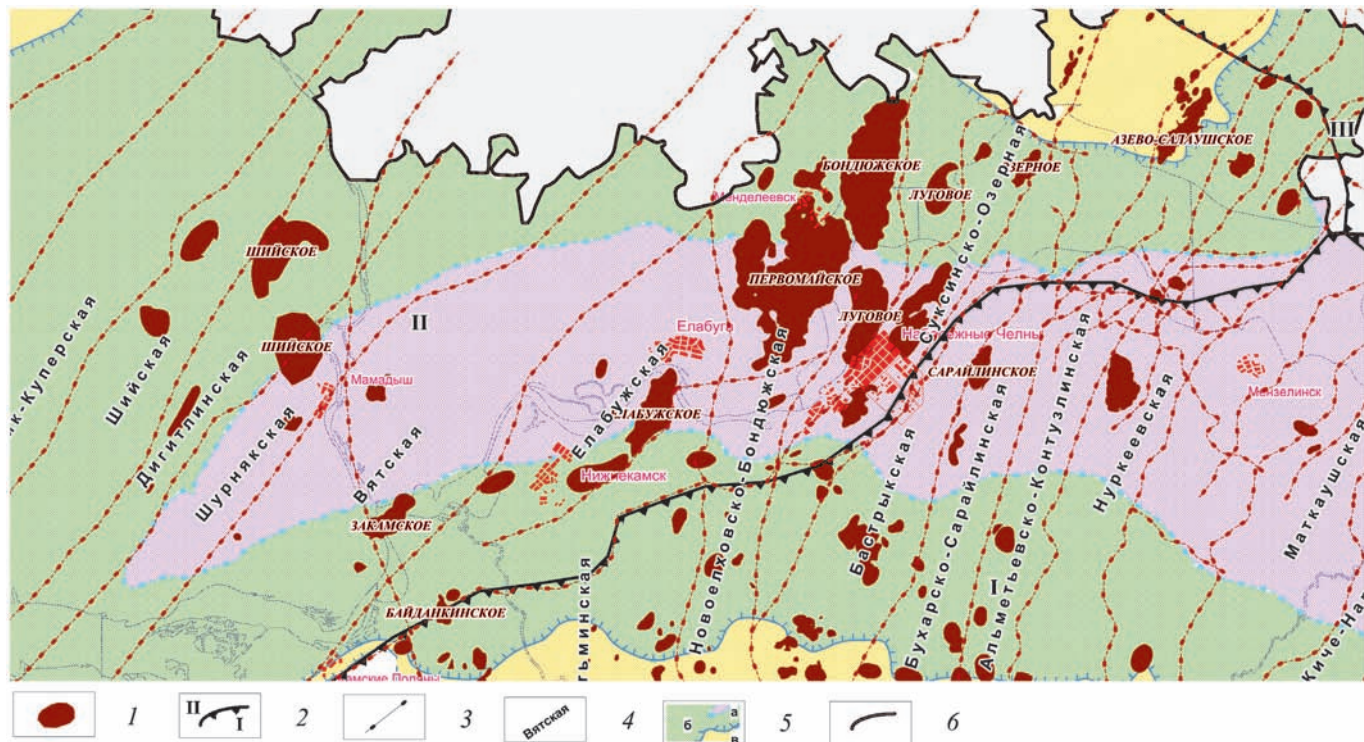


Рис. 1. Тектоническая схема Нижнекамского прогиба с элементами нефтеносности (по И.А. Ларочкиной с изменениями). 1 – месторождения нефти, 2 – современные границы структур I порядка: I – Южно-Татарский свод, II – Северо-Татарский свод, III – Камско-Бельский авлакоген, 3 – осевые линии разломов, 4 – гряды кристаллического фундамента, 5 – границы зон Нижнекамского прогиба Камско-Кинельской системы: а – осевая, б – прибортовая, в – бортовая, б – граница РТ.

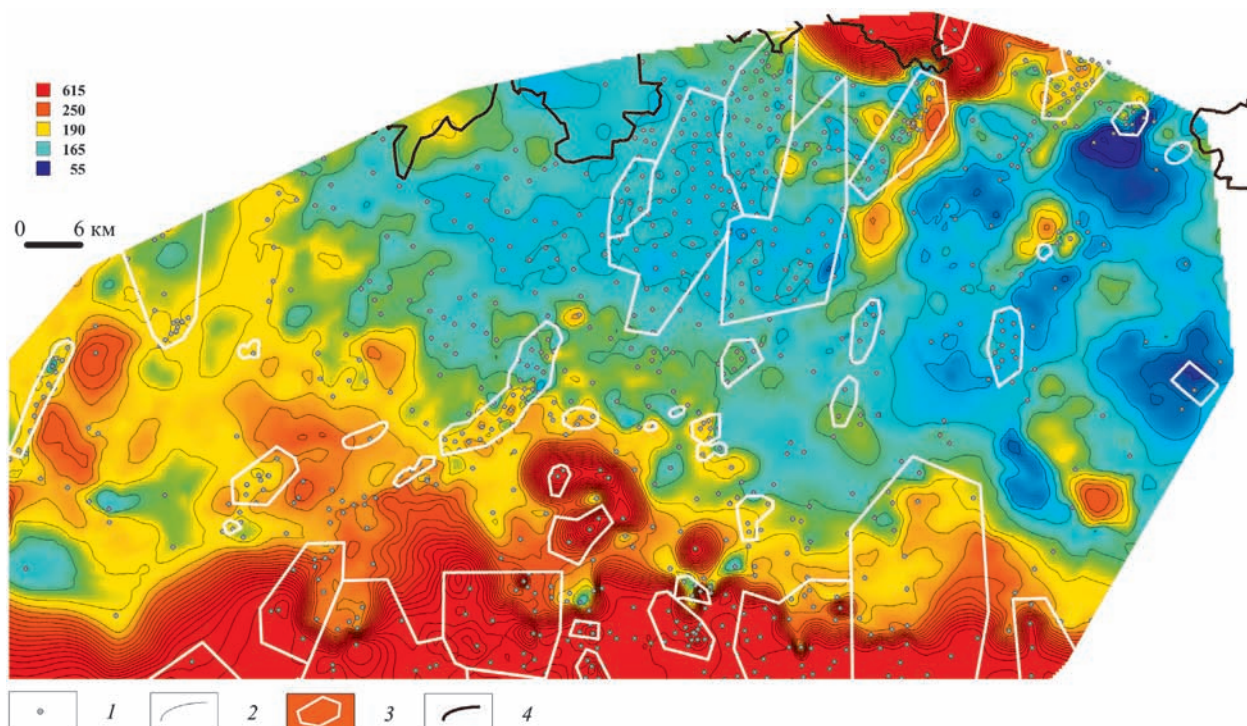


Рис. 2. Карта мощности отложений семилукско-заволжского комплекса. 1 – скважины глубокого бурения, 2 – изопакты, 3 – лицензионные границы месторождений нефти, 4 – граница РТ.

следовательно, и сокращения площади, занятой наиболее глубоководной частью моря, откладывались мелководноморские, преимущественно органогенные известняки, местами глинистые, а также отдельные пачки и прослои аргиллитов, нередко окремнелых. Среди органогенных, нередко густково-биоморфных, известняков присутствуют рифовые – кораллово-брахиоподовые, водорослево-криноидные, водорослево-фораминиферовые разности, находящиеся в определенных фациальных соотношениях с глинистыми известняками. В целом в прибортовых зонах прогиба вследствие небольшой амплитуды общетектонических опусканий возникали довольно крупные по своим

площадям, но малоамплитудные (15-25 м) рифогенные постройки – биостромы и биогермы. Наиболее оптимальные условия для развития черепетско-кизеловских биогермов были в полосе, непосредственно примыкающей к границе смены мелководных биогенных известняков относительно глубоководными кремнисто-глинисто-карбонатными породами и сланцами. Кроме этого, в прибортовых и осевой зонах прогиба на уже образованных в познефранско-фаменское время геоморфологически выраженных высокоамплитудных поднятиях, давшие начало образованию

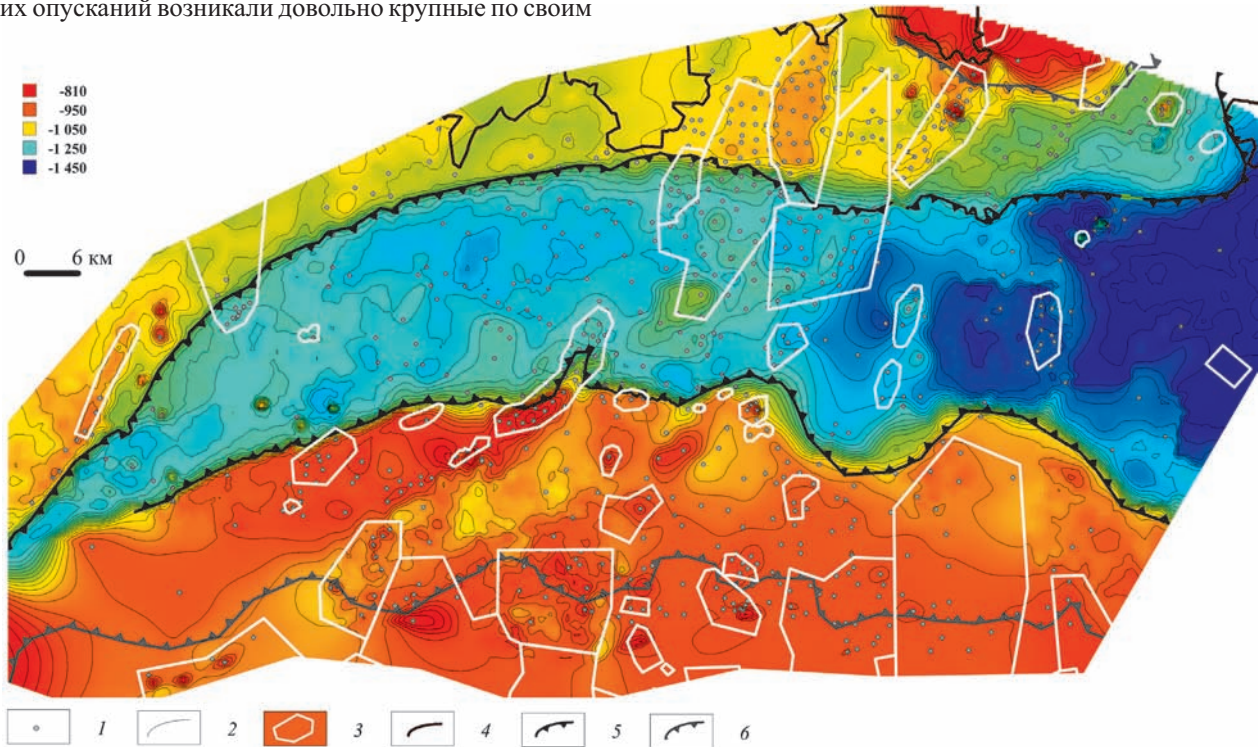


Рис. 3. Структурная карта поверхности турнейского яруса. 1 – скважины глубокого бурения, 2 – изогипсы, 3 – лицензионные границы месторождений нефти, 4 – граница PT, границы зон Нижнекамского прогиба ККС: 5 – осевая, 6 – бортовая.

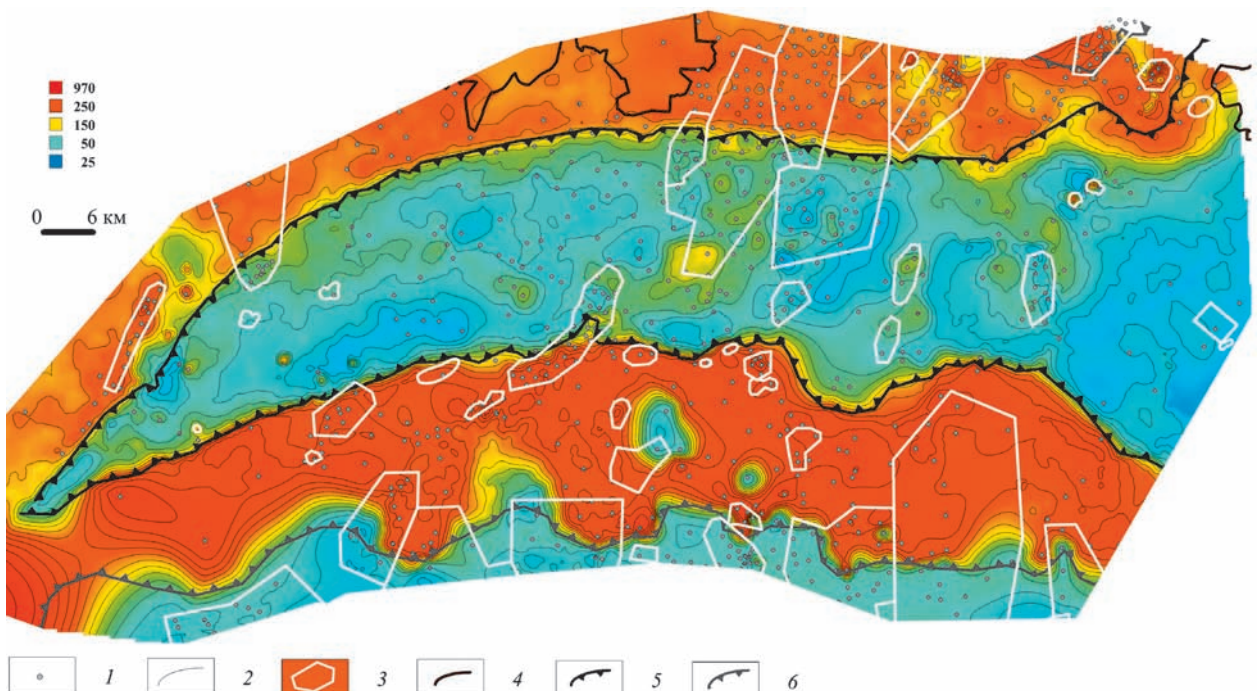


Рис. 4. Карта мощности отложений турнейского яруса. 1 – скважины глубокого бурения, 2 – изопахты, 3 – лицензионные границы месторождений нефти, 4 – граница PT, границы зон Нижнекамского прогиба ККС: 5 – осевая, 6 – бортовая.

рифтовых построек, возникали небольшие по площадям высокоамплитудные рифы. К числу таких рифов могут быть отнесены Озерный, Северо-Озерный, Южно-Ижевский, Смольный и др.

В результате по мере заполнения прогибов наблюдается дальнейшая миграция рифогенных фаций вглубь прогибов, в их прибортовые зоны, где и возникли небольшие по амплитуде биогермы и седиментогенные поднятия – рифы.

Таким образом, конечный геоморфологический результат анализируемого малевско-кизеловского этапа выразился в значительной компенсации преимущественно карбонатными, глинисто-карбонатными и карбонатно-аргиллитовыми толщами прибортовых частей прогиба. Заполнение прогиба сопровождалось одновременным

разрастанием территории, занятой мелководно-морскими фациями, захватившими вторую половину малевско-кизеловского этапа и их прибортовые зоны. К концу турнейского этапа полоса, занятая глубоководными фациями, значительно (в 2-3 раза) сузилась; занимая центральную часть прогиба и оставаясь некомпенсированной малевско-кизеловскими осадками.

В косьвинский этап геологической истории процесс геоморфологического выравнивания, начавшийся в турнейское время с прибортовых зон, захватил и центральные, или осевые, зоны Нижнекамского прогиба Камско-Кинельской системы (Рис. 5). С косьвинского

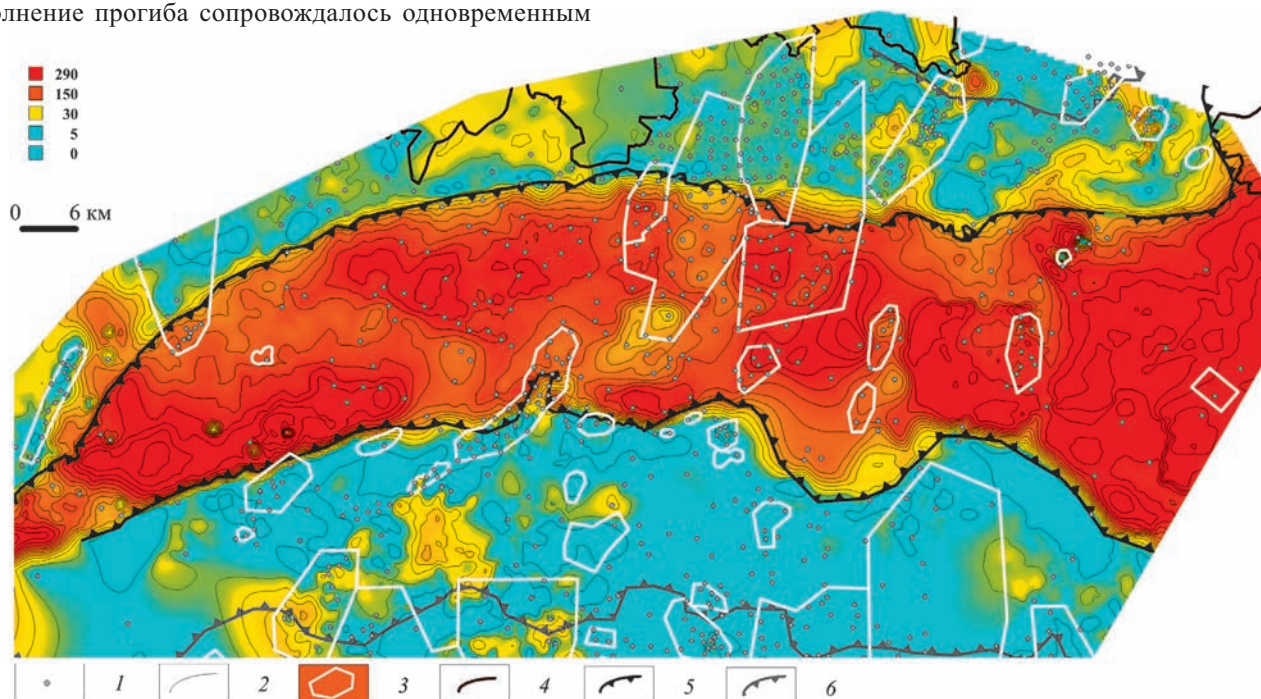


Рис. 5. Карта мощности отложений косьвинского горизонта. 1 – скважины глубокого бурения, 2 – изопахиты, 3 – лицензионные границы месторождений нефти, 4 – граница РТ, границы зон Нижнекамского прогиба ККС: 5 – осевая, 6 – бортовая.

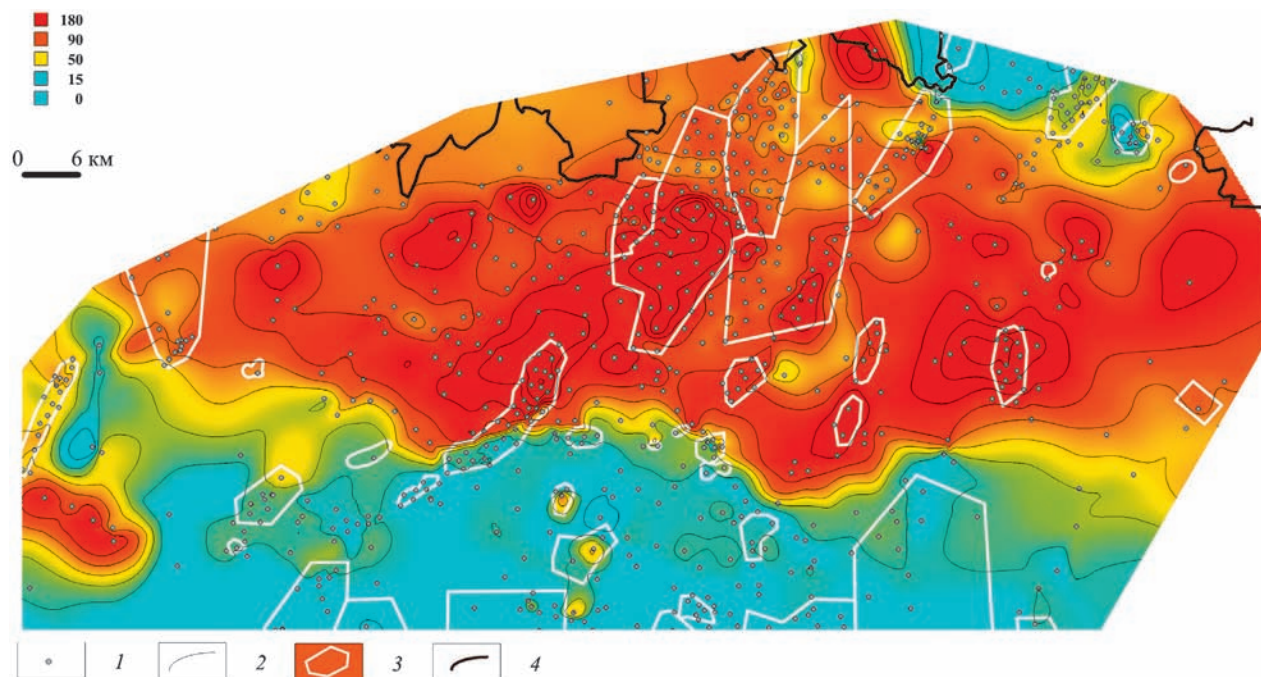


Рис. 6. Карта мощности радаевско-бобриковских отложений. 1 – скважины глубокого бурения, 2 – изопахиты, 3 – лицензионные границы месторождений нефти, 4 – граница РТ.

времени, когда отчетливо наметился общий подъем всей территории, наступила регрессивная фаза турнейского цикла осадконакопления, когда с приближением источников сноса на платформу в огромном количестве приносился терригенный материал. На фоне общерегрессивных условий седиментации на сводах в косьвинское время накопились мелководно-морские отложения, сложенные обычно 3-5 м пачкой аргиллитов. Здесь, как правило, косьвинские слои представлены стратиграфически неполно по причине перерывов и размывов, отсутствуют верхние слои разрезов.

В прибортовых зонах прогиба в относительно мелководных (но более глубоких, чем на сводах) условиях накопились также как и на сводах стратиграфически неполные толщи преимущественно глинистых осадков, мощностью 5-100 м. В осевой части прогиба, представлявшей собой в рельефе дна бассейна депрессию глубиной 70-265 м, накопились мощные толщи главным образом глин. Наличие прослоев спикуловых известняков и цефалоподовой фауны, количество которой уменьшается от подошвы к кровле косьвинских отложений, преобладание тонкоскульптурных форм в фауне брахиопод в сочетании с текстурными особенностями аргиллитов свидетельствуют о том, что они формировались в относительно мелководных условиях. Аргиллиты залегают в центральных частях прогиба непосредственно на мелководных кремнисто-глинистых известняках кизеловского горизонта, что полностью согласуется с заключением о наличии в рельефе дна косьвинского бассейна глубокой депрессии.

В силу механической дифференциации осадков, в депрессию, в первую очередь, и сносился поступающий в обильном количестве глинистый материал. Скорость поступления этого материала во много раз превышала скорость общетектонических опусканий, что и способствовало накоплению здесь 70-210-метровой толщи глинистых пород. Такой режим седиментации привел к тому, что к концу косьвинского этапа центральная часть прогиба были загружена толщей глин, существенно выравнившим их профиль.

Радаевско-бобриковский этап геологической истории Камско-Кинельских прогибов протекал не в морских, а в континентальных условиях осадконакопления, качественно отличавшихся от условий предыдущих этапов (Рис. 6). В радаевско-бобриковское время здесь существовала система крупных и мелких опресненных водоемов с широкой сетью островов.

На территориях, занятых в радаевское время бортовыми и прибортовыми зонами прогиба, фиксируется перерыв в осадконакоплении, сопровождавшийся частичным или полным размывом подстилающих косьвинских отложений. В осевой части прогиба, представлявшей в рельефе широкую, пологую депрессию, располагался наиболее крупный водоем. В этом водоеме процесс осадконакопления не прерывался, и в нем отлагался комплекс болотно-озерных и аллювиальных образований. Песчано-алевролитовый и углисто-глинистый состав и текстурно-структурные признаки (косая слоистость песчано-алевролитовых пород, наличие следов корневой системы растений и др.) этих образований свидетельствуют о крайне мелководных условиях их захоронения.

Накопление осадков в указанных частях прогиба, огра-

ниченными областями денудации, совершалось не в морском бассейне, а в депрессии приморской низменности, в пределы которой лишь эпизодически и кратковременно проникали воды моря. Характер площадного развития отложений радаевского горизонта свидетельствует о том, что в начальные стадии накопления осадков размеры водоема были небольшими, и он занимал наиболее погруженные зоны сохранившихся еще депрессий – центральную часть Нижнекамского прогиба. По мере накопления осадков границы этого мелевшего водоема расширялись, и он наряду с центральной частью прогиба распространился в пределы прибортовой зоны. Все сказанное дает основание считать, что осевая зона Нижнекамского прогиба загружалась радаевскими отложениями, мощностью до 150 м, выклинивавшимися к прибортовым зонам, в основном в южной прибортовой зоне.

Вышележащие по разрезу бобриковские отложения накапливались в условиях сравнительно выровненного рельефа прибрежно-континентальной низменности. Бобриковские отложения, залегающие в прибортовых зонах прогиба с размывом и стратиграфическим несогласием, на рассматриваемой территории развиты повсеместно. Широкое развитие бобриковских отложений связано с опусканиями всей территории Волго-Уральской области, знаменующими наступление более общих и устойчивых тектонических погружений, вызвавших новую трансгрессию морского бассейна. При суммарной амплитуде частей тектонических опусканий территории в 10-30 м, в радаевско-бобриковский этап в центральных оставшихся незагруженными частях прогибов накапливались осадки мощностью 50-150 м. В течение этого этапа по-прежнему сохранились высокие по сравнению с тектоническими опусканиями скорости седиментации, обеспечившие заполнение прогиба. К началу тульского времени Нижнекамский прогиб, не полностью, но геоморфологически выровнился.

В послебобриковское время Нижнекамский прогиб перестал развиваться по единому, общему плану. В тульское время с наступлением трансгрессии моря начинается новый этап геологической истории.

В итоге рассмотрения основных черт истории геолого-тектонического развития и генезиса Нижнекамского прогиба можно сделать следующие выводы.

1. Тектоническая расчлененность территории на Южно- и Северо-Татарский палеосводы и Прикамскую палеодепрессию вызвала к концу среднефранского времени обособление структурно-фациальных зон и подготовила необходимые условия для формирования Нижнекамского прогиба.

2. Наряду с общерегиональными неравномерными тектоническими опусканиями в формировании прогиба существенная роль принадлежала особенностям седиментации, выразившимся в некомпенсированном характере осадконакопления в палеодепрессии; Нижнекамский прогиб сформирован в верхнефранско-заволжское время.

3. В краевых зонах палеосводов возникали рифогенные сооружения барьерного типа; развитие верхне-франско-заволжских рифовых сооружений генетически связано с формированием этих прогибов.

4. Карбонатные, глинисто-карбонатные и карбонатно-глинистые турнейские отложения скомпенсировали прибортовые зоны прогибов. Процесс заполнения прогибов

сопровождался развитием в прибортовых зонах невысоких по амплитуде биогермов и биостромов. Косьвинские и радаевско-бобриковские терригенные отложения компенсируют наиболее погруженные зоны прогибов.

По характеру соотношений с подстилающими и перекрывающимися отложениями Нижнекамский прогиб не отражен. Осевая зона прогиба смещена на север относительно оси Прикамского разлома по подстилающим отложениям. Территориально Нижнекамский прогиб размещается на юго-восточном склоне Северо-Татарского свода.

Смещение оси прогиба вызвано более молодыми, главным образом поздне- и послепермскими тектоническими воздыманиями северной прибортовой зоны, где образовалась система валов (Первомайско-Бондюжский, Елабужская, Суксинско-Озерная и др.), и опусканиями южной прибортовой зоны прогиба. Эта частичная перестройка привела к тому, что в современном структурном плане над наиболее погруженной центральной частью Прикамского разлома располагается в основном южная прибортовая зона Нижнекамского прогиба. Нижнекамскому прогибу в терригенной толще девона отвечает моноклинальное залегание слоев.

Основные положения, вытекающие из особенностей строения верхнедевонских и нижнекаменноугольных отложений и истории геотектонического развития Нижнекамского прогиба, являются исходными и во многих отношениях определяющими при выяснении морфогенетических типов локальных поднятий и установлении их пространственного размещения в прогибе и сопряженных с ними краевых зонах сводов.

В пределах Нижнекамского прогиба развиты валы, длинные оси которых ориентированы на северо-восток и секут структурные элементы Нижнекамского прогиба (секущие валы). Секущие валы северо-восточного простирания повторяют основные черты структурно-тектонического плана девонских образований. Валообразные зоны девонских отложений, в свою очередь, отражают картину поверхности кристаллического фундамента, образующие систему гряд (Рис. 1) аналогичного простирания: Шурнякская, Вятская, Елабужская, Ново-Елховско-Бондюжская, Суксинско-Озерная, Бухарско-Сарайлинская и др. (Ларочкина, 2013). Общим для секущих валов является то, что в формировании входящих в них локальных поднятий участие тектонического фактора является обязательным. Расположенные на секущих валах локальные поднятия приурочиваются к различным структурно-фациальным зонам Нижнекамского прогиба, характеризуются в зависимости от того, в какой зоне они располагаются, вполне определенными структурными соотношениями по разновозрастным горизонталам. Таким образом, указанные валы, как правило, при достаточной протяженности, объединяют локальные поднятия различных морфогенетических типов.

Локальные поднятия, обязанные своим возникновением тектоническому фактору (без участия биогермов верхнефранско-заволжского и малевско-кизеловского возраста), приурочены к валам, которые территориально расположены в осевой и северной прибортовых зонах Нижнекамского прогиба (Бондюжское, Первомайское, Луговое, Сарайлинское и др.)

К сожалению, валообразных структур, развитых на бортах Нижнекамского прогиба и обязанных своим

формированием и генезисом в первую очередь седиментационному фактору (аналогу Арланскому) не ожидается. Превалирующим фактором седиментации является для южной бортовой зоны (Свиногорское, Ново-Суксинское, Зычевашевское, Елгинское, Винокуровское, Ургундинское, Абдуловское и др. поднятия), но тектонический фактор играет здесь не последнюю роль. Генезис валообразных структур южного борта тектоно-седиментационный. Тектоно-седиментационные поднятия образуются главным образом благодаря структуроформирующей способности рифовых фаций фаменско-заволжских и малевско-кизеловских отложений, при подчиненной роли тектонического фактора.

К седиментационно-тектоническим поднятиям отнесены структуры, в формировании которых тектонический фактор проявлялся многократно и превалировал, а седиментационный фактор приводил к возникновению чаще всего сравнительно невысоких (несколько десятков метров) биогермов (Мамадышское и др.). Эти поднятия четко выражены в отложениях, подстилающих биогерм, в частности в слоях терригенной толщи девона, по которым их амплитуда больше, чем по верхнекаменноугольным отложениям. Важной отличительной чертой большинства поднятий этого типа является смещение их купольной части по кровле фаменско-заволжских и более молодых отложений в сторону крутого крыла и регионального наклона слоев и чаще всего может служить показателем одновременности действия тектонического и седиментационного факторов, при котором биогерм в процессе своего роста постоянно стремился находиться над полосой ускоренного и устойчивого погружения дна моря.

К структуроформирующим карбонатным массивам рифовой (биогермной) природы, генетически связанными с Нижнекамским прогибом, относятся биогермы речичко-данково-лебедяного и малевско-кизеловского возрастов. К поднятиям с выше перечисленными отложениями биогермами в ядре в виде одиночных структур относятся Уразбахтинское, Омарское, Смольное, Ширманское, Демьяновское, Озерное, Северо-Озерное, Приразломное, Западно-Юртовское, Тимеровское и Отарное. Все одиночные высокоамплитудные постройки – рифы приурочены к осевой и внутренним прибортовым зонам прогиба. Из перечисленных выше поднятий доказанный седиментационный генезис пока только у Омарского, остальные поднятия – тектоно-седиментационные.

Важно подчеркнуть, что локальные поднятия, характер структурных соотношений которых обусловлен участием в их строении верхнефранско-фаменских и малевско-кизеловских биогермов, генетически тесно связаны с Нижнекамским прогибом.

Таким образом, в осевых зонах прогибов развиты только тектонические поднятия и седиментационно-тектонические одиночные рифы. В прибортовых зонах наряду с седиментационно-тектоническими распространены тектоно-седиментационные и седиментационные поднятия с малевско-кизеловскими и реже с фаменско-заволжскими биогермами.

Анализ истории геологического развития, строения и закономерностей размещения установленных месторождений нефти позволяет связывать перспективы дальнейших поисков нефти в Нижнекамском прогибе со следующими тремя

типами ловушек: тектоническими поднятиями, рифогенными среднефранско-кизеловскими постройками, зонами развития структурно-литологических ловушек. Очевидна вероятность распространения ловушек комбинированного генезиса: седиментационно-тектонических и в прибортовых зонах прогиба – литолого-стратиграфических.

Отметим, что на месторождениях Нижнекамского прогиба, основными продуктивными горизонтами являются главным образом отложения, покрывающие рифогенные массивы (Озерное, Луговое, Бахчисарайское, Бикляное и др.), а залежи непосредственно в рифогенных породах редки и контролируются в основном высокоамплитудными одиночными биогермными постройками (Мензелинское, Тимеровское, и др.). Благоприятными для скопления нефти и газа коллекторами на таких месторождениях являются песчано-алевролитовые породы терригенной толщи нижнего карбона, в случае наличия верхнедевонско-заволжских или верхнетурнейских рифовых массивов – карбонатные породы, слагающие эти массивы.

Ловушки тектонического типа составляют подавляющее большинство среди прогнозируемых сейсморазведкой для дальнейших поисков и установленных нефтегазоносных структур. Учитывая стабильную блоковую структуру кристаллического фундамента (гряды), в западной части прогиба в отличие от центральных, где уже открыты основные крупные месторождения нефти, в силу слабой дифференцированности не ожидается крупных протяженных и резко выраженных контрастных поднятий. Вместе с тем, вероятность выявления новых средне- и особенно малоамплитудных поднятий, принимая во внимание благоприятные тектонические условия их формирования на стыках структурных террас, вдоль разломов фундамента, весьма высока. Выявление тектонических ловушек ожидается и в восточных районах прогиба.

Для осевой зоны прогиба характерно присутствие ловушек структурного типа в виде тектонических поднятий, которые при достаточно высокой амплитудности могут явиться весьма перспективными. Залежи нефти могут заключать песчано-алевролитовые коллекторы терригенной толщи карбона, а в ряде случаев трещиноватые, иногда пористо-кавернозные карбонатные породы верхнедевонского, турнейского, башкирского и московского возрастов. В осевой зоне прогиба в пределах тектонических и седиментационно-тектонических структур коллекторами могут служить среднефранско-кизеловские породы доманиковой фации в случае их сильной трещиноватости и достаточной проницаемости. Доманиковые фации карбонатной толщи верхнего девона, слагающие ложе прогиба, являются регионально битуминозными. Признаки нефтеносности в виде пятнистого нефтенасыщения и

включений вязкой гудронизированной нефти отмечались в керне при бурении многих скважин.

Особое внимание, в связи с установленными уникальными высокоёмкими ловушками нефти в Нижнекамском прогибе, должны привлечь одиночные высокоамплитудные рифогенные постройки тектоно-сидементационного генезиса. Освоение перспективного направления, связанного с рифогенными сооружениями, является важным резервом дальнейших поисков. Перспективными в этом направлении является западное окончание прогиба, где уже по данным сейсморазведки закартирован ряд таких поднятий, и его восточная часть в области простираения Прикамского разлома, выраженного резко дифференцированной поверхностью фундамента, в зоне сочленения осевой и прибортовой частей прогиба (Рис. 1). Кроме этого, основной интерес при проведении сейсморазведочных работ, должны представлять участки пересечения прибортовых и бортовых зон с секущими тектоническими дислокациями, благоприятные для формирования контрастных седиментационно-тектонических структур и их систем.

Литература

Ларочкина И.А. Концепция системного геологического анализа при поисках и разведке месторождений нефти на территории Татарстана. Казань: «ФЭН». 2013. 230 с.

Хисамов Р.С., Губайдуллин А.А., Базаревская В.Г., Юдинцев Е.А. Геология карбонатных сложно построенных коллекторов девона и карбона Татарстан. Казань: «ФЭН». 2010. 283 с.

Сведения об авторах

Ильвера Фаритовна Валеева – старший научный сотрудник, Институт проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан
Россия, 420087, Казань, ул. Даурская 28
Тел: +7(843) 299-35-13, e-mail: nicpp@mail.ru

Гурий Арсентьевич Анисимов – старший научный сотрудник, Институт проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан
Россия, 420087, Казань, ул. Даурская 28

Лилия Закувановна Анисимова – научный сотрудник, Институт проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан
Россия, 420087, Казань, ул. Даурская 28

Светлана Петровна Новикова – заведующий лабораторией, Институт проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан
Россия, 420087, Казань, ул. Даурская 28

Статья поступила в редакцию 08.07.2016

Geological Background of the Further Exploration of Oil in the Nizhnekamsk Deflection

I.F. Valeeva, G.A. Anisimov, L.Z. Anisimova, S.P. Novikova

Institute for problems of ecology and subsoil use of Tatarstan Academy of Sciences, Kazan, Russia

Abstract. On the basis of new geological and geophysical data acquired in recent years, the Institute of Ecology and Natural Resources of the Academy of Sciences of the Republic

of Tatarstan conducted studies to clarify the geological structure of Nizhnekamsk deflection of Kama-Kinel system in order to evaluate the oil potential. The article discusses the main

features of geological and tectonic evolution and genesis of Nizhnekamsk deflection, which are crucial in clarifying the morphogenetic types of local uplifts and establishing their spatial distribution in the deflection. The question of the share of tectonic and sedimentary processes is considered in the formation of reservoirs and traps in the axial and marginal parts of Nizhnekamsk deflection; the prospects are justified of oil-bearing sediments involved in its structure.

Keywords: intraformational deflection, genesis, board, marginal and axial zones, swell, swell-like areas, bioherm, reef, deposit, field.

References

Larochkina I.A. Kontseptsiya sistemnogo geologicheskogo analiza pri poiskakh i razvedke mestorozhdeniy nefti na territorii Tatarstana [Concept of systematic geological analysis in prospecting and exploration of oil deposits on the territory of Tatarstan]. Kazan: FEN Publ. 2013. 230 p. (In Russ.)

Khisamov R.S., Gubaydullin A.A., Bazarevskaya V.G., Yudinsev E.A. Geologiya karbonatnykh slozhno postroennykh kollektorov devona i karbona Tatarstana [Geology of carbonate complex Devonian and Carboniferous reservoirs of Tatarstan]. Kazan: Fen Publ. 2010. 283 p. (In Russ.)

For citation: Valeeva I.F., Anisimov G.A., Anisimova L.Z., Novikova S.P. Geological Background of the Further Exploration of Oil in the Nizhnekamsk Deflection. *Georesursy*

= *Georesources*. 2016. V. 18. No. 3. Part 2. Pp. 198-206. DOI: 10.18599/grs.18.3.9

Information about authors

Ilyera F. Valeeva – Senior Scientific Researcher, Institute for Problems of Ecology and Subsoil Use of Tatarstan Academy of Sciences

Russia, 420087, Kazan, Daurskaya str. 28

Phone: +7(843) 299-35-13, e-mail: nicpp@mail.ru

Guriy A. Anisimov – Senior Scientific Researcher, Institute for Problems of Ecology and Subsoil Use of Tatarstan Academy of Sciences

Russia, 420087, Kazan, Daurskaya str. 28

Liliya Z. Anisimova – Scientific Researcher, Institute for Problems of Ecology and Subsoil Use of Tatarstan Academy of Sciences

Russia, 420087, Kazan, Daurskaya str. 28

Svetlana P. Novikova – Head of the Laboratory, Institute for Problems of Ecology and Subsoil Use of Tatarstan Academy of Sciences

Russia, 420087, Kazan, Daurskaya str. 28

Manuscript received July 8, 2016

УДК 552.08

ЛИТОЛОГО-ПЕТРОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА АЛЕВРОПЕЛИТОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ИШИМСКОЙ СВИТЫ ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ТОБОЛ-ИШИМСКОГО МЕЖДУРЕЧЬЯ

Новоселов А.А.

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

Выполнен литолого-петрографический анализ алевропелитовых пород ишимской свиты верхнего миоцена, представленных в обнажениях «Бигила», «Пятково» и «Масали» юга Тюменской области. Полученные данные дополняют результаты исследований вещественного состава, физических свойств и установления примерного возраста пород верхней части ишимской свиты, проведенных ранее. Результаты выполненных исследований не фиксируют существенных различий в литологии изученных пород, представленных в различных обнажениях: породы идентичны по своему минеральному составу и структурно-текстурным особенностям, что подтверждает общность обстановок их формирования. Исследованные породы состоят преимущественно из тонкодисперсного слабоокатанного кварца; в незначительном количестве содержатся полевые шпаты и слюды. Полевые шпаты представлены в основном плагиоклазами, реже микроклином, что подтверждено определением химического состава пород методом рентгеноструктурного анализа. Слюды присутствуют в виде тонких чешуек с яркой интерференционной окраской. Очень редко встречаются мелкие зёрна глауконита округлой формы, жёлто-зелёного цвета, точный генезис которых пока не установлен. В обнажении Масали алевропелитовые породы перекрываются глинистыми алевролитами с повышенным содержанием РОВ и углефицированного растительного детрита.

Высокая дисперсность и преимущественно кварцевый состав позволяет характеризовать изученные породы как маршалиты. В этой связи более детальные исследования в своей основе должны опираться на аналитические и инструментальные методы, применимые для такого рода пород. Выдержанность мощности отложений на значительной территории дает основание рассматривать образования ишимской свиты наряду с породами других горизонтов среднего кайнозоя как объекты поисковых работ на кремнистое сырьё.

Ключевые слова: алевропелиты, ишимская свита, литология, Тюменская область, маршалит, природный микрокремнезём

DOI: 10.18599/grs.18.3.10

Для цитирования: Новоселов А.А. Литолого-петрографическая характеристика алевропелитовых отложений ишимской свиты западной части Тобол-Ишимского междуречья. *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 3. Ч. 2. С. 206-211. DOI: 10.18599/grs.18.3.10

Введение

Отложения ишимской свиты верхнего миоцена, распространённые в долинах малых рек на юге Тюменской области, характеризуются высокой информативностью для реконструкции палеогеографических условий и истории развития территории Тобол-Ишимского междуречья в неогене. Данные породы, как правило, описываются как отбеленные алевропелиты или мучнистые алевриты (Астапов и др., 1964), в отдельных работах отмечается их внешнее сходство с эоценовыми диатомитами и трепелами Зауралья (Кузнецов, 1963). Несмотря на важность в стратификации континентального неогена Западной Сибири и большой потенциал для палеогеографических реконструкций, отложения ишимской свиты в северных районах ее распространения остаются мало изученными. Стратотипом свиты считается разрез у г. Петропавловска (Мартынов, 1967; 1964; Зыкин, 2012). Общая информация о распространении свиты в пределах Тобол-Ишимского междуречья содержится преимущественно в работах А.П. Астапова, относящихся к 70-м годам прошлого века (Астапов и др., 1964; 1979; Астапов, 1977).

Результаты более ранних исследований алевропелитов ишимской свиты позволили выявить аномально высокую для пород кварцевого состава дисперсность данных отложений и характеризовать их как маршалиты (Смирнов

и др., 2016), а также подтвердить их принадлежность к позднему миоцену (Кузьмина и др., 2016). В данной работе приводятся результаты литолого-петрографического анализа отложений ишимской свиты из трех обнажений в западной части Тобол-Ишимского междуречья и их интерпретация.

Объекты и методы исследования

Полевые исследования были проведены на территории Заводоуковского и Упоровского районов Тюменской области в пределах трех ключевых участков – «Бигила», «Масали» и «Пятково» – приуроченных к одноименным населенным пунктам (Рис. 1). Согласно геоморфологическому районированию юга Западной Сибири, территория проведения полевых работ расположена на Ишимской денудационной наклонной равнине (Варламов 1972) с абсолютными высотами 50-150 м над уровнем моря (Земцов и др., 1988). Территория отличается достаточно высокой для юга Тюменской области степенью расчлененности рельефа: линейное расчленение оврагами, балками и долинами малых рек составляет 0,6-1,2 (Атлас Тюменской области, 1971). Речная сеть района исследований относится к бассейну Карского моря; магистральная река – Тобол. Долины малых рек – Бигила, Кизак и Курчигай – вложены в долины речной сети неогена.

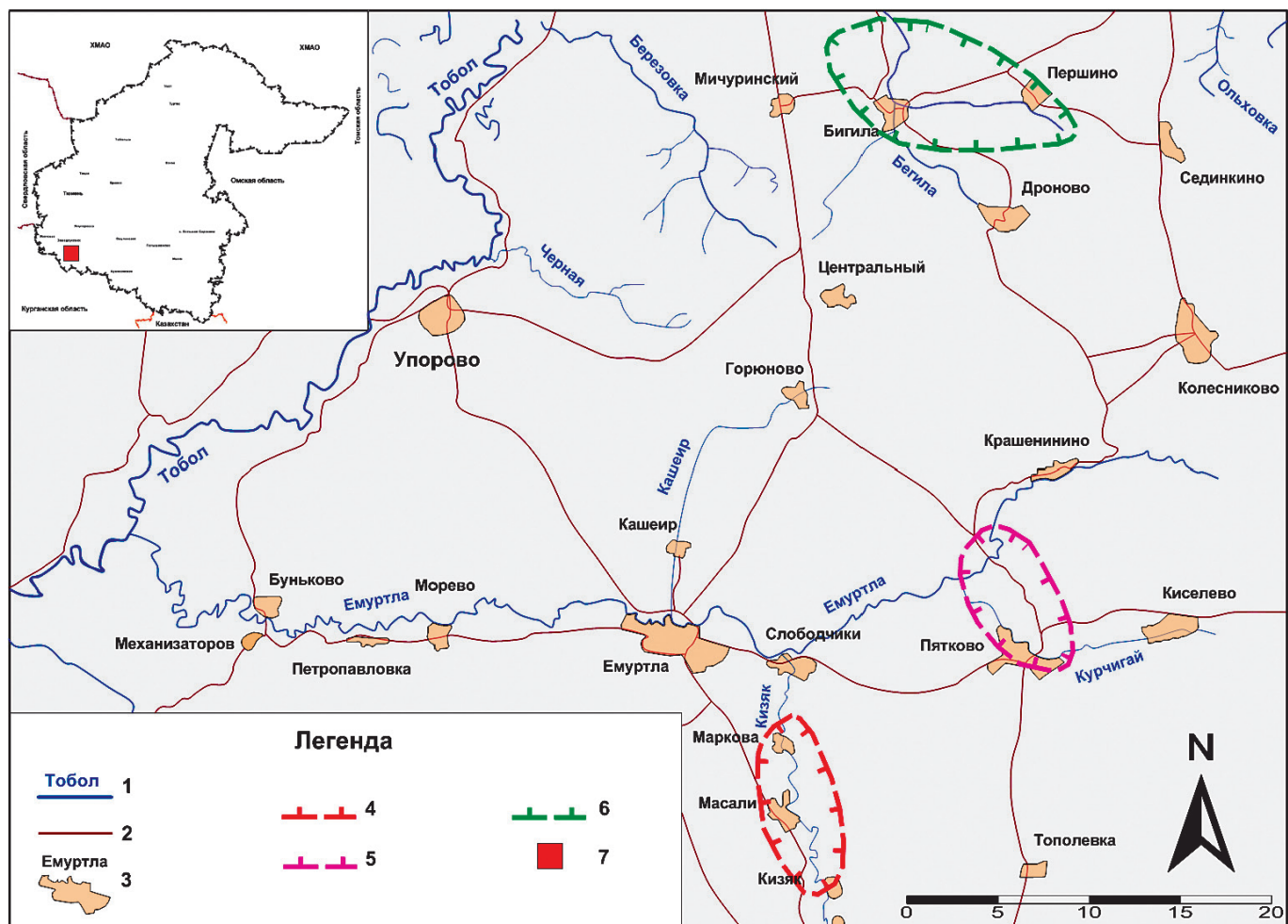


Рис. 1. Карта фактического материала: 1 – речная сеть; 2 – автомобильные дороги; 3 – населенные пункты; 4 – границы ключевого участка «Масали», 5 – границы ключевого участка «Пятково», 6 – границы ключевого участка «Бигила», 7 – расположение участков исследований в пределах юга Тюменской области.

В границах рассматриваемых участков ишимская свита объединяет слои разнозернистого песка и отбеленных трепеловидных алевропелитовых пород, считается геологически целостной и представляет единую свиту мощностью до 20 м (Рис. 2) (Астапов и др., 1979). Переход от песчаного аллювия к алевропелитам постепенный, нижний контакт обычно четкий, ровный с признаками незначительного площадного размыва. В исследованных обнажениях фиксируется наличие базального горизонта, который сложен крупнозернистыми, иногда гравийными песками, с темноцветными минералами и галькой кварца, с косой, ленточной, диагональной слоистостью, мощностью 5-10 см. В естественных обнажениях алевропелитовая толща условно подразделяется на две части: в значительной мере ожелезненную нижнюю и отбеленную верхнюю. Редко в нижней пачке алевропелитов встречаются небольшие скопления черных марганцевых конкреций, палочковидных, узловатых, с мелкобугорчатой поверхностью.

Ранее проведенные исследования позволили установить (Смирнов и др., 2016), что в целом, толща неоднородна по минеральному составу по латерали и вертикали. Для верхней части алевропелитовой толщи характерны наибольшие значения диоксида кремния и наименьшие оксидов литофильных элементов (Al_2O_3 , Fe_2O_3 , TiO_2 и др.), и соответственно, более высокие содержания кремнезема и меньшие содержания глинистых минералов. Алевропелитовая порода имеет следующий минералогический состав: кварц (61,1-85,6 %), калиевый полевой шпат или микроклин (до 6,9 %), кислый плагиоклаз или альбит (до 14,2 %) (Смирнов и др., 2016).

Изучение пород проводилось в шлифах, подготовленных по стандартной методике (Швецов, 1958).

Результаты исследований

Согласно результатам ранее проведенных исследований (Смирнов и др., 2016) рыхлая алевропелитовая порода, представленная в естественном обнажении «Бигила», обладает алевропелитовой структурой с размером частиц менее 0,01-0,001 мм, единично до 0,03 мм. Обломки представлены преимущественно кварцем и тончайшими чешуйками гидрослюд (Рис. 3). Встречаются округлые обособления размером до 0,03 мм, желтоватые в параллельных николях, принадлежащие смешаннослойным образованиям, что подтверждают анализы химического состава по методу PCA (Смирнов и др., 2016). Рудные минералы представлены более-менее равномерно рассеянной вкрапленностью пирита, составляющего не более 1-2 %, и рудным минералом, неопределимым вследствие полной лейкоксенизации (составляет около 5%). Акцессорные представлены титанистыми минералами с размером кристаллов до 0,01 мм, составляющими 4-5 %.

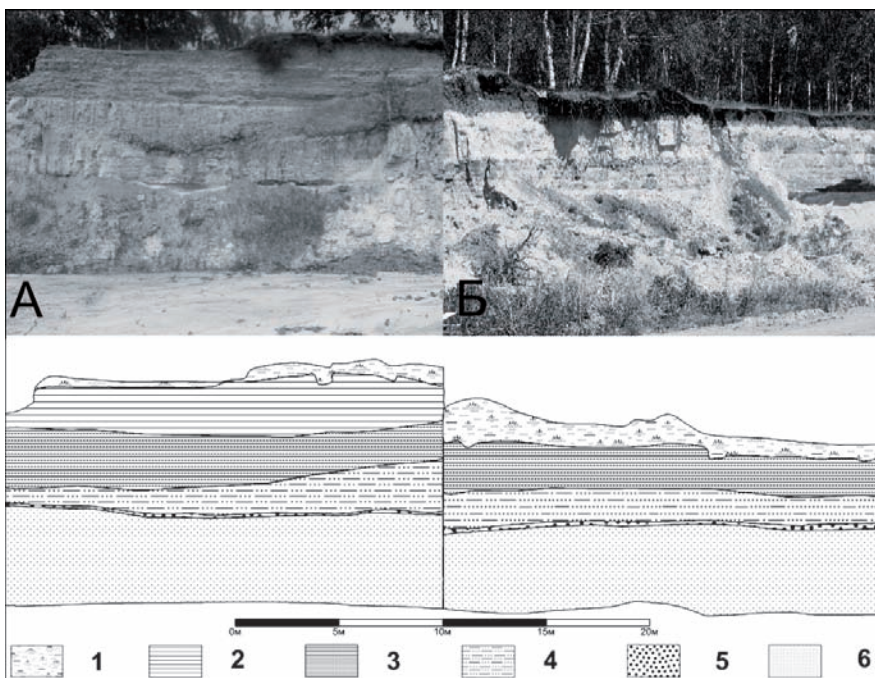


Рис. 2. Схемы обнажений (участки: А – «Масали», Б – «Бигила»); 1 – почвенно-растительный слой; 2 – глинисто-алевритовые породы, перекрывающие алевропелиты ишимской свиты; 3 – верхняя (светлая) пачка алевропелитовой толщи; 4 – нижняя (ожелезненная) пачка алевропелитовой толщи; 5 – базальный горизонт; 6 – пески ишимской свиты.

В обнажении «Масали» видимая мощность вскрытых пород составляет 4,5 м. В нижней части обнажения залегают алевропелиты светлые, почти белые; алевропелитовая толща перекрывается глинисто-алевритовыми породами со значительным содержанием песчаного материала и органического вещества (Кузьмина и др., 2016). Алевропелитовая порода светло-серого цвета, одно-

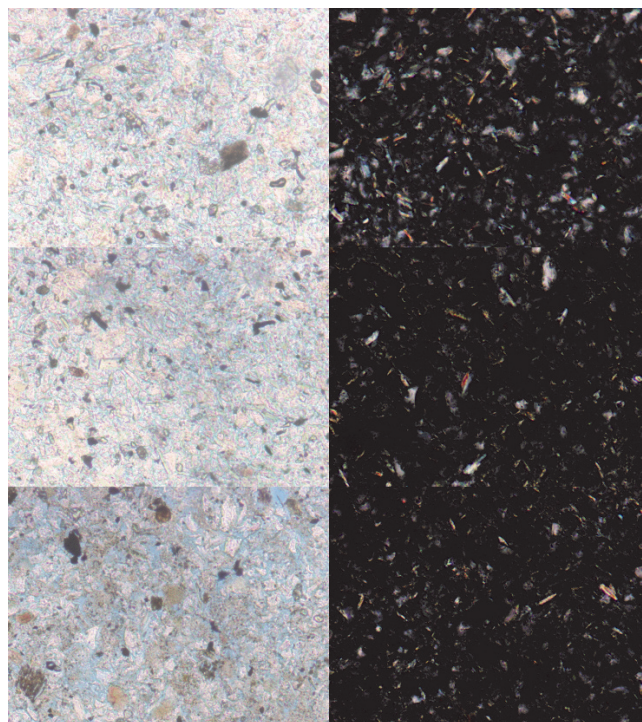


Рис. 3. Общий вид алевропелитовой породы обнажения «Бигила» (слева – параллельные николи, справа – скрещенные николи).

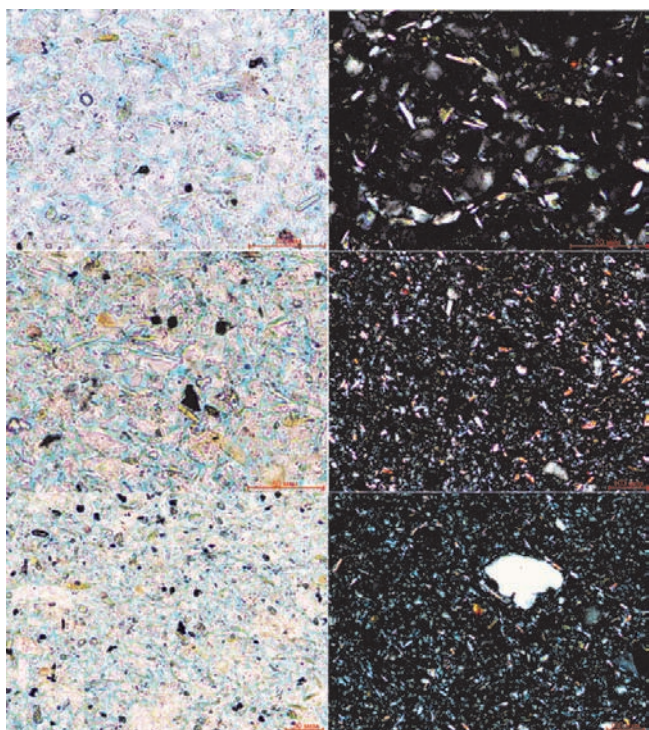


Рис. 4. Общий вид алевропелитовой породы обнажения «Масали» (слева – параллельные николи, справа – скрещенные николи).

родная, слабосцементированная, рыхловатая, слюдистая, лёгкая, при растирании пыльная, пачкает руки, липнет к языку, при взаимодействии с HCl реакции не наблюдается. Структура породы алевропелитовая, пелитоморфная; текстура породы однородная (Рис. 4).

Порода состоит на 90 % из угловатых зёрен кварца, максимальный размер которых составляет 0,12 мм, частицы со средним диаметром более 0,05 мм составляют 3-5 % от объёма породы, преобладающий размер зёрен составляет 0,005-0,012 мм. В небольшом количестве содержатся полевые шпаты и слюды (большой частью сильно гидротированные). Полевые шпаты представлены кислыми плагиоклазами. Гидрослюда присутствует в виде тонких чешуек с яркой интерференционной окраской. Очень редко встречаются мелкие, округлой формы, жёлто-зелёного цвета зёрна глауконита.

В образце присутствуют округлой формы образования, состоящие из зёрен кварца того же размера, из которого состоит в основном порода, сцементированных довольно аморфным веществом, по-видимому, представленным опалом/халцедоном. Глинистые минералы представлены чешуйками хлорита.

По всему образцу рассеяны довольно мелкие чёрные зёрна (размером $<0,005$ мм) минеральный состав которых достоверно определить невозможно в виду их очень мелкого размера (предположительно рудные минералы).

Поскольку порода слабосцементированная, рыхловатая, связующего материала содержится в ней немного, в пределах 3-5 %, имеет точечный (контактный) и поровый тип распределения, состоит из аутигенного кремнезёма, хлорита и гидрослюда. Образец породы обладает довольно высокой микропористостью (образец интенсивно окрасился в голубой цвет), образованной межзерновыми порами, размер которых составляет менее 0,005 мм. Также

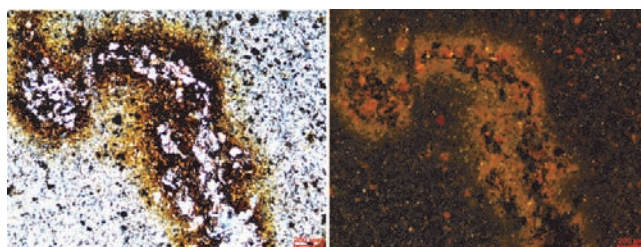


Рис. 5. Ходы роющих организмов (слева – в прямом свете, справа – в отраженном свете).

встречены ходы роющих организмов, заполненные более крупным материалом. Ходы интенсивно пропитаны лимонитом (Рис. 5).

Глинисто-алевритовые породы, перекрывающие алевропелиты, от светло-серых до темно-коричневых, почти черных, нередко ожелезненные, со значительным содержанием песчаного и органического материала. Породы состоят из глинистых минералов, главным образом гидрослюда, с примесью обломков песчаной фракции. Обломки кварца мелкопесчаной фракции размером 0,05-0,16 мм; алевритовая примесь составляет менее 5 %. Повсеместно фиксируется присутствие РОВ и углефицированного растительного детрита.

В разрезе «Пятково» обнажаются аналогичные по внешнему виду первым двум объектам породы; единственным существенным отличием является несколько большее содержание песчаной фракции. Алевропелиты светло-серые, неоднородные, слаболитифицированные слюдистые, с примесью песчаной фракции (2-4 %). Основная масса породы состоит из мелких кварцевых обломков, с преобладающим размером от 0,01 до 0,03 мм, с незначительной примесью полевых шпатов (ортотклазами, реже плагиоклазами) того же размера (Рис. 6).



Рис. 6. Общий вид алевропелитовой породы обнажения «Пятково» (слева – николи параллельны, справа – николи скрещены).

Песчаные тела расположены в виде линз неправильной формы и состоят преимущественно из слабо окатанных кварцевых зерен с единичными зернами полевых шпатов (плагноклазов, слабо выщелоченных). В линзах также присутствует примесь алевролита с более хорошей окатанностью зерен. Зерна кварца без явных следов постседиментационных изменений. Величина зерен варьируется от 0,01 до 0,12 мм (преобладают зерна размером 0,25 мм).

В породе наблюдается неравномерное переслаивание прослоев, обогащенных предположительно каолинитовым материалом, которые, как следствие, плотнее прослоев тонкодисперсной породы. Во всем объеме породы наблюдается обилие тонких удлиненных зерен слюдястых минералов, главным образом слабо измененного биотита. Зерна кварца чаще изометричны, хотя часто встречаются и вытянутые зерна. Из аутигенных минералов: хлорит, каолинит, гидрослюдистые минералы, единичные стяжения пирита, размером до 0,05 мм. Встречаются редкие зерна эпидота.

Слоистость породы нарушена. Как и в породах, вскрытых в других обнажениях, наблюдаются следы роющих организмов. На одном уровне с линзой песчанистого материала (вдоль условной, слабо угадываемой, слоистости) распространены органические углефицированные остатки (мелкий углистый детрит).

Обсуждение и выводы

Изученные породы рыхлые, практически полностью состоят из угловатых зерен кварца преимущественно пелитовой и алевроитовой размерности с малой примесью крупных обломков и незначительным количеством глинистого цемента. Подобное описание в литологической науке применимо к маршалитам, что дополнительно аргументирует раннее высказанное предположение, что данные породы следует рассматривать в качестве маршалита (Молчанов, Юсупов, 1981).

Данный факт в сочетании с выдержанностью пород на значительной территории дает основание рассматривать отложения ишимской свиты в качестве источника природного микрокремнезема на юге Тюменской области и объекта поисковых работ на кремнистое сырье (Смирнов, Константинов, 2016).

Результаты выполненных исследований не фиксируют существенных различий в литологии изученных пород. Породы идентичны по своему минеральному составу и структурно-текстурным особенностям, что подтверждает общность условий формирования. Совокупность имеющихся данных указывает на то, что ишимская свита представляет собой целостный осадочный ритм. Формирование отложений ишимской свиты, вероятно, происходило в условиях озерного мелководья при постоянных колебаниях уровня водной среды, что приводило к постоянной проточности и высокому кислородному потенциалу поверхностных вод, определивших интенсивное промывание, отмучивание и отбеливание глинистого материала, происходившее в условиях малоамплитудных подвижек фундамента (Астапов, 1977; Панова, 1971).

Обнажение Масали единственное из изученных имеет двухчастное строение, где алевропелиты-маршалиты перекрыты глинистыми алевролитами, неоднородными по составу, происхождение и генетическая связь которых с нижележащими породами пока не ясна.

Литература

- Астапов А.П., Базанов А.А., Мингалева В.А. и др. Геологическое строение южной части Тюменской области. Тюмень: ТКГРЭ. 1964. 894 с. Деп. в Росгеолфонд по Тюменской обл. № 02616
- Астапов А.П., Дрожжих Н.Б., Генералова Р.С. Палеогеография палеогена и неогена юга Тюменской области в связи с оценкой перспектив территории на нерудное сырье. Тюмень: ЗапСибНИГНИ. 1979. С. 15-17. ЦФ Росгеолфонд. № 373894.
- Астапов А.П. Континентальный олигоцен-неоген Тобол-Ишимского междуречья. Автореф. дис. канд. геол.-мин. наук. Новосибирск. 1977. 185 с.
- Атлас Тюменской области. Морфоструктурное районирование Западно-Сибирской равнины. Гл. ред. Е.А. Огороднов. Москва; Тюмень: ГУГК. 1971. Лист 10.
- Варламов И.П. Геоморфология Западно-Сибирской равнины (Объяснительная записка к Геоморф. карте Зап.-Сиб. равнины М 1:1 500 000) СНИИГГиМС. Серия: Региональная геология. Новосибирск: Западно-Сибирское книжное изд-во. 1972. Вып. 134. 111 с.
- Земцов А. А., Мизеров Б. В., Николаев В. А., Суходровский В.Л., Беллская Н.П., Гриценко А.Г., Пилькевич И.В., Синельников Д.А.. Рельеф Западно-Сибирской равнины. Новосибирск: Наука. Сиб. отд. 1988. 192 с.
- Зыкин В.С. Стратиграфия и эволюция природной среды и климата в позднем кайнозое юга Западной Сибири. Новосибирск: Акад. изд-во Гео. 2012. 487 с.
- Кузнецов К.М. Анализ ресурсов и перспективы расширения местной базы нерудных полезных ископаемых Приуральской части Западно-Сибирской низменности. Тюмень: ТКГРЭ. 1963. 538 с. Деп. в ЦФ Росгеолфонд. № 244537.
- Кузьмина О.Б. Хазина И.В., Смирнов П.В., Константинов А.О. Новые палинологические данные из ишимской свиты верхнего миоцена (разрез Масали, Западно-Сибирская равнина). *Материалы конф.: Интерэкспо ГЕО-Сибирь*. Новосибирск. 2016. Т.1. С. 79-83.
- Мартынов В.А. Расчленение и вопросы корреляции континентальных палеогеновых и неогеновых отложений Западно-Сибирской низменности. *Геология и геофизика*. 1967. № 1. С. 13-24.
- Мартынов М.А., Борзенко Е.И., Кой Г.М. Стратиграфия и полезные ископаемые палеогена и неогена южной части Западно-Сибирской низменности (Отчет Стратиграфической партии по работам 1962-1964 гг.). Новосибирск: Новосибирское ТГУ, Новосибирская ГПИЭ. 1964. Кн. 3. 1573 с. Деп. в Росгеолфонд по Омской обл. № 740.
- Молчанов В.И., Юсупов Т.С. Физические и химические свойства тонкодиспергированных минералов. М: Недра. 1981. 160 с.
- Панова Л.А. Оligocen Западно-Сибирской низменности. Кайнозойские флоры Сибири по палинологическим данным. М: Наука. 1971. С. 40-51.
- Смирнов П.В., Константинов А.О., Иванов К.С. Вещественный состав и физические свойства алевропелитовых пород ишимской свиты юга Тюменской области. Возможные направления их практического использования. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. 2016. Т. 327. № 1. С. 40-45.
- Смирнов П.В., Константинов А.О. Потенциал постэоценовых отложений Среднего Зауралья на кремнистое сырье. *Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири*. 2016. № 1. С. 115-120.
- Швецов М.С. Петрография осадочных пород. М: Недра. 1958. 412 с.

Сведения об авторе

Андрей Андреевич Новоселов – специалист Научно-образовательного центра «Геология нефти и газа» Тюменского индустриального университета

Россия, 625000, Тюмень, ул. Володарского 56
Тел: +7(999)549-79-28, e-mail: utug72@mail.ru

Статья поступила в редакцию 16.05.2016

Lithological and Petrographic Characteristics of Aleuropelitic Ishimskian Deposits in the Western Part of Tobol-Ishim Interstream Area

A.A. Novoselov

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

Abstract. The lithological and petrographic analysis of aleuropelitic rocks of Ishimskian suite of the Upper Miocene was conducted for outcrops “Bigila”, “Pyatkovo” and “Masali” in the south of Tyumen Region. The data obtained complete the previously performed research of material composition, physical properties and identification of preliminary age of the upper part of Ishimskian suite. The results of these studies do not record significant differences in the lithology of the studied species, presented in different exposures: rocks are identical in their mineral composition and structural and textural features, confirming the community of their formation conditions.

The studied rocks are composed mainly of fine poorly rounded quartz; in small quantities contained feldspar and mica. Feldspars consist principally of plagioclase, less microcline, which is confirmed by the determination of rocks chemical composition by X-ray analysis. Micas are present in the form of thin flakes with a bright interference color. Very rarely there are small grains of round glauconite, yellow-green, the exact origin of which is not yet set. In the outcrop Masali aleuropelitic rocks are overlapped by clayey silt with a high content of dispersed organic matter and coalified plant detritus. High dispersion and predominantly quartz composition allows us to characterize the studied rocks as marshallites. In this respect, more detailed studies must be based on analytical and instrumental methods that could be applied for this type of rocks. Persistence of the thickness of deposits over a large area gives grounds to consider the formation of the Ishimskian suite along with other horizons of the Middle Cenozoic as objects for prospecting siliceous raw materials.

Keywords: aleuropelites, Ishimian suite, lithology, Tyumen region, marshallite, natural microsilica

References

- Astapov A.P., Bazanov A.A., Mingaleva V.A. Geologicheskoe stroenie yuzhnoy chasti Tyumenskoy oblasti [Geological structure of the southern part of the Tyumen region]. Tyumen. 1964. 894 p. (In Russ.)
- Astapov A.P., Drozhzhikh N.B., Generalova R.S. Paleogeografiya paleogena i neogena yuga Tyumenskoy oblasti v svyazi s ocenкой perspektiv territorii na nerudnoe syre. Report [Paleogeography of Paleogene and Neogene of Tyumen region due to non-metallic mineral raw potential]. Tyumen. 1979. Pp. 15-17. (In Russ.)
- Astapov A.P. Kontinentalnyy oligocen-neogen Tobol-Ishimskogo mezhdurechya. Avtoref. Diss. kand. geol.-min. nauk [Continental oligocene-neogene of Tobol-Ishim interfluve. Abstract Cand. geol. and min. sci. diss.]. Novosibirsk. 1977. 185 p. (In Russ.)
- Kuzmina O.B., Khazina I.V., Smirnov P.V., Konstantinov A.O. Novye palinologicheskie dannye iz ishimskey svity verkhnego miotsena (razrez Masali, Zapadno-Sibirskaya ravnina) [New palynological data from Upper Miocene Ishimskian deposit (section Masali, West Siberian Plain)]. Proc. XII Int. Sci. Conf.: Interkespo GEO-Siberia-2016. Novosibirsk. 2016. Vol. 1. Pp. 79-83. (In Russ.)
- Kuznetsov K.M. Analiz resursov i perspektivy rasshireniya mestnoy bazy nerudnykh poleznykh iskopaemykh Priural'skoy chasti Zapadno-Sibirskoy nizmennosti [Analysis of resources and prospects for expanding the local nonmetallic mineral resources base of PreUral part of the West Siberian Plain]. Tyumen. 1963. 538 p. (In Russ.)
- Martynov V.A. Raschlenenie i voprosy korrelyatsii kontinental'nykh paleogenovykh i neogenovykh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy nizmennosti [Differentiation and correlation issues of continental Paleogene and Neogene sediments of the West Siberian Lowland]. *Geologiya i geofizika*. 1967. № 1. Pp. 13-24 (In Russ.)
- Martynov V.A., Borzenko E.I., Koy G.M. Stratigrafiya i poleznye iskopaemye paleogena i neogena yuzhnoy chasti Zapadno-Sibirskoy nizmennosti. Report [Paleogene and Neogene stratigraphy and mineral deposits of southern part of the West Siberian Plain]. Novosibirsk. 1964. 1573 p. (In Russ.)
- Molchanov V.I., Yusupov T.S. Fizicheskie i khimicheskie svoystva tonkodispersirovannykh mineralov [Physical and chemical properties of finely divided minerals]. Moscow: Nedra. 1981. 160 p. (In Russ.)
- Ogorodnov E.A. Morfostrukturnoe rayonirovanie Zapadno-Sibirskoy ravniny: Atlas Tyumenskoy oblasti [Morphostructural zoning of the West Siberian Plain: Atlas of the Tyumen region]. Moscow, Tyumen: GUGK. 1971. P. 10. (In Russ.)
- Panova L.A. Oligotsen Zapadno-Sibirskoy nizmennosti [Oligocene of West Siberian Plain] *Kaynozoy'skie flory Sibiri po palinologicheskim dannym [Cenozoic flora of Siberia using palynological data]* Moscow: Nauka. 1971. Pp. 40-51. (In Russ.)
- Shvetsov M.S. Petrografiya osadochnykh porod [Petrography of sedimentary rocks]. Moscow: Nedra. 1958. 412 p. (In Russ.)
- Smirnov P.V., Konstantinov A.O., Ivanov K.S. Veshchestvennyy sostav i fizicheskie svoystva aleuropelitovykh porod ishimskey svity yuga Tyumenskoy oblasti. Vozmozhnye napravleniya ikh prakticheskogo ispol'zovaniya [Composition and physical properties of the aleuropelitic rocks of Ishim formation (southern part of Tyumen region). Prospects for their industrial application]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2016. Vol. 327. No. 1. Pp. 40-45. (In Russ.)
- Smirnov P.V., Konstantinov A.O. Siliceous resource potential of the post-eocene Middle Transurals. *Geology and mineral resources of Siberia*. 2016. № 1. Pp. 115-120. (In Russ.)
- Varlamov I.P. Geomorfologiya Zapadno-Sibirskoy ravniny [Geomorphology of the West Siberian Plain. Geomorphological map of the West Siberian Plain]. Novosibirsk. Western Siberia Publ. 1972. 111 p. (In Russ.)
- Zemtsov A. A., Mizerov B. V., Nikolaev V. A., Sukhodrovskiy V.L., Beletskaya N.P., Gritsenko A.G., Pilkevich I.V., Sinelnikov D.A. Relief Zapadno-Sibirskoy ravniny [Relief of the West Siberian Plain]. Novosibirsk. Nauka. 1988. 192 p. (In Russ.)
- Zykin V.S. Stratigrafiya i evolyutsiya prirodnoy sredy i klimata v pozdnem kaynozoe yuga Zapadnoy Sibiri [Stratigraphy and evolution of the environment and climate in the Late Cenozoic of south of Western Siberia]. Novosibirsk: GEO Acad. Publ. 2012. 487 p. (In Russ.)

For citation: Novoselov A.A. Lithological and Petrographic Characteristics of Aleuropelitic Ishimskian Deposits in the Western Part of Tobol-Ishim Interstream Area. *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 3. Part 2. Pp. 206-211. DOI: 10.18599/grs.18.3.10

Information about author

Andrey A. Novoselov – Scientist, Academic center «Geology of oil and gas»
Tyumen Industrial University
Russia, 625000, Tyumen, Volodarsky str. 56
Phone: +7(999)549-79-28, e-mail: utug72@mail.ru

Manuscript received May 16, 2016

КОРА ВЫВЕТРИВАНИЯ ФУНДАМЕНТА В ПАРАМЕТРИЧЕСКИХ СКВАЖИНАХ 50 НОВОУРНЯК И 2000 ТУЙМАЗЫ ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА

Н.Б. Амелъченко¹, Т.В. Иванова¹, Д.И. Иванов¹, Р.Х. Масагутов²

¹ООО «БашНИПИнефть», Уфа, Россия

²ПАО АНК «Башнефть», Уфа, Россия

Рассматривается возможность выделения по материалам промысловой геофизики зон вертикального профиля коры выветривания докембрийского основания Южно-Татарского свода в Республике Башкортостан. В пределах наиболее приподнятой по поверхности фундамента части данного региона кристаллические породы залегают на глубинах 1650-3000 м. Несмотря на то, что выветрелые породы представляют собой потенциальный коллектор, объектом специальных исследований в Республике Башкортостан они не были. Одна из причин – слабая освещенность разреза керном. Исключение составляют параметрические скважины 2000 Туймазы и 50 Новоурьяк, в которых керн был вынесен из нескольких интервалов коры выветривания. На основании сопоставления данных ГИС и каменного материала в этих скважинах были выделены зоны последовательного изменения кристаллических пород под действием гипергенных факторов от начальной дезинтеграции исходного субстрата до конечных продуктов его разложения. В скв. 50 Новоурьяк измененные в поверхностных условиях породы перекрываются наиболее древними осадками – тюрюшевской свитой нижнего рифея. Базальная пачка свиты, представленная кварцево-полевошпатовыми песчаниками и кварцитами и заметно обособляющаяся по ГИС от вышележащих песчаников, по предположению авторов, завершает полный профиль коры выветривания. В скв. 2000 Туймазы кора выветривания перекрыта отложениями койвенского горизонта и характеризуется большей степенью измененности и разобщенности исходного субстрата. Ее формирование в промежутке между архей-ранним протерозоем и ранним девонем было многоэтапным: с периодами полного или частичного размыва, с наложением процессов гипергенеза на облик ранее сформированных зон. Несмотря на некоторые различия, зоны вертикального профиля коры выветривания в обеих скважинах имеют сходные каротажные характеристики. Выявленные по ГИС признаки целесообразно проверить на большем количестве скважин, пробуренных в пределах Южно-Татарского свода, а в случае подтверждения они могут быть использованы для изучения строения коры выветривания при недостаточном отборе керна или его отсутствии.

Ключевые слова: Южно-Татарский свод, фундамент, кора выветривания, зона, параметрическая скважина, кристаллические породы, данные ГИС

DOI: 10.18599/grs.18.3.11

Для цитирования: Амелъченко Н.Б., Иванова Т.В., Иванов Д.И., Масагутов Р.Х. Кора выветривания фундамента в параметрических скважинах 50 Новоурьяк и 2000 Туймазы Южно-Татарского свода. *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 3. Ч. 2. С. 212-217. DOI: 10.18599/grs.18.3.11

В настоящее время кора выветривания (КВ) фундамента древних и молодых платформ признана перспективным нефтепоисковым объектом. Данная геологическая формация продуктивна во многих нефтегазовых регионах земного шара, и в том числе на северном борту Днепровско-Донецкой впадины, где с КВ докембрийского основания сопряжены залежи нефти, газа и конденсата на Юлиевской, Скворцовской, Хухринской и других площадях. Притоки углеводородов получены из выветрелых пород доюрского фундамента Западной Сибири (Шаимский, Красноленинский своды) и палеозойского – Казахстана (месторождение Оймаша).

В Республике Башкортостан (РБ) на присутствие КВ в разрезах скважин западных площадей впервые указал К.Р. Тимергазин (Тимергазин, 1951), определив генетическую связь вскрытых скв. 1 Чеканская измененных в поверхностных условиях пород «чеканской свиты» с биотитовыми гнейсами фундамента. Несмотря на то, что выветрелые и дезинтегрированные кристаллические породы представляют собой потенциальный коллектор, объектом специальных исследований в РБ они не были. Однако, в связи с сокращением запасов углеводородов в палеозойских комплексах, актуальным является вы-явление новых перспективных горизонтов, среди которых может быть и кора выветривания докембрийского основания Южно-Татарского свода (ЮТС), где она залегают на глубинах 1650-3000 м.

Как известно, формирование КВ происходит при сложном совокупном воздействии на кристаллические породы гипергенных факторов, среди которых наиболее действенными являются физический и химический: первый отвечает за механическое разрушение материнских пород, второй обеспечивает химическое преобразование породообразующих минералов.

В процессе выветривания степень механических и химических изменений в горных породах снизу вверх возрастает, формируя профиль КВ. При длительном континентальном перерыве, в условиях теплого влажного климата и относительно выровненного рельефа, развивается проработанная кора выветривания, вертикальная зональность которой отражает стадийность процессов от начальной дезинтеграции материнского субстрата до конечных продуктов его разложения.

Вслед за Б.Б. Полюновым (Полюнов, 1934) и И.И. Гинзбургом (Гинзбург, 1963; Гинзбург, Рукавишников, 1951), трудами которых учение о коре выветривания в России оформилось в самостоятельный раздел геологии, схемы вертикального профиля КВ предлагались многими исследователями (Лапинская, Журавлев, 1967; Петров, 1967; Ситдикова, Сидорова, 2011). Несмотря на некоторые различия, разделение его на зоны предполагало последовательный переход от неизменной кристаллической

породы к ее частичному, а затем, и полному механическому разрушению, на который накладывались процессы гидратации, выщелачивания, окисления и гидролиза. При этом представления об изменениях материнских пород гипергенными агентами, о строении КВ и минеральном составе зон ее профиля, базировались исключительно на изучении каменного материала.

В пределах наиболее гипсометрически приподнятой части ЮТС в РБ пробурены около 400 поисково-разведочных скважин, вскрывших фундамент и кору его выветривания на глубины от первых метров до 20-120 м. Во многих скважинах (исключая параметрические) керн отбирался только из призабойной зоны, иногда им представлены 2-3 интервала, редко – выветрелые разности. Определенную информацию о присутствии в разрезе измененных гипергенезом пород можно получить по шламу (в случае, когда он охарактеризован как кристаллический элювий). Слабая освещенность каменным материалом не дает даже общего представления о строении КВ фундамента. Однако во всех пробуренных скважинах выполнен комплекс промыслово-геофизических исследований, технико-методологическое обеспечение и представительность которого неуклонно совершенствуются. Поскольку диаграммы ГИС отражают петрофизические и петрохимические особенности разреза, существует возможность выделения по каротажу интервалов с различной степенью разуплотнения, механического состояния породы и, отчасти, ее химического преобразования. В работе (Сынгаевский, Хафизов, 1999) по данным промысловой геофизики, подкрепленным керновым материалом, выделены каротажные фации, соответствующие как неизменным материнским породам (зона «А»), так и последовательно сменяющим друг друга зонам коры выветривания («Б», «В», «Г» и «Д») доюрского основания Западно-Сибирской плиты. Используя предложенные признаки, нами предпринята попытка охарактеризовать по ГИС зоны вертикального профиля КВ фундамента в пробуренных на ЮТС параметрических скважинах 50 Новоурняк (НУН) и 2000 Туймазы (ТМЗ), наиболее освещенных керном (Рис. 1).

Материнские породы верхней части разреза фундамента, которые были подвергнуты гипергенным изменениям, и в той и другой скважинах представлены биотитовыми плагиогнейсами, их микроклинизированными разностями и гранито-гнейсами, хорошо изученными по керну и шлифам.

Биотитовые плагиогнейсы – серые, зеленовато-



Рис. 1. Схема расположения скв. 50 НУН и 2000 ТМЗ.

розовато-серые полнокристаллические, разнозернистые, массивные породы с неясно выраженной гнейсовой текстурой (Рис. 2а). Главные породообразующие минералы – плагиоклаз (олигоклаз-андезин, 55-75 %), кварц (10-30 %), биотит (3-7 %) и микроклин (1-3 %, встречается редко, в зонах катаклаза развивается по плагиоклазам, замещая их в краевых частях зерен), содержание которых варьирует в значительных пределах.

Отдельные образцы керна представлены микроклинизированными биотитовыми плагиогнейсами, которые отличаются более высоким содержанием микроклина (5-10 %); плагиоклаз представлен альбит-олигоклазом и составляет 45-60 % породы. Структура биотитовых плагиогнейсов и их микроклинизированных разностей – порфиروгранобластовая, лепидобластовая и гранобластовая. Акцессорные минералы: апатит, циркон, ортит, моноцит, рутил. Из рудных минералов отмечены магнетит и ильменит.

Гранито-гнейсы, поднятые в скв. 50 НУН, представляют собой красно-окрашенные разнокристаллические, крепкие, массивные, слабо разгнейсованные породы. Породообразующие минералы: микроклин – 50-60 %, плагиоклаз (олигоклаз) – 5-10 %, кварц – 15-30 %, биотит – 1-3 %. В акцессориях: циркон, апатит, магнетит.

Структура гранито-гнейсов гетерогранобластовая, порфиробластокластическая и бластокластическая.

Охарактеризованные разности плагиогнейсов и гранито-гнейсы содержат от 67,47 до 73,70 мас. % кремнезема и являются кислыми породами (Табл. 1). В процессе выветривания по магматическим и метаморфическим породам кислого состава развиваются гидрослюдисто-каолинитовый

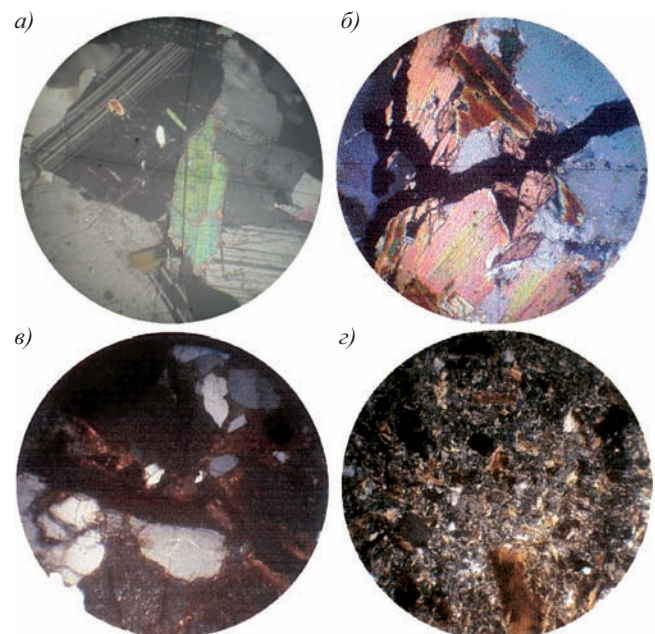


Рис. 2. Породы коры выветривания фундамента. а) Зона «А» – Биотитовый плагиогнейс. Скв. 2000 ТМЗ, инт. 2051,6-2055,4 м. Обр. 54. Увел. 58. Николи +. б) Зона «Б» – Биотитовый плагиогнейс с открытой трещиной. Скв. 50 НУН, гл. 2455,6 м. Обр. 336. Увел. 58. Николи +. в) Зона «В» – Конгломерат с обломками биотитовых плагиогнейсов, крупными зернами кварца, микроклина и плагиоклаза, сцементированных каолинит-гематитовым материалом. Скв. 2000 ТМЗ, инт. 1811,3-1818,5 м. Обр. 21. Увел. 58. Николи +. г) Зона «Г» – Алевролит сильно глинистый; сложен зернами кварца, микроклина, выветрелого плагиоклаза и чешуйками хлоритизированного биотита. Скв. 2000 ТМЗ, инт. 1780,0-1781,5 м. Обр. 2. Увел. 58. Николи +.

и каолиновый типы коры (Казанский, 1969; Петров, 1967).

Неизменные гипергенезом материнские породы кристаллического фундамента (зона «А») характеризуются значениями кажущегося сопротивления (КС) порядка 625 Омм (ниже по разрезу они могут значительно возрастать). В скв. 50 НУН зона «А» четко отбивается с глубины 2462 м также по диаграмме бокового каротажа (БК), которая отличается однообразно дифференцированным рисунком, изменяясь в диапазоне 550-7000 Омм; нейтронного гамма-каротажа (НГК) – значения достигают 7 усл. ед; показаниям микрозондов (МПЗ и МГЗ), отражающим плотные породы. Кривая акустического каротажа (АК) удерживается вблизи 160 мкс/м, а индукционного (ИК) – 90 Омм (Рис. 3).

Керн, поднятый из интервалов 2470,0-2472,0 и 2472,0-2475,0 м, представлен биотитовым плагиогнейсом, красно-розовым, полнокристаллическим, разномерным, массивным, со слабо выраженной гнейсовой текстурой.

В скв. 2000 ТМЗ зона «А» начинается с глубины 1837,5 м; ниже, в интервале 1837,5-1840 м наблюдается увеличение КС от 625 до 1000 Омм, которое, судя по описаниям керна, обусловлено сильной окварцованностью биотитовых плагиогнейсов (Рис. 4).

В зоне «Б» – зоне начальной дезинтеграции, кристаллические породы находятся на первой стадии нарушения сплошности. Под действием факторов физического выве-

Породы Окислы	Биотитовые плагиогнейсы	Микроклини- зированные биотитовые плагиогнейсы	Гранито- гнейсы
SiO ₂	67,47	70,50	73,70
TiO ₂	0,41	0,30	0,15
Al ₂ O ₃	16,34	15,59	13,30
Fe ₂ O ₃	1,07	0,96	0,75
FeO	2,29	1,55	1,15
MgO	2,13	1,27	0,76
CaO	4,20	2,19	1,65
Na ₂ O	3,62	3,87	3,39
K ₂ O	1,54	2,81	4,37
Σ	99,07	99,04	99,22
Кол-во образцов	15	44	9

Табл. 1. Химический состав кристаллических пород фундамента по скв. 2000 ТМЗ (средние содержания, мас. %).

тривания происходит формирование разнонаправленной трещиноватости и микротрещиноватости, степень проявления которых снизу вверх возрастает. С проникновением по трещинам поверхностных вод, содержащих кислород, начинаются процессы гидратации и окисления. В химическом составе пород увеличивается содержание воды за счет связывания ее некоторыми минералами; по трещинам появляются красноватые прожилки гидроокислов железа.

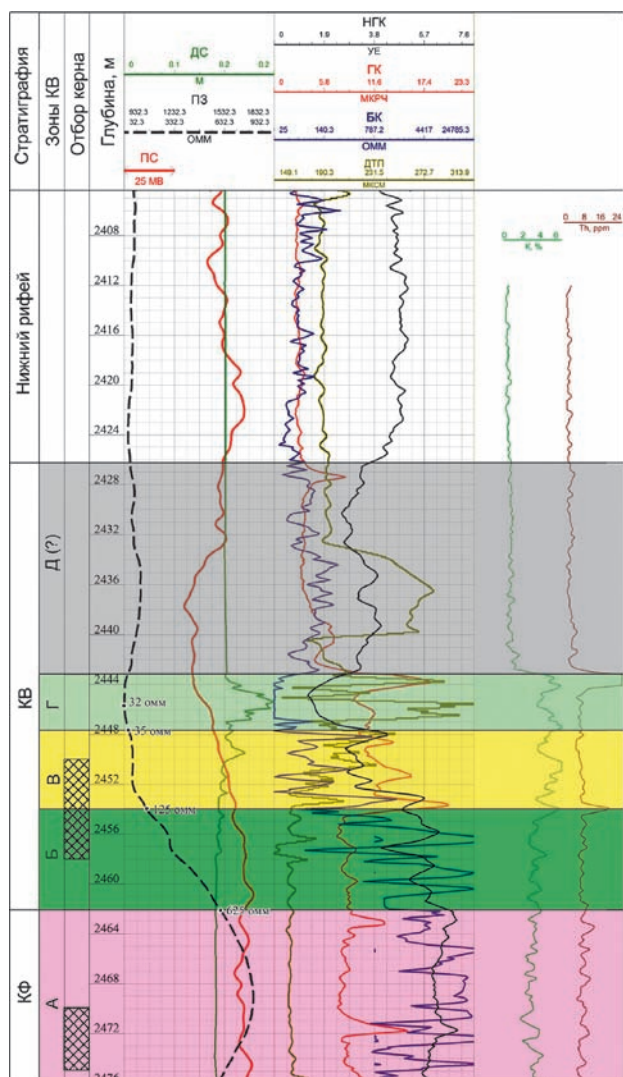


Рис. 3. Кора выветривания фундамента в скв. 50 НУН (скважина вертикальная).

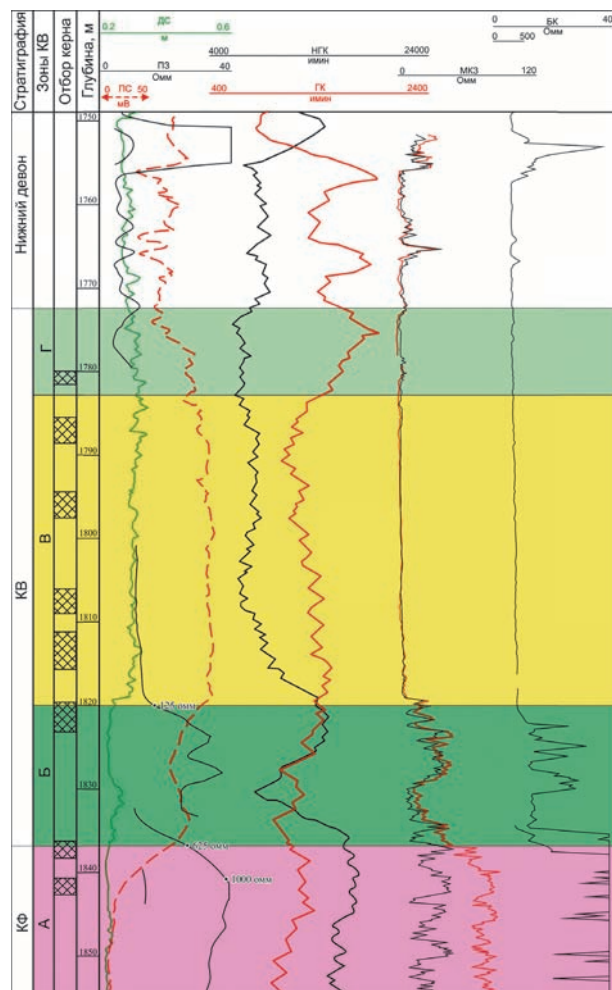


Рис. 4. Кора выветривания фундамента в скв. 2000 ТМЗ (скважина вертикальная).

Но первоначальный ее облик (цвет, текстура, структура) в целом сохраняются.

В скв. 50 НУН зоне «Б» соответствует интервал 2462,0-2453,0 м. По боковому каротажу он выделяется резко дифференцированной кривой на фоне падения значений от 25000 до 100 Ом и ниже, увеличением интервального времени пробега продольных волн от 150 до 200 мкс/м; кривая КС понижается от 625 до 125 Ом. В нижней половине интервала по микрозондам еще фиксируются плотные породы, но с глубины 2458 м наблюдаются интервалы расхождения МПЗ и МГЗ; диаграмма ИК с глубины 2456 м плавно понижается от 90 до 50 Ом.

Из средней части зоны (интервал 2458,0-2455,0 м) поднят биотитовый плагиогнейс розовато-серый и красно-розовый, разнотекстурированный, массивный, трещиноватый (Рис. 26).

В скв. 2000 ТМЗ зона «Б» (в керне биотитовый и микроклинизированный биотитовый плагиогнейсы, по трещинам выветрелые) отмечена в интервале 1837,5-1820 м постепенным понижением значений КС от 625 до 125 Ом; НГК – от 17000 до 14000 у.е.

Зона «В» (зона продолжения дезинтеграции и начального разложения) отличается наиболее сложным строением. В ее основании еще отмечаются многочисленные разнонаправленные трещины, проникающие из зоны «Б», но вверх по разрезу породы постепенно становятся все более механически ослабленными до полной потери сплошности. Верхнюю часть зоны слагают уже брекчии и конгломератобрекчии. Раздробленность породы увеличивает реакционную поверхность и обеспечивает интенсификацию процессов гидратации и окисления; продолжается разложение (гидролиз) силикатов и алюмосиликатов. Из полевых шпатов выносятся калий, натрий, кальций, которые переходят в растворы и, при условии промывного режима, почти полностью (за исключением калия, значительная часть которого связывается глинистым материалом) удаляются из коры выветривания. По плагиоклазам развиваются серицит, мусковит, альбит (при разложении анортитовой составляющей плагиоклаз становится более кислым), гидрослюда; как конечный продукт химического разложения появляется каолинит. Каолинит-гидрослюдистый материал слабо цементирует обломки кристаллических пород в верхней части зоны. Происходит накопление гидроокислов железа, придающих обломкам красноватую окраску.

Изменения физического состояния пород в зоне «В» (интервал 2453-2447 м) в скв. 50 НУН отражается ступенеобразным понижением КС от 125 до 35 Ом и увеличением интервального времени пробега продольных волн от 180 до 240 мкс/м. В нижней половине интервала кавернограмма (ДС) удерживается вблизи номинала (155,6 мм), выше – показывает увеличение диаметра скважины, характерное для грубообломочных пород.

Поднятый керн представлен биотитовым плагиогнейсом розовато-серым, полнокристаллическим, массивным, сильнотрещиноватым; места породы имеет пятнистую буровато-белую окраску, иногда раздроблена до крупного щебня. В шлифе почти все зерна плагиоклаза в различной степени пелитизированы, сосюритизированы, реже серицитизированы, обнаруживается присутствие тонкошелушчатого каолинита и включения гематита; биотит неравномерно аморфизован, часто замещается хлоритом.

В скв. 2000 ТМЗ зона «В» (интервал 1820-1783 м) отличается большей степенью разобщенности породы, по сравнению со скв. 50 НУН; об этом свидетельствует значительное увеличение диаметра скважины. Образцы керна из нижней части интервала представлены конгломератами из обломков биотитовых плагиогнейсов размером до 5 см; межобломочное пространство заполнено смесью каолинита и хлорита, сильно пропитанной окислами железа (Рис. 2в). Верхняя часть зоны сложена разнотекстурированными песчаниками и алевролитами из угловатых и корродированных зерен кварца, плагиоклаза и биотита, цементированных каолин-серицитовым материалом.

Зона «Г» – глинистая, отличается преимущественным преобладанием такого гипергенного процесса, как гидролиз. Она наиболее типична для КВ и присутствует во всех схемах вертикального профиля.

В условиях промывного режима может накапливаться значительная глинистая толща сравнительно однородного минерального состава. Как уже отмечалось выше, продуктом выветривания кислых метаморфических пород (к которым относятся вскрытые в пределах исследуемой территории разновидности плагиогнейсов и гранито-гнейсы) является каолинит. В каолинитовой массе присутствуют неразложившиеся (более устойчивые к выветриванию) первичные минералы – зерна кварца, обломки микроклина, чешуйки мусковита, нередко залегающие линзами или прослойками.

В разрезе скв. 50 НУН глинистая зона не охарактеризована кернами, но по данным ГИС она предполагается в интервале 2443-2447 м, где отмечена каверная ДС (до 225 мм) и минимумом КС – 32 Ом; наблюдаются понижение НГК (до 1,3 у.е.) и увеличение ГК (в кровле зоны до 21 мр/ч). Диаграмма АК резко дифференцирована в диапазоне от 180 до 310 мкс/м.

Привлечение данных спектрального гамма-каротажа (СГК), позволяющего расчленить разрез по наличию естественных радиоактивных элементов, показало, что высокое естественное гамма-излучение интервала обусловлено, прежде всего, содержанием калия и тория. Калий, который высвобождается при выветривании микроклина и биотита, частично выносятся из КВ водными растворами, но существенная его часть связывается глинами и накапливается в коре выветривания (Алфимова, 2007; Горная энциклопедия..., 1986).

Уран и торий в рассеянном состоянии присутствуют в кристаллических породах фундамента, однако содержание первого в континентальных осадках весьма незначительно, что объясняется высокой подвижностью его соединений в условиях кислой и слабощелочной среды зоны выветривания. В отличие от урана, «торий не переходит в водные растворы и концентрируется в биосфере в нерастворимых ... остатках разрушения его более первичных находений ...», то есть в коре выветривания (Вернадский, 1927). В примеси его содержат такие акцессорные минералы, как ортит, циркон, сенотим, апатит, монацит; согласно микроописаниям все они присутствуют в образцах пород, поднятых из КФ в скв. 50 НУН и 2000 ТМЗ.

В скв. 50 НУН среднее содержание калия в неизмененных породах зоны «А» составляет 3,3 %, постепенно возрастая в зоне «Б» до 4,6 %; максимальные значения (до 6,5 % и выше) отмечены в зонах «В» и «Г».

Что касается тория, то его содержание в интервале глубин 2462-2445 м (зоны «Б», «В» и нижняя часть «Г») за единственным исключением удерживается вблизи отметки 8 ppm и только в верхней части последней наблюдается резкое увеличение показаний – до > 26 ppm. Таким образом, данные СГК по скв. 50 НУН позволяют предполагать принадлежность интервала 2443-2447 м зоне «Г» коры выветривания.

В скв. 2000 ТМЗ метод гамма-спектрометрии не применялся, но интервал 1783-1772,5 м, предположительно соответствующий зоне «Г», также характеризуется повышенными значениями естественной гамма-активности и увеличением ДС. В подошвенной части интервала вскрыты аргиллиты, согласно микроскопическому описанию сложенные мельчайшими чешуйками гидромусковита и гидрохлорита с примесью аморфного глинистого вещества, а также песчаники полимиктовые с преобладанием слабо разложенных обломков полевых шпатов, разнозернистые, неяснослоистые, пропитанные гидроокислами железа (Рис. 2г).

При условии интенсивного дренажа формируется хорошо проработанный профиль КВ, который заканчивается остаточной зоной «Д». Ее слагают в той или иной степени промытые от глинистого материала грубозернистые, плохо отсортированные песчаники с прослоями галек и конгломератов. Обломочный материал представлен фрагментами пород и минералами, стойкими к воздействию гипергенных факторов. Наиболее распространены такие остаточные минералы исходной породы как кварц и микроклин, из слюд – мусковит; другие реликты – циркон, рутил, магнетит. Кварц встречается также как новообразование коры выветривания: кварциты и железистые кварциты, халцедон (Гинзбург, Рукавишникова, 1951). Обломочный материал цементирован, в основном, каолинитом или кремнеземом. При загрязнении гидроокислами железа порода приобретает желтовато-бурую окраску.

Зону «Д» весьма сложно выделить в разрезе скважин, поскольку даже при наличии kernового материала ее трудно различить от перекрывающих терригенных осадков додевона и палеозоя; кроме того, она первой подвергается размыву.

В скв. 50 НУН на глинистой пачке, соответствующей зоне «Г», залегают отложения тюрюшевской свиты нижнего рифея. Однако базальная ее часть (интервал 2443-2427 м) по характеристике ГИС отчетливо обособляется от перекрывающих ее песчаников нижней толщи свиты. Указанный интервал характеризуется повышенной гамма-активностью (максимум – 7-8 против 3,5 мкр/ч), по данным СГК обусловленный торием и калием; значительным понижением кривой НГК, которая с глубины 2427 м возрастает от 3,6 до 5 у.е. и приобретает отличный от предполагаемой зоны «Д» характер записи. По акустическому каротажу в средней части интервала 2443-2427 м выделяется пачка толщиной около 7 м, которая характеризуется резким увеличением интервального времени до 280 против 180-190 мкс/м в кровле и подошве, что предполагает возможное присутствие пористо-проницаемых пород.

Керн из базальной пачки не отбирался, по шлему она сложена песчаниками красно-бурыми с зернами кварцитов. По положению в разрезе, повышенной естественной радиоактивности (за счет содержания калия и тория), косвенно указывающей на связь с нижележащей зоной коры выветривания, можно предположить соответствие данной пачки зоне «Д».

Тюрюшевские отложения впервые были выделены в 1966 г. в разрезе скв. 2 ТЮР. Поскольку подошва свиты не была вскрыта (скважина остановлена в первых десятках метров от кровли предполагаемой пачки «Д»), она не была принята в качестве базальной для нижнего рифея. Скв. 50 НУН – единственная в РБ, в которой тюрюшевская свита пройдена полностью, включая проблемную пачку, заметно отличающуюся по ГИС от основной толщи.

Кора выветривания в скв. 50 НУН имеет мощность 35 м (с учетом зоны «Д») и полный вертикальный профиль, зоны которого выделяются четкими каротажными характеристиками. Хорошая ее сохранность может быть объяснена тем, что она оказалась запечатанной наиболее древними в регионе отложениями тюрюшевской свиты нижнего рифея, поэтому ее возраст является дорифейским.

В скв. 2000 ТМЗ выветрелые породы фундамента перекрываются койвенскими осадками, что позволяет считать ее возраст донинедевонским. Очевидно, что в промежутке между архей-ранним протерозоем и ранним девонем (2,7-0,4 млрд. лет) процесс формирования КВ происходил многоэтапно; наиболее древние коры неоднократно подвергались размыву как полностью, так и частично. Процессы гипергенеза неоднократно накладывались на ранее сформированные зоны, изменяя первоначальный облик и размывая границы между ними. Так, в Туймазинской скважине разобщение исходного субстрата отмечается уже в зоне «Б», а зона «В» полностью представлена грубообломочными породами.

Хорошо проработанные и имеющие значительную мощность вертикальные профили коры выветривания в скв. 50 НУН и 2000 ТМЗ позволяют предполагать, что ее формирование происходило в условиях гумидного климата и приподнятого, расчлененного рельефа, обеспечивающего интенсивное промывание выветриваемых кристаллических пород.

Выводы

1. Сопоставление каменного материала и данных промысловой геофизики по коре выветривания в скв. 50 НУН и 2000 ТМЗ показало, что несмотря на различный возраст и длительность формирования, зоны ее вертикального профиля в обеих скважинах имеют сходные каротажные характеристики.

2. Выявленные по ГИС признаки целесообразно отработать на большем количестве скважин, пробуренных в пределах ЮТС, а в случае подтверждения они могут быть использованы для изучения строения коры выветривания при недостаточном выносе керна и даже при его отсутствии.

3. Применение в качестве маркирующей поверхности кровли зон, однозначно установленных по ГИС, позволит выполнять корректные структурные построения как для поверхности фундамента ЮТС, так и для его КВ.

Литература

- Алфимова Н.А. Раннедокембрийские коры выветривания Карелии. Геологическое строение, химический состав и условия формирования. Дис. канд. геол.-минер. наук. С-Пб. 2007. 173 с.
- Вернадский В.И. Очерки геохимии. М, Л.: Гос. изд-во. 1927. 368 с.
- Гинзбург И.И. Типы древних кор выветривания, формы их проявления и классификация. В кн. Кора выветривания. М: Изд-во АН СССР. 1963. Вып. 6. С. 71-101.
- Гинзбург И.И., Рукавишникова И.А. Минералы древней коры выветривания Урала. М: Изд-во АН СССР. 1951. 715 с.

- Горная энциклопедия. Т.2. М.: Советская энциклопедия. 1986. 575 с.
Казанский Ю.П. Выветривание и его роль в осадконакоплении. М: Наука. 1969. 130 с.
Липинская Т.А., Журавлев Е.Г. Погребенная кора выветривания фундамента Волго-Уральской газонефтеносной провинции и ее геологическое значение. М: Недра. 1967. 174 с.
Петров В.П. Основы учения о древних корях выветривания. М: Недра. 1967. 343 с.
Полынов Б.Б. Кора выветривания. Л.: Изд-во АН СССР. 1934. 245 с.
Ситдикова Л.М., Сидорова Е.Ю. Минералого-петрографические особенности коровой формации фундамента Южно-Татарского свода. *Георесурсы*. 2011. №1 (37). С. 13-15.
Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф. Формация коры выветривания в осадочном цикле Западно-Сибирского бассейна. *Геология нефти и газа*. 1999. № 11-12. С. 22-30.
Тимергазин К.Р. О метаморфических породах фундамента платформы, вскрытых Чеканской скв. № 1. *Башкирская нефть*. 1951. № 3. С. 8-14.

Сведения об авторах

Нина Борисовна Амельченко – ведущий геолог отдела региональной геологии, ООО БашНИПНефть. Россия, 450006, Уфа, ул. Ленина 86. Тел: +7(347)262-49-37, e-mail: AmelchenkoNB@bashneft.ru

Тамара Владимировна Иванова – кандидат геол.-мин. наук
Тел: +7(347)284-75-69, e-mail: IvanovaTV@bashneft.ru

Денис Игоревич Иванов – кандидат геол.-мин. наук, главный специалист отдела региональной геологии, ООО БашНИПНефть. Россия, 450006, Уфа, ул. Ленина 86. E-mail: IvanovDI@bashneft.ru

Рим Хакимович Масагутов – доктор геол.-мин. наук, заместитель директора – начальник отдела управления запасами и ГРП, ПАО АНК «Башнефть». Россия, 450077, Уфа, ул. Чернышевского 115. E-mail: MasagutovRKH@bashneft.ru

Статья поступила в редакцию 27.07.2016

Weathering Crust of the Basement in Parametric Wells 50 Novournyak and 2000 Tuimazy in the South-Tatar Arch

N.B. Amel'chenko¹, T.V. Ivanova¹, D.I. Ivanov¹, R.Kh. Masagutov²

¹*BashNIPneft Ltd., Ufa, Russia*

²*PJSC Bashneft, Ufa, Russia*

Abstract. The paper deals with allocation of the vertical profile of the weathering crust based on well logging in the Precambrian basement of the South-Tatar Arch in the Republic of Bashkortostan. Within the most elevated part of the basement in the region, crystalline rocks lie at depths of 1650-3000 m. Despite the fact that the weathered rocks are potential reservoirs, they were not objects of special studies in the Republic of Bashkortostan. One of the reasons is in poor study of core section. The exceptions are parametric wells '2000 Tuimazy' and '50 Novournyak', in which the core was taken out in several intervals of the weathering crust. Based on the comparison of logging data and rock material in these wells the areas were allocated of subsequent change of crystalline rocks under action of supergene factors from the initial disintegration of the initial substrate to the final products of its decomposition. In the well 50 Novournyak rocks alternated in the surface conditions are blocked by the most ancient sediments - Tyuryushevskian suite of the Lower Riphean. The authors believe that the basic pack of the suite presented with quartz-feldspathic sandstones and quartzites and visibly separated from the overlying sandstones according to logging completes a full profile of the weathering crust. In the well 2000 Tuimazy the weathering crust is overlapped by deposits of Koyvenkovskian horizon and is characterized by a greater degree of alternation and fragmentation of the initial substrate. Its formation in the gap between the Archean-Proterozoic and Lower Devonian was a multi-staged: with periods of complete or partial erosion, with the imposition of supergene processes in the previously formed areas. Despite some differences, the vertical profile of the weathering crust in both wells has similar logging characteristics. It is recommended to check signs identified on more wells drilled within the South-Tatar arch, and in the case of confirmation, they can be used to study the structure of the weathering crust in low coring or its absence.

Keywords: South-Tatar arch, basement, weathering crust, area, parametric well, crystalline rocks, logging data

References

- Alfimova N.A. Rannedokembriyskie kory vyvetrivaniya Karelii. Geologicheskoe stroenie, khimicheskiy sostav i usloviya formirovaniya. *Diss. kand. geol.-min. nauk* [Early Precambrian weathering crust of Karelia. Geological structure, chemical composition and formation conditions. Cand. geol. and min. sci. diss.]. S-Pb. 2007. 173 p. (In Russ.)
Ginzburg I.I. Tipy drevnikh kor vyvetrivaniya, formy ikh proyavleniya i klassifikatsiya. V kn.: Kora vyvetrivaniya [Types of ancient weathering crusts, forms of their occurrence and classification. In book: Weathering crust]. Moscow: USSR Academy Publ. 1963. Is. 6. Pp. 71-101. (In Russ.)
Ginzburg I.I., Rukavishnikova I.A. Mineraly drevney kory vyvetrivaniya Urala [Minerals of ancient weathering crust of the Urals]. Moscow: USSR Academy Publ. 1951. 715 p. (In Russ.)

Kazanskiy Yu.P. Vyvetrivanie i ego rol' v osadkonakoplenii [Weathering and its role in sedimentation]. Moscow: Nauka Publ. 1969. 130 p. (In Russ.)

Lapinskaya T.A., Zhuravlev E.G. Pogrebnaya kora vyvetrivaniya fundamenta Volgo-Ural'skoy gazoneftenosnoy provintsii i ee geologicheskoe znachenie [Buried weathering crust of basement of Volga-Ural petroleum province and its geological significance]. Moscow: Nauka Publ. 1967. 174 p. (In Russ.)

Petrov V.P. Osnovy ucheniya o drevnikh korakh vyvetrivaniya [Fundamentals of ancient weathering crusts]. Moscow: Nauka Publ. 1967. 343 p. (In Russ.)

Polynov B.B. Kora vyvetrivaniya [Weathering crust]. Part. 1. Leningrad: USSR Academy Publ. 1934. 245 p. (In Russ.)

Sitdikova L.M., Sidorova E.Yu. Mineralogical-petrographic features of crustal rock formation in the South-Tatar arch crystalline basement. *Georesursy = Georesources*. 2011. No. 1(37). Pp. 13-15. (In Russ.)

Syngaevskiy P.E., Khafizov S.F. Formatsiya kory vyvetrivaniya v osadochnom tsikle Zapadno-Sibirskogo basseyna [Formation of weathering crust in sedimentary series of the West Siberian basin]. *Geologiya nefiti i gaza = Oil and Gas Geology*. 1999. № 11-12. Pp. 22-30. (In Russ.)

Timergazin K.R. O metamorficheskikh porodakh fundamenta platformy, vskrytykh Chekanskoy skv №1 [Metamorphic rocks of platform basement, exposed by Chekanskoy well No. 1]. *Bashkirskaya nefit' = Bashkir oil*. 1951. No. 3. Pp. 8-14. (In Russ.)

Vernadskiy V.I. Ocherki geokhimii [Essays on Geochemistry]. Moscow, Leningrad: State Publ. House. 1927. 368 p. (In Russ.)

For citation: Amel'chenko N.B., Ivanova T.V., Ivanov D.I., Masagutov R.Kh. Weathering Crust of the Basement in Parametric Wells 50 Novournyak and 2000 Tuimazy in the South-Tatar Arch. *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 3. Part 2. Pp. 212-217. DOI: 10.18599/grs.18.3.11

Information about authors

Nina B. Amelchenko – Leading Geologist, Regional Geology Division, BashNIPneft Ltd. Russia, 450006, Ufa, Lenina str. 86/1
Phone: +7(347)262-49-37, e-mail: AmelchenkoNB@bashneft.ru

Tamara V. Ivanova – PhD (Geol. and Min)
Phone: +7(347)284-75-69, e-mail: IvanovaTV@bashneft.ru

Denis I. Ivanov – PhD (Geol. and Min), Chief Specialist, Regional Geology Division, BashNIPneft Ltd. Russia, 450006, Ufa, Lenina str. 86/1. Phone: +7(347)262-41-42, e-mail: IvanovDI@bashneft.ru

Rim Kh. Masagutov – Doctor of Science (Geol. and Min), Head of Division, Reserves Management and Exploration, Department of Exploration and Licensing, PJSC Bashneft.
Russia, 450077, Ufa, Chernyshevskogo str. 115
Phone: +7(347)26 16088, e-mail: MasagutovRKH@bashneft.ru

Manuscript received July 27, 2016

УПОРЯДОЧЕНИЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЙ О ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ ОГРАНИЧЕНИЯ ПРИТОКА ВОДЫ В ДОБЫВАЮЩИЕ СКВАЖИНЫ В АСПЕКТЕ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ РЕАГЕНТОВ

Е.Д. Подымов, О.А. Мехеева
Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», Бугульма, Россия

Рассмотрены технологии ограничения притока воды в части использованных реагентов. Выполнена оценка технологической привлекательности процессов водоограничения, основанных на использовании наиболее употребительных реагентов. По результатам анализа составы реагентов проранжированы, и определены доминирующие. Даны рекомендации к определению назначения мероприятий с учётом использованных реагентов, выполнению анализа их эффективности и, в необходимых случаях, оформлению руководящих документов по наиболее перспективным технологическим процессам. С учётом указанного представляется целесообразным уточнить действующий Классификатор геолого-технических мероприятий.

Ключевые слова: химреагенты, технологическая привлекательность, ранжирование технологических процессов

DOI: 10.18599/grs.18.3.12

Для цитирования: Подымов Е.Д., Мехеева О.А. Упорядочение представлений о технологических процессах ограничения притока воды в добывающие скважины в аспекте используемых реагентов. *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 3. Ч. 2. С. 218-221. DOI: 10.18599/grs.18.3.12

В ПАО «Татнефть» применяется широкий спектр различных технологий ограничения водопритока в добывающие скважины. Работы классифицированы в соответствии с принятым классификатором. Однако при ближайшем рассмотрении оказывается, что по составу реагентов при производстве работ используется гораздо более широкая номенклатура химреагентов, чем предусматривается в регламентирующей документации. Это свидетельствует о том, что реальные потребности производства опережают решения, предлагаемые в документации, и поиск оптимальных составов идёт интуитивно.

Рассматривалось 8071 мероприятие, номинально проведенное с целью ограничения притока воды по пласту, на предмет уточнения состава использованных реагентов. Предварительный анализ показал, что по 1035 мероприятиям состав реагентов не содержит компонент, характерный для технологий ограничения притока воды из пласта; по 1370 мероприятиям состав реагентов свидетельствует о проведении работ по изоляции водопроводящих каналов не в пласте, а за эксплуатационной колонной (в состав входят такие реагенты, как цемент, резиновая крошка, песок, кварц и т.д.).

Использовалось не менее 58 реагентов. Наиболее употребительными оказались: полиакриламиды – использованы в 2221 мероприятии; сшиватели – 1786; СНПХ-9633 – 1492; глина – 1136; жидкое стекло – 426; РДН – 623. В большинстве случаев закачиваемые составы были комплексными, сочетающимися обычно два ключевых реагента, определяющих водоограничивающую сущность воздействия (например, полиакриламид и сшиватель). Водоограничивающая сущность воздействия сводилась к снижению проницаемости коллектора путём создания малоподвижной высоковязкой эмульсии (СНПХ-9633, нефтенол, гипан); солеотложения в поровом пространстве

(жидкое стекло, щелочь); закачки в поровое пространство мелкодисперсной суспензии (глина, мука); отключения части порового пространства за счёт гелеобразования (полимер со сшивателем). Каждое из направлений не свободно от недостатков. Так, подвижные эмульсии с вводом скважину в работу могут частично возвращаться в скважину, создавая осложнения при транспортировке продукции скважин. Солеотложения не полностью перекрывают поровое пространство. Закачка глины существенно меняет коллекторские характеристики; закачиваемая мука не проникает глубоко в пласт. Гелеобразование перекрывает не только водопроводящие, но и нефтепроводящие каналы и недолговечно вследствие деструкции. Потребности преодоления указанных проблем определяют большое разнообразие используемых реагентов.

В ходе анализа однотипные по составу реагентов мероприятия были сгруппированы, что позволило далее рассматривать их в качестве условных технологических процессов.

После отбраковки по указанным причинам осталось 4917 мероприятий. Некоторые составы весьма употребительны (сотни мероприятий). Однако 542 малочисленные (менее 5 мероприятий) и представляют интерес разве что как отражение попыток подобрать состав, позволяющий выполнить задачу ограничения притока воды в конкретных геолого-промысловых условиях скважины. Само по себе количество технологических процессов чрезмерно велико и, самое главное, в большинстве случаев не соответствует принятым в установленном порядке руководящим документам, т.е. нелегитимно. Представляется актуальным определиться с назначением мероприятий с учётом использованных реагентов, выполнить анализ их эффективности и в необходимых случаях оформить руководящий документ по наиболее перспективным техноло-

гическим процессам. С учётом указанного представляется целесообразным уточнить действующий Классификатор геолого-технических мероприятий.

Вначале выполнялась подготовка и дополнительная обработка информации базы данных. Из всего массива данных о мероприятиях по интересующим технологиям исключались мероприятия с сомнительным составом реагентов, с физически некорректными данными о дебитах и обводнённости продукции. Для получения более адекватной характеристики технологии из рассмотрения исключались мероприятия со слишком коротким сроком проявления эффекта (менее трёх месяцев – эффект ещё не вполне проявился) и со слишком длинным сроком проявления эффекта (более 60 мес. – точность определения момента окончания эффекта ухудшается со временем, прошедшим с даты мероприятия). По оставшимся мероприятиям проводилось контрольное тестирование на предмет учёта изменения производительности насоса после мероприятия (сумма дебита нефти до воздействия и среднего за период проявления эффекта прироста дебита нефти не должна превышать дебит жидкости до воздействия).

Условные технологические процессы были отранжированы по параметру технологической привлекательности, рассчитываемому по формуле (1):

$$P_T = H \cdot K_{TV} \cdot \log M_T \quad (1)$$

где P_T – показатель технологической привлекательности, ед.; H – относительное увеличение дебита нефти за счёт мероприятия, ед.; K_{TV} – коэффициент технологической успешности, ед.; $\log M_T$ – логарифм количества мероприятий, рассматривавшихся для определения технологической привлекательности, ед.

Коэффициент технологической успешности рассчитывается по формуле (2):

$$K_{TV} = \frac{M_d}{M_T} \quad (2)$$

где K_{TV} – коэффициент технологической успешности, ед.; M_d – количество мероприятий с относительным приростом дебита нефти, превышающим пороговый, ед.; M_T – общее количество мероприятий, рассматривавшихся для определения технологической привлекательности, ед.

Отметим, что настоящий анализ преднамеренно отстранён от экономической характеристики результатов мероприятий во избежании смещения акцента к вопросу – оправданы или нет инвестиции. Для ответа на него необходимо дополнительно провести серьёзную трудоёмкую оценку технологических и экономических результатов мероприятий.

В табл. 1 представлены ранжированные результаты применения некоторых технологических процессов.

Общая картина применения технологических процессов водоограничения показывает, что доминирующую роль по числу мероприятий играют составы на основе глины, СНПХ-9633, полиакриламида (Табл. 2).

Представляет интерес рассмотрение более узких групп технологических процессов, в которых используются распространённые реагенты.

Глина входит в состав многих технологических процессов, применяющихся для водоограничения. В

технологиях используется свойство глины снижать проницаемость коллектора за счёт заиливания. Однако закачка глины имеет негативную сторону, а именно, снижение проницаемости происходит навсегда, закрывая нефтепроводящие каналы для тока нефти в будущем. Применение таких технологий при низкой обводнённости влечёт за собой неполную выработку запасов нефти.

Весьма большое количество мероприятий успешно выполняется с использованием реагента СНПХ-9633. В основном используется две основных разновидности составов СНПХ-9633 – с минерализованной водой и с глиной. Дополнительный анализ показывает, что глина служит для дозакрепления в пласте закачанного состава СНПХ-9633 с целью предотвращения его выноса в скважину при пуске её в работу (особенно в трещиноватых коллекторах). Главным достоинством состава на основе СНПХ-9633 является их селективность в отношении водонасыщенных (образование высоковязких эмульсий при контакте с минерализованной водой) и нефтенасыщенных коллекторов (отмывание нефти). Опыт показывает, что основным сдерживающим фактором применения технологий на основе эмульсий (СНПХ-9633 и др.) является их стоимость. Представляется целесообразной активизация работ по созданию более дешёвых технологий-аналогов.

Имеются свои преимущества и у менее распространённых технологических процессов, основанных на использовании стекла. Используется главным образом две разновидности составов: с жидким стеклом и соляной кислотой и с полиакриламидом для загущения закачиваемого состава, а также с добавлением к ним ещё и муки для предотвращения выноса состава в скважину (во избежание гелирования и солеобразования непосредственно в скважине). Преимуществами технологий со стеклом является относительная экологическая чистота и то, что коллектор не запечатывается наглухо, оставляя возможность дальнейшей работы с пластом.

Большое разнообразие наблюдается в технологических процессах, основанных на использовании сшитых полимеров (полиакриламид, биополимер, ксантан и т. п.). Их достоинством является надёжное запирающее водопроводящих каналов. Однако воздействие не селективно, и могут быть запорты также и нефтепроводящие каналы. Лидирующие позиции по объёму выполненных работ занимают составы, содержащие полиакриламид, сшиватель и РДН (другие составы, не содержащие РДН, им заметно уступают). Составы, содержащие другие виды полимеров (биополимеры БП-92, ксантан, целлюлоза), по объёмам работ существенно уступают составам с полиакриламидом. Отметим, что привлекают внимание высокие рейтинги составов на основе полиакриламида с РДН, применение которых ведёт свою историю со времён сотрудничества нефтяников Татарстана с институтом «Гипровостокнефть». Представляется целесообразным провести тщательную углублённую технологическую и экономическую оценку результатов этих мероприятий на месторождениях Татарстана. При подтверждении высокой эффективности представляется целесообразным вернуться к изучению состава и свойств химреагентов, входящих в композиции продуктов серии РДН, имея в виду разработку собственных технологий-аналогов.

Наименование технологии	Кол-во объектов	Ранг	Относительное увеличение дебита нефти, ед.	Технологическая привлекательность, ед.	Успешность технологическая, %
Глина, мин_вода	114	1	9,6	19,9	100
Глина, мин_вода, СНПХ-9633	465	2	6,5	17,3	100
Глина, МЛ, мин_вода	17	3	11,1	14,0	100
Нефть, глина, полиакриламид_загуш, пр_вода	31	4	7,5	11,2	100
НСI, МЛ, мин_вода, СНПХ-9633	6	5	12,9	10,9	100
Глина, мука, полиакриламид_сш, сшиватель	12	6	10,1	10,3	92
Мин_вода, СНПХ-9633	498	7	3,9	10,2	96
Полиакриламид_сш, МЛ, сшиватель, мин_вода	21	8	8,4	9,7	86
МЛ, мин_вода, СНПХ-9633	95	9	4,9	9,6	99
Нефть, глина, полиакриламид_сш, сшиватель, пр_вода	73	10	5,1	9,5	99
Полиакриламид_сш, сшиватель, мин_вода	100	11	5,3	9,5	90
СНПХ-9633	231	12	4,4	9,0	92
Полиакриламид_сш, сшиватель, мин_вода, гуар	29	14	4,6	6,8	100
Нефть, глина, полиакриламид_сш, сшиватель, мин_вода	30	15	4,6	6,7	100
НСI, продукт-119, HF, мин_вода, пр_вода	8	18	7,1	6,4	100
Нефть, нефтенол, мин_вода	5	19	7,9	6,1	100
Полиакриламид_сш, РДН, сшиватель, пр_вода	151	21	2,9	6,0	94
Нефть, НСI, HF, РМД	11	24	5,1	5,5	100
РБК, сшиватель, пр_вода	7	31	5,0	4,2	100
НСI, цеолит, пр_вода	17	35	3,7	3,8	82
Продукт-119	42	36	3,0	3,8	79
Биополимеры, сшиватель, пр_вода	116	37	1,9	3,7	96
Стекло, гипан	13	40	4,6	3,5	77
Глина, алюмохлорид, полиакриламид_сш, МЛ, сшиватель, пр_вода	6	42	4,0	3,4	100
Нефть, стекло, НСI, полиакриламид_загуш	8	45	3,8	3,2	87
НСI, продукт-119	23	48	2,6	3,0	91
Стекло, НСI, полиакриламид_загуш, МЛ, пр_вода	5	53	3,5	2,7	100
Биополимеры, сшиватель	52	54	1,8	2,7	87
ВНП	8	61	3,0	2,5	87
Стекло, НСI	37	62	2,3	2,5	70
NaOH, полиакриламид_загуш, АЦФ-75, мин_вода, пр_вода	28	70	1,7	2,2	89
Сшиватель, КФ-Ж, пр_вода	18	76	1,8	2,0	89
Цеолит	13	81	1,8	1,9	92
Мука, полиакриламид_сш, сшиватель	10	87	2,1	1,7	80
Гипан, пр_вода	10	88	2,7	1,7	60
Стекло, НСI, мука, полиакриламид_загуш, мин_вода, пр_вода	13	89	2,1	1,7	69
Нефть, агидрон, мин_вода	16	90	1,4	1,7	94
Полиакриламид_загуш, МЛ, неонол_АФ, прочие, пр_вода	5	103	1,7	1,3	100
Сшиватель, ксантан, пр_вода	9	105	1,4	1,2	89
Полиакриламид_сш, МЛ, неонол_АФ, прочие, сшиватель, пр_вода	5	113	1,2	0,9	100
Нефть, нефтенол, дистиллят, CaCl ₂	6	120	1,3	0,7	67
Карфас	5	123	1,5		60

Табл. 1. Результаты применения некоторых технологических процессов. Примечание: полиакриламид_загуш используется для предотвращения преждевременной седиментации компонент состава, полиакриламид_сш используется для образования геля.

№ п/п	Состав реагентов	Кол-во объектов
1	мин_вода, СНПХ-9633	498
2	глина, мин_вода, СНПХ-9633	466
3	СНПХ-9633	232
4	нефть, РМД	187
6	полиакриламид_сш, РДН, сшиватель	143
7	биополимеры, сшиватель, пр_вода	117
8	глина, мин_вода	115
9	полиакриламид_сш, сшиватель, мин_вода	101

Табл. 2. Рассмотренные технологические процессы.

Выводы

1. По составу реагентов при производстве работ используется гораздо более широкая номенклатура химреагентов, чем предусматривается в регламентирующей документации. Это свидетельствует о том, что реальные потребности производства опережают решения, предлагаемые в документации, и поиск оптимальных составов идёт интуитивно.

2. Количество технологических процессов чрезмерно велико и в большинстве случаев не соответствует принятым в установленном порядке руководящим документам. Представляется актуальным определить с назначением мероприятий с учётом использованных реагентов, выполнить анализ их эффективности и в необходимых случаях оформить руководящие документы по наиболее перспективным технологическим процессам. С учётом указанного представляется целесообразным уточнить действующий Классификатор геолого-технических мероприятий.

3. Доминирующую роль по числу мероприятий играют составы на основе глины, СНПХ-9633, полиакриламида. Однако закачка глины, несмотря на дешевизну, имеет негативную сторону – снижение проницаемости происходит навсегда, закрывая нефтепроводящие каналы для тока нефти в будущем. Главным достоинством состава на основе СНПХ-9633 является их селективность в отношении водонасыщенных и нефтенасыщенных коллекторов; основным сдерживающим фактором является стоимость. Главным недостатком составов на основе сшитого полиакриламида является неселективность в отношении водонасыщенных и нефтенасыщенных коллекторов.

4. Целесообразно проведение углублённой оценки результатов мероприятий для более адекватной оценки достоинств технологий.

Сведения об авторах

Евгений Дмитриевич Подымов – заведующий лабораторией проектирования методов увеличения нефтеотдачи, Отдел увеличения нефтеотдачи пластов Института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»

Россия, 423236, Республика Татарстан, Бугульма, ул. М. Джалыля 32
Тел: +7 (85594)78-619

Олеся Александровна Мехеева – младший научный сотрудник лаборатории проектирования методов увеличения нефтеотдачи, Отдел увеличения нефтеотдачи пластов Института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»

Россия, 423236, Республика Татарстан, Бугульма, ул. М. Джалыля 32
Тел: +7 (85594)78-569, e-mail: mekheevaova@tatnipi.ru

Статья поступила в редакцию 12.05.2016

Arrangement of Concepts About Technological Processes of Limiting Water Inflow into Production Wells in terms of Reagents Used

E.D. Podymov, O.A. Mekheeva

Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) PJSC Tatneft, Bugulma, Russia

Abstract. We consider water inflow control technology in terms of reagents used. The estimation of technological attractiveness vodoogranicheniya processes based on the use of the most commonly used reagents. According to the analysis reagent compositions are ranked and determined dominant. Recommendations are given to determine the purpose of measures in view of the reagents used, to analyze their effectiveness and, where appropriate, issue guidelines on the most promising technological processes. In view of this it seems appropriate to clarify the current classifier of geological and technical measures.

Keywords: chemicals, technological attractiveness ranking of technological processes

For citation: Podymov E.D., Mekheeva O.A. The Arrangement of Concepts About Technological Processes of Limiting Water Inflow into Production Wells in terms of Reagents Used. *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 3. Part 2. Pp. 218-221. DOI: 10.18599/grs.18.3.12

Information about authors

Evgeniy D. Podymov – PhD, Head of the EOR Methods Design Laboratory, EOR Department

Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) PJSC Tatneft

Russia, 423236, Tatarstan Republic, Bugulma, M. Dzhaliyly str. 32
Phone: +7 (85594)78-619

Olesya A. Mekheeva – Junior Research Assistant, EOR Methods Design Laboratory, EOR Department

Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) PJSC Tatneft

Russia, 423236, Tatarstan Republic, Bugulma, M. Dzhaliyly str. 32
Phone: +7 (85594)78-619, email: mekheevaova@tatnipi.ru

Manuscript received May 12, 2016

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ 4 БЛОКА ЗАЛЕЖИ № 31 РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ПЕРЕИНТЕРПРЕТАЦИИ ГИС И МОДЕЛИРОВАНИЯ

И.С. Каримов¹, М.М. Салихов², И.Р. Мухлиев², Л.Р. Сагидуллин², Н.Ф. Могинов²

¹ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

²НГДУ «Джалильнефть» ПАО «Татнефть», Джалиль, Россия

В данной статье рассмотрены работы по оптимизации выработки запасов нефти 4 блока залежи № 31 Ромашкинского месторождения, выполненные в НГДУ «Джалильнефть» ПАО «Татнефть». На основе переинтерпретации ГИС уточнено геологическое строение залежи для принятия рациональных технологических решений и разработки ГТМ. Результаты переинтерпретации старого геофизического материала позволили скоррелировать геологический разрез по пластам и скорректировать ранее построенные карты разработки по бобриковскому горизонту нижнего карбона. Рекомендованы способы по выявлению, изучению и дальнейшему картированию эрозионных «врезов». Результатами выполненной переинтерпретации старого геолого-геофизического материала по каждой скважине явились изменения значений коллекторских характеристик продуктивных интервалов пластов, эффективно-нефтенасыщенных толщин, в результате чего был получен прирост запасов нефти. На основании новой геологической модели 4 блока залежи № 31 предложены мероприятия по оптимизации размещения проектных скважин для эксплуатационного бурения, рекомендованы скважины для зарезки боковых и боковых горизонтальных стволов и ГТМ по вскрытию ранее не выявленных и не вовлеченных в разработку запасов пластов-коллекторов. Предложенные мероприятия позволили снизить геологические и экономические риски бурения неуспешных скважин, достичь проектных уровней добычи нефти и показателя КИН.

Ключевые слова: бобриковский горизонт, геолого-гидродинамическое моделирование, эрозионные врезы, переинтерпретация ГИС, коллекторские свойства, залежь, запасы

DOI: 10.18599/grs.18.3.13

Для цитирования: Каримов И.С., Салихов М.М., Мухлиев И.Р., Сагидуллин Л.Р., Могинов Н.Ф. Совершенствование системы разработки 4 блока залежи № 31 Ромашкинского месторождения по результатам переинтерпретации ГИС и моделирования. *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 3. Ч. 2. С. 222-227. DOI: 10.18599/grs.18.3.13

*Мы должны быть готовы
пересмотреть любое из наших представлений.
Этот принцип требует «мужества ума»
Д. Пайя*

Развитие нефтедобывающего предприятия зависит от пополнения его ресурсной базы за счёт прироста запасов по двум направлениям: доразведки и увеличения коэффициента нефтеизвлечения. В НГДУ «Джалильнефть» ПАО «Татнефть» эта задача решается в том числе за счет переинтерпретации ГИС пробуренного фонда скважин и на основе уточнения утверждённых ГТМ и разработки новых.

По результатам переинтерпретации старого геолого-геофизического материала по каждой скважине осуществляется существенный прирост запасов нефти. Современные геофизические методы исследования скважин в значительной степени усовершенствованы как технически, так и программными продуктами интерпретации полученных результатов.

Нефтеносные отложения турнейского и бобриковского объектов, в том числе залежи № 31, требуют детального рассмотрения. Залежь № 31 Ромашкинского месторождения находится в промышленной разработке с 1977 года. Опыт эксплуатации залежи показывает, что имеются определенные трудности в достижении проектных показателей добычи нефти. Причиной являются не только технические и технологические моменты разработки, но, главное, точность в представлении о геологическом строении залежи. Геологическая служба НГДУ работает

над достижением максимального совпадения прогнозных построений с фактическими по данным бурения новых скважин. В этой связи на основе переинтерпретации ГИС ведётся уточнение разрезов скважин, выделение продуктивных пластов и их аналогов, строятся корреляционные схемы и геолого-статистические разрезы (Рис. 1).

По полученным результатам уточняется представление о геологическом строении залежи в части структурных поверхностей, абсолютных значений коллекторских свойств вмещающих пород, распространения коллекторов по площади и разрезу, положения контуров нефтеносности и значений эффективных нефтенасыщенных толщин, уточнения объёмов нефтенасыщенных пород и содержащихся в них запасов нефти.

Такой подход позволил скорректировать ранее построенные карты разработки по продуктивным пластам отложений турнейского яруса, бобриковского и радаевского горизонтов нижнего карбона для принятия наиболее рациональных технологических решений и разработки ГТМ по оптимизации выработки запасов 4 блока залежи № 31 (Рис. 2).

Особенностью строения 4 блока залежи № 31, как и её строения в целом, является наличие зон эрозионных нарушений карбонатных отложений турнейского яруса, в

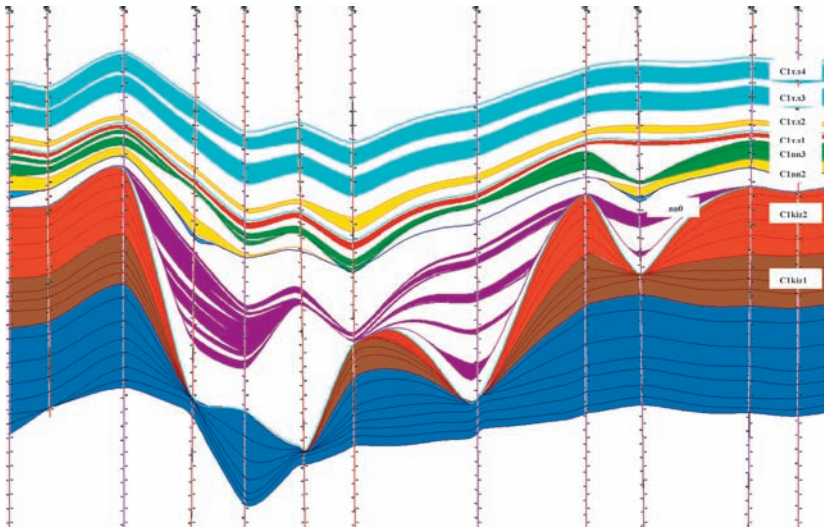
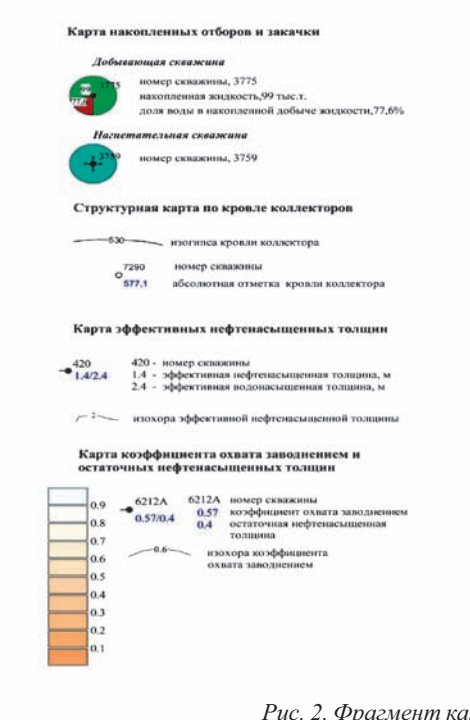
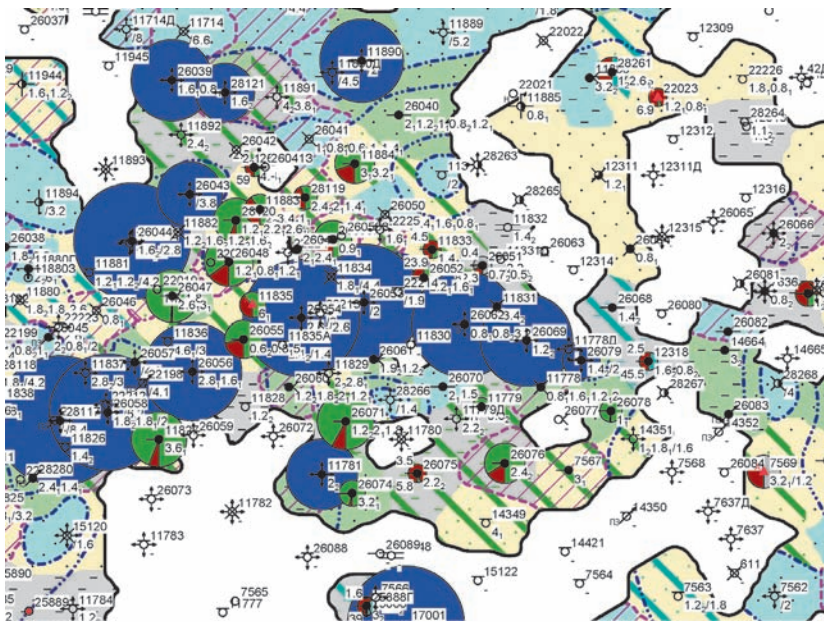


Рис. 1. Геолого-стратиграфический профиль отложений тульско-турнейского возраста.



которых зафиксирован полный размыв аргиллитов елховского горизонта и отсутствие их в разрезе скважин. По данным корреляционных разрезов и построения карт распространения коллекторов отмечается разнообразие форм развития врезов по площади в виде: русел, мульд и небольших площадей с различной глубиной размыва, что свидетельствует о частой смене обстановки осадконакопления. Рассолы мелководного бассейна, проникая по трещинам и выщелачивая карбонаты турнейского яруса, разрушали их до образования каверн микро- и макроразмеров, до карстогенных образований. Разрушенный материал сносился в ближайший прогиб ККС. Выполнялись разрушенные зоны терригенными отложениями бобриковско-радаевского возраста, к которым приурочены повышенные значения толщин терригенных пород, перекрывающих карбонатные отложения турнейского яруса (Рис. 3). Глубина врезания в карбонаты турнейского яруса разная: от единиц до десятков метров и полного размыва отложений карбонатов турнейского возраста и части верха разреза отложений заволжского горизонта верхнего девона. Это отчетливо видно на кривых ГИС, что показано на примере района скв. № 14351, где резко меняется плотность сечения изогипс на структурном плане, сокращены толщины карбонатов турнейского яруса и увеличены толщины терригенных образований.

- ⊕ нагнетательные действующие
- ⊖ эксплуатационные, находящиеся под закачкой
- ⊕ нагнетательные, бездействующие на перф.
- ⊖ нагнет., ликвидированные без спуска экспл. колонны
- ⊕ нагнет., временно отбирающие нефть
- ⊖ ликвидированные после эксплуатации
- ⊕ добывающие в освоении
- ⊖ ликвидированные после опробования
- ⊕ доб. ликвидированные без спуска экспл. колонны
- ⊖ ликвидированные по техническим причинам
- ⊕ добывающие бездействующие
- ⊖ контрольные
- ⊕ пьезометрические
- ⊖ в консервации
- ⊕ ликвидированные по прочим причинам
- ⊖ фонтанные
- ⊕ зли
- ⊖ зли
- ⊕ эксплуат. контрольные ликвидированные
- ⊖ эксплуат. пьезометрические ликвидированные
- ⊕ нагнетательные контрольные
- ⊖ нагнетательные пьезометрические
- ⊕ нагнет. ликвидированные после опробования
- ⊖ нагнет., ликвидированные после эксплуатации
- ⊕ нагнет., ликвидированные по прочим причинам
- ⊖ зли не перфорированные
- ⊕ зли не перфорированные
- ⊖ зли не перфорированные
- ⊕ злит горизонт эксплуат. скважины
- ⊖ злит горизонт нагнет. скважины
- ⊕ злит. под закачкой, не перфорированные
- ⊖ нагнетательные бездействующие перф.
- ⊕ добывающие бездейств., пласт перфорирован
- ⊖ пьезометрические, пласт перфорирован
- ⊕ в консервации, пласт перфорирован
- ⊖ добывающие, работающие на др. горизонтах
- ⊕ нагнет. работающие на др. горизонтах
- ⊖ добывающие, в ожидании ликвидации
- ⊕ нагнет., в ожидании ликвидации
- ⊖ разведочные
- ⊕ разведочные в консервации
- ⊖ разведочные в бездействии
- ⊕ нагнет. врем. работ. на нефть в б/д
- ⊖ добывающие бездейств., пласт злит
- ⊕ контрольные в бездействии
- ⊖ проектные добывающие скважины
- ⊕ проектные нагнетательные скважины
- ⊖ перевод с горизонта на горизонт
- ⊕ перевод с горизонта на горизонт
- ⊖ перевод с горизонта на горизонт
- ⊕ нагнет. врем. отбир. нефть зли в б/д
- ⊖ нагнет. врем. отбир. нефть зли не перф.
- ⊕ скважины рабочие горизонтальные
- ⊖ скважины рабочие горизонтальные

Рис. 2. Фрагмент карты разработки 4 блока залежи № 31 пласта С1бр3.

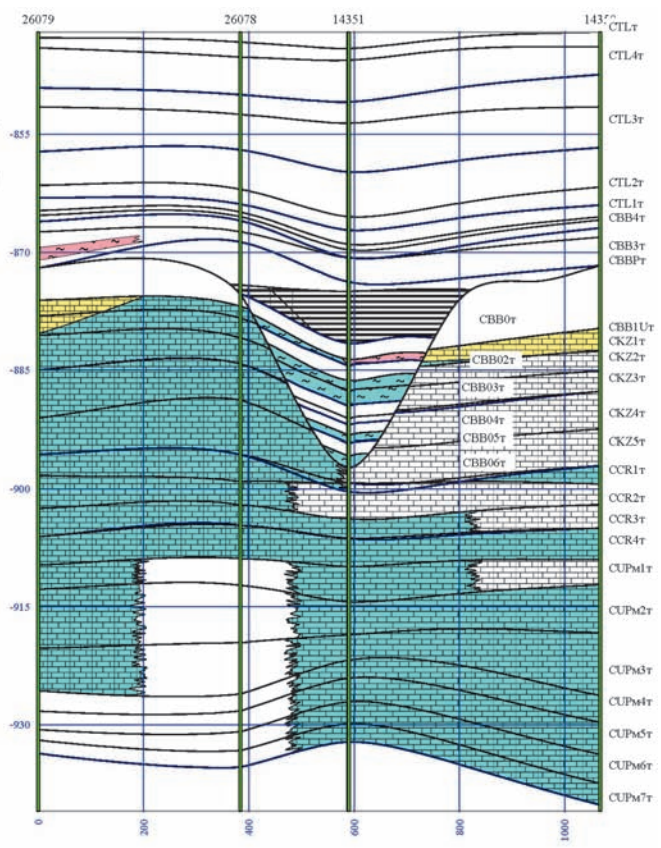
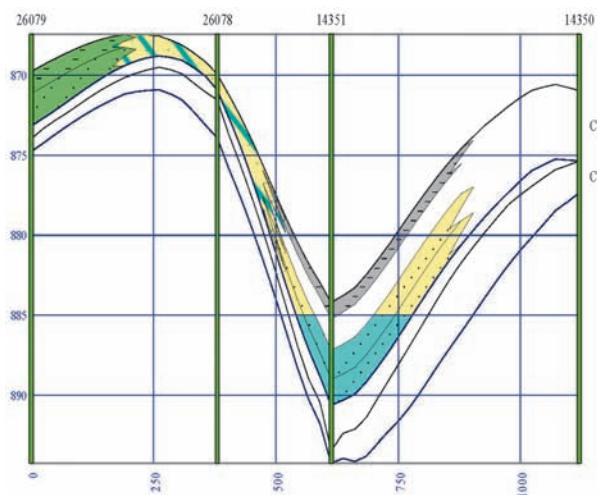


Рис. 3. Построение геологических разрезов до и после переинтерпретации ГИС. Условные обозначения см. рис. 2.

В качестве гидродинамической составляющей подтверждения наличия эрозионного «вреза» может служить отсутствие влияния нагнетательной скважины № 17001 в отложениях бобриковского горизонта на окружающие добывающие скважины (Рис. 4).

Большое значение результаты переинтерпретации ГИС оказали на выделение нефтеносных интервалов и продуктивных пластов, построение карт распространения коллекторов (Рис. 5).

По результатам интерпретации и оцифровки ГИС,

например, уточнены граничные значения по нефтенасыщенности, что можно объяснить понижающим проникновением фильтрата бурового раствора в пласт. Результатами переинтерпретации старого геолого-геофизического материала по каждой скважине явились изменения значений коллекторских характеристик продуктивных интервалов пластов и их кондиционных значений, что закономерно привело к уточнению эффективно-нефтенасыщенных толщин и объёмов нефтенасыщенных пород. В результате по ряду участков осуществлён существенный прирост запасов нефти.

Примером может служить скв. № 7473, пробуренная на продуктивные отложения пашийского горизонта терригенного девона. По причине высокой обводнённости добыва-

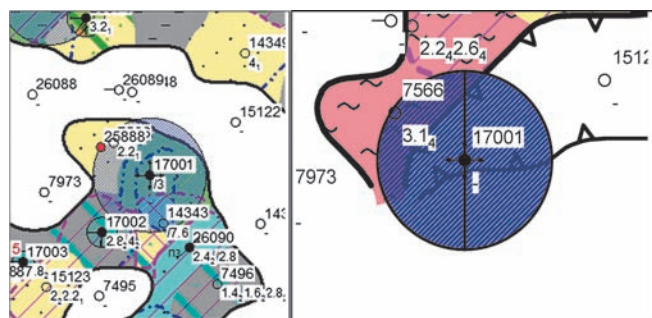


Рис. 4. Определение причины отсутствия влияния нагнетательной скважины №17001. Условные обозначения см. рис. 2.

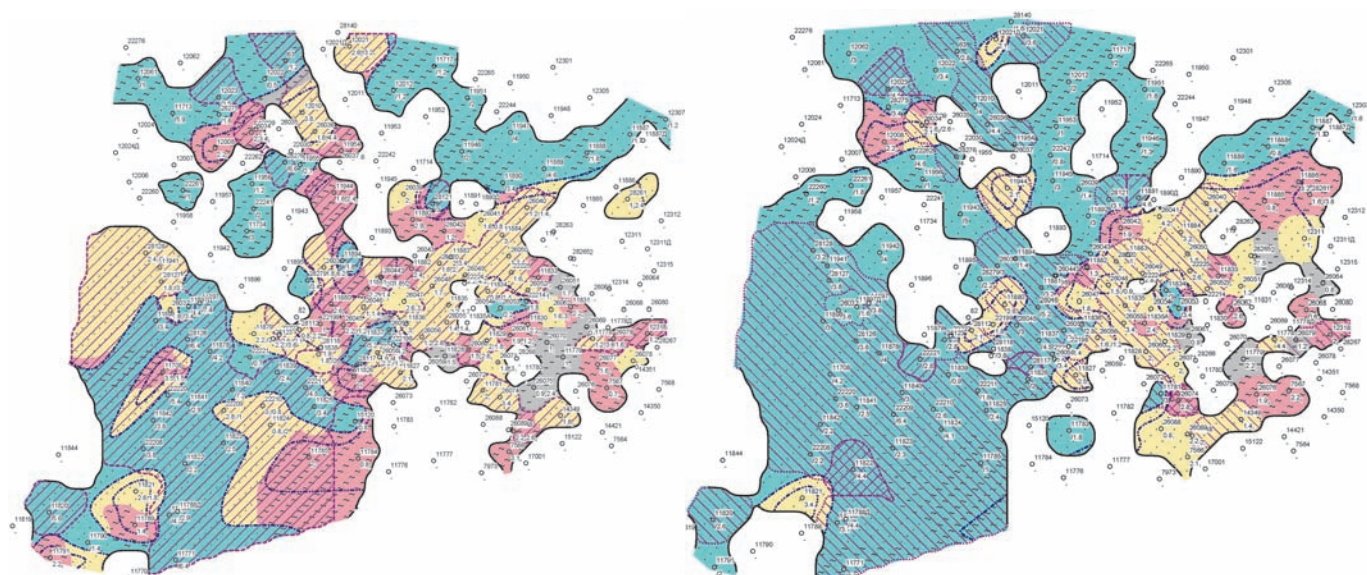


Рис. 5. Карты распространения коллекторов после переинтерпретации ГИС 4 блока бобриковского горизонта залежи № 31 по пластам С1бр2, С1бр3. Условные обозначения см. рис. 2.

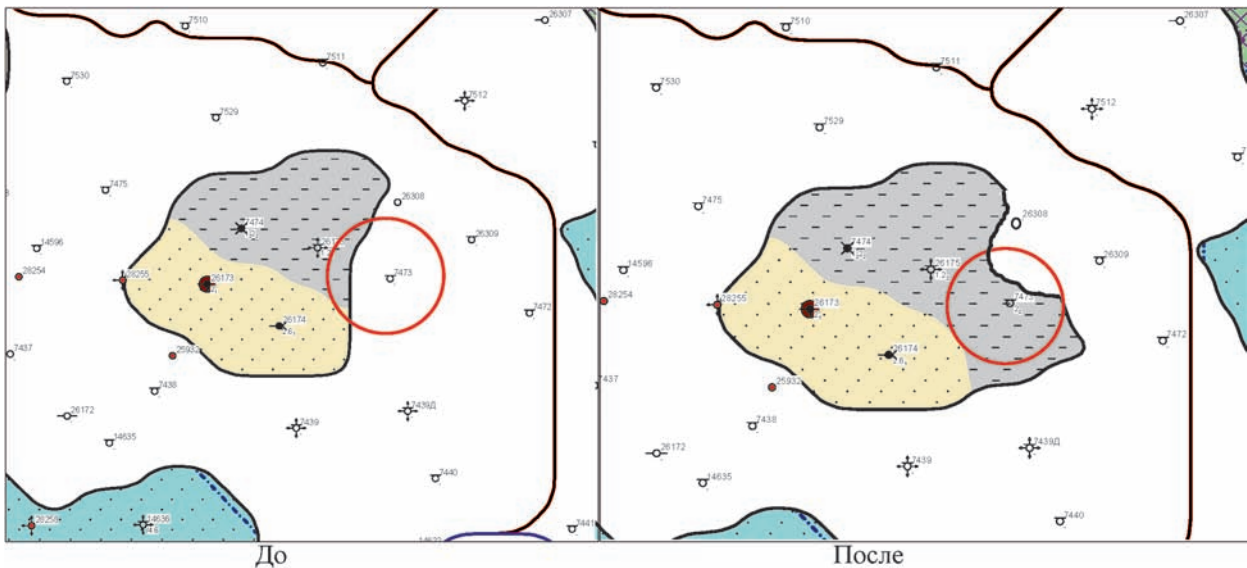


Рис. 6. Фрагмент карты разработки пласта С1бр2 до и после переинтерпретации участка скв. № 7473. Условные обозначения см. рис. 2.

емой продукции в 1997 году скважина законсервирована. По заключениям старых геофизических исследований по скважине № 7473 верхние горизонты по разрезу (а именно интервалы залегания кыновского горизонта верхнего девона и бобриковского горизонта нижнего карбона) выделяются как аналоги, т.е. характеризуются некондиционными значениями фильтрационно-емкостных свойств.

По результатам переинтерпретации ГИС этой скважины отложения С1бр2 бобриковского горизонта интерпретируются как слабо нефтенасыщенные (Рис. 6). С целью выработки запасов по рассматриваемому участку предложено расконсервировать скважину с последующей перфорацией

эксплуатационной колонны в интервале 1143,4-1145 м залегания отложений бобриковского горизонта.

На рис. 7 представлена карта разработки пласта С1бр3, построенная по результатам детальной корреляции разрезов скважин и данным технологических показателей их работы. В скв. № 26074 предлагается произвести дострел пласта-коллектора С1бр2, интервал залегания которого по старым результатам ГИС был интерпретирован как аналог. После оцифровки ГИС пласт С1бр2 интерпретируется как глинистый коллектор с нефтенасыщенной толщиной 2,8 м.

Не менее важным результатом переинтерпретации ГИС и уточнения представления о геологическом строении блока залежи является корректировка скважино-точек проектного фонда. На рис. 8

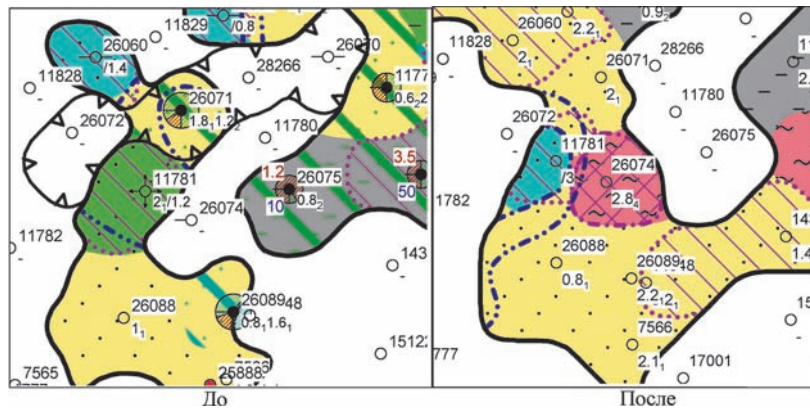


Рис. 7. Участок скважины 26074 до и после переинтерпретации ГИС. Условные обозначения см. рис. 2.

представлен фрагмент карты разработки с нанесенными дополнительными проектными скважинами для бурения.

По результатам переинтерпретации были произведены построения трехмерной геологидродинамической модели 4 блока залежи № 31. Моделирование залежи позволило получить новые представления по распространению и залеганию пород-коллекторов и концентрации в них остаточных запасов.

Было выполнено построение всевозможных карт разработки, литологических, заводнения коллекторов по статистическим данным.

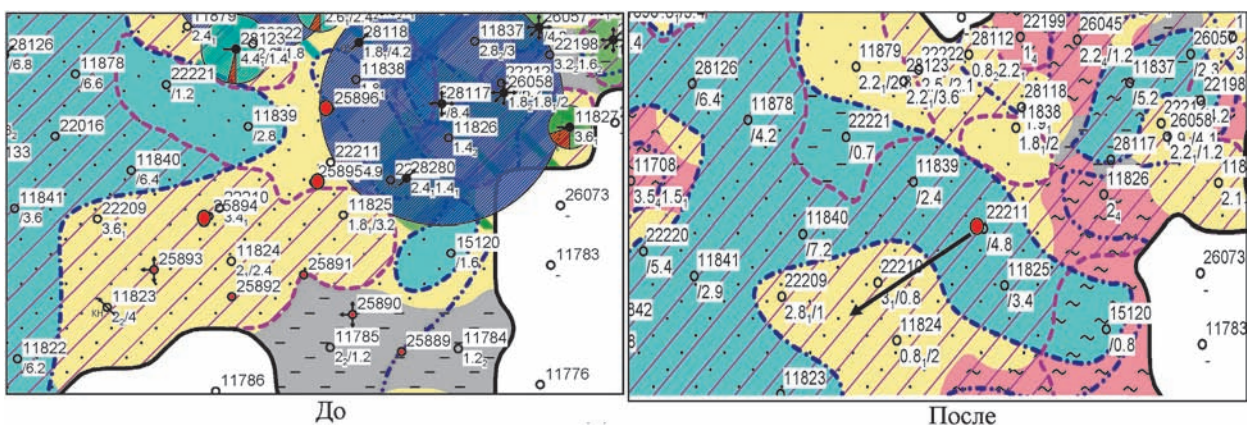


Рис. 8. Фрагмент карты разработки пласта С1бр3 до и после переинтерпретации участка скв. № 11825. Условные обозначения см. рис. 2.

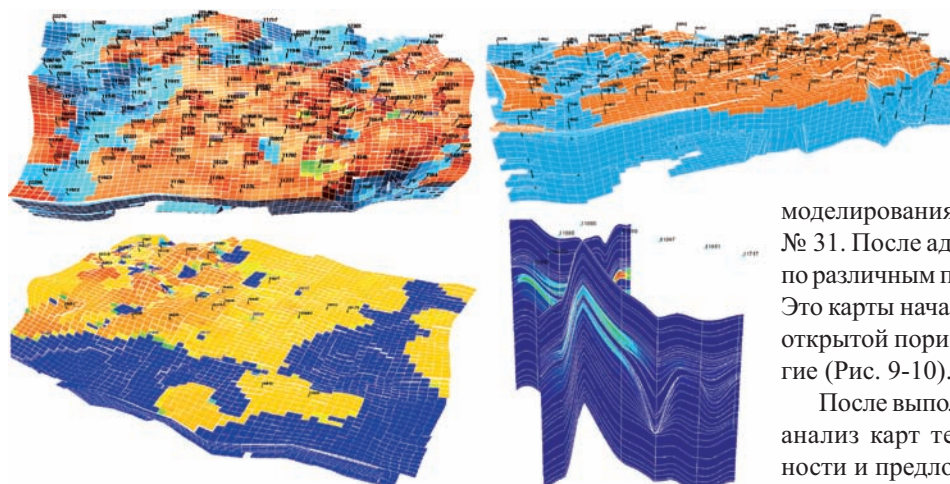


Рис. 9. Построение трехмерных геолого-гидродинамических моделей.

Выявлены затруднения по определению насыщенности некоторых участков, потому что большинство скважин работают с высоким процентом обводненности, хотя не всегда бывает однозначным определению причины их обводнения. В результате на картах разработки получают частично или полностью заводненные зоны по площади, в которых результаты бурения новых скважин не соответствуют текущим показателям. По таким картам, в принципе, планировать какие-либо мероприятия становится

весьма затруднительным, а бурение новых скважин – рискованным.

В этом случае проводятся дополнительные геофизические и гидродинамические исследования.

Для геолого-гидродинамического моделирования был выбран участок 4 блока залежи № 31. После адаптации модели были получены карты по различным параметрам в трехмерной визуализации. Это карты начальной и текущей нефтенасыщенности, открытой пористости, фазовой проницаемости и другие (Рис. 9-10).

После выполненных преобразований был проведен анализ карт текущей (остаточной) нефтенасыщенности и предложены ГТМ для оптимизации системы разработки блока.

Предлагаемые ГТМ на основе анализа новых литологических карт заключаются в оптимизации размещения проектных скважин для бурения, как например, перенос точки бурения скв. № 25895 (Рис. 8).

1. При сопоставлении обводненности соседних скважин и остаточной нефтенасыщенности адресного пласта, можно выделить скважины, в которых необходимо применение водоизоляционных методов.

На рассматриваемом блоке по результатам ГТМ для ВИР предлагаются скважины №№ 26036, 26049, 28112 (Рис. 10).

2. Выбор скважин на стимуляцию или ОПЗ происходит в результате сравнения коллекторских свойств: пористости, проницаемости и дебитов жидкости, а также по разнице расчетной и фактической депрессии. Скважины с выявленным несоответствием обычно характеризуются меньшими дебитами по сравнению с соседними скважинами, находящимися в похожих горно-геологических условиях.

В скважинах № 26050, № 26060 рекомендуется провести исследования ИГН с целью определения характера нефтеводонасыщения пластов и по результатам перевести в добывающий фонд (Рис. 11). Скважину № 26042 рекомендуется реликвидировать с бу-

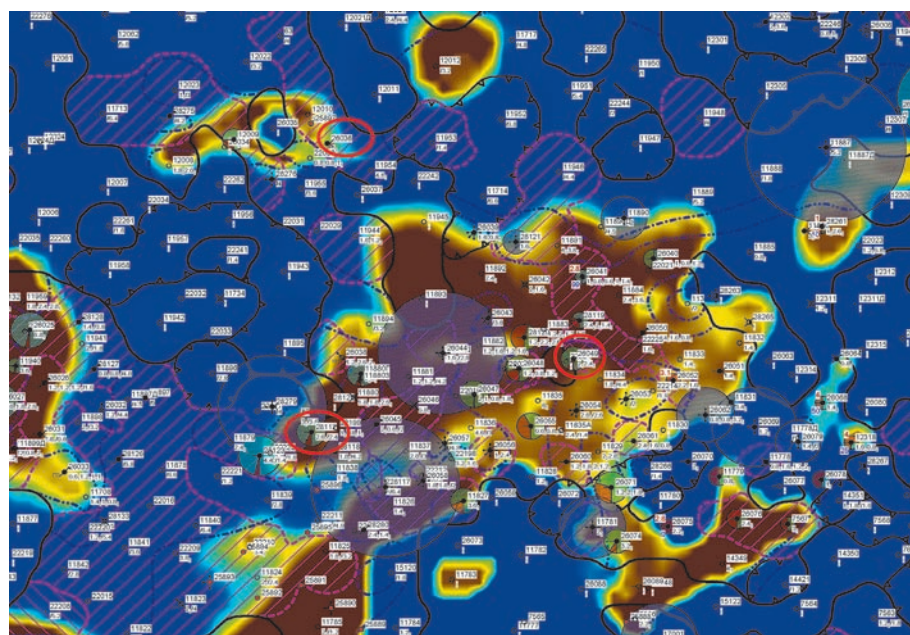


Рис. 10. Осреднение трехмерной модели в двухмерную.

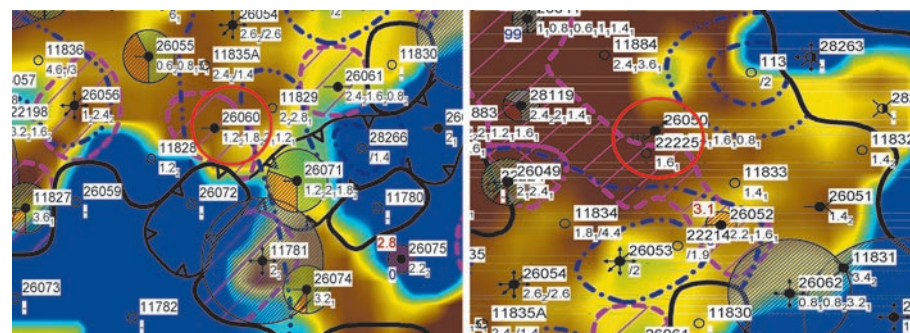


Рис. 11. Скважины № 26060 и № 26050, по результатам исследования предлагаются для перевода в добывающий фонд.

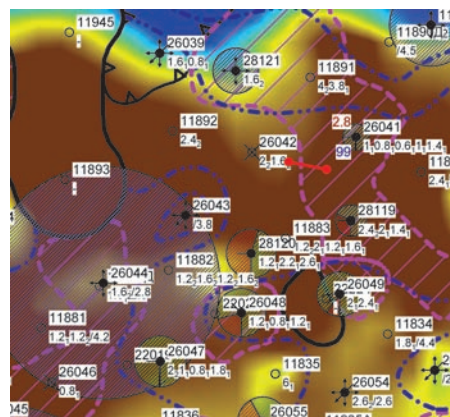


Рис. 12. Реликвидация скважины № 26042 бурением БГС.

рением бокового горизонтального ствола в юго-восточном направлении от старого забоя (Рис. 12).

Таким образом из изложенного можно сделать следующие выводы.

1. Построение литологических карт по данным детальной корреляции дают большую информативность по распределению литологических тел по площади и разрезу.

2. Оцифровка и переинтерпретация ГИС пробуренного фонда позволяют:

- существенно уточнить представление о геологическом строении адресного объекта;

- скорректировать наличие и объёмы остаточных запасов нефти (в ряде случаев прирастить, что важно для восстановления ресурсной базы);

- скорректировать положение проектного фонда скважин и избежать бурения пустых и высоко обводнённых скважин.

3. Применение новых ГТМ может:

- существенно расширить информативность о текущем состоянии разработки залежи;

- наиболее обоснованно планировать мероприятия по оптимизации существующей системы выработки запасов нефти объекта;

- достичь запроктированных уровней добычи нефти и проектного КИН.

Сведения об авторах

Ильдар Сиринович Каримов – Заместитель начальника отдела планирования и мониторинга ГТМ технологического управления по разработке нефтяных и газовых месторождений, ПАО «Татнефть»

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 75

Тел: +7(8553)307-032; e-mail: karimovis@mail.ru

Мирсаев Миргазямович Салихов – Главный геолог, НГДУ «Джалильнефть» ПАО «Татнефть»

Россия, 423368, Республика Татарстан, п. Джалиль, ул. Ленина, 2. Тел: +7(85559)603-09; e-mail: jalgeo@tatneft.ru

Ильнур Рашитович Мухлиев – Начальник геологического отдела, НГДУ «Джалильнефть» ПАО «Татнефть»

Россия, 423368, Республика Татарстан, п. Джалиль, ул. Ленина, 2. Тел: +7(85559)602-73; e-mail: dn_ro@tatneft.ru

Ленар Рафисович Сагидуллин – Заместитель начальника геологического отдела, НГДУ «Джалильнефть» ПАО «Татнефть»

Россия, 423368, Республика Татарстан, п. Джалиль, ул. Ленина, 2. Тел: +7(85559)602-59; e-mail: dn_geo@tatneft.ru

Нафис Фанисович Могинов – Геолог ЦДНГ-1, НГДУ «Джалильнефть» ПАО «Татнефть»

Россия, 423368, Республика Татарстан, п. Джалиль, ул. Ленина, 2. Тел: +7(85559)323-11

Статья поступила в редакцию 08.07.2016

Improving the Development System in the Block 4 of Deposit No. 31 of Romashkino Field According to the Logging Reinterpretation and Simulation

I.S. Karimov¹, M.M. Salikhov², I.R. Mukhliev², L.R. Sagidullin², N.F. Moginov²

¹PJSC Tatneft, Almetevsk, Russia

²Oil and Gas Production Department «Dzhalilneft» PJSC Tatneft, Dzhalil, Russia

Abstract. This article describes the works carried out in the oil and gas production department “Dzhalilneft” to optimize the development of oil reserves from block 4, deposit No. 31 of the Romashkino field. Based on the logging reinterpretation, geological structure of the deposit is adjusted to make rational technological decisions and development of geological and engineering operations. Reinterpretation results of old geophysical data allowed correlating geological section on layers and adjust the previously constructed maps for development of Bobrikovian Lower Carboniferous. The work was performed to identify, study and further map erosion ‘incisions’. Based on the results of the reinterpretation of old geological and geophysical data for each well, change the values of reservoir characteristics of productive intervals, effective-oil-saturated strata, we obtained growth of oil reserves. According to the new geological model of block 4, deposits No. 31 the measures are suggested to optimize the placement of project wells for production drilling; wells are recommended for side and horizontal sidetracks, as well as geological and engineering activities for penetration of reservoirs previously unidentified and uninvolved in the development. The proposed measures have helped to reduce the geological and economic risks of drilling of unsuccessful wells, achieve the design level of oil production and oil recovery factor.

Keywords: Bobrikovian horizon, geological and hydrodynamic simulation, erosion incisions, hard-to-recover reserves, logging reinterpretation, reservoir properties, reservoir, reserves.

For citation: Karimov I.S., Salikhov M.M., Mukhliev I.R., Sagidullin L.R., Moginov N.F. Improving the Development System in the Block 4 of Deposit No. 31 of Romashkino Field

According to the Logging Reinterpretation and Simulation. *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 3. Part 2. Pp. 222-227. DOI: 10.18599/grs.18.3.13

Information about authors

Ildar S. Karimov – Deputy Chief of Department of Geological and Technical Methods Planning and Monitoring, PJSC Tatneft Russia, 423450, Almetevsk, Lenina str. 75
Phone: +7(8553)307-032; e-mail: karimovis@mail.ru

Mirsaev M. Salikhov – Chief Geologist, Oil and Gas Production Department «Dzhalilneft» PJSC Tatneft Russia, 423368, Tatarstan Republic, Dzhalil, Lenina str. 2
Phone: +7(85559)603-09; e-mail: jalgeo@tatneft.ru

Il'nur R. Mukhliev – Chief of Geological Department, Oil and Gas Production Department «Dzhalilneft» PJSC Tatneft Russia, 423368, Tatarstan Republic, Dzhalil, Lenina str. 2
Phone: +7(85559)602-73; e-mail: dn_ro@tatneft.ru

Lenar R. Sagidullin – Deputy Chief of Geological Department, Oil and Gas Production Department «Dzhalilneft» PJSC Tatneft Russia, 423368, Tatarstan Republic, Dzhalil, Lenina str. 2
Phone: +7(85559)602-59; e-mail: dn_geo@tatneft.ru

Nafis F. Moginov – Geologist, Oil and Gas Production Department «Dzhalilneft» PJSC Tatneft Russia, 423368, Tatarstan Republic, Dzhalil, Lenina str. 2
Phone: +7(85559)323-11

Manuscript received July 8, 2016

ТИПИЗАЦИЯ ЦИРКОНА БЕШПАГИРСКОГО РЕДКОМЕТАЛЛЬНО-ТИТАНОВОГО РОССЫПНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО МОРФОЛОГИЧЕСКИМ И МИКРОАТОМИЧЕСКИМ ПРИЗНАКАМ

А.В. Чефранова, Р.М. Чефранов

Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН, Москва, Россия

На основании использования в качестве индикаторов петрогенеза таких параметров, как форма кристаллов, коэффициент удлинения и катодолюминесцентный рисунок зональности, установлены следующие типы циркона Бешпагирского месторождения: метаморфогенный (5%), первично-магматический интрузивный (S-гранитов карбонатно-щелочной серии 55%, I-гранитов толеитовой и щелочной серии 15%), первично-магматический эффузивный (щелочных риолитов 15%, щелочных базальтов 10%). При этом, 85% изученных зерен циркона имеют следы вторичных изменений различной интенсивности, что может быть связано с метаморфизацией пород источника сноса. Первое знакомство с морфологией и микроанатомией циркона редкометалльно-титановых россыпей Ставрополя показывает эффективность выбранной методики ее изучения, что подтверждается высокой частотой встречаемости «типоморфных» зональностей для каждой морфологической группы. Выделенные с помощью этой методики генетические типы циркона удалось не только сопоставить с породами коренных выходов источников сноса, расположенных на Большом Кавказе, подтвердив тем самым выполненные ранее палеогеографические реконструкции, но и использовать их количественное соотношение в россыпи для детализации и оконтуривания питающей провинции.

Ключевые слова: циркон, морфологическая типизация, катодолюминесцентная микроанатомия, типы зональности, питающие провинции

DOI: 10.18599/grs.18.3.14

Для цитирования: Чефранова А.В., Чефранов Р.М. Типизация циркона Бешпагирского редкометалльно-титанового россыпного месторождения по морфологическим и микроанатомическим признакам *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 3. Ч. 2. С. 228-235. DOI: 10.18599/grs.18.3.14

Одним из наиболее распространенных аксессуарных минералов, встречающимся практически во всех типах магматических, метаморфических и терригенных осадочных пород, является циркон. Он обладает широким спектром типоморфных особенностей и часто используется как минерал-индикатор петрогенеза. При этом состав циркона чутко реагирует на изменения параметров кристаллизации и даже в пределах одного магматического очага может испытывать значительные вариации. Интерпретация геохимических индикаторных особенностей зерен циркона при поисках источников питания редкометалльно-титановых россыпей является достаточно тонкой и трудоемкой задачей. Поэтому в данном исследовании использованы доступные методы (морфологическая и микроанатомическая типизация), позволяющие оценить соотношение в россыпи плутонических, вулканических и метаморфических цирконов из коровых, гибридных и мантийных пород.

Для оптимизации предлагаемой методики морфологической и микроанатомической типизации циркона, как индикатора питающих провинций, выбран наиболее изученный с геологической точки зрения объект – Бешпагирское редкометалльно-титановое россыпное месторождение, входящее в состав Ставропольского россыпного района. Данный россыпной район приурочен к одноименному своду, разделяющему Терский и Кубанский прогибы в области Скифской эпигерцинской плиты.

В палеогеографическом отношении Ставропольские россыпи располагаются у южного края субширотного пролива средне-верхнесарматского бассейна, который

отделял Русскую плиту от островной суши начавшего активно воздыматься Большого Кавказа. Позиция россыпей внутри Ставропольского свода (Рис. 1) позволяет предположить существование регрессивной серии береговых линий, огибавших осевую часть свода и фиксировавших фазы стабилизации уровня моря средне-верхнесарматского палеобассейна (Патык-Кара, 2008; Кременецкий, Веремева и др., 2006; Бойко, 2004). Удастся выделить, по крайней мере, четыре таких линии, к южной из которых приурочено Бешпагирское месторождение, а к двум северным (наиболее поздним) – Камбулакское месторождение, Грачевский и Ташлинский участки (Рудянов, 2001).

Рудная залежь приурочена к бешпагирской свите верхнесарматского возраста, сложенной толщей тонкозернистых песков с редкими линзами и прослоями кварцевых песчаников на карбонатном цементе и маломощными прослоями глин и глинистых песков. В тяжелой фракции присутствуют ильменит (40,1%), лейкоксен (10,9%), рутил (13,0%), циркон (10,7%), а также хромит, магнетит, гранат, эпидот, ставролит, кианит, силлиманит, монацит. Основные рудные минералы сосредоточены в узком granulometricком классе $-0.1+0.044$ мм.

Методика морфологической и микроанатомической типизации циркона Ставропольских редкометалльно-титановых россыпей

Кристаллы циркона, сохранившие элементы огранки, изучены с помощью широко используемой типологиче-

ской диаграммы J.P. Pupin (1980). В данной диаграмме кристаллы циркона классифицируются в соответствии с развитием в огранении индивида призматических {100} и {110} и пирамидальных {211} и {101} форм. J.P. Pupin связал относительное развитие призматических граней, главным образом, с температурой кристаллизации, тогда как развитие пирамидальных граней – с химизмом среды раскристаллизации расплава. Он обратил внимание на то, что типологические параметры популяции циркона могут использоваться для описания эволюции магматической системы и предложил несколько генетических интерпретаций диаграммы, адаптированных для изучения кристаллов циркона не только гранитного плутонического происхождения, но и для циркона эффузивных и метаморфических пород.

При морфологической типизации циркона из осадочных пород необходимо учитывать дополнительные признаки строения кристалла, позволяющие пусть и условно выделить их основные генетические разновидности. Одним из таких признаков является величина коэффициента удлинения кристалла (КУ). Величина КУ связана в первую очередь со скоростью роста кристалла циркона, а также с особенностями химизма и генезиса породы, включающей этот минерал. Многими исследователями отмечено, что КУ интрузивных гранитов часто колеблется от 2 до 3, КУ 3-4 и выше характерен для вулканического циркона, КУ интрузивных кристаллов циркона среднего и более основного субстрата – 1,5-2,

а метаморфического циркона – 1-1,5 (Ляхович, 1979).

При изучении окатанных зерен циркона в россыпях, не сохранивших элементы огранки, КУ остается единственным морфологическим параметром, который необходимо использовать при генетической типизации этого минерала. В осадочных породах окатанные зерна циркона с КУ от 1 до 2 с равной степенью вероятности могут иметь метаморфическое, магматическое происхождение, либо являться окатанными осколками более крупных кристаллов. Поэтому использование КУ при изучении большей части окатанных зерен циркона целесообразно проводить в комплексе с катодолюминесцентными (CL) изображениями микроанатомического строения этих зерен. Этот метод, по сравнению с трудоемкими геохимическими методами, является наиболее доступным и достаточно эффективным при генетической типизации циркона из осадочных пород, где выявление доли основополагающего вклада вулканических, плутонических и метаморфических источников уже является важным результатом.

Рисунок зональности циркона отражает эволюцию среды кристаллизации каждого конкретного индивида и в режиме CL зависит от композиционных изменений Zr и Si и, что еще важнее, изменений Hf, P, Y, REE, U, Th – до порядка абсолютной величины для некоторых из этих элементов (Koppel, Sommerauer 1974; Benisek, Finger 1993; Hanchar, Rudnick 1995; Fowler et al., 2002, и многие другие исследования). Наряду с CL при исследованиях циркона широко применяется метод обратного электронного рас-

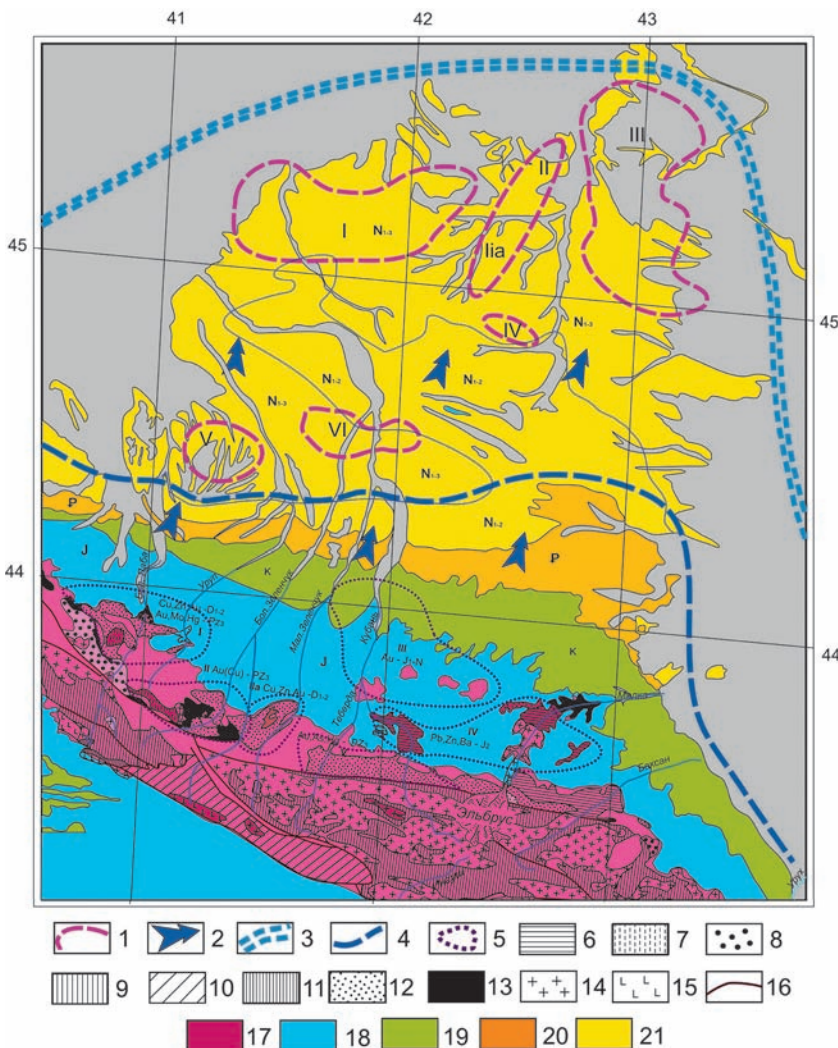


Рис. 1. Карта-схема геологического строения Ставропольского редкометалльно-титанового россыпного района с элементами палеогеографии средне-верхнесарматского времени (по Яцинину С.Б. и др., ФГУГП «Севкавгеология» 2004, Солмину М.Л. (2000) с изменениями и дополнениями). 1 – Россыпные поля Ставропольского свода (I – Ташлинское, II – Беипагирское, III – Беипагирское месторождение, IV – Правобережное (Гофицкое, Камбулатское месторождения), V – Синюхинское, VI – Невинномыское); 2 – направление сноса терригенного материала; 3 – усредненное положение границы литолого-фациальных комплексов мелководной зоны; 4 – предполагаемое положение береговой линии средне-верхнесарматского бассейна; 5 – расположение рудных узлов в области сноса (I – Урупо-Лабинский и Андрюкский, II – Марухский, III – Маринский полигенно-полихронный, IV – Кубань-Тырзыльский, V – Кучкур-Кишкитский). Схема доальпийского основания Большого Кавказа: 6 – Бечасынская зона, Бечасынский метаморфический комплекс; 7,8 – метаморфические комплексы Передового хребта (7 – Ацгаринский, 8 – Блыбский и его аналоги); 9-11 – метаморфические комплексы Главного хребта (9 – Макерский и гнейс-мигматитовый, неразделенные, 10 – Бульгенский и его аналоги, 11 – Лабинский); 12 – средне- и верхнепалеозойские неметаморфизованные комплексы Передового хребта; 13 – офиолиты; 14 – доальпийские гранитоиды; 15 – батские и более молодые гранитоиды; 16 – основные разломы. Площади развития отложений: 17 – доальпийского основания Большого Кавказа; 18 – юрской системы; 19 – меловой системы; 20 – палеогеновой системы; 21 – неогеновой системы.

сеяния (BSE). Элемент, главным образом отвечающий за изменения интенсивности BSE, это Hf с U, имеющем вторичный эффект (Hanchar and Miller, 1993). Оба метода выявляют аналогичные отличительные признаки строения кристаллов, однако яркие области в CL отображаются как темные в BSE и наоборот (Hanchar and Miller, 1993; Koschek, 1993). Благодаря большому диапазону интенсивности CL излучения и дополнительным изменениям в цвете, этот метод бывает более информативным. Он позволяет выявлять разные события роста кристалла, которые часто имеют характерные цвета CL излучения и дает возможность намечать участки с разным изотопным возрастом (Corfu, 2003).

Каждый текстурный сегмент циркона сохраняет конкретный период в истории существования этого минерала. Поэтому интерпретация CL изображений сама по себе является достаточно сложной задачей. При этом есть ряд «типоморфных» признаков зональности, которые можно уверенно использовать при петрогенетических реконструкциях – это сложная пятнистая и лоскутная зональность, волнистая зональность, присутствие ксеноморфных ядер, а также ширина и контрастность осцилляторной зональности роста, природа которых достаточно подробно раскрыта в «Атласе текстур циркона» Ф. Корфу (Corfu, 2003).

Эффективность использования в качестве индикаторов петрогенеза тандема таких параметров, как КУ и CL-микрoанатомия, наглядно отображена в данном исследовании. В случае петрогенетической типизации в различной степени окатанных кристаллов циркона из россыпей возможно выделение групп зерен со схожими условиями кристаллизации по значению КУ и выявление внутри этих групп зерен с «типоморфными» признаками и контрастно различными рисунками зональности.

Результаты

В Бешпагирской россыпи преобладают окатанные зерна циркона, не сохранившие элементы огранки (56% зерен). Поверхность большинства зерен гладкая, реже шероховатая, мелкоямчатая, в единичных случаях отмечены зерна неправильной формы (Рис. 2). На долю циркона, сохранившего кристаллографические очертания, с возможностью диагностировать морфотип с помощью диаграммы J.P. Pirin (1980), приходится 44% изученных зерен. Поверхность кристаллов гладкая, часто со сколами тонких регенерационных кайм. В соответствии со значением КУ условно выделены следующие морфологические группы циркона с КУ 1-1,5 (11%), КУ 1,5-2,2 (49%), КУ более 2,2 (25%), осколки (15%).

В группе с КУ 1-1,5 преобладают окатанные зерна (Рис. 1. 8-10). Микрoанатомические рисунки окатанных зерен циркона (Рис. 3) отличаются следующими типоморфными признаками: сложная пятнистая зональность (50%), преобразованная первично-магматическая ростовая

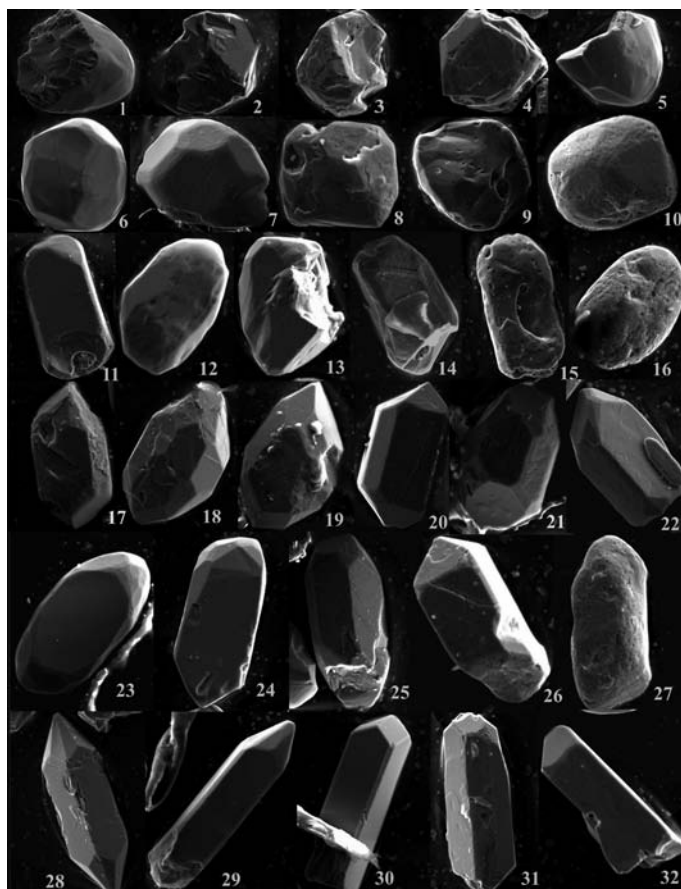


Рис. 2. Морфологические особенности зерен циркона Бешпагирского месторождения редкометалльно-титановых россыпей (размер зерен 0,1 – 0,063 мм). 1-5 – осколки; 6-10 – КУ 1-1,5 (зерна 6-S₁₄ и 7-S₈ с элементами огранки); 11-22 – КУ 1,5-2,2 (зерна 11-13 с гладкой поверхностью, 14-16 – зерна с неровной и мелкоямчатой поверхностью, зерна 17-21 с элементами огранки); 23-32 – КУ более 2,2 (зерна 23-26, 28-32 с элементами огранки, зерно 27 с неровной мелкоямчатой поверхностью).

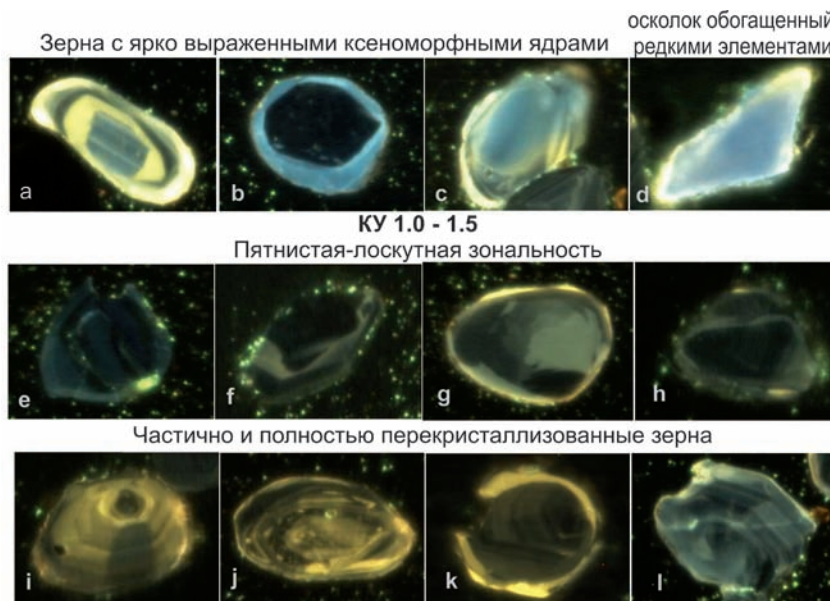


Рис. 3. CL-изображения полированных зерен циркона Бешпагирского месторождения (размер зерен 0,1-0,071 мм). Зерна f, l – осколки, отнесенные к данной морфологической группе по рисунку зональности. Зерно j, относится к группе с КУ 1,5-2,2 и приведено в качестве примера частичной перекристаллизации зерна.

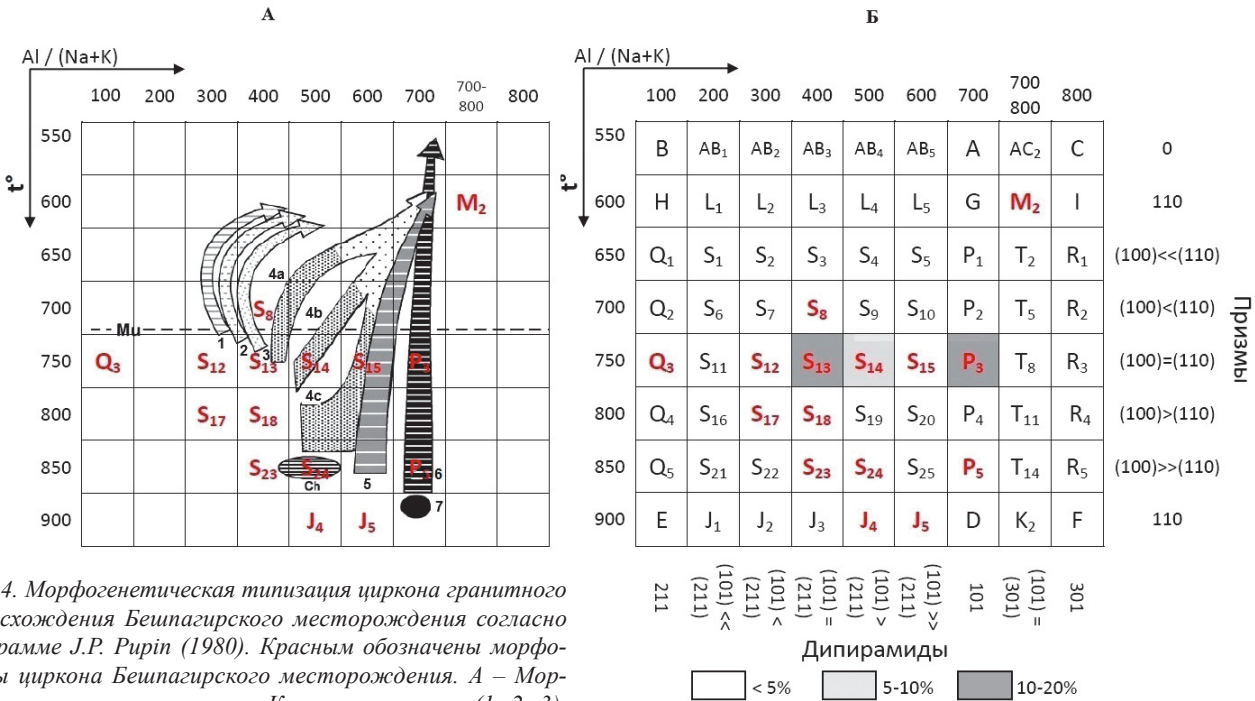


Рис. 4. Морфогенетическая типизация циркона гранитного происхождения Бешпагирского месторождения согласно диаграмме J.P. Pirin (1980). Красным обозначены морфотипы циркона Бешпагирского месторождения. А – Морфогенетическая типизация: Коровые граниты (1, 2, 3). Гибридные граниты корового +мантийного происхождения: 4 (а, b, c) – карбонатно-щелочные серии (темное поле-гранодиориты и монцограниты, светлое поле – монцограниты и щелочные граниты), 5 – субщелочные серии. Мантийные граниты: 6 – щелочные серии; 7 – толеитовые серии. Ch – магматические чарнокиты. Б – Статистика встречаемости морфологических типов циркона Бешпагирского месторождения с КУ 1,0-2,2.

зональность (40%), присутствие ксеноморфного ядра и регенерационной каймы (2%), окатанные осколки крупных кристаллов (5%).

Среди сохранившихся кристаллов с КУ 1-1,5 (3%), диагностируемых с помощью типологической диаграммы (Рис. 4), выделяется циркон морфотипов S₈ и S₁₄ (Рис. 2. 6-7), характерный для гранодиоритов и монцогранитов карбонатно-щелочной серии (S-граниты). Микроанатомический рисунок таких зерен (Рис. 3i) сохраняет черты первичной ростовой зональности и имеет следы наложенных процессов преобразования (темные пятна и смазанность первичных секторов).

Перечисленные типоморфные признаки зональности циркона с КУ 1-1,5 свидетельствуют в пользу того, что 52% зерен этой группы имеют метаморфический генезис, а 43% зерен первично магматические со следами наложенного метаморфического воздействия различной степени.

В группе с КУ 1,5-2,2 преобладают зерна, сохранившие облик кристаллов (65%). Среди установленных морфотипов кристаллов (Рис. 4) наибольшим распространением пользуются S₁₃ и S₁₄ (реже с S₁₂ и S₈), характерные для S-гранитов карбонатно-щелочной серии, P₃ (с P₅, J₅ и J₄ в подчиненном количестве), соответствующих I-гранитам щелочной и толеитовой серии. В незначительных количествах отмечены кристаллы циркона субщелочных гибридных гранитов (S₁₅), магматических чарнокитовых зон (S₂₄), трахеандезитов (S₂₃ и J₄), тоналитов (S₁₇, S₁₈), щелочных гранитов (M₂) и кислых гранитов (Q₃).

Микроанатомические рисунки зональности кристаллов ростовые осцилляторные, затронутые в разной степени более поздними процессами изменения (Рис. 5). В 75% случаев отмечается умеренно равномерное размытие границ зональности. В 25% имеет место частичная перекристаллизация с появлением темных пятен и локально измененных участков кристаллов. В единичных случаях отмечены окатанные осколки кристаллов с анатомическими рисунками свойственными циркону с КУ более 2,2.

У окатанных зерен с КУ 1,5-2,2 (35%) отмечается шероховатая мелкоямчатая поверхность (Рис. 2. 11-16), а микроанато-

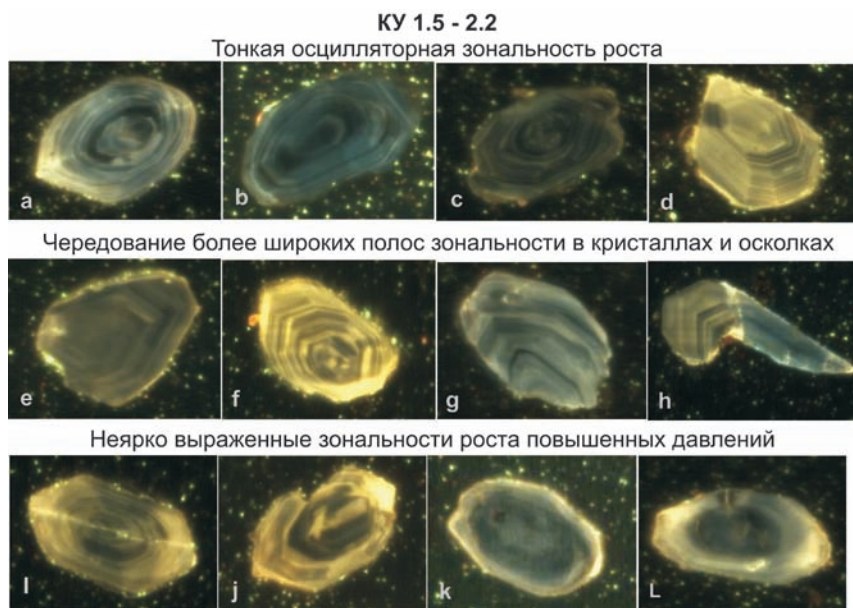


Рис. 5. CL-изображения полированных зерен циркона Бешпагирского месторождения (размер зерен 0,1-0,071 мм).

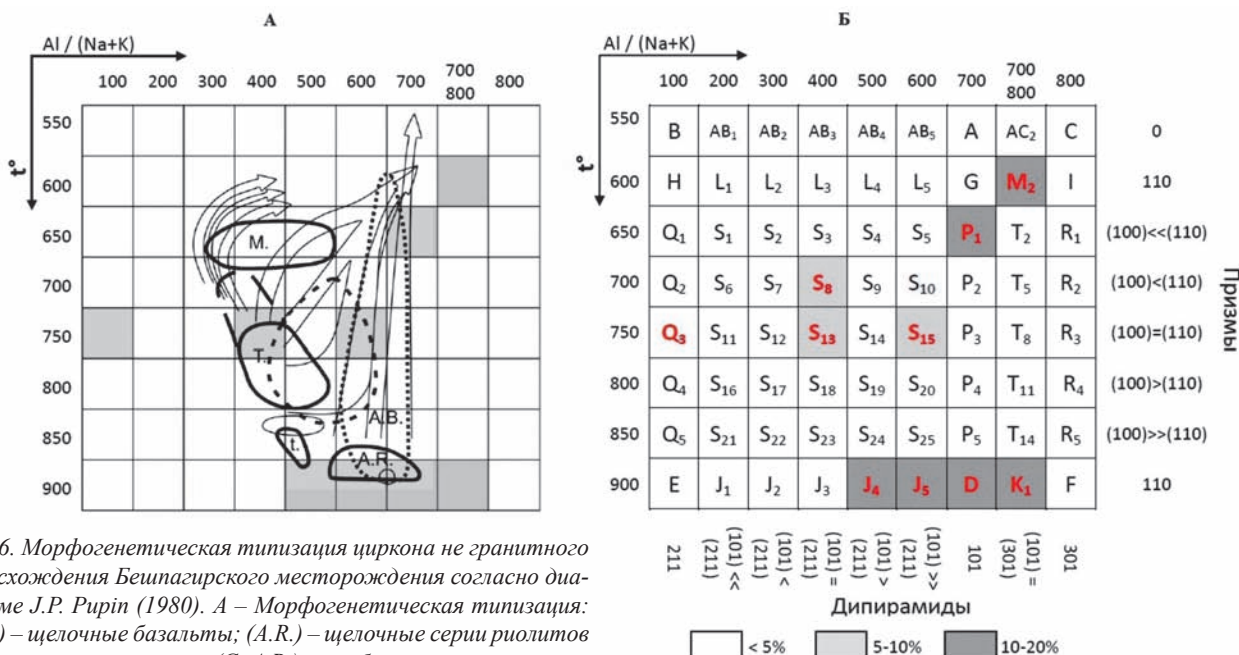


Рис. 6. Морфогенетическая типизация циркона не гранитного происхождения Бешпагирского месторождения согласно диаграмме J.P. Pirin (1980). А – Морфогенетическая типизация: (А.В.) – щелочные базальты; (А.Р.) – щелочные серии риолитов анорогенных комплексов; (С. А.Р.) – карбонатно-щелочные серии риолитов (орогенных); (М.) – мигматиты; (t.) – трахиандезиты; (Т.) – тоналиты. Серым цветом обозначено местоположение типов циркона Бешпагирского месторождения с КУ более 2,2. Б – Статистика встречаемости морфологических типов циркона Бешпагирского месторождения с КУ более 2,2. Красным обозначены морфотипы циркона Бешпагирского месторождения.

мические рисунки носят признаки вторичных изменений ростовой зональности.

Из вышесказанного можно заключить, что группа зерен с КУ 1,5-2,2 имеет первично магматический генезис и состоит из кристаллов циркона S-гранитов известково-щелочной серии (70%), I-гранитов щелочной и толеитовой серии (27%) и гранитов переходных серий (3%). Зерна циркона всех типов имеют следы вторичных изменений магматической ростовой зональности различной степени интенсивности, а также тонкие регенерационные каймы, покрывающие поверхность кристаллов.

В группе зерен с КУ более 2,2 отмечены кристаллы с сохранившимися элементами огранки (60%), окатанные зерна (38%), удлиненно-призматические осколки (2%).

Среди морфологических типов распространены кристаллы с тетрагональными призмами {110} и дипирамидами {101} в сочетании с {211} и {301}, осложненных дополнительными элементами огранки, характерными для морфотипов J₄-D-K (Рис. 2, зерна 26,

31, 32). Данный морфологический ряд, на наш взгляд, является эффузивным и согласно генетической диаграмме распределения циркона не гранитного ряда J.P. Pirin (1980) соответствует щелочной серии риолитов анорогенных комплексов (Рис. 6).

Вторым по распространенности является морфотип P₁ (Рис. 2. 30), соответствующий щелочным базальтам. К этому же типу можно отнести кристаллы циркона морфотипа M₂. Наименьшим распространением в группе с КУ более 2 пользуются морфотипы S₁₃ и S₁₅ – известково-щелочных серий риолитов орогенных комплексов и морфотип Q₃.

В группе зерен с КУ более 2,2 отчетливо выделяются кристаллы с перекристаллизованным ядром и с неясной зональностью (Рис. 7) из метаморфизованных пород (60%), с полосчатой зональностью возможно из вулканических пород среднего состава (40%).

Исследование циркона с помощью выборок по морфологическим и микроанатомическим типоморфным признакам позволило установить в Бешпагирской россыпи следующие типы описываемого минерала: метаморфогенный (5%), первично-магматический интрузивный (S-гранитов 55%, I-гранитов 15%), первично-магматический эффузивный (щелочных риолитов 15%, щелочных базальтов 10%). При этом 85 % изученных зерен циркона имеют следы вторичных изменений различной интенсивности, что может быть связано с метаморфизацией пород источника сноса.

Еще одной важной особенностью изученных зерен является отсутствие четко выраженных метаморфических регенерационных кайм, исключение составляют 4 зерна с контрастно выра-

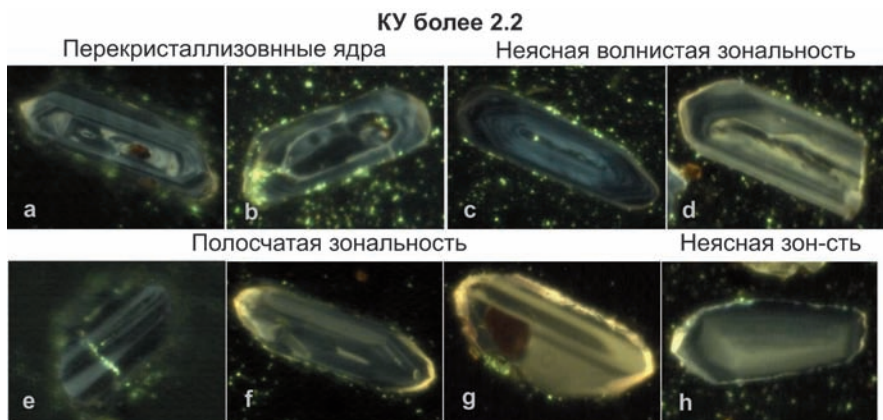


Рис. 7. Сl-изображения полированных зерен циркона Бешпагирского месторождения (размер зерен 0,1-0,071 мм). Зерно e – осколок, отнесенный к данной группе по рисунку зональности.

женными ксеноморфными ядрами и регенерационными каймами (Рис. 4. а-с, к). На поверхности 3 % зерен отмечены реликты тонких регенерационных кайм желтоватого цвета (Рис. 5. d, e; Рис. 7. d, f, g). Можно полагать, что часть зерен утратила регенерационные каймы в процессе транспортировки, о чем свидетельствуют сколы тонких кайм на поверхности кристаллов (Рис. 2. 8, 18, 26, 28).

U-Pb датирование метаморфогенных и регенерационных кайм циркона (SHRIMP II) Бешпагирского месторождения, осуществленное В.В. Кременецким с соавторами (2011), установило возраст регенерационных кайм в 310 млн. лет, что соответствует возрасту варисцийского метаморфизма на Кавказе. На Кавказ, как основной источник сноса терригенного материала при формировании Ставропольских неогеновых россыпей, указывают и палеогеографические реконструкции (Рис. 1). Это дает нам возможность условного сопоставления полученных данных с помощью петрогенетической типизации по циркону Бешпагира с теми условиями, в которых они могли быть сформированы на Кавказе.

Обсуждение результатов

Основными критериями при определении источников сноса циркона явились температура кристаллизации и геохимическая принадлежность к гранитоидам S- и I-типа (Таблица). На Кавказе характер варисцийского гранитообразования четко коррелирует с типом коры: в пределах сиалической коры Бечасынской зоны и особенно Эльбрусской подзоны Главного хребта формировались S-граниты, в энсиматических зонах Передового хребта и Перевальной подзоны Главного хребта гранитоиды I- и IM-типа. В первом случае происходило переплавление сиалического метаосадочного материала, во втором – базитового. В обоих случаях контрастность составов подчеркивается и P-T условиями формирования метаморфических поясов этих зон: низкобарический-высокотемпературный в Главном хребте и высокобарический-среднетемпературный в Передовом (Большой Кавказ в альпийскую эпоху, 2007).

Анализ полученных данных указывает на преобладание в Бешпагирской россыпи среднетемпературного интрузивного циркона, тяготеющего к гранитам S-типа с признаками незначительных вторичных изменений. Граниты подобного типа широко развиты в зоне Главного хребта Кавказа, это син- и постметаморфические гранитоиды карбонатно-щелочной формации (Рис. 1).

	Температура кристаллизации, С				Итого, %
	600-650	700-750	800-850	900	
Метаморфогенный	2,5	2,5	н.о.	н.о.	5
Магматический интрузивный					
S-типа	2,0	45,0	5,0	3,0	55,0
I-типа	н.о.	13,00	0,8	1,2	15,0
Магматический эффузивный					
S-типа	н.о.	2,0	н.о.	н.о.	2
I-типа	11,5	н.о.	н.о.	11,5	23
Итого, %	16	62,5	5,8	15,7	100

Табл. Петрогенетические типы циркона Бешпагирского месторождения редкометалльно-титановых россыпей согласно диаграмме Pupin (1980).

Температуры кристаллизации данных гранитоидов оцениваются авторами (Сомин, 2000; Петрология..., 1991) в 700-750 °С. Еще одним источником циркона данного типа могут служить неравномерно метаморфизованные от биотитовой фации на севере до биотит-гранатовой фации на юге осадочные и вулканогенные образования карбонатно-щелочной серии Бечасынской зоны. К породам Бечасынского комплекса может быть отнесен и эффузивный циркон S-типа (Таблица).

В зоне Главного хребта широкое распространение имеет гнейс-мигматитовый метаморфический комплекс, с температурами близкими к гранулитовым. К породам этого комплекса могут быть отнесены зерна циркона с характерными метаморфическими микроанатомическими текстурами и высокотемпературный интрузивный циркон гранитов S-типа.

Вторым по распространенности в Бешпагирских россыпях является циркон I-гранитоидов. Его отличительной особенностью является развитие «гибридных» элементов огранки, свойственных сразу нескольким высокотемпературным морфотипам, а также повышение щелочности по мере остывания субстрата (Рис. 6). Выявленные особенности являются характерными для ассоциаций гранитоидов I-типа Передового хребта и Перевальной зоны Главного хребта (Рис. 1). Образование данных гранитоидов генетически связано с ранним этапом развития зоны субдукции в результате направленного изменения океанической коры и заключается в ее последовательном обогащении щелочами и смене магматизма толеитовой серии гранитоидами повышенной калиевой щелочности (Петрология..., 1991). Таким образом, источником высокотемпературного эффузивного и интрузивного циркона данного типа могли являться вулканы, генетически связанные с офиолитовыми ассоциациями Передового хребта, слагающими самостоятельную зону варисцийской структуры Большого Кавказа. Источником среднетемпературного циркона возможно были как глубинные, так и изверженные магматические расплавы повышенной щелочности, являющиеся продуктом переработки энсиматической коры. Это предположение может объяснить наличие ксеноморфных ядер и признаков вторичных изменений у некоторых зерен циркона с КУ более 2,2 (Рис. 7. а, б).

Без преувеличения можно отметить, что выявленные генетические типы циркона в общих чертах отражают картину геологической эволюции целого региона. Статистически, по преобладанию в россыпи того или иного типа циркона, можно сделать вывод о вкладе той или иной структурной зоны Кавказа в качестве питающей провинции, при условии, что циркон как акцессорный минерал содержится в этих породах в приблизительно равных концентрациях. Обращаясь к схематическому строению доальпийского основания Большого Кавказа (Рис. 1) можно условно выделить область сноса.

Исходя из того, что в изученных россыпях преобладает интрузивный циркон гранитов S-типа, можно полагать, что основной вклад в качестве источника сноса приходится на зону Главного хребта Большого Кавказа. В пределах этой зоны широким распространением

также пользуются выходы метаморфических пород гнейс-мигматитового комплекса, являющиеся по нашим оценкам источником метаморфогенного циркона, содержание которого в россыпи не велико (5 %). Обращаясь к схематическому строению выходов доальпийского основания Большого Кавказа (Рис. 1) можно обратить внимание, что породы гнейс-мигматитового метаморфического комплекса в большей части расположены в южной части этой зоны и могли являться площадью водосбора рек с южным направлением стока, в то время как бассейн россыпеобразования в средне-, верхнесарматское время располагался к северу от Большого Кавказа. Таким образом, породы этого комплекса, расположенные в южной части зоны Главного хребта не являлись в средне-верхнесарматское время источниками сноса для Ставропольских россыпей. В то время как в северной части площадь выходов метаморфических пород приблизительно соответствует доли метаморфогенного циркона в Бешпагирской россыпи.

Основными поставщиками обломочного материала с Кавказа могли являться палеореки с северным направлением стока, такие как палео-Малка (возможно палео-Баксан), палео-Кубань, палео-Теберда, палео-Зеленчуки. Руслу именно этих рек дренируют зону Главного хребта, сложенную магматическими и в меньшей степени высокотемпературными метаморфическими породами, зону Передового хребта с офиолитами и ассоциациями щелочных гранитоидов, и Бечасынскую зону с гранитами S- типа, различной степени метаморфического изменения. Площади выходов перечисленных структурных зон примерно соотносятся с долей циркона каждого генетического типа, определенного в Бешпагирской россыпи.

Участие стока палео-Лабы, дренирующей западную часть Главного хребта с преобладающим развитием гнейс-мигматитового метаморфического комплекса и примерно равную ей по площади выходов зону Передового хребта с метаморфическими комплексами и I-гранитоидами скорее всего не оказало существенного влияния на типовой состав циркона Бешпагирской россыпи, так как в продуктах ее стока должны присутствовать в примерно равных количествах циркон метаморфического генезиса и гранитов I-типа, при подчиненном участии циркона гранитов S-типа. Продуктами стока палео-Лабы скорее всего сложены россыпепроявления западной части Ставропольского россыпного района, такие как Синюхинское и, возможно, Невинномысское и Ташлинское (Рис. 1).

Безусловно, подобное сопоставление на данном этапе исследования носит гипотетический характер и требует изучения состава циркона на более тонком геохимическом уровне. Дальнейшие исследования позволят не только воспользоваться более надежными геотермометрами, но и с помощью спектров распределения редкоземельных элементов и набора микропримесей детализировать уже полученные результаты.

Результаты данного исследования дополняют и совпадают с данными, полученными при изучении рутила и гранатов Бешпагирского месторождения (Чефранова и др., 2015). Оптимизированная методика петрогенетической типизации циркона по морфологическим и микроанатомическим параметрам рекомендуется для применения на менее изученных россыпных объектах Таманского полу-

острова (Чефранова, Лаломов, 2013; Бойко, Коркошко, 2003), Ергеней и Дагестана (Мацапулин, Юсупов, 2009; Лаломов, Бочнева, 2006), составляющих неогеновый профиль Южно-Русской россыпной провинции.

Финансирование

Работа выполнена за счет средств гранта РФФИ № 16-35-00180 мол_а.

Литература

- Бойко Н.И. Титан-циркониевые россыпи Ставрополя. *Литология и полезные ископаемые*. 2004. № 6. С. 523-530.
- Бойко Н.И., Коркошко А.В. Киммерийские титан-циркониевые россыпи Таманского полуострова. *Изв. ВУЗов. Геология и разведка*. 2007. № 1. С. 22-27.
- Большой Кавказ в альпийскую эпоху. Под ред. Ю.Г. Леонова. М: ГЕОС. 2007. 368 с.
- Кременецкий А.А., Веремеева Л.И., Архипова Н.А., Громалова Н.А. Экономическая модель рационального недропользования на примере Ставропольского Ti-Zr россыпного района. *Разведка и охрана недр*. 2006. № 9-10. С. 13-26.
- Кременецкий А.А., Громалова Н.А., Белоусова Е., Веремеева Л.И. Изотопно-геохимические особенности новообразованных кайм цирконов - критерий идентификации источников питания Ti-Zr россыпей. *Геология рудных месторождений*. 2011. № 6. С. 516-537.
- Лаломов А.В., Бочнева А.А. Предварительные результаты опробования чокрак-караганских отложений Дагестана и перспективы титан-циркониевой металлоносности. *Труды Института геологии Дагестанского научного центра РАН*. 2006. С. 47-48.
- Ляхович В.В. Акцессорные минералы горных пород. М: Недра. 1979. 296 с.
- Мацапулин В.У., Юсупов А.Р., Черкашин В.И. Первые находки терригенного золота, платины в миоценовых отложениях Восточного Кавказа (Дагестан). *Доклады академии наук*. 2009. Т. 424. С. 792-795.
- Патык-Кара Н.Г. Минерагенез россыпей: типы россыпных провинций. М: ИГЕМ РАН. 2008. 528 с.
- Петрология метаморфических комплексов Большого Кавказа. Под ред. Шенгелия Д.М., Кориковский С.П., Чичинадзе Г.Л. и др. М: Наука. 1991. 232 с.
- Рудянов И. Ф. Условия формирования титан-циркониевых россыпей Ставропольского россыпного района. Проблемы геологии и геоэкологии Южнороссийского региона. Новочеркасск: Набл. 2001. С. 159-169.
- Сомин М.Л. О структуре осевых зон Центрального Кавказа. *Доклады Академии наук*. 2000. Т. 375. № 5. С. 662.
- Чефранова А.В., Лаломов А.В., Борисовский С.Б., Григорьева А.В., Чефранов Р.М., Бочнева А.В. Геохимические особенности типоморфных метаморфических минералов Бешпагирского месторождения редкометалльно-титановых россыпей. *Актуальные проблемы гуманитарных и естественных наук*. 2015. № 10 (81). С. 46-52.
- Чефранова А.В., Лаломов А.В. Питающие провинции позднелиоценовых редкометалльно-титановых россыпей Таманского полуострова. *Геология рудных месторождений*. 2013. Т. 55. № 1. С. 68.
- Benisek A., Finger F. Factors controlling the development of prism faces in granite zircons: A microprobe study. *Contrib Mineral Petrol*. 1993. 114. Pp. 441-451.
- Corfu F., Hanchar J., Hoskin P.W.O. and Kinny P. Atlas of Zircon Textures. *Reviews in Mineralogy and Geochemistry*. 2003. 53. Pp. 469-500.
- Fowler A., Prokoph A., Stern R., Dupuis C. Organization of oscillatory zoning in zircon: Analysis, scaling, geochemistry, and model of a zircon from Kipawa, Quebec, Canada. *Geochim Cosmochim Acta*. 2002. 66. Pp. 311-328.
- Hanchar JM, Miller CF. Zircon zonation patterns as revealed by cathodoluminescence and backscattered electron images: Implications for interpretation of complex crustal histories. *Chem Geol*. 1993. 110. Pp. 1-13.
- Hanchar JM, Rudnick RL. Revealing hidden structures: the application of cathodoluminescence and backscattered electron imaging to dating zircons from lower crustal xenoliths. *Lithos*. 1995. 36. Pp. 289-303.
- Koppel V, Sommerauer J. Trace elements and the behaviour of the U-Pb system in inherited and newly formed zircons. *Contrib Mineral Petrol*. 1974. 43. Pp. 71-82.
- Koschek G. Origin and significance of the SEM cathodoluminescence from zircon. *J Microsc*. 1993. 171. Pp. 223-232.
- Pupin J.P. Zircon and granite petrology. *Contrib. Mineral. Petrol*. 1980. 73. Pp. 207-220.

Сведения об авторах

Чефранова Анна Викторовна – кандидат геол.-мин. наук, научный сотрудник Института геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН Россия, 119017, Москва, пер. Старомонетный 35
Тел: +7(499)230-84-27, e-mail: achefra@mail.ru

Чефранов Роман Михайлович – кандидат геол.-мин. наук, научный сотрудник Института геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН Россия, 119017, Москва, пер. Старомонетный 35

Статья поступила в редакцию 15.06.2016

Classification on Morphological and Microanatomical Features of Zircon from Beshpagirsky Field of Rare Metal-Titanium Placers

A.V. Chefranova, R.M. Chefranov

Institute of Geology of Ore Deposits, Petrography, Mineralogy and Geochemistry RAS, Moscow, Russia

Abstract: Such parameters as crystal shape, elongation factor and cathodoluminescent image zoning used as petrogenesis indicators helped us to establish the following types of zircon from Beshpagirsky field: metamorphic (5%), primary magmatic intrusive (S-granites of carbonate-alkaline series 55%, I-granites of tholeiitic and alkalic series 15%), primary magmatic effusive (alkaline rhyolite 15%, alkaline basalts 10%). At the same time 85% of the studied zircon grains show signs of secondary changes of varying intensity, which may be due to metamorphism of the rocks from the source area. The first acquaintance with the morphology and microanatomy of zircon from rare metal-titanium placers of Stavropol shows the effectiveness of the chosen method as evidenced by the high incidence of 'typomorphic' zoning for each morphological group. Genetic types of zircon allocated using this method were compared with indigenous species from source areas located in the Greater Caucasus, thus confirming paleogeographic reconstructions made earlier, but also we used their quantitative proportion for specification and contouring of distributive province.

Keywords: zircon, morphological classification, cathodoluminescent microanatomy, types of zoning, distributive province

Acknowledgements

The authors acknowledge support by the Russian Fundamental Research Fund (Grant No. 16-35-00180 mol_a).

References

- Alpine History of the Great Caucasus. Ed. Yu.G. Leonov. Moscow: GEOS. 2007. 368 p. (In Russ.)
- Boiko N.I. Titanium-zirconium placers of Stavropol region. *Lithology and Mineral Resources*. 2004. No. 6. Pp. 523-529 (In Russ.)
- Boiko N.I., Korkoshko A.V. Kimmerian titanium-zirconium placers of Tamansky Peninsula. *Izvestiya VUZ. Geologia I Razvedka = News of the Institutions of Higher Learning. Geology and Prospecting*. 2007. No. 1. Pp. 22-27.
- Benisek A., Finger F. Factors controlling the development of prism faces in granite zircons: A microprobe study. *Contrib Mineral Petrol*. 1993. 114. Pp. 441-451.
- Corfu F., Hanchar J., Hoskin P.W.O. and Kinny P. Atlas of Zircon Textures. *Reviews in Mineralogy and Geochemistry*. 2003. 53. Pp. 469-500.
- Chefranova A.V., Lalomov A.V., Borisovsky S.B., Grigorieva A.V., Chefranov R.M., Bochneva A.V. Geochemical features of the typomorphic metamorphic minerals of the Beshpagirskoe rare-metal-titanium placer deposit. *Actual problems of the human and natural sciences*. 2015. No. 10 (81). Pp. 46-52 (In Russ.)
- Chefranova A.V., Lalomov A.V. Provenance of late Pliocene rare-titanium placers in the Tamansky Peninsula. *Geology of Ore Deposits*. 2013. Vol. 55. Pp. 59-69 (In Russ.)
- Fowler A., Prokoph A., Stern R., Dupuis C. Organization of oscillatory zoning in zircon: Analysis, scaling, geochemistry, and model of a zircon from Kipawa, Quebec, Canada. *Geochim Cosmochim Acta*. 2002. 66. Pp. 311-328.
- Hanchar JM, Miller CF. Zircon zonation patterns as revealed by cathodoluminescence and backscattered electron images: Implications for interpretation of complex crustal histories. *Chem Geol*. 1993. 110. Pp. 1-13
- Hanchar JM, Rudnick RL. Revealing hidden structures: the application of cathodoluminescence and backscattered electron imaging to dating zircons from lower crustal xenoliths. *Lithos*. 1995. 36. Pp. 289-303.

Kremenetsky A.A., Veremeeva L.I., Arhipova N.A., Gromalova N.A. Economic model of the rational subsoil use by the example of Stavropol Ti-Zr placer region. *Prospect and protection of mineral resources*. 2006. no. 9-10. Pp. 13-26. (In Russ.)

Kremenetsky A.A., Gromalova N.A., Veremeeva L.I., Belousova E. Isotopic and geochemical features of newly formed zircon rims as a criterion for identification of feeding source of Ti-Zr placers. *Geology of Ore Deposits*. 2011. Vol. 53. No. 6. Pp. 455-473. (In Russ.)

Koschek G. Origin and significance of the SEM cathodoluminescence from zircon. *J. Microsc.* 1993. 171. Pp. 223-232.

Koppel V, Sommerauer J. Trace elements and the behaviour of the U-Pb system in inherited and newly formed zircons. *Contrib Mineral Petrol*. 1974. 43. Pp. 71-82.

Lalomov A.V., Bochneva A.A. Preliminary results of sampling of chokrak-karagan deposits of Dagestan and perspectives of the titanium-zirconium metal potential. *Proc. Institute of geology of Dagestan scientific center RAS*. 2006. Pp. 47-48. (In Russ.)

Lyahovich V.V. Rock accessory minerals. Moscow: Nedra. 1979. 296 p. (In Russ.)

Matsapulini V.U., Yusupov A.R., Cherkashin V.I. First occurrences of terrigenous gold and platinum in the Miocene sediments of the eastern Caucasus, Dagestan. *Doklady Akademii Nauk* [Proc. of the Academy of Sciences]. 2009. Vol. 425. No. 2. Pp. 223-225 (In Russ.)

Patyk-Kara N.G. Minerageny of placers: types of placer bearing provinces. Moscow: IGEM RAS. 2008. 528 p. (In Russ.)

Petrology of the metamorphic complexes of the Greater Caucasus. Ed. Shengelia D.M., Korikovskiy S.P., Chichinadze G.L. et al. Moscow: Nauka. 1991. 232 p. (In Russ.)

Pupin J.P. Zircon and granite petrology. *Contrib. Mineral. Petrol*. 1980. 73. Pp. 207-220.

Rudyanov I.F. Conditions of formation of titanium-zirconium placers of Stavropol placer region. Problems of geology and geoecology of South-Russian region. Novocheerkassk: Nabla. 2001. Pp. 159-169 (In Russ.)

Somin M.L. Structure of axial zones in the Central Caucasus. *Doklady Akademii Nauk* [Proc. of the Academy of Sciences]. 2000. Vol. 375A. Pp. 1371-1374 (In Russ.)

For citation: Chefranova A.V., Chefranov R.M. Classification on Morphological and Microanatomical Features of Zircon from Beshpagirsky Field of Rare Metal-Titanium Placers. *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 3. Part 2. Pp. 228-235. DOI: 10.18599/grs.18.3.14

Information about authors

Anna V. Chefranova – PhD (Geol. and Min.), research fellow, Institute of Geology of Ore Deposits, Petrography, Mineralogy and Geochemistry RAS (IGEM RAS)
Russia, 119017, Moscow, Staromonetny st. 35
Phone: +7(499) 230-84-27, e-mail: achefra@mail.ru

Roman M. Chefranov – PhD (Geol. and Min.), research fellow, Institute of Geology of Ore Deposits, Petrography, Mineralogy and Geochemistry RAS (IGEM RAS)
Russia, 119017, Moscow, Staromonetny st. 35

Manuscript received June 15, 2016

ПРИМЕНЕНИЕ ОТХОДА МАГНЕЗИТА В ТЕХНОЛОГИИ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ВЫСОКОПРОЧНОЙ КЕРАМИКИ

А.М. Салахов, К.А. Арискина, Р.А. Арискина
Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

На заводах Республики Татарстан ежегодно образуется около 3 млн. тонн промышленных отходов. Решением проблемы утилизации и переработки промышленных отходов может стать их вторичное использование в технологии производства керамических изделий. Однако в настоящее время не все отходы исследованы и могут применяться в промышленности повторно. В статье приведен анализ отхода магнезита, выявлен его качественный и количественный состав. Исследовано влияние добавок из данного отхода на следующие типы глин: легкоплавкая глина Алексеевского месторождения, тугоплавкая глина Новоорского месторождения, глина Салмановского месторождения с высоким содержанием карбонатов. В процессе исследования применялись следующие методы: рентгенофазовый анализ (дифрактометр XRD-7000S (Shimadzu, Япония), дифрактометр D2 Phaser (Брукер, Германия), электронная микроскопия (микроскоп EVO-50XVP), измерение основных физико-механических характеристик (пресс ПМГ-500 МГК 4 СКБ, Стройприбор, Россия и др.). Были проведены испытания в идентичных условиях с добавкой чистого оксида магния, однако положительных результатов выявлено не было. Модификация отходом магнезита глин Новоорского и Салмановского месторождений также не привела к улучшению характеристик полученных образцов. Напротив, в составах керамических масс на основе глины Алексеевского месторождения установлена целесообразность использования отхода магнезита в интервале от 2 до 5 % от общей массы при температуре обжига 1150 °С для производства высокопрочной керамики.

Ключевые слова: магнезит, оксид магния, керамика, глина, модифицирование, легкоплавкие эвтектики
DOI: 10.18599/grs.18.3.15

Для цитирования: Салахов А.М., Арискина К.А., Арискина Р.А. Применение отхода магнезита в технологии изготовления высокопрочной керамики. *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 3. Ч. 2. С. 236-239. DOI: 10.18599/grs.18.3.15

Введение

Согласно концепции долгосрочного развития Российской Федерации на период до 2020 г. (Распоряжение Правительства РФ от 17.11.2008 N 1662-р) одним из главных направлений обеспечения экологической безопасности является экология производства. С каждым годом все больший приоритет отдается снижению энергоемкости и материалоемкости с помощью внедрения наилучших доступных технологий. С другой стороны, это представляет собой достаточно сложный и длительный процесс.

Как известно, в Республике Татарстан ежегодно образуется около 3 млн. тонн промышленных отходов. Однако настоящая система обращения с отходами в республике основана, в основном, на захоронении их на полигонах и складировании на специальных объектах, что негативно сказывается на качестве жизни населения (Концепция обращения с отходами..., 2011). Оптимальным решением проблемы может стать вторичное использование промышленных отходов на предприятиях. Это позволит не только урегулировать экологические вопросы, возникающие в процессе производства, но и сэкономить природные ресурсы.

Проблеме утилизации промышленных отходов посвящено значительное количество работ российских и зарубежных ученых (Bender, 2004; Руми и др., 2015; Хоменко и др., 2014; Салахов и др., 2014; Сухарникова и др., 2016; Мюллер и др., 2009).

Авторами решалась задача использования в качестве добавки для модификации глин отхода магнезита, предоставленного заводом имени А.М. Горького, с целью внедрения данного отхода в производственный цикл изготовления изделий из керамики.

Экспериментальная часть

Ежегодно на судостроительном заводе им. А.М. Горького образуется свыше 1 тыс. тонн отхода магнезита, что представляет серьезную проблему для его утилизации.

Данный отход образуется от размола и сухой регенерации форм для изготовления отливок из сплавов металлов; в качестве формочной смеси для изготовления форм применяется периклазовый (магнезитовый порошок) Саткинского месторождения марки ППЛФ с массовой долей оксида магния не менее 89%. Химический состав отхода магнезита следующий:

- массовая доля оксида магния не менее 88%;
- массовая доля оксида кальция не более 4,5%;
- массовая доля диоксида кремния не более 5,0 %;
- прочие примеси (оксиды железа и т. п.) не более 2,5 %.

Промышленный отход представляет собой мелкокристаллические зерна, 25 % из которых проходят через сетку №0063 (Технические условия № ТЛТ19 на отходы магнезита (периклазового порошка марок ППЛФ-89, ППЛФ-91)).

На сканирующем электронном микроскопе «EVO-50» авторами были исследованы состав и структура данного отхода. Структура отхода неоднородная (Рис. 1-2), идентифицируются фрагменты различной дисперсности и морфологии. Рыхлые и неустойчивые образования, которые рассматриваются как многокомпонентные, объединяются и образуют конгломераты. Размер частиц порядка двух микрон. В некоторых местах образованные структуры коррелируют с фрактальными (Рис. 2).

По данным рентгеновских спектров элементный состав отхода магнезита колеблется на различных участках. Одни фрагменты отличаются существенным содержанием щелочного металла натрия (Рис. 3). На других фрагментах

наблюдается высокое содержание кальция (Рис. 4).

На белых участках РЭМ изображения идентифицируется сложный элементный состав (Рис. 5-6).

Для модификации отходом были выбраны различные типы глин: легкоплавкая Алексеевская, тугоплавкая Новоорская и Салмановская глина с высоким содержанием карбонатов.

Предварительно глина подвергалась диспергированию в сухом виде до прохождения через сито с ячейкой 0,5 мм. Затем глину модифицировали отходом магнетита с массовыми долями 2%, 5%, 10% от общей массы и составили сырьевые смеси, которые тщательно усредняли в сухом виде. После затворения водой рабочая влажность исходных масс составила 10%. Сырец приготавливали путем компрессионного (15 МПа) формования.

Отформованные образцы выдерживали в естественных условиях в течение 1 суток, а затем проводили обжиг при температуре 1050°C-1150°C с шагом 50°C в муфель-

Содержание отхода, %	0	2	5	10
Плотность, г/см ³	2,2	2,3	2,3	2,2
Водопоглощение, %	1,3	1,0	1,5	1,8
Линейная огневая усадка, %	5,3	5,7	5,3	5,3
Прочность, МПа	139	155	148	103

Табл. 1. Характеристики образцов из Алексеевской глины, модифицированной отходами магнетита, при $T_{обж.} = 1150^{\circ}C$.

ной печи LOIP LF-7/13, время обжига – 4 часа.

Для сопоставления результатов для каждого образца готовился «дублер», в котором вместо отходов магнетита содержалось такое же количество чистого оксида магния.

Полиминеральная легкоплавкая глина Алексеевского месторождения в процессе обжига до 1000°C не образует новых минеральных фаз (Рис. 7), за исключением гематита, доля которого менее 1%.

Определение основных характеристик синтезированных при температуре 1050°C материалов показало, что добавление отхода магнетита способствует незначительному изменению физико-механических свойств по сравнению с образцами из чистой глины.

Образцы из глины Алексеевского месторождения с добавлением 2-5% отхода магнетита, обожженные при 1150°C, в испытании на прессе показали высокие прочностные характеристики (Табл. 1). Данные результаты можно объяснить присутствием в составе отхода значительной доли оксидов щелочных металлов, способствующих образованию легкоплавких эвтектик, создающих среду для активного взаимодействия.

Полученные результаты коррелируют с характером разрушения. На рис.8 видно, что разрушение произошло в результате роста трещин параллельно оси образца, о чем свидетельствуют форма осколков и незначительное количество образовавшихся дисперсных частиц (Арискина и др., 2015).

Испытания образцов на прочность при сжатии проводились на прессе ПМГ – 500 МГК 4 СКБ Стройприбор.

Также проведен рентгенофазовый анализ (РФА) образцов с 5% отхода магнетита завода им. А. М. Горького, обожженных при температурах 1100 °C и 1150 °C (Табл. 2). По результатам РФА можно сделать вывод, что с повышением температуры в образцах керамики произошла структурная перестройка. Образовались только устойчивые минеральные фазы, идентифицирован прирост доли аморфной фазы.

На рис. 9 представлена структура обожженного образца с 5% отхода магнетита. Наблюдаются несообщающиеся поры порядка 15 мкм. Зерна плотно прилегают друг к другу, межзеренные границы «склеены» в результате жидкофазного спекания, образуя монолитную структуру.

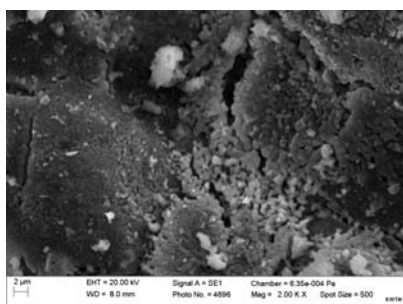


Рис. 1. РЭМ изображение отхода магнетита.

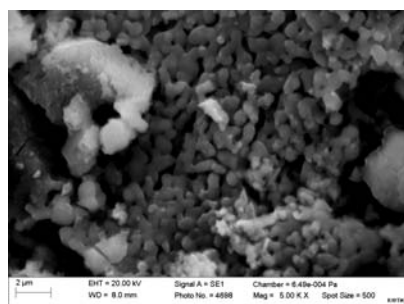


Рис. 2. РЭМ изображение отхода магнетита.

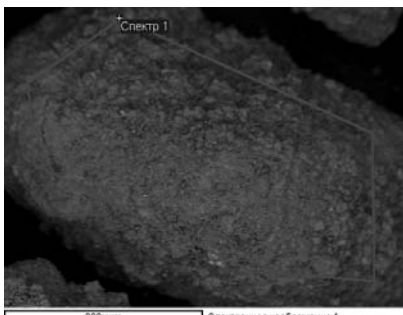


Рис. 3. РЭМ изображение отхода магнетита. Элементный состав из рентгеновского спектра участка, обозначенного «Спектр 1»: O – 58, Na – 5, Mg – 29, Si – 6, Ca – 1, Fe – 1%.

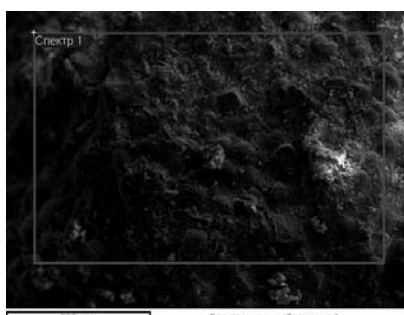


Рис. 4. РЭМ изображение отхода магнетита. Элементный состав из рентгеновского спектра участка, обозначенного «Спектр 1»: O – 60, Mg – 27, Si – 8, Ca – 5, Fe – 1%.

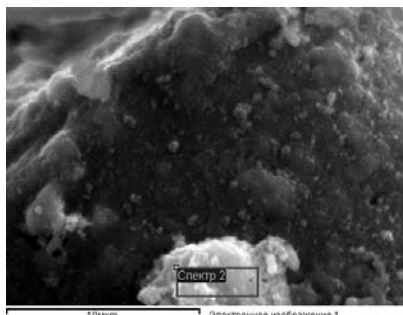


Рис. 5. РЭМ изображение отхода магнетита. Элементный состав из рентгеновского спектра участка, обозначенного «Спектр 2»: O – 63, Na – 2, Mg – 23, Si – 11, Ca – 1%.

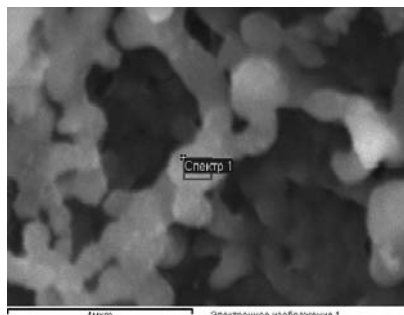


Рис. 6. РЭМ изображение отхода магнетита. Элементный состав из рентгеновского спектра участка, обозначенного «Спектр 1»: O – 64, Mg – 21, Si – 11, Ca – 3%.

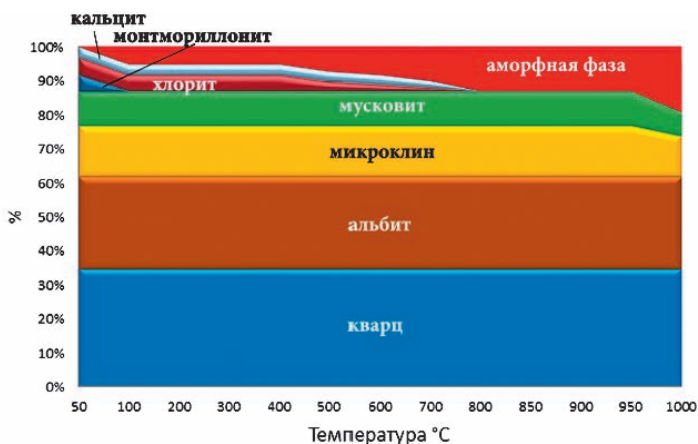


Рис. 7. Изменение минерального состава глины Алексеевского месторождения в связи с подъемом температуры от 50 до 1000°C.

Аналогичные исследования на базе тугоплавкой Новоорской глины и Салмановской глины с высоким содержанием карбонатов привели к ухудшению прочностных характеристик. Методы и условия испытаний были идентичны.

Диаграмма изменения фазового состава глины Салмановского месторождения в процессе обжига представлена на рис. 10.

В глине Салмановского месторождения содержится 40% кальцита, который с повышением температуры диссоциирует с образованием оксида кальция. В процессе обжига синтезируются силикаты кальция. Для оксида



Рис. 8. Характер разрушения образца с 5% отхода магнезита. $T_{обж.} = 1150^{\circ}C$. Прочность при сжатии 148 МПа.

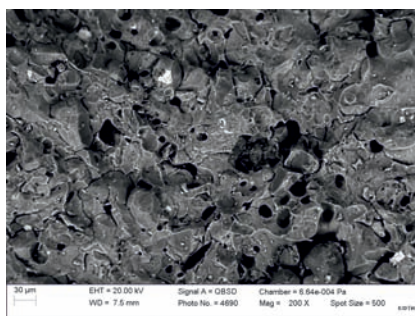


Рис. 9. РЭМ изображение образца с 5% отхода магнезита. $T_{обж.} = 1150^{\circ}C$.

Выводы

В результате проведенных исследований установлена целесообразность использования добавок из отхода магнезита в интервале 2-5 % от общей массы в составах керамических масс из глины Алексеевского месторождения для производства высокопрочной керамики, что в сочетании с легкоплавкими глинистыми материалами обеспечивает полноту и равномерность спекания при температуре 1150°C.

$T_{обж.}, ^{\circ}C$	Кварц	Альбит	Гематит	Периклаз	Энстатит	Аморфная фаза
1100	44	10	4	3	1	38
1150	43	10	4	2	0	41

Табл. 2. Минералогический состав образцов с 5% отхода магнезита.

магния, входящего в состав отхода магнезита, не остается «партнера» по взаимодействию, что способствует ухудшению прочностных характеристик.

Диаграмма изменения фазового состава глины Новоорского месторождения в процессе обжига представлена на рис. 11.

В процессе обжига синтезируется муллит, для чего требуется оксид кремния. Таким образом, для оксида магния не остается «партнера» для взаимодействия. Это и приводит к снижению прочностных характеристик.

Параллельно с проводимыми исследованиями были определены свойства обожженных образцов с добавкой чистого оксида магния. Установлено, что композиции глины с оксидом магния приводят к значительному ухудшению эксплуатационных характеристик: при увеличении его содержания до 10 % происходит резкое снижение прочности в 4 раза и увеличение водопоглощения в 2,5 раза. Можно предположить, что большая часть оксида магния остается непрореагировавшей, о чем свидетельствуют белые вкрапления по всему объему образцов. Положительных результатов не выявлено.

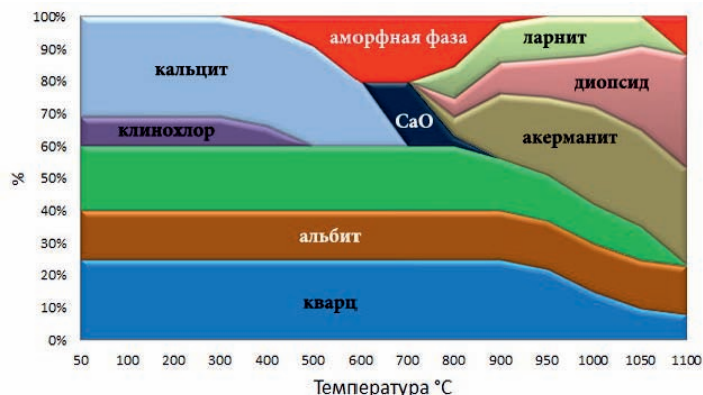


Рис. 10. Изменение минерального состава глины Салмановского месторождения в связи с подъемом температуры от 50 до 1100°C.

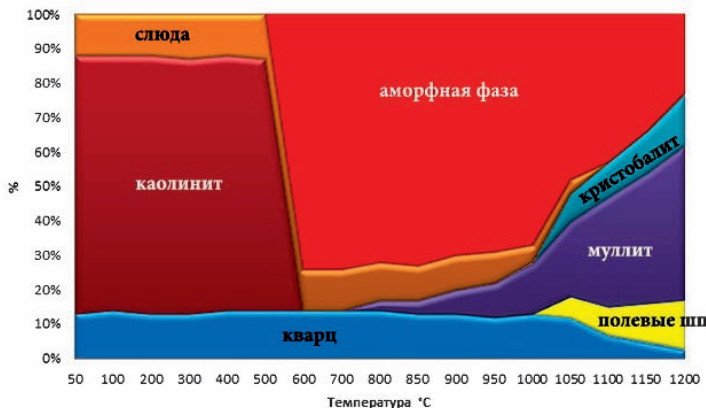


Рис. 11. Изменение минерального состава глины Новоорского месторождения в связи с подъемом температуры от 50 до 1100°C.

Финансирование

Авторы выражают глубокую благодарность доктору геол.-мин. наук В.П. Морозову за неоценимую помощь при проведении исследований.

Работа выполнена при поддержке Министерства образования и науки РФ в рамках Субсидии по постановлению Правительства РФ №218 (договор № 02.G25.31.0121, 2014 г.).

Литература

Арискина Р.А., Арискина К.А., Салахов А.М. Анализ керамических материалов Республики Татарстан: модифицирование природными добавками и техногенными отходами. Германия: LAMBERT Academic Publ. 2015. 101 с.

Концепция обращения с отходами производства и потребления в республике Татарстан на период 2012-2020 годов. Кабинет министров РТ. Постановление № 893 от 26.10. 2011.

Мюллер А., Лейдольф Б., Станелли Е. Использование отходов силикатного производства в качестве выгорающих добавок при изготовлении поризованной керамики. *Кирпич и черепица*. 2009. № 1. С. 30-37.

Руми М.Х., Воронов Г.В., Zufarov M.A., Кулагина Н.А., Мансурова Э.П., Мухсимов С.С., Ирматова Ш.К. Получение керамических высокопористых ячеистых материалов на основе сырьевых материалов и отходов производства Узбекистана. *Россия: Стекло и керамика*. 2015. № 1. С. 38-41.

Салахов А.М., Ашмарин Г.Д., Морозов В.П., Салахова Р.А. Керамические материалы из легкоплавких глин, модифицированных промышленными отходами завода стекловолокна. *Россия: Стекло и керамика*. 2014. № 3. С. 3-7.

Сухарникова М.А., Пикалов Е.С., Селиванов О.Г., Сысоев Э.П., Чулханов В.Ю. Разработка состава шихты для производства строи-

тельной керамики на основе сырья Владимирской области: глины и гальванического шлама. *Россия: Стекло и керамика*. 2016. № 3. С. 31-33.

Хоменко Е.С., Коледа В.В., Миршавка О.А., Рипак В.Р. Утилизация отходов производства озокерита в многотоннажной энергосберегающей технологии изготовления строительной керамики. *Россия: Стекло и керамика*. 2014. № 4. С. 17-21.

Bender, W. Vom Ziegelgott zum Industrieelektroniker. Bundesverband der Deutschen Ziegelindustrie e.V. Bonn. 2004. 436 p.

Сведения об авторах

Альмир Максумович Салахов – кандидат тех. наук, доцент кафедры физики твердого тела, Казанский федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. С.Сайдашева 12

E-mail: salakhov8432@mail.ru

Кристина Андреевна Арискина – лаборант Центра квантовых технологий, Казанский федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. С.Сайдашева 12

E-mail: kristina.ariskina.95@mail.ru

Регина Андреевна Арискина – лаборант Центра квантовых технологий, Казанский федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. С.Сайдашева 12

E-mail: ariskina_regina@mail.ru

Статья поступила в редакцию 13.07.2016

Application of Magnesite Waste in Manufacturing High-strength Ceramics

A.M. Salakhov, K.A. Ariskina, R.A. Ariskina

Kazan Federal University, Kazan, Russia

Abstract. Factories of the Republic of Tatarstan produce about 3 million tons of industrial waste per year. The solution of problem of utilization and processing of industrial waste is to reuse them in the production of ceramics. Currently, however, not all the waste is investigated and can be used repeatedly in industry. The article provides an analysis of magnesite waste, reveals its qualitative and quantitative composition. The effect of the additives from this waste is studied on the following types of clay: fusible clay from Alekseevsky field, refractory clay of Novoorsky field, clay of Salmanovsky field with high carbonate content. In the study we used the following methods: X-ray phase analysis (diffractometer XRD-7000S (Shimadzu, Japan), diffractometer D2 Phaser (Bruker, Germany)), electron microscopy (EVO-50XVP microscope), measurement of basic physical and mechanical properties (press SGP-500 CIM 4 SKB, Stroypribor, Russia, and others). Tests were conducted under identical conditions with the addition of pure magnesium oxide; however, the positive results were not found. Modification of Salmanovsky and Novoorsky clay fields with magnesite waste also did not lead to the improvement of the characteristics of the samples. On the contrary, in the ceramic mass compositions based on clay of Alekseevsky field we established the feasibility of using magnesite waste in the range from 2 to 5% by weight at a burning temperature of 1150 °C for the production of high-strength ceramics.

Keywords: magnesite, magnesium oxide, ceramics, clay, modification, low melting eutectics

Acknowledgements

The authors acknowledge support by the Ministry of Education and Science of the Russian Federation (Contract No. 02.G25.31.0121, 2014).

References

Ariskina R.A., Ariskina K.A., Salakhov A.M. Analysis of ceramic materials of the Republic of Tatarstan: the modification of natural additives and man-made waste. Germany: LAP LAMBERT Acad. Publ. 2015. 101 p. (In Russ.)

Bender, W. Vom Ziegelgott zum Industrieelektroniker. Bundesverband der Deutschen Ziegelindustrie e.V. Bonn. 2004. 436 p.

Khomenko E.S., Kalyada V.V., Mirshavka O.A., Ripak V.R. Disposal of waste products of ozokerite in the large-tonnage energy-saving technology of building ceramics production. *Russia: Glass and Ceramics*. 2014. No. 4. Pp. 17-21. (In Russ.)

Muller A., Leydolf B., Stanelli E. Use of silicate manufacturing waste as burnable additives in the manufacture of porous ceramics. *Brick and Tile Industry International*. 2009. No. 1. Pp. 30-37. (In Russ.)

Rumi M.H., Voronov G.V., Zufarov M.A., Kulagina N.A., Mansurov E.P., Muxsimov S.S., Irmatova Sh.K. Obtaining highly porous ceramic cellular materials based on raw materials and waste in Uzbekistan. *Russia: Glass and Ceramics*. 2015. No. 1. Pp. 38-41. (In Russ.)

Salakhov A.M., Ashmarin G.D., Morozov V.P., Salahova R.A. Ceramic materials from the fusible clays modified by industrial waste of the glass factory. *Russia: Glass and Ceramics*. 2014. No. 3. Pp. 3-7. (In Russ.)

Suharnikova M.A., Pikalov E.S., Selivanov O.G., Sysoev E.P., Chuhlanov V.Y. Development of the charge composition for the building ceramics production based on raw materials of the Vladimir area: clay and galvanic sludge. *Russia: Glass and Ceramics*. 2016. No. 3. Pp. 31-33. (In Russ.)

For citation: Salakhov A.M., Ariskina K.A., Ariskina R.A. Application of Magnesite Waste in Manufacturing High-strength Ceramics. *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 3. Part 1. Pp. 236-239. DOI: 10.18599/grs.18.3.15

Information about authors

Al'mir M. Salakhov – PhD (Tech.), Associate Professor, Department of Solid State Physics, Kazan Federal University, Russia, 420008, Kazan, S.Saydashev str. 12. E-mail: salakhov8432@mail.ru

Kristina A. Ariskina – Laboratory Assistant, Center of Quantum Technologies, Kazan Federal University, Russia, 420008, Kazan, S.Saydashev str. 12. E-mail: kristina.ariskina.95@mail.ru

Regina A. Ariskina – Laboratory Assistant, Center of Quantum Technologies, Kazan Federal University, Russia, 420008, Kazan, S.Saydashev str. 12. E-mail: ariskina_regina@mail.ru

Manuscript received July 13, 2016

ДИАТОМОВЫЕ ГЛИНЫ ШАДРИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (КУРГАНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

П.В. Смирнов, А.О. Константинов
Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

Курганская область занимает одну из лидирующих позиций среди регионов Зауралья по запасам опал-кристаллитовых пород. Крупнейшим объектом минерально-сырьевой базы рассматриваемого региона является Шадринское месторождение диатомовых глин, расположенное в 1-1,5 км к юго-западу от г. Шадринск, на правом берегу р. Исеть в месте глубокого эрозионного вреза. Результаты проведенных исследований позволили установить, что породы, слагающие продуктивную толщу Шадринского месторождения представлены именно диатомовыми глинами, а не трепелами, как считалось ранее. Диатомовые глины Шадринского месторождения характеризуются диатомовым комплексом *Ruxilla gracilis* верхней части нижнего эоцена. По общему химическому составу породы близки диатомитам основных месторождений Зауралья, единственным существенным отличием является меньшее содержание минеральных фаз SiO_2 и большая – глинистых компонентов. В составе примесей выявлено присутствие цеолитов кальций-натриевого состава (до нескольких %), глинистая фракция представлена смектитом, каолинитом, слюдой. В основной массе породы присутствуют фрагменты диатомовых водорослей размером от 0,005 до 0,063 мм, обломки спикул кремневых губок размером 0,027x0,061 мм различной степени сохранности. Особенности вещественного состава и микростроения диатомовых глин Шадринского месторождения позволяют рассматривать их в качестве перспективного сырья для производства строительных и теплоизоляционных материалов.

Ключевые слова: Курганская область, Зауралье, диатомовая глина, опал-кристаллитовые породы, литология
DOI: 10.18599/grs.18.3.16

Для цитирования: Смирнов П.В., Константинов А.О. Диатомовые глины Шадринского месторождения (Курганская область). *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 3. Ч. 2. С. 240-244. DOI: 10.18599/grs.18.3.16

Введение

Комплексное использование местной минерально-сырьевой базы твердых нерудных полезных ископаемых (ТНПИ) является важным условием устойчивого развития регионов России (Садыков и др., 2004; 2015). От эффективности добычи, транспортировки, переработки и применения ТНПИ в значительной степени зависит успешность реализации региональных проектов в сфере строительства, транспортной инфраструктуры и сельского хозяйства.

Проблемы низкой степени вовлеченности в промышленное использование местной сырьевой базы ТНПИ являются актуальными для регионов Уральского федерального округа (Пахомов, Душин, 2008) и особенно для Курганской области. Несмотря на выгодное экономико-географическое положение, наличие внушительной и разнообразной минеральной базы полезных ископаемых, традиционно развитое сельское хозяйство, Курганская область относится к числу депрессивных территорий аграрно-промышленного типа (Суркова, Шушарина, 2009).

В пределах региона сосредоточены крупные месторождения бентонитовых глин, стекольных и формовочных песков, камнесамоцветного сырья, строительного камня, керамзитовых и кирпичных глин. Особое место среди объектов минерально-сырьевой базы ТНПИ Курганской области занимают опал-кристаллитовые породы, по запасам которых область удерживает одну из лидирующих позиций в территории Зауралья. Разведано и ранее разрабатывалось Шадринское месторождение трепелов, балансовые запасы которого составляют 2,2 млн м^3 , известны Кораблёвское месторождение трепелов в окрест-

ностях г. Катайска (4,5 млн. м^3) и Савинский перспективный участок (предположительные запасы трепелов – 6,2 млн. м^3) (Природные ресурсы и охрана окружающей среды..., 2015).

Опал-кристаллитовые породы являются перспективным видом минерального сырья, объемы производства и потребления которого ежегодно увеличиваются во всем мире (U.S. Geological Survey, 2015). Благодаря сочетанию физических свойств диатомиты и диатомовые глины могут быть востребованными при производстве строительных материалов (Никитин и др., 2014; Радаев и др., 2013), удобрений и мелиорантов в сельском хозяйстве (Лобода и др., 2014; Aksakal et al., 2012), природных сорбентов для очистки промышленных и бытовых сточных вод (Анисимов и др., 2010) и т.д.

Крупнейшим объектом минерально-сырьевой базы опал-кристаллитовых пород Курганской области является Шадринское месторождение. В научной литературе и геологических отчетах породы, слагающие продуктивную толщу месторождения, охарактеризованы как «трепель» (Баланс запасов полезных ископаемых СССР, 1984). Результаты исследований, представленные в данной работе, свидетельствуют о необходимости дальнейшего рассмотрения пород Шадринского месторождения как диатомовых глин, а не трепелов.

Объекты и методы

Шадринское месторождение расположено в 1-1,5 км к юго-западу от г. Шадринск, на правом берегу р. Исеть, на участке, непосредственно примыкающем к п. Осеево (Рис. 1). Месторождение было открыто по результатам ра-

Месторождение	SiO ₂	TiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	MnO	MgO	CaO	Na ₂ O	K ₂ O	P ₂ O ₅	BaO	SO ₃	V ₂ O ₅	Cr ₂ O ₃	NiO	п.п.п., %
Шадринское (диатомовая глина)	66,24	0,68	13,18	5,39	0,04	2,14	0,37	0,45	1,64	0,06	0,03	0,08	0,04	0,02	<0,01	9,55
Ирбитское (диатомит)	77,78	0,53	8,16	2,82	0,02	0,73	0,75	0,48	1,14	0,04	-	-	-	-	-	6,81
Камышловское (диатомит)	75,2	0,57	8,09	4,38	0,03	0,73	0,81	0,44	1,18	0,06	-	-	-	-	-	7,67

Табл. 1. Общій химический состав диатомовых глин Шадринского месторождения и диатомитов Зауралья* (Сидоренков и др., 1989). * пустые графы – данные отсутствуют или ниже предела определения.

бот Уральского геологоразведочного управления еще в 30-х гг. XX в. Разведка проводилась шурфами и скважинами на площади 3 км². В 1935 г согласно паспорту месторождения запасы приняты в объеме 1,4 млн. м³. в 50-60 гг. проводилась доразведка с определением новых потенциальных участков и пересчетом запасов.

По состоянию на 2012 г. запасы Шадринского месторождения по категориям А+В+С₁ составляют 2246 тыс. м³. Месторождение находится в нераспределенном фонде недр. Породы пригодны для производства керамзитового гравия-заполнителя лёгких бетонов марок 500, 600, 700. (Природные ресурсы и охрана окружающей среды..., 2015). Форма залежи месторождения – пластообразная, вытянутая с юго-запада на северо-восток. Площадь месторождения составляет 1,812 км². Продуктивная толща

Be	Sc	Ti	V	Cr	Co	Ni	Cu	Zn	Rb	Sr	Zr	Nb
2,3	15,0	4600	300	118,0	12,0	17,1	37,0	100,0	80,0	105,0	120,0	11,3
Ga	Sb	Ba	Pb	Y	Cs	La	Ce	Pr	Nd	Sm	Eu	Gd
15,6	0,3	274,0	14,5	15,9	5,6	18,3	35,0	4,6	17,7	3,3	0,7	2,7
Dy	Ho	Er	Tm	Yb	Lu	Hf	Ta	Th	U	Mo	Tb	
3,0	0,6	1,7	0,3	1,6	0,3	3,5	0,9	8,3	1,6	1,8	0,5	

Табл. 2. Результаты определения элементного состава методом ИСП-МС, г/т.

залегают непосредственно на поверхности синей глины или тонких прослойках синеватого кварцевого песка и соответствует отложениям ирбитской свиты эоцена; общей мощностью до 40-50 м в незэродированном состоянии под междуречьями и от 10 до 30 м в пределах крупных эрозионных врезов речных долин (Вишняк и др., 2011); мощность на участке Шадринского месторождения достигает 12 м.

Каменный материал для исследования отбирался из зачищенных стенок нефункционирующего карьера. Аналитические работы включали изучение элементного и минерального составов, литолого-петрографический и микрорентгеновый анализы, электронную микроскопию. Работы выполнены в Центре коллективного пользования многоэлементных и изотопных исследований на базе Института геологии и минералогии СО РАН (Новосибирск), в Тюменском индустриальном университете и ООО «ЗапСибГЦ» (Тюмень). Рентгенофазовый анализ проб выполнялся на порошковом рентгеновском дифрактометре ARL X'TRA фирмы Thermo Scientific ARL Products. Элементный анализ геологических образцов выполнен методом масс-спектрометрии с индуктивно-связанной плазмой (ИСП-МС) (Николаева, 2008; 2012). ИК спектры регистрировались в диапазоне волновых чисел от 370 до 4000 см⁻¹ на Фурье-спектрометре VERTEX 70 FT IR фирмы Bruker. Рентгенофлуоресцентный силикатный анализ проб выполнялся на рентгеновском спектрометре ARL-9900-XP фирмы Applied Research Laboratories. Литолого-петрографическое описание проводилось в шлифах, подготовленных по стандартной методике.

Результаты и обсуждение

По данным микроскопических и литолого-петрографических исследований структура породы биоморфная, тонкозернистая, пелитоморфная, текстура – микрослоистая, микролинзовидная, биотурбационная. Породы характеризуются диатомовым комплексом *Ruxilla gracilis* (верхняя часть нижнего эоцена) (Александрова и др., 2012). Присутствуют индекс-вид *Coscinodiscus payeri* Grunow, а также *Paralia crenulata* (Grunow) Gleser, *Grunowiella*

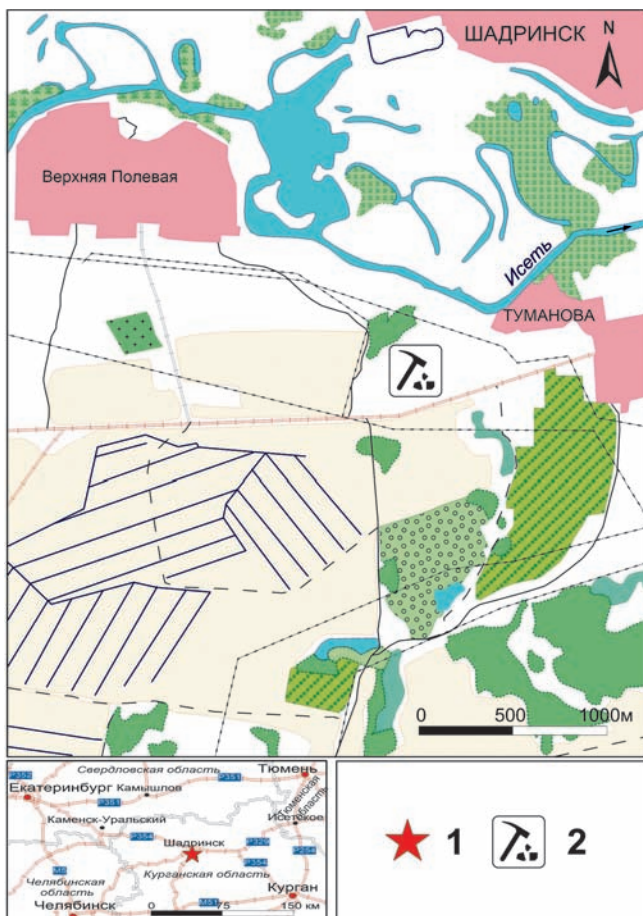


Рис. 1. Карта фактического материала: 1 – расположение участка исследований, 2 – расположение заброшенного карьера Шадринского месторождения.

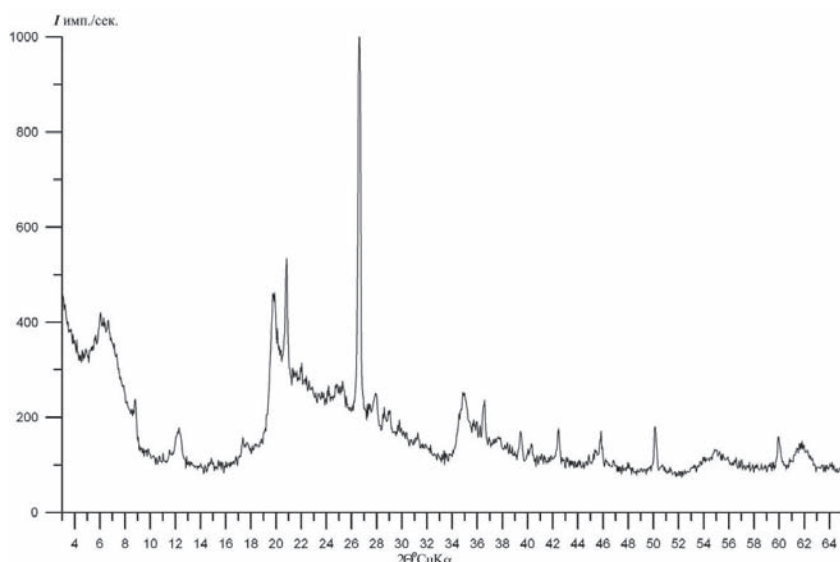


Рис. 2. Рентгенограмма диатомовой глины Шадринского месторождения.

gemmata (Grunow) Van Heurck, Pyxidicula moelleri (A.S.) Strelnikova et Nikolaev, Odontotropis carinarta Grunow, Stellarima microtrias (Ehrenberg) Hasle et Sims, Costopyxis broschii (Grunow) Strelnikova et Nikolaev, Stephanopyxis megarora Grunow, Vallodiscus lanceolata Suto. Наличие четко выраженной биоморфной структуры требует отказаться от принятого в литературе и геологических отчетах литологического описания породы как «трепела» и характеризовать породу как «диатомовая глина».

Химический состав диатомовых глин заметно отличается по содержанию основных компонентов от диатомитов Зауралья (%) (Табл. 1). По общему химическому составу породы близки диатомитам других месторождений региона, единственным существенным отличием является меньшее содержание минеральных фаз SiO₂ и большее глинистых компонентов.

Результаты определения микроэлементного состава диатомовых глин Шадринского месторождения представлены в таблице 2. Для диатомитовых глин Шадринского месторождения характерно превышение кларковых значений по содержанию следующих элементов: Mo, Yb, Hf, Cs, Sc и Zn.

По результатам рентгеноструктурного анализа (Рис. 2) основным компонентом диатомовых глин является опал (аморфный кремнезем) и смектит, присутствуют кварц, слюда, каолинит, малая примесь плагиоклаза, ярозита, следы гипса, анатаза. Вместе с тем, характерное опаловое гало выражено слабее, чем у чистых диатомитов (Селяев и др., 2014). Обращает на себя внимание присутствие цеолитов кальций-натриевого состава (до нескольких %) в составе примесей.

По данным ИК спектроскопии (Рис. 3) в спектрах всех образцов наблюдается ряд полос, обусловленных валентными и деформационными колебаниями Si-O-Si связей, и OH групп. Наиболее интенсивная полоса асимметричных валентных колебаний Si-O-Si связей составляет 1046 см⁻¹. Сдвиг этой полосы (в сравнении с типичными диатомитами) обусловлен наличием в образцах помимо диатомита глинистых фракций – смектита, каолинита, слюды.

По данным литолого-петрографического анализа основная масса породы (Рис. 4) состоит из частично

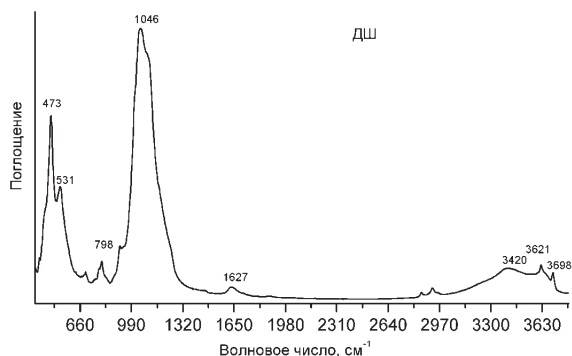


Рис. 3. ИК спектр диатомовой глины Шадринского месторождения.

оптически ориентированных частичек размером от менее 0,001 до 0,005 мм, с серыми и жёлтыми интерференционными окрасками, имеющих микрзернистое (микроглобулярное), чешуйчатое и волокнистое строение.

В основной массе породы присутствуют в значительном количестве обломки диатомовых водорослей размером от 0,005 до 0,063 мм, обломки спикул кремневых губок размером 0,027 x 0,061 мм.

Терригенный материал концентрируется в основном в виде микролинзочек и тонких прерывистых слоев, образовавшихся в результате жизнедеятельности роющих организмов, его содержание не велико составляет в пределах 5-7 % от площади шлифа, представлен зёрнами кварца, полевых шпатов, чешуйками мусковита и биотита, размер зёрен составляет 0,01-0,12 мм. Также

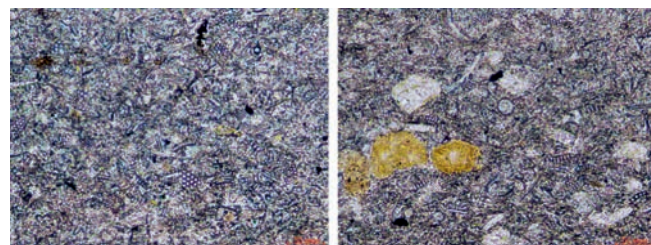


Рис. 4. Микроструктура диатомовой глины Шадринского месторождения.

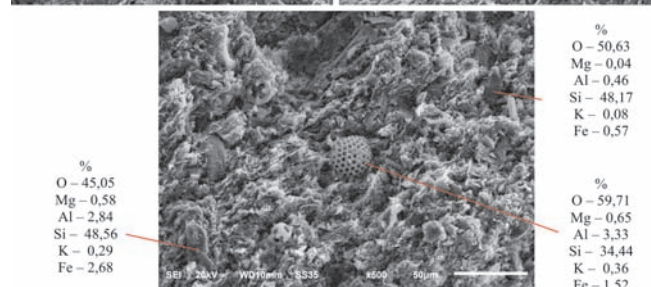
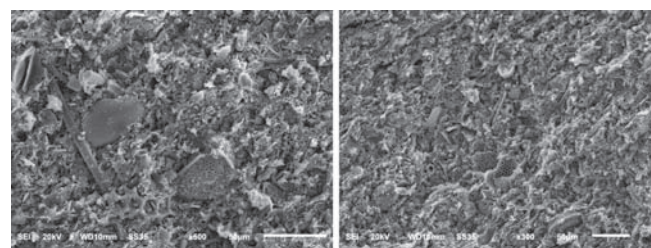


Рис. 5. Микроскопическое строение и результаты микрозондового анализа диатомовой глины Шадринского месторождения.

в породе содержатся мелкие, округлые, жёлто-зеленого цвета зёрна глауконита, размером 0,03-0,06 мм. В числе основных примесей – кальций-натриевые цеолиты, нонтронит, пирит, гипс, пирролюзит, мусковит, биотит. Для породы характерна высокая микропористость, заметно преобладают поры размером менее 0,005 мм.

Результаты исследований под электронным микроскопом показывают, что диатомеи высокой степени сохранности не многочисленны, отдельные из них проявляют признаки потери первоначальной структуры: основная масса сложена мелким детритом (Рис. 4, 5). Повсеместно на поверхности органогенных остатков присутствуют мелкие чешуйки глинистых минералов. Из-за высокой степени измельчения другие минералы, за исключением кварца, с трудом диагностируются в общей массе.

Выводы

Наличие характерной биоморфной структуры у изученных пород позволяет характеризовать породу как «диатомовая глина». Диатомовые глины Шадринского месторождения по составу породы и качеству сырья сопоставимы с породами других месторождений Зауралья. Главным отличием является меньшее содержание минеральных фаз диоксида кремния и большая – глинистых компонентов. Вместе с тем, значительная глинизация не препятствует их использованию при производстве строительных и теплоизоляционных материалов; после термической обработки возможно использование в качестве активной добавки в цемент. Использование диатомовых глин в отраслях, отличных от строительной, предполагает более детальные исследования физических свойств породы, минерального состава, в особенности, глинистых минералов и цеолитов.

В эоценовых диатомовых глинах Шадринского месторождения отмечаются признаки цеолитовой минерализации: исследованные породы содержат цеолиты кальций-натриевого состава (до нескольких %). При этом необходимо отметить, что содержание цеолитов значительно ниже, чем в кремнисто-карбонатных отложениях Европейской части России (Зорина, Афанасьева 2008; Зорина и др. 2008), а их происхождение, вероятно, обусловлено литификацией и цеолитизацией кремниевых гелей на различных стадиях диагенеза.

Литература

- Александрова Г.Н., Орешкина Т.В., Яковлева А.И., Радионова Э.П. Диатомеи и диноцисты в интервале позднего палеоцена – раннего эоцена в биокремнистых фациях среднего Зауралья Стратиграфия. *Геол. корреляция*. 2012. Т. 20. № 4. С. 68-94.
- Анисимов В. С., Мартынов П. Н., Мерков С. М., Петров К. В., Подзорова Е. А., Чабань А. Ю., Шилина А. С. Исследование возможности применения трепела для очистки водных сред. *Энерготехнологии и ресурсосбережение*. 2010. № 1. С. 62-66.
- Баланс запасов полезных ископаемых СССР. Кремнистое (опал-кристобалитовое) сырье. М: Союзгеолфонд. 1984. Вып. 86. 213 с.
- Вишняк А.И., Четверкин И.А., Новиков В.П., Плотникова Р.И. Гидрогеологическая модель Шадринского месторождения углекислых минеральных вод как основа оценки его запасов. *Разведка и охрана недр*. 2011. № 11. С. 35-43.
- Зорина С.О., Афанасьева Н.И., Волкова С.А. Цеолитонность верхнемеловых-палеогеновых осадочных пород востока и юго-востока Русской плиты. *Литология и полезные ископаемые*. 2008. № 6. С. 638-649.

Зорина С.О., Афанасьева Н.И. О распространении цеолитов в верхнемеловых и палеоценовых литостратонах Русской плиты. *Проблемы минералогии, петрографии и металлогении. Научные чтения памяти П.Н. Чирвинского*. Пермь: Изд-во Пермского ун-та. 2008. С. 43-49.

Лобода Б.П., Багдасаров В.Р., Фицура Д.Д. Влияние удобрения на основе цеолитсодержащих трепелов Хотынецкого месторождения на урожайность и качество картофеля. *Агрехимия*. 2014. № 3. С. 28-35.

Никитин А.И., Стороженко Г.И., Казанцева Л.К., Верещагин В.И. Теплоизоляционные материалы и изделия на основе трепелов Потанинского месторождения. *Строительные материалы*. 2014. № 8. С. 34-37.

Николаева И.В., Палесский С.В., Козьменко О.А., Аношин Г.Н. Определение редкоземельных и высокозарядных элементов в стандартных геологических образцах методом масс-спектрометрии с индуктивно-связанной плазмой (ИСП-МС). *Геохимия*. 2008. № 10. С. 1085-1091.

Николаева И.В., Палесский С.В., Чирко О.С., Черноножкин С.М. Определение основных и примесных элементов в силикатных породах методом масс-спектрометрии с индуктивно-связанной плазмой после сплавления с LiVO₂. *Аналитика и контроль*. 2012. Т. 16. № 2. С. 134-142.

Пахомов В.П., Душин А.В. Оценка минерально-сырьевой безопасности УрФО. *Экономика региона*. 2008. № 3. С. 129-143.

Природные ресурсы и охрана окружающей среды Курганской области в 2014 году. Доклад. Курган. 2015. 220 с.

Радаев С.С., Селезнева О.И., Рясная Н.З., Зимакова М.В. Строительные материалы на основе опаловых пород. *Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Строительство и архитектура*. 2010. № 15 (191). С. 11-12.

Садыков Р.К., Власова Р.Г., Мурадымова В.М., Вяткина Л.Ю., Булатова Г.Н. Твердые нерудные полезные ископаемые республики Татарстан: состояние, проблемы недропользования, перспективы развития. *Георесурсы*. 2015. Т. 1. № 4(63). С. 13-20.

Садыков Р.К., Власова Р.Г., Хайдарова Н.З. Минерально-сырьевой потенциал регионов как фактор их конкурентоспособности. *Георесурсы*. 2004. № 1. С. 16-17.

Селяев В. П., Неверов В. А., Куприяшкина Л. И. Рентгеноструктурные и рентгеноспектральные исследования цеолитсодержащих пород Атяшевского и Татарско-Шатрашанского месторождений Среднего Поволжья. *Региональная архитектура и строительство*. 2014. № 3. С. 13-18.

Сидоренков А.И., Зарубко Н.С., Самошин А.А. Модель механизма образования трепелов и опок. В кн.: Критерии прогноза минерального сырья в приповерхностных образованиях севера Западной Сибири и Урала. Тюмень: ЗапСибНИГНИ. 1989. С. 46-63

Суркова С.А., Шушарина В.В. Депрессивные регионы: типологические особенности и механизмы преодоления депрессии. *Региональная экономика: теория и практика*. 2009. № 1 (94). С. 25-37.

Aksakal E.L., Angin I., Oztas T. Effects of diatomite on soil physical properties. *Catena*. 2012. Vol. 88. Is. 1. Pp. 1-5. DOI:10.1016/j.catena.2011.08.004.

U.S. Geological Survey. Mineral commodity summaries. 2015. 196 p. <http://dx.doi.org/10.3133/70140094> (Дата обращения: 31.05.2016).

Сведения об авторах

Павел Витальевич Смирнов – заместитель директора Научно-образовательного центра «Геология нефти и газа» Тюменский индустриальный университет
Россия, 625000, Тюмень, ул. Володарского 38
Тел: +7(922)483-80-90, e-mail: geolog.08@mail.ru

Александр Олегович Константинов – специалист Научно-образовательного центра «Геология нефти и газа» Тюменский индустриальный университет
Россия, 625000, Тюмень, ул. Володарского 38
Тел: +7(982)782-37-53
E-mail: konstantinov.alexandr72@gmail.com

Статья поступила в редакцию 30.06.2016

Diatomaceous Clay of Shadrinsky deposit (Kurgan Region)

P.V. Smirnov, A.O. Konstantinov
Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

Abstract. Kurgan region occupies a leading position among the regions of the Trans-Urals for reserves of opal-cristobalite rocks. Diatomaceous clay of Shadrinsky deposit is the largest object of the mineral resource base of the region, located in the 1-1.5 km south-west from the city of Shadrinsk, on the right bank of the river Iset at the deep erosional incision. The results of the research revealed that the rocks forming the productive strata of Shadrinsky deposits are represented with just diatomaceous clay, not tripoli, as previously thought. Diatomaceous clay of Shadrinsky deposit is characterized by diatom complex *Pyxilla gracilis* top of the upper part of Lower Eocene. The general chemical composition of the rocks is close to diatomite of the major deposits of Trans-Urals. The only significant difference is the lower content of the mineral phases SiO₂ and greater clay components. The presence of zeolites, calcium-sodium composition (up to a few%) is detected as part of the impurities; the clay fraction is represented by smectite, kaolinite, mica. The bulk rock contains fragments of diatoms in size from 0.005 to 0.063 mm, fragments of siliceous sponge spicules in the size of 0.027 x 0.061 mm in various states of preservation. Features of material composition and microstructure of diatomaceous clay of Shadrinsky field allow us to consider them as a promising raw material for the production of building and insulating materials.

Key words: Kurgan region, Trans-Urals, Diatomaceous clay, opal-cristobalite rocks, lithology

References

- Aksakal E.L., Angin I., Oztas T. Effects of diatomite on soil physical properties. *Catena*. 2012. Vol. 88. Is. 1. Pp. 1-5. DOI:10.1016/j.catena.2011.08.004.
- Aleksandrova G.N., Oreshkina T.V., Iakovleva A.I., Radionova E.P. Late Paleocene-Early Eocene diatoms and dinocysts from biosiliceous facies of the middle Trans-Urals region. *Stratigraphy and Geological Correlation*. 2012. Vol. 20. Is. 4. Pp. 380-404. DOI: 10.1134/S0869593812030021 (In Russ.)
- Anisimov V. S., Martynov P. N., Merkov S. M., Petrov K. V., Podzorova E. A., Chaban' A. Yu., Shilina A. S. The Investigation of Tripoli Application for Water Mediums Purification. *Energotekhnologii i resursosberezhenie*. 2010. Is 1. Pp. 62-66. (In Russ.)
- Balans zapasov poleznykh iskopaemykh SSSR. Kremnistoe (opal-kristobalitovoe) syr'e [Mineral resources of USSR (opal-cristobalite rocks). Report]. Moscow: Sojuzgeofond. 1984. Is. 86. p. 213 (In Russ.)
- Loboda B.P., Bagdasarov B.R., Fitsuro D.D. Effect of fertilizers based on zeolites and zeolite-containing tripolites from the Khotynetsky deposit on the yield and quality of potatoes. *Agricultural Chemistry*. 2014. Is 3. Pp.28-35. (In Russ.)
- Nikitin A.I., Storozhenko G.I., Kazantseva L.K., Vereshchagin V.I. Teploizolyatsionnye materialy i izdeliya na osnove trepelov Potaninskogo mestorozhdeniya [Thermal insulation materials and products based on the Potanin tripoli field]. *Stroitel'nye materialy = Construction Materials*. 2014. № 8. Pp. 34-37. (In Russ.)
- Nikolaeva I.V., Palessky S.V., Chirko O.S., Chernonozhkin S.M. Determination of major and trace elements by inductively coupled mass-spectrometry in silicate rocks after fusion with LiBO₂. *Analitika i kontrol' = Analytics and Control*. 2012. Vol. 16. Is 2. Pp. 134-142 (In Russ.)
- Nikolaeva I.V., Palesskii S.V., Koz'menko O.A., Anoshin G.N. Analysis of geologic reference materials for REE and HFSE by inductively coupled plasma-mass spectrometry (ICP-MS). *Geochemistry International*. 2008. Vol. 46. Is. 10. Pp. 1016-1022.
- Pahomov V.P., Dushin A.V. Analysis of the mineral-raw material safety in the Ural Federal District. *Economy of Regions*. 2008. No. 3. Pp. 129-143 (In Russ.)
- Prirodnye resursy i okhrana okruzhayushchey sredy Kurganskoj oblasti v 2014 godu. Doklad [Natural Resources and Environmental Protection of the Kurgan region in 2014. Report]. Kurgan. 2015. 220 p. (In Russ.)
- Radaev S.S., Seleznyova O.I. Ryasnaya N.Z., Zimakova M.V. Opaline rock- based building materials. *Bulletin of South Ural State University. Series «Construction Engineering and Architecture»*. 2010. Is. 15 (191). Pp. 11-12 (In Russ.)
- Sadykov R.K., Vlasova R.G., Khaydarova N.Z. Mineral'no-syr'evoy potentsial regionov kak faktor ikh konkurentosposobnosti [Mineral and raw material potential of the regions as a competitive differentiator]. *Georesources*. 2004. Is. 1. Pp. 16-17 (In Russ.)
- Sadykov R.K., Vlasova R.G., Muradymova V.M., Vyatkina L.Yu. Bulatova G.N. Solid Non-Metallic Minerals of the Republic of Tatarstan: Conditions, Problems in Subsoil Use and Prospects of Development. *Georesursy = Georesources*. 2015. Vol. 1. Is. 4(63). Pp. 13-20 (In Russ.)
- Selyaev V. P., Neverov V. A., Kupriyashkina L. I. Rentgenostrukturnye i rentgenospektral'nye issledovaniya tseolitsoderzhashchikh porod Atyashevskogo i Tatarsko-Shatrashanskogo mestorozhdeniy Srednego Povolzh'ya [XRD and XRF studies of zeolite rocks of the Atyashevsky and Tatar-Shatrashanskoe fields of the Middle Volga region]. *Regional'naya arkhitektura i stroitel'stvo = Regional Architecture and Construction*. 2014. Is. 3. Pp. 13-18 (In Russ.)
- Sidorenkov A.I., Zarubko N.S., Samoshin A.A. Model' mehanizma obrazovaniya trepelov i opok [Model of formation mechanism of tripoli and opoka]. Tyumen: ZapSibNIGNI. 1989. Pp. 46-63 (In Russ.)
- Surkova S.A., Shusharina V.V. Depressivnye regiony: tipologicheskie osobennosti i mekhanizmy preodoleniya depressii [Depressive regions: typological features and mechanisms of depression overcoming]. *Regional'naya ekonomika: teoriya i praktika = Regional economics: theory and practice*. 2009. Is. 1(94). Pp. 25-37 (In Russ.)
- Vishnyak A.I., Chetverkin I.A., Novikov V.P., Plotnikova R.I. Hydrogeological model of Shadrinsk groundwater deposit of carbonaceous mineral waters as the base of valuation of its reserves. *Prospect and protection of mineral resources*. 2011. Is. 11. Pp. 35-43 (In Russ.)
- Zorina S.O., Afanas'eva N.I., Volkova S.A. Zeolite potential of Upper Cretaceous-Paleogene sedimentary rocks in the eastern and southeastern Russian Plate. *Lithology and Mineral resources*. 2008. Vol. 43. Is. 6. Pp. 577-587. DOI: 10.1134/S0024490208060059 (In Russ.)
- Zorina S.O., Afanas'eva N.I. O rasprostraneni tseolitov v verkhnemelovykh i paleotsenovyykh litostratonakh Russkoi plity [On the propagation of zeolites in the Upper Cretaceous and Paleocene lithostratigraphic units of the Russian Plate]. *Problemy mineralogii, petrografii i metallogenii. Nauchnye chteniya* [Problems of mineralogy, petrology and metallogeny. Proc. Sci. Conf.]. Perm: Perm University Publ. 2008. Pp. 43-49 (In Russ.)
- U.S. Geological Survey. Mineral commodity summaries. 2015. 196 p. <http://dx.doi.org/10.3133/70140094>. (accepted: 31.05.2016).

For citation: Smirnov P.V., Konstantinov A.O. Diatomaceous Clay of Shadrinsky deposit (Kurgan Region). *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 3. Part 2. Pp. 240-244. DOI: 10.18599/grs.18.3.16

Information about authors

Pavel V. Smirnov – Deputy Head of the Academic center «Geology of oil and gas», Tyumen Industrial University Russia, 625000, Tyumen, Volodarsky str. 38
Phone: +7 (922)483-80-90, e-mail: geolog.08@mail.ru

Aleksandr O. Konstantinov – Scientist, Academic center «Geology of oil and gas», Tyumen Industrial University Russia, 625000, Tyumen, Volodarsky str. 38
Phone: +7 (982)782-37-53
E-mail: konstantinov.alexandr72@gmail.com

Manuscript received June 30, 2016