

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

# ГЕОРЕСУРСЫ

Главное в номере:

- Геохимия органического вещества пермских отложений ..... 114  
И.С. Котик, О.С. Котик, О.В. Валяева
- О формировании верхневендских-среднекембрийских глинистых толщ ..... 120  
О.Я. Гаген-Торн

2016. Т. 18. № 2



**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

**Нургалшев Д.К.**, Казанский федеральный университет,  
Казань, Россия

**Плотникова И.Н.**, Академия наук Республики  
Татарстан, Казань, Россия

**Прищела О.М.**, ФГУП «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

**Vandenberghе N.**, K.U. Leuven University, Belgium

**Редакция**

Заместитель Главного редактора – Ответственный секретарь:

Христофорова Д.А., e-mail: [daria.khr@mail.ru](mailto: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 3265756

[www.geors.ru](http://www.geors.ru), e-mail: [mail@geors.ru](mailto: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](http://www.geors.ru), [elibrary.ru](http://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 25.06.2016. 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

### Управление недропользованием

**Новая классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов – движение вперед или вспять?** ..... 80  
Р.Х. Муслимов

### Геология нефтяных месторождений, исследование коллекторов

**Комплексный анализ геолого-геофизических данных и параметров разработки для обоснования системы пластовых залежей в аллохтоне и автохтоне Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения** ..... 87  
Е.И. Панкратова, Л.В. Юнусова, Б.П. Богданов

**Влияние эрозивно-карстовых процессов на литологическую характеристику продуктивных пластов бобриковско-турнейского нефтесодержащего резервуара** ..... 94  
Р.Р. Харитонов, Ю.М. Арефьев

**Прогноз фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов на основании вейвлет-преобразования данных сейсморазведки** ..... 97  
М.И. Саакян, Р.С. Хисамов, Р.А. Алексеев,  
А.М. Чинарев, Н.С. Гатиятуллин

### Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений

**Расчет технологических процессов шароштрипного бурения в оптимальном режиме разрушения горных пород** ..... 102  
А.В. Ковалев, С.Я. Рябчиков, В.М. Горбенко, М.В. Горбенко,  
Л.А. Саруев

**Об опыте разработки бобриковского горизонта Сабанчинского месторождения с применением компьютерного моделирования** ..... 107  
А.Г. Хабибрахманов

**Эффективность бурения скважин на Коробковском участке Бавлинского месторождения** ..... 111  
В.Б. Подалов, А.Ф. Яртиева, П.Г. Морозов

### Геолого-геохимические исследования

**Геохимия органического вещества пермских отложений северо-востока Коротахинской впадины** ..... 114  
И.С. Котик, О.С. Котик, О.В. Валяева

**О формировании верхневендских-среднекембрийских глинистых толщ предглинтовой области** ..... 120  
О.Я. Гаген-Торн

**Особенности строения и происхождения нефтегазогенерирующих толщ сланцевого типа в пермских отложениях Предуралья** ..... 127  
Т.Т. Казанцева

**Исследование индикаторных свойств химических элементов, отвечающих особенностям геохимии сред формирования природных минеральных вод** ..... 133  
А.Н. Васильев, В.Г. Амелин

### Геоэкология

**Применение новых биотехнологий при рекультивации черноземов со смешанным типом загрязнения** ..... 138  
Л.В. Мальхина, И.А. Шайдуллина, Н.А. Антонов, Д.И. Сибгатов,  
А.Х. Япшаров, И.А. Дегтярева, В.З. Латыпова, Э.Ш. Гадиева

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

**Editor in Chief – Renat Kh. Muslimov**Kazan Federal University (Kazan, Russia), e-mail: [mail@geors.ru](mailto: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**, JSC 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, 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**, JSC 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](http://www.geors.ru), e-mail: [mail@geors.ru](mailto: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](http://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: 25.06.2016  
 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****Resource Management**

**The New Classification of Reserves and Resources of Oil and Combustible Gas – Movement Onward or Backward?** ..... 80  
 R.Kh. Muslimov

**Geology of Oil Fields**

**Comprehensive Analysis of Geological-geophysical Data and Development Parameters to Justify System of Bedded Deposits in Allochthon and Autochthon of Vuktyl Oil and Gas Condensate Field** ..... 87  
 E.I. Pankratova, L.V. Yunusova, B.P. Bogdanov

**Influence of Erosion-karst Processes on Lithological Features of Productive Strata in Bobrikovian-tournasian Oil Reservoir** ..... 94  
 R.R. Kharitonov, Yu.M. Aref'ev

**Prediction of Reservoir Properties of Productive Layers Based on Wavelet Transform of Seismic Data** ..... 97  
 M.I. Saakyan, R.S. Khisamov, R.A. Alekseev, A.M. Chinarev, N.S. Gatiyatullin

**Oil Field Development and Operation**

**Calculation of Ball Jet Drilling Processes in the Optimal Mode of Rock Destruction** ..... 102  
 A.V. Kovalev, S.Ya. Ryabchikov, V.M. Gorbenko, M.V. Gorbenko, L.A. Saruev

**The Development Experience of Bobrikovian Horizon in Sabanchinsky Deposit Using Computer Simulation** .... 107  
 A.G. Khabibrakhmanov

**The Efficiency of Drilling Wells in the Korobkovsky Area of Bavlinsky Field** ..... 111  
 V.B. Podavalov, A.F. Yartiev, P.G. Morozov

**Geological-Geochemical Research**

**Geochemistry of Organic Matter in Permian Deposits in the Northeast of Korotaihinsky Depression** ..... 114  
 I.S. Kotik, O.S. Kotik, O.V. Valyaeva

**The formation of the Upper Vendian – Middle Cambrian Clay Strata of Subclint Area** ..... 120  
 O.Ya. Gagen-Torn

**Features of the Structure and Origin of Oil and Gas Generating Shale Strata in the Permian Deposits of the Urals** ..... 127  
 T.T. Kazantseva

**Study of Indicator Properties of Chemical Elements, Corresponding to Geochemical Environment of Natural Mineral Water Formation** ..... 133  
 A.N. Vasilyev, V.G. Amelin

**Geocology**

**Application of New Biotechnologies in the Remediation of Black Soil with Mixed Pollution** ..... 138  
 L.V. Malykhina, I.A. Shaydullina, N.A. Antonov, D.I. Sibgatova, A.Kh. Yapparov, I.A. Degtyareva, V.Z. Latypova, E.Sh. Gadieva

# Новая классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов – движение вперед или вспять?

*Р.Х. Муслимов*

*Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия*

С 2016 г. официально вводится новая классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов. В статье оцениваются достоинства и недостатки новой классификации и приводится сравнение ее с ранее действующими классификациями запасов в РФ, а также с основными аналогичными классификациями Западных стран. Приводится оценка полезности и адекватности новой классификации на процесс утверждения и использования запасов нефти. Делается вывод, что новая классификация и сопутствующие документы не улучшат, а ухудшат ситуацию в отечественном недропользовании, в методологии как подсчета и учета запасов, так и достоверности расчета показателей разработки месторождений. Более жесткий подход советского времени заменен на формально-либеральный, степень достоверности запасов существенно ниже, экономические расчеты забюрократизированы и сильно осложнены без видимой необходимости, трудоемкость и стоимость процедур существенно возрастает. О фундаментальных проблемах (концепции абсолютного и эффективного порового пространства, геологические и балансовые запасы, идеология построения геолого-гидродинамических моделей) по существу классификация умалчивает. В новой классификации не решается актуальный вопрос отнесения запасов к различным категориям по возможностям их рентабельного и эффективного освоения, а именно, отнесения запасов УВ к трудноизвлекаемым и (или) к нетрадиционным, освоение которых требует применения новых, более дорогостоящих технологий и кратного увеличения капитальных и текущих затрат на добычу.

**Ключевые слова:** категории запасов и ресурсов, новая классификация запасов, геологические, балансовые, извлекаемые запасы нефти, трудноизвлекаемые запасы, нетрадиционные залежи, геологические, геолого-гидродинамические модели, государственная комиссия по запасам, нефтяные компании.

**DOI:** 10.18599/grs.18.2.1

**Для цитирования:** Муслимов Р.Х. Новая классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов – движение вперед или вспять? *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 2. С. 80-87. DOI: 10.18599/grs.18.2.1

В мире используется 150 классификаций ресурсов энергетического сырья, построенных по разным признакам и по-разному толкующих одни и те же термины. Естественно, это вызывает путаницу и отпугивает потенциальных инвесторов от участия в проектах освоения месторождений.

Для решения данной проблемы Европейская экономическая комиссия около 10 лет назад предложила разработать международную рамочную классификацию ООН для месторождений твердых горючих ископаемых, урана и углеводородного сырья (УВС), что и было выполнено. В странах ООН в настоящее время действует рамочная классификация ископаемых энергетических и минеральных запасов и ресурсов 2009 года (РКООН-2009). Она является универсальной системой, в которой количества классифицируются на основе трех фундаментальных критериев: экономической и социальной жизнеспособности проекта (E), статуса и обоснованности проекта освоения месторождения (F) и геологической изученностью (G), с использованием числовой системы кодов. Комбинации этих трех критериев создают трехмерную систему.

В США одновременно существуют несколько классификаций запасов: классификация Комиссии по рынку ценных бумаг (SEC), классификация Общества инженеров-нефтяников (SPE), классификация Американской ассоциации нефтяных геологов (AAPG) и др.

В РФ основные вопросы функционирования нефтяной и газовой отраслей решаются единой классификацией запасов. До 2016 г. действовала «Временная классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» 2001 г. Она устанавливала единые для Российской Федерации принципы под-

счета и государственного учета запасов месторождений и перспективных ресурсов нефти и горючих газов в недрах по степени их изученности и народнохозяйственному значению, условия, определяющие подготовленность разведанных месторождений для промышленного освоения, а также основные принципы оценки прогнозных ресурсов нефти и газа.

До этого успешно работала классификация советского времени, утвержденная в 1983 г. Она обеспечивала единые принципы подсчета запасов нефти и газа в недрах по категориям, исходя из степени изученности этих запасов и подготовленности их для промышленного освоения. Она выдержала проверку временем и являлась документом, оптимизирующим учет и отчетность по запасам РФ. Но затем, в целях приближения российской классификации запасов к западной была разработана и принята новая «Классификация запасов, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов», в которой якобы сохранена преемственность с действующей классификацией при выделении категорий запасов и ресурсов по степени геологической изученности и достоверности. В ней запасы нефти и газа подразделяют по степени геологической изученности, промышленного освоения и экономической эффективности освоения.

Новая классификация запасов (НКЗ) должна была работать еще с 2009 г. Но для перехода на нее необходимо было провести ревизию баланса запасов по всем нефтяным и газовым месторождениям страны с гидродинамическими и экономическими расчетами по принятым категориям. Такую большую работу физически невозможно было провести в установленные сроки. Но ничего страшного в этом нет. Переход на международную клас-

сификацию нужен в основном для привлечения зарубежных инвестиций. Но даже в условиях отсутствия западных санкций против РФ инвестиции привлекали ограниченное число НК, которые проводили ежегодный инаудит запасов силами известных западных консалтинговых компаний, по результатам которого западные банки выделяли кредиты. Наша классификация советского времени обеспечивала необходимую для деятельности нефтяных компаний (НК) и государства достоверность запасов и ресурсов нефти и газа. В этом отношении она более прогрессивна и продолжила бы свое функционирование. Здесь ничего менять было не нужно. А те НК, которые хотят привлечь иностранные инвестиции, могут это сделать, проводя аудит запасов силами западных компаний. Всё равно им это надо было бы сделать независимо от того, перейдет или не перейдет РФ на новую классификацию. Но в связи с введением против РФ западных санкций в настоящее время этот вопрос отпал.

Поэтому никакой спешки во введении в действие НКЗ не было, а сейчас тем более нет. Но наверху посчитали иначе и без достаточной проработки, экспертизы и широкого обсуждения приняли НКЗ и ввели ее в действие с 2016 г. При этом даже не успели подготовить необходимый пакет документов для реализации плана Государственной комиссии по запасам (ГКЗ) для внедрения НКЗ.

В советское время существовало понятие балансовых запасов, которые выделялись из геологических с использованием так называемых кондиционных значений пород-коллекторов. Кондиционными называют граничные значения свойств нефтегазонасыщенных пород, разделяющих их на коллекторы и неколлекторы, а также на коллекторы с разными промысловыми характеристиками. Эти граничные значения называют также нижними пределами свойств продуктивных коллекторов (по пористости, проницаемости и нефтенасыщенности). Объекты, имеющие параметры ниже кондиционных, не учитываются, и мы их просто не принимаем во внимание.

В классификации 2001 г. понятие балансовых запасов выпало и автоматически было заменено на геологические запасы, что явилось грубейшей ошибкой авторов (Закиров и др., 2006; Муслимов, 2003).

В настоящее время ГКЗ не готова к кардинальным изменениям в вопросах подсчета запасов. Но при проектировании разработки мы все же должны исходить из фундаментальных положений геологии.

Еще в 1933 г. на основе изучения особенностей режимов продуктивных пластов Новогрозненского района В.М. Николаев сделал важный вывод о том, что каждый нефтеносный пласт надо рассматривать как сопряженное физическое поле, сочетающее в себе несколько физических полей, и особое значение надо уделять изучению полей давления, температур и гидравлического режима пласта: «...изучение нельзя ограничивать только областью нефтеносности, надо изучать всю гидравлическую систему, которая должна иметь начало и конец». Таким образом, одно из основных положений, лежащих в основе «нового подхода» к геолого-гидродинамическому моделированию, было высказано более 70-ти лет назад, и, как отмечает В.Н. Щелкачев, эта идея В.М. Николаева, являясь в то время передовой, до сих пор лежит в фундаменте современной нефтяной науки.

Американские геологи по результатам геолого-гидродинамического анализа нефтяных эксплуатационных объектов в 1960-1962 гг. показали, что система жидкости в осадочном комплексе является непрерывной средой. Течение жидкости через осадочный разрез следует оценивать для всех разновидностей горных пород, независимо от их пропускной способности, то есть от высокопроницаемых до наименее проницаемых глин, поэтому нет необходимости проводить границу между проницаемой и непроницаемой породой. И действительно, с развитием новых технологий, современной техники завершения скважин, гидравлического разрыва пластов и т.д. стало возможным добывать углеводороды в промышленном масштабе из пород, считавшихся ранее непроницаемыми. Это блестяще подтвердила нефтегазосланцевая революция в США.

Проведенные ВНИИнефть в 1980 г. на месторождении Узень исследования кумулятивных кривых распределения проницаемости принимающих и непринимаящих пластов отдельно для продуктивных горизонтов, а также совместно для всех этих горизонтов убедительно показали, что фактически все породы связаны взаимопереходами, и что резкой границы «коллектор-неколлектор» не существует.

В связи с вышеизложенным, назрела необходимость переоценки геологических ресурсов нефти, поскольку балансовые и извлекаемые запасы, в старом установившемся понимании оставляют за бортом некондиционные запасы, а они, по предварительным оценкам, могут составить до 15-20 % от утвержденных. При этом под геологическими запасами, нужно понимать все количество нефти, находящееся в недрах, независимо от того можно ее сегодня извлечь из недр или нет (Рис. 1). Как видно из рис. 1 при таком подходе общие ресурсы возрастут, а значения КИН снизятся.

Представляется целесообразным разработать методику подсчета геологических запасов с учетом огромного прогресса на Западе в области геологических исследований и имеющегося опыта извлечения углеводородов из плотных пород (или даже сланцев); а во избежание постановки на учет некондиционных по сегодняшним меркам запасов вспомнить, что ранее запасы месторождений нефти и газа по народнохозяйственному значению разделялись на две группы, подлежащие отдельному учету: балансовые запасы, вовлечение в разработку которых в настоящее время экономически целесообразно, и забалансовые, вовлечение которых в настоящее время экономически нецелесообразно или технически и технологически невозможно, но которые в дальнейшем по мере развития техники и технологии добычи могут быть переведены в балансовые. В настоящее время этим термином, к сожалению, не пользуются. В таком случае мы не будем ставить на учет завышенные запасы. Но в общем балансе будут некондиционные запасы как объект деятельности НК по проведению НИР и ОНР по поискам путей их извлечения (так называемые забалансовые запасы). По мере создания новых технологий можно будет переводить их в категорию балансовых, а затем и извлекаемых. Такой подход будет способствовать повышению эффективности составления проектов разработки.

Успехи в освоении нефтяных месторождений будут весомее, если мы в корне изменим идеологию построения геологических, а затем и геолого-гидродинамических

моделей. Практикуемые сегодня модели не учитывают геологические особенности накопления и преобразования осадков и формирования залежей нефти.

С.Н. Закиров (Закиров и др., 2006) совершенно справедливо считает саму идеологию построения моделей неправильной. По его мнению, методические документы предписывают «неколлекторы» не включать в 3D геологические модели. То есть, все (почти все) создаваемые 3D геологические модели в стране являются дефектными. Так как в них рукотворно искажается реальная геология месторождений. Об этом мы также неоднократно писали (Муслимов, 2003; 2012; 2014).

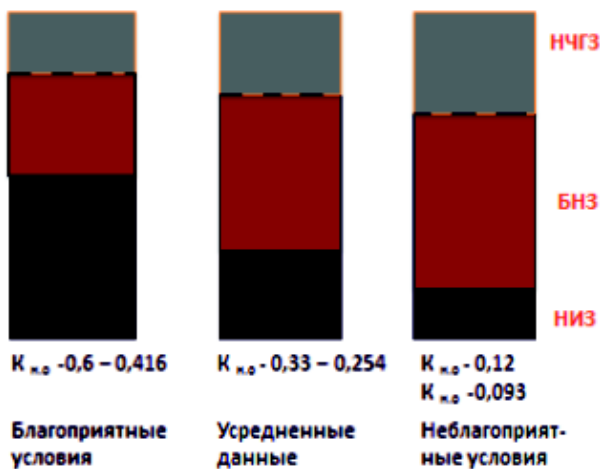
На рис. 2 показаны новые модели горизонта Д<sub>1</sub> Ромашкинского месторождения: при обоснованных в ряде работ (Хусаинов, 2011; Афанасьев и др., 2011) кондиционных значениях пород-коллекторов (проницаемость  $\geq 1$ мДа, пористость  $< 11$ , содержание пелитовой фракции  $\geq 0,20$ ) получаем одну модель (Рис. 2б), а при учете всех так называемых плотных разделов – совершенно другую модель (Рис. 2в).

Особенно большое значение имеет построение таких моделей для карбонатных пород. В настоящее время применяемая методика построения моделей для интервалов от кровли пласта до ВНК в качестве продуктивных учитывает только часть так называемой эффективной нефтенасыщенной мощности пород-коллекторов. Это часть в разных условиях составляет от 20 до 75-80 % общей нефтенасыщенной мощности. А нефть практически есть во всей мощности пород. Но самое главное – исследованиями в РТ доказано активное участие так называемых плотных разделов в процессах фильтрации (Хусаинов, 2011; Муслимов, 2014).

В современных условиях пора переходить на новый уровень расчетов показателей разработки.

До сего дня, благодаря концепции абсолютного порового пространства (АПП), искомые петрофизические зависимости основываются на результатах массовых определений неинформативных значений коэффициентов абсолютной проницаемости по газу и открытой пористости (на сухих кернах!).

Согласно концепции эффективного порового про-



**НЧГЗ** – неучтенная часть геологических запасов  
**БНЗ** – балансовые неизвлекаемые запасы  
**НИЗ** – начальные извлекаемые запасы (извлекаемая часть балансовых запасов)

Рис. 1. Схематическое представление о геологических балансовых и извлекаемых запасах нефти.

странства (ЭПП) (Закиров и др., 2006), петрофизические зависимости необходимо строить по результатам определения реальных коэффициентов эффективной проницаемости и эффективной пористости, потому что степень достоверности петрофизических зависимостей в рамках концепции ЭПП значительно выше, чем в концепции АПП. Тогда очевидно, что достоверность данных ГИС для построения 3D моделей станет на порядок выше.

По нашему мнению на самом деле надо изменить идеологию построения моделей, с учетом выделения геологических, балансовых, забалансовых и извлекаемых запасов. Но для построения таких моделей применяемых в настоящее время методов подготовки информации недостаточно. Прежде всего, нужно существенно разнообразить и углубить лабораторные исследования пород и насыщающих их флюидов, а также совершенствовать методы ГИС.

Вышеизложенное относится к фундаментальным положениям. Сразу решить их и перейти на новые модели видимо не удастся. Но ставить задачу и работать над этим нужно сейчас.

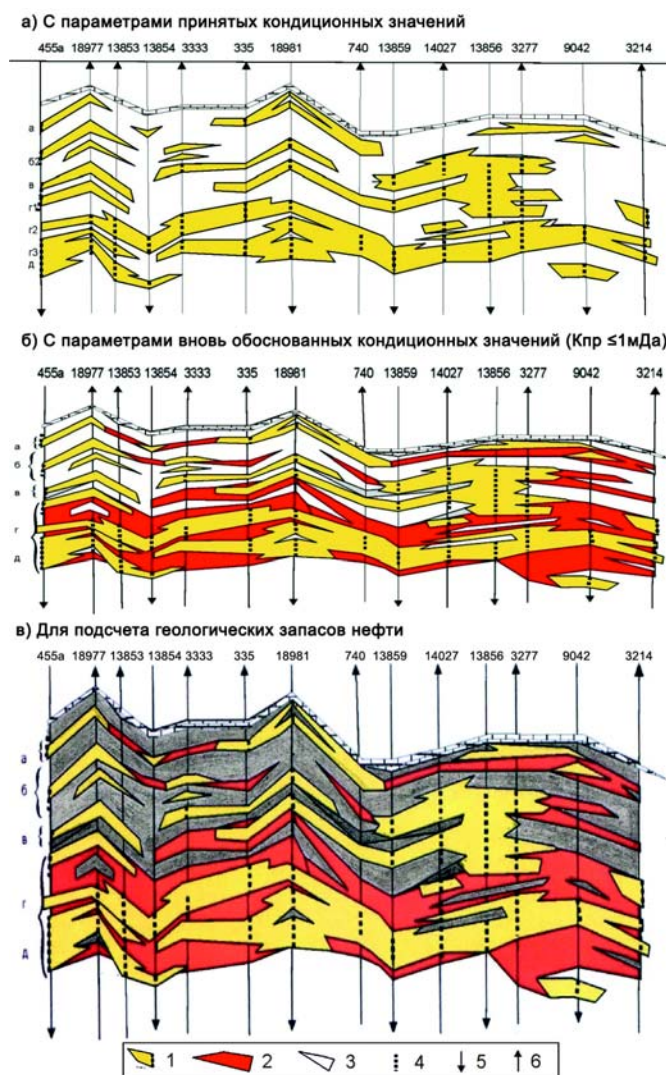


Рис. 2. Геологический профиль по линии скважин №№455а-3214 Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения. 1 – Коллектора с параметрами официально принятых кондиционных значений ( $K_{пр} \geq 30$ мДа); 2 – Коллектора с параметрами новых обоснованных кондиционных значений ( $K_{пр} \leq 1$ мДа); 3 – Неучтенные нефтенасыщенные породы; 4 – нагнетательная скважина; 5 – добывающая скважина.



Основа новой классификации запасов – экономическая оценка перспектив освоения запасов УВС, выполненная с различной степенью детализации в соответствии со стадией изученности месторождений.

В новой классификации возможно выделение двух видов извлекаемых запасов:

- технологических – предусматривающих полную разработку месторождения (залежи)
- рентабельных – за период рентабельной эксплуатации месторождения (залежи)

Рис. 3. Основные принципы новой классификации запасов по УВС (по И.В. Шпурову).

По сравнению с советским временем в практике утверждения запасов нефти проявились тенденции ослабления внимания к достоверности принимаемых на баланс запасов нефти. Это выражается в более легком отношении к категории С<sub>2</sub>. При проектировании разработки и отчетах о приросте запасов нефти как правило учитывают все запасы А+В+С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>. А ведь категория С<sub>2</sub> считается как предварительно оцененной. На практике коэффициенты перевода запасов категории С<sub>2</sub> в более высокие (коэффициенты подтверждаемости) составляют в разных условиях от 0,4 до 0,7-0,8, иногда и выше. Раньше к категории С<sub>2</sub> относились более аккуратно – разрешалось проектирование на запасах, когда доля категории С<sub>2</sub> не превышала 20 % от общего количества принимаемых для проектирования запасов. ГКЗ более жестко подходило к принятию запасов категорий С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>. Все это обеспечивало более высокую

надежность принимаемой в стране ресурсной базы как для планирования, так особенно для проектирования разработки конкретных месторождений.

Однако оценка степени достоверности запасов в НКЗ оказалась еще более сниженной. На рис. 3 приведены основные принципы НКЗ (По И.В. Шпурову). Здесь Категория А составляет запасы на участках разбуренных эксплуатационной сеткой скважин. Вроде бы такое же требование осталось в НКЗ. Но в старом понимании, да и в западных классификациях к разбуренным добавлялось понятие разрабатываемых. Практика и опыт разработки показывают, что не все разбуренные проектной сеткой скважин запасы вырабатываются. В зависимости от сложности геологического строения разбуренные проектной сеткой скважин при полном освоении проектной системы заводнения в разработку вовлекаются 50-80 %, редко более процентов запасов. Требуются десятилетия дополнительного проведения различных геолого-технических мероприятий (ГТМ), чтобы вовлечь в разработку основные (95-100 %) запасы эксплуатационного объекта (опыт Ромашкинского месторождения).

Раньше Категория В всегда рассматривалась на участках фактически разбуренных проектной сеткой скважин. В НКЗ мы имеем более расплывчатые понятия: В<sub>1</sub> – подготовленные – основной фонд эксплуатационных скважин и вновь выделенная категория В<sub>2</sub> – оцененные – зависимый фонд эксплуатационных скважин (при этом совершенно не понятно, что за зависимый фонд). Следовательно

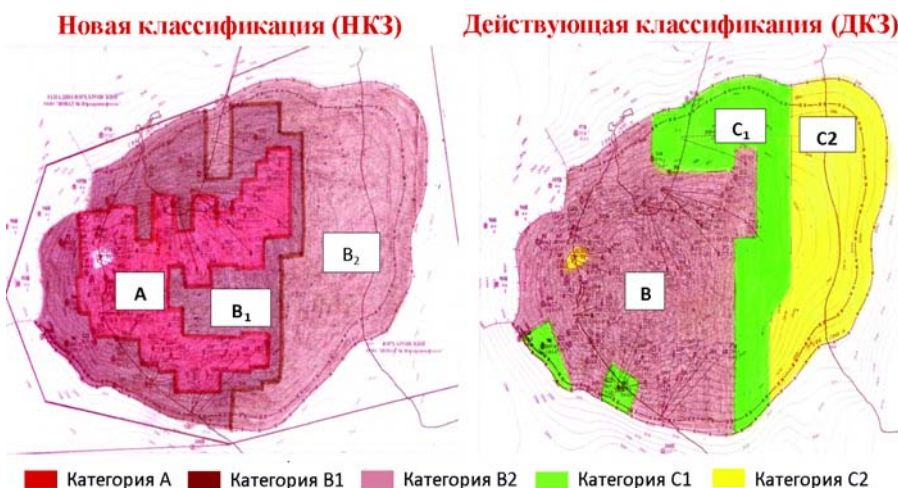


Рис. 4. Сравнение выделения категорий запасов по ДКЗ и НКЗ.

Запасы	РФ	Действующая классификация запасов (ДКЗ) - РФ		Новая классификация запасов (НКЗ) - РФ		Западные классификации запасов
		А	В	А	В <sub>1</sub> В <sub>2</sub>	
Разведанные		А	Разбуренные эксплуатационной сеткой скважин, разрабатываемые	А	Разбуренные эксплуатационной сеткой скважин	Разбуренные, разрабатываемые
		В	Разбуренные эксплуатационной сеткой скважин	В <sub>1</sub> В <sub>2</sub>	Подготовленный – основной проектный фонд эксплуатационных скважин. Оцененные – зависимый планируемый фонд эксплуатационных скважин	Неразрабатываемые
		С <sub>1</sub>	Пробурены разведочные скважины	С <sub>1</sub>	Разведанные	Отмеченные
Предварительно оцененные		С <sub>2</sub>	В контуре залежи примыкающие к участкам более высоких категорий.	С <sub>2</sub>	Оцененные	Вероятные (расчетные)
Ресурсы	Перспективные	Д <sub>0</sub> (С <sub>3</sub> )		Д <sub>0</sub>		Возможные
	Прогнозные локализованные	Д <sub>1Л</sub>		Д <sub>1Л</sub>		Гипотетические
	Прогнозные	Д <sub>1</sub>		Д <sub>1</sub>		
		Д <sub>2</sub>		Д <sub>2</sub>		Умозрительные (теоретически возможные)

Табл. 1. Сопоставление старой и новой классификации запасов РФ и сравнение их с западными аналогами.

к категории В мы можем отнести участки, на которых на карте нанесены проектные скважино-точки, а вовсе не разбуренные фактически. А по опыту разработки подтверж-

дение проектных запасов при фактическом разбуривании составляет 70-80 %, реже – до 90- 100 % (в зависимости от геологической сложности участка). Еще более неопреде-

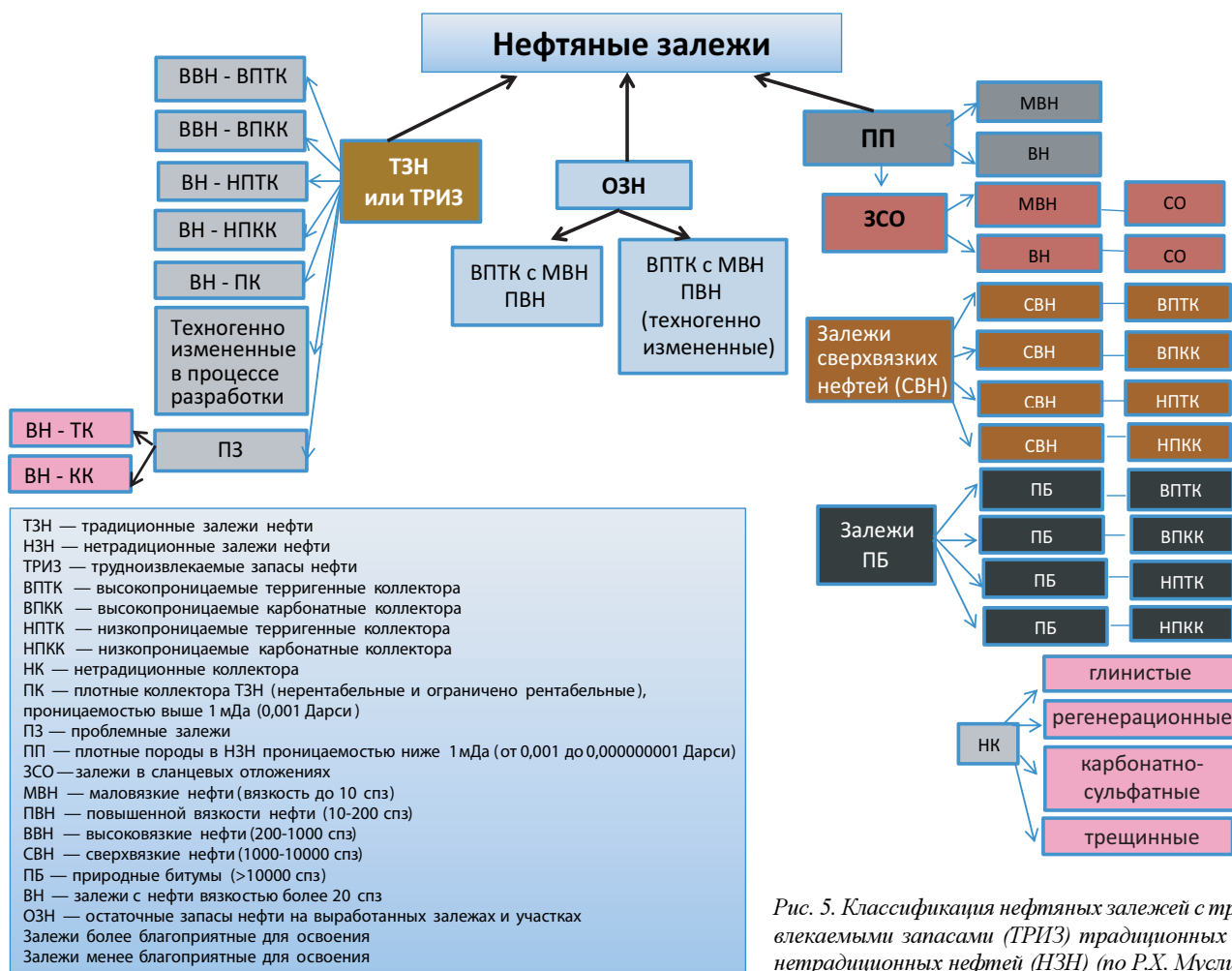


Рис. 5. Классификация нефтяных залежей с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ) традиционных (ТЗН) и нетрадиционных нефтей (ОЗН) (по Р.Х. Муслимову).



ленными являются категории  $C_1$  и  $C_2$ . Фактически при желании запасы категорий  $B_2, C_1, C_2$  по НКЗ можно отнести к категории  $B_1$ , не проводя каких либо работ на месторождении, а просто разместив проектный фонд скважин на бумаге (Рис. 4). На Западе гораздо аккуратнее относятся к категориям  $C_1$  и  $C_2$ , а также перспективным и прогнозным ресурсам (Табл. 1).

Еще большие сложности возникают при экономической оценке запасов. В рамках согласования каждого варианта разработки эксплуатационного объекта требуется экономическая оценка извлекаемых запасов категории А,  $B_1, B_2$ . По анализу ЗАО «Нефтеконсорциум» Приложения содержат 37 таблиц по экономической оценке, по трем вариантам ( $37 \times 3$ ) = 111 таблиц на один объект. А если их 5, тогда таблиц будет 555 только по промышленным категориям. Если взять Ромашкинское месторождение с 15 продуктивными горизонтами и со сроком разработки до 2150 года получается 1665 таблиц (около 70 тысяч страниц). А на

типичное для РТ мелкое месторождение (5 млн т. НИЗ) нужно 555 таблиц. Подготовка данных для составления 37 экономических таблиц и проведение экономических расчетов потребуют длительную работу недропользователя и проектировщиков, многократное удорожание работ.

Вместо снижения административных барьеров и уменьшения сроков работы над документами получаем увеличение сроков и многократный рост стоимости работ.

В таблице 2 показана наша оценка полезности и адекватности НКЗ на процесс утверждения и использования запасов нефти. Исходя из изложенного можно сказать, что ввод в действие новой классификации и сопутствующих документов не улучшит, а ухудшит ситуацию в отечественном недропользовании, в методологии как подсчета и учета запасов, так и достоверности расчета показателей разработки месторождений.

В НКЗ не решаются актуальные вопросы развития нефтяной промышленности, а именно, отнесения запасов к

Преимущества новой схемы утверждения запасов по НКЗ (по Шпурову И.В.)	Реальное влияние НКЗ на процесс утверждения и использования запасов (по Муслимову Р.Х.)
Обеспечивается основа для текущего и среднесрочного государственного планирования уровней добычи ПИ	Жесткий подход к утверждению запасов советского времени заменен на менее жесткий (волатильный) в новой классификации (категорийность необоснованно завышена – разбуренность эксплуатационной сеткой скважин не гарантирует вовлечения в разработку разбуренных запасов, запроектированный охват запасов проектной сеткой скважин не гарантирует подтверждение запасов по фактическим результатам, а обозначение сегодняшних запасов $C_1$ и $C_2$ как $B_2$ вообще некорректно. Основа для проектирования разработки не гарантирует необходимый уровень планирования добычи.
Создается основа для научно-обоснованного механизма стимулирования разработки трудноизвлекаемых запасов.	Непонятно – за счет чего? Для решения этого вопроса нужны специальные геолого-промысловые классификации в зависимости от геологических условий регионов и (или) подзаконные акты.
Снижение административных барьеров - реализация принципа «единого окна».	За счет чего? Объем материалов кратно растет.
В основе проектных решений – достоверная геологическая модель.	Достоверная геологическая модель может быть получена лишь по результатам разбуривания проектной сеткой скважин, освоения системы заводнения, анализа состояния выработки запасов. Практический объем извлекаемых запасов зачастую не соответствует проектному.
Объем извлекаемых запасов соответствует фактическому по Проектным техническим документам на разработку месторождений.	<b>Давно назревшее положительное решение.</b>
Вводятся понятия - технологически извлекаемые запасы и извлекаемые запасы за рентабельный период разработки.	Эти понятия присутствуют в проектах уже давно. Но в современных волатильных условиях (особенно в РФ) по определяющим параметрам (цене на мировом и внутреннем рынках, перманентно меняющимся законодательным актам по недропользованию, налогам, инфляции, расходам и т.д.) это не имеет смысла.
<b>Существенно (на 40%) сокращено время на подготовку документов.</b>	<b>Возросло существенно</b>
Извлекаемые запасы гармонизированы с международными классификациями и могут быть использованы как основа для принятия решений по инвестициям в разработку месторождения	Гармонизация с международными классификациями не просматривается, использовать для обоснования инвестиций не возможно.
<b>Вывод:</b>	
Более жесткий подход советского времени заменен на формально -либеральный, степень достоверности запасов существенно ниже, экономические расчеты забюрократизированы и сильно осложнены без видимой необходимости, трудоемкость и стоимость процедур существенно возрастает. О фундаментальных проблемах (АПП, ЭПП, геологические и балансовые запасы, идеология построения геолого-гидродинамических моделей) по существу классификация умалчивает.	

Табл. 2. Так называемые преимущества новой схемы утверждения запасов.

различным категориям по возможностям их рентабельного и эффективного освоения. Здесь мы имеем в виду отнесение запасов УВ к трудноизвлекаемым (ТЗН) и (или) к нетрадиционным, освоение которых требует применения новых, более дорогостоящих технологий и кратного увеличения капитальных и текущих затрат на добычу.

На основе НКЗ требуется разработать классификатор ТЗН, который бы дал четкое определение различным понятиям (ТЗН, НЗН и др.). Уточненные термины легли бы в основу создания новых методик и технологий.

Вопрос классификации носит не только научно-технический характер. Без его решения невозможно строить стратегические планы развития отрасли, а также развитие самих нефтяных компаний. Но кроме этого, классификация нужна для госорганов с целью установления режимов налогообложения, обеспечивающих ввод в разработку залежей с ТЗН, нерентабельных при действующем налогообложении. В конце прошлого столетия российские геологи предприняли ряд усилий для разработки такой классификации для налоговых органов.

В соответствии с классификацией, разработанной 20 лет назад, в 1994 году Н.Лисовским и Э.Халимовым, было выделено четыре критерия отнесения запасов к трудноизвлекаемым. Это вязкость (более 30 сантипуаз в пластовых условиях), наличие малопроницаемых коллекторов (ниже 0,03 дарси), выработанность (свыше 70 %) и районный коэффициент (в диапазоне 1,2) (ТРИЗ: включить мозг?..., 2014). Эта классификация вызвала большие возражения специалистов и поэтому не является общепринятой.

Сегодня же Налоговый кодекс содержит совсем иные значения, позволяющие причислить залежи к ТРИЗ: вязкость – 200 сантипуаз, проницаемость – 2 мДа, выработка – 80 %. А районный коэффициент заменен перечнем конкретных территорий, на которых запасы могут считаться трудноизвлекаемыми. Сегодня можно признать, что такие критерии также не являются научно обоснованными.

Для решения практических задач развития отрасли нужны свои рабочие классификации, позволяющие целенаправленно проводить работы по созданию новых технологий разработки залежей и применению МУН.

Такие классификации разрабатывались в РТ уже в течение последних 30 лет. Последней является классификация Р.Х. Муслимова (Рис. 5). Такие классификации должны разрабатываться по основным нефтяным регионам, так как они могут отражать специфику геологического строения месторождений в различных регионах. А она разная.

Но для общего пользования и решения вопросов отнесения УВ к различным видам ТЗН и НЗН в целях налогового стимулирования нужно разработать критерии отнесения запасов к различным категориям. Это поможет создать для них разные системы налогообложения и решить проблему надежного обеспечения России нефтью и газом.

## Литература

Афанасьев В.С., Афанасьев С.В., Закиров С.Н. Принципы компьютеризированных технологий интерпретации данных ГИС и трехмерного компьютерного моделирования месторождений нефти и газа. *Тр. III Межд. научн. симпозиума «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов»*. Москва: ОАО ВНИИнефть. 2011. Т. 2. С. 130-135.

Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М. Новые представления в 3D геологическом и гидродинамическом моделировании. *Нефтяное хозяйство*. 1/2006. С. 34-41.

Муслимов Р.Х. Нефтеотдача; прошлое, настоящее, будущее. Казань: ФЭН. 2012. 664 с.

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

Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. Казань: Изд-во Казанск. ун-та. 2003. 596 с.

ТРИЗ: включить мозг? Да. Нет. *Нефтегазовая вертикаль*. 2014. № 22. С. 20-25.

Хусайнов В.М. Увеличение извлекаемых запасов нефти на поздней стадии разработки крупного нефтяного месторождения (теория, геологические основы, практика). Автореф. дис. докт. техн. наук. Москва. 2011. 50 с.

## Сведения об авторе

*Ренат Халимуллович Муслимов* – доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры геологии нефти и газа, Казанский (Приволжский) Федеральный университет

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

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

Статья поступила в редакцию 29.03.2016

## The New Classification of Reserves and Resources of Oil and Combustible Gas – Movement Onward or Backward?

*R.Kh. Muslimov*

*Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, Russia*

**Abstract.** The new classification of reserves and resources of oil and combustible gas is officially introduced since 2016. The paper evaluates the advantages and disadvantages of the new classification and compares it with previous existing classifications of reserves in the Russian Federation, as well as with the similar major classifications of the Western countries. The author evaluate the usefulness and relevance of the new classification in the approval process and the use of oil reserves. The conclusion is made that the new classification and accompanied documents will not improve but worsen the situation in the Russian subsoil use, methods

of calculation and accounting of reserves, and reliability of field development parameters. A more rigid approach of the Soviet era is replaced by a formal liberal one; the degree of reserves reliability is substantially lower, economic calculations are complicated and highly bureaucratized with no apparent need; labour content and complexity of procedures increases considerably. The classification essentially withholds the fundamental problems (the concepts of absolute and effective pore space, geological and balance reserves, the ideology of building geological and hydrodynamic models). The new classification does not solve

urgent issue of placing reserves into different categories according to their possible cost-effective and efficient development, namely placing hydrocarbon reserves in hard-to-recover and (or) unconventional, the development of which requires the use of new, more expensive technologies and fold increase in capital and operating production costs.

**Keywords:** categories of reserves and resources, new classification of reserves, geological, balance, recoverable oil reserves, reserves difficult to recover, unconventional oil deposits, geological, geological and hydrodynamic models, the state commission on reserves, oil companies.

### References

- Afanas'ev V.S., Afanas'ev S.V., Zakirov S.N. Principles of computer technologies of the data interpretation and three-dimensional computer modeling of oil and gas fields. *Tr. III Mezhd. nauchn. simpoziuma «Teoriya i praktika primeneniya metodov uvelicheniya nefteotdachi plastov»* [Proc. III Int. Sci. Symp. «Theory and Practice of enhanced oil recovery methods»]. Moscow: VNIIneft Publ. 2011. V. 2. Pp. 130-135. (In Russ.)
- Khusainov V.M. Uvelichenie izvlekaemykh zapasov nefiti na pozdney stadii razrabotki krupnogo neftyanogo mestorozhdeniya (teoriya, geologicheskie osnovy, praktika) [Enhanced oil recovery on the late stage of development on example of a large oil field (theory, geological basics, practice)]. *Avtoref. diss. dokt. tekhn. nauk* [Abstract Dr. techn. sci. diss.]. Moscow. 2011. 50 p. (In Russ.)
- Muslimov R.Kh. Oil recovery: past, present, future. Kazan: Fen Publ. 2012. 664 p. (In Russ.)

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

Muslimov R.Kh. Sovremennye metody upravleniya razrabotkoy neftyanykh mestorozhdeniy s primeneniem zavodneniya [Modern methods for managing the development of oil fields with flooding]. Kazan: Kazansk. universitet Publ. 2003. 596 p. (In Russ.)

TrIZ: vklyuchit mozg? Da. Net [Hard to recover oil: include brain? Yes. No]. *Neftegazovaya vertikal = Oil and gas vertical*. 2014. No. 22. Pp. 20-25. (In Russ.)

Zakirov S.N., Zakirov E.S., Indrupskiy I.M. New concepts in 3D geological and hydrodynamic modelling. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*. 2006. No. 1. Pp. 34-41. (In Russ.)

**For citation:** R.Kh. Muslimov The New Classification of Reserves and Resources of Oil and Combustible Gas – Movement Onward or Backward? *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 2. Pp. 80-87. DOI: 10.18599/grs.18.2.1

### Information about author

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

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

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

*Manuscript received March 29, 2016*

УДК 622.279:550.8(470.13)

## Комплексный анализ геолого-геофизических данных и параметров разработки для обоснования системы пластовых залежей в аллохтоне и автохтоне Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения

Е.И. Панкратова<sup>1</sup>, Л.В. Юнусова<sup>1</sup>, Б.П. Богданов<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Ухта, Россия

<sup>2</sup>Ухтинский государственный технический университет, Ухта, Россия

Комплексный анализ распространения закачиваемого «сухого» газа и добычи продукции скважин, составленные схемы корреляции продуктивных артинско-нижекаменноугольных отложений, характер распределения пластовых давлений по разновозрастным отложениям позволили установить, что общеизвестная массивная залежь Вуктыльского месторождения характеризуется как система пластовых залежей, по-видимому, со своими газоводяными контактами. Данная модель позволяет наиболее эффективно контролировать и управлять процессами, происходящими в продуктивном разрезе при использовании технологии закачки «сухого» газа в аллохтонной части месторождения. По данным бурения и сейсморазведки 2D, 3D на севере Вуктыльского месторождения в карбонатных отложениях нижней перми-нижнего карбона установлена автохтонная складка амплитудой до 125 м, к которой могут быть приурочены пластовые залежи, что подтверждается притоками нефти и обильными нефтегазопроявлениями в пробуренных скважинах. Суммарные ресурсы автохтонных пластовых залежей могут составить десятки миллиардов кубических метров.

**Ключевые слова:** Вуктыльское месторождение, разрез, аллохтон, автохтон, скважина, газоконденсатная залежь, закачка «сухого» газа, сейсморазведка, продуктивные отложения.

DOI: 10.18599/grs.18.2.2

**Для цитирования:** Панкратова Е.И., Юнусова Л.В., Богданов Б.П. Комплексный анализ геолого-геофизических данных и параметров разработки для обоснования системы пластовых залежей в аллохтоне и автохтоне Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения. *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 2. С. 87-93. DOI: 10.18599/grs.18.2.2

Изучение и уточнение геологического строения Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) осуществлялось с момента его открытия в 1964 г. при разведке, опытно-промышленной эксплуатации и те-

кущей разработке. Вуктыльская структура представлена сложнопостроенной валобразной высокоамплитудной асимметричной складкой субмеридионального простирания с двумя структурными этажами: верхним надвину-

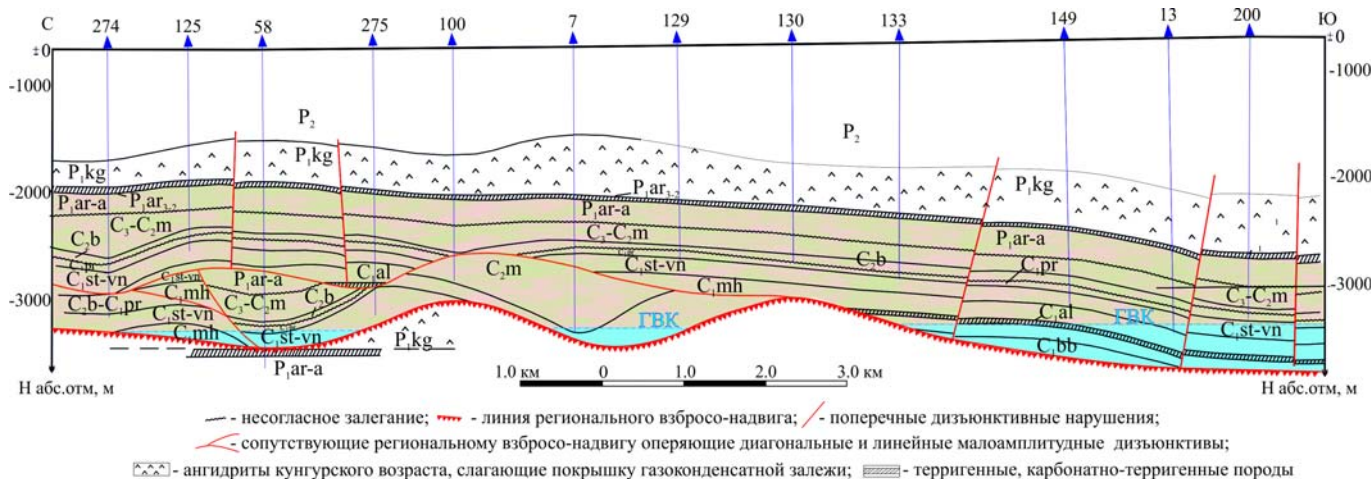


Рис. 1. Продольный профиль участка Вуктыльского месторождения.

тым-аллохтонным и нижним малодислоцированным-автохтонным. На месторождении с этажом продуктивности до 1500 м и крупными размерами установлена уникальная по своим запасам нижнепермско-каменноугольная газоконденсатная залежь, приуроченная к аллохтонной части. Залежь считается массивной тектонически экранированной с единым газоводяным контактом (Рис. 1).

По компонентному составу пластовый газ Вуктыльского месторождения относится к группе с высоким содержанием конденсата, значение которого для начальных термобарических условий (пластовое давление 36,3 МПа) составляло 360 г/м<sup>3</sup>. Разработка месторождения до 1993 г. осуществлялась на режиме истощения естественной энергии пласта. Отборы из залежи сопровождалась падением пластового давления, что привело к значительному выпадению жидких углеводородов в пласте. К этому времени пластовое давление прошло порог максимальной конденсации и снизилось до 3,78 МПа.

Для увеличения конденсатоотдачи с 1993 г. на месторождении реализуется технология активного воздействия на истощенную газоконденсатную залежь. Эффективность применяемой технологии обуславливается достижением максимального охвата продуктивных интервалов «сухим» газом и, как следствие, добычей выпавших в пласте углеводородов. В настоящее время воздействием «сухим» газом охвачена большая площадь месторождения: закачка осуществляется на УКПГ-1, 2, 4, 8.

Контроль за процессами закачки и отбора продукции, осуществляемый на основе стандартных комплексов геофизических, газоконденсатных и газодинамических исследований, ведется по двум группам скважин: нагнетательным и добывающим.

Анализ промыслово-геофизических исследований скважин, в результате которого более детально изучены геологические разрезы вскрытых отложений, позволяет определять глубины залегания продуктивных горизонтов, их коллекторские свойства, включая пористость, проницаемость, флюидонасыщенность, а также отслеживать газотудающие и поглощающие интервалы добывающих и нагнетательных скважин, соответственно.

По результатам газоконденсатных исследований, а также оперативного контроля за компонентным составом газа добывающих скважин прослеживались пути распространения «сухого» газа по продуктивным отложениям от нагнетательных скважин к добывающим.

По результатам опытно-промышленных работ определены два варианта продвижения закачанного «сухого» газа в добывающие скважины. Первый вариант – закачка и добыча происходят по отложениям, приуроченным к одному стратиграфическому горизонту; второй вариант – закачка осуществляется в отложения одного возраста, а добыча – из отложений других возрастов. Этому способ-

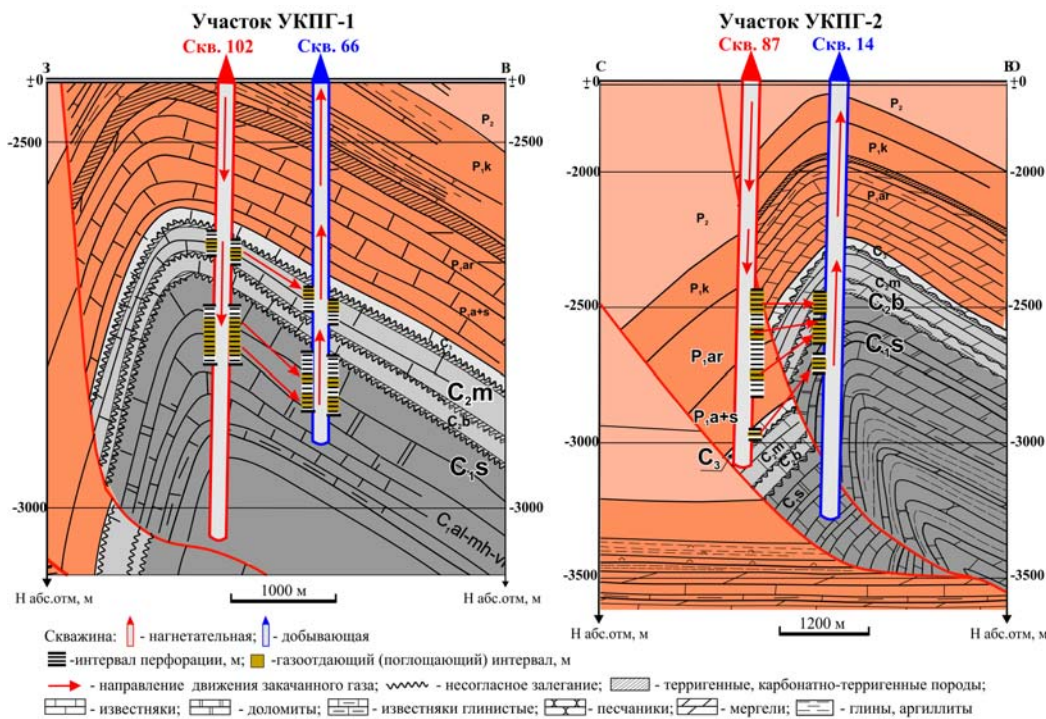


Рис. 2. Геологические профили через скважины участков УКПГ-1 и УКПГ-2.

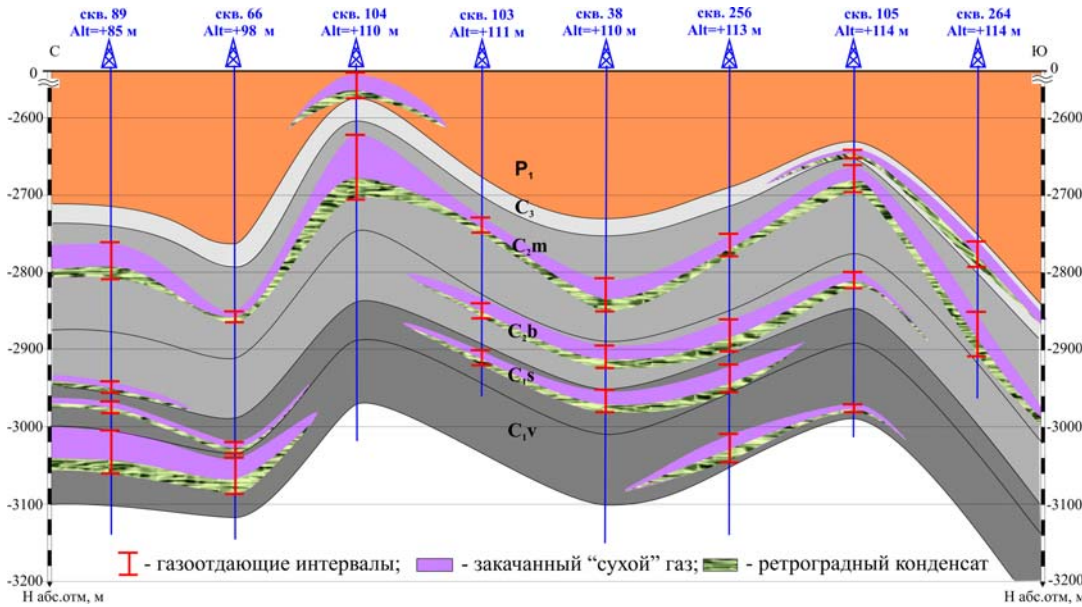


Рис. 3. Профиль через скважины участка Вуктыльского месторождения.

ствуют проводящие тектонические нарушения, установленные по данным бурения и сейсморазведки (Панкратова, 2013). В качестве примера на рис. 2 представлены геологические профили через скважины участков УКПГ-1 и УКПГ-2, на которых отображены варианты продвижения закачанного «сухого» газа.

На основании исследований ведутся балансовые рас-

четы углеводородного сырья по продуктивным отложениям, приуроченным к разным стратиграфическим горизонтам. На примере УКПГ-1, где воздействием тюменского газа охвачен весь продуктивный разрез, представлено распределение добычи тюменского газа и ретроградного конденсата по каждой скважине.

Теоретически предполагается, что в массивной залежи выпавший конденсат занимает гипсометрически низкие глубины. Однако проведенный авторами данной статьи анализ

добычи ретроградного конденсата с начала закачки показал, что выпавший конденсат присутствует во всех продуктивных отложениях, независимо от глубин их залегания ( $P_1$  art- $C_1$ ) (Рис. 3).

В связи с этим появилось предположение, что общезвестная массивная залежь может иметь иное геологическое строение. Исходя из этого, более подробно проанали-

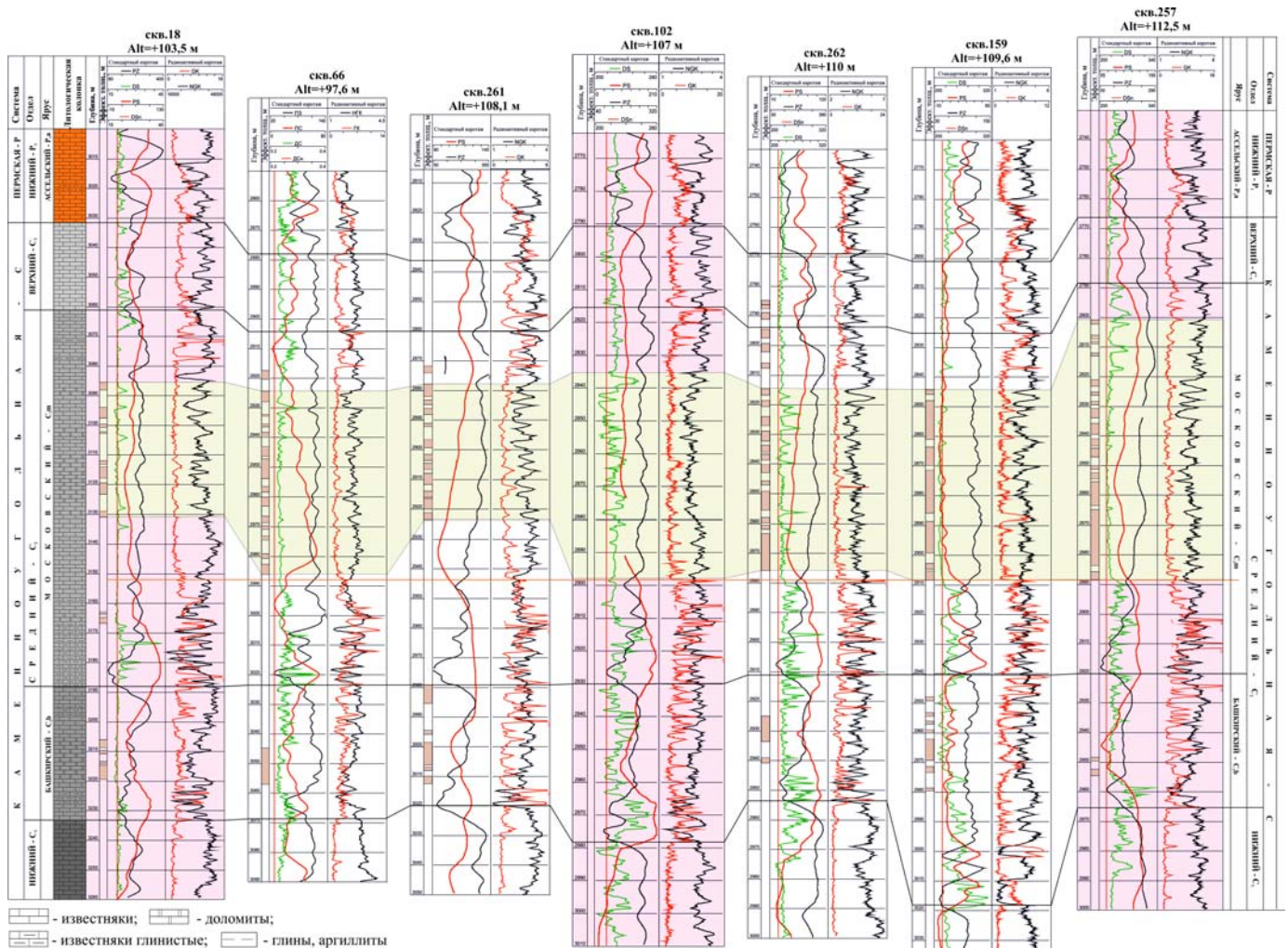


Рис. 4. Схема корреляции продуктивных отложений аллохтонной части Вуктыльского месторождения.

зирован геологический разрез продуктивных отложений, составлена схема корреляции отложений нижней перми, верхнего карбона, московского, башкирского, серпуховского ярусов (Рис. 4). Разрез московского яруса представляет собой толщу пород, состоящую из трех частей: для верхней и нижней характерно развитие глин и глинистых разностей карбонатных пород, в средней части залегают высокопористые доломиты и известняки. Детальное сопоставление отложений показало, что указанные три пачки пород прослежены во всех скважинах. По данным геофизических и петрофизических исследований кернового материала были выделены газонасыщенные коллекторы с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами, которые подтверждены результатами испытаний. В кровле и подошве отложений башкирского яруса также содержатся пачки глинистых карбонатов толщиной до 15-30 м, между которыми залегают пласты-коллекторы известняков и доломитов (Панкратова, 2014).

По данным корреляции разрезов, анализа результатов закачки «сухого» газа и отбора продукции можно предположить, что пласты-коллекторы московского, башкирского, серпуховского ярусов разделены флюидоупорами, которыми являются указанные пачки глин и глинистых карбонатов. А это, в свою очередь, указывает на то, что нижнепермско-серпуховские коллекторы Вуктыльского месторождения содержат отдельные пластовые залежи в коллекторах нижней перми, московского, башкирского и серпуховского ярусов.

Для выяснения характера распределения пластовых давлений по всему разрезу продуктивного массива от нижней перми до нижнего карбона был произведен анализ, при котором на основании замеренных устьевых статических давлений с учетом составов пластового газа рассчитывались давления, приведенные на одну глубину (для наглядности отображения). Необходимо отметить, что для расчета принимали данные по каждой скважине на протяжении всего периода эксплуатации на режиме естественного истощения. Проанализировав полученные материалы, можно отметить, что каждая разновозрастная пачка, приведенная на одну глубину, характеризуется своими давлениями. При этом значения пластовых давлений коррелируются с характеристиками фильтрационно-емкостных

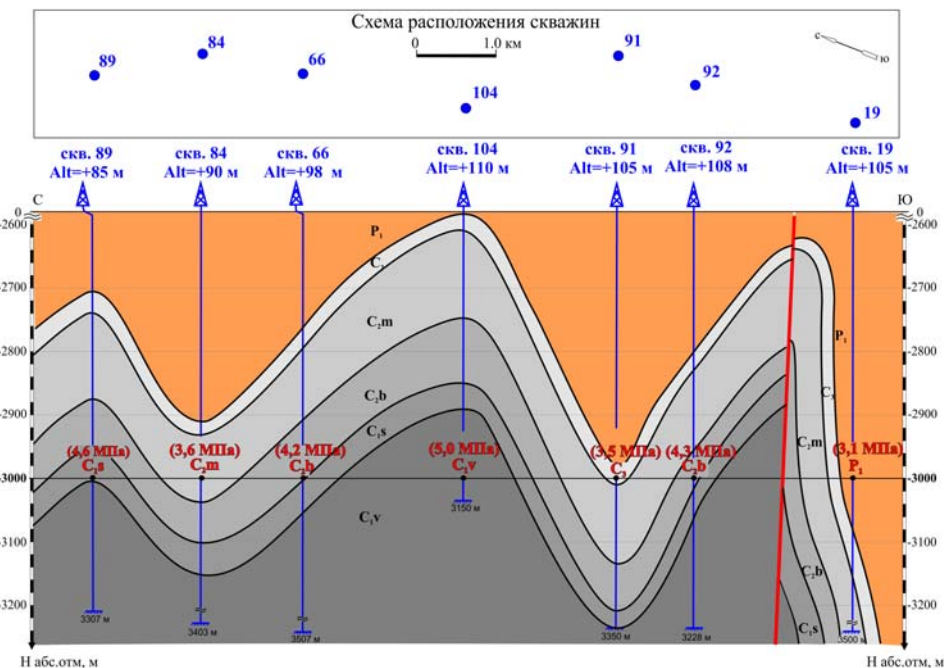


Рис. 5. Распределение пластового давления по продуктивным отложениям, приведенное к абсолютным отметкам 3000 м.

свойств отложений разных горизонтов. Для наглядности приведен профиль, составленный по линии скважин северного купола Вуктыльской структуры, вскрывших весь продуктивный разрез (P<sub>1art</sub>-C<sub>1</sub>), на котором показано, что пластовые давления в разновозрастных отложениях имеют свои значения (Рис. 5).

Таким образом, проведенный комплексный анализ геолого-геофизических данных и параметров разработки Вуктыльского месторождения позволяет предложить

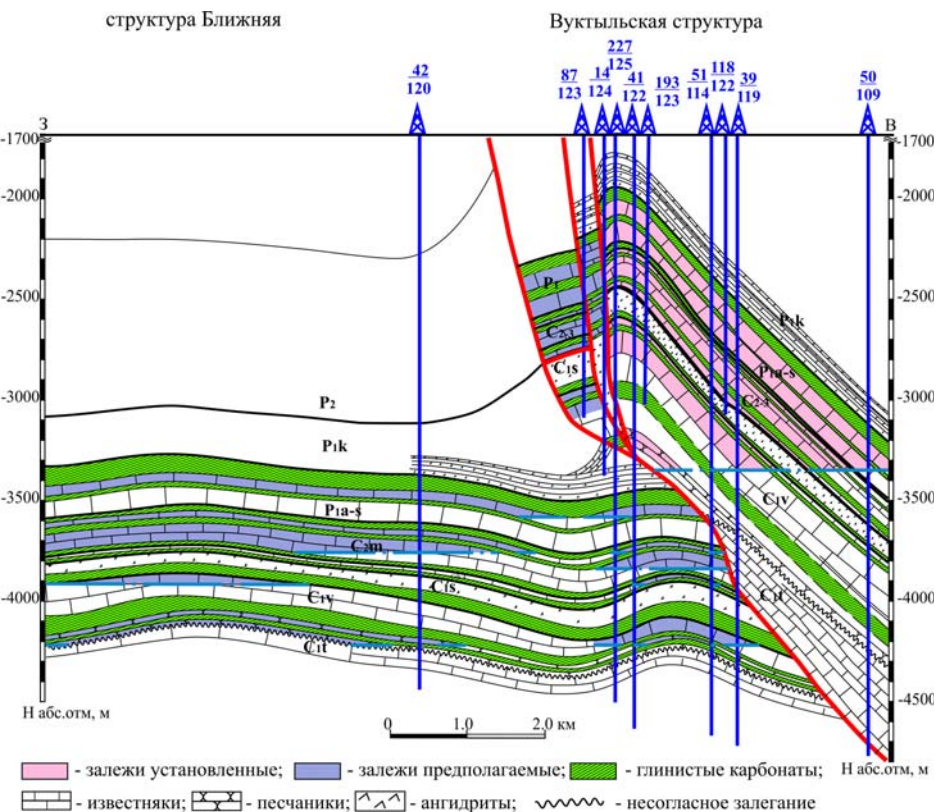


Рис. 6. Геологический разрез с системой пластовых залежей в аллохтоне и автохтоне Вуктыльского месторождения.

иное его геологическое строение и доказать, что залежь аллохтона, считающаяся массивной залежью с единой гидродинамической системой, характеризуется как система пластовых залежей, возможно, со своими газоводяными контактами.

Проведенный анализ явился предпосылкой для обоснования перспектив нефтегазоносности нижнепермско-визейских отложений и в автохтонной части месторождения.

Для анализа геологического разреза автохтонной части Вуктыльского месторождения была составлена схема корреляции отложений перми-карбона, которая показала

наличие пластов-коллекторов, разделенных глинистыми карбонатами и глинами в качестве флюидоупоров, как это было показано нами для аллохтона.

Надо отметить, что продуктивность ордовикско-нижнепермских отложений автохтона Вуктыльской складки установлена давно: Т.Г. Гринько в производственном отчете отмечает, что «в автохтоне Вуктыльской площади при бурении и опробовании скважин практически по всему разрезу артинско-ордовикских образований наблюдались нефтегазопроявления различного характера и интенсивности: от разгазирования глинистого раствора и повышенных га-

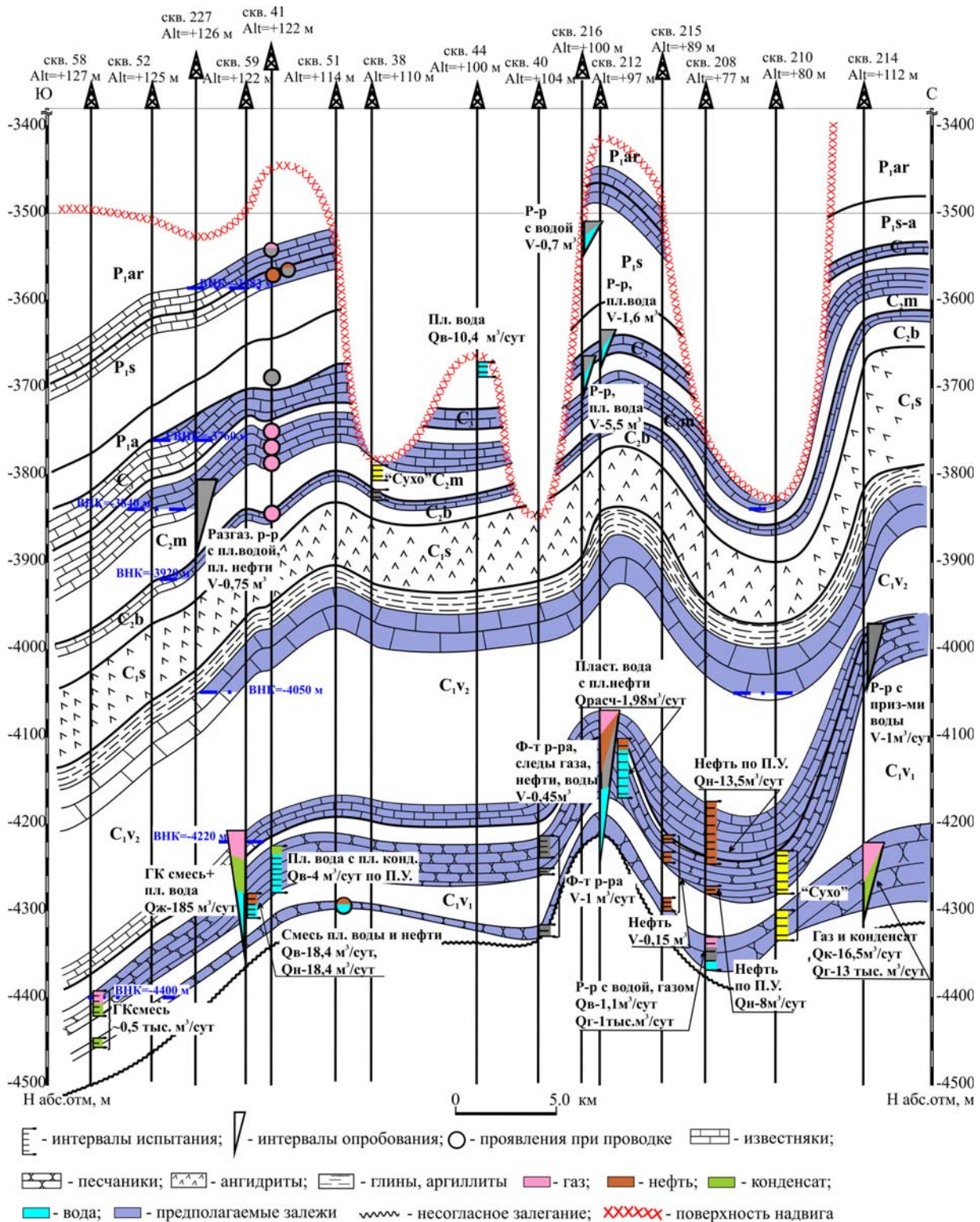


Рис. 7. Строение залежей углеводородов в автохтоне Вуктыльского месторождения.

зопозначений по газовому каротажу до фонтанных газопроявлений. Например, в карбонатах поздневизейско-раннепермского возраста при бурении скв. 41 на глубине 3690 м (ассельский ярус) появилась нефть, за 1,5 ч вышло 15 м<sup>3</sup> нефти плотностью 0,95 г/см<sup>3</sup>. Пленки нефти в растворе отмечены во время проходки ассельских и московских образований в скв. 42, протвинско-башкирских – в скв. 39, раннеартинских и сакмарских – в скв. 59.

Также отмечены нефтепроявления в двух литологических пачках терригенной яснополянской толщи поднадвига Вуктыльской площади – пластах П<sub>а</sub> и П<sub>б</sub>. Залежи в этих отложениях связаны как с литологическим, так и со структурным фактором, они изолированы друг от друга и приурочены к линзовидным пластам песчаников, замещающимся плотными глинистыми породами вверх по восстановлению на моноклинали. Залежь нефти в пласте П<sub>а</sub> выявлена скв. 225: при опробовании в колонне интервала 4514-4487 м получен фонтанный приток легкой нефти (плотностью 0,790 г/см<sup>3</sup>) дебитом 40,1 т/сут и газа 122 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Пласт был также вскрыт скв. 224, 39, 42, 58, 59. При предварительной оценке запасов нефти, выполненной в ПО «Севергазпром» в 1987 г. приняты следующие параметры для подсчета по категории С<sub>1</sub>: при положении ВНК на а.о. – 4364 м площадь залежи составляет 2,9997 км<sup>2</sup>, высота 76 м, средняя эффективная мощность – 4 м, открытая пористость 10 %, коэффициент нефтенасыщенности 0,65. Залежи нефти в пласте П<sub>б</sub> вскрыты в скв. 51, где из интервала 4362-4375 м получен приток нефти с незначительным содержанием пластовой воды (до 25 %) дебитом жидкости до 22 м<sup>3</sup>/сут., и в скв. 59, в которой с глубины 4428-4409 м извлечена смесь пластовой воды и нефти общим дебитом 36,8 м<sup>3</sup>/сут (50 % воды, 50 % нефти). Эти нефтяные залежи изолированы друг от друга в районе между скв. 51 и 41, где пласт П<sub>б</sub> почти полностью замещается плотными алевролитами и песчаниками. По предварительным расчетам площадь залежи в районе скв. 51 равна 9,361 км<sup>2</sup>, скв. 59 – 27,485 км<sup>2</sup>, остальные параметры подсчета запасов те же, что и для пласта П<sub>а</sub>.

Возможно, главным моментом для новых перспектив нефтегазоносности Вуктыльского месторождения являются результаты исследований, представленные ниже. По результатам обобщения материалов сейсморазведки МОГТ-3D, 2D, проведенной в северной части Вуктыльской структуры, по линиям сейсмогеологических разрезов в автохтонном разрезе пермско-каменноугольных отложений картированы антиклинальные складки амплитудой до 50-125 м при размерах 22 x 1 км, перспективы нефтегазоносности которых не были оценены. Если исходить из массивного строения пермско-визейской залежи Вуктыльского месторождения, то массивная залежь в автохтоне будет иметь высоту до 50-125 м и вряд ли выдержит геолого-экономическую оценку для освоения (Панкратова, Богданов, 2014). Но, если исходить из модели с системой пластовых залежей (Рис. 6), то получаются совершенно иные геолого-экономические оценки. С определенными допущениями можно трансформировать структурные построения по ОГ IV отчета по интерпретации материалов 3D-2D в схематические структурные карты семи пластовых залежей, размеры каждой из которых могут составить 22x1-3 км при амплитуде до 125 м (Панкратова, Богданов, 2015).

Анализ результатов бурения скважин, вскрывших автохтон Вуктыльской складки, включающих газонефтепроявления при проводке, опробованиях и испытаниях рассматриваемых отложений, позволил составить общую модель Вуктыльского НГКМ, состоящего из систем пластовых залежей углеводородов в артинско-сакмарских, верхнекаменноугольных, московских, башкирских, серпуховских и визейских отложениях аллохтона и автохтона (Рис. 6 и 7).

По каждой из прогнозируемых залежей может быть проведена оценка ресурсов. Суммарная оценка ресурсов по пластовым залежам автохтона севера Вуктыльской структуры в нижнеартинских, ассельско-сакмарских, верхнекаменноугольных, московских, башкирских, серпуховских, визейских карбонатных отложениях может составить многие десятки миллиардов кубических метров газа и десятки миллионов тонн конденсата.

Таким образом, совокупность проведенных исследований позволила сделать следующие выводы.

1. Комплексный анализ распространения закачиваемого «сухого» газа и добычи продукции скважин, составленные схемы корреляции продуктивных артинско-нижнекаменноугольных отложений, характер распределения пластовых давлений по разновозрастным отложениям позволили установить, что общеизвестная массивная залежь Вуктыльского месторождения имеет иное геологическое строение и характеризуется как система пластовых залежей, по-видимому, со своими газоводяными контактами.

2. Это положение о смене типа залежи Вуктыльского месторождения требует дополнительного подтверждения при дальнейших работах на месторождении, но уже сейчас можно утверждать, что данная модель позволяет наиболее эффективно контролировать и управлять процессами, происходящими в продуктивном разрезе при использовании технологии закачки «сухого» газа в аллохтонной части месторождения. Полученные результаты комплексного анализа были учтены при проведении работ по изменению системы «закачка – добыча», а также обоснованию отдельно-раздельной закачки по продуктивным отложениям. В настоящее время Программа опытно-промышленных работ по увеличению углеводородоотдачи на Вуктыльском НГКМ утверждена в ПАО «Газпром».

3. По данным бурения и сейсморазведки 2D, 3D на севере Вуктыльского месторождения в карбонатных отложениях нижней перми-нижнего карбона установлена автохтонная складка размерами до 22x1-3 км при амплитуде до 125 м, к которой могут быть приурочены семь пластовых залежей с суммарными ресурсами в десятки миллиардов кубических метров. Из палеофациальной ситуации в автохтоне прогнозируются лучшие фильтрационно-емкостные свойства пластов-коллекторов.

## Литература

- Панкратова Е.И. Использование закачки «сухого» газа для уточнения строения Вуктыльского месторождения. *Сборник материалов научно-технической конференции*. УГТУ. 2013. С. 34-38.
- Панкратова Е.И. К вопросу геологического строения Вуктыльской структуры. *Международный научно-исследовательский журнал*. Екатеринбург. 2014. Ч. 1. № 4. С. 89-91.
- Панкратова Е.И., Богданов Б.П. Геологические предпосылки выявления пластовых залежей в отложениях нижней перми-карбона автохтона Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2015. Т. 10. № 3. URL: [http://www.ngtr.ru/rub/4/30\\_2015.pdf](http://www.ngtr.ru/rub/4/30_2015.pdf).



Панкратова Е.И., Богданов Б.П. Перспективы нефтегазонасности Вуктыльского месторождения в связи с новой моделью залежей. *Мат. XVI Геологического съезда Республики Коми «Геология и минеральные ресурсы европейского северо-востока России»*. Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН. 2014. Т. III. С. 74-76.

### Сведения об авторах

*Елена Ивановна Панкратова* – ведущий инженер лаборатории комплексных промысловых исследований отдела корпоративного центра исследований пластовых систем (керна и флюиды) филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта

Россия, 169314, Республика Коми, Ухта, ул. Севастопольская, 1-а. E-mail: e.pankratova076@mail.ru

*Людмила Валентиновна Юнусова* – начальник лаборатории комплексных промысловых исследований отдела корпоративного центра исследований пластовых систем (керна и флюиды) филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта

Россия, 169314, Республика Коми, Ухта, ул. Севастопольская, 1-а

*Борис Павлович Богданов* – доцент кафедры Ухтинского государственного технического университета, канд. геол.-мин. наук

Россия, 169300, Республика Коми, Ухта, ул. Первомайская, 13. E-mail: bogdanboris@mail.ru

Статья поступила в редакцию 15.04.2016

## Comprehensive Analysis of Geological-geophysical Data and Development Parameters to Justify System of Bedded Deposits in Allochthon and Autochthon of Vuktyl Oil and Gas Condensate Field

*E.I. Pankratova<sup>1</sup>, L.V. Yunusova<sup>1</sup>, B.P. Bogdanov<sup>2</sup>*

<sup>1</sup>Ukhta Branch of «Gazprom VNIIGAZ», Ukhta, Russia

<sup>2</sup>Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia

**Abstract.** Comprehensive analysis of injected ‘dry’ gas distribution and well production, composed correlation schemes of productive Artinian-Lower Carboniferous sediments, reservoir pressure distribution over sediments of various age revealed that the well-known massive deposit of Vuktyl field is characterized as a system of bedded deposits, apparently, with its own gas-water contact. This model allows the most efficient control and management of processes in the productive section when using the injection of ‘dry’ gas in allochthonous part of the field.

According to drilling and 2D, 3D seismic survey in the north of Vuktyl field an autochthonous fold with amplitude of up to 125 m is established in carbonate deposits of Lower Permian-Lower Carboniferous, to which bedded deposits may be confined, as evidenced by the abundant oil flow and oil and gas shows in drilled wells. Total resources of the autochthonous bedded deposits could reach tens of billions of cubic meters.

**Keywords:** Vuktyl field, section, allochthon, autochthon, well, gas condensate deposit, injection of ‘dry’ gas, seismic survey, productive deposits.

### References

Pankratova E.I. Ispol'zovanie zakachki «sukhogo» gaza dlya utochneniya stroeniya Vuktyl'skogo mestorozhdeniya [Using the injection of «dry» gas to refine the structure of the Vuktyl deposit]. *Proc. of Science and Technology Conference*. Ukhta State Technical University. 2013. Pp. 34-38. (In Russ.)

Pankratova E.I. K voprosu geologicheskogo stroeniya Vuktyl'skoy struktury [The question of geological structure of the Vuktyl formation]. *Mezhdunarodnyy nauchno-issledovatel'skiy zhurnal = International Research Journal*. 2014. P. 1. No. 4. Pp. 89-91. (In Russ.)

Pankratova E.I., Bogdanov B.P. Geologicheskie predposylki vyyavleniya plastovykh zalezhey v otlozheniyakh nizhney permian-karbona avtokhtona Vuktyl'skogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya [Geological backgrounds for identifying productive reservoirs in the Lower Permian-Carboniferous autochthon deposits of the Vuktyl oil and gas condensate field]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika = Petroleum Geology - Theoretical and Applied*

*Studies*. 2015. Vol. 10. No. 3. Available at: [http://www.ngpt.ru/rub/4/30\\_2015.pdf](http://www.ngpt.ru/rub/4/30_2015.pdf). (In Russ.)

Pankratova E.I., Bogdanov B.P. Perspektivy neftegazonosnosti Vuktyl'skogo mestorozhdeniya v svyazi s novoy model'yu zalezhey [Oil and gas potential of Vuktyl field in connection with the new model of deposits]. *Мат. XVI Геологического съезда Республики Коми «Геология и минеральные ресурсы европейского северо-востока России»* [Proc. XVI Geological Congress of the Komi Republic «Geology and Mineral Resources of the European North-East of Russia»]. Syktvykar. 2014. Vol. III. Pp. 74-76. (In Russ.)

**For citation:** Pankratova E.I., Yunusova L.V., Bogdanov B.P. Comprehensive Analysis of Geological-geophysical Data and Development Parameters to Justify System of Bedded Deposits in Allochthon and Autochthon of Vuktyl Oil and Gas Condensate Field. *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 2. Pp. 87-93. DOI: 10.18599/grs.18.2.2

### Information about authors

*Elena I. Pankratova* – Leading Engineer, Laboratory of Complex Field Research, Corporate Centre of Reservoir Systems Research (core and fluids), Ukhta Branch of «Gazprom VNIIGAZ»

Russia, 169314, Komi Republic, Ukhta, Sevastopol'skaya str., 1-а. E-mail: e.pankratova076@mail.ru

*Lyudmila V. Yunusova* – Head of the Laboratory of Complex Field Research, Corporate Centre of Reservoir Systems Research (core and fluids), Ukhta Branch of «Gazprom VNIIGAZ»

Russia, 169314, Komi Republic, Ukhta, Sevastopol'skaya str., 1-а

*Boris P. Bogdanov* – Associate Professor, PhD (Geol. and Min.), Ukhta State Technical University

Russia, 169300, Komi Republic, Ukhta, Pervomayskaya str., 13. E-mail: bogdanboris@mail.ru

Manuscript received April 15, 2016

# Влияние эрозионно-карстовых процессов на литологическую характеристику продуктивных пластов бобриковско-турнейского нефтесодержащего резервуара

Р.Р. Харитонов<sup>1</sup>, Ю.М. Арефьев<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ОАО «Татнефтепром-Зюзеевнефть, Мамыково, Россия

<sup>2</sup>Институт проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан, Казань, Россия

Эрозионно-карстовые процессы на поверхности турнейской суши, образовавшейся вследствие регрессии девонско-турнейского моря, привели как к значительной морфологической переработке турнейского палеорельефа, так и к формированию в условиях позднерадаевско-бобриковской трансгрессии песчаных линз с вторичным глинисто-карбонатным цементом при преобладании карбонатной составляющей. На примере двух соседних скважин показано, что песчаники с обильным глинисто-карбонатным цементом при интерпретации ГИС могут приниматься за карбонатные породы-коллектора, если не учитывать значения таких факторов, как повышенное содержание кальция в морской воде радаевско-бобриковского бассейна и углекислоты в атмосфере нижнекаменноугольного времени, которые обусловили развитие карбонатного цемента у визейских песчаников и вторичную кальцитизацию турнейских пород.

**Ключевые слова:** эрозионно-карстовые процессы, врез, пласты-коллекторы, нефтенасыщенность, корреляция разрезов, глинисто-карбонатный цемент, карбонатные и терригенные породы.

**DOI:** 10.18599/grs.18.2.3

**Для цитирования:** Харитонов Р.Р., Арефьев Ю.М. Влияние эрозионно-карстовых процессов на литологическую характеристику продуктивных пластов бобриковско-турнейского нефтесодержащего резервуара. *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 2. С. 94-97. DOI: 10.18599/grs.18.2.3

Карстовые процессы в настоящее время широко распространены на той части земной поверхности, которая сложена карстующимися породами – известняками, доломитами, гипсами (Гвоздецкий, 1954). Результатами этих процессов являются весьма своеобразные формы рельефа, которые можно наблюдать в разных географических и климатических поясах (Испания, Австрия, Крым, Китай, Австралия и др.).

Не менее широкое распространение эти коррозийные процессы имели в прошедшие геологические эпохи. Недооценка их роли в создании как скульптурных форм палеорельефа, так и пустотного пространства карстующихся пород может привести к ошибочным практическим последствиям. Примером тому является сопоставление нижнекаменноугольных разрезов двух скважин (№№ 2345 и 2507) на Зюзеевском месторождении. Скважины располагаются в 300 м друг от друга в центральной части брахиантиклинального поднятия III порядка по кровле тульского горизонта, которое контролирует залежи нефти в карбонатных по составу породах-коллекторах турнейского яруса и в терригенных породах (песчаниках, алевролитах) визейского яруса, а также в среднекаменноугольных интервалах разреза – в башкирских и верейских отложениях.

Современные формы турнейской поверхности Зюзеевского поднятия, по нашему мнению, были созданы в результате эрозионно-карстовых процессов, протекавших на турнейской суше в елховско-раннерадаевское время. Денудационно-коррозийные процессы оказали также значительное, хотя и опосредованное влияние на характер радаевско-бобриковских терригенных пород, заполнивших посттурнейские «врезы» на поднятии, и тульских пород, перекрывших радаевско-бобриковскую толщу. Без учета этого фактора интерпретация разрезов соседних скважин по ГИС может оказаться весьма различной как по стратиграфическому, так и по литологическому содержанию, а также по характеру насыщенности пород-коллекторов.

По заключению ГИС в скважинах №№ 2345 и 2507 кровля тульского горизонта отбивается на близких абсолютных отметках – -1150,5 и -1156,2 м, соответственно (Рис. 1). Скважина № 2345 вскрыла визейский врез: радаевско-бобриковские терригенные породы в ее разрезе залегают на размытой поверхности заволжского горизонта фаменского яруса верхнего девона, т.е. турнейские отложения в районе скважины денудированы в полном объеме. Толщина визейского комплекса пород – 78,6 м. В скважине выделены нефтенасыщенные пласты-коллекторы: тульский Стл-4 в кровле горизонта, Сбр-3, Сбр-2, сливающийся с пластом Сбр-1, и во врезе – серия линз песчаников, объединяемых в пласт Сбр-1. Пласты-коллекторы подстилаются и перекрываются пачками аргиллитов толщиной 2,5-15 м.

В скважине № 2507 кровля турнейских отложений в заключении ГИС проведена на глубине 1331,2 м (абсолютная отметка – 1199 м) по «традиционному» признаку: снижению значений ГК и повышению значений НГК на границе «глинистые породы-известняки» и показаниям кавернограммы на этом уровне. Однако в скважине пачки глинистых пород прослеживаются ниже по разрезу в интервалах 1350,4-1354,4 м, 1362,6-1365,2 м, 1367,4-1371,2 м, т.е. в составе турнейских отложений. Выделенные между ними карбонатные прослои имеют пористость 23-23,8 %, 16,7-20 %, в интервале 1365,2-1367,4 м – 8,1 %; Удельное сопротивление пласта для этих интервалов составляет 8-16,8 Ом. По показателям пористости – это высокопористые породы-коллекторы, по значениям удельного сопротивления – породы водонасыщенные.

Из подобной интерпретации ГИС двух соседних скважин следует, что в скважине №2345 подошва общего нефтенасыщенного интервала находится на абсолютной от-

метке – 1224,4 м, тогда как кровля водонасыщенного в скважине № 2507 отбивается на абсолютной отметке – 1199 м, т.е. на 25 м выше.

Сопоставление каротажных диаграмм скважин позволяет заключить, что разрезы их достаточно хорошо коррелируются между собой. В скважине № 2507 все пласты-коллекторы между пачками глинистых пород являются не карбонатными породами, а песчаниками на глинисто-карбонатном цементе, с преобладанием карбонатной составляющей над глинистой. Скважина № 2507 вскрыла тот же

самый визейский «врез», который был выявлен скважиной № 2345. Толщина визейских отложений 84,2 м. Радаевско-бобриковская терригенная толща во врезе залегает на размытой поверхности уплотненных известняков заволжского горизонта фаменского яруса верхнего девона. Как и в скважине № 2345, турнейские отложения в скважине № 2507 размыты полностью (Рис. 2).

Значения удельного сопротивления пласта (8-12 Ом) пород-коллекторов в общем интервале 1199-1229 м абсолютной высоты для карбонатных коллекторов означают их

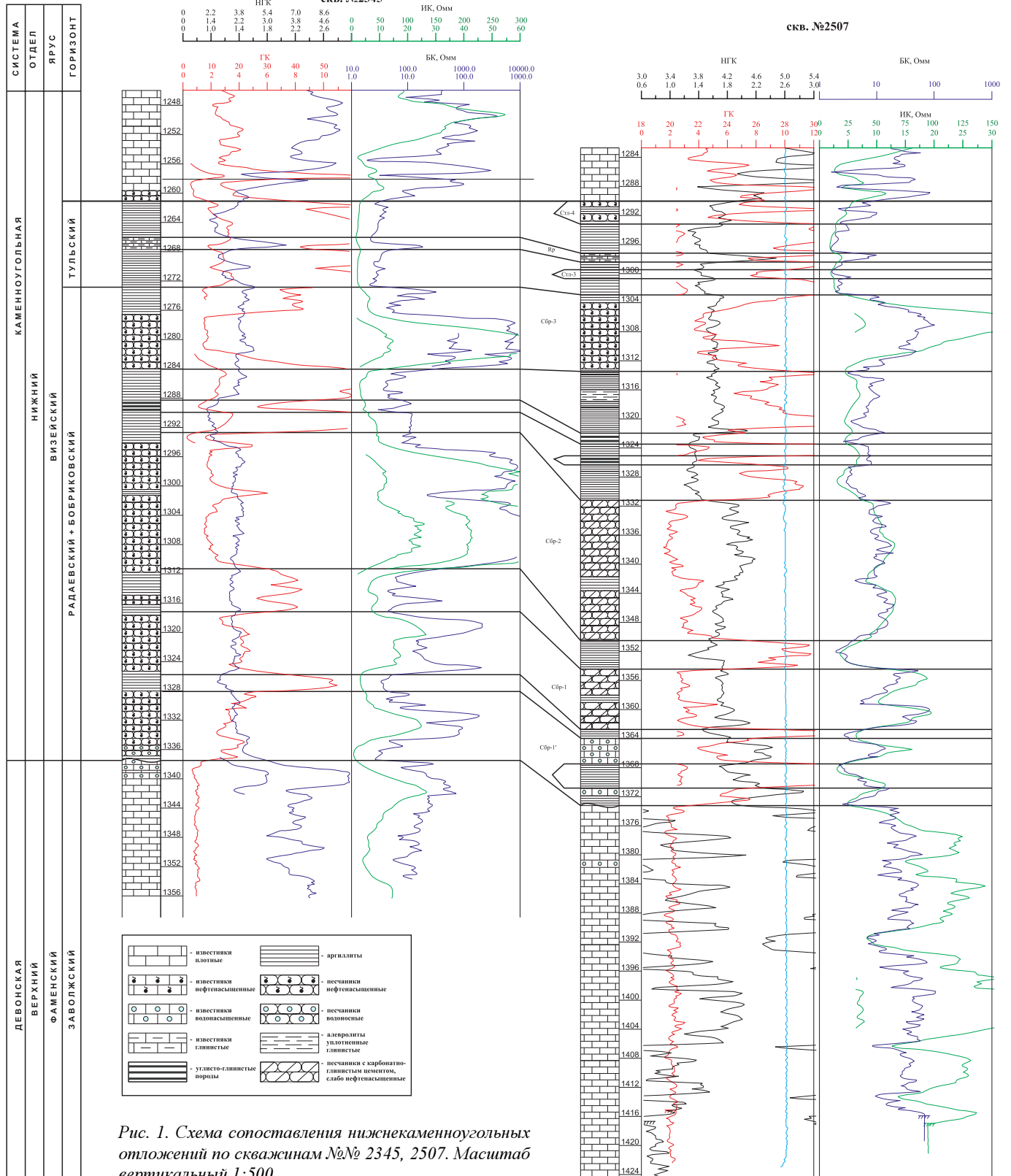


Рис. 1. Схема сопоставления нижнекаменноугольных отложений по скважинам №№ 2345, 2507. Масштаб вертикальный 1:500.

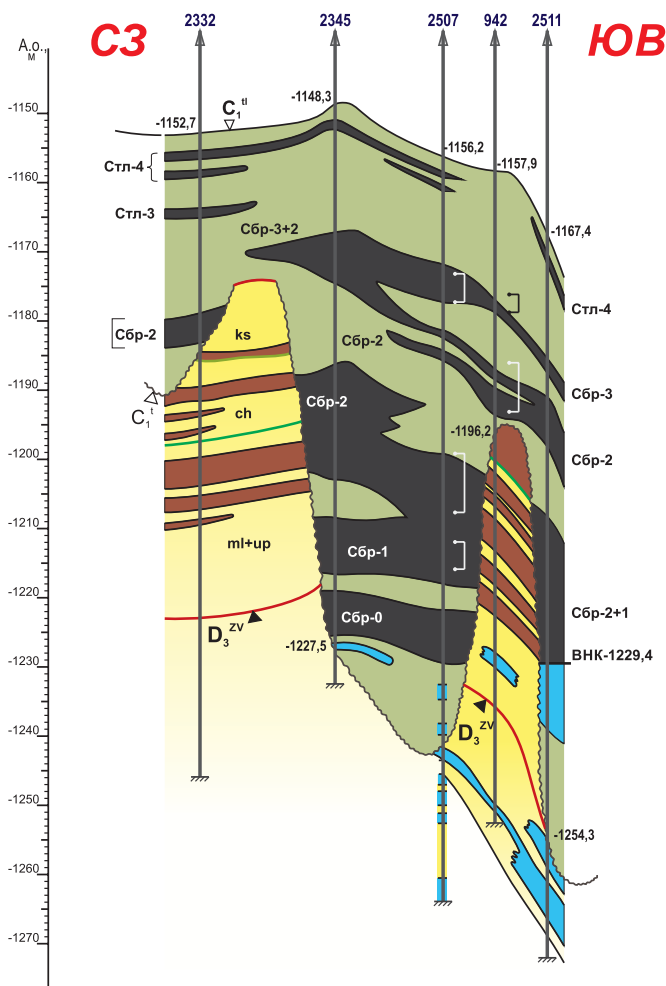


Рис. 2. Фрагмент схематического геологического профиля продуктивных нижнекаменноугольных отложений. Масштаб горизонтальный 1:10000, вертикальный 1:500.

водонасыщенность, либо – при значениях 12-15 Ом – остаточную или слабую нефтенасыщенность, тогда как для песчаников это показатель нефтенасыщенности при прочих равных условиях.

Таким образом, в разрезе скважины № 2507 в терригенной визейской толще выделяются пласты-коллекторы Стл-4, Сбр-3, Сбр-2 и серия пластов Сбр-1, нефтенасыщенных как и в соседних скважинах по профилю (Рис. 2).

О глинисто-карбонатном характере цемента песчаников в разрезе скважины № 2507 косвенно свидетельствуют также относительно невысокие значения коэффициента проницаемости по ГИС – 5,7-91,9 мкм<sup>2</sup>. Карбонатная составляющая цемента песчаников является вторичной по отношению к сформировавшимся ранее песчаным линзам. Пласты-коллекторы Сбр-1, частично Сбр-2, переслаивающиеся с аргиллитами и заполняющие «врезь», осадились в относительно мелководных морских условиях, установившихся в пониженных участках материковой суши в результате первого цикла трансгрессии позднеэрадаевско-бобриковского моря. Воды этого моря содержали значительное количество растворенных соединений кальция, поступавших в них с размываемой и карстующейся турнейской суши, как и воды бобриковско-тульской морской трансгрессии, перекрывшего уже всю поверхность востока Русской платформы в ходе следующего цикла морской трансгрессии.

Кроме того, поступавшие в морской бассейн атмосферные воды содержали значительное количество углекислоты, а частые и обильные ливни смывали с поверхности турнейской суши – до перекрытия ее бобриковско-тульской трансгрессией – продукты ее разрушения – своего рода кору выветривания в карстовые долины и углубления. Все это придало своеобразный литолого-фациальный облик визейской терригенной толще, особенно во «врезях». Кора выветривания – нерастворимый остаток, обломки коренной породы-известняка («труха»), сцементированные осаждавшейся глинистой илистой массой, отмечается на поверхности турнейских отложений в ряде скважин (№№ 942, 2363, 2344 и др.). В скважине № 2507 в интервалах 1365,4-1367,4 м и 1370,4-1372 м залегают обвалованные обломки известняка с характерными для него значениями коэффициента пористости (8,1-8,3 %), которые подстилаются и перекрываются пачками аргиллитов. Аналогичные интервалы отмечаются в разрезах других скважин (№ 2511).

Построение геологической модели залежей на таком поднятии, как Зюзеевское, осложненного разнонаправленными и разной глубины «врезами» с линзами песчаников в визейской толще, должно основываться на корреляции разрезов соседних скважин, которая, в свою очередь, должна учитывать влияние эрозионно-карстовых процессов на показатели фильтрационно-емкостных свойств как визейских песчаников, так и сохранившихся от денудации турнейских пород, а также на данных опробования скважин.

Таким образом, формирование современного турнейского рельефа происходило в условиях регрессии турнейского морского бассейна и последовавшего косвинско-раннерадаевского перерыва в осадконакоплении, установившегося на Русской платформе (Иголкина и др., 1977). Этот рельеф создавался под действием эрозионно-карстовых процессов. Позднеэрадаевско-бобриковский и тульский циклы морской трансгрессии привели к восстановлению морской обстановки и отложению толщи терригенных пород – визейских аргиллитов и песчаников. Особенности физико-химического состава морских вод, обусловленные литологией разрушаемой дневной поверхности, вызвали вторичную кальцитизацию и глинизацию как визейских песчаников, так и карбонатных пород турнейского возраста.

## Литература

Гвоздецкий Н.А. Карст. М: Географгиз. 1954. 351 с.  
Иголкина Н.С., Кривская Т.Ю. Довизейский перерыв на Русской платформе. *Советская геология*. 1977. № 7. С. 71-78.

## Сведения об авторах

Руслан Радикович Харитонов – главный геолог  
ОАО «Татнефтепром-Зюзеевнефть». Россия, 423024,  
Республика Татарстан, Нурлатский район, с. Мамыково  
Тел: +7(84345) 4-14-15, e-mail: zuzeev@gmail.com

Юрий Михайлович Арефьев – старший научный сотрудник  
Института проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан  
Россия, 420087, Казань, ул. Даурская, д. 28

Статья поступила в редакцию 05.02.2016

## Influence of Erosion-karst Processes on Lithological Features of Productive Strata in Bobrikovian-Tournasian Oil Reservoir

R.R. Kharitonov<sup>1</sup>, Yu.M. Aref'ev<sup>2</sup>

<sup>1</sup>JSC «Tatneftprom-Zyuzeyevneft», Mamykovo, Russia

<sup>2</sup>Institute for problems of ecology and subsoil use of Tatarstan Academy of Sciences, Kazan, Russia

**Abstract.** Erosion-karst processes on the surface of Tournasian land, formed as a result of regression of Devonian-Tournasian Sea, led to both significant morphological transformation of Tournasian paleorelief and formation in the Late Radaevskian-Bobrikovian transgression of sand lenses with secondary clay-carbonate cement with a predominance of carbonate component. On the example of two adjacent wells it is shown that sandstones with abundant clay-carbonate cement during logging interpretation may be taken for carbonate reservoir rocks, if factors are not taken into account such as increased calcium in seawater of Radaevskian-Bobrikovian basin and carbon dioxide in the atmosphere of Lower Carboniferous. They led to the development of carbonate cement in Viscaen sandstone and secondary calcitization in Tournasian rocks.

**Keywords:** erosion-karst processes, incision, reservoir, oil saturation, correlation of sections, clay-carbonate cement, carbonate and clastic rocks.

### References

Gvozdet'skiy N.A. Karst. Moscow: Geografiz Publ. 1954. 351 p. (In Russ.)

Igol'kina N.S., Krivskaya T.Yu. Dovizeyskiy pereryv na Russkoy platforme [Dovizeysky break on the Russian platform]. *Sovetskaya geologiya = Soviet Geology*. 1977. No. 7. Pp. 71-78. (In Russ.)

**For citation:** Kharitonov R.R., Aref'ev Yu.M. Influence of Erosion-karst Processes on Lithological Features of Productive Strata in Bobrikovian-tournasian Oil Reservoir. *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 2. Pp. 94-97. DOI: 10.18599/grs.18.2.3

### Information about authors

Ruslan R. Kharitonov – Chief Geologist  
JSC «Tatneftprom-Zyuzeyevneft». Russia, 423024,  
Tatarstan Republic, Nurlatsky district, Mamykovo village  
Phone: +7(84345) 4-14-15, e-mail: zuzeev@gmail.com

Yuriy M. Aref'ev – Senior Researcher  
Institute for problems of ecology and subsoil use of  
Tatarstan Academy of Sciences. Russia, 420087, Kazan,  
Daurskaya str., 28

Manuscript received February 05, 2016

УДК 553.982:550.834

## Прогноз фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов на основании вейвлет-преобразования данных сейсморазведки

М.И. Саакян<sup>1</sup>, Р.С. Хисамов<sup>2</sup>, Р.А. Алексеев<sup>3</sup>, А.М. Чинарев<sup>3</sup>, Н.С. Гатиятуллин<sup>4</sup>

<sup>1</sup>ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых», Москва, Россия

<sup>2</sup>ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

<sup>3</sup>Татарское геологоразведочное управление ПАО «Татнефть», Казань, Россия

<sup>4</sup>Казанский филиал ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых», Казань, Россия

Метод вейвлет-преобразования сейсмических данных в последнее десятилетие находит применение в исследовании резервуаров углеводородов. Разными авторами используются разные методики вейвлет-преобразования. Кроме методик, может варьироваться тип вейвлета и длительность (эффективная частота). Получается большое число возможных вариантов – сотни и тысячи. Авторами создана программа автоматического отбора лучших вариантов вейвлет-преобразования на основе пакета R Statistics. В качестве критерия отбора используется величина коэффициента корреляции между результатом вейвлет-преобразования сейсмических данных и пластовыми параметрами (толщина пласта, пористость, нефтенасыщенность и др.). Методика опробована на Баллаевском месторождении (Татарстан, Россия). Для лучших атрибутов построены регрессионные модели и получены прогнозные карты пластовых параметров.

**Ключевые слова:** сейсморазведка, вейвлет-преобразование, нефть, фильтрационно-емкостные свойства.

DOI: 10.18599/grs.18.2.4

**Для цитирования:** Саакян М.И., Хисамов Р.С., Алексеев Р.А., Чинарев А.М., Гатиятуллин Н.С. Прогноз фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов на основании вейвлет-преобразования данных сейсморазведки. *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 2. С. 97-101. DOI: 10.18599/grs.18.2.4

Метод вейвлет-преобразования в последнее время находит себе широкое применение в различных областях науки и техники. Неполный список включает в себя раз-

личные инженерные задачи, физику и астрофизику, акустику, решение дифференциальных уравнений, моделирование турбулентности, распознавание речи, сжатие циф-

ровой графики и видео, медицину (анализ медико-биологических показателей), анализ финансовой статистики, а также различные применения области геофизики (анализ данных ГИС, магниторазведки, георадиолокации, сейсмологии) (Addison, 2002). В последнее время появляется все больше публикаций о применении вейвлет-преобразования к данным сейсморазведки, в том числе для исследования резервуаров углеводородов по амплитудно-частотным характеристикам отраженных волн.

Интерес к применению вейвлет-метода для анализа данных сейсморазведки основан на возможности анализировать частотные характеристики в узком пространственном интервале, приуроченном к отражениям сейсмических волн от продуктивного пласта. В комплексе со скважинными данными можно искать связи литологических свойств со значениями параметров вейвлет-разложения сейсмического сигнала и в результате прогнозировать распределение характеристик продуктивного пласта на межскважинном пространстве.

Разными авторами применяются несколько различных методик вейвлет-анализа данных сейсморазведки в различных сейсмогеологических условиях – Мексиканский залив (Castagna et al., 2003), Иран (Saadatinejad et al., 2013, Shokrollahi et al., 2013), Западная Сибирь (Алексеев и др., 2009, Никульников 2012), Китай (Zhu et al., 2009), Нигерия (Sinha et al., 2005) и др. Описано применение нескольких различных методик расчета вейвлет-преобразования сейсмических данных – непрерывное вейвлет-преобразование CWT (Saadatinejad et al., 2013; Shokrollahi et al., 2013), частотное вейвлет-преобразование CWTFT (Никульников, 2012), дискретное вейвлет-преобразование DWT в одномерной и двумерной модификации (Алексеев и др., 2009), методики адаптивного вейвлет-разложения MPD и ISA

(Castagna et al., 2003, Sinha et al., 2005), вейвлет-фрактальная методика WTMM (Liner et al., 2010).

В представляемой работе впервые проведена апробация различных методик вейвлет-анализа сейсморазведочных данных в характерных для территории Татарстана и Поволжья сейсмогеологических условиях. Главной проблемой было обоснование выбора конкретной методики из большого количества методик вейвлет-анализа сейсмических данных. Любой выбор в данных обстоятельствах будет иметь скорее субъективный и случайный характер. Ситуация усложняется тем, что для каждой методики можно использовать один из нескольких типов вейвлет-импульса (например вейвлеты Морле, Гаусса, Мхат и др.), а для каждого вейвлет-импульса следует проводить расчеты для нескольких различных значений длительности («эффективной частоты»). Общее количество вариантов оценивается от нескольких сотен до нескольких тысяч для разных методик, опробование всех возможных вариантов весьма трудоемко. Для решения этой проблемы предложена методика, примененная на Баллаевском участке Ново-Елховского месторождения.

С целью опробования максимально возможного количества методик выбраны следующие критерии автоматизированного отбора наилучших вариантов вейвлет-преобразования.

1. Разработка собственной компьютерной программы Wavelet Selector для автоматического перебора разных вариантов вейвлет-преобразования (тип вейвлета, длительность вейвлета («эффективная частота»), временной интервал расчета на сейсмической записи).

2. Для каждого варианта программа рассчитывает результат вейвлет-преобразования для отдельного нефтеносного пласта.

3. Производится анализ статистических связей с коллекторскими свойствами, определенными по скважинным данным (толщина пласта, пористость, нефтенасыщенность и др.).

4. Выделяются результаты с наилучшей статистической связью с литологическими свойствами нефтяной залежи (вычисляется коэффициент корреляции).

Программа Wavelet Selector создана на основе библиотек пакета вычислительной математики R Statistics, обладающего встроенными процедурами вейвлет-анализа и статистического анализа.

В качестве критерия отбора наилучших вариантов расчета выбрана величина коэффициента корреляции между результатами вейвлет-преобразования сейсмических данных и скважинными данными.

Общая последовательность действий при опробовании методик вейвлет-анализа состоит из следующих этапов (Рис. 1):

1. Выравнивание куба сейсмических данных по интересующему горизонту;
2. Создание базы скважинных параметров в R для интересующего горизонта;
3. Выбор методики вейвлет-преобразования и типа вейвлета;

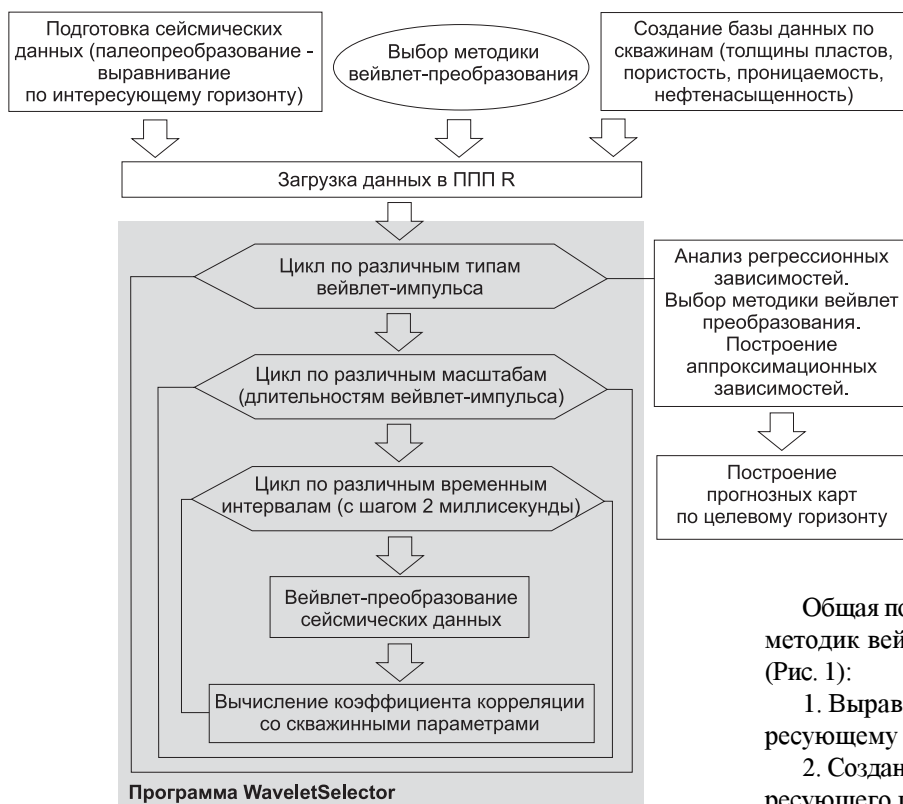


Рис. 1. Схема алгоритма «глобального поиска» в программе Wavelet selector.

4. Ввод сейсмических данных в R;
5. Ввод скважинных параметров в R;
6. Цикл по различным масштабам (эффективным частотам) вейвлета и временным интервалам. Для каждого сочетания вычисляется вейвлет-преобразование сейсмических данных;
7. Статистический анализ (для каждого варианта расчета вейвлет-преобразования) – вычисление коэффициента корреляции с каждым из скважинных параметров. Выделяются наивысшие коэффициенты корреляции.

Программа Wavelet Selector выполняет шаги 4-7 автоматически.

В программу вводятся сейсмические данные, скважинные параметры и список методик для проведения расчетов. Скважинные параметры используются в виде средневзвешенных по пласту значений, что является наиболее корректным для тонких пластов (менее 10-15 м), чья толщина ниже разрешающей способности сейсморазведки.

Программа Wavelet Selector производит автоматический перебор всех возможных методик из заданного списка. Для каждой методики производится расчет вейвлет-преобразования сейсмических данных и вычисление коэффициента корреляции между значениями вейвлет-преобразования в окрестностях скважин со значениями скважинных параметров. Результаты работы программы выдаются в виде таблицы «параметры вейвлет-разложения – значение коэффициента корреляции». В программе есть

возможность задавать порог отбора по величине корреляции, например со значениями коэффициента не ниже 0,7.

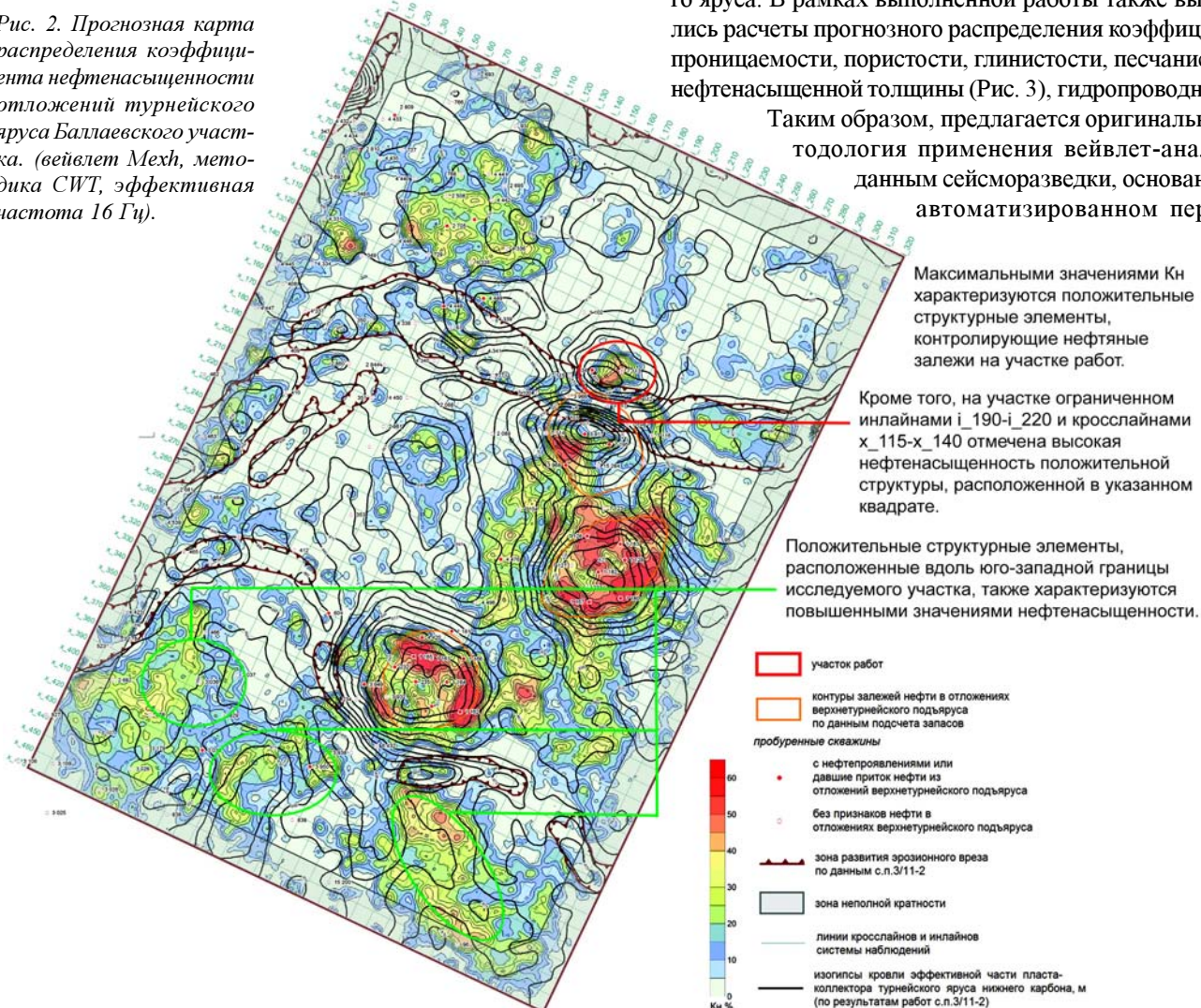
Использование описанного алгоритма «глобального поиска» является первым этапом работы. В результате удастся существенно сократить область поиска, и оставить для дальнейшего анализа только лучшие варианты. На втором этапе для этих вариантов проводится визуальная оценка и построение регрессионных моделей. По полученным моделям значения вейвлет-преобразования сейсмического сигнала пересчитываются в значения пластового параметра по всему сейсмическому материалу и строится карта пластового параметра на межскважинном пространстве, которая и является конечным результатом.

Описанная схема применена на Баллаевском участке Ново-Елховского месторождения на территории Татарстана по сейсморазведочным данным МОГТ 3D и ГИС 35 скважин. Анализ проводился по трем продуктивным комплексам в отложениях бобриковского горизонта, турнейского яруса и пашийского горизонта.

С помощью программы Wavelet Selector проведен автоматизированный перебор вариантов расчета. Опробованы методики CWT, CWTFT с вейвлетами Морле, Мех, Гаусса 1, 3, 4 порядков для эффективных частот 12-40 Гц с шагом 2 Гц и 45-100 Гц с шагом 5 Гц, а также методика DWT с вейвлетами Хаара и Добеши 1-6 уровней разложения. На рисунке 2 представлена прогнозная карта распределения коэффициента нефтенасыщенности для турнейского яруса. В рамках выполненной работы также выполнялись расчеты прогнозного распределения коэффициентов проницаемости, пористости, глинистости, песчаности, нефтенасыщенной толщины (Рис. 3), гидропроводности.

Таким образом, предлагается оригинальная методология применения вейвлет-анализа к данным сейсморазведки, основанная на автоматизированном переборе

Рис. 2. Прогнозная карта распределения коэффициента нефтенасыщенности отложений турнейского яруса Баллаевского участка. (вейвлет Мех, методика CWT, эффективная частота 16 Гц).



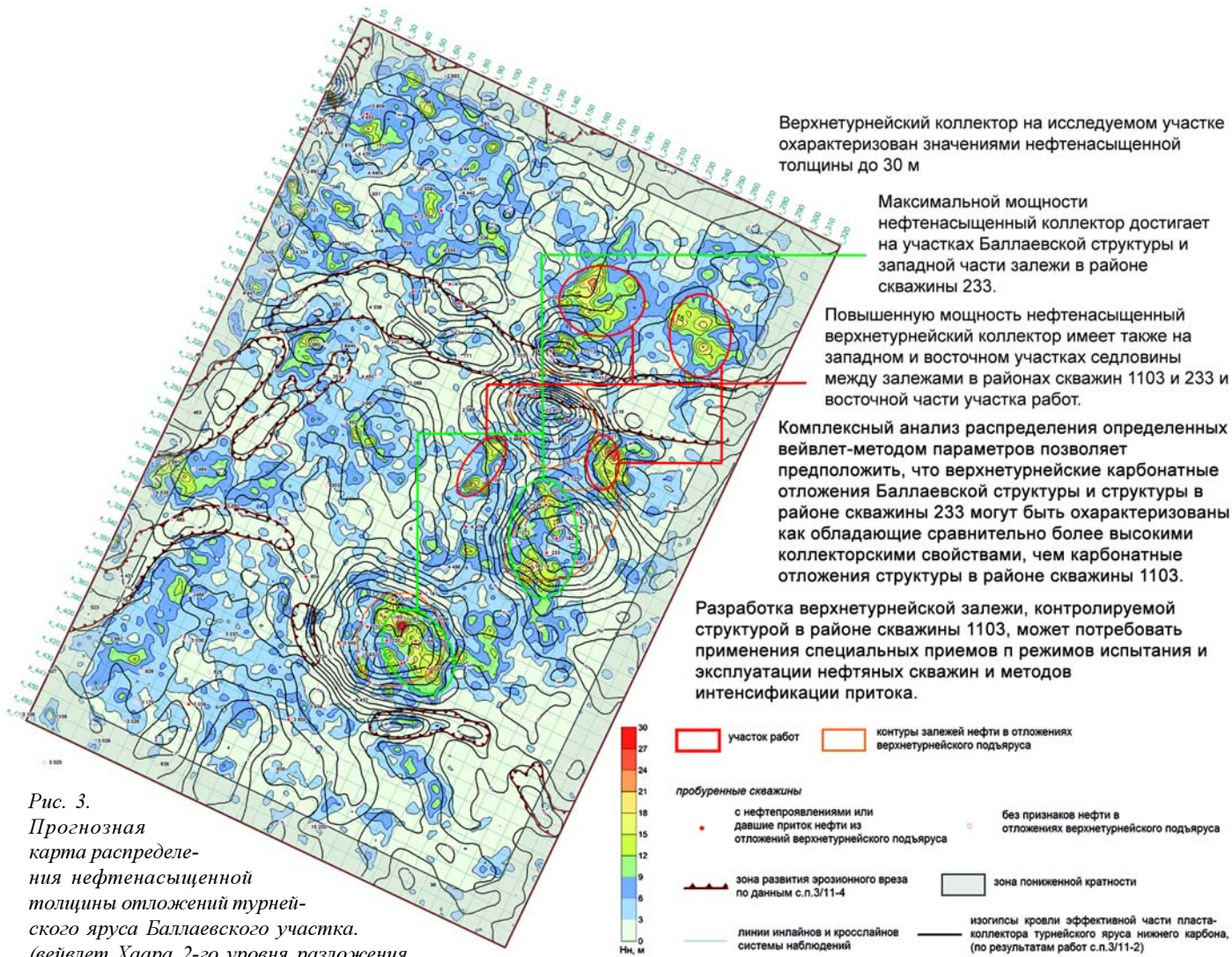


Рис. 3. Прогнозная карта распределения нефтенасыщенной толщины отложений турнейского яруса Баллаевского участка. (вейвлет Хаара 2-го уровня разложения, методика DWT).

различных методик вейвлет-преобразования и автоматической селекции вариантов с наибольшим коэффициентом корреляции со скважинными данными.

Методика прогнозирования свойств пласта по результатам вейвлет-анализа сейсмических данных впервые опробована на территории Татарстана (на площадях ПАО «Татнефть»).

Методика может использоваться на любом участке, где есть результаты сейсморазведки и достаточное для построения регрессионной модели количество скважин.

Предлагаемую вейвлет-методику следует рассматривать, прежде всего, как одну из дополнительных процедур динамической обработки сейсморазведочных данных и использовать как источник дополнительной информации при обосновании подсчетных параметров и коллекторских свойств продуктивных пластов при подсчете запасов нефти и построении геологических моделей нефтяных месторождений.

### Литература

Алексеев В.И., Бобрышев А.Н. Вейвлет-анализ сейсмических изображений. *Геофизика*. 2009. № 3. С. 12-15.  
 Никольников А.Ю. Применение спектральной декомпозиции сейсмической записи с целью картирования тонких стратиграфических элементов осадочных пород. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2012. № 11. С. 30-34.  
 Addison P.S. The illustrated wavelet transform handbook:

introductory theory and applications in science engineering, medicine and finance. *Bristol: Institute of physics publishing*. 2002. 368 p.

Castagna J.P., Sun S., Siegfried R.W. Instantaneous spectral analysis: Detection of low-frequency shadows associated with hydrocarbons. *The Leading Edge*. 2003. No. 22 (2). Pp. 120-127.

Liner C.L., Zheng J., Flynn B. Case History: Spicing up mid-continent seismic interpretation. *80th Annual Int. Meeting, SEG*. 2010. Pp. 1317-1321.

Saadatinejad M.R., Hassani H. Application of wavelet transform for evaluation of hydrocarbon reservoirs: example from Iranian oil fields on the north of Persian Gulf. *Nonlinear processes in geophysics* 2013. No. 20. Pp. 231-238.

Sinha S., Routh P.S., Anno P.D., Castagna J.P. Spectral decomposition of seismic data with continuous-wavelet transform. *Geophysics*. 2005. No. 70 (6). Pp. 19-25.

Shokrollahi E., Zargar G., Riahi M. Using Continuous Wavelet Transform and Short Time Fourier Transform as Spectral Decomposition Methods to Detect of Stratigraphic Channel in One of the Iranian South-West Oil Fields. *International Journal of Science & Emerging Technologies*. 2013. No. 5(5). Pp. 291-299.

Zhu Z.Y., Lu D.Y., Sang S.I., Zhang J.M., Xu P. Research of spectrum decomposition method based on physical wavelet transform and its applications. *Chinese Journal of Geophysics*. 2009. No. 52 (4). Pp. 892-897.

### Сведения об авторах

Максим Игоревич Саакян – заместитель генерального директора ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых».

Россия, 119180, Москва, ул. Большая Полянка, 54, стр. 1



*Раис Салихович Хисамов* – доктор геол.-мин. наук, профессор, главный геолог – заместитель генерального директора ПАО «Татнефть».

Россия, 423450, Республика Татарстан, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

*Роман Александрович Алексеев* – ведущий инженер НПЦ "Нейросейсм", Татарское геологоразведочное управление ПАО «Татнефть»

Россия, 420011, Казань, ул. Чернышевского, 23/25  
Тел: +7 (843) 292-54-04

*Алексей Михайлович Чинарев* – начальник НПЦ «Нейросейсм», Татарское геологоразведочное управление ПАО «Татнефть»

Россия, 420011, Казань, ул. Чернышевского, 23/25  
Тел: +7 (843) 292-54-04, e-mail: alexho@bk.ru

*Накип Салахович Гатиятуллин* – доктор геол.-мин. наук, Директор Казанского филиала ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых»

Россия, 420111, Казань, ул. Баумана, 20

Статья поступила в редакцию 03.03.2016

## Prediction of Reservoir Properties of Productive Layers Based on Wavelet Transform of Seismic Data

*M.I. Saakyan<sup>1</sup>, R.S. Khisamov<sup>2</sup>, R.A. Alekseev<sup>3</sup>, A.M. Chinarev<sup>3</sup>, N.S. Gatiyatullin<sup>4</sup>*

<sup>1</sup>State Reserves Committee, Moscow, Russia

<sup>2</sup>PJSC Tatneft, Almeteyevsk, Russia

<sup>3</sup>Tatar Geological Exploration Department PJSC Tatneft, Kazan, Russia

<sup>4</sup>Kazan Branch of the State Reserves Committee, Kazan, Russia

**Abstract.** Method of wavelet transform of seismic data for the last decade is being used in the study of hydrocarbon reservoirs. Different authors use different methods of wavelet transform. In addition to the methods, type and duration of the wavelet (effective frequency) may vary. A large number of possible options are obtained – hundreds and thousands. The authors have created a program for automatic selection of the best options for the wavelet transform based on the R Statistics package. The correlation coefficient between the result of the wavelet transform of seismic data and reservoir parameters (layer thickness, porosity, oil saturation, etc.) is used as the selection criterion. The method was tested on the Ballayevsky field (Tatarstan, Russia). For the best attributes the regression models are built and prognostic maps of reservoir parameters are obtained.

**Keywords:** seismic survey, wavelet transform, oil, reservoir properties.

### References

- Addison P.S. The illustrated wavelet transform handbook: introductory theory and applications in science engineering, medicine and finance. *Bristol: Institute of physics publishing*. 2002. 368 p.
- Alekseev V.I., Bobryshev A.N. Veyvlet-analiz seysmicheskikh izobrazheniy [Wavelet analysis of seismic images]. *Geofizika = Geophysics*. 2009. No. 3. Pp. 12-15. (In Russ.)
- Castagna J.P., Sun S., Siegfried R.W. Instantaneous spectral analysis: Detection of low-frequency shadows associated with hydrocarbons. *The Leading Edge*. 2003. No. 22 (2). Pp. 120-127.
- Liner C.L., Zheng J., Flynn B. Case History: Spicing up mid-continent seismic interpretation. *80th Annual Int. Meeting, SEG*. 2010. Pp. 1317-1321.
- Nikul'nikov A.Yu. Primenenie spektral'noy dekompozitsii seysmicheskoy zapisi s tsel'yu kartirovaniya tonkikh stratigraficheskikh elementov osadochnykh porod [Application of spectral decomposition of seismic data for the purpose of mapping fine stratigraphic elements of sedimentary rocks]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2012. No. 11. Pp. 30-34. (In Russ.)
- Saadatinejad M.R., Hassani H. Application of wavelet transform for evaluation of hydrocarbon reservoirs: example from Iranian oil fields on the north of Persian Gulf. *Nonlinear processes in geophysics* 2013. No. 20. Pp. 231-238.
- Sinha S., Routh P.S., Anno P.D., Castagna J.P. Spectral

decomposition of seismic data with continuous-wavelet transform. *Geophysics*. 2005. No. 70 (6). Pp. 19-25.

Shokrollahi E., Zargar G., Riahi M. Using Continuous Wavelet Transform and Short Time Fourier Transform as Spectral Decomposition Methods to Detect of Stratigraphic Channel in One of the Iranian South-West Oil Fields. *International Journal of Science & Emerging Technologies*. 2013. No. 5(5). Pp. 291-299.

Zhu Z.Y., Lu D.Y., Sang S.I., Zhang J.M., Xu P. Research of spectrum decomposition method based on physical wavelet transform and its applications. *Chinese Journal of Geophysics*. 2009. No. 52(4). Pp. 892-897.

**For citation:** Saakyan M.I., Khisamov R.S., Alekseev R.A., Chinarev A.M., Gatiyatullin N.S. Prediction of Reservoir Properties of Productive Layers Based on Wavelet Transform of Seismic Data. *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 1. Pp. 97-101. DOI: 10.18599/grs.18.2.4

### Information about authors

*Maksim I. Saakyan* – Deputy General Director, State Reserves Committee

Russia, 119180, Moscow, Bo'shaya Polyanka str. 54, buil. 1

*Rais S. Khisamov* – Doctor of Science (Geol. and Min.), Professor, Deputy General Director – Chief Geologist, PJSC Tatneft

Russia, 423400, Almeteyevsk, Lenin str. 75

*Roman A. Alekseev* – Leading Engineer, Scientific and Production Centre "Neiroseism", Tatar Geological Exploration Department PJSC Tatneft

Russia, 420111, Kazan, Chernyshevskogo str., 23/25

*Aleksey M. Chinarev* – Head of the Scientific and Production Centre "Neiroseism", Tatar Geological Exploration Department PJSC Tatneft

Russia, 420111, Kazan, Chernyshevskogo str., 23/25  
Phone: +7 (843) 292-54-04, e-mail: alexho@bk.ru

*Nakip S. Gatiyatullin* – Doctor of Science (Geol. and Min.), Head of the Kazan Branch of State Reserves Committee

Russia, 420111, Kazan, Baumana str., 20

Manuscript received March 03, 2016

# Расчет технологических процессов шароструйного бурения в оптимальном режиме разрушения горных пород

А.В. Ковалев, С.Я. Рябчиков, В.М. Горбенко, М.В. Горбенко, Л.А. Саруев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Данная статья посвящена исследованию шароструйного способа бурения скважин, который в перспективе может повысить механическую скорость и проходку на долото при бурении скважин различного назначения в твердых горных породах. Шароструйный способ бурения скважин заключается в разрушении горных пород ударами металлических шаров, непрерывно циркулирующих в призабойной зоне скважины с помощью струйного аппарата, положенного в основу конструкции шароструйно-эжекторного бурового снаряда. Основными достоинствами шароструйного бурения являются простота конструкции бурового снаряда, отсутствие необходимости во вращении долота и создании на него осевой нагрузки. Разрушение горных пород ударами шаров может происходить в различных режимах, наиболее эффективным из которых является оптимальный (объемный), сопровождающийся образованием значительной воронки выкола. Целью настоящей работы является разработка методики расчета процессов шароструйного бурения в оптимальном режиме разрушения горных пород.

Методика расчета базируется на полученных авторами результатах теоретических и экспериментальных исследований, а также некоторых положений предшественников. Она позволяет определить оптимальные геометрические параметры буровых снарядов, рациональные технологические параметры режима бурения, а также производить выбор насосного оборудования для конкретных геолого-технических условий. В предложенной методике расчета ограничиваются значения расхода промывочной жидкости при наличии в разрезе скважины интервалов, склонных к размыву стенок скважины, коэффициент эжекции струйного аппарата, а также перепад давления на сопле для предупреждения его интенсивного износа при истечении бурового раствора.

**Ключевые слова:** разрушение горных пород, породоразрушающий инструмент, шароструйное бурение, шароструйно-эжекторный буровой снаряд, струйный аппарат, твердые горные породы.

**DOI:** 10.18599/grs.18.2.5

**Для цитирования:** Ковалев А.В., Рябчиков С.Я., Горбенко В.М., Горбенко М.В., Саруев Л.А. Расчет технологических процессов шароструйного бурения в оптимальном режиме разрушения горных пород. *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 2. С. 102-106. DOI: 10.18599/grs.18.2.5

## Введение

Анализ технико-экономических показателей бурения геологоразведочных, водозаборных, взрывных и технических скважин в твердых горных породах свидетельствует о недостаточно высокой механической скорости бурения и проходке на долото. Увеличение эффективности механического способа бурения в твердых горных породах может быть реализовано двумя способами: созданием новых материалов и новых конструкций породоразрушающего инструмента (ПРИ).

Несмотря на постоянное совершенствование ПРИ, бурение механическими способами в твердых горных породах остается недостаточно эффективным. Поэтому актуальность приобретают разработка альтернативных способов разрушения горных пород. По мнению ряда исследователей (Давиденко, Игнатов, 2013; Ковалев и др., 2015; Кожевников, Давиденко, 1987) одним из наиболее перспективных является гидродинамический способ, реализуемый с помощью высокоскоростной струи. Данным способом возможно передавать на забой скважины значительную гидравлическую мощность, при этом скорость бурения и проходка на долото могуткратно возрасти.

Однако для бурения скважин в твердых горных породах данный способ в традиционном виде мало перспективен. Большой интерес представляет шароструйный способ бурения скважин, сущность которого состоит в разрушении горных пород на забое в результате воздействия стальных или твердосплавных шаров, движущихся с высокой скоростью и непрерывно циркулирующих в призабойной зоне за счет струйного аппарата. Данный способ

позволяет решить ряд технических и технологических проблем при реализации гидродинамического способа разрушения горных пород.

На рис. 1 представлена схема шароструйно-эжекторного бурового снаряда, разработанного на кафедре бурения скважин Национального исследовательского Томского политехнического университета (Kovalyov et al., 2015). Принцип его работы следующий: рабочая жидкость, подводящаяся через камеру подвода 1, ускоряется в сопле 2 и истекает из него в камеру смешения 5. При этом в пространстве, окружающем выход сопла 2 с внешней стороны, образуется зона разрежения. В корпусе снаряда выполнены впускные окна 4, через которые благодаря разрежению происходит всасывание рабочей жидкости с взвешенными шарами из затрубного пространства. Далее двухфазная

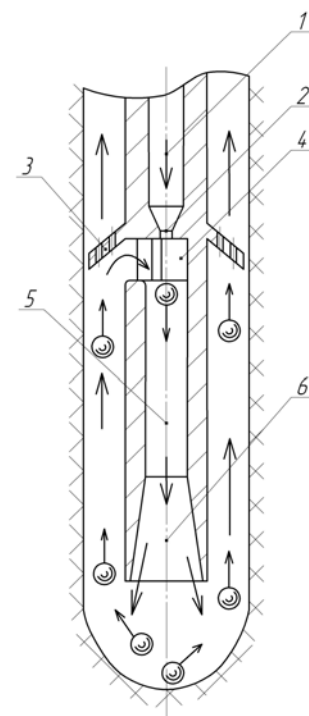


Рис. 1. Конструктивная схема шароструйно-эжекторного бурового снаряда: 1 – камера подвода рабочей жидкости; 2 – сопло; 3 – задерживающее устройство; 4 – впускные окна; 5 – камера смешения; 6 – диффузор.

смесь проходит через камеру смешения 5 и диффузор 6 с последующим ударом о горную породу, вызывая ее разрушение. Задерживающее устройство 3 предназначено для направления поднимающихся в затрубном пространстве породоразрушающих шаров во впускные окна, а также для центрирования бурового снаряда в скважине.

Основными достоинствами шароструйного бурения снарядами описанной конструкции являются:

- простота конструкции шароструйно-эжекторных буровых снарядов;
- отсутствие необходимости во вращении долота и создании на него осевой нагрузки.

Анализ работ, посвященных вопросам разрушения твердых горных пород при использовании шароструйно-эжекторных буровых снарядов, показывает, что данный способ может быть более эффективным по сравнению с традиционными. Результаты опытно-промышленного применения данного способа бурения (Уваков, 1969; Штрассер, 1966; Заурбеков, 1995) показывают, что при проходке пород VIII категории по буримости и выше возрастает значение механической скорости бурения по сравнению с использованием традиционного породоразрушающего инструмента. Так, проведенные Заурбековым С.А. промышленные испытания показали превышение механической скорости бурения нефтяных скважин диаметром 215,9 мм на 20% и проходки на долото на 43% по сравнению с шарошечными долотами (Заурбеков, 1995).

### Режимы разрушения горных пород

Согласно результатам проведенных теоретических и экспериментальных исследований (Уваков, 1969; Штрассер, 1966) разрушение горных пород в результате воздействия ударов стальных или твердосплавных шаров может происходить в различных условиях. Режим разрушения породы определяется величиной контактных давлений при взаимодействии шара с породой, которая зависит от скорости их соударения.

На рис. 2 представлены режимы разрушения горных пород ударами шаров. Область 1 характеризует режим поверхностного истирания горной породы, при этом зависимость между скоростью бурения и величиной контактных давлений имеет линейный характер. Когда контактные давления превышают предел усталости горной породы, процесс разрушения становится усталостным. При этом интенсивность роста скорости бурения выше, чем интенсивность роста контактных давлений (область 2). При достижении контактными напряжениями значений твердости горной породы начинается эффективное разрушение. Зависимость скорости бурения от контактного давления вновь приобретает линейный характер (область 3), режим разрушения породы близок к оптимальному – процесс удара шара по забою завершается образованием крупного скола по контуру. При оптимальном режиме разрушения (область 4) контактные давления имеют значения, достаточные для осуществления первого скачка в разрушении с образованием крупной воронки выкола. Дальнейшее увеличение контактного давления не приводит к заметному повышению механической скорости бурения (Уваков, 1969).

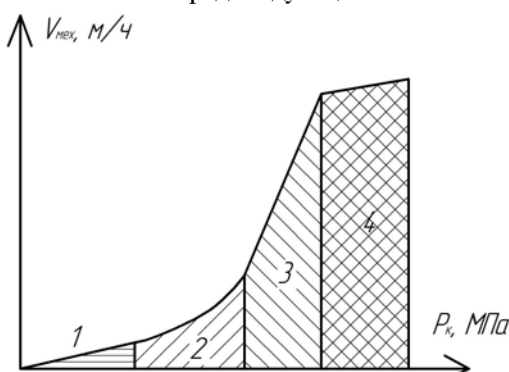


Рис. 2. Режимы разрушения горных пород ударами шаров: 1 – режим поверхностного истирания; 2 – усталостный режим разрушения; 3 – начальная стадия оптимального разрушения; 4 – оптимальное разрушение.

### Разработка методики расчета технологических процессов в оптимальном режиме разрушения горных пород

Целью настоящей работы является создание методики расчета процессов шароструйного бурения в оптимальном режиме разрушения горных пород на забое.

Представленная ниже методика расчета процесса шароструйного бурения при реализации оптимального режима разрушения горных пород позволяет определить оптимальные геометрические параметры буровых снарядов, рациональные технологические параметры режима бурения, а также производить выбор насосного оборудования для конкретных геолого-технических условий бурения.

Предлагаемая методика расчета базируется на полученных авторами результатах теоретических и экспериментальных исследований (Исаев и др., 2014; Ковалев и др., 2015; Константинов и др., 2015), а также некоторых положений А.Б. Увакова, В.В. Штрассера, Л.В. Леджервурда и др. (Леджервуд, 1961; Уваков, 1969; Штрассер, 1966).

Принципиальная схема шароструйного способа бурения представлена на рис. 3.

Исходными данными для расчета являются: свойства горных пород (динамическая твердость  $P_c$ , модуль упругости  $E_1$ , коэффициент Пуассона  $\mu_1$ ); параметры скважины (диаметр  $D_{ске}$ , максимальная глубина бурения  $L_{скатах}$ ); свойства бурового раствора (плотность  $\rho_{бр}$ , динамическое напряжение сдвига  $\tau_0$ , динамическая вязкость  $\eta$ ); геометрические параметры колонны бурительных труб (наружный  $d_n$  и внутренний  $d_e$  диаметры бурительных труб, наружный диаметр замкового соединения  $d_z$ , средняя длина бурительных труб  $l_{лр}$ ); 5. свойства породоразрушающих шаров (плотность  $\rho_{ш}$ , модуль упругости  $E_2$ , коэффициент Пуансона  $\mu_2$ ).

Последовательность инженерного расчета технологических процессов шароструйного бурения в оптимальном режиме разрушения горных пород следующая.

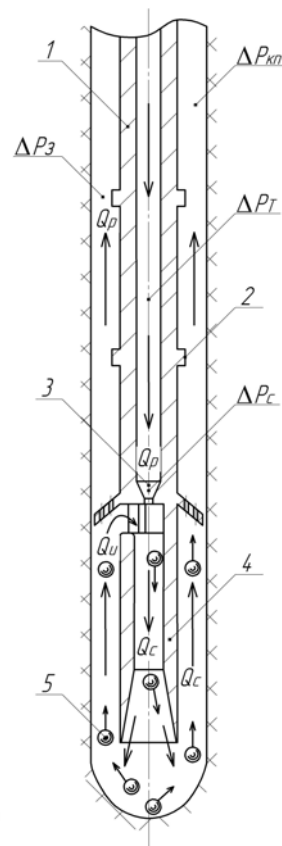


Рис. 3. Принципиальная схема шароструйного бурения: 1 – колонна бурительных труб; 2 – замки бурительных труб; 3 – сопло; 4 – буровой снаряд; 5 – шары.

1. Определяется рациональный диаметр шаров:

$$d_{ш} = \frac{D_{скв}}{6,6}. \quad (1)$$

2. Рассчитывается диаметр и площадь сечения камеры смещения:

$$d_{кc} = 2,2d_{ш}, \quad (2)$$

$$S_{кc} = \frac{\pi d_{кc}^2}{4}. \quad (3)$$

3. Вычисляется наружный диаметр бурового снаряда:

$$d_{бсн} = D_{скв} - 2,2d_{ш}. \quad (4)$$

4. Определяется длина камеры смещения:

$$l_{кc} = 8d_{кc}. \quad (5)$$

5. Вычисляется высота технологических окон:

$$h_{то} = 1,25d_{ш}. \quad (6)$$

6. Рассчитывается оптимальная масса порции шаров:

$$m_{ш} = m_{1ш} \cdot N_{ш} = \frac{\rho_{ш} \pi d_{ш}^3 N_{ш}}{6}, \quad (7)$$

где  $N_{ш}$  – количество поднимающихся шаров в затрубном пространстве, вычисляемое по формуле:

$$N_{ш} = \frac{l_{бс} \cdot \pi (d_{бс} + D_{скв})}{d_{ш} C_1 \cdot 2d_{ш} C_2}, \quad (8)$$

где  $C_1$  – коэффициент, учитывающий зазор между рядами шаров,  $C_1=1,5$ ;  $C_2$  – коэффициент, учитывающий зазор между шарами в ряду  $C_2=1,5$ .

Формулы (1)-(8) получены на основе результатов проведенных авторами экспериментальных исследований.

7. Определяется скорость движения шаров, необходимая для разрушения горной породы в оптимальном режиме (Уваков, 1969; Штрассер, 1966):

$$v_{онм} = 2,15 \cdot \left( \frac{4(1-\mu_1^2)}{E_1} + \frac{4(1-\mu_2^2)}{E_2} \right)^2 \cdot \sqrt{\frac{gP_c^5}{\rho_{ш} d_{ш}^3 \left( \frac{4}{d_{ш}} - \frac{4}{0,78D_{скв}} \right)^2}} \quad (9)$$

8. При проходке скважин с интервалами, склонными к размыву стенок, рассчитывается максимально возможный расход бурового раствора  $Q_{рmax}$ :

$$Q_{рmax} = S_{свобт} v_{кпmax}, \quad (10)$$

где  $S_{свобт}$  – площадь сечения затрубного пространства между бурильными трубами и стенками скважины;  $v_{кпmax}$  – максимально допустимая скорость течения жидкости в кольцевом пространстве, равная 1,5 м/с.

9. По техническим характеристикам бурового насоса выбирается расход  $Q_p$ , величина которого должна быть меньше величины максимально возможного расхода  $Q_{рmax}$ .

10. Величина необходимой средней скорости промывочной жидкости в буровом снаряде определяется по формуле:

$$V_{бс} = V_{онм} / \varepsilon, \quad (11)$$

где  $\varepsilon$  – отношение скорости шаров к скорости жидкости в буровом снаряде, принимается равным 0,7 (Eckel et al., 1956).

11. Определяется требуемый коэффициент эжекции:

$$n = \frac{S_{кc} v_{бс}}{Q_p} - 1. \quad (12)$$

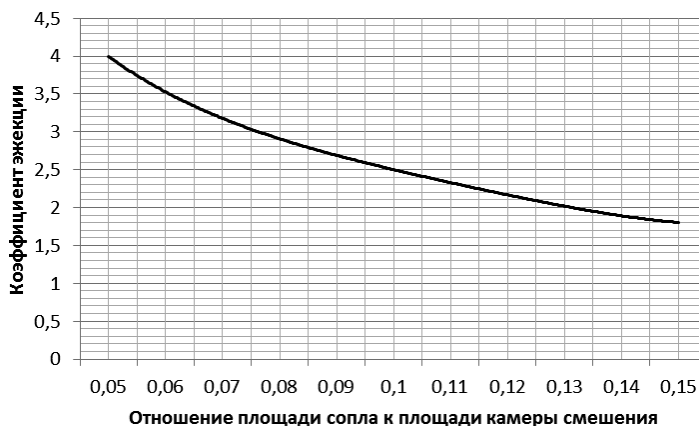


Рис. 4. Зависимость коэффициента эжекции от отношения площади сопла к площади камеры смещения (Eckel et al., 1956).

12. Проверяется возможность подъема шаров в зазоре между долотом и стенками скважины, т.е. сравнивается скорость жидкости при ее течении между буровым снарядом и стенками скважины со скоростью падения шаров при переходном и турбулентном режимах обтекания шаров, рассчитанной по формуле Риттингера:

$$v_{кп} = \frac{Q_c}{S_{свбс}} = \frac{4(1+n)Q_p}{\pi (D_{скв}^2 - d_{бс}^2)} \geq 5,11 \sqrt{\frac{d_{ш}(\rho_{ш} - \rho_{бр})}{\rho_{бр}}}. \quad (13)$$

13. По графику зависимости коэффициента эжекции от отношения площади сопла к площади камеры смещения (Рис. 4) при неизменном диаметре камеры смещения определяется требуемое отношение  $\alpha = S_c / S_{кc}$ .

Установлено, что значения коэффициента эжекции, в диапазоне значений от 2 до 4, являются наиболее приемлемыми. В случае его превышения ухудшаются условия выноса шлама, в результате чего уменьшается КПД струйного аппарата, и затрачивается дополнительная энергия на его измельчение.

14. Определяется диаметр и площадь выходного сечения сопла:

$$S_c = \alpha \cdot S_{кc}, \quad (14)$$

$$d_c = \sqrt{\frac{4 \cdot S_c \cdot \alpha}{\pi}}. \quad (15)$$

15. Перепад давления в сопле вычисляется по формуле (Попов и др., 2003):

$$\Delta P_c = \frac{Q_p^2 \cdot \rho_{бр}}{\gamma^2 \cdot 2 \cdot S_c^2}, \quad (16)$$

где  $\gamma$  – коэффициент расхода сопла, для коноидальных сопел равный 0,985.

Согласно (Кирсанов и др., 1981; Попов и др., 2003) рассчитанный перепад давления в сопле должен быть не более 13 МПа для предупреждения интенсивного износа сопла при течении через него бурового раствора.

16. По общеизвестным методикам рассчитываются потери давления в циркуляционной системе  $\Sigma(\Delta P_i)$ :

$$\Sigma(\Delta P_i) = \Delta P_T + \Delta P_{кп} + \Delta P_3, \quad (17)$$

где  $\Delta P_T$  – потери давления в бурильной колонне,  $\Delta P_{кп}$  – потери давления в затрубном пространстве,  $\Delta P_3$  – потери давления в зазоре между замками и стенками скважины.

В связи с малыми значениями не учитываются потери давления в следующих элементах циркуляционной системы: стояке, буровом рукаве, вертлюге, ведущей трубе и

задерживающем устройстве бурового снаряда.

17. Исходя из величин  $Q_p$ ,  $\Delta P_c$ ,  $\sum \Delta P_i$ , выбираются параметры бурового насоса. При этом необходимо руководствоваться следующими условиями:

$$Q_H \geq Q, \quad (18)$$

$$kP_H > \sum (\Delta P_i) + \Delta P_c, \quad (19)$$

где  $Q_H$  и  $P_H$  – расход и развиваемое давление одного или нескольких буровых насосов;  $k$  – коэффициент, учитывающий то, что рабочее давление нагнетания бурового насоса должно быть, согласно правилам ведения буровых работ, меньше паспортного на 20-30 %,  $k=0,7-0,8$  (Попов и др., 2003).

## Выводы

По результатам проведенной работы можно сделать следующие выводы.

1. Разработана методика расчета процессов шароструйного бурения при оптимальном режиме разрушения горных пород на забое, которая позволяет определять оптимальные геометрические параметры буровых снарядов, рациональные технологические параметры режима бурения, а также производить выбор насосного оборудования для конкретных геолого-технических условий.

2. В предложенной методике расчета шароструйного бурения необходимо учитывать следующие ограничения:

- при проходке скважин с интервалами, склонными к размыву ее стенок необходимо ограничить скорость восходящего потока путем введения значения предельного расхода промысловой жидкости;
- для улучшения условий выноса шлама следует проектировать буровые снаряды с коэффициентом эжекции, не превышающим 4;
- рассчитанный перепад давления в сопле не должен быть более 13 МПа для предупреждения интенсивного износа сопла при течении через него бурового раствора.

## Литература

- Давиденко А.Н., Игнатов А.А. Абразивно-механическое ударное бурение скважин. Днепропетровск: НГУ. 2013. 110 с.
- Заурбеков С.А. Повышение эффективности призабойных гидродинамических процессов при шароструйном бурении скважин. Автореф. дис. канд. техн. наук. Алматы. 1995. 18 с.
- Исаев Е.Д., Ковалев А.В., Алиев Ф.Р. Экспериментальные исследования технологических параметров режима шароструйного бурения. Сб. докладов Всерос. научно-технической конф. Томск: Изд-во Томского политех. ун-та. 2014. С. 68-83.
- Кирсанов А.Н., Зиненко В.П., Кардыш В.Г. Буровые машины и механизмы. М: Недра. 1981. 448 с.
- Ковалев А.В., Рябчиков С.Я., Алиев Ф.Р., Якушев Д.А., Горбенко В.М. Проблемы гидродинамических способов бурения скважин и основные направления для их решения. Известия Томского политехнического университета. 2015. Т. 326. № 3. С. 6-12.
- Ковалев А.В., Рябчиков С.Я., Вережкин А.В., Исаев Е.Д., Алиев Ф.Р. Определение оптимальной массы технологической порции шаров при шароструйном бурении. Горный информационно-ана-

литический бюллетень. 2015. № 6. С. 339-345.

Ковалев А.В., Рябчиков С.Я., Горбенко В.М., Исаев Е.Д., Алиев Ф.Р. Экспериментальные исследования влияния технологических параметров шароструйного бурения на диаметр скважины. Горный информационно-аналитический бюллетень. 2015. № 6. С. 346-352.

Кожевников А.А., Давиденко А.Н. Гидромеханический и эрозийный способы разрушения горных пород при бурении скважин. М: ВИЭМС. 1987. 45 с.

Константинов Т.Е., Исаев Е.Д. Экспериментальные исследования шароструйно-эжекторных снарядов с целью разработки методики для их расчета. Труды XIX Межд. симпозиума «Проблемы геологии и освоения недр». Томск: Изд. ТПУ. 2015. С. 392-397.

Леджервуд Л.У. Обзор работ по созданию усовершенствованных способов бурения нефтяных скважин. М: ГОСИНТИ. 1961. 258 с.

Попов А.Н., Спивак А.И., Акбулатов Т.О. и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. М: Недра. 2003. 509 с.

Уваков А.Б. Шароструйное бурение. М: Недра. 1969. 207 с.

Штрассер В.В. Исследование процессов разрушения горных пород ударами шаров (к теории шароструйного бурения). Дис. канд. техн. наук. Алма-Ата. 1966. 217 с.

Eckel I.E., Deily F.H., Ledgerwood L.W. Development and testing of jet pump pellet impact drill bits. Petroleum Transactions, AIME. Dallas. 1956. V. 207.

Kovalyov A.V. Ryabchikov S.Ya., Isaev Ye.D., Aliev F.R., Gorbenko M.V., Strelnikova A.B. Designing the ejector pellet impact drill bit for hard and tough rock drilling. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2015. V. 24. URL: <http://iopscience.iop.org/1755-1315/24/1/012016>

## Сведения об авторах

Артема Владимирович Ковалев – старший преподаватель, Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Россия, 634034, Томск, пр. Ленина, 43А

Тел: +7(952) 889-03-95, e-mail: [arteka011287@mail.ru](mailto:arteka011287@mail.ru)

Сергей Яковлевич Рябчиков – доктор тех. наук, доцент, профессор-консультант, Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Россия, 634034, Томск, пр. Ленина, 43А

Вячеслав Михайлович Горбенко – ведущий инженер Технологического отдела; аспирант кафедры теоретической и прикладной механики, Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Россия, 634034, Томск, пр. Ленина, 43А

Михаил Владимирович Горбенко – канд. тех. наук, доцент кафедры теоретической и прикладной механики, Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Россия, 634034, Томск, пр. Ленина, 43А

Лев Алексеевич Саруев – доктор тех. наук, профессор, Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Россия, 634034, Томск, пр. Ленина, 43А

Статья поступила в редакцию 25.02.2016

## Calculation of Ball Jet Drilling Processes in the Optimal Mode of Rock Destruction

A.V. Kovalyov, S.Ya. Ryabchikov, V.M. Gorbenko, M.V. Gorbenko, L.A. Saruev

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

**Abstract.** This article is devoted to the study of ball jet drilling method, which in the future may increase the mechanical speed and driving of the bit during drilling of solid rocks for various purposes. Ball jet method of drilling wells is to destroy rocks by strikes of metal balls continuously circulating in the near wellbore area by means of a jet system, laid to the basis of ball jet – ejector drilling unit. The main advantages of ball jet drilling include simplicity of drill construction, absence of necessity in the bit rotation and creation of axial load on it. Destruction of rocks by ball strikes can occur in a variety of modes, the most effective of which is the optimal (volumetric), accompanied by the formation of a large chipping funnel. The aim of this work is to develop methods for calculating ball jet drilling processes in the optimal mode of rock destruction.

Method of calculation is based on the results obtained by the authors of theoretical and experimental studies, as well as some provisions of the predecessors. It allows us to determine the optimal geometric parameters of the drilling units, rational technological parameters of drilling mode, and also to make the choice of pumping equipment for specific geological and technical conditions. In the proposed calculation method the values of the washing liquid flow are limited in the presence of intervals intent to erosion of the borehole walls, the ejection rate of the jet device and the pressure drop on the nozzle to prevent its intense wear at the expiration of the drilling fluid.

**Keywords:** destruction of rocks, rock destruction tool, ball jet drilling, ball jet - ejector drilling unit, jet device, solid rocks.

## References

- Davidenko A.N., Ignatov A.A. Abrasive-mechanical percussive drilling. Dnepropetrovsk: NGU. 2013. 110 p. (In Russ.)
- Eckel I.E., Deily F.H., Ledgerwood L.W. Development and testing of jet pump pellet impact drill bits. *Petroleum Transactions, AIME*. Dallas. 1956. V. 207.
- Isaev E.D., Kovalyov A.V., Aliev F.R. Eksperimental'nye issledovaniya tekhnologicheskikh parametrov rezhima sharostruynogo bureniya [Experimental research of technological parameters of the ball jet drilling mode]. *Sb. dokladov Vseros. nauchno-tekh. konf.* [Proc. All-Russian Sci. and Tech. Conf.], Tomsk: Publ. house of Tomsk Polytechnic University. 2014. Pp. 68-83. (In Russ.)
- Kirsanov A.N., Zinenko V.P., Kardyshev V.G. Burovye mashiny i mekhanizmy [Drilling machines and mechanisms]. Moscow: Nedra Publ. 1981. 448 p. (In Russ.)
- Konstantinov T.E., Isaev E.D. Eksperimental'nye issledovaniya sharostruyno-ezhektornykh snaryadov s tsel'yu razrabotki metodiki dlya ikh rascheta [Experimental studies of the ball jet-ejector drilling units in order to develop methodology for calculating them]. *Trudy XIX Mezhd. simpoziuma «Problemy geologii i osvoeniya nedr»* [Proc. XIX Int. Symposium «Problems of Geology and exploitation of the Earth interior»]. Tomsk: Izd. TPU. 2015. Pp. 392-397. (In Russ.)
- Kovalyov A.V., Ryabchikov S.Ya., Aliev F.R., Yakushev D.A., Gorbenko V.M. Problemy gidrodinamicheskikh sposobov bureniya skvazhin i osnovnye napravleniya dlya ikh resheniya [Problems of the hydrodynamic methods of drilling and the main directions for their solution]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*. 2015. V. 326. No. 3. Pp. 6-12. (In Russ.)
- Kovalyov A.V., Ryabchikov S.Ya., Verevkin A.V., Isaev E.D., Aliev F.R. Opredelenie optimal'noy massy tekhnologicheskoy portsiy sharov pri sharostruynom bureni [Estimation of pellet optimal technological portion during pellet impact drilling]. *Gornyy informatsionno-analiticheskiy byulleten' = Mining informational and analytical bulletin*. Moscow: Gornaya kniga Publ. 2015. No. 6. Pp. 339-345. (In Russ.)

Kovalyov A.V., Ryabchikov S.Ya., Gorbenko V.M., Isaev E.D., Aliev F.R. Eksperimental'nye issledovaniya vliyaniya tekhnologicheskikh parametrov sharostruynogo bureniya na diametr skvazhiny [Experimental studies of technological parameters influence on well diameter during pellet impact drilling]. *Gornyy informatsionno-analiticheskiy byulleten' = Mining informational and analytical bulletin*. Moscow: Gornaya kniga Publ. 2015. No. 6. Pp. 346-352. (In Russ.)

Kovalyov A.V., Ryabchikov S.Ya., Isaev E.D., Aliev F.R., Gorbenko M.V., Strelnikova A.B. Designing the ejector pellet impact drill bit for hard and tough rock drilling. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2015. V. 24. URL: <http://iopscience.iop.org/1755-1315/24/1/012016>

Kozhevnikov A.A., Davidenko A.N. Gidromekhanicheskiy i erozionnyy sposoby razrusheniya gornykh porod pri bureni skvazhin. [Hydromechanic and erosive methods of rocks destruction in the process of drilling]. Moscow: VIEMS. 1987. 45 p. (In Russ.)

Ledzhervud L.U. Obzor rabot po sozdaniyu usovershenstvovannykh sposobov bureniya neftnykh skvazhin [Review of works on developing the improved methods of oil drilling]. Moscow: GOSINTI. 1961. 258 p. (In Russ.)

Popov A.N., Spivak A.I., Akbulatov T.O. et al. Tekhnologiya bureniya neftnykh i gazovykh skvazhin [The technology of drilling oil and gas wells]. Moscow: Nedra Publ. 2003. 509 p. (In Russ.)

Shtasser V.V. Issledovanie protsessov razrusheniya gornykh porod udarami sharov (k teorii sharostruynogo bureniya) [Investigation of the processes of rocks destruction by hitting balls (toward the theory of ball jet drilling)]. Diss. kand. techn. nauk. [Cand. techn. sci. diss.]. Alma-Ata. 1966. 217 p. (In Russ.)

Uvakov A.B. Sharostruynoe burenie [Ball jet drilling]. Moscow: Nedra Publ. 1969. 207 p. (In Russ.)

Zaurbekov S.A. Povyshenie effektivnosti prizaboynykh gidrodinamicheskikh protsessov pri sharostruynom bureni skvazhin [Improving the efficiency of bottomhole hydrodynamic processes during the ball jet drilling]. Avtoref. Diss. kand. techn. nauk [Abstract Cand. techn. sci. diss.]. Almaty. 1995. 18 p. (In Russ.)

**For citation:** Kovalyov A.V., Ryabchikov S.Ya., Gorbenko V.M., Gorbenko M.V., Saruev L.A. Calculation of Ball Jet Drilling Processes in the Optimal Mode of Rock Destruction. *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 2. Pp. 102-106. DOI: 10.18599/grs.18.2.5

## Information about authors

*Artem V. Kovalev* – Senior Lecturer, National Research Tomsk Polytechnic University  
Russia, 634034, Tomsk, Lenina av., 43A  
Phone: +7(952) 889-03-95, e-mail: [arteka011287@mail.ru](mailto:arteka011287@mail.ru)

*Sergey Ya. Ryabchikov* – Doctor of Science (Techn.), dotsent, professor-konsultant, National Research Tomsk Polytechnic University  
Russia, 634034, Tomsk, Lenina av., 43A

*Vyacheslav M. Gorbenko* – Leading Engineer of the Technology division; PhD student of the Chair of Theoretical and Applied Mechanics, National Research Tomsk Polytechnic University  
Russia, 634034, Tomsk, Lenina av., 43A

*Mikhail V. Gorbenko* – PhD (Techn.), Associate Professor of the Chair of Theoretical and Applied Mechanics, National Research Tomsk Polytechnic University  
Russia, 634034, Tomsk, Lenina av., 43A

*Lev A. Saruev* – Doctor of Science (Techn.), Professor, National Research Tomsk Polytechnic University  
Russia, 634034, Tomsk, Lenina av., 43A

Manuscript received February 25, 2016

УДК 622.276

# Об опыте разработки бобриковского горизонта Сабанчинского месторождения с применением компьютерного моделирования



А.Г. Хабибрахманов

Нефтегазодобывающее управление «Бавлынефть» ПАО «Татнефть», Бавлы, Россия

На месторождениях Татарстана опытно-промышленные работы по испытанию циклического заводнения ведутся с 1972 г. После успешного применения циклического заводнения на ранних этапах разработки данная технология очень редко подвергалась изменению, и для большинства скважин длина полцикла остается неизменной на протяжении многих лет. Экспериментальные данные свидетельствуют о том, что показатели циклического воздействия с точки зрения полноты использования закачки с увеличением продолжительности циклов уменьшается. Эффективность технологии после осуществления 5-7 циклов заметно снижается, и необходима ее периодическая модификация на основе коррекции времени циклов нагнетательных скважин, изменения направления фильтрационных потоков и обработок призабойных зон в нагнетательных скважинах.

В статье на основе реализованного на практике компьютерного моделирования сделаны выводы: эффективность циклического заводнения падает после осуществления 4-5 циклов, при изменении параметров нестационарной закачки получен положительный результат в виде прироста добычи нефти и уменьшения обводненности, применение потокоотклоняющих технологий в нагнетательных скважинах увеличивает технологический эффект от мероприятия, моделирование в совокупности с аналитическими методиками позволяет подобрать наиболее оптимальный вариант корректировки технологических параметров при нестационарном воздействии.

Практическая реализация изменения циклического заводнения, освоенного в производстве и внедренного на эксплуатационном объекте, обеспечивает существенное повышение эффективности добычи углеводородно-сырья с обеспечением высокой экономической эффективности.

**Ключевые слова:** компьютерное моделирование, обводненность продукции, разработка, бобриковский горизонт, дополнительная добыча нефти, эффективность.

**DOI:** 10.18599/grs.18.2.6

**Для цитирования:** Хабибрахманов А.Г. Об опыте разработки бобриковского горизонта Сабанчинского месторождения с применением компьютерного моделирования. *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 2. С. 107-110. DOI: 10.18599/grs.18.2.6

В 1963 г. скважиной № 27, пробуренной в сводовой части поднятия по кровле бобриковского горизонта, открыто Сабанчинское нефтяное месторождение. По результатам геофизических исследований Сабанчинское месторождение не представляло промышленной ценности, но руководство геологической службы, вопреки фактическому материалу, смогло и доказало необходимость разбуривания месторождения. Доразведку Сабанчинского месторождения вели оценочными скважинами из-за недостаточности дорогостоящего разведочного метража. Оценочные скважины бурились от «известного к неизвестному», что позволяло ускорить изучение Сабанчинских залежей.

Для доизучения геологического строения и оконтуривания залежи нефти в 1971 г. цехом бурения НГДУ «Бавлынефть» было начато разбуривание месторождения оценочными скважинами, результаты исследования и опробования которых привели к коренной переоценке запасов нефти. В сравнительно короткие сроки были доказаны промышленные запасы в 20 раз превосходящие те, которые были ранее переданы на баланс управления. Разбуривание по технологической схеме было начато в 1973 г., и в этом же году оно было введено в промышленную разработку.

Залежь бобриковского горизонта, как и предусматривалось технологической схемой, разрабатывалась с применением законтурного, избирательного и линейного заводнения. Закачка воды была начата с 1974 г. В продуктив-

ный пласт закачивалось по 4,8-6,1 тыс. м<sup>3</sup>/сут. воды, что составляло 96-115 % к отбору жидкости. В процессе разработки бобриковской залежи Сабанчинского месторождения отмечалась высокая эффективность законтурного, избирательного и линейного заводнения. В результате применения заводнения залежь разрабатывалась высокими темпами, что вызывало интенсивное обводнение добывающих скважин (Хисамов и др., 2016).

В настоящее время в разработке находятся все эксплуатационные объекты – бобриковский, данково-лебедянский и пашийский. Максимальная добыча нефти 1586 тыс. т на месторождении была достигнута в 1982 г., темп отбора от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) составлял при этом 3,7 %. Всего на месторождении добыто 35,3 млн. т нефти и 171,9 млн. т жидкости. Базовым эксплуатационным объектом является бобриковский горизонт по которому отобрано 34,1 млн. т нефти, что составляет 96,6 % от суммарной добычи нефти по месторождению в целом, в эксплуатации находятся 18 залежей нефти.

По состоянию на 01.01.2016 г. накопленная добыча нефти по бобриковскому объекту – 85,9 % от НИЗ, накопленная добыча жидкости – 168,9 млн. т, текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) – 0,334 доли ед. Динамика разработки бобриковского горизонта приведена на рис. 1.

В настоящее время на бобриковском горизонте сложилась блоковая система заводнения, дополненная законтурными и очаговыми нагнетательными скважинами. Все-

го с начала разработки закачано 166,7 млн. м<sup>3</sup> воды, накопленная компенсация отбора жидкости закачкой воды составила 100,7 %, средняя приемистость – 128 м<sup>3</sup>/сут.

В 2015 г. добыто 509,8 тыс. т нефти и 5163,8 тыс. т жидкости, обводненность продукции составила 90,1 %. Закачано 4833,6 тыс. м<sup>3</sup> воды, текущая компенсация отбора закачкой – 100,3 %. Среднесуточный дебит действующих скважин по нефти – 4,9 т/сут, по жидкости – 48,9 т/сут.

С момента вступления Сабанчинского месторождения в последнюю стадию разработки, характеризующуюся высокой обводненностью добываемой продукции и падением уровня добычи нефти, возникла необходимость доизвлечения остаточной нефти за счет увеличения охвата пластов вытеснением, так как значительные запасы нефти остаются невыработанными вследствие низкого охвата пластов вытеснением из-за послойной и зональной неоднородности.

В этих условиях свою эффективность показало применение нестационарного заводнения с изменением направлений фильтрационных потоков. Нестационарные методы воздействия заводнением являются наиболее апробированными и распространенными и, что немаловажно, не требуют существенных капитальных затрат на внедрение их на промыслах. Механизм его воздействия основывается на увеличении охвата не вовлеченных в разработку участков продуктивных пластов. Оно приводит к возникновению градиента давления между высоко- и низкопроницаемыми прослоями, что способствует внедрению воды в зоны с низкими фильтрационно-емкостными свойствами и их подключению в активную разработку (Сургучев, 1965).

Экспериментальные данные свидетельствуют о том, что показатели циклического воздействия с точки зрения полноты использования закачки с увеличением продолжительности циклов улучшаются, и эффективность технологии после осуществления 5-7 циклов заметно снижается, и необходима ее периодическая модификация (Владимиров, 2004).

Было сделано предположение о возможной необходимости проведения периодической корректировки продолжительности полцикла и закачиваемых объемов для повышения эффективности процесса.

В 2012 г. НГДУ «Бавлынефть» инициировало работу по совершенствованию системы разработки бобриковского горизонта Сабанчинского нефтяного месторождения на основе геолого-гидродинамического моделирования. С января 2013 г. по май 2014 г. создавались геологическая и гидродинамическая модели эк-

сплуатационного объекта. На опытном участке (район скважин №№ 1558-2193-2105, рис. 2) моделировались геолого-технические мероприятия (ГТМ), выбирались наиболее эффективные, затем они проводились на скважинах, и оценивался фактический результат с ожидаемыми показателями по модели.

Приоритетным было выбрано направление оптимизации объемов добычи жидкости и закачки воды по скважинам. Анализ проведенных ГТМ показал приемлемую сходимость в прогнозном и фактическом приросте и как следствие состоятельность подхода оптимизации системы разработки на основе моделирования.

Средства гидродинамического моделирования процессов разработки позволяют определить оптимальные режимы работы добывающих и нагнетательных скважин. Решение задачи осуществляется на основе геолого-гидродинамической модели, на которой учтены особенности геологического строения участка, и дано представление о распределении фильтрационных потоков. В качестве базового принят вариант поддержания уровня добычи нефти

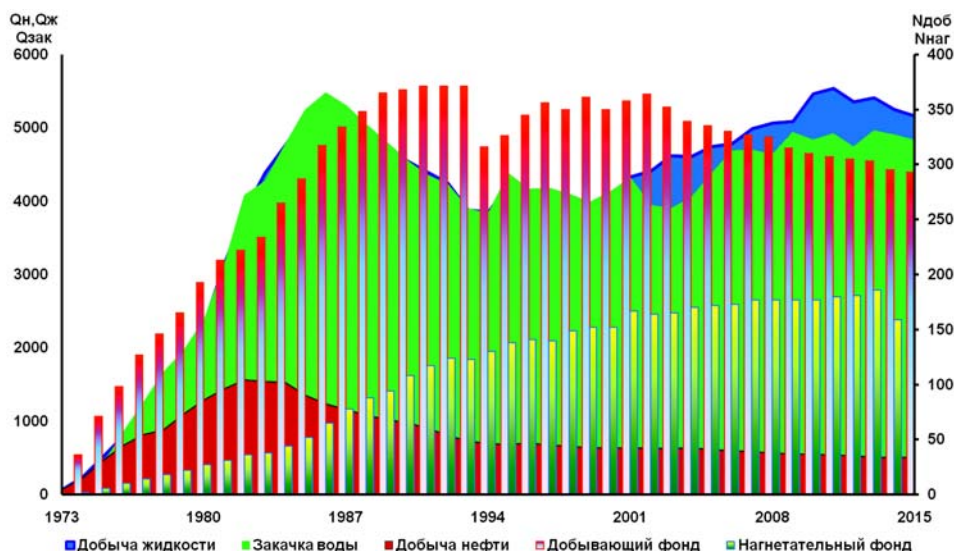


Рис. 1. Динамика основных показателей разработки бобриковского эксплуатационного объекта.

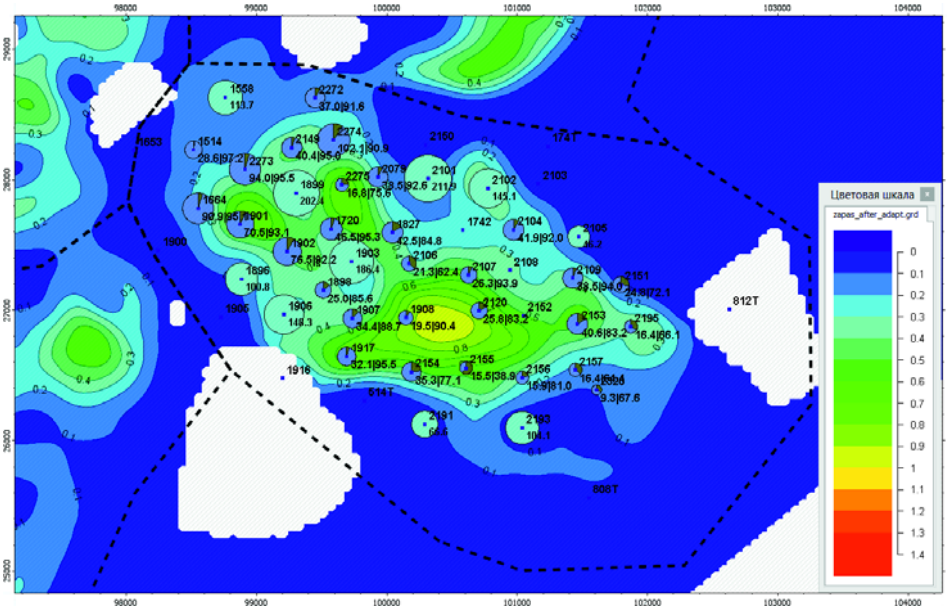


Рис. 2. Распределение плотности остаточных подвижных запасов.



постоянным. Для соблюдения данного условия на первом этапе подбирались объемы закачки нагнетательных скважин при стационарном режиме, обеспечивающие минимальный прирост обводненности при фиксированном отборе нефти. В дальнейшем для подключения низкопроницаемых пропластков производился расчет циклической закачки из соблюдения условия минимизации превышения обводненности относительно базового. Подбор частоты смены циклов изначально осуществлялся с использованием аналитических методик. При реализации подхода подбор частоты смены циклов производился исходя из упругой характеристики пласта с учетом положения фронта нагнетания для каждой нагнетательной скважины, определенного на основе адаптированной геолого-гидродинамической модели (Лощева и др., 2015).

Расчет циклической закачки на гидродинамической модели с корректировкой данных аналитических методик позволил уточнить время цикла (40 дней) и достичь наибольшего снижения обводненности по скважинам при одинаковом уровне добычи нефти.

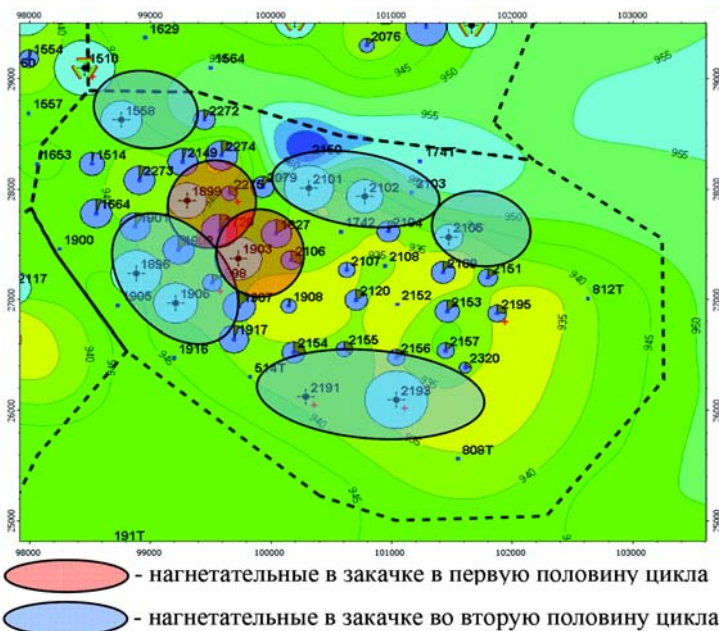


Рис. 3. Схема участка циклического заводнения. 1 – нагнетательные в закачке в первую половину цикла, 2 – нагнетательные в закачке во вторую половину цикла.

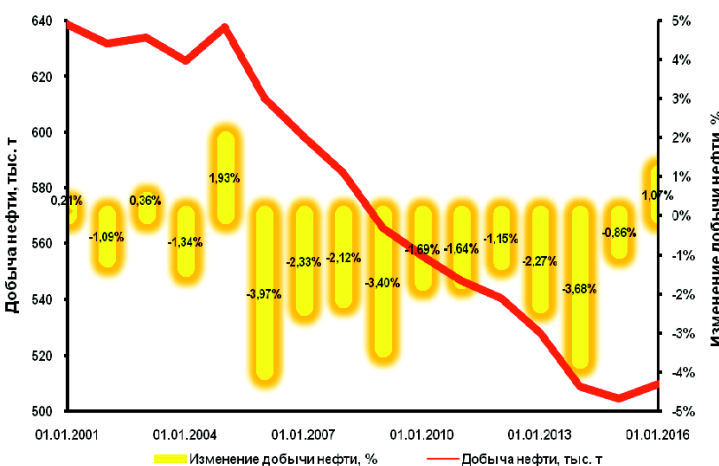


Рис. 4. Результаты оптимизации разработки бобриковского горизонта.

С 01.05.2014 г. начато промышленное внедрение путем корректировки объемов закачки опытного участка, а также изменение длины полуцикла до 20 дней (Рис. 3). При прогнозной дополнительной добычи нефти по опытному участку 2,1 тыс. т фактически получили 3,1 тыс. т. Средний дебит нефти одной скважины опытного участка увеличился на 13 % – от 4,64 до 5,25 т/сут, при практически неизменном дебите жидкости – от 40,64 до 40,98 т/сут. При этом отмечено снижение обводненности продукции добывающих скважин от 89 до 86 %. Коэффициент эксплуатации добывающих скважин как в целом по участку, так и отдельных скважинах изменился не существенно. К концу 2014 г. мероприятия по оптимизации системы поддержания пластового давления были выполнены по всему опытному участку. Причиной превышения расчетных показателей можно считать дополнительное снижение обводненности за счет проведения ряда обработок в 2014 г. нагнетательных скважин потокоотклоняющими технологиями.

Комплекс реализованных на опытном участке мероприятий включил в себя следующее:

- коррекция времени циклов нагнетательных скважин;
- применение изменения направления фильтрационных потоков;
- применение обработок призабойной зоны нагнетательных скважин потокоотклоняющими составами.

Результатом промышленного внедрения стало (Рис. 4):

- с мая 2014 г. – сократились темпы падения добычи нефти с 3,68 до 0,68 %;
- в 2015 г. – увеличились темпы добычи нефти на 1,07 % по сравнению с 2014 г.;
- дополнительная добыча нефти в 2015 г. по сравнению с 2014 г. составила 5,4 тыс. т;
- дополнительная добыча нефти по сравнению с базовой составила 24 тыс. т.

В 2015 г. для внедрения мероприятий, прошедших промышленную апробацию, было выбрано еще 5 участков:

- участок района скважин №№ 2310-2292-127 – отобрано от НИЗ – 40,6 %, обводненность продукции – 92,1 %;
- участок района скважин №№ 1721-1572-2136 – отобрано от НИЗ – 64,5 %, обводненность продукции – 91,7 %;
- участок района скважин №№ 1821-2041-98 – отобрано от НИЗ – 35,5 %, обводненность продукции – 92,8 %;
- участок района скважин №№ 1564-1614-1617 – отобрано от НИЗ – 46,7 %, обводненность продукции – 94,9 %;
- опытный участок района скважин №№ 1558-2193-2105 – отобрано от НИЗ – 83,7 %, обводненность продукции – 86,6 %;

Дополнительная добыча нефти по пяти участкам на 01.01.2016 г. составила 3,4 тыс. т при сокращении отбора воды в объеме 248,5 тыс. т.

В сумме технологический эффект за два года реализации проекта составил 35 тыс. т дополнительной нефти при сокращении отбора воды в объеме 885,2 тыс. т.

Расходы НГДУ «Бавлынефть» ПАО «Татнефть» на создание и сопровождение действующей модели бобриковского горизонта Сабанчинского месторождения в 2013-2015 гг. составили 4,9 млн. р. Чистый дисконтиро-

ванный доход от дополнительной добычи нефти составил 155,9 млн. р., а от сокращения отбора попутно добываемой с нефтью воды 9,7 млн. р.

На основе полученных результатов принято решение:

1. Охватить детальным рассмотрением все участки Сабанчинского нефтяного месторождения;

2. Подготовить и апробировать на постоянно действующие модели мероприятий по совершенствованию системы разработки бобриковского горизонта по каждому обособленному участку и по месторождению в целом для обеспечения добычи нефти согласно стратегических уровней в 2016 г.;

3. Подобрать каждой добывающей и нагнетательной скважине оптимальный режим работы;

4. Перейти от сопровождения моделей институтом ТатНИПИнефть для чего, оборудовать рабочее место необходимой орг.техникой и самостоятельно начать моделировать ГТМ;

5. Помимо Сабанчинского месторождения начать работы по моделированию ГТМ на Бавлинском, Тат-Кандызском и Матросовском месторождениях НГДУ «Бавлынефть».

## Литература

Владимиров И.В. Нестационарные технологии нефтедобычи: (этапы развития, современное состояние и перспективы). М: ВНИИОЭНГ. 2004. 215 с.

Лощева З.А., Вафин А.Р., Хабиброва Л.К., Бакиров И.И. Оптимизация нестационарного заводнения с применением гидродинамического моделирования как инструмент выработки трудноизвлекаемых запасов на месторождениях с длительной историей разработки. *Вестник ЦКР Роснедра*. 2015. № 4. С. 46-53.

Сургучев М.Л. Об эффективности импульсного (циклического) воздействия на пласт для повышения его нефтеотдачи. *Научно-технический сборник по добыче нефти*. М: Недра. 1965. Вып. 27. С. 66-72.

Хисамов Р.С. Хабибрахманов А.Г., Яртиев А.Ф., Ханнанов Р.Г., Подавалов В.Б., Морозов П.Г. Сабанчинское нефтяное месторождение: история, анализ разработки, перспективы. Казань: Изд-во «Ихлас». 2016. 320 с.

## Сведения об авторе

*Азат Гумерович Хабибрахманов* – начальник Нефтегазодобывающего управления «Бавлынефть» ПАО «Татнефть»

Россия, 423930, Республика Татарстан, Бавлы, ул. Гоголя, д. 20. Тел: +7(85569) 45-111, e-mail: bvneft@tatneft.ru

Статья поступила в редакцию 04.04.2016

# The Development Experience of Bobrikovian Horizon in Sabanchinsky Deposit Using Computer Simulation

*A.G. Khabibrakhmanov*

*Oil and Gas Production Department «Bavlyneft» PJSC Tatneft, Bavlly, Russia*

**Abstract.** In the fields of Tatarstan pilot projects for testing cyclic flooding are being conducted since 1972. Following the success of cyclic waterflooding in the early stages of the development, this technology was rarely changed, and for most wells the length of half-cycle remains unchanged for many years. Experimental data indicate that the cyclic exposure parameters are reduced in terms of completeness of injection with an increase in cycle duration. The effectiveness of the technology after 5-7 cycles is significantly reduced; there is need for periodic revision on the basis of correction time of injection well cycles, changing the direction of filtration flow and treatment of bottomhole zones in injection wells.

The article includes the following conclusions based on the implemented computer simulations: the effectiveness of cyclic waterflooding falls after 4-5 cycles; when changing unsteady injection parameters the positive results are obtained in the form of increase in oil production and reduction of water content; the use of flow deflection technologies in injection wells increases the technological effect from the event, simulation in conjunction with analytical methods allows us to choose the optimal adjustment of process parameters in unsteady exposure. The practical implementation of the cyclic flooding changes, utilized in the production and implemented at the operational facilities, provides a significant increase in the hydrocarbon production efficiency to ensure high economic effectiveness.

**Keywords:** computer modeling, water production, development, Bobrikovian horizon, additional oil production, efficiency.

## References

Loshcheva Z.A., Vafin A.R., Khabirova L.K., Bakirov I.I. Optimization of non-stationary flooding by means of a reservoir model as an approach for development of hard-to-recover reserves in aging fields. *Vestnik TsKR Rosnedra = Bulletin of Central Oil and Gas Field Development Commission*. 2015. No. 4. Pp. 46-53. (In Russ.)

Khislamov R.S. Khabibrakhmanov A.G., Yartiev A.F., Khannanov R.G., Podavalov V.B., Morozov P.G. Sabanchinskoye neftyanoe mestorozhdenie: istoriya, analiz razrabotki, perspektivy [Sabanchinskoye oil field: history, development analysis and perspectives]. Kazan: Ikhlal Publ. 2016. 320 p. (In Russ.)

Surguchev M.L. Ob effektivnosti impul'snogo (tsiklicheskogo) vozdeystviya na plast dlya povysheniya ego nefteotdachi [The effectiveness of a pulsed (cyclic) stimulation to improve its recovery]. *Nauchno-tehnicheskiiy sbornik po dobyche nefri* [Scientific and technical collected papers of oil production]. Moscow: Nedra Publ. 1965. Is. 27. Pp. 66-72. (In Russ.)

Vladimirov I.V. Nestatsionarnye tekhnologii nefteobychi: (etapy razvitiya, sovremennoe sostoyanie i perspektivy) [Unsteady oil production technologies (stages of development, the current state and prospects)]. Moscow: VNIIOENG Publ. 2004. 215 p. (In Russ.)

**For citation:** Khabibrakhmanov A.G. The Development Experience of Bobrikovian Horizon in Sabanchinsky Deposit Using Computer Simulation. *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 2. Pp. 107-110. DOI: 10.18599/grs.18.2.6

## Information about author

*Azat G. Khabibrakhmanov* – Head of the Oil and Gas Production Department «Bavlyneft» PJSC Tatneft

Russia, 423930, Tatarstan Republic, Bavlly, Gogolya str., 20. Phone: +7(85569) 45-111, e-mail: bvneft@tatneft.ru

Manuscript received April 04, 2016

УДК 622.276

# Эффективность бурения скважин на Коробковском участке Бавлинского месторождения



В.Б. Подалов<sup>1</sup>, А.Ф. Яртиев<sup>2,3</sup>, П.Г. Морозов<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Нефтегазодобывающее управление «Бавлынефть» ПАО «Татнефть», Бавлы, Россия

<sup>2</sup>Институт ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть», Бузульма, Россия

<sup>3</sup>Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

Кизеловский горизонт турнейского яруса Бавлинского месторождения сложен известняками, разработка которого была начата в 1976 г. Наиболее разбуренным как вертикальными, так и горизонтальными скважинами на кизеловском объекте является 6 блок, на долю которого приходится 53 % горизонтальных скважин, пробуренных на месторождении. В 2002 г. Институтом ТатНИПИнефть в тесном сотрудничестве со специалистами геологической службы НГДУ «Бавлынефть» предложена новая комплексная технология разработки карбонатных коллекторов. Технология включает в себя площадную девятиточечную систему расположения скважин с горизонтальными и вертикальными стволами и нагнетательной скважиной в центре элемента. Разбуривание залежи рекомендуется проводить в определенном порядке: в первую очередь осуществляется бурение скважин для межскважинной перекачки воды, а затем, после изучения геологических особенностей разбуриваемого элемента, ведется бурение нагнетательных скважин. По результатам их бурения изучается геологическое строение, строятся структурные карты, карты общих и нефтенасыщенных толщин. Производят замеры приемистости пласта, пластового давления. Бурение скважин для межскважинной перекачки воды и нагнетательных скважин с одного куста позволяет сократить расходы на магистральные водоводы высокого давления и перекачивать воду без ее охлаждения, т.е. использовать преимущества изотермического заводнения. Результатом применения технологии стал ежегодный рост добычи нефти по кизеловскому горизонту Коробковского участка Бавлинского нефтяного месторождения.

**Ключевые слова:** добыча нефти, эксперимент, нефтеотдача, кизеловский горизонт, опытный участок.

**DOI:** 10.18599/grs.18.2.7

**Для цитирования:** 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

В карбонатных отложениях турнейского яруса Бавлинского месторождения Республики Татарстан нефтеносным является кизеловский горизонт. Кровельная часть продуктивного горизонта характеризуется лучшими коллекторскими свойствами, по сравнению со срединной и подошвенной частями кизеловского горизонта, сложенными уплотненными, слабонефтенасыщенными породами. Залежь нефти 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., песчаность разреза пласта – 0,69 доли ед. Нефти характеризуются средней вязкостью 20,8 мПа\*с, плотностью – 872,5 кг/м<sup>3</sup> в пластовых условиях, давлением насыщения – 3,3 МПа. По содержанию серы нефть является сернистой.

Наиболее разбуренным как вертикальными (ВС), так и горизонтальными скважинами (ГС) на кизеловском объекте является 6 блок, на долю которого приходится 53 % ГС, пробуренных на месторождении (Хисамов и др., 2015).

На рис. 1 приведена система разработки кизеловского горизонта Коробковского участка Бавлинского месторождения.

В 2002 г. институтом ТатНИПИнефть в тесном сотрудничестве со специалистами геологической службы НГДУ «Бавлынефть» предложена новая комплексная технология разработки карбонатных коллекторов.

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. Разбуривание залежи рекомен-

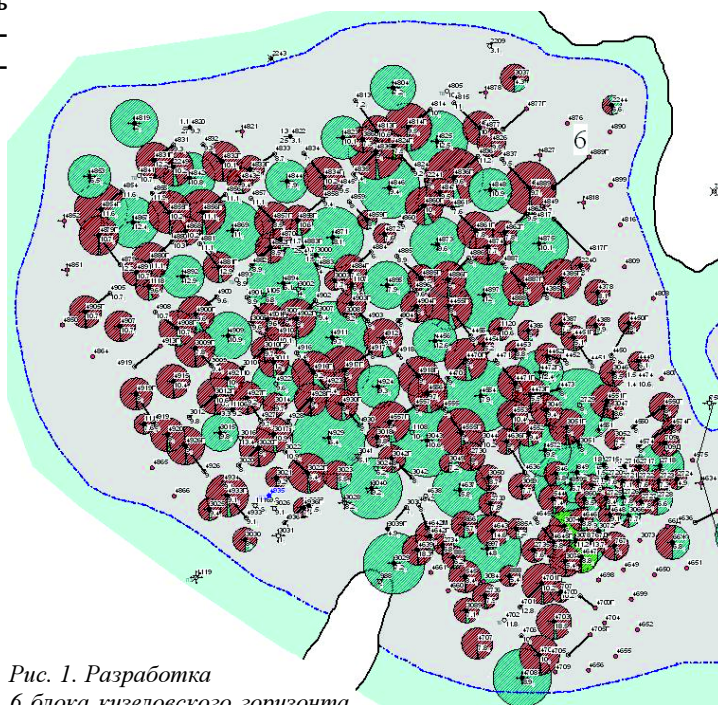


Рис. 1. Разработка 6 блока кизеловского горизонта Коробковского участка Бавлинского месторождения.

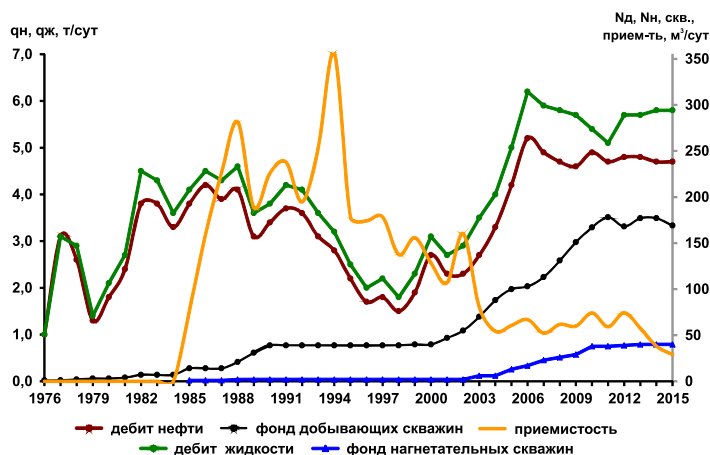


Рис. 2. Динамика основных показателей разработки б блока кизеловского горизонта Коробковского участка.

дуется проводить в определенном порядке: в первую очередь осуществляется бурение скважин для межскважинной перекачки воды, а затем, после изучения геологических особенностей разрабатываемого элемента, вести бурение нагнетательных скважин. По результатам их бурения изучается геологическое строение, строятся структурные карты, карты общих и нефтенасыщенных толщин. Производят замеры приемистости пласта, пластового давления (Хисамов и др., 2001).

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 пластовой воды, как вытесняющего агента, должна быть чередующейся (Бакиров и др., 2013).

Бурение скважин для межскважинной перекачки воды

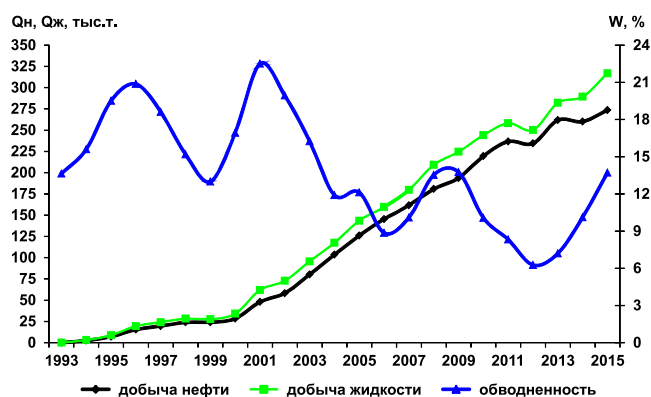


Рис. 3. Динамика работы ГС на кизеловском горизонте Коробковского участка.

и нагнетательных скважин с одного куста позволяет сократить расходы на магистральные водоводы высокого давления и перекачивать воду без ее охлаждения, т.е. использовать преимущества изотермического заводнения.

После уточнения геологического строения разрабатываемого элемента проводят бурение наклонно-направленных и ГС равноудаленно от нагнетательных скважин. Горизонтальный ствол, также как и перфорацию в наклонно-направленных добывающих скважинах, необходимо проводить в кровельной части продуктивного пласта. Этим достигается равномерный охват пласта фильтрационным потоком снизу вверх. Отбор продукции скважин, как и закачка воды осуществляются в циклическом режиме.

Для увеличения темпов добычи нефти и повышения нефтеотдачи залежи предусматривается применение системы последовательного солянокислотного воздействия на пласт по мере снижения продуктивности скважин, потокоотклоняющими технологиями. С 2002 г. разбуривание и эксплуатация Коробковского участка осуществляется по принятой технологии.

Динамика основных показателей разработки кизеловского горизонта Коробковского участка Бавлинского мес-

Показатели	После внедрения технологии													
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Добывающий фонд, скв.	58	70	89	97	102	111	132	150	158	170	168	177	177	172
в т.ч. горизонтальный (введено за год)	3 (2)	8 (5)	14 (6)	23 (9)	27 (4)	37 (10)	46 (9)	57 (11)	65 (8)	71 (6)	71(0)	71(0)	71(0)	71(0)
Нагнетательный фонд, скв.	2	6	6	14	21	24	25	29	38	38	39	40	40	40
в т.ч. горизонтальный				1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
Добыча нефти за год, тыс.т.	37,4	53,8	83,2	127,8	157,5	174,4	204,0	223,2	249,3	277,2	278,9	285,5	287,5	293,6
в т.ч. по горизонтальным	2,7	11,1	26,5	48,1	66,4	80,6	104,7	121,8	146,0	165,3	169,4	178,4	175,6	181,2
Добыча жидкости за год, тыс.т.	45,8	63,9	94,6	140,3	169,9	189,0	225,6	251,5	278,9	306,9	305,5	315,8	326,5	343,6
в т.ч. по горизонтальным	2,9	12,0	28,0	51,5	69,3	84,4	112,2	131,8	155,7	173,7	175,7	189,7	189,4	201,0
Обводненность годовая, %	18,3	15,8	12,1	8,9	7,3	7,7	9,6	11,3	10,6	9,7	8,7	9,6	12	14,6
Накопленная добыча нефти, тыс.т	578,9	632,8	716,2	844,1	1002,1	1175,7	1379,6	1602,8	1852,1	2129,3	2408,2	2693,7	2981,2	3274,8
в т.ч. по горизонтальным	2,7	13,8	40,3	88,4	154,8	235,4	340,1	461,9	607,9	773,2	942,6	1121,0	1296,6	1477,8
Средний дебит, т/сут:														
- в целом	2,3	2,7	3,3	4,2	5,2	4,9	4,7	4,6	4,9	4,7	4,8	4,8	4,7	5,1
- по ВС	2,1	2,2	3,2	3,1	3,4	4	3,1	3,2	3,8	3,2	3,3	3,7	3,6	3,7
- по ГС	3,8	5,9	6,8	8,3	8,4	8,1	7,7	7,3	7,0	6,8	6,8	8,4	7	7,5
Закачка воды за год, тыс.м3:														
- сточная	39,8	29,2	37,8	40,8	53,6	58,3	68,3	55,4	72,1	48,4	47,7	50,9	52,5	32,3
- пластовая		2,1	10,3	63,4	93,9	117,2	203,1	223,6	266,3	221,8	300,5	225,6	130,6	39,7

Табл. 1. Показатели разработки кизеловского горизонта Коробковского участка после внедрения технологии.

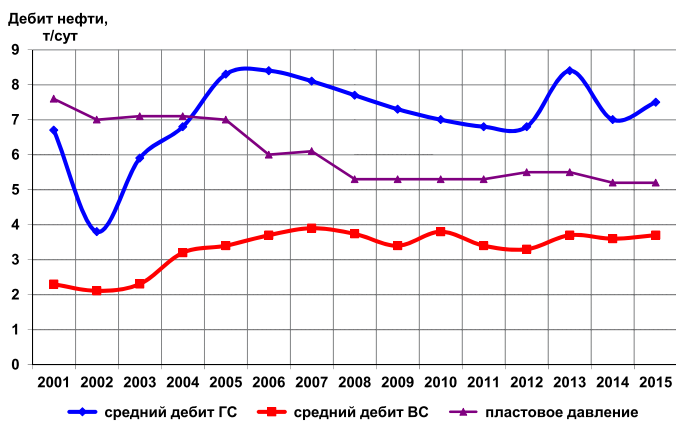


Рис. 4. Динамика дебитов ВС и ГС кизеловского горизонта Коробковского участка.

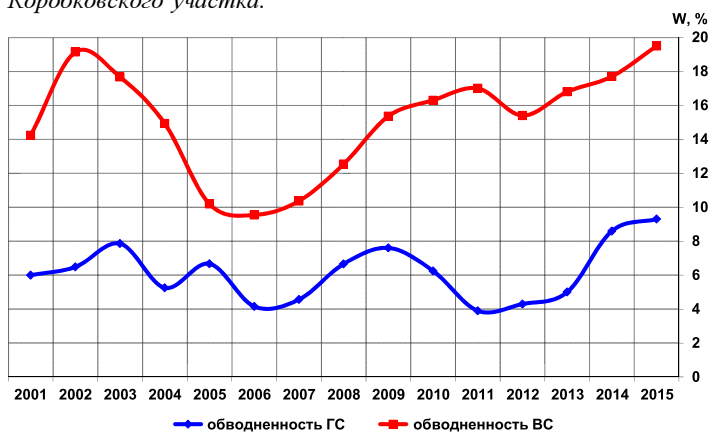


Рис. 5. Динамика обводненности продукции ВС и ГС кизеловского горизонта Коробковского участка.

торожения с начала промышленной эксплуатации промышленного объекта приведена на рис. 2-3.

За анализируемый период (1976-2015 гг.) среднегодовой среднесуточный дебит нефти и жидкости вел себя волнообразно, а начиная с применения новой технологии, наметилась тенденция к его увеличению. Так средний дебит по нефти увеличился с 2,3 т/сут в 2002 г. до 5,1 т/сут в 2015 г. за счет ввода новых и оптимизации действующего фонда скважин (Рис. 2).

Основные технологические показатели разработки объекта с учетом работы экспериментального участка с 2002 г. приведены в табл. 1.

На текущий момент (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 под-

держания пластового давления закачено 72 тыс. м<sup>3</sup> воды.

На рисунках 4-5 приведена динамика работы ВС и ГС после внедрения технологии. Дебиты по нефти ГС с 2002 г. (3,8 т/сут) выросли до 7,5 т/сут в 2015 г., но следует отметить, что среднегодовой максимальный дебит (8,4 т/сут) был обеспечен в 2006 и 2013 гг.

Сравнивать существующий среднегодовой дебит ГС с дебитом нефти 2001 г. не корректно. Так фонд ГС в 2001 г. составлял всего 3 скважины, из них 2 ГС пробуренных в 2001 г., а в 2015 г. в эксплуатации находится 71 ГС.

Среднегодовой дебит по нефти ВС увеличился незначительно с 2,2 т/сут в 2002 г. до 3,7 т/сут в 2015 г. Максимальный среднегодовой дебит был достигнут в 2007 г., он составлял 4 т/сут.

Обводненность продукции как ВС, так и ГС не значительно увеличилась по сравнению с 2002 г. В 2015 г. обводненность ВС составила менее 20 %, а ГС менее 10 %.

Результатом эксперимента стал ежегодный рост добычи нефти по кизеловскому горизонту Коробковского участка, осталось пробурить и ввести в эксплуатацию 7 ГС.

## Литература

Бакиров И.М., Идиятуллина З.С., Бакиров А.И., Рамазанов Р.Г., Насыбуллин А.В., Владимиров И.В. Способ разработки неоднородной нефтяной залежи. Патент РФ. № 2471971. 2013.

Хисамов Р.С., Мусабилов М.Х., Яртиев А.Ф. Увеличение продуктивности карбонатных коллекторов нефтяных месторождений. Казань: ИХЛАС. 2015. 192 с.

Хисамов Р.С., Абдулмазитов Р.Г., Яртиев А.Ф., Тюрин В.В., Сулейманов Э.И. Способ разработки послойно-неоднородного нефтяного месторождения. Патент РФ. № 2172396. 2001.

## Сведения об авторах

Владлен Борисович Подалов – главный геолог, Нефтегазодобывающее управление «Бавлынефть» ПАО «Татнефть»

Россия, 423930, Республика Татарстан, Бавлы, ул. Гоголя, д. 20

Амур Физюсович Яртиев – заведующий сектором экономики разработки месторождений и добычи нефти Института ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть», старший преподаватель кафедры налогообложения Казанского (Приволжского) федерального университета, канд. эконом. наук  
Россия, 423236, Республика Татарстан, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, д. 32

Тел: +7 (85594) 7-85-84, e-mail: yartiev@tatnipi.ru

Павел Георгиевич Морозов – начальник технологического отдела по разработке нефтяных и газовых месторождений, Нефтегазодобывающее управление «Бавлынефть» ПАО «Татнефть»

Россия, 423930, Республика Татарстан, Бавлы, ул. Гоголя, д. 20

Статья поступила в редакцию 04.04.2016

## The Efficiency of Drilling Wells in the Korobkovsky Area of Bavlinsky Field

V.B. Podavalov<sup>1</sup>, A.F. Yartiev<sup>2,3</sup>, P.G. Morozov<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Oil and Gas Production Department «Bavlyneft» PJSC Tatneft, Bavly, Russia

<sup>2</sup>Institute TatNIPIneft PJSC Tatneft, Bugulma, Russia

<sup>3</sup>Kazan (Volga region) Federal University, Bugulma, Russia

**Abstract.** Kizelian horizon of Tournasian in the Bavlinsky field is composed of limestone, the development of which was started in 1976. The block No.6 is the most drilled both by vertical and horizontal wells on the Kizelian area, which accounts for 53% of horizontal wells drilled in the field. In 2002, the Institute TatNIPIneft in close collaboration with the geological survey of oil-and-gas production department Bavlyneft proposed a new complex technology for the development of carbonate reservoirs. The technology includes a nine-point areal location of wells with horizontal and vertical trunks and injection well in the center of the element. Drilling of the field is recommended in a certain order – primarily to drill wells for the inter-well pumping of water, and then, after studying the geological features of drillable element, to drill injection wells. According to the drilling results geological structure is studied, structure maps, general and oil-saturated strata maps are constructed. Reservoir capacity, reservoir pressure parameters are measured. Drilling of wells for inter-well pumping of water and injection wells from a single group can reduce the cost of high-pressure water pipelines and pumping of water without cooling it, i.e., to take advantage of the isothermal flooding. Annual growth of oil production in the Kizelian horizon of Korobkovsky area of Bavlinsky oil field has become the result of the technology application.

**Keywords:** oil production, experiment, well, Kizelian horizon.

#### References

Bakirov I.M., Idiyatullina Z.S., Bakirov A.I., Ramazanov R.G., Nasybullin A.V., Vladimirov I.V. Sposob razrabotki neodnorodnoy

neftyanoy zalezhi [Inhomogenous oil deposit development method]. Patent RF. No. 2471971. 2013. (In Russ.)

Khislamov R.S., Musabirov M.Kh., Yartiev A.F. Uvelichenie produktivnosti karbonatnykh kollektorov neftnyanikh mestorozhdeniy [The increase in productivity of carbonate reservoirs of oil fields]. Kazan: Ikhlas Publ. 2015. 192 p. (In Russ.)

Khislamov R.S., Abdulmazitov R.G., Yartiev A.F., Tyurin V.V., Suleymanov E.I. Sposob razrabotki posloyno-neodnorodnogo neftyanogo mestorozhdeniya [Layer-by-layer inhomogeneous oilfield development method]. Patent RF. No. 2172396. 2001. (In Russ.)

**For citation:** 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

#### Information about authors

Vladlen B. Podavalov – Chief Geologist, Oil and Gas Production Department «Bavlyneft» PJSC Tatneft  
Russia, 423930, Tatarstan Republic, Bavly, Gogolya str., 20

Amur F. Yartiev – PhD (Econ.), Head of the Sector of Economics of Oil and Gas Development and Production, Institute TatNIPIneft PJSC Tatneft; Senior lecturer of the Department of Taxation, Kazan (Volga region) Federal University  
Russia, 423236, Bugulma, M. Dzhaliya str., 32

Phone: +7 (85594) 7-85-84, e-mail: yartiev@tatnipi.ru

Pavel G. Morozov – Head of the Technology Department of Oil and Gas Development, Oil and Gas Production Department «Bavlyneft» PJSC Tatneft

Russia, 423930, Tatarstan Republic, Bavly, Gogolya str., 20

Manuscript received April 04, 2016

УДК 552.578.2.061.32; 551.736 (470.1)

## Геохимия органического вещества пермских отложений северо-востока Коротаихинской впадины

И.С. Котик<sup>1</sup>, О.С. Котик<sup>1</sup>, О.В. Валяева<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>ФГБУ науки Институт геологии Коми научного центра Уральского отделения Российской академии наук, Сыктывкар, Россия

<sup>2</sup>Сыктывкарский государственный университет им. П. Сорокина, Сыктывкар, Россия

В статье представлены результаты геохимических исследований пермских отложений северо-восточной части Коротаихинской впадины. Показано распределение содержаний органического углерода и битумоидов в различных литологических разностях пород. Наименьшие (0,04-0,7 %) концентрации органического углерода приурочены к известнякам и песчано-алевритистым разностям, максимальные установлены в аргиллитах, углистых аргиллитах (1,0-1,7 %) и угле (26 %). Повышенным содержанием битумоидов (0,018-0,293 %) характеризуются отложения позднепермского возраста. Характер распределения *n*-алканов и изопреноидов в углеводородной фракции битумоидов свидетельствует о значительной доле сапропелевого органического вещества с небольшим вкладом гумусовой составляющей. Битумоиды пермских отложений являются смешанными – автохтонными с примесью аллохтонных углеводородов. Результаты пиролитических исследований свидетельствуют о низком остаточном генерационном потенциале пород ( $HI < 65$  мг УВ/г Сорг), что обусловлено составом органического вещества и его катагенетической преобразованностью.

**Ключевые слова:** пермские отложения, органическое вещество, битумоид, *n*-алканы.

**DOI:** 10.18599/grs.18.2.8

**Для цитирования:** Котик И.С., Котик О.С., Валяева О.В. Геохимия органического вещества пермских отложений северо-востока Коротаихинской впадины. *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 2. С. 114-119. DOI: 10.18599/grs.18.2.8

#### Введение

Коротаихинская впадина является одной из наименее изученных в геохимическом аспекте структур на северо-востоке Тимано-Печорского бассейна. Геохимическая ха-

рактеристика органического вещества (ОВ), его нефтегазогенерационного потенциала в осадочных комплексах впадины приводится в немногочисленных работах и на осно-

вании единичных скважин и естественных обнажений (Анищенко и др., 2004; Баженова и др., 2010, 2008; Котик, 2015; 2016). Поэтому проведение геохимических исследований и получение новых данных позволит дополнить сведения о свойствах нефтегазоматеринских пород осадочного чехла Коротайхинской впадины.

### Район и объект исследований

Исследуемая территория расположена на северо-востоке Коротайхинской впадины в пределах наиболее дислоцированной ее части – Сабриягинской и Пестаншорской складчато-надвиговых зон. Основным объектом наших исследований являлись пермские терригенные отложения, обнажающиеся фрагментарно в естественных выходах в среднем течении р. Силоваяха (Рис. 1). Комплексное геохимическое изучение пород проводилось по трем обнажениям, где вскрываются различные стратиграфические интервалы пермской системы: сезымская ( $P_1sz$ ) и гусятинская ( $P_1gs$ ) свиты (обн. 16), лекворкутская ( $P_1lv$ ) свита (обн. 15), силовская ( $P_{2-3sl}$ ) свита (обн. 13).

Комплекс геохимических исследований, включающий определение содержания органического углерода в породе ( $C_{орг}$ , %), экстракцию хлороформного битумоида А (ХБА, %), определение состава алифатических углеводородов методом газовой хроматографии (ГХ), выполнялся на базе ЦКП «Геонаука» в Институте геологии Коми НЦ УрО РАН (г. Сыктывкар). Пиролитические исследования методом Rock-Eval проводились во ВНИГНИ (г. Москва).

Разрез пермских отложений начинается с известняков сезымской свиты ассельско-сакмарского возраста, которые со стратиграфическим несогласием залегают на среднекаменноугольных отложениях (Рис. 2). Они перекрываются терригенными отложениями артинского яруса ( $P_1gs-tl$ ), представленными песчаниками, алевролитами и аргиллитами, в верхней части с преобладанием песчаников и алевролитов. Залегающие выше отложения воркутской серии ( $P_1lv-in$ ) кунгурско-уфимского возраста сложены циклическим чередованием песчаников, алевролитов, аргиллитов, углистых аргиллитов и углей. В верхней части серии (интинская свита,  $P_1in$ ) увеличивается содержание грубообломочных (песчаники, гравелиты, конгломераты) пород до 50 % (Пухонто, 1998). Разрез печорской серии ( $P_{1-3pc}$ ) в нижней части (сейдинская свита,  $P_{1-2sd}$ ) сложен преимущественно алевролитами и аргиллитами с прослоями песчаников. Верхняя, наиболее значительная по объему часть разреза (сейдинская и силовская свиты) сложена пачками конгломератов, которым подчинены пачки алевроито-глинистых пород, содержащих пласты и прослои угля (Пухонто, 1998). Перекрываются породы пермского возраста отложениями триаса, которые отделены от них покровами базальтов (Рис. 1).

### Результаты и их обсуждение

Концентрация органического углерода в породах варьирует от 0,2 до 1,78 %, достигая 26 % в углях (Рис. 2). Наиболее низкие значения  $C_{орг}$  (0,04-0,09 %) установлены в известняках сизимской свиты. В терригенных породах возрастание концентрации  $C_{орг}$  происходит закономерно в последовательности: песчаник (0,23-0,26 %) – алевролит (0,47-0,72 %) – аргиллит (1,01-1,78). Выход хлороформенного битумоида из глинистых пород нижнепермского возраста составляет 0,006-0,012 %. Породы из верхнепермского интервала разреза содержат наибольшие концентрации ХБ 0,018-0,039 % – для глинистых разностей, и с максимумом 0,293 % – для углей. Значения битумоидного коэффициента ( $\beta_{ХБ}$ ) изменяются с такой же тенденцией. В нижнепермских породах  $\beta_{ХБ}$  составляет 0,3-1,6 %, увеличиваясь до 2,4-2,6 % в верхнепермских. Полученные низкие значения показателей  $\beta_{ХБ}$  характеризуют битумоиды как автохтонные, в том числе остаточные, отдавшие свою миграционную часть.

Катагенетическая преобразованность ОВ пермского комплекса в исследуемом районе изменяется от середины мезокатагенеза до начала апокатагенеза (Анищенко и др., 2004). Катагенез ОВ казанско-татарских отложений находится на грациях  $MK_3$ - $MK_5$ . В среднем течении р. Силоваяха разведано одноименное угольное месторождение, где в отложениях печорской серии угли имеют марки К и ОС, что соответствует грациям  $MK_4$ - $MK_5$  (Угольная база России, 2000). Катагенез ОВ нижележащих артинско-кунгурских отложений достигает граций  $MK_5$ -АК.

Высокая зрелость ОВ пород подтверждается и данными пиролиза методом Rock-Eval. В образцах из артинских и кунгурских отложений значения  $S_1$  (содержание свободных углеводородов) и  $S_2$  (содержание связанных углеводородов) составляют соответственно 0,01 и 0,06-0,15 мгУВ/г породы. При таких низких значениях показатели  $T_{max}$  (температура

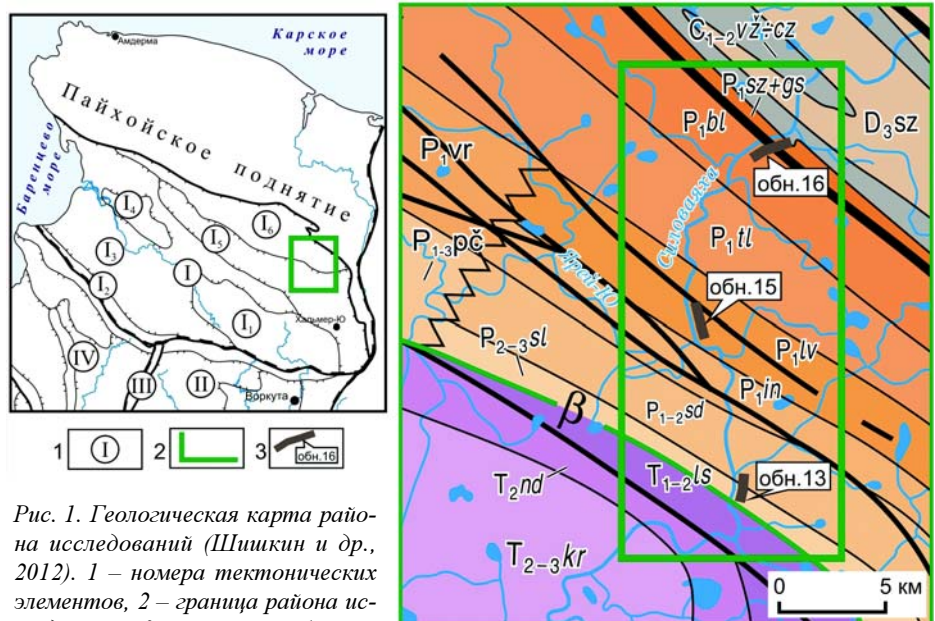


Рис. 1. Геологическая карта района исследований (Шшикин и др., 2012). 1 – номера тектонических элементов, 2 – граница района исследований, 3 – изученные обнажения и их номера. Тектонические элементы: I – Коротайхинская впадина: I<sub>1</sub> – Верхневоркутская зона дислокаций, I<sub>2</sub> – Вахуткино-Талотинский надвиг, I<sub>3</sub> – Лабогейская ступень, I<sub>4</sub> – Одиноковская антиклинальная зона, I<sub>5</sub> – I<sub>6</sub> складчато-надвиговые зоны (I<sub>5</sub> – Пестаншорская, I<sub>6</sub> – Сабриягинская); II – Воркутское поперечное поднятие; III – гряда Чернышева; IV – Варандей-Адзьвинская структурная зона.

максимального выхода связанных углеводородов при термической деструкции керогена) и HI (водородный индекс) не определяются. В образцах из верхнепермского интервала разреза фиксируются более высокие значения:  $S_1 - 0,03-0,73$ ;  $S_2 - 0,45-18,64$ ; HI – 27-65 мгУВ/г  $C_{орг}$ . Остаточный углеводородный потенциал ОВ пород верхней перми характеризуется очень низкими значениями, что обусловлено определенным составом и степенью зрелости ОВ.

Доля насыщенных углеводородов в битумоидах не значительна, на их концентрацию приходится от 3 до 34,78% от всей массы ХБА. Практически на всем протяжении разреза битумоиды из пермских отложений (за исключением образцов 15-04, 15-05 и 16-06) характеризуются сходным молекулярно-массовым распределением низкомолекулярных алканов нормального строения состава  $C_{13}-C_{18}$ , концентрация которых изменяется от 67,33 до 76,17% (Табл.). Гистограммы распределения алкановых углеводородов имеют одномодальное распределение с максимумом при  $n-C_{16}$  или  $n-C_{17}$  за исключением обр. 13-06 (уголь), в котором максимум распределения смещен к  $n-C_{14}$  (Рис. 3 а, б). Концентрация алканов состава  $C_{19}-C_{24}$  варьирует от 11,51 до 18,06 %. Образцы характеризуются низким фоном высокомолекулярных соединений в области  $n-C_{25}-C_{35}$ , их концентрация крайне незначительна и в среднем составляет 1-3 %. Среди рассматриваемых образцов уголь (обр. 13-06) отличается наибольшим содержанием высокомолекулярных алканов нормального строения – 8,93 % и наименьшими значениями соотношения  $n-C_{17}/n-C_{25} - 5,34$  и  $K_{нч} C_{17} - 0,96$ .

Отношение суммы  $n$ -алканов ряда  $C_{14}-C_{20}$  к  $C_{21}-C_{30}$  изменяется в широких пределах от 5,37 до 11,58. Коэффициент нечетности  $K_{нч} C_{17}$  изменяется в пределах 0,96-1,24.

Преобладание среднемолекулярных нечетных  $n$ -алканов ( $K_{нч} C_{17} > 1$ ) отражает участие водорослевого ОВ в составе исходной биомассы (Хант, 1982; Tissot, Welte, 1984). На участие микробияльного материала в составе исходного ОВ указывают значения коэффициента четности  $K_{ч} C_{16}$ , составляющие 1,12-1,53. Для части образцов отмечается незначительное преобладание четных соединений  $K_{нч} C_{15}-C_{21} - 0,94-0,97$  (Табл.). По мнению ряда ис-

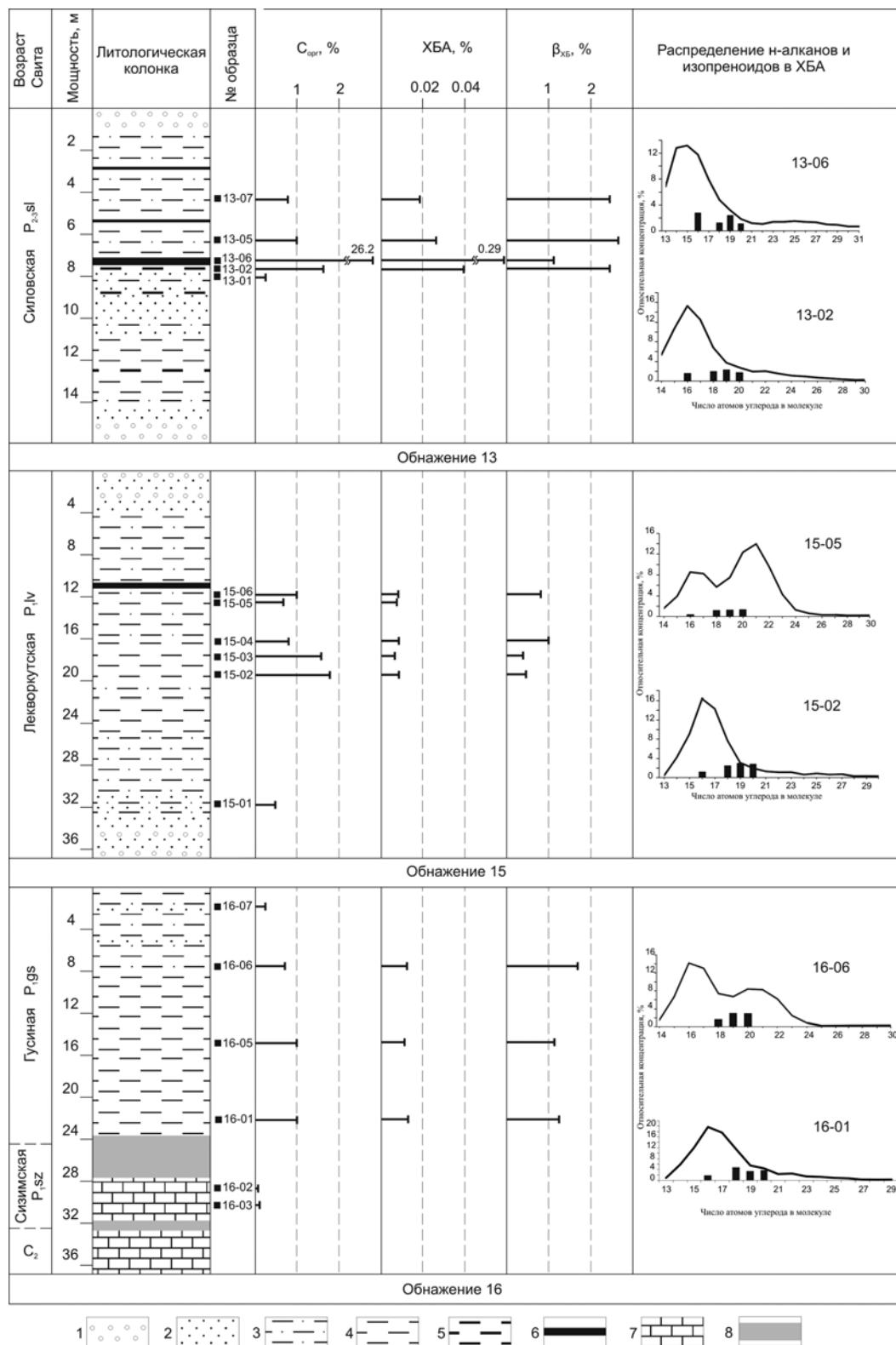


Рис. 2. Литолого-геохимический разрез пермских отложений по р. Силоваяя. 1 – конгломерат, гравелит; 2 – песчаник; 3 – алевролит; 4 – аргиллит; 5 – углистый аргиллит; 6 – уголь; 7 – известняк; 8 – не обнаженный интервал.



Возраст	P <sub>2,3sl</sub>				P <sub>1lv</sub>					P <sub>1gs</sub>		
Образец	13-02	13-05	13-06	13-07	15-02	15-03	15-04	15-05	15-06	16-01	16-05	16-06
Градация катагенеза	МК <sub>3</sub> -МК <sub>5</sub>				МК <sub>5</sub>					АК		
C <sub>13</sub> -C <sub>18</sub>	68,85	76,17	69,91	67,80	71,46	73,96	57,28	33,93	71,85	67,33	70,06	51,38
C <sub>19</sub> -C <sub>24</sub>	17,56	14,79	12,04	18,06	12,67	11,51	29,27	59,44	15,17	17,46	16,15	39,48
>C <sub>25</sub>	3,28	0,94	8,93	2,53	2,88	0,99	4,82	1,52	0,87	1,55	0,00	0,00
∑i-алканов	10,31	8,10	9,11	11,61	12,99	13,54	8,62	5,11	12,11	13,65	13,79	9,14
$\frac{\sum n(C_{14}-C_{20})}{\sum n(C_{21}-C_{30})}$	6,44	11,58	5,37	8,94	9,04	11,84	2,85	1,58	10,15	8,41	10,82	3,26
K <sub>нч</sub> C <sub>15</sub> -C <sub>21</sub>	1,02	1,03	1,06	1,06	0,97	0,95	0,94	1,06	0,95	0,94	1,00	1,03
*K <sub>ч</sub> C <sub>16</sub>	1,32	1,32	1,12	1,20	1,40	1,53	1,46	1,40	1,53	1,34	1,42	1,44
**K <sub>нч</sub> C <sub>17</sub>	1,13	1,24	0,96	1,24	1,19	1,16	1,24	1,17	1,15	1,12	1,09	1,21
n-C <sub>17</sub> /n-C <sub>25</sub>	14,01	22,20	5,34	18,42	17,52	20,82	6,25	13,80	23,18	20,59	—	—
Pr/Ph	1,36	1,03	2,15	0,94	1,06	1,12	1,04	0,94	1,09	0,89	1,09	1,02
Pr/n-C <sub>17</sub>	0,19	0,14	0,30	0,18	0,21	0,21	0,17	0,15	0,19	0,19	0,25	0,23
Ph/n-C <sub>18</sub>	0,25	0,26	0,23	0,31	0,37	0,39	0,31	0,24	0,35	0,33	0,42	0,40
$\frac{Pr+Ph}{nC_{17}+nC_{18}}$	0,21	0,18	0,28	0,23	0,26	0,27	0,22	0,19	0,24	0,24	0,31	0,29

Таблица. Геохимические параметры насыщенных УВ пермских отложений северо-востока Коротайхинской впадины (р. Силовая-ха). \* –  $2 \cdot C_{16} / (C_{15} + C_{17})$ , \*\* –  $2 \cdot C_{17} / (C_{16} + C_{18})$

следователей, преобладание четных соединений в ряду C<sub>14</sub>-C<sub>22</sub> унаследовано от жиров морских организмов (Tissot, Welte, 1984).

Характер распределения n-алканов отражает преобладание сапропелевой основы в составе ОБ, но с небольшой примесью гумусовой составляющей, более проявленной в угле. Несмотря на формирование рассматриваемого угля в маршевых обстановках, значительная доля легких УВ характеризует аллохтонную составляющую битумоида, что лишней раз подтверждает повышенную сорбционную способность углистых пород.

Ряд образцов битумоидов характеризуется иным распределением насыщенных углеводородов (Рис. 2). В образцах 15-04, 15-05 и 16-06, где на долю низкомолекуляр-

ных алканов состава n-C<sub>13</sub>-C<sub>18</sub> приходится от 33,93 до 57,28 %, а также повышено содержание среднемoleкулярных n-алканов до 29,27-59,44 % (Табл.), на хроматограммах отчетливо наблюдается бимодальное распределение n-алканов с максимумами при n-C<sub>16</sub>, n-C<sub>17</sub> и n-C<sub>21</sub> (Рис. 3 в, г). Для данных образцов характерны самые низкие значения отношения  $\frac{\sum n(C_{14}-C_{20})}{\sum n(C_{21}-C_{30})}$  – 1,58-2,36. Такой характер молекулярно-массового распределения в битумоидах указывает на несколько другой состав исходного ОБ.

Во всех изученных образцах изопреноиды (среди которых удалось идентифицировать i-C<sub>16</sub>-C<sub>20</sub>) характеризуются низкими концентрациями. На их долю приходится от 5,11 до 13,79%. Считается, что величина отношения при-

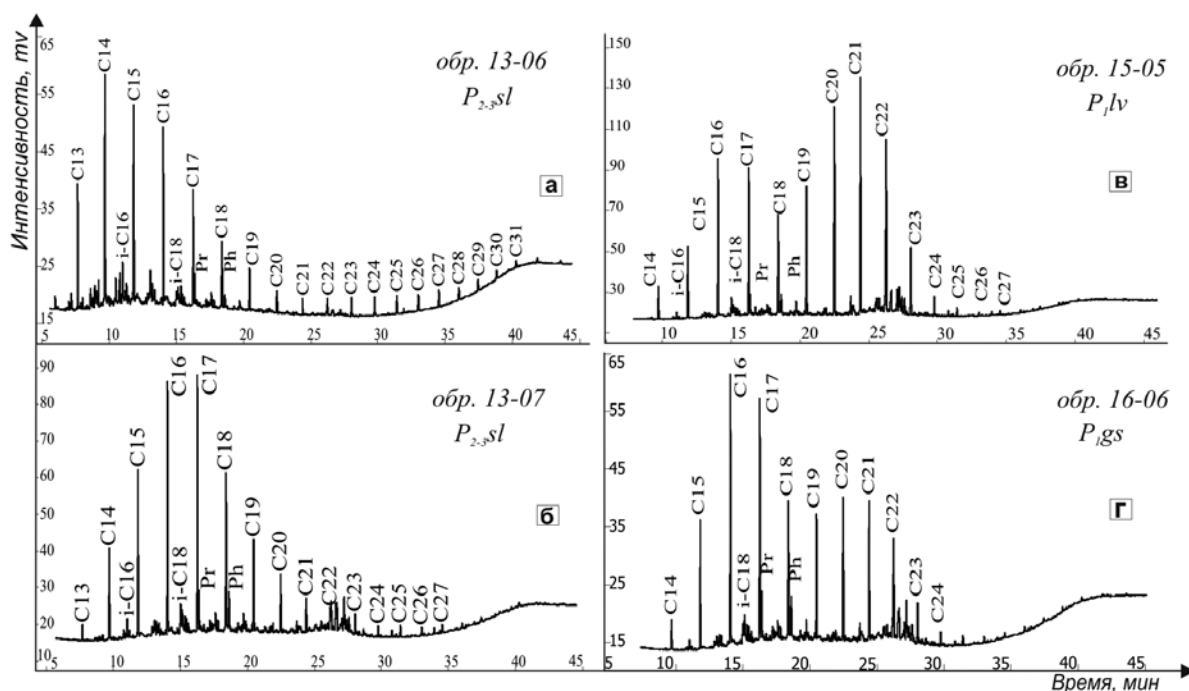


Рис. 3. Хроматограммы молекулярно-массового распределения нормальных и изопреноидных алканов в битумоидах.

стана ( $i-C_{19}$ ) к фитану ( $i-C_{20}$ ) (Pr/Ph) является показателем окислительно-восстановительных условий диагенеза исходного ОБ (Хант, 1982; Tissot, Welte, 1984; Peters, Moldowan, 1993). В большинстве образцов отмечается небольшое преобладание пристана над фитаном. Отношение Pr/Ph варьирует в диапазоне от 0,94 до 1,36, и лишь для одного образца повышается до 2,15 (Табл.). Это может указывать на то, что накопление исходного ОБ протекало в субокислительной обстановке.

Результаты моделирования катагенеза (Koormans et al., 1998; Бушнев и др., 2004) свидетельствуют о возможном повышении значения данного коэффициента в пределах 0,6-1,5 только за счёт роста термической преобразованности ОБ. В целом, рассматриваемые битумоиды различаются по составу исходного ОБ, условиям его накопления и степени зрелости. ОБ очень зрелое, что подтверждается, в том числе, и геохимическими показателями, а именно коэффициентом зрелости  $K_1 = (Pr+Ph)/(C_{17}+C_{18}) < 0,3$  (известно, что повышение катагенеза ОБ пород приводит к снижению этого коэффициента (Connan, Cassow, 1980)), а также отношением пристана к гептадекану ( $Pr/n-C_{17}$ ) и фитана к  $n$ -октадекану ( $Ph/n-C_{18}$ ), значения которых, в основном, менее 0,4.

Рассмотренные закономерности молекулярно-массового распределения *изо*- и *n*-алканов свидетельствуют о присутствии в битумоидах из пород, сформированных в различных условиях осадконакопления, сходных биологических меток. Основным источником генерации УВ являлось сапропелевое ОБ, но присутствовало и смешанное вещество с различной примесью гумусовой составляющей. Битумоиды рассматриваемых отложений также являются смешанными (автохтонными остаточными и аллохтонными), в которых имеется та или иная доля аллохтонных УВ. Подобные особенности в составе битумоидов отмечаются также на прилегающих территориях Коротайхинской и Косью-Роговской впадин, где пермские отложения содержат смешанные генетически разнотипные битумоиды (Анищенко и др., 2004; Баженова и др., 2008; Котик, 2015; 2016).

## Заключение

Содержание  $C_{орг}$  в пермских отложениях закономерно увеличивается к глинисто-углистым разностям пород при повышенной битуминозности верхнепермской части разреза. Распределение *n*-алканов и изопреноидов в битумоидах указывает на их смешанную природу со значительным вкладом сапропелевой составляющей ОБ, а также на присутствие миграционных легких углеводородов.

Значения геохимических и пиролитических данных характеризует пермские отложения преимущественно как газоматеринские с низким и средним генерационным потенциалом. Высокая степень зрелости ОБ пород и реализация его углеводородного потенциала подтверждается пиролитическими, углететрографическими и битуминологическими методами исследования.

## Финансирование

Работа выполнена при частичной поддержке программы УрО РАН № 15-18-5-21.

## Литература

- Анищенко Л.А., Клименко С.С., Рябинкина Н.Н. и др. Органическая геохимия и нефтегазоносность пермских отложений севера Предуралья прогиба. СПб: Наука. 2004. 214 с.
- Баженова Т.К., Богословский С.А., Шапиро А.И. Геохимия палеозоя юго-западного склона Пай-Хоя и генерация углеводородов в Коротайхинской впадине. *Разведка и охрана недр*. 2010. № 6. С. 21-26.
- Баженова Т. К., Шиманский В. К., Васильева В. Ф. и др. Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна. СПб: ВНИГРИ. 2008. 164 с.
- Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С., Шанина С.Н., Макарова Е.С. Генерация углеводородных и гетероатомных соединений высокосернистым горючим сланцем в процессе водного пиролиза. *Нефтехимия*. 2004. № 44 (6). С. 1-13.
- Котик О. С. Геохимия органического вещества кунгурских отложений севера Предуралья прогиба. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2015. Т. 10. № 2. DOI: 10.17353/2070-5379/18\_2015
- Котик О.С. Геохимия органического вещества казанско-татарских отложений севера Предуралья краевого прогиба. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2016. Т. 11. № 1. DOI: 10.17353/2070-5379/9\_2016
- Пухонто С.К. Стратиграфия и флористическая характеристика пермских отложений угольных месторождений Печорского бассейна. М: Научный мир. 1998. 312 с.
- Угольная база России. Том 1. Угольные бассейны и месторождения европейской части России. М: Геоинформмарк. 2000. 483 с.
- Хант Д. Геология и геохимия нефти и газа. М: Мир. 1982. 703 с.
- Шишкин М.А., Шкарубо С.И., Молчанова Е.В. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1: 1 000 000 (третье поколение). Серия Южно-Карская. Лист R-41 – Амдерма. Объяснительная записка. СПб: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ. 2012. 383 с.
- Connan J., Cassow A.M. Properties of gases and liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels. *Geochim. Cosmochim. Acta*. 1980. V. 44(1). Pp. 1-23.
- Koormans M.P., Rijpstra W. Irene C., de Leeuw J.W., Lewan M.D. and Sinninghe Damste J.S. Artificial maturation of an immature sulfur- and organic matter-rich limestone from the Ghareb Formation, Jordan. *Org. Geochem*. 1998. V. 28(7-8). Pp. 503-521.
- Peters K.E., Moldowan J.M. The biomarker guide: interpreting molecular fossils in petroleum and ancient. Prentice-Hall, Englewood Cliffs, New Jersey. 1993. 363 p.
- Tissot B.T., Welte D.H. Petroleum Formation and Occurrences. 2 nd ed. Springer-Verlag, Berlin. 1984. 699 p.

## Сведения об авторах

*Иван Сергеевич Котик* – канд. геол.-мин. наук, младший научный сотрудник лаборатории геологии нефтегазоносных бассейнов, Институт геологии Коми научного центра Уральского отделения Российской академии наук  
Россия, 167982, Сыктывкар, ул. Первомайская, д. 54  
Тел: +7(8218) 20-39-81, e-mail: iskotik@geo.komisc.ru,

*Ольга Сергеевна Котик* – младший научный сотрудник лаборатории геологии нефтегазоносных бассейнов, Институт геологии Коми научного центра Уральского отделения Российской академии наук  
Россия, 167982, Сыктывкар, ул. Первомайская, д. 54

*Ольга Викторовна Валяева* – канд. геол.-мин. наук, старший научный сотрудник лаборатории органической геохимии, Институт геологии Коми научного центра Уральского отделения Российской академии наук  
Россия, 167982, Сыктывкар, ул. Первомайская, д. 54

Статья поступила в редакцию 18.04.2016

# Geochemistry of Organic Matter in Permian Deposits in the Northeast of Korotaihinsky Depression

I.S. Kotik<sup>1</sup>, O.S. Kotik<sup>1</sup>, O.V. Valyaeva<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>Institute of Geology of the Komi Science Center, Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, Syktyvkar, Russia

<sup>2</sup>Syktyvkar State University, Syktyvkar, Russia

**Abstract.** The article presents results of geochemical studies of Permian deposits in the northeastern part of Korotaihinsky depression. We show the distribution of organic carbon and bitumen in various lithological varieties of rocks. The smallest (0.04-0.7 %) concentrations of organic carbon are confined to the limestone and sandy-silty varieties; the maximum ones are set in the mudstone, carbonaceous mudstones (1.0-1.7 %) and coal (26 %). Deposits of Late Permian age are characterized by a high content of bitumen (0,018-0,293 %). The distribution of n-alkanes and isoprenoids in the hydrocarbon fraction of bitumen shows a significant proportion of sapropel organic matter with a small contribution of humic compounds. Permian bitumen is mixed – autochthonous with a dash of allochthonous hydrocarbons. Results of pyrolytic studies show low residual generating potential of rocks (HI < 65 mgHC/g Corg), due to the composition of organic matter and its catagenetic transformation.

**Keywords:** Permian sediments, organic matter, bitumen, n-alkanes.

## Acknowledgements

The authors acknowledge partial support from the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences Programme No. 15-18-5-21.

## References

- Anishchenko L.A., Klimenko S.S., Ryabinkina N.N. et al. Organicheskaya geokhimiya i neftegazonosnost' permskikh otlozheniy severa Predural'skogo progiba [Organic geochemistry and oil-gas-bearing of the Permian deposits of the North of Preural foredeep]. Saint-Petersburg: Nauka Publ. 2004. 214 p. (In Russ.)
- Bazhenova T.K., Bogoslovskij S.A., Shapiro A.I. Geohimiya paleozoya jugo-zapadnogo sklona Paj-Hoja i generacija uglevodorodov v Korotaihinskoj vpadine [Geochemistry of the paleozoic Pay-Khoy south-western slope and the possible hydrocarbon generation in Korotaihinsky trough]. *Razvedka i ohrana nedr = Prospect and protection of mineral resources*. 2010. No. 6. Pp. 21-26. (In Russ.)
- Bazhenova T.K., Shimansky V.K., Vasilieva V.F. et al. *Organicheskaya geohimiya Timano-Pechorskogo basseina* [Organic geochemistry of the Timan-Pechora basin]. Saint-Petersburg: VNIGRI. 2008. 164 p. (In Russ.)
- Bushnev D.A., Burdel'naja N.S., Shanina S.N., Makarova E.S. Generacija uglevodorodnyh i geteroatomnyh soedinenij vysokosernistym gorjuchim slancem v processe vodnogo piroliza [Generation of hydrocarbons and heteroatomic compounds by sulfur-rich oil shale in the process of hydrous pyrolysis]. *Neftekhimiya = Petroleum Chemistry*. 2004. No. 44 (6). Pp. 1-13. (In Russ.)
- Connan J., Cassow A.M. Properties of gases and liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels. *Geochim. Cosmochim. Acta*. 1980. V. 44 (1). P. 1-23.
- Hant J. *Geologiya i geohimiya nefiti i gaza* [Petroleum geochemistry and geology]. Moscow: Mir Publ. 1982. 703 p.
- Koopmans M.P., Rijkstra W. Irene C., de Leeuw J.W., Lewan M.D. and Sinninghe Damste J.S. Artificial maturation of an immature sulfur- and organic matter-rich limestone from the Ghareb Formation, Jordan. *Org. Geochem*. 1998. V. 28(7-8). Pp. 503-521.

Kotik O.S. Geohimiya organicheskogo veschestva kungurskih otlozeniy severa Predural'skogo progiba [Geochemistry of organic matter of Kungurian deposits of the north of Pre-Ural foredeep]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika = Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies*. 2015. V. 10. No. 2. DOI: 10.17353/2070-5379/18\_2015. (In Russ.)

Kotik O.S. Geohimiya organicheskogo veschestva kazansko\_tatarskih otlozeniy severa Predural'skogo kraevogo progiba [Geochemistry of organic matter of Kazan-tatarian deposits of the north of Pre-Ural Foredeep]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika = Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies*. 2016. V. 11. No. 1. DOI: 10.17353/2070-5379/9\_2016. (In Russ.)

Peters K.E., Moldowan J.M. *The biomarker guide: interpreting molecular fossils in petroleum and ancient*. Prentice-Hall, Englewood Cliffs, New Jersey. 1993. 363 p.

Pukhonto S. K. Stratigrafiya i floristicheskaya karakteristika permskikh otlozheniy ugol'nyh mestorozhdeniy Pechorskogo basseina [Permian stratigraphy and flora of coal deposits in the Pechora basin]. Moscow: Nauchnyy mir Publ. 1998. 312 p. (In Russ.)

Shishkin M. A., Shkarubo S. I., Molchanova E. V. et al. Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiyskoy Federacii [State Geological Map of the Russian Federation]. Saint-Petersburg: Cartographic factory of VSEGEI. 2012. 383 p. (In Russ.)

Peters K.E., Moldowan J.M. *The biomarker guide: interpreting molecular fossils in petroleum and ancient*. Prentice-Hall, Englewood Cliffs, New Jersey 07632, 1993. P. 363.

Tissot B.T., Welte D.H. *Petroleum Formation and Occurrences*. 2 nd ed. Springer-Verlag, Berlin. 1984. 699 p.

Ugol'naya baza Rossii. T. 1. Ugolnie basseini i mestorozhdeniya evropeiskoi chasti Rossii [The coal base of Russia. Vol. 1. The coal basins and deposits of the European part of Russia]. Moscow: Geoinformmark Publ. 2000. 483 p. (In Russ.)

**For citation:** Kotik I.S., Kotik O.S., Valyaeva O.V. Geochemistry of Organic Matter in Permian Deposits in the Northeast of Korotaihinsky Depression. *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 2. Pp. 114-119. DOI: 10.18599/grs.18.2.8

## Information about authors

*Ivan S. Kotik* – PhD (Geol. and Min.), Junior researcher of the Laboratory of Geology of Oil and Gas Bearing Basins, Institute of Geology of the Komi Science Center of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences.

Russia, 167982, Syktyvkar, Pervomayskaya str., 54  
Phone: +7 (8218) 20-39-81, e-mail: iskotik@geo.komisc.ru

*Olga S. Kotik* – Junior researcher of the Laboratory of Geology of Oil and Gas Bearing Basins, Institute of Geology of the Komi Science Center of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences.

Russia, 167982, Syktyvkar, Pervomayskaya str., 54

*Olga V. Valyaeva* – PhD (Geol. and Min.), Senior researcher of the Laboratory of Organic Geochemistry, Institute of Geology of the Komi Science Center of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences.

Russia, 167982, Syktyvkar, Pervomayskaya str., 54

Manuscript received April 18, 2016

# О формировании верхневендских-среднекембрийских глинистых толщ предглинтовой области

О.Я. Гаген-Торн

Геологический институт Российской академии наук, Москва, Россия

Алеврито-глинистые толщи верхневендского возраста (котлинский горизонт) и нижнекембрийского возраста прослеживаются вдоль денудационного уступа Ладожско-Балтийского глинта. Исследуемый район расположен в предглинтовой области, где отложения изучались в разрозненных маломощных естественных обнажениях и скважинах от приустьевой части р. Воронка на западе до р. Тосно в юго-восточной части глинта уступа. Отложения относятся к василеостровской (р. Черная) и воронковской (р. Воронка) свитам верхнего венда, ломоносовской (р. Коваш) и сиверской (р. Тосно) свитам нижнего кембрия.

Осадконакопление происходило, скорее всего, в лагунных условиях, периодически сменяющихся обстановкой прибрежного мелководья. Накопление мощных толщ донных илов, возможно, связано с активным площадным физическим выветриванием на прилегающей суше.

По ряду признаков: литологическим и петрографическим особенностям, близкому химическому составу, результатам моделирования рентгенограмм глинистых минералов, находкам схожих остатков прокариот, возможно предположить, что накопление пограничных глинистых толщ на границе венда и кембрия предглинтовой области происходило в исследуемом районе без длительного перерыва.

**Ключевые слова:** глинистая толща, предглинтовая область, осадконакопление, верхневендский возраст, нижнекембрийский возраст, литологические и петрографические особенности, химический состав.

**DOI:** 10.18599/grs.18.2.9

**Для цитирования:** Гаген-Торн О.Я. О формировании верхневендских-среднекембрийских глинистых толщ предглинтовой области. *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 2. С. 120-126. DOI: 10.18599/grs.18.2.9

Глинистые отложения верхневендского-нижнекембрийского возраста прослеживаются неширокой полосой вдоль уступа Ладожско-Балтийского глинта, протянувшегося вдоль южного берега Финского залива. Несмотря на долгую историю изучения от работ А.А. Иностранцева и Ф.Б. Шмидта, Б.С. Соколова и К. Менс до Н.А. Волковой, В.Н. Подковырова и др. вопрос возраста и генезиса пограничных глинистых толщ венда-кембрия на северо-западе Русской платформы по-прежнему остается открытым.

Вендско-кембрийские отложения представлены алеврито-глинистой толщей, исследуемой автором в разрозненных маломощных разрезах (естественные обнажения очень редки) и вскрытой скважинами (материалы Яновского А.С. из Петербургской ГРЭ). Используются также материалы А.М. Никуленкова (факультет географии и геоэкологии СПбГУ) и керн скважин, пробуренных на территории Петербургской ЛАЭС. Изучались нижнекембрийские отложения, относимые к ломоносовской свите, в небольших обнажениях на р. Коваш и отложения сиверской свиты («синие глины») уступа глинта в стратотипических разрезах кембрия-ордовика на р. Тосно. Схематические разрезы (Рис. 1) сопоставлялись по литологическим признакам с использованием материалов гидрогеологической съемки района А. Яновского и легенды Ильменской серии листов (Яновский, 1999). Материалы требуют дальнейших микропалеонтологических исследований и уточнения возрастных привязок.

При анализе некоторых разрезов использованы описания шлифов, составленные В.В. Костылевой; приведены определения цианобактерий, сделанные В.Н. Сергеевым (ранее не проводившиеся на исследуемых разрезах); в моделировании рентгенограмм глинистых минералов участвовала Крупская В.В. (Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и

геохимии РАН). Материалы, использованные при исследовании, не всегда однозначны: описание керна большинства скважин взято из производственных отчетов, и выделяемые разными авторами стратиграфические подразделения не всегда сопоставимы, например, в колонках скважин на территории Петербургской ЛАЭС не выделена воронковская свита.

Василеостровские ляминаритовые глины, наблюдаемые в керне скважины, пробуренной во дворе бывшего Геолкома (совр. Всероссийский научно-исследовательский геологический институт) (Янишевский, 1939) и выставленные в музее ВСЕГЕИ, внешне трудно отличить от нижнекембрийских глин ломоносовской свиты и «синих» глин сиверской свиты нижнего кембрия. Внешнее сходство вышеупомянутых глин подтверждается одинаковым гранулометрическим составом и физико-механическими свойствами, изученными при исследованиях по созданию в них подземных могильников радиоактивных отходов (Андерсон и др., 2006).

## Стратиграфическая привязка исследованных разрезов

### Венд. Верхний отдел

#### Котлинский горизонт. Василеостровская свита

Одним из ключевых объектов для понимания строения является естественное обнажение на реке Черная у пос. Б. Ижора (разрез «И»; рис. 2).

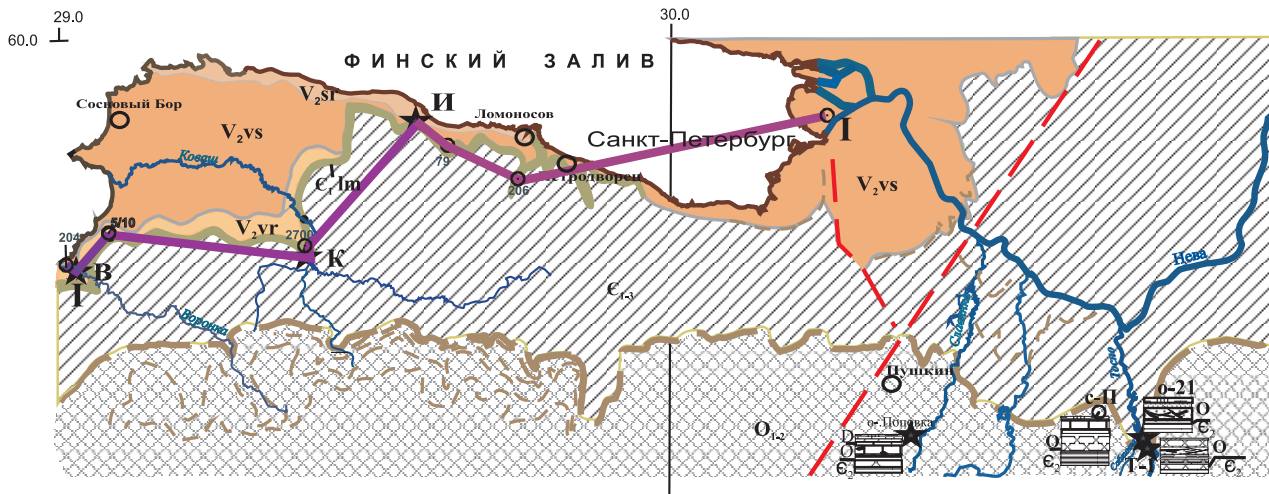
В прижиме левого берега реки Черная в коренном выходе высотой около 10 м и протяженностью около 20 м наблюдаются верхневендские (верхнекотлинские) глины голубые и зеленовато-серые с охристым оттенком алевритистые с горизонтальной и волнистой слоистостью, подчеркнутой прослойками алевритового материала розовато-серой окраски с ляминаритовыми пленками на поверхно-

стях напластования, связанные преобразованием органического вещества.

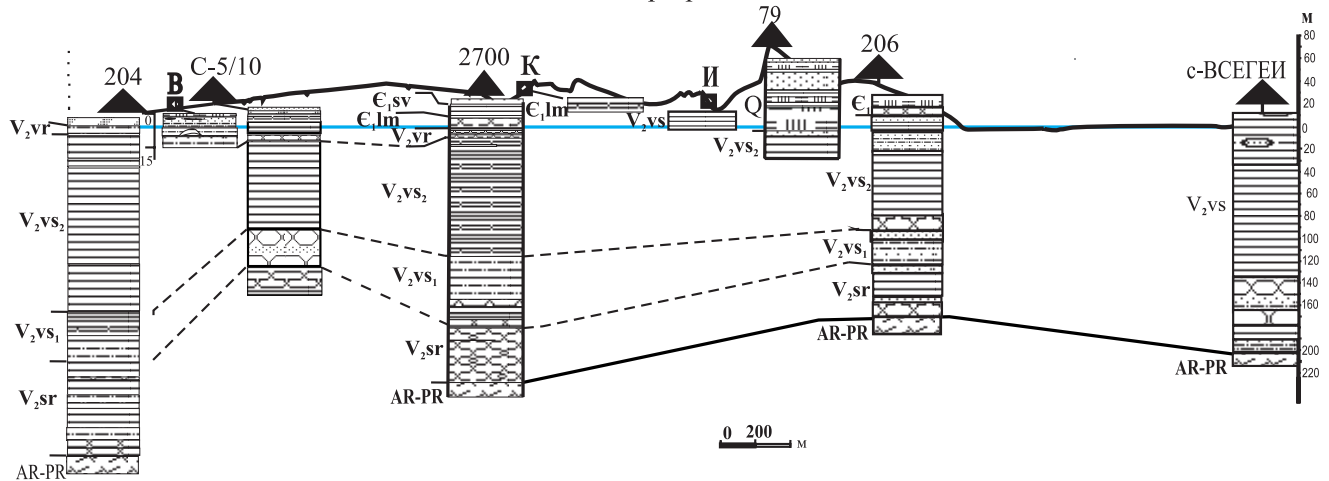
Ляминаритовые глины обладают тонкополосчатой, реже массивной микроструктурой, ленточной тонкослоистой текстурой, обусловленной чередованием темно-серых глинистых и светло-серых крупнопелитовых и алеври-

товых слойков (0,1-3 мм). В алевритовых слойках наблюдаются плоские линзовидные конкреции сидерита.

В толще отмечаются прослои железненных глинистых алевролитов с неравномерно расположенным алевритовым материалом. Вероятно, прослои представляют собой корки взламывания, образовавшиеся после пере-



Схематический разрез по линии I-I



В е н д. В е р х н и й о т д е л

**Редкинский горизонт**

**V<sub>2</sub>sr** Старорусская свита. Песчаники, глины пестроцветные. В основании гравелиты.

**Котлинский горизонт**

**V<sub>2</sub>vs** Василеостровская свита. Ниж. подсвита: песчаники, алевролиты В основании гравелиты, песчаники. Верх. подсвита: Глины с алевритовыми прослоями и линзами сидерита.

**V<sub>2</sub>vr** Воронковская свита. Глины алевритистые с прослоями алевролитов. Вверху песчаники кварцевые

**К е м б р и й**

**Є<sub>1</sub>lm** Ломоносовская свита. Песчаники, глинистые, глины алевритовые **Є<sub>1</sub>sv** Алевролиты, песчаники, пески с прослоями глин

**О р д о в и к**

**O<sub>2</sub>** Известняки глауконитовые, доломиты, пески с прослоями глин, песчаники оболочные

- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7
- 8
- 9
- 10
- 11
- 12
- 13
- 14
- 15
- 16
- 17
- 18
- 19
- 20
- 21
- 22
- 23
- 24

Рис. 1. Геологическая карта района исследований (с использованием материалов А.С. Яновского). 1 – Глины перемятые («синие») с валунами, 2 – пески р/з, 3 – супеси, 4 – дактионемовые сланцы, 5 – пески с прослоями песчаников, 6 – глины с прослоями песчаников, 7 – пески с линзами ожелезненного песчаника, 8 – пески и алевриты с прослоями песчаников, 9 – алеврит глинистый, 10 – гнейсы, гранодиориты, 11 – песчаники р/з переслаивающиеся с глинами, 12 – песчаники р/з, 13 – чередование аргиллитов слюдисто-каолиновых с глинистыми алевролитами, 14 – глины с линзами кварцевого песка, 15 – глины тонкослоистые, 16 – песчаники с прослоями алевролита, 17 – глины с алевритовыми слойками и сидеритовыми пластинами, 18 – алевролиты с прослоями алевритов, 19 – линзы а – сидерита; б – лепидокрокита, 20 – линия разреза, 21 – разломы, 22 – обнажения, 23 – скважины, 24 – граница Ладожско-Балтийского глинита.

рыва и уплотнения нижележащих осадков.

Участками в глинистом каолиновом субстрате видны линзы алевритового материала. В глинисто-алежитовом субстрате обнаружены ожелезненные остатки клеток ископаемых прокариот, образующие цепочки по определению В.Н.Сергеева *Bavlinella taveolata Schepelova* (1962?), *Ostiana cf. microcystis Hermann* (1976).

В настоящее время возраст наблюдаемой вендской части разреза подтверждается определениями *Vendotaenia antiqua Gnilovskaya*.

В василеостровских глинах, вскрытых скважиной С-5, в шлифах обнаружены остатки прокариот, определенных В.Н. Сергеевым как птероспермопсиморфоподобные, сфероморфные, колониальные коккоидные формы. В этом разрезе в глинах встречены остатки водорослей.

Найденные остатки прокариот свидетельствуют о наличии свободного кислорода в донных илах, возможно вследствие активизации процессов выветривания на прилегающей суше.

Вышележащая алеврит-глинистая толща верхнего венда, относимая к воронковской свите (Яновский, 1999) и протягивающаяся в западном направлении до северной Эстонии, обнажена в приустьевых частях р. Воронка (разрез «В-1»; рис. 2).

На песчанниках голубовато-серых тонкозернистых, крепких (ниже уреза воды), наблюдаются уплотненные зеленовато и голубовато-серые глины с ляминаритовыми ожелезненными пленками. Эту часть разреза возможно отнести к василеостровской свите по находке Леонова М. (Палеонтологический институт РАН) *Vendotaenia antiqua*. Вышележащие отложения, вероятно, воронковские.

**Воронковская свита**

Пачка сантиметрово-дециметрового переслаивания аргиллитов алевритистых слюдисто-каолинистых с алевролитами глинистыми слюдистыми изредка мелкопесчанистыми.

Пески слабоохристые с прослоями ожелезненных песчаников до 15 см мощностью и линзовидными прослоями голубовато-розоватых алевритистых глин с горизонтально-волнистой прерывистой слоистостью от 1-3 см

мощностью. В алевритовых слойках встречаются уплощенные линзовидные и крупные до 15 см ячеистые разрушенные конкреции сидерита с черной железистой оторочкой.

Вверх по разрезу алевритистость толщи возрастает.

В верхней части разреза выделяется пачка (мощностью 0,8 м) пестроокрашенных глин голубых, фиолетовых и желтых оттенков с линзовидными песчаными слойками (меньше сантиметра). Пачка венчается прослоем глинистых пород ярко-желтой окраски, хорошо прослеживающимся по обнажению.

Присутствие лепидокрокита, образование которого (Чухров и др., 1973) связано с растворением сидерита, когда железо переходит в раствор в виде  $Fe(HCO_3)_2$ , обожренность пород по алевритовым слойкам, и охристые и чер-

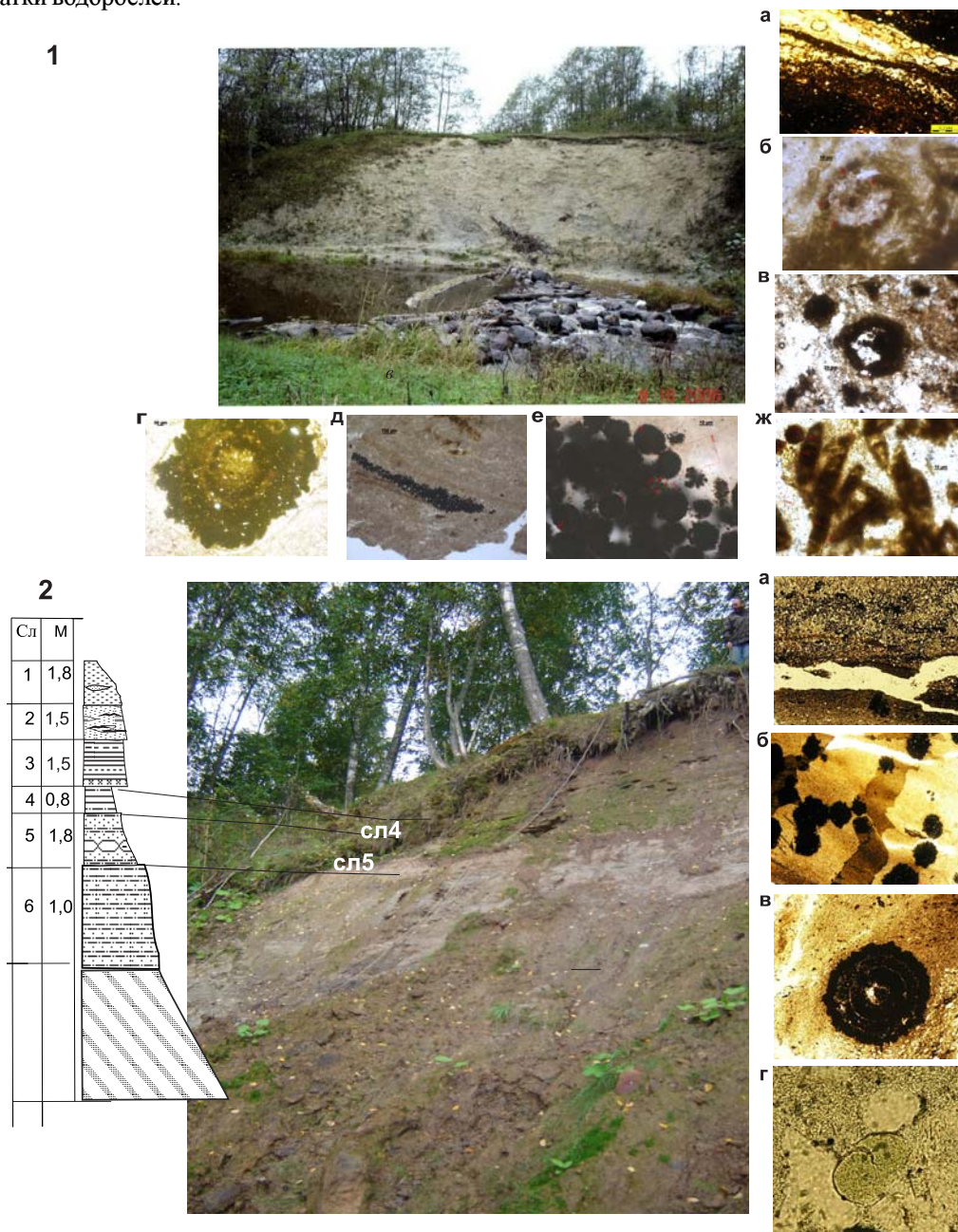


Рис. 2. Разрезы отложений котлинского горизонта: 1 – василеостровской свиты на р. Черная (II). а – цианобактериальные маты; б – *Siphonophycus Kestron Schopf*, 1968; в – *Paleo Palaeolyngbya cf. P. Basghoortiana*, г, д, е – пирит по колониям цианобактерий, ж – *Oscillatoria aff. O. meding*. 2 – воронковская свита на р. Воронка (B-1): а – слои алевролита сменяются слоями алевролитистой глины; б – глина алевролитистая с ходами илеодов и железистыми включениями; в – железистые включения; г – глобулы глауконита в песчанике.

ные ореолы гидроокислов железа по периферии сидеритовых конкреций указывают на возможное формирование пород пачки в субэвральном условиях и могут служить признаком существования коры выветривания, описанной в вендских разрезах Прибалтики (Бессонова и др., 1980; Менс, Пиррус, 1969) и наблюдаемой в скважинах 204 и 2700.

Выше наблюдается пачка белесых кварцевых мелкозернистых песков и алевроитов глинистых с тонкими сантиметровыми линзовидными пропластками ржавых (ожелезненных) песчаников. Пачка перекрыта четвертичными валунными суглинками.

По сообщению М. Леонова (Палеонтологический институт РАН), в глинах у уреза воды обнаружены остатки *Vendotaenia antiqua Gnilovskaya* (1974) типичного вида для отложений котлинского горизонта венда (эдиакария) Восточно-Европейской платформы (других находок ископаемых остатков на данных обнажениях не обнаружено). В других разрезах в пограничных отложениях недавно были обнаружены *Planolites* и описанные Н.А. Волковой акритархи.

Вышележащая часть разреза в исследуемом районе закрыта четвертичными отложениями. Естественных обнажений с контактом василеостровских и ломоносовских отложений сейчас не существует, он был вскрыт и скважинами, но керн не сохранился или он недоступен (скважины на территории ЛАЭС).

#### **Кембрий. Нижний отдел. Ломоносовская свита**

По данным бурения в черте г. Ломоносова (скв. 206) эта часть разреза, выше серых глин, представлена песками, слабосцементированными глинами и песчаниками ломоносовской свиты нижнего кембрия. Песчаники ломоносовской свиты наблюдаемые в скважинах 206 и С-5 и обнажениях «К-1» и «К-2» (Рис. 1) возможно отнести к воронковским.

В среднем течении р. Коваш в разрозненных мелких коренных выходах (до 2 м мощностью) обнажены алевроитистые глины, внешне очень похожие на воронковские.

Глины залегают моноклинально с пологим падением на юго-восток в сторону погружения северо-западного крыла Московской синеклизы под углами 9-12°.

Голубые пластичные и плотные глины обладают неясной слоистостью, раковистым и скорлуповатым изломом. Поверхности напластования «посыпаны» листочками слюды (мм). Ближе к урезу воды голубая окраска становится интенсивнее. В отдельных прослоях появляется зеленоватый оттенок за счет глауконита, наблюдаемого в шлифах и приуроченного к алевроитовым пропласткам в глине. На поверхностях напластования наблюдаются ожелезненные пленки (мм), возможно, остатки ляминаритов и охристые пятна. Поверхности напластования ровные. В 1 м от подошвы прослеживается прослой (3-5 см) голубовато-серых мелкозернистых песчаников с тонкой горизонтальной слоистостью (мм), подчеркнутой темно серыми прослойками через 3-5 мм. Поверхности напластования песчаника покрыты ожелезненными пленками, участками наблюдаются знаки ряби ветвистой мелкой с высотой гребней до 2 мм.

По гранулометрическому составу глины можно отнести к алевроитовым.

В глинах разреза «К-1» А.Ю. Иванцовым обнаружен *Sabellidites cambriensis Janischevskii*.

#### **Сиверская свита**

В разрезах на р. Тосно и приустьевой части р. Саблинка изучались глины, подстилающие пески саблинской свиты (разрез «Т-1» и многократно описанный разрез «**обнажение 21**», рис. 1). Глины голубые, во влажном состоянии зеленоватые, однородные пластичные содержат редкие зерна кварца до 1 мм. В шлифах наблюдаются линзочки алевроитового материала и изредка нитевидные остатки прокариот, выполненных пиритом, подчеркивающие нечеткую слоистость. На глинах залегают пески и песчаники саблинской свиты.

#### **Вещественный состав глин**

Минералы глин изучались в шлифах и рентгенодифракционными методами с использованием методики Ритвельда для обработки результатов количественного анализа (Рис. 3). Для определения химического состава глинистых минералов проведен силикатный анализ и электронная микроскопия (Рис. 4).

#### **Василеостровская свита**

Ляминаритовые глины (разрез «И») – тонкодисперсные слабоалевритистые хлорит-каолинит-слюдистые с неоднородной структурой, участками пелитовой и алевропелитовой. Микротекстура участками массивная или микролинзовидно-волнистослоистая нарушенная. В линзочках и микрослойках присутствует скопление тонкого кварцево-алевритового материала. Наблюдается микрокомковатая отдельность. Основная масса светло-оливкового цвета. В скрещенных николях в основной массе наблюдается каолинит, имеющий низкое двупреломление и серые цвета интерференции. Встречаются сфероидальные обособления каолинита (Рис. 4). Среди каолинитовой массы наблюдаются значительное количество слюды и иллит-сметтитов. Иногда слюда образует ориентированные в одном направлении линзовидные скопления или микрослойки, что обуславливает эффект волнистого погасания. Участками отмечается более зеленый цвет породы, что, вероятно, связано с примесью хлорита, возможно связанного с тонкодисперсными обломками хлористого биотита.

По гранулометрическому составу алевроитистые разности содержат 10-20 % фракции 0,01-0,1 мм. Минералогический состав алевроитовой и пелитовой фракции полимиктовый. Среди обломочных минералов алевроитовой размерности 60-90 % составляют мусковит, бурый и зеленый биотит, 10 % приходится на кварц и полевые шпаты. В породе присутствуют сидерит, пирит, магнетит, ильменит – до 1 %, встречаются единичные зерна турмалина, циркона. В глинистой фракции содержится до 15-20 % каолинита.

#### **Воронковская свита**

Алевроитистые аргиллиты – слюдисто-каолинитовые (пачки чередования аргиллитов и алевролитов глинистых нижней части разреза «В-1»), обладают алевро-пелитовой и алевроитовой структурами и горизонтальной неясной, участками нарушенной (прослой алевроитового материала около 1-1,5 мм), текстурой. В аргиллитовых прослоях присутствуют примеси кварца – 15-25 %, много тон-

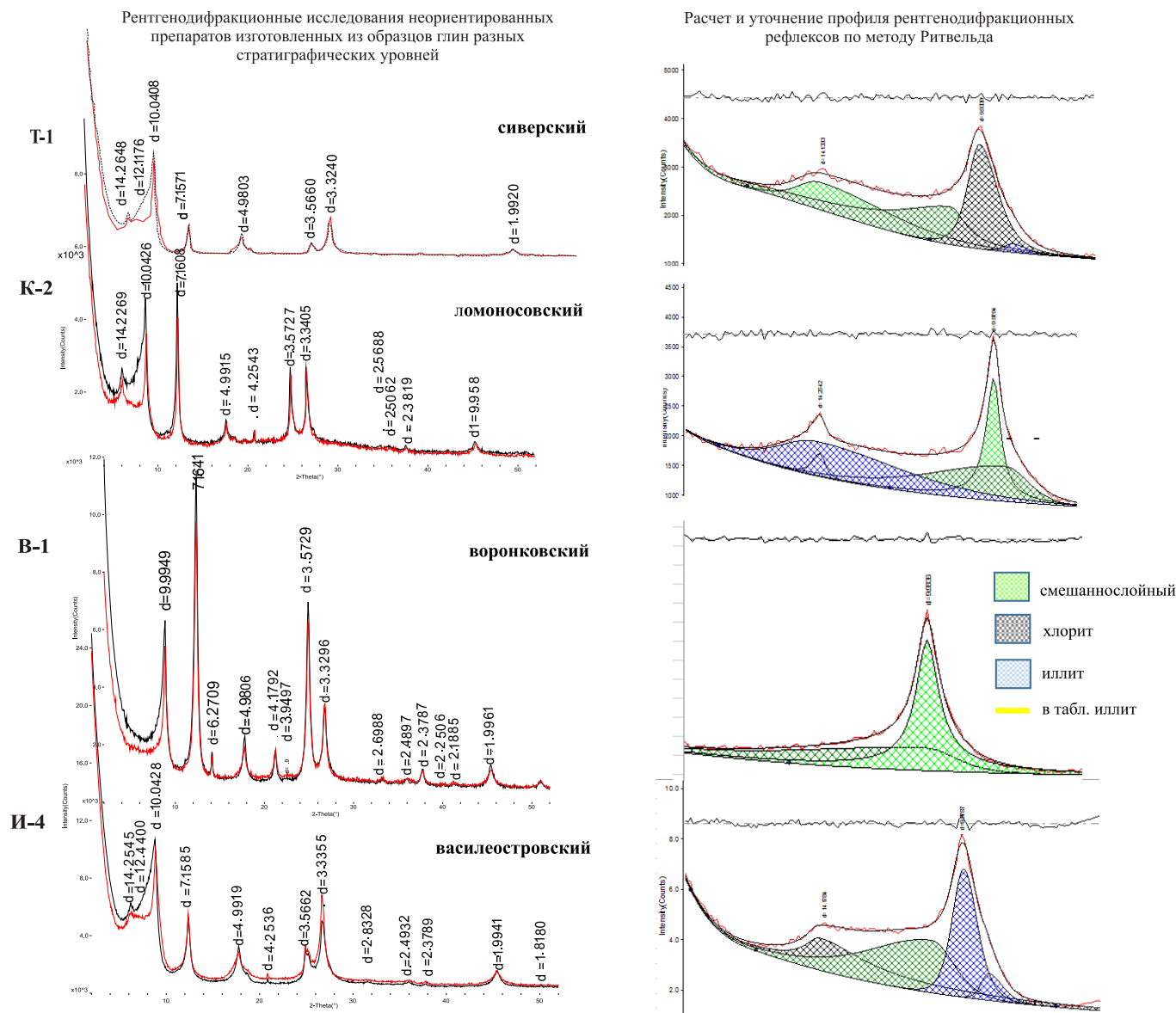


Рис. 3. Минеральный состав глинистой фракции.

кого слюдистого детрита. Состав алевритовых и песчано-алевритовых прослоев: алевролит, кварц, полевоы шпат (не более 1-3 %). Окатанность обломочного материала плохая, сортировка плохая и средняя. Характерны крупные округлые выделения сидерита (7-8 на шиф), вероятно, по водорослям (до 0,7 мм). Много тонкого рассеянного органического вещества в основной массе породы.

В алевритистых глинах верхней части разреза «В-1» (пестроокрашенные породы) наблюдаются слойки алевролита крупнозернистого с чешуйками слюды, сменяющиеся слоями алевролита мелкозернистого и алевритистой глины с железистым цементом, распределенным послойно. В мелкозернистом алевролите встречаются железистые округлые включения, возможно, образовавшиеся по органическим остаткам.

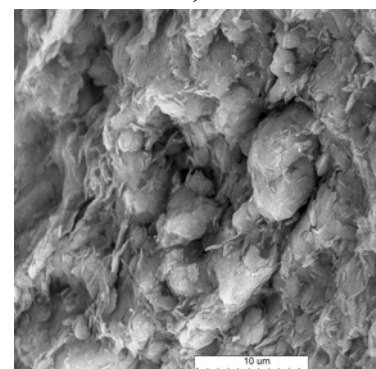
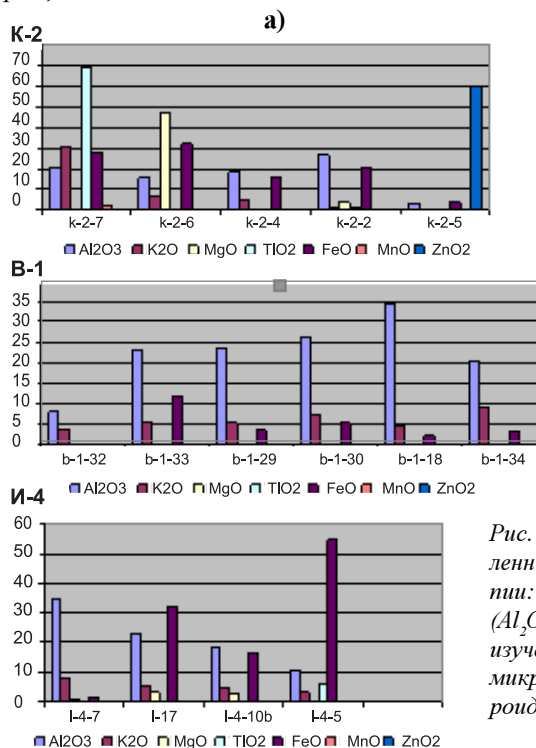


Рис. 4. Химический состав глин, определенный с помощью электронной микроскопии: а) диаграммы распределения окислов ( $Al_2O_3$ ,  $K_2O$ ,  $MgO$ ,  $TiO_2$ ,  $FeO$ ,  $MnO$ ,  $ZnO_2$ ) изученных образцов глин (K-2, B-1, И-4); б) микроструктура глины (обр И-4) со сферидальным каолинитом.



Среди обломков преобладает кварц (до 25 %), измененный расслоенный зеленоватый, возможно, хлоритизированный биотит (до 5 %), встречаются единичные зерна микроклина. Зерна кварца средней окатанности, на отдельных зернах наблюдаются регенерационные каймы. Цемент железистый, алевритистый. На отдельных участках карбонатный. В цементе довольно много удлиненных кристаллов иллит-сметитового состава, часто подчеркивающих слоистость. Структура гипидиобластовая и гранобластовая. Зерна удлиненные. Текстура слоистая.

По результатам рентгеновской дифракции в глинах пестрокрашенной пачки кроме каолинита и слюд обнаружен лепидокрокит.

#### Ломоносовская свита

Алевритистые глины (разрезы «К-1» и «К-2») имеют каолинит-хлорит и иллит-сметитовый состав, обладают пелитовой структурой, слоистой, ориентированной параллельно напластованию текстурой, обусловленной переослаиванием с тонкими прослойками песчано-алевритистого материала. В алевро-песчаной примеси – кварц, единичные зерна плагиоклаза. Зерна неокатанные, реже полукатанные. Органическое вещество – тонкое рассеянное, ориентировано параллельно напластованию. Встречаются единичные зерна мелкого хлорита. Среди основных минералов преобладает кварц – до 40 %; иллит-сметит – до 25 %, зеленый биотит – до 15 %, полевые шпаты – до 5 %. В глинистых прослоях иллит-сметиты составляют 80 % и каолинит – около 10 %. В тяжелой фракции встречаются титанистые минералы, эпидот и циркон. В тонкодисперсной части, представленной гидрослюдами, глауконитом и, реже, хлоритом, встречается монтмориллонит. Спорадически в тонкозернистой глинистой массе встречаются крупные зерна кварца, глауконита, полевого шпата, пирита.

#### Сиверская свита

В глинах более 80 % частиц относятся к фракции менее 0,01 мм. Более 50 % составляют смешанослойные образования и хлорит. В тонкодисперсных глинах встречаются линзы алевритового материала с зернами кварца. При дифрактометрических исследованиях выявлен каолинит.

По результатам силикатного анализа проб, отобранных из глин и алевритов василеостровской, воронковской и ломоносовской свит, химический состав отложений стабилен.

Дифрактограммы глин василеостровской, воронковской и ломоносовской свит имеют схожий облик (Рис. 3).

Толщина кристаллитов уменьшается вниз по разрезу (к василеостровской части разреза). Присутствие иллит-сметитовой компоненты и количество иллита в отложениях ломоносовской и саблинской свит (разрезы «К-1», «К-2» и «Т-1») сопоставимы с составом василеостровских отложений (разрез «И»). В породах разреза «К-1» иллит, видимо, переотложенный.

На некоторое различие условий седиментации в воронковское и василеостровское время указывает присутствие в породах хлорита. В отложениях разреза «В-1» хлорита не обнаружено, а разрезе «И» хлорит более железистый (14 и 3,54А°), возможно, указывающий на гумидные условия седиментации. В разрезах «К-1» и «Т-1» увеличивается количество хлорита, что позволяет предположить

формирование отложений вблизи береговой линии в условиях холодного климата.

Присутствие прослоев песчаников и глауконита позволяет говорить о формировании алеврито-глинистой толщи в условиях прибрежного мелководья. По данным калий-аргонового метода для глауконитов (Андерсон и др., 2006), определен абсолютный возраст нижнекембрийских глин как 530-590 млн. лет.

Приведенные данные свидетельствуют об изолированности системы К-Аг в сравнительно легко метаморфизируемом минерале, а следовательно, длительной стабильности состояния всей глинистой толщи в течение полумиллиарда лет.

В породах воронковской свиты (разрез «В-1») присутствует иллитовый материал, катагенетический каолинит, и нет смектита, что характерно для обстановки изменения колебаний уровня моря. В котлинское время бассейн был глубже и теплее, возможно, происходило чередование влажных и засушливых периодов. Материал накапливался на больших расстояниях от источников сноса – в породах разреза «И» присутствует значительное количество смектита.

Несколько превышающее кларковое содержание Fe – до 5,56 %, в глинах воронковской свиты, вероятно, связано с гипергенными процессами.

Для восстановления палеоклиматических условий накопления тонкозернистых осадков использовались отношения петрохимических модулей (Акулышина, 1985).

По отношению  $Al_2O_3 / TiO_2$  в тонкой фракции глин – от 19,76 до 20,11 (< 20 ед.) и по показателю индекса химического выветривания  $CIA = [Al_2O_3 / (Al_2O_3 + CaO + Na_2O + K_2O)] \times 100$  – от 75,95 до 79,62 (> 70 ед.) возможно предположить гумидные условия накопления осадков при интенсивном химическом выветривании на прилегающей суше в вендское и в кембрийское время.

Низкое содержание титана и высокое содержание алюминия, вероятно, характеризуют условия открытого моря.

Стабильные значения отношений Ni/Co (от 0,88 до 3,66) и V/Cr (< 2) свидетельствуют, что формирование вендских и кембрийских глин происходило в окислительных условиях при хорошей аэрации придонных вод.

В кембрийское время условия осадконакопления немного изменились – бассейн стал открытым мелководьем, о чем свидетельствует появление песчаных прослоев с глауконитом. По сравнению с алевритовыми разностями пород в глинах несколько увеличено содержание V (115-126) и Cr (80-104).

#### Выводы

1. По совокупности литологических признаков и повышенному содержанию железа формирование верхневендских-нижнекембрийских алеврито-глинистых отложений происходило в лагунных условиях, периодически сменяющихся обстановкой прибрежного мелководья. Каолинит-иллит-сметитовый состав глин и присутствие остатков клеток ископаемых прокариот, вероятно, свидетельствуют об умеренно гумидном климате и активном площадном физическом выветривании на прилегающей суше.

2. По одинаковому минеральному и гранулометрическому составу, а также по своим физико-механическим свойствам толщи практически не отличаются друг от друга.

## Литература

- Акульшина Е.П. Глинистое вещество и осадочный рудогенез. Новосибирск: Наука. 1985. 244 с.
- Андерсон Е. Б., Савоненков В. Г., Шабалев С. И. Перспективы создания подземных могильников РАО в нижнекембрийских глинах Ленинградской области. *Тр. Радиового ин-та им. В. Г. Хлопина*. 2006. Т. XI. С. 105-132.
- Бессонова В.Я., Брангулис А.П., Великанов В.А. Палеогеография и литология венды и кембрия запада Восточно-Европейской платформы. М: Наука. 1980. С. 19-29.
- Крупская В.В. Классификация глинистых минералов. *Мат. III Российской Школы по глинистым минералам «Argilla Studium - 2014»*. М: ИГЕМ РАН. 2014. С. 56-63.
- Менс К., Пиррус Э. Древняя кора выветривания ляминаритовых глин на северо-западе Русской платформы. *Изв. АН ЭССР. Геология*. 1969. Т. XVIII. № 4. С. 385-391.
- Менс К.А., Пиррус Э.А. О стратиграфии пограничных слоев венды и кембрия на северо-западе Русской платформы. *Изв. АН СССР. Сер. Геологическая*. 1971. № 11. С. 93-103.
- Мигдисов А.А. О соотношении титана и алюминия в осадоч-

ных породах. *Геохимия*. 1960. № 2. С. 149-164.

Чухров Ф.В., Звягин Б.Б., Ермилова Л.П., Горшков А.И. Проблема лепидокрокита. *Записки Всесоюзного минералогического общества*. 1973. Ч. 102. Вып. 5. С. 563-571.

Янишевский М.Э. Кембрийские отложения Ленинградской области. *Ученые записки ЛГУ. Сер. географ. наук*. 1939. Вып. I. № 25. С. 4-31.

Яновский А.С., Ауслендер В.Г., Буслевич А.Л., Насонова Л.Д., Саммет Э.Ю. Легенда Ильменской серии листов Госгеолкарты. Санкт-Петербург. 1999.

## Сведения об авторе

Ольга Яковлевна Гаген-Торн – ведущий инженер, лаборатория сравнительного анализа осадочных бассейнов, Геологический институт Российской академии наук.

Россия, 119017 Москва, Пыжевский пер, 7

Тел: +7 (495) 959-28-06, e-mail: guga-87@mail.ru

Статья поступила в редакцию 13.04.2016

# The Formation of the Upper Vendian – Middle Cambrian Clay Strata of Subclint Area

O.Ya. Gagen-Torn

Institute of Geology of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

**Abstract.** Silt-clay strata of Upper Vendian (Kotlinskian horizon) and Lower Cambrian age can be traced along the denudation ledge of Ladoga-Baltic clint. The study area is located in subclint area where sediments were studied in scattered shallow outcrops and wells from the estuary of the river Voronka in the west to the river Tosno in the south-eastern part of the clint ledge. Deposits are related to Vasileostrovskian (r. Chernaya) and Voronkovskian (r. Voronka) suites of Upper Vendian, Lomonosovskian (r. Kovash) and Siverskian (r. Tosno) suites of Lower Cambrian. Sedimentation occurred most likely in the lagoon environment periodically alternating with coastal shallow environment. Accumulation of thick bottom sediments is possibly due to the active areal physical weathering on the adjacent land.

For a number of lithological and petrographic features, close chemical composition, X-ray modeling of clay minerals, as well as findings of similar prokaryote residues may be assumed that the accumulation of boundary clay strata at the boundary of the Vendian and Cambrian subclint area occurred without a long break in the studied area.

**Key words:** clay strata, subclint area, sedimentation, Upper Vendian, Lower Cambrian, lithological and petrographic features, chemical composition.

## References

- Akul'shina E.P. Glinistoe veschestvo i osadochnyy rudogenez [The clay matter and sedimentary ore genesis]. Novosibirsk: Nauka Publ. 1985. 244 p. (In Russ.)
- Anderson E.B., Savonenkov V.G., Shabalev S.I. Perspektivy sozdaniya podzemnykh mogil'nikov RAO v nizhnekembriyskikh glinakh Leningradskoy oblasti [Prospects of underground waste repositories in Cambrian clays of the Leningrad region]. *Tr. Radiovogo in-ta im. V. G. Khlopina* [Proc. Radium Institute]. 2006. T. XI. Pp. 105-132. (In Russ.)
- Bessonova V.Ya., Brangulis A.P., Velikanov V.A. Paleogeografiya i litologiya vendy i kembriya zapada Vostochno-Evropeyskoy platformy [Paleogeography and lithology of the Vendian and Cambrian West of the East European platform]. Moscow: Nauka Publ. 1980. Pp. 19-29. (In Russ.)

Krupskaya V.V. Klassifikatsiya glinistykh mineralov [Classification of clay minerals]. *Materialy III Rossiyskoy Shkoly po glinistym mineralam «Argilla Studium - 2014»* [Proc. III Russian School of clay minerals «Argilla Studium - 2014»]. Moscow: IGEM RAN. 2014. Pp. 56-63. (In Russ.)

Mens K., Pirrus E. Drevnyaya kora vyvetrivaniya lyaminaritovykh glin na severo-zapade Russkoy platformy [Ancient weathering crust of lyaminarite clays in the northwest of Russian platform]. *Izv. AN ESSR. Geologiya = News of the AN ESSR. Geology*. 1969. V. XVIII. No. 4. Pp. 385-391. (In Russ.)

Mens K.A., Pirrus E.A. O stratigrafii pogranichnykh sloev vendy i kembriya na severo-zapade Russkoy platformy [On the stratigraphy of the boundary layers of the Vendian and Cambrian in the northwest of Russian platform]. *Izv. AN ESSR. Ser. Geologich. = News of the AN ESSR. Geological Ser.* 1971. No. 11. Pp. 93-103. (In Russ.)

Migdisov A.A. O sootnoshenii titana i alyuminiya v osadochnykh porodakh [About the ratio of titanium and aluminum in sediments]. *Geokhimiya = Geochemistry*. 1960. No. 2. Pp. 149-164. (In Russ.)

Chukhrov F.B., Zvyagin B.B., Ermilova L.I., Gorshkov A.I. Problema lepidokrokita [The problem of lepidocrocite]. *Zapiski Vsesoyuznogo mineralogicheskogo obshchestva = Notes of the All-Union Mineralogical Society*. 1973. Part 102. Is. 5. Pp. 563-571. (In Russ.)

Yanishevskiy M.E. Kembriyskie otlozheniya Leningradskoy oblasti [Cambrian deposits of the Leningrad region]. *Uchenye zapiski LGU. Ser. geograf. nauk*. 1939. Is. I. No. 25. Pp. 4-31. (In Russ.)

Yanovskiy A.S., Auslender V.G., Buslovich A.L., Nasonova L.D., Sammet E.Yu. Legenda Il'menskoj serii listov Gosgeol'karty [Il'mensky series sheets legend of the State Geological Map of the Russian Federation]. St. Petersburg. 1999. (In Russ.)

**For citation:** Gagen-Torn O.Ya. The Formation of the Upper Vendian – Middle Cambrian Clay Strata of Subclint Area. *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 2. Pp. 120-126. DOI: 10.18599/grs.18.2.9

## Information about author

Olga Ya. Gagen-Torn – Leading Engineer, Laboratory of Sedimentary Basins Comparative Study, Institute of Geology of the Russian Academy of Sciences

Russia, 119017 Moscow, Pyzhevskiy per, 7

Phone: +7(495) 959-28-06, e-mail: guga-87@mail.ru

Manuscript received April 13, 2016

УДК 553.982

# Особенности строения и происхождения нефтегазогенерирующих толщ сланцевого типа в пермских отложениях Предуралья

Т.Т. Казанцева

Институт геологии Уфимского научного центра Российской академии наук, Уфа, Россия

Состав и строение нефтегазогенерирующих толщ сланцевого типа в пермских отложениях Предуралья рассматриваются на примере геологии горы Янгантау, которая представлена преимущественно янгантауской свитой битуминозных пород, содержащих компоненты, присущие доманикитам (карбонаты, глинистое вещество, достаточное количество кремнезема, содержание органического вещества от 3 до 12 %). Особенности геологического строения объекта обуславливаются сочетанием нескольких природных факторов: геоморфологического, вещественно-стратиграфического, гидрогеологического и структурно-тектонического. Последний из названных характеризуется повышенными значениями тангенциальных тектонических напряжений, что вытекает из присутствия олистостромы, которая согласно современным представлениям, является индикатором такого режима. Взаимодействие перечисленных факторов обеспечивает естественный механизм извлечения углеводородов из сланцевых толщ, сопоставимый с известными технологическими приемами.

**Ключевые слова:** нефтегазогенерирующие толщи сланцевого типа, пермские отложения, Предуралье.

**DOI:** 10.18599/grs.18.2.10

**Для цитирования:** Казанцева Т.Т. Особенности строения и происхождения нефтегазогенерирующих толщ сланцевого типа в пермских отложениях Предуралья. *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 2. С. 127-132. DOI: 10.18599/grs.18.2.10

Заявленная в названии статьи проблема рассматривается на примере объекта горы Янгантау, которая находится в пограничной зоне Каратауской структуры и Юрюзано-Сылвинской депрессии Предуралья передового прогиба (Рис. 1).

Гора Янгантау является вместилищем целительных горячих паров и газа, используемых хорошо известным одноименным горе курортом. Они приурочены преимущественно к янгантауской свите, представленной битуминозными породами, содержащими компоненты, присущие доманикитам, и, также как и они, имеющими сланцевое строение. Особенности геологического строения янгантауского объекта обуславливаются особыми природными факторами: геоморфологическим, вещественно-стратиграфическим, гидрогеологическим и структурно-тектоническим. Взаимодействие их создает неповторимость этого природного феномена.

**I. Геоморфологический фактор.** Гора Янгантау представляет собой возвышенность, вытянутую с юго-запада на северо-восток вдоль правого берега р. Юрюзань между дд. Чулпан и Ильтаево Салаватского района РБ. Сеть оврагов расчленила ее на отдельные плоские вершины. Абсолютная отметка вершины – 416 м, подошвы – 252 м над уровнем моря. Обращенная к реке Юрюзань сторона горы имеет крутой, участками обрывистый склон, спускающийся к самому руслу реки. Породы здесь сильно трещиноваты, потому склон хорошо продуваем.

**II. Вещественно-стратиграфический фактор.** Гора Янгантау и ее окрестности сложены преимущественно отложениями артинского яруса перми. С поверхности они достаточно хорошо изучены известными уральскими исследователями: В.Д. Наливкиным, Н.М. Страховым, Г.А. Дмитриевым, А.И. Осиповым, Н.Г. Чочиа, С.М. Домрачевым, С.В. Максимовой, К.А. и Л.А. Миловидовыми, Г.В. Вахрушевым и многими другими. В пределах Юрю-

зано-Сылвинской депрессии эти отложения подвержены значительным фаціальным изменениям: более глинистые и известковистые, распространенные в юго-западной части региона, сменяются к востоку и северо-востоку песчаниками и конгломератами. Отложения представлены двумя подъярусами: нижним, по фауне фузулинид соответствующим бурцевскому и иргинскому горизонтам, и верхним, куда входят саргинский и саранинский горизонты.

Отложения бурцевского и иргинского горизонтов Н.Г. Чочиа и С.М. Домрачев выделили в *бальзякскую сви-*



Рис. 1. Тектоническое районирование территории Башкирии. 1 – Восточно-Европейская платформа, 2 – Предуральский передовый прогиб, 3 – Башкирский антиклинорий, 4 – Зилаирский синклинорий, 5 – зона Уралтау, 6 – Магнитогорский синклинорий; Бв – Бельская впадина, Юсв – Юрюзано-Сылвинская депрессия, А – крупные аллохтоны западного склона Ю. Урала, К – Каратауский аллохтон.



Рис. 2. Деформированные олистолиты известняка в бальзякской свите. Правый берег р. Юрюзань, ниже д. Чулпан.



Рис. 3. Деформированные олистолиты известняка в бальзякской свите. Правый берег р. Юрюзань, ниже д. Чулпан.

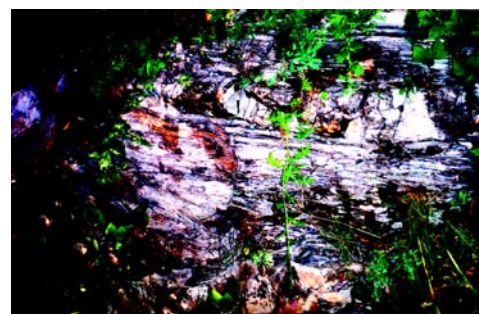


Рис. 4. Линза кремней среди сланцев янгантауской свиты на восточном склоне горы Янгантау.

ту песчаников и конгломератов (Наливкин, 1950). Она обнажается у подножья горы Янгантау, прослеживаясь полосой от устья р. Урдали в направлении на северо-восток. В южной части Месягутовской антиклинали в ее составе преобладают среднезернистые песчаники с линзами конгломератов, которые севернее деревни Чулпан достигают значительной мощности. Среди их кластического материала встречаются довольно крупные, деформированные глыбы известняков, размеры которых достигают 10 м. При совместном с В.Д. Наливкиным осмотре мы отнесли их к олистолитам в составе чулпанского олистрострома (Рис. 2, 3).

Общая мощность данного горизонта колеблется от 100 до 200 м. В районе устья реки Урдали бальзякская свита представлена глинистыми сланцами с прослоями мергелей и песчаников. К востоку от реки Юрюзань в составе свиты возрастает роль конгломератов, наиболее мощный слой которых появляется в основании свиты на меридиане села Турнали. Верхняя часть бальзякской свиты сложена преимущественно аргиллитами с прослоями мергелей и песчаников. Мощность по р. Юрюзань – 100-180 м.

Залегающую над породами бальзякской свиты толщину битуминозных мергелей, содержащими органическое вещество в количестве 3-5 %, в отдельных участках до 12 %, Н.Г. Чочиа и В.Д. Наливкин назвали янгантауской свитой. Кроме мергелей, в ней присутствуют глинистые сланцы, известняки, доломиты, терригенные породы, заметное количество кремнезема. Наиболее полная характеристика состава свиты содержится в работе (Страхов, Осипов, 1935), по данным которой однородная мергельная толща по направлению на восток принимает облик типичного флиша. Данная свита прослеживается полосой вдоль северного склона хребта Каратау, на крыльях Месягутовской и Юкаликулевской антиклиналей. Лучшие обнажения ее известны на р. Салдаш, на горах Куткантау, Янгантау, Кантунтау, по рекам Юрюзань и Ай.

Породам янгантауской свиты присуща сланцеватость. Одной из характерных черт янгантауской свиты является своеобразная слоистость, названная «линзослоистостью». Сущность ее в том, что порода состоит из чередующихся полосок различной окраски, представленных линзами в 1-2 мм толщиной и от 1-2 см до нескольких десятков см в длину. Другая разновидность мергелей характеризуется тонкослоистостью. Порода состоит из тесно сближенных, чрезвычайно тонких (доли миллиметра), прямолнейных, черной окраски микрослоев, между которыми располагаются более светлые слои. По Г.В. Вахрушеву в западной части горы Янгантау в обнажениях также представлены

две основные разновидности битуминозных мергелей: тонкослоистые, часто листоватые (толщина слоев от 1 мм до 1 см) и массивные (толщина линз от 10 см до 5-10 м). Массивные мергели местами обнаруживают окремнелость и пиритизацию. Цвет как тонкослоистых, так и толстослоистых мергелей в большинстве случаев темно-серый.

Текстурные особенности пород янгантауской свиты отображены на фотографии, сделанной нами при вещественно-структурных исследованиях конца двадцатого – начала двадцатого первого века (Рис. 4), а также зарисовки автора (Рис. 5). Помимо обычной сланцеватости наблюдается линзовидная и волнистая сланцеватость (Рис. 6).

На горах Салдаш и Куткантау обнажена только верхняя часть свиты. Здесь прослои глинистых сланцев и песчаников отсутствуют, но встречаются редкие прослои мергелей и известняков с фауной. Восточнее, на горе Янгантау, появляется несколько маломощных прослоев глинистых сланцев, а еще дальше к востоку, на горе Кантунтау этими глинистыми сланцами уже сложена значительная часть разреза. Вероятно это те породы, которые рассматрива-

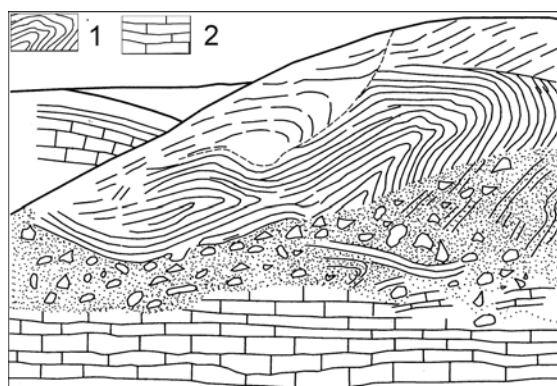


Рис. 5. Характер дислоцированности сланцевых слоёв янгантауской свиты. Зарисовка обнажения против деревни Ильтаево. 1 – характер дислоцированности глинистых сланцев янгантауской свиты; 2 – известняки.



Рис. 6. Характер линзослоистости янгантауской свиты северо-восточнее горы Янгантау.

ются в настоящее время как источник сланцевого газа – доманикиты или нефтегазогенерирующие образования с трудно извлекаемыми запасами углеводородов (Казанцева, 2013, 2014; Исмаилов, 2013).

На горе Янгантау часто отмечаются участки пород, окрашенные в красные тона, что многими расценивается как «обжиг» битуминозных мергелей и покрывающих их пород. Однако, красный цвет пород хорошо объясняется и переходом лимонита в гематит, ассоциирующегося с зонами тектонических нарушений.

Мощность свиты в южной части Месягутовской антиклинали достигает 200 м, на горе Янгантау – 260 м, а на горе Кантунтау (ниже устья реки Урдали) – 340 м.

По данным (Страхов, Осипов, 1935) битуминозные мергели гор Куткантау, Салдаш, Янгантау представляют собой огромную линзу, которая выклинивается в обе стороны на запад и на восток. На запад она переходит в органогенно-обломочные известняки (частью битуминозные), на восток – в толщу обломочных пород (песчаники и аргиллиты) флишевого типа. Протяжение собственно мергельной части этой линзы измеряется примерно 40 км. Собственно в этом регионе соблюдается одна из важнейших особенностей передовых прогибов, заключающаяся в закономерной смене формаций по латерали от платформы к складчатой области: рифовой, карбонатной, депрессионной (сланцевой), флишевой (Казанцев, 1984; Камалетдинов и др., 1981).

Выше битуминозных мергелей янгантауской свиты И.Г. Чочиа и В.Д. Наливкин выделили тандакскую свиту песчаников и кремнистых известняков. Свита прослеживается от деревни Малой Биянки, вдоль северного склона хребта Каратау, по обеим крыльям Месягутовской антиклинали вплоть до реки Тандак, северо-восточнее Месягутово и на северо-западном крыле Юкаликулевской антиклинали. Отличительным признаком является присутствие пачек и линз кремнистых известняков среди песчано-сланцевых отложений. По нижнему пласту известняков проводится граница свиты. Непосредственно на горе Янгантау на свите битуминозных мергелей залегают переслаивающиеся песчаники, кремнистые и глинистые сланцы, мергели, отнесенные к нижней части тандакской свиты. В пограничной зоне присутствуют линзы кремнистых известняков. В них также присутствует органическое вещество, но в количестве меньшем, чем в янгантауской свите. Мощность прослоев песчаников – от 20 до 50 см, сланцев – 2-3 м. Во многих местах отмечается мелкая складчатость с разрывами сплошности слоев синседиментационного характера.

Итак, в составе янгантауской свиты преобладают карбонаты (кальцит и доломит), глинистое вещество, в клас- тическом материале терригенных пород достаточно много кремнезема, а также органическое вещество, содержание которого в породах, в основном 3-6 %, иногда достигает 10 и более процентов. Характерно сланцевое строение. Эти особенности состава и строения янгантауской свиты позволяют относить их к «доманикитам». Происхождение углеводородов в них следует рассматривать как результат проявлений особого геодинамического режима, связанного с тектоническими силами. Раньше сплошные сланцеватые текстуры принято было рассматривать как результат динамометаморфизма в традиционном понимании этого процесса с фиксистой точки зрения. Чередование

же слоев сланцевого и не сланцевого строения в едином разрезе, наблюдаемые автономные проявления активной дислоцированности первых среди вторых, не совпадение элементов залегания сланцеватости и слоистости можно объяснить лишь режимом тектонического тангенциального сжатия, распространявшегося со стороны активной зоны складчатой области. Следовательно, наблюдения за характером проявления сланцеватости и её масштабностью позволяют говорить о направленности и типе тектонических напряжений, а также фиксировать периодизации их повторений. По смене состава и структурно-текстурных особенностей одновозрастных формаций попере- рек простирания всей складчатой области можно судить о характере проявления геодинамических режимов во времени и пространстве всей территории.

Но тектоническое субгоризонтальное сжатие ответственно не только за рассланцевание толщ, но и за механическую активацию горных пород, наиболее полно реализующуюся в зонах надвигов, где дробление, милонитизация и рассланцевание происходят весьма активно. Это подтверждают экспериментальные исследования Н.В. Черского и др., пришедших к выводу, что: «механические постоянные и переменные нагрузки в десятки раз ускоряют процессы преобразования ископаемого органического вещества даже при низких температурах (20-40°C) и протекают с высокой интенсивностью» (Черский и др., 1982, с.21). В этом плане показательны и более ранние данные Н.Б. Вассоевича, Ю.И. Корчагиной, Н.В. Лопатина и В.В. Чернышева (Вассоевич и др., 1969). Еще в 1969 году они привели пример экспериментов с аргиллитом, не погружавшимся ниже глубины 700 м. Под давлением 150 кг/см<sup>2</sup> из него было выделено битумоида в 2 раза больше, чем при давлении 5 кг/см<sup>2</sup>. При этом состав хлороформенного битумоида существенно изменялся. Если до давления 150 кг/см<sup>2</sup> в хлороформенных битумоидах асфальтены преобладали над углеводородами, то после – содержание углеводородов возросло в 3,5 раза и их стало в 5 раз больше асфальтенов. Это согласуется с представлениями об условиях нефтегазообразования глинистых пород, впрочем, как и многих рудных полезных ископаемых, в результате направленного тектонического давления.

**III. Гидрогеологический фактор.** На уровне р. Юрюзань, в подошвенной части горы Янгантау расположена единая водоносная зона с активной циркуляцией в верхних частях. Эта зона разделяется на отдельные водоносные интервалы. Многочисленные выходы подземных вод у р. Юрюзань имеются у подножья горы Янгантау, между с. Чулпан и резким изгибом реки выше по ее течению. Они представляют собой либо крупные пластовые тела, либо отдельные источники. Считают, что выходы вод не поднимаются выше 1-2 м от меженного уровня реки и затопляются в период весеннего паводка. Воды минерализованные, гидрокарбонатно-сульфатно-кальциевые и кальциево-магниевого, иногда слабо радиоактивные, со значением радиации до 17 ед. Махе. С глубиной минерализация вод увеличивается. Области питания описанной водоносной зоны служат выходы янгантауской свиты к северу от горы. Здесь, на высоких отметках расположены совершенно безводные участки водораздельного плато с многочисленными и глубокими логами. Воды, поглощенные этим сильно трещиноватым массивом, продви-

гаясь в восточном направлении и заполнив Юрюзано-Айскую впадину, разгружаются в избыточной части на берегу р. Юрюзань, под горой Янгантау. Так, скв. 3-К, заложенная на вершине горы, на отметке 414,66 м, вошла в водоносную зону на глубине 156,5 м и углубилась в нее на 24,5 м, на абс. отм. 258,16 м. Скв. 2-К заложена на отметке 332,8 м в восточном логу, окаймляющем гору. Общая глубина ее 127,5 м. На глубине 73,23 м она вошла в водоносную зону и вскрыла ее на 53,27 м. Следовательно, примерно 20 м по глубине относится к водоносному горизонту. Химический состав воды, по мере углубления в водоносную зону, изменялся в сторону увеличения минерализации. На глубине 124,5 м эта скважина вошла в зону замедленной циркуляции.

Таким образом, в подошвенной части горы Янгантау присутствует единая водоносная зона с активной циркуляцией в верхних частях.

По данным источников № 3, 8 и скважин 2-К и 3-К В.В. Штильмарком составлена гидрогеологическая схема этой водоносной зоны, на которой отображен сгущенный характер распределения гидроизогипс в верхней его части. Из этого следует, что движение подземного потока осуществляется по направлению к реке Юрюзань. Разгрузка его здесь значительная, что согласуется с особенностями сгущения горизонталей (Рис. 7).

Пресные источники, как правило, расположены, примерно, на уровне весенних вод реки Юрюзань. Как следствие в период весеннего половодья водоносная зона может частично подпитываться ее водами. На этот период падение гидроизогипс должно быть противоположным, т.е. внутрь горы. Этот поток может разбавлять подземные воды, понижая минерализацию и одновременно охлаждая их.

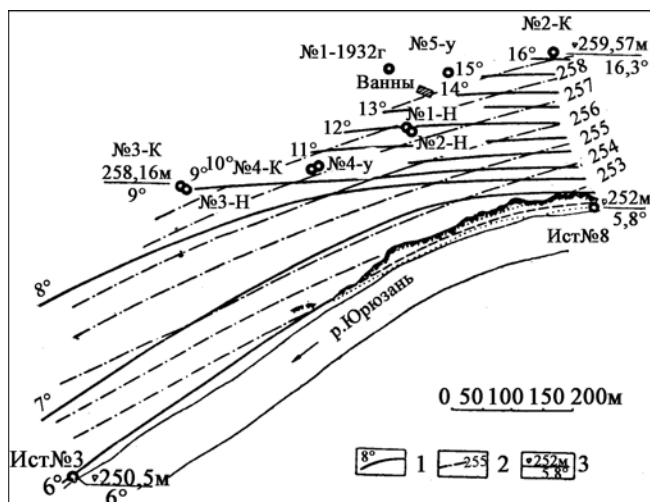


Рис. 7. Схема гидроизогипс и геоизотерм в водоносной зоне горы Янгантау (по Штильмарку, 1960). 1 – геоизотермы; 2 – гидроизогипсы; 3 – абсолютная отметка уровня воды и температура воды.



Рис. 8. Обнажения зоны смятия у восточной окраины д. Ахуново.

Часто встречаются и сернистые источники, которые, как правило, размещены на уровне межженного стояния воды в реке. Среди этих источников отмечены сульфидные воды, сосредоточенные в районе устья восточного лога горы и выше по течению р. Юрюзань. Они обладают малым дебитом (менее 0,1 л/сек), колеблющейся температурой и содержанием сероводорода не более 3-4 мг/л. Г.В. Вахрушев указывает, что некоторые источники Янгантау, кроме сероводорода, обладают еще и нефтяным запахом. Известно, что вода пресных источников, вытекающая из-под горы Янгантау, содержит эманиции радия 0,37, а вода р. Юрюзань – 0,08 ед. Махе.

Кроме теплого радиоактивного источника Кургазак, в районе Янгантау и в 20 км ниже по течению р. Юрюзань, у подножья горы Куткан и у нижнего конца д. Куселярово имеется ряд сероводородных источников с температурой воды 16°-19°. Некоторые из этих источников обладают весьма большой мощностью – порядка 20-30 л/сек каждый. По наблюдениям Г.В. Вахрушева, под горой Янгантау сернистые источники прогреты до 19°. Пресные же, вытекающие на 0,5-1 м гипсометрически выше, только до 6°-7°. Такие же сернистые источники обнаружены на бичевнике левого берега р. Юрюзань, под горой Куткантау. Судя по белому налету аморфной серы на камнях, выходы сернистых источников имеются и на дне р. Юрюзань.

**IV. Структурно-тектонический фактор** достаточно полно освещен в работах Р.И. Нигматулина, Т.Т. Казанцевой, М.А. Камалетдинова, Ю.В. Казанцева, А.С. Бобохова (1998); Казанцевой (2007); С.Г. Фаттахудинова, А.И. Коныхова, И.А. Хайретдинова (1976) и др. В них доказывалось, что структурные особенности и современная геодинамика района г. Янгантау определяются ее местоположением в сложном узле тектонического взаимодействия контрастных по составу и строению структур. С одной стороны это Каратауский аллохтон, с другой – комплекс сравнительно малоамплитудных чешуи южного окончания Юрюзано-Сылвинской впадины Предуральского краевого прогиба. Приводились наиболее характерные черты названных структур. Они следующие. Каратауская структура в современном виде имеет форму скошенной призмы толщиной от 1 до 5 км. Она образована поверхностью Каратауского надвига, Ашинским и Юрюзанским сдвигами. Юрюзанский сдвиг отражен широкой зоной понижений в современном рельефе, что связано с чрезвычайно высокой степенью дробленности и смятости толщ, особенно в узлах его пересечения с фронтальными частями пластин Юрюзано-Сылвинской впадины. Одна из таких зон – Ахуновские дислокации – показана на рис. 8.

Северо-западный угол Каратауской «призмы» приходится на тот участок Месягутовской пластины, где располагается г. Янгантау. Янгантауские дислокации являются производными смещения Каратауского аллохтона в направлении, противоположном общеуральским движениям. В геологическом прошлом для территории были характерны проявления высоких значений тепла, как совпадающие с современными термоаномалиями, так и распространенными значительно шире. Древние термоаномалии согласуются с элементами современных структур (Рис. 9).

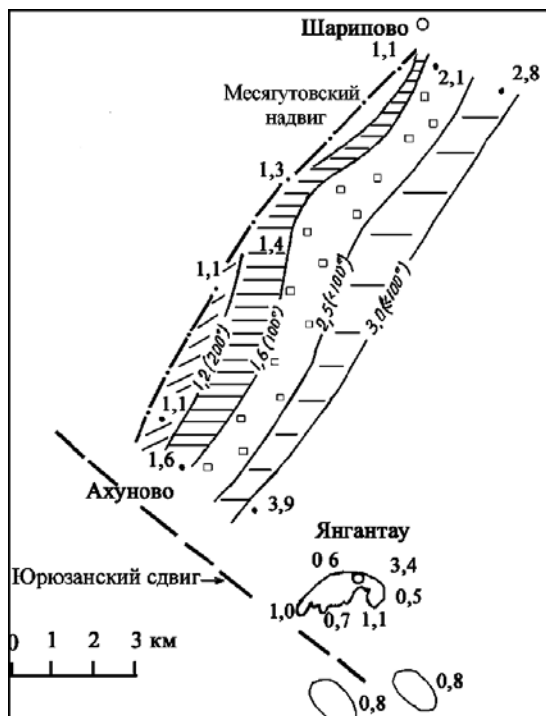


Рис. 9. Палеотемпературный режим региона (по А.С. Бобохову). Условные обозначения: точка – взятие пробы; цифры от 0,5 до 3,4 – значения интенсивности термодегазации; цифры в скобках – палеотемпературы в градусах, уменьшающиеся от фронта Месягутувского надвига к его тылу; тонкие линии – границы термальных зон.

Все известные в этой зоне тепловые источники приурочены к зоне влияния Юрюзанского сдвига.

Современная геодинамическая активность данной горы отображена на сеймотектонической схеме Ю.В. Казанцева, где наблюдается локальный участок кольцевидного расположения сейсмических значений от 3 до 8 единиц. При этом самые высокие показатели находятся на периферии, резко снижаясь к центру (Рис. 10). Этот исследователь интерпретировал такую особенность, как разрядку сеймонапряжений сжатия в районе горы Янгантау, что согласуется с геодинамической моделью происхождения теплового источника этого феномена. Данные А.С. Бобохова о связи современных теплоаномалий и значений палеотемператур с разрывными нарушениями (Рис. 9) тоже подтверждает их тектоническое происхождение.

Итак, мы обозначили участвующие в «янгантауском феномене» геологические факторы: геоморфологический, вещественно-стратиграфический, гидрогеологический и структурно-тектонический. Определили значение каждого из них. Благоприятность геоморфологического фактора – наличие крутого восточного склона горы, высокая трещиноватость слагающих его пород создают возможность для хорошей продуваемости склона ветрами. Развитие в районе битуминозной толщи сланцевого строения – янгантауской свиты артинского яруса перми, которая может рассматриваться как нефтегазогенерирующая. Присутствие в основании горы Янгантау олистостромы, которая согласно современному представлению, является индикатором высоких напряжений тангенциального сжатия, создающего весьма активный геодинамический режим. Наличие разгружающегося в реку Юрюзань водоносного горизонта, обеспечивающего довольно мощный поток воды, являю-

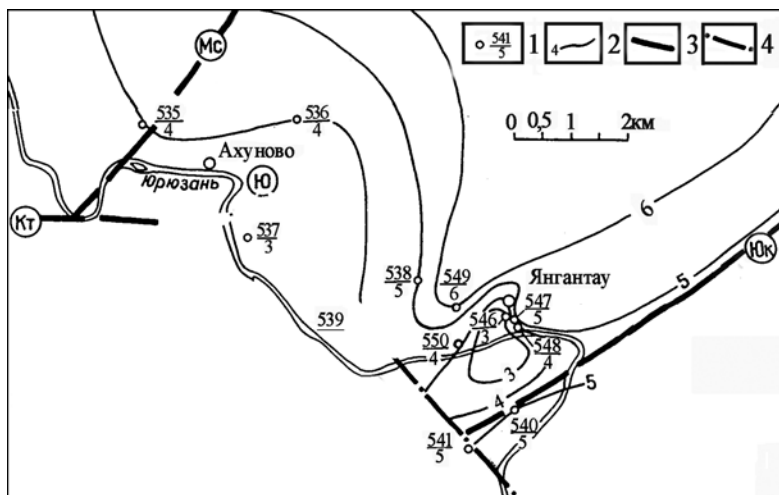


Рис. 10. Характер изолиний сейсмического шума в районе г. Янгантау. По Ю.В. Казанцеву. 1 – точки постановки сейсмоприборов: в числителе номер, в знаменателе величина сейсмощума в нанометрах; 2 – изолинии сейсмощума; 3 – надвиги (Кт – Катауский, Мс – Месягутувский, Юк – Юкалыклевский); 4 – сдвиги (Юрюзанский).

щейся источником пара. Разнообразные компоненты, присутствующие в воде и в породах (силикаты глин, сульфаты, сульфиды, радиоактивные вещества, примеси марганца, ванадия и т.д.) придают целебные свойства пару, а также могут служить катализаторами процесса газовыделений. Обнаружение природного энергетического источника, обусловленного тектоническими напряжениями горизонтального сжатия, их периодической разрядкой.

Мы не случайно рассматривали сланцы янгантауской свиты как возможно нефтегазогенерирующие. Сейчас много говорят и пишут о сланцевом газе, который добывается при использовании особой технологии. Она включает: горизонтальное бурение, гидроразрыв пласта при помощи мощного потока воды (под значительными давлением и температурой), возможно гидрокрекинг (с различного рода катализаторами), а также сейсмическое моделирование. Очевидно, что все перечисленные составляющие технологии добычи газа из сланцев требуют больших энергетических затрат. Этим объясняют стоимость сланцевого газа (технологического), которая значительно выше природного. Нам представляется, что в соответствии с вышеизложенными представлениями на геологические факторы, фиксируемые в районе данной горы, такие условия могут быть обеспечены и природными особенностями. В таком случае можно предположить, что феномен горы Янгантау основан на естественном механизме, сопоставимом с технологией получения сланцевого газа.

## Литература

- Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И., Лопатин Н.В., Чернышев В.В. Главная фаза нефтегазообразования. *Вестник МГУ. Сер. 4. Геология*. 1969. № 6. С. 3-27.
- Исмагилов Р.А. О янгантауской свите как о нефтегазогенерирующем объекте. *Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. Геология*. Уфа. 2013. № 19. С. 106-108.
- Казанцев Ю.В. Структурная геология Предуральяского прогиба. М: Наука. 1984. 185 с.
- Казанцева Т.Т. О генезисе термальных источников г. Янгантау на Южном Урале. *Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии*. Астрахань. 2007. № 1(25). С. 68-70.
- Казанцева Т.Т. К проблеме падения температур, дебитов горячих паров и сухих газов в недрах курорта Янгантау. *Известия*

Отделения наук о Земле и природных ресурсов. Геология. Уфа. 2013. № 19. С. 68-78.

Казанцева Т.Т. О происхождении и сохранении феномена горы Янгантау. *Вестник академии наук РБ*. 2014. Т. 19. № 3. С. 16-28.

Камалетдинов М.А., Казанцева Т.Т., Казанцев Ю.В. Особенности строения шарьяжей Уфимского амфитеатра. *Бюллетень Московского общества испытателей природы. Отдел геологический*. 1981. Т. 56. № 3. С. 34-44.

Наливкин В.Д. Фации и геологическая история Юрюзано-Сыльвинской депрессии. М: Гостоптехиздат. 1950. 180 с.

Нигматулин Р.И., Казанцева Т.Т., Камалетдинов М.А., Казанцев Ю.В., Бобохов А.С. Геология и генезис тепловых аномалий горы Янгантау. Уфа: АН РБ. 1998. 71 с.

Страхов Н.И., Осипов А.И. Битуминозные породы р. Юрюзани. *Бюлл. МОИП*. 1935. Т. XIII (1). С. 3-39.

Фаттахутдинов С.Г., Конохов А.И., Хайретдинов И.А и др. К генезису современных терм Янган-Тау (Башкирия). *В Всес. со-*

*вещ. по термобарохимии*. Уфа: БФАН СССР. 1976. С. 149-150.

Штильмарк В.В. Экзогенная термальная аномалия горы Янгантау в западном Приуралье. *Докл. к собр. Междунар. ассоц. гидрогеологов*. 1960. С. 310-314.

Черский Н.В., Царев В.П., Сороко Т.И. Влияние сейсмогеологических процессов на преобразование ископаемого органического вещества. Якутск. 1982. 56 с.

## Сведения об авторе

Тамара Тимофеевна Казанцева – доктор геол.-мин. наук, главный научный сотрудник, Институт геологии Уфимского научного центра Российской академии наук

Россия, 450077, Уфа, ул. К. Маркса, 16/2

Тел: +7 (347) 272-76-36, e-mail: ktt@ufaras.ru

Статья поступила в редакцию 11.02.2016

# Features of the Structure and Origin of Oil and Gas Generating Shale Strata in the Permian Deposits of the Urals

T.T. Kazantseva

Institute of Geology, Ufa Scientific Center, Russian Academy of Sciences, Ufa, Russia

**Abstract.** The composition and structure of oil and gas generating shale strata in the Permian deposits of the Urals are considered by the example of the geology of Mount Yangantau, which consists mainly of yangantauskian suite of bituminous minerals, containing components peculiar to domanicites (carbonates, clay material, sufficient amount of silica, organic matter content from 3 to 12 %). The geological structure of the object is caused by a combination of several natural factors: geomorphological, material-stratigraphic, hydrogeological and structural-tectonic. The latter is characterized by high values of tangential tectonic stress that results from the presence of olistostromes, which according to modern concepts is an indicator of such regime. The interaction of these factors provides a natural mechanism for the extraction of hydrocarbons from shale strata comparable with the known technological methods.

**Keywords:** oil and gas generating shale strata, Permian deposits, the Urals.

## References

Vasoevich N.B., Korchagina Yu.I., Lopatin N.V., Chernyshev V.V. Glavnaya faza neftegazoobrazovaniya [The main phase of oil and gas formation]. *Vestnik MGU. Ser. 4. Geologiya* [Bulletin of the MGU. Ser. 4. Geology]. 1969. No. 6. Pp. 3-27.

Ismagilov R.A. O yangantauskoy svite kak o neftegazogeneriruyuschem ob'ekte [About Yangantau suite as oil and gas generation object]. *Izvestiya Otdeleniya nauk o Zemle i prirodnikh resursov. Geologiya = News of the Department of Earth Sciences and Natural Resources. Geology*. Ufa. 2013. No. 19. Pp. 106-108.

Kazantsev Yu.V. Strukturnaya geologiya Predural'skogo progiba [Pre-Ural trough structural geology]. Moscow: Nauka Publ. 1984. 185 p.

Kazantseva T.T. O genезise termal'nykh istochnikov g. Yangantau na Yuzhnom Urале [On genesis of Yangantau thermal springs in the southern Urals]. *Yuzhno-Rossiyskiy vestnik geologii, geografii i global'noy energii = South Russian Bulletin on geology, geography and global energy*. Astrakhan. 2007. No. 1(25). Pp. 68-70.

Kazantseva T.T. K probleme padeniya temperatur, debitov goryachikh parov i sukhikh gazov v nedrakh kurorta Yangantau [The problem of temperature, hot vapor flow rates and dry gas drop in the depths of the resort Yangantau]. *Izvestiya Otdeleniya nauk o Zemle i prirodnikh resursov Geologiya = News of the Department of Earth Sciences and Natural Resources. Geology*. Ufa. 2013. No. 19. Pp. 68-78.

Kazantseva T.T. O proiskhozhdenii i sokhraneniі fenomena gory

Yangantau [The origin and preservation of the mountain Yangantau phenomenon]. *Vestnik akademii nauk RB = Bulletin of the Academy of Sciences of RB*. 2014. V. 19. No. 3. Pp. 16-28.

Kamaletdinov M.A., Kazantseva T.T., Kazantsev Yu.V. Osobennosti stroeniya shar'yazhey Ufimskogo amfiteatra [Features of the Ufa amphitheater overthrusts structure]. *Byulleten Moskovskogo obschestva ispytateley prirody. Otdel geologicheskii = Bulletin of Moscow Society of Naturalists. Department of Geology*. 1981. V. 56. No. 3. Pp. 34-44.

Nalivkin V.D. Fatsii i geologicheskaya istoriya Yuryuzano-Sylvinskoy depressii [Facies and geological history of the Yuryuzano-Sylvinsky depression]. Moscow: Gostoptekhizdat. 1950. 180 p.

Nigmatulin R.I., Kazantseva T.T., Kamaletdinov M.A., Kazantsev Yu.V., Bobokhov A.S. Geologiya i genезis teplovykh anomalii gory Yangantau [Geology and genesis of thermal anomalies of the Yangantau mountain]. Ufa: AN RB. 1998. 71 p.

Strakhov N.I., Osipov A.I. Bituminoznye porody r. Yuryuzani [Bituminous rocks of the river Yuryuzan]. *Byull. MOIP = Bulletin of the Moscow Society of Naturalists*. 1935. V. XIII(1). Pp. 3-39

Fattakhutdinov S.G., Konyukhov A.I., Khayretdinov I.A et al. K genезisu sovremennykh term Yangan-Tau (Bashkiriya) [The genesis of the Yangan Tau current term (Bashkiriya)]. *V Vses. sovesch. po termobarokhimii* [Proc. V All-Union Conf. on termobarochimistry]. Ufa: BFAN USSR. 1976. Pp. 149-150.

Shtil'mark V.V. Ekzogenная termal'naya anomalіya gory Yangantau v zapadnom Priural'e [Exogenous thermal anomaly of the Yangan-Tau mountain in the Western Urals area]. *Dokl. k sobr. Mezhdunar. assotsiatsii Gidrogeologov* [Proc. Int. Association of hydrogeologists]. 1960. Pp. 310-314.

Cherskiy N.V., Tsarev V.P., Soroko T.I. Vliyanie seysmogeologicheskikh protsessov na preobrazovanie iskopaemogo organicheskogo veshchestva [Influence of seismic and geological processes on reformation of fossil organic matter]. Yakutsk. 1982. 56 p.

**For citation:** Kazantseva T.T. Features of the Structure and Origin of Oil and Gas Generating Shale Strata in the Permian Deposits of the Urals. *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 2. Pp. 127-132. DOI: 10.18599/grs.18.2.10

## Information about author

Tamara T. Kazantseva – Doctor of Science (Geol. and Min.), Leading Research Scientist, Institute of Geology, Ufa Scientific Center, Russian Academy of Sciences

Russia, 450077, Ufa, K. Marks str., 16/2

Phone: +7(347) 272-76-36, e-mail: ktt@ufaras.ru

Manuscript received February 11, 2016



УДК 556.3+556.5

# Исследование индикаторных свойств химических элементов, отвечающих особенностям геохимии сред формирования природных минеральных вод

А.Н. Васильев, В.Г. Амелин

Владимирский государственный университет им. А.Г. и Н.Г. Столетовых, Владимир, Россия

Как показывают исследования, каждый регион суши характеризуется определенными гидрохимическими показателями, отвечающими пространственным закономерностям геохимических сред. Авторами предложен метод исследования закономерностей в химическом составе природных минеральных вод и выявления элементов индикаторов, отвечающих геохимическим особенностям сред их формирования. Исходным материалом исследования стали результаты химического анализа вод, выполненного на масс-спектрометре с индуктивно связанной плазмой (ИСП-МС) «Elan 9000 DRC II» (Perkin-Elmer, США). Минеральные воды были охарактеризованы набором качественных и количественных параметров: геохимия водных мигрантов, поэлементный сравнительный анализ концентраций, ареалы происхождения и условия добычи вод. Данные параметры компоновали в сводную таблицу, из которой были установлены ряд закономерностей. Выявлены элементы индикаторы Sr, Ba, Mn, Li, Br, B, I, Ge, Rb, отвечающие геохимическим особенностям среды формирования вод.

**Ключевые слова:** минеральные воды, геохимия сред, химический состав, индикаторы, формирование вод.

**DOI:** 10.18599/grs.18.2.11

**Для цитирования:** Васильев А.Н., Амелин В.Г. Исследование индикаторных свойств химических элементов, отвечающих особенностям геохимии сред формирования природных минеральных вод. *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 2. С. 133-137. DOI: 10.18599/grs.18.2.11

## Введение

Химический состав подземных вод, в том числе минеральных, является следствием взаимодействия геологических пород с подземной гидросферой, где вода как универсальный растворитель выступает главным агентом выноса из минералов водных мигрантов (Перельман, 1982; Шварцев, 1998). Каждый регион суши характеризуется определенными гидрохимическими показателями, выступающими в качестве территориальных индикаторов происхождения подземных вод. Как показывают наши исследования, каждой природной минеральной воде характерен свой «отпечаток пальцев» по содержанию и набору химических элементов, которые выступают в качестве «географических маркеров» происхождения вод (Амелин и др., 2012). Кроме практической значимости, которая заключается в установлении фальсификации и географического происхождения природных минеральных вод, исследование химического состава вод ориентирует на решение других задач, одна из которых сводится к установлению закономерностей между химическим составом природных минеральных вод и геохимией среды их формирования.

Цель данной работы – исследование закономерностей в химическом составе природных минеральных вод и выявление элементов индикаторов, отвечающих геохимическим особенностям сред их формирования.

## Экспериментальная часть

В работе использовался квадрупольный масс-спектрометр с индуктивно связанной плазмой (ИСП-МС) «Elan 9000 DRC II» (Perkin-Elmer, США). Полученные данные обрабатывались компьютерной программой «Elan ICP-MS Instrument Control ver. 3.4» (Perkin-Elmer, США).

В качестве стандартов использовались сертифицированные 1 г/л моно- (K, Mg, Ca, Zn, Fe, Na) (Panreac, Испания) и мультиэлементные растворы для ИСП-МС (Perkin-Elmer, США). Разбавления проводились в пластиковой посуде ультрачистой деионизированной водой 15-18 МОм·см<sup>2</sup>

(ТУ 2123-002-00213546-2004). Для подготовки образцов и холостых проб использовалась концентрированная азотная кислота «ос.ч.» (ГОСТ 11125-84). Градуировочные растворы готовились разбавлением соответствующих стандартов. Для обзорного анализа и идентификации минеральных вод использовался полуколичественный режим сбора данных «TotalQuant», преимущество которого заключается в определении полного изотопного элементного состава пробы за относительно короткое время измерения (2-3 мин).

## Объект исследования

Исследовались природные минеральные воды: Нарзан, Эссентуки № 17, Эссентуки № 4, Рычал-Су, Perrier, Vitasnella, Livissima, Серебряный сокол, Суздальские напитки, Липецкий бювет. Исходным материалом исследования стали результаты многоэлементного анализа и содержание основных макроингредиентов (Табл. 1, 2). Анализ проводился на базе данных ФГБУ «Федеральный центр охраны здоровья животных» (ВНИИЗЖ), в рамках работы по идентификации минеральных вод, приобретенных в торговой сети, по географическому происхождению. База данных создана по водам из соответствующих источников или же скважин.

## Результаты и их обсуждения

На базе комплексного подхода авторами предложен метод выявления индикаторных свойств ряда химических элементов, подчеркивающих геохимические особенности сред формирования природных минеральных вод. Минеральные воды были охарактеризованы следующим набором параметров: геохимия водных мигрантов, поэлементный сравнительный анализ концентраций, ареалы происхождения и условия добычи вод. Приведенный набор параметров скомпонован в сводную таблицу.

**Геохимические свойства водных мигрантов.** Миграционные свойства большинства химических элементов изучены в полной мере и выступают критериями геохимической классификации, что дает возможность проследить пути

их попадания в растворы минеральных вод (Крайнов и др., 2004). В то же время, водная миграция таких элементов как W, Y, Rh, Te, La, Eu, Ce изучена еще слабо, тем более что концентрация данных элементов не превышает 1 мкг/л, наравне с такими элементами как Co, Pb, Tl, Th, Zr.

**Поэлементный сравнительный анализ концентраций.** В анализе использованы наиболее информативные значения: 1) диапазон концентраций; 2) величина соотношения максимальной концентрации к минимальной ( $c_{\max}/c_{\min}$ , табл. 3).

Величина  $c_{\max}/c_{\min}$  у элементов Sr, Ba, Mn, Li, Br, V, I, Ge, Mo, Rb, Cs измеряется сотнями и тысячами раз. Концентрации Mo, Cu и Cs – менее 5 мкг/л, что по сравнению с другими элементами ничтожно мало. Выразим величину концентрации элементов в процентах и расположим минеральные воды в порядке увеличения их концентрации (Табл. 4).

**Ареалы происхождения минеральных вод.** Добыча исследуемых вод ведется как на платформенной области, так и в горных областях:

1) воды из платформенной области Восточно-европейской равнины (Серебряный сокол, Суздальские напитки, Липецкий бювет);

2) воды из складчатых областей альпийский региона (Levissima, Perrier, Vitasnella) и кавказского региона (Нарзан, Рычал-Су, Эссенуки № 17, Эссенуки № 4).

**Условия добычи вод.** Сведения о способе забора минеральных вод и температурном режиме представлены в табл. 5.

**Компоновка сводной таблицы.** Для выявления закономерностей приведенный набор параметров скомпонован в таблицу.

Определяемый элемент (ПО*, мкг/л)	Нарзан (стекло пластик)	Эссенуки № 17 (стекло пластик)	Эссенуки № 4	Рычал-Су (стекло пластик)	Серебряный сокол (пластик)	Суздальские напитки (пластик)	Липецкий бювет (пластик)	Vitasnella (пластик)	Levissima (пластик)	Perrier (стекло)
Li (0,1)	140 150	1010 990	1100	1600 1500	9,5	3,8	160	1,5	2,0	7,6
Be (0,1)	0,042 0,031	0,021 **	-	0,37 0,27	-	-	0,011	-	-	-
B (1)	400 420	5900 5800	6600	4400 4500	7,7	3,6	3300	10	36	51
Al (0,1)	1,2 1,7	2,9 3,1	5,2	4,9 3,3	5,6	4,8	3,8	3,0	4,6	7,4
P (10)	21 15	29 30	25	38 64	346	550	0,23	0,14	0,18	10
Sc (1)	4,5 4,7	5,3 5,8	3,9	13 14	5,9	6,4	1,9	2,2	1,4	3,5
Mn (0,1)	120 110	30 20	8,4	15 17	0,26	0,40	59	0,35	0,62	0,18
Co (0,05)	0,22 0,12	0,11 0,092	0,12	0,23 0,20	0,032	0,032	0,18	0,086	0,038	0,15
Ni (0,1)	4,1 3,8	2,5 2,9	3,1	1,8 2,1	3,0	1,3	2,1	1,6	0,77	1,0
Cu (0,05)	3,1 3,5	2,1 1,8	3,7	2,2 1,9	0,71	0,81	9,5	0,52	0,32	3,6
Ge (0,1)	0,18 0,20	6,7 6,1	13	53 56	0,042	0,058	0,051	0,018	0,0006	0,015
Br (10)	1250 1280	13500 14000	13700	3800 3850	35	38	7100	0,012	18	190
Rb (0,05)	9,0 11	16 15	18	20 26	1,8	1,1	2,5	0,02	0,21	1,2
Sr (0,05)	12000 11000	10600 9100	4400	2300 2400	134	85	1700	2000	51	960
Y (0,05)	0,048 0,052	0,081 0,087	0,045	0,097 0,091	0,0004	0,0004	0,0014	0,011	0,023	0,0023
Zr (0,05)	0,20 0,16	2,3 1,7	1,3	1,5 1,3	0,0055	0,0009	0,0007	0,076	0,0095	0,042
Mo (0,1)	4,8 3,8	0,68 0,59	0,084	0,030 0,029	1,5	0,38	0,60	0,95	0,94	2,7
Rh (0,05)	0,68 0,63	0,56 0,32	0,14	0,11 0,10	0,0071	0,0003	0,059	0,16	-	0,027
Ag (0,05)	14 60	0,94 0,13	0,29	0,0007 -	0,0044	120	0,0007	0,0023	0,0031	0,0008
Cd (0,05)	0,0035 0,0043	0,0011 0,0009	0,010	0,0009	0,0071	0,011	0,0008	0,0080	0,0081	0,0009
Sb (0,05)	- 0,36	0,012 0,15	0,012	0,011 0,22	0,33	0,40	0,42	0,61	0,63	0,075
Te (0,05)	0,012 0,013	0,069 0,060	0,069	0,043 -	0,013	-	0,059	0,0050	0,024	-
I (5)	390 480	15000 13000	9900 8900	900 880	37	15	590	110	480	20
Cs (0,05)	2,0 2,4	1,1 1,0	0,97 0,85	0,10 0,081	0,21	0,22	0,087	0,38	0,26	0,0065
Ba (0,05)	11 12	1400 1300	2060	2500 2600	0,17	0,25	6,5	44	5,7	38
La (0,05)	0,0015 0,0011	0,016 0,012	0,024	0,017 0,015	0,0035	0,0031	0,0013	0,0022	0,021	0,0047
Ce (0,05)	0,013 0,0004	0,0052 -	0,0055	0,018 -	0,0065	0,0021	0,0005	0,0039	0,0046	0,024
Eu (0,05)	0,0027 0,0035	0,21 0,18	0,31	0,44 0,45	0,0008	0,0007	0,0003	0,0049	0,0005	0,0099
W (0,05)	0,0169 -	0,36 0,35	0,14	0,14 0,17	0,018	0,047	0,0049	0,02	0,11	0,075
Tl (0,05)	0,84 0,73	0,0020 0,0010	0,0021	- -	0,0005	-	-	-	-	-
Pb (0,05)	0,95 0,93	0,35 0,40	0,045	0,11 0,099	0,18	0,85	0,68	0,049	0,010	0,28
Bi (0,05)	0,46 0,32	0,20 0,15	0,047	0,010 0,0089	0,39	0,077	0,0035	0,0092	0,0051	0,0082
Th (0,05)	0,0022 0,0025	0,021 0,016	0,0076	0,014 0,016	0,0019	0,0019	0,018	0,0007	0,0009	0,0010
U (0,05)	2,4 2,7	0,45 0,43	0,0048	0,020 0,014	1,1	0,32	0,11	6,5	5,0	3,9

Табл. 1. Результаты обзорного анализа природных минеральных вод (мкг/л, среднее значение из трех различных партий воды). Примечание - \*ПО- предел обнаружения, \*\* - не обнаружено.

## Качественные параметры:

- 1) горизонтальная линейка – ряд микроэлементов, дифференцированных по свойствам в водных растворах (анионы и катионы) и по подвижности;
- 2) вертикальная линейка – ряд минеральных вод, сгруп-

Минеральная вода	СГ	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Ca <sup>2+</sup>
Суздальские напитки	5-7	8-15	130-160	30-45
Серебряный сокол	<10	<25	200-300	35-70
Липецкий бювет	500-850	1200-1700	200-400	120
Levissima	0,3	13,7	56,8	19,5
Perrier	25	48	445	158
Vitasnella	1,3	80	296	82
Нарзан	100-150	300-500	1000-1500	300-400
Рычал-Су	450-550	<25	2500-3000	<25
Эссендуки № 17	1400-2100	<25	5200-6500	<100
Эссендуки № 4	1500-1900	<25	3600-4500	<150

Табл. 2. Содержание основных макроингредиентов минеральных вод (мг/л, среднее значение из трех различных партий воды).

Элемент	с, мкг/л	с <sub>max</sub> /с <sub>min</sub>	Элемент	с, мкг/л	с <sub>max</sub> /с <sub>min</sub>
Li	1,5-1600	1066	B	3,6-6600	1833
Br	0,012-14000	116666	Sr	51-12000	235
I	15-15000	1000	Ba	0,17-2600	15294
Al	1,2-7,4	6	Ni	0,77-4,1	5,3
Mn	0,18-120	667	Ge	0,0006-56	93333,3
Cu	0,32-3,7	11,56	Mo	0,029-4,8	165,5
Rb	0,02-26	1300	U	0,11-6,5	59
Cs	0,0065-2,4	369			

Табл. 3. Диапазоны концентраций и величина с<sub>max</sub>/с<sub>min</sub> элементов в исследуемых минеральных водах.

Ряд	Элемент								
	Rb	Sr	Ba	Mn	Li	Br	B	I	Ge
1	Vitasnella 0,077	Levissima 0,42	Сереб. сокол 0,22	Perrier 0,15	Vitasnella 0,094	Vitasnella 0,000087	Сузд. напитки 0,054	Сузд. напитки 0,1	Levissima 0,0011
2	Levissima 0,81	Сузд. напитки 0,71	Сузд. напитки 0,01	Сереб. сокол 0,22	Levissima 0,125	Levissima 0,13	Сереб. сокол 0,12	Perrier 0,13	Perrier 0,028
3	Сузд. напитки 4,23	Сереб. сокол 1,12	Levissima 0,28	Vitasnella 0,29	Сузд. напитки 0,24	Сереб. сокол 0,25	Vitasnella 0,15	Сереб. сокол 0,12	Vitasnella 0,34
4	Perrier 4,61	Perrier 8	Липецкий бювет 0,26	Сузд. напитки 0,33	Perrier 0,47	Сузд. напитки 0,28	Levissima 0,54	Vitasnella 0,73	Сереб. сокол 0,79
5	Сереб. сокол 6,92	Липецкий бювет 14,17	Нарзан 0,44	Levissima 0,51	Сереб. сокол 0,59	Perrier 1,38	Perrier 0,77	Нарзан 2,6	Липецкий бювет 0,096
6	Липецкий бювет 9,61	Vitasnella 16,67	Perrier 1,52	Эссендуки № 4 7	Нарзан 8,75	Нарзан 9,12	Нарзан 6,06	Levissima 3,2	Сузд. напитки 0,11
7	Нарзан 42,31	Рычал-Су 19,17	Vitasnella 1,76	Рычал-Су 12,5	Липецкий бювет 10	Рычал-Су 27,74	Липецкий бювет 50	Липецкий бювет 3,93	Нарзан 0,34
8	Эссендуки № 17 61,54	Эссендуки № 4 36,67	Эссендуки № 17 56	Эссендуки № 17 25	Эссендуки № 17 63,12	Липецкий бювет 51,82	Рычал-Су 66,66	Рычал-Су 6	Эссендуки № 17 12,64
9	Эссендуки № 4 69,23	Эссендуки № 17 88,33	Эссендуки № 4 82,4	Липецкий бювет 49,17	Эссендуки № 4 68,75	Эссендуки № 17 98,54	Эссендуки № 17 89,39	Эссендуки № 4 66	Эссендуки № 4 24,53
10	Рычал-Су 100	Нарзан 100	Рычал-Су 100	Нарзан 100	Рычал-Су 100	Эссендуки № 4 100	Эссендуки № 4 100	Эссендуки № 17 100	Рычал-Су 100

Табл. 4. Распределение минеральных вод по увеличению концентрации % в минеральных водах для Rb, Sr, Ba, Mn, Li, Br, B, I, Ge.

пированных по ареалам происхождения – платформенный (П) или горный (Г);

3) способ добычи – источник (Ис) или скважина (Ск, глубина);

4) температурный режим – не термальный (0), слабо-термальный (т), термальный (Т).

Количественные параметры:

5) величины концентраций выбранных элементов %, позиции в ряду;

6) диапазоны концентраций элементов (мкг/л) и с<sub>max</sub>/с<sub>min</sub>;

7) содержание макроингредиентов: Cl<sup>-</sup>, SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>, HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>, Ca<sup>2+</sup> (мг/л).

Оперирование суммой параметров табличного массива в рамках причинно-следственных цепочек установило:

1. Высокие концентрации брома, бора и йода характерны для скважинных вод кавказского региона, что указывает на присутствие йодобромных и бороносных вод, приуроченных к отрицательным геологическим структурам – прогибам предгорных территорий. В данных структурах аккумулируются соляные растворы (хлоридные натриевые воды) – наиболее благоприятные условия для накопления анионов. Высокие концентрации брома и бора в Липецком бювете обусловлены подтоком глубинных рассолов из зоны застойного водообмена в вышележащие артезианские бассейны.

2. Накопление германия идет в сульфосолях, образованных в гидротермальных условиях в приповерхностных, малых, реже средних глубин, что объясняет позиции вод относительно друг друга. Первое место занимает источник Рычал-Су и термальные воды Кавказа, затем следуют воды из платформенной области и только потом альпийские воды. Замыкает цепочку не термальный открытый источник воды Livissima с ничтожной концентрацией германия 0,00113 %.

3. Литий и рубидий – спутники активных геодинамических процессов. Рубидий содержится в кислых изверженных породах, что персонафицирует вид магматических пород – гранитоиды и пегматиты, служащие литологической основой места забора вод. Сравнение концентраций лития и рубидия в водах из альпийского и кавказского регионов подчеркивает различия условий формирования вод, возможно связанные со скоростью водообмена. Значительная концентрация лития в Липецком бювете служит подтверждением гидравлической связи с водами застойного режима, осуществляемой по глубоким разломам.

4. Концентрации бария и его осадителя  $SO_4^{2-}$  скоррелированы. При контакте глубинных бессульфатных вод хлоридного и гидрокарбонатного состава с инфильтрационными водами возникает сульфатный барьер, и осажается

барит. При увеличении глубины возможность смешения уменьшается, следовательно, концентрация бария возрастает с глубиной забора вод. Таким образом, индикатором степени смешения бессульфатных вод с инфильтрационными водами может служить барий. Нарзан показывает низкую концентрацию бария, связано это, вероятно, с обогащением тальми ледниковыми водами. Вода Рычал-Су, напротив, показывает максимальную концентрацию не только по барию, но и по германию, рубидию и литию, указывая тем самым на то, что бессульфатные воды не встречаются на своем пути геохимические барьеры для данных элементов, непосредственно разгружаясь в источнике.

5. По геохимическим свойствам стронций аналог бария и кальция. В первом случае содержание стронция контролируется сульфатностью, поэтому глубинные хлоридные воды богаты им (Ессентуки № 17, Ессентуки № 4 Липецкий бювет). Воды из альпийского региона выстраиваются в ряд по температурному режиму как для бария, так и для стронция. Во втором случае содержание стронция и кальция скоррелированы, как показывает пример Нарзана. По всей видимости, активное выщелачивание тальми ледниковыми водами магматических (гранодиориты и диориты) и осадочных пород на основе кальцита (известняки юрского и мелового периода) растворяет кальций и содержащийся в них целестин ( $SrSO_4$ ).

6. Низкие концентрации марганца характерны для вод Суздальские напитки и Серебряный сокол, что является следствием высокого содержанием растворенного кислорода: аналогичная ситуация с водами альпийского регио-

Минеральная вода	способ забора	температурный режим
Суздальские напитки	источник	не термальный
Серебряный сокол	скважина, глуб. 60 м.	не термальный
Липецкий бювет	скважина, глуб. 106 м.	не термальный
Levissima	источник	не термальный
Perrier,	источник	не термальный
Vitasnella	источник	слаботермальный
Нарзан	источник	слаботермальный
Рычал-Су	источник	слаботермальный
Ессентуки № 17	скважина, глуб. 685,8 м.	термальный
Ессентуки № 4	скважина, глуб. 865 м.	термальный

Табл. 5. Способ забора и температурный режим минеральных вод.

Минеральная вода, качественные параметры	макроингредиенты				микроэлементы								
					анионы				катионы				
					Br	I	B	Ge	Rb	Li	Ba	Sr	Mn
					Очень подвижный	Подвижный	слабоподвижные			подвижные			
					0,012-14000 116666	15-15000 1500	3,6-6600 1833	0,0006-56 93333,3	0,02-26 1300	1,5-1600 1066	0,17-2600 15294	51-12000 235	0,18-120 667
Суздальские напитки	5-7	8-15	130-160	30-45	0,28	0,1	0,054	0,109	4,23	0,24	0,01	0,71	0,33
П	Ис	0			4	1	1	6	3	3	2	2	4
Серебряный сокол	<10	<25	200-300	35-70	0,25	0,24	0,12	0,079	6,92	0,59	0,0068	1,12	0,22
П	Ск 60	0			3	3	2	4	5	5	1	3	4
Липецкий бювет	500-850	1200-1700	200-400	120	51,82	3,93	50	0,096	9,61	10	0,26	14,17	49,17
П	Ск 106	0			8	7	7	5	6	7	4	5	9
Livissima	0,3	13,7	56,8	19,5	0,13	3,2	0,54	0,00113	0,81	0,125	0,23	0,42	0,51
П	Ис	0			2	6	4	1	2	2	3	1	5
Vitasnella	1,3	80	296	82	0,000087	0,73	0,15	0,034	0,077	0,094	1,76	16,67	0,29
Г	Ис	Т			1	4	3	3	1	1	7	6	3
Perrier	25	48	445	158	1,38	0,13	0,77	0,028	4,61	0,47	1,52	8	0,15
Г	Ис	т			5	2	5	2	4	4	6	4	1
Нарзан	100-150	300-500	1000-1500	300-400	9,12	2,6	6,06	0,34	42,31	8,75	0,44	100	100
Г	Ис	т			6	5	6	7	7	6	5	10	10
Рычал - Су	450-550	<25	2500-3000	<25	27,74	6	66,66	100	100	100	100	19,17	12,5
Г	Ис	т			7	8	8	10	10	10	10	7	7
Ессентуки №17	1400-2100	<25	5200-6500	<100	98,54	100	89,39	12,64	61,54	63,12	56	88,33	25
Г	Ск 685	Т			9	10	9	8	8	8	8	9	8
Ессентуки №4	1500-1900	<25	3600-4500	<150	100	66	100	24,53	69,23	68,75	82,4	36,67	7
Г	Ск 865	Т			10	9	10	9	9	9	9	8	6

Табл. 6. Сводная таблица количественных и качественных параметров.

на. Иная ситуация обстоит с водами кавказского региона: Эссенуки № 4, Эссенуки № 17 и Рычал-Су характеризуются относительно низкими концентрациями марганца – наличие сероводорода в гидрогеологических системах. Минеральная вода Нарзан показывает максимальную концентрацию по марганцу вне зависимости от высокой степени разбавления тальми водами, что связано с марганцевым оруднением района. Возможен процесс миграции марганца из магматических пород в известняки, составляющие литологическую основу территории забора, затем его аккумуляции в карбонатных породах с последующим выносом его водными растворами из пород по аналогии со стронцием. Высокая концентрация марганца в Липецком бьюете подчеркивает транспортную функцию разломов древнего заложения в миграцию элементов из глубинных геологических структур в верхние напластования.

### Выводы

Предложенный авторами метод на базе комплексного подхода интегрирует качественные и количественные параметры в виде единого табличного массива. Данная форма компоновки материала позволяет провести причинно-следственные цепочки и установить ряд важных закономерностей. Выявлены закономерности между содержанием макроингредиентов и микроэлементов в связке с факторами формирования природных минеральных вод. В результате исследования подтверждены индикаторные свойства элементов Br, I, B, Ge, Rb, Li, Ba, Sr, Mn, отвечающих геохимическим особенностям сред формирования вод.

Заключения на основе сводной таблицы, сделанные

авторами, выступают в качестве предварительных выводов, так как ассортимент исследуемых минеральных вод не превышает десяти наименований. Для более точных выводов требуется большее количество статистического материала, поэтому установленные закономерности по индикаторным свойствам каждого из элементов идут в порядке обсуждения.

### Литература

- Амелин В.Г., Подколзин И.В., Третьяков А.В., Соловьев А.И. Природные минеральные воды России: идентификация географического происхождения и выявление фактов фальсификации по соотношению концентраций редкоземельных элементов и стабильных изотопов свинца. *Вода: химия и экология*. 2012. № 11. С. 79-84.  
 Крайнов С.Р., Рыженко Б.Н., Швец В.М. Геохимия подземных вод. М: Наука. 2004. 677 с.  
 Перельман А.И. Геохимия природных вод. М: Наука. 1982. 154 с.  
 Шварцев С.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза. М: Недра. 1998. 366 с.

### Сведения об авторах

*Алексей Николаевич Васильев* – инженер кафедры Физики и прикладной математики, Владимирский государственный университет имени А.Г. и Н.Г. Столетовых

Россия, 600000, Владимир, ул. Горького, 87  
 Тел: +7 (910) 176-05-40, e-mail: vasilev11.03.84@mail.ru

*Василий Григорьевич Амелин* – доктор хим. наук, профессор кафедры химии, Владимирский государственный университет имени А.Г. и Н.Г. Столетовых

Россия, 600000, Владимир, ул. Горького, 87  
 Тел: +7 (919) 027-13-48, e-mail: amelinvg@mail.ru

Статья поступила в редакцию 12.04.2016

## Study of Indicator Properties of Chemical Elements, Corresponding to Geochemical Environment of Natural Mineral Water Formation

A.N. Vasilyev, V.G. Amelin

Vladimir State University, Vladimir, Russia

**Abstract.** Studies show that unique hydro-chemical indicators that meet the spatial patterns of geochemical environments characterize each land area. The authors proposed a method to study the regularities in the chemical composition of natural mineral waters and identify the indicator elements that correspond geochemical peculiarities of their formation. The initial material of the study included the results of the water chemical analysis conducted on the mass spectrometer with inductively coupled plasma (ISP-MS) Elan 9000 DRC II (Perkin-Elmer, USA). Mineral waters were characterized by a set of qualitative and quantitative parameters: geochemistry of water migrants, element-by-element comparative analysis of the concentrations, areas of origin and the water extraction conditions. These parameters are linked in the summary table, from which a number of regularities were established. The following indicator elements are identified: Sr, Ba, Mn, Li, Br, B, I, Ge, Rb, corresponding to geochemical parameters of water formation environment.

**Keywords:** mineral waters, geochemistry of environments, chemical composition, indicators, formation of water.

### References

- Amelin V.G., Podkolzin I.V., Tret'yakov A.V., Solov'ev A.I. Prirodnye mineral'nye vody Rossii: identifikatsiya geograficheskogo proiskhozhdeniya i vyyavlenie faktov fal'sifikatsii po sootnosheniyu kontsentratsiy redkozemel'nykh elementov i stabil'nykh izotopov svintsa [Natural mineral water of Russia: identification of geographical origin and detecting the ratio falsification facts between concentrations of rare earth elements and lead stable isotopes]. *Voda: khimiya i ekologiya*

= *Water: chemistry and ecology*. 2012. No. 11. Pp. 79-84. (In Russ.)

Kraynov S.R., Ryzhenko B.N., Shvets V.M. Geokhimiya podzemnykh vod [Geochemistry of groundwater]. Moscow: Nauka Publ. 2004. 677 p. (In Russ.)

Perel'man A.I. Geokhimiya prirodnykh vod [Geochemistry of natural waters]. Moscow: Nauka Publ. 1982. 154 p. (In Russ.)

Shvartsev S.L. Gidrogeokhimiya zony gipergeneza [Hydrogeochemistry of supergene zone]. Moscow: Nedra Publ. 1998. 366 p. (In Russ.)

**For citation:** Vasilyev A.N., Amelin V.G. Study of Indicator Properties of Chemical Elements, Corresponding to Geochemical Environment of Natural Mineral Water Formation. *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 2. Pp. 133-137. DOI: 10.18599/grs.18.2.11

### Information about authors

*Aleksey N. Vasilyev* – Engineer, Physics and Applied Mathematics Department, Vladimir State University

Russia, 600000, Vladimir, Gorky str., 87  
 Phone: +7 (910) 176-05-40, e-mail: vasilev11.03.84@mail.ru

*Vasily G. Amelin* – Doctor of Science (Chem.), Professor, Chemistry Department, Vladimir State University

Russia, 600000, Vladimir, Gorky str., 87  
 Phone: +7 (919) 027-13-48, e-mail: amelinvg@mail.ru

Manuscript received April 12, 2016

# Применение новых биотехнологий при рекультивации черноземов со смешанным типом загрязнения

Л.В. Малыхина<sup>1</sup>, И.А. Шайдуллина<sup>1</sup>, Н.А. Антонов<sup>1</sup>, Д.И. Сибгатова<sup>1</sup>, А.Х. Яптаров<sup>2</sup>,  
И.А. Дегтярева<sup>2</sup>, В.З. Латыпова<sup>3</sup>, Э.Ш. Гадиева<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Институт ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть», Бузульма, Россия

<sup>2</sup>Татарский научно-исследовательский институт агрохимии и почвоведения, Казань, Россия

<sup>3</sup>Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

При рекультивации черноземов со смешанным типом загрязнения оценена экологическая и экономическая эффективность новых биотехнологий для ПАО «Татнефть», включающих применение биопрепарата «Ленойл СХП» на основе штаммов углеводородокисляющих микроорганизмов (разработка Института Биологии Уфимского научного Центра Российской Академии наук); использование комплексного биопрепарата-деструктора нефтезагрязнений «ДНЗ»; совместное внесение наносорбента и эффективных аборигенных углеводородокисляющих микроорганизмов (разработка ФБГНУ «Татарский научно-исследовательский институт агрохимии и почвоведения»); применение «Гумакса» (разработка ООО «Центр Спас») и гумата калия. Эксперименты проведены в течение двух полевых сезонов на выщелоченном и типичном черноземах сельскохозяйственного назначения, загрязненных в результате разлива обводненной девонской и сернистой нефти. На основе данных о динамике содержания нефтепродуктов в почвах, результатов проведения агрохимического и микробиологического мониторингов в течение двух сезонов оценена эффективность новых биотехнологий, и разработаны рекомендации производству.

**Ключевые слова:** допустимое остаточное содержание нефти, методы биорекультивации загрязненных земель, аборигенные микроорганизмы-деструкторы, гуматы.

**DOI:** 10.18599/grs.18.2.12

**Для цитирования:** Малыхина Л.В., Шайдуллина И.А., Антонов Н.А., Сибгатова Д.И., Яптаров А.Х., Дегтярева И.А., Латыпова В.З., Гадиева Э.Ш. Применение новых биотехнологий при рекультивации черноземов со смешанным типом загрязнения. *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 2. С. 138-144. DOI: 10.18599/grs.18.2.12

## Введение

В настоящее время в литературе, интернет-ресурсах предлагается много новых биотехнологий по восстановлению плодородия нефтезагрязненных почв, которые разработаны, в основном, для очистки замасоченных почв. Но на практике, при разгерметизации нефтепромысловых трубопроводов на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, где добывается обводнённая нефть, попадание в почву нефтепромысловой жидкости ведёт к смешанному типу загрязнения: солевому и нефтяному. Поэтому рекультивационные мероприятия должны быть направлены на восстановление параметров почв, обеспечивающее их плодородие, в том числе их рассоление и доведение содержания нефтепродуктов в почве до значения норматива допустимого остаточного содержания нефтепродуктов в почве (ДОСНП) (Ибатуллин и др., 2006; Шайдуллина, 2006; Малыхина и др., 2012; РД 153-39.0-716-11..., 2010).

Ранее нами были проведены совместные исследования по испытанию на выщелоченных чернозёмах биотехнологий с выделением аборигенных штаммов углеводородокисляющих микроорганизмов в сочетании с нанобентонитом (ФБГНУ Татарский НИИАХП Россельхозакадемии) и с применением гуминовоего препарата – «Гумакса» (разработан ООО «Центр Спас» и ООО «НПП») на искусственно загрязнённых грядках с разными вариантами и дозами внесения нефтепромысловой среды. В качестве контроля был использован традиционный метод, включающий внесение навоза и посев мелиоранта. Было показано, рекомендуемые биотехнологии экономически безопасны для сопредельных природных сред, а также менее затратны по сравнению с традиционным вариан-

том рекультивации почв (Шайдуллина и др., 2015).

Целью данной работы было выявление перспективных для условий ПАО «Татнефть» экологически и экономически эффективных биологических методов для рекультивации чернозёмов со смешанным типом загрязнения на местах с разливом обводненной девонской и сернистой нефти. Для исследований на основании литературного обзора были выбраны биотехнологии на основе готовых биопрепаратов штаммов углеводородокисляющих микроорганизмов: «Ленойл СХП», «ДНЗ»; биотехнология с выделением аборигенных штаммов углеводородокисляющих микроорганизмов в сочетании с нанобентонитом (ФБГНУ Татарский НИИАХП Россельхозакадемии) (Яптаров и др., 2011); биотехнологии с применением гуминовых веществ – «Гумакса» (предложен ООО «Центр Спас») (ТУ 2458-001-09265941-2012, 2012) и гумата калия марки ВР 20 (ТУ 2189-004-54775950-2000). Традиционный метод рекультивации нефтезагрязнённых почв заключался во внесении навоза в расчёте 60 т/га и в качестве мелиоранта – фосфогипса в расчёте 10 т/га и периодическом рыхлении почв.

## Материалы и методы

Работы проводились в течение двух сезонов на экспериментальных участках после разлива обводненной сернистой нефти (тип почвы – выщелоченный чернозём) и обводненной девонской нефти (тип почвы – типичный чернозём).

В качестве фоновых были выбраны участки, находящиеся вблизи от места заложения полевых исследований и не имеющие видимых признаков нарушения земель.

Участки с разливом обводнённой сернистой и обводнённой девонской нефтью были разделены на 6 делянок, где исследовались варианты рекультивации: «Аборигенный штаммы + бентонит», «ДНЗ», «Ленойл СХП», «Гумакс», «гумат калия» по сравнению с традиционным методом. Кроме того, на каждом из опытных участков закладывалась контрольная делянка, где применялись исключительно агротехнические мероприятия.

Рабочие водные суспензии биопрепаратов были внесены в почву методом дождевания. Рабочие суспензии «Ленойла» и «ДНЗ» перед внесением сутки активизировались в питательной среде. При использовании метода ФБГНУ Татарский НИИАХП на поверхность нефтезагрязнённой почвы вносили агроминерал бентонит в качестве наносорбента и аммиачную селитру из расчёта 0,15 т/га; далее в течение вегетационного сезона проводили двухкратную обработку нефтезагрязнённых грядок жидким биопрепаратом углеводородокисляющих микроорганизмов (УОМ, титр вносимого сообщества  $1,4 \cdot 10^{11}$  КОЕ/мл), разведённым водопроводной водой (1:1) в сочетании с обычными агротехническими мероприятиями. В первый сезон 3 раза проводилась вспашка. Во второй сезон проводились только агротехнические мероприятия и посев пшеницы на поле с разливом девонской нефти. На участке с разливом сернистой нефти наблюдения вели за доминирующими видами полевой растительности.

При испытании эффективности биотехнологий рекультивации нефтезагрязнённых почв применяли комплексный подход. Экологическую эффективность биотехнологий оценивали по результатам обследования в течение двух полевых сезонов агрохимических, микробиологических характеристик усреднённых проб исследуемых почв, их фитопродуктивности и динамики снижения содержания нефтепродуктов в почвах; экономическую эффективность оценивали путём расчёта затрат по применённым методам.

Экспериментальные исследования по оценке эффективности рассматриваемых технологий проводили на базе аккредитованных лабораторий ТатНИПИнефть и КФУ, а также в ФБГНУ Татарский НИИАХП.

Полевое обследование, отбор проб и подготовку проб к анализу выполняли по общепринятым методикам (ГОСТ). Определение массовой доли нефтепродуктов в почвах проводили методом ИК спектроскопии на приборе КН-1 по методике (Методика измерений..., 1998).

Показатели биологической активности, фитопродуктивности почв, агрохимические и микробиологические характеристики почв оценивали с помощью принятых в практике мониторинга методов (ГОСТ, РД, ПНДФ и др.). Все лабораторные эксперименты проводили не менее чем в трёхкратной повторности.

Статистическую обработку данных проводили с использованием пакета программ Statistica 8.0. Достоверность различий полученных результатов оценивали с использованием коэффициента Стьюдента ( $P = 95\%$ ), характеристики случайной составляющей погрешности измерения вычисляли по общепринятой схеме (Корн, Корн, 1978).

## Результаты и их обсуждение

Агрохимический мониторинг включал в себя определение гранулометрического состава, рН солевой вытяжки,

ёмкости катионного обмена, рН водной вытяжки, плотного остатка водной вытяжки, гидролитической кислотности, хлоридов, сульфатов, подвижного фосфора, органического вещества, легкогидролизуемого азота.

Анализ полученных результатов показал, что для участка с разливом девонской нефти во всех вариантах с применением микробных технологий общее содержание углерода уменьшалось более интенсивно, чем при использовании традиционного метода. Для участка с разливом сернистой нефти наибольшее значение содержания общего углерода зафиксировано для вариантов «традиционный» и «контроль».

По данным полного анализа водной вытяжки почв, тип засоления на исследуемых участках относился к «хлоридному». Согласно СНиП 2.06.03-85 «Мелиоративные системы и сооружения» для хлоридного типа засоления верхний предел суммы токсичных солей должен быть 0,10 %, сульфат-иона – 0,02 %, хлор-иона – 0,03 %. Предельно допустимая концентрация сульфат-иона в почве составляет 160 мг/кг почвы (СанПиН 42-128-4433-87, 1987). На участке с разливом девонской нефти к концу первого сезона все биотехнологии, кроме варианта «Ленойл-СХП», по результатам снижения содержания хлорид-ионов в почвах оказались лучше традиционного метода и варианта «контроль». Традиционный метод и проведение обычных агротехнических мероприятий (вариант «контроль») к началу второго сезона не обеспечили снижения содержания хлорид-ионов до требуемого СНиП 2.06.03-85 уровня. Результаты лабораторных исследований представлены в табл. 1.

К концу второго сезона для почв, загрязнённых девонской нефтью, небольшое превышение содержания сульфат-ионов наблюдалось только для делянок, обработанных гуматом калия (0,026 %), традиционным методом (0,025 %) и биопрепаратом «Ленойл СХП» (0,026 %). Для почв, загрязнённых сернистой нефтью, все делянки к началу второго сезона отвечали требованиям СНиП 2.06.03-85 по содержанию хлорид-ионов, но по содержанию сульфат-ионов в пахотном слое, делянка с вариантом «традиционный» оставалась загрязнённой (0,046 %).

Для участка с разливом девонской нефти в варианте «традиционный метод» содержание плотного остатка водной вытяжки в пробах почв к концу второго сезона соста-

Вариант технологии	27.05.13	07.10.13	14.05.14	07.08.14
Аборигенные штаммы + бентонит	0,1960	0,0487	0,013	-
ДНЗ	0,2230	0,0602	0,012	
Ленойл СХП	0,2320	0,1560	0,023	-
Гумакс	0,2010	0,0398	0,019	-
Гумат калия	0,1860	0,0657	0,012	-
Традиционный метод	0,1560	0,1010	0,052	0,0186
Контроль	0,1560	0,1028	0,04	0,0159
Фон	0,0030	0,003	0,016	-

Табл. 1. Содержание хлорид-ионов в пахотном слое 0-15 см, % (экспериментальный участок с разливом девонской нефти).

вило 0,458 %, что выше установленных нормативов. Для участка с разливом сернистой нефти по содержанию плотного остатка водной вытяжки, небольшое превышение нормативного значения выявлено для варианта «Ленойл СХП» (0,115 %).

По остальным агрохимическим показателям результаты исследований для всех вариантов были сопоставимы.

Таким образом, по агрохимическим показателям согласно полученным данным для участка с разливом девонской нефти наиболее предпочтительны варианты рекультивации «аборигенные штаммы + наносорбент», «Гумакс», «ДНЗ», а для участка с разливом сернистой нефти – все, кроме методов «традиционный» и «Ленойл СХП».

Микробиологический мониторинг заключался в определении количества углеводородокисляющих и гетеротрофных микроорганизмов, микроскопических грибов, суммарной микробной биомассы, определении базального дыхания почвенного микробного сообщества.

Численность углеводородокисляющих (УОМ) и гетеротрофных микроорганизмов в загрязненной почве является важным диагностическим параметром, потому что почвенная микрофлора активно участвует в процессах естественной деструкции углеводородов. Для участка с разливом девонской нефти по имеющимся данным за первый сезон наиболее активно углеводородокисляющие микроорганизмы во время первого отбора (после разлива) развивались в вариантах «аборигенные штаммы + наносорбент», «Гумакс», «ДНЗ», «традиционный метод», «Ленойл-СХП» (0,25 млн./г). Тем не менее эти показатели были на порядок ниже, чем в почвах фоновых участков (0,025 млн./г). Второй отбор проб почв, проведенный через 1,5 мес, показал для всех вариантов резкое уменьшение соответствующих показателей (0,025-0,00025 млн./г). К третьему отбору, проведенному в самом конце сезона (через 2 мес), количество УОМ увеличилось примерно на порядок (0,25-0,025 млн./г). Во всех вариантах, кроме «Ленойл СХП» (0,025 млн./г), количество УОМ было сопоставимо с величиной для фоновых участков.

Численность гетеротрофов во всех опытных вариантах во время первого отбора, кроме варианта «Ленойл СХП» (16,0 млн./г), была сопоставима с характерной для почвы фонового участка (10,8 млн./г). Через 1,5 мес выявлено увеличение их численности в 3,8-6,3 раз. Величины были сопоставимы во всех опытных вариантах. К концу сезона их количество было минимальным (8,8-10,3 млн./г).

Значительный интерес представляет исследование присутствия в почве микромицетов, которые представляют собой группу микроорганизмов, универсальную по своему значению для формирования плодородия почвы. Помимо фоновой почвы небольшое их количество для участка с разливом девонской нефти отмечено только в трех опытных вариантах (1,0-5,0 млн./г). При втором отборе во всех опытных вариантах выявлено увеличение их численности (40,0-80,0 тыс./г). К третьему отбору количество грибов снизилось в 3,2-5,2 раз и составило 10,0-20,0 тыс./га.

Микробная биомасса и респираторная активность являются интегральными показателями состояния почв. Во время второго отбора максимальные величины микробной биомассы для участка с разливом девонской нефти отмечены в вариантах «аборигенные штаммы + наносор-

бент» и «Гумакс» (50,6-56,0 мг Сmic/г), несколько ниже были показатели в остальных опытных вариантах (22,8-41,4 мг Сmic/г). В конце сезона этот показатель был ниже (9,8-21,4), в то время как в фоновой почве он составил 34,1 мг Сmic/г.

Базальное дыхание во время первого отбора самым низким было в варианте «гумат калия» (2,8 мг CO<sub>2</sub>/(100 г·24 ч), а самым высоким – в варианте «ДНЗ» (17,8 мг CO<sub>2</sub>/(100 г·24 ч). При втором отборе проб во всех опытных вариантах респираторная активность составила 22,3-31,4 мг CO<sub>2</sub>/(100 г·24 ч), а к концу сезона уменьшилось до 12,0-18,1 мг CO<sub>2</sub>/(100 г·24 ч).

По совокупности всех изученных параметров по восстановлению почвенного плодородия в вариантах с девонской нефтью лучшая картина отмечена по первому сезону в вариантах «аборигенные штаммы + наносорбент» и «Гумакс».

Во второй год исследований микробиологические параметры определялись к концу сезона. В двух вариантах – «аборигенные штаммы + бентонит» и «ДНЗ» – численность УОМ не изменилась по сравнению с характерной для первого года. В варианте «Ленойл СХП» количество УОМ снизилось в 5,2 раз.

Микроорганизмы гетеротрофного блока активно росли в вариантах «ДНЗ», «гумат калия» и «контроль». Именно в этих образцах практически вдвое выросла их численность по сравнению с численностью в первый год. Лучшие показатели отмечены и в вариантах «аборигенные штаммы + бентонит» (31,5 млн./г) и «Ленойл СХП» (29,0 млн./г почвы). Только в двух образцах – «Гумакс» и «традиционный» – количество этих микроорганизмов осталось на уровне одного года.

Во всех изученных вариантах наблюдали увеличение роста микроскопических грибов. Максимальные показатели отмечены для варианта «традиционный» (55,0 тыс./г). Был изучен видовой состав микромицетов. В варианте «гумат калия» обнаружены фитопатогенные почвенные грибы (представители рода *Alternaria*). Следует отметить, что микромицеты рода *Trichoderma* обнаружены только в вариантах «аборигенные штаммы + бентонит» и «контроль». Это является позитивным фактом, так как представители данного рода обладают высокой антагонистической активностью к фитопатогенным грибам. В течение второго сезона на участке с девонской нефтью состояние микробиоценоза заметно улучшилось. Доказательством этому служат показатели микробной биомассы и респираторной активности, которые во всех опытных вариантах выросли в несколько раз.

Для участка с разливом сернистой нефти при первом отборе проб максимальное количество УОМ (2,5 млн./г) отмечено в варианте «аборигенные штаммы + наносорбент». Второй отбор показал снижение их численности для всех опытных вариантов, но к концу сезона она немного увеличилась или осталась на уровне второго отбора.

Количество гетеротрофов в опытных вариантах также существенно не различалось в конкретную дату отбора. Однако следует выделить варианты «Ленойл СХП» «ДНЗ», «гумат калия», «контроль», в которых в динамике получены несколько большие показатели.

Необходимо подчеркнуть, что после загрязнения сер-



нистая нефть оказала угнетающее действие на микроскопические грибы. Только к концу первого сезона их численность стала практически такой же, как в почве фоновом участке.

Динамика микробной биомассы такова: первый и третий отборы показали сопоставимые результаты, только при втором отборе проб все показатели были немного выше (45,1-66,8 мг С<sub>орг</sub>/г).

При изучении базального дыхания показатели в первый и третий отборы составили 27,1-47,5 и 18,3-42,4 мг СО<sub>2</sub>/(100 г·24 ч) соответственно. Исключением являлись варианты «традиционный», «ДНЗ», «аборигенные штаммы + наносорбент», «Гумакс» во время второго отбора, в которых респираторная активность уменьшились (15,5-29,1 мг СО<sub>2</sub>/(100 г·24 ч)).

На второй сезон численность углеводородокисляющих микроорганизмов увеличилась в вариантах «аборигенные штаммы + бентонит», «Гумакс» и «контроль». Снижение этого показателя отмечено в вариантах «Ленойл СХП» и «традиционный». В вариантах «ДНЗ» и «гумат калия» их количество сопоставимо с данными первого сезона.

Практически аналогично во втором сезоне изменилось и количество гетеротрофов. Только в варианте «традиционный» численность этой группы осталась на уровне первого сезона, а в варианте «контроль» немного снизилась.

Количество микроскопических грибов в большинстве вариантов увеличилось. Максимальный показатель получен в варианте «контроль» (130,0 тыс./г). Практически не изменились значения по сравнению с первым сезоном в варианте «Гумакс». Таким образом, угнетающее действие сернистой нефти на микромицеты нивелировалось. Был также изучен видовой состав микромицетов. В двух вариантах – «традиционный» и «контроль» – обнаружены фитопатогенные почвенные грибы (представители родов *Fusarium* и *Alternaria*).

Микробная биомасса и респираторная активность в большинстве исследованных вариантов увеличились. В двух вариантах – «гумат калия» и «контроль» – при росте микробной биомассы показатели базального дыхания остались на уровне первого сезона.

Таким образом, для образцов, загрязненных как сернистой, так и девонской нефтями, по изучаемым микробиологическим параметрам по первому сезону в большинстве вариантов получены сопоставимые данные, а во втором сезоне в большинстве опытных вариантов состояние микробного ценоза существенно улучшилось. В вариантах с использованием альтернативных биотехнологий «аборигенные штаммы + бентонит» и «Гумакс» выявлен более высокий уровень процессов деструкции углеводородов.

По изменению содержания нефтепродуктов в почве по первому сезону выделить преимущество какого-либо метода не представлялось возможным, требовалось проведение мониторинга на второй сезон. Визуальное состояние почв к концу сезона не отличалось от состояния почвы на фоновом участке и не имело запаха нефти, что связано с улетучиванием и деградацией легких, но наиболее токсичных для растений углеводородов.

Во втором сезоне по сравнению с результатами, полученными в конце первого сезона, более активное сниже-

ние содержания нефтепродуктов на участке с разливом девонской нефти (тип почвы – типичный чернозём) зафиксировано для вариантов «аборигенные штаммы + бентонит» (на 56 %), «Гумакс» (на 54 %). Самые низкие значения содержания нефтепродуктов выявлены для варианта «аборигенные штаммы + бентонит» (5700±1425 мг/кг), что превышает норматив ДОСНП для типичных чернозёмов (3100±310 мг/кг) (Об утверждении региональных нормативов..., 2012).

По динамике изменения содержания нефтепродуктов в почвах, загрязнённых сернистой нефтью (тип почвы – выщелоченный чернозём), за второй сезон произошло заметное снижение содержания нефтепродуктов для вариантов: «традиционный метод» (на 71 %), «Гумакс» (72 %), «аборигенные штаммы + бентонит» (на 56 %). К значению, близкому к нормативу ДОСНП для выщелоченных чернозёмов РТ (2900±290 мг/кг), достигнуто содержание нефтепродуктов для вариантов «аборигенные штаммы + бентонит» (3341±835 мг/кг), «Гумакс» (4071±1018 мг/кг).

Фитопродуктивность является комплексным показателем, выявляющим хроническую фитотоксичность, что было доказано и нашими предыдущими исследованиями при разработке нормативов ДОСНП (Ибатуллин и др., 2006; Малыгина и др., 2012; РД 153-39.0-716-11..., 2010).

Определение фитопродуктивности загрязнённых почв после проведения рекультивационных мероприятий для разлива девонской нефти в первом сезоне было проведено для ростков пшеницы (*Triticum L.*), выросших на опытных делянках после уборки урожая с незагрязнённого участка. С каждой делянки было исследовано по 15 растений, у которых изучали внешний вид, определяли средний рост и сухую фитомассу на одно растение. Результаты выявили, что по развитию и росту растений самые низкие результаты у вариантов «контроль» (11,7 см) и «традиционный метод» (13,6 см), самые высокие у вариантов – «аборигенные штаммы + наносорбент» (19 см). По величине фитопродуктивности лучшей оказалась делянка «аборигенные штаммы + наносорбент» (0,0471 г), худшими – «контроль» (0,0229 г), «Ленойл-СХП» (0,0224 г), «традиционный» (0,0280 г). На незагрязнённом участке (фон) показатели среднего роста одного растения пшеницы составили 23,7 см, а фитомассы – 0,1325 г.

Кроме того, для определения фитопродуктивности исследуемых почв в лабораторных условиях был поставлен опыт в вегетационных сосудах (объём 500 см<sup>3</sup>) с почвенными образцами из опытных делянок, время экспозиции 3 недели. В качестве тест-объектов использованы два вида растений: односемядольное растение – пшеница яровая (*Triticum vulgare L.*) сорта Экада-97 и двусемядольное растение – горох посевной (*Pisum sativum L.*) сорта Варис. Выбор указанных видов обусловлен высокой экономической значимостью данных культур для Республики Татарстан.

Анализ данных по вегетационному опыту в лабораторных условиях для участков с разливом девонской нефти выявил самое плохое развитие растений по тест-объекту горох в варианте «контроль» (0,0384 г), по пшенице – в варианте «традиционный метод» (0,0091 г). Самое лучшее развитие растений по гороху в вариантах «ДНЗ» (0,0663 г), по пшенице – «гумат калия» (0,0130 г). Значение фито-

Вариант технологии	Цвет (11.07.14)	Ср. рост 1 растения, см (11.07.14)	Средняя масса 1 растения, г (11.07.14)	Масса 1 колоса, г (11.07.14)	Масса 1 колоса, г (14.08.14)
Аборигенные штаммы + бентонит	зелёный	94	17,6	2,0	4,86
ДНЗ	зелёный с желтоватыми пятнами	72	5,4	1,0	2,34
Ленойл СХП	желто-зелёный	66	6,2	1,1	2,36
Гумакс	зелёный	78	17,3	2,0	3,5
Гумат калия	зелёный	67	8,6	1,1	2,28
Традиционный метод	желто-зеленый	62	3,6	1,0	1,82
Контроль	желто-зелёный	52	3,2	0,9	1,64
Фон	зелёный	95	27,1	2,4	4,9

Табл. 2. Результаты исследования фитопродуктивности по тест-объекту пшеница (*Triticum L.*) (участок с разливом девонской нефти, 2-й сезон).

Вариант технологии	Цвет	Средний рост 1 растения (трёхрёберник продырявленный), см	Средняя масса 1 растения (трёхрёберник продырявленный) свежесрезанного, г	Средний рост 1 растения (лядвенец рогатый), см	Средняя масса 1 растения (лядвенец рогатый) свежесрезанного, г
Аборигенные штаммы + бентонит	ярко-зелёный	73	230,0	30	8,6
ДНЗ	желто-зеленый	36	70,0	21	4,4
Ленойл СХП	желтый	60	77	17	2,23
Гумакс	ярко-зелёный	73	180,0	33	11,3
Гумат калия	зеленый	60	50,0	31	16,1
Традиционный метод	желтый	39	23,33	20	5,7
Контроль	жёлтый	43	30,0	16	2,3
Фон	ярко-зелёный	73	180	30	8,5

Табл. 3. Результаты исследования фитопродуктивности (участок с разливом сернистой нефти) по тест-объектам трёхрёберник продырявленный (*Tripleurospermum inodorum L.*) и лядвенец рогатый (*Lotus corniculatus L.*) (11.07.2014).

массы в сосудах с фоновыми почвами для гороха составило 0,0591 г, для пшеницы – 0,0107 г.

Результаты вегетационного опыта, проводимого в лабораторных условиях для участков с разливом сернистой нефти, сопоставимы для всех вариантов. По обоим тест-объектам лучшими выглядели технологии «Ленойл СХП», «традиционный», «ДНЗ», «аборигенные штаммы + наносорбент», «Гумакс», «гумат калия».

Таким образом, на основании вышеизложенного по первому сезону можно сделать вывод об эффективности всех биотехнологий. Процесс рекультивации с использованием агротехнических мероприятий охватывает и нижние горизонты загрязнённых почв, в которых остались нелетучие тяжелые углеводороды. По многим показателям, если предпочтение отдать данным натурального полевого исследования, некоторое преимущество имеют методы «аборигенные штаммы + наносорбент», «Гумакс».

Параметры развития растений во втором сезоне для участка с разливом девонской нефти оценены по внешнему виду, цвету, росту, массе свежесрезанных растений и колосьев пшеницы (Табл. 2). По средней фитомассе одного растения, одного колоса, росту, цвету и параметрам развития растений лучшими являются технологии рекультивации «аборигенные штаммы + бентонит» и «Гумакс», которым традиционный метод очень сильно уступает.

Самые низкие показатели получены, как и следовало ожидать, для варианта «контроль».

Для участка с разливом сернистой нефти наилучшие показатели фитопродуктивности по тест-объекту трёхрёберник продырявленный (*Tripleurospermum inodorum L.*), сопоставимые с фитопродуктивностью на фоновом участке, получены для вариантов «аборигенные штаммы + бентонит», «Гумакс» (Табл. 3). По тест-объекту «лядвенец рогатый (*Lotus corniculatus L.*)» наилучшие показатели фитопродуктивности зафиксированы для вариантов «аборигенные штаммы + бентонит», «Гумакс», «гумат калия» (Табл. 3).

С экономической точки зрения наиболее эффективными являются варианты технологий: «аборигенные штаммы + наносорбент» (4070 р./га), «Гумакс» (от 4200 до 5400 р./га), «гумат калия» (5900 руб./га). Остальные рассмотренные технологии намного дороже традиционного метода (31000 руб./га). Так как затраты на проведение агротехнических мероприятий примерно одинаковы, в расчёте учтены только затраты, связанные со внесением удобрений, препаратов и мелиоранта.

Таким образом, в рамках данных исследований рекомендуемым методом для восстановления чернозёмов, загрязнённых нефтепромысловой жидкостью, являются методы «Аборигенные штаммы + наносорбент» и «Гумакс».

## Рекомендации к производству

Для восстановления чернозёмов смешанного типа загрязнения в Республике Татарстан предлагается использовать:

1) метод с применением «Гумакса», предложенный ООО «Центр Спас», метод экологически и экономически выгодный, удобен для применения;

2) метод, разработанный ФБГНУ Татарский НИИАХП с выделением аборигенных штаммов углеводородокисляющих микроорганизмов в сочетании с бентонитом.

При использовании традиционного метода для ускорения темпов восстановления почв необходимо использовать перепревший навоз (перегной).

## Литература

Ибатуллин Р.Р., Мути И.И., Исхакова Н.М., Шайдуллина И.А., Сахубутдинов К.Г., Павлюк Н.В. Разработка норматива допустимого остаточного содержания нефти и продуктов её трансформации в почве (ДОСНП) для выщелоченных чернозёмов Республики Татарстан. *Интервал*. 2006. № 2. С. 6-10.

Корн Г., Корн Т. Справочник по математике для научных работников и инженеров. М: Наука. 1978. 831 с.

Малыгина Л.В., Шайдуллина И.А., Колесникова Н. Е., Антонов Н.А. Разработка комплекса мероприятий по проведению рекультивации земель, нарушенных при строительстве и эксплуатации нефтепромысловых объектов. *Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе*. 2012. № 10. С. 10-13.

Методика измерений массовой концентрации нефтепродуктов в почве и донных отложениях методом инфракрасной спектроскопии. ПНДФ 16.1:2.2.22-98.

Об утверждении региональных нормативов «Допустимое остаточное содержание нефти и продуктов ее трансформации в черноземах оподзоленных, черноземах типичных, дерново-подзолистых, темно-серых лесных, дерново-карбонатных выщелоченных, дерново-карбонатных оподзоленных почвах Республики Татарстан после проведения рекультивационных и иных восстановительных работ для земель сельскохозяйственного назначения». Приказ Министерства экологии и природных ресурсов Республики Татарстан от 14 мая 2012 г. № 174-п.

РД 153-39.0-716-11. Инструкция по рекультивации земель, нарушенных в результате разгерметизации нефтепромысловых трубопроводов. ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть». Бугульма. 2010. 77 с.

СанПиН 42-128-4433-87. Санитарные нормы допустимых концентраций химических веществ в почве. № 4433-87. 1987.

ТУ 2458-001-09265941-2012. Органо-химические почвогрунты из твердых нефтешламов, обработанных гуминовым препаратом. М: Госстандарт. 2012.

Шайдуллина И.А. Нормирование и минимизация образования и опасности нефтезагрязненных почв для природной среды (на примере ОАО «Татнефть»). *Автореф. дис. канд. хим. наук*. Казань. 2006. 24 с.

Шайдуллина И.А., Антонов Н.А., Сибгатова Д. И., Яппаров

А.Х., Дегтярева И.А., Латыпова В.З., Гадиева Э.Ш. Исследование эффективности и экологической безопасности некоторых современных методов рекультивации нефтезагрязненных почв. *Георесурсы*. 2015. № 4(63). С. 44-46.

Яппаров А.Х., Дегтярева И.А., Яппаров И.А., Ежкова А.М., Хидиятуллина А.Я. Технология получения экологически безопасной продукции сельского хозяйства при биорекультивации нефтезагрязненных почв аборигенными углеводородокисляющими микроорганизмами и наноструктурированными бентонитами. Казань: Изд-во Центра инновационных технологий. 2011. 220 с.

## Сведения об авторах

*Лариса Витальевна Малыгина* – зав. лабораторией экологической безопасности техники и технологий, канд. хим. наук, Институт ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть» Россия, 423236, Бугульма, ул. М. Джалиля, 32

*Ильмира Атласовна Шайдуллина* – старший научный сотрудник, канд. хим. наук, Институт ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть»

Россия, 423236, Бугульма, ул. М. Джалиля, 32  
Тел: +7(85594)7-88-59, e-mail: ecolog@tatnipi.ru

*Николай Анатольевич Антонов* – инженер, Институт ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть»

Россия, 423236, Бугульма, ул. М. Джалиля, 32

*Диляра Ильхамовна Сибгатова* – инженер, Институт ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть»

Россия, 423236, Бугульма, ул. М. Джалиля, 32

*Ахтам Хусаинович Яппаров* – директор, доктор с.-х. наук, профессор, ФГБУ Татарский научно-исследовательский институт агрохимии и почвоведения

Россия, 420059, Казань, ул. Оренбургский тракт, 20 а

*Ирина Александровна Дегтярева* – зав. лабораторией агроэкологии и микробиологии, доктор биол. наук, ФГБУ Татарский научно-исследовательский институт агрохимии и почвоведения

Россия, 420059, Казань, ул. Оренбургский тракт, 20 а

*Венера Зиннатовна Латыпова* – доктор хим. наук, профессор, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, 18

*Эльвира Шамсуллаевна Гадиева* – магистрант, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, 18

Статья поступила в редакцию 16.02.2016

## Application of New Biotechnologies in the Remediation of Black Soil with Mixed Pollution

L.V. Malykhina<sup>1</sup>, I.A. Shaydullina<sup>1</sup>, N.A. Antonov<sup>1</sup>, D.I. Sibgatova<sup>1</sup>, A.Kh. Yapparov<sup>2</sup>, I.A. Degtyareva<sup>2</sup>, V.Z. Latypova<sup>3</sup>, E.Sh. Gadieva<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Institute TatNIPIneft PJSC Tatneft, Bugulma, Russia

<sup>2</sup>Tatar Research Institute of Agrochemistry and Soil Science, Kazan, Russia

<sup>3</sup>Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, Russia

**Abstract.** During remediation of black soil with mixed pollution we assessed the environmental and economic efficiency of new biotechnologies for the PJSC Tatneft. They

included biological preparation «Lenoyl SKhP» based on strains of hydrocarbon-oxidizing microorganisms (development of the Institute of Biology of the Ufa Scientific

Center of the Russian Academy of Sciences); complex biological preparation – destructor of oil pollutions «DNZ»; joint introduction of nanosorbents and effective indigenous hydrocarbon-oxidizing microorganisms (development of the Tatar Research Institute of Agrochemistry and Soil Science); and «Gumaks» (development of the LLC «Center Spas») and potassium humate. Experiments were carried out over two field seasons on leached and typical agricultural black soils contaminated due to the spill of Devonian watery and sour oil. Based on the data about dynamics of oil content in soils, results of agrochemical and microbiological monitoring over two seasons we evaluated the efficiency of new biotechnologies and developed recommendations for production.

**Keywords:** admissible residual oil content; methods of bioremediation of contaminated land; indigenous microorganisms-destructors; humate.

## References

Guidance document 153-39.0-716-11. Instruktsiya po rekul'tivatsii zemel', narushennykh v rezul'tate razgermetizatsii neftepromyslovykh truboprovodov [Instruction for land reclamation, disturbed by loss of oilfield piping integrity]. TatNIPIneft PJSC Tatneft. Bugulma. 2010. 77 p. (In Russ.)

Ibatullin R.R., Mutin I.I., Iskhakova N.M., Shaydullina I.A., Sakhabutdinov K.G., Pavlyuk N.V. Razrabotka normativa dopustimogo ostatechnogo sodержaniya nefi i produktov ee transformatsii v pochve (DOSNP) dlya vyschelochennykh chernozemov Respubliki Tatarstan [Development of the standart of permissible residual quantity of oil and products of its transformation in soil for leached chernozem of Tatarstan Republic]. *Interval*. 2006. No. 2. Pp. 6-10. (In Russ.)

Korn G., Korn T. Guide to mathematics for scientists and engineers. Moscow: Nauka. 1978. 831 p. (In Russ.)

Malykhina L.V., Shaydullina I.A., Kolesnikova N. E., Antonov N.A. Razrabotka kompleksa meropriyatiy po provedeniyu rekul'tivatsii zemel', narushennykh pri stroitel'stve i ekspluatatsii neftepromyslovykh ob'ektov [Development of land reclamation project disturbed during construction and operation of oilfield facilities]. *Zaschita okruzhayushey sredy v neftegazovom komplekse = Environmental protection in the oil and gas sector*. 2012. No. 10. Pp. 10-13. (In Russ.)

Metodika izmereniy massovoy kontsentratsii nefteproduktov v pochve i donnykh otlozheniyakh metodom infrakrasnoy spektrometrii [Method of oil mass concentration measurements in soil and sediments by infrared spectrometry]. Federated environmental regulations 16.1: 2.2.22-98. (In Russ.)

Ob utverzhdenii regional'nykh normativov «Dopustimoe ostatechnoe sodержanie nefi i produktov ee transformatsii v chernozemakh opodzolenennykh, chernozemakh tipichnykh, dornovo-podzolistykh, temno-serykh lesnykh, dornovo-karbonatnykh vyschelochennykh, dornovo-karbonatnykh opodzolenennykh pochvakh Respubliki Tatarstan posle provedeniya rekul'tivatsionnykh i inykh vosstanovitel'nykh rabot dlya zemel' sel'skokhozyaystvennogo naznacheniya» [Approval of regional standards «Permissible residual oil and its transformation products into chernozems podzolic, chernozem typical, sod-podzolic, dark gray forest, sod-carbonate leached sod calcareous podzolized soils of the Republic of Tatarstan after remediation and other recovery operations for agricultural land»] Order of the Ministry of ecology and natural resources of the Republic of Tatarstan. 2012. No. 174-p. (In Russ.)

Sanitary regulations 42-128-4433-87. Sanitarnye normy dopustimykh kontsentratsiy khimicheskikh veschestv v pochve [Sanitary norms of permissible concentrations of chemicals in soil]. 1987. No. 4433-87. (In Russ.)

Shaydullina I.A. Normirovanie i minimizatsiya obrazovaniya i opasnosti neftezagryaznennykh pochv dlya prirodnoy sredy (na primere OAO «Tatneft») [Rationing and hazardous oil contaminated soil minimization for environment (on the example of JSC «Tatneft»)]. Avtoref. Diss. chem. nauk [Abstract Cand. chem. sci. diss.]. Kazan, 2006. 24 p. (In Russ.)

Shaydullina I.A., Antonov N.A., Sibgatova D.I., Yapparov A.Kh., Degtyareva I.A., Latypova V.Z., Gadieva E.Sh. Research of the Efficiency and Environmental Safety of Some Modern Methods for

Remediation of Oil-Contaminated Soil. *Georesursy = Georesources*. 2015. V. 2. No. 4(63). Pp. 44-47.

Technical rules 2458-001-09265941-2012. Organo-khimicheskie pochvo-grunty iz tverdykh nefteshlamov, obrabotannykh guminovym preparatom [Organo-chemical soil from solid sludge treated with humic substances]. Moscow: Gosstandart. 2012. (In Russ.)

Yapparov A.Kh., Degtyareva I.A., Yapparov I.A., Ezhkova A.M., Khidiyatullina A.Ya. Tekhnologiya polucheniya ekologicheskii bezopasnoy produktsii sel'skogo khozyaystva pri biorekul'tivatsii neftezagryaznennykh pochv aborigennymi uglevodorodokislyayuschimi mikroorganizmami i nanostrukturirovannymi bentonitami [The technology of environmentally safe agricultural products at bioreclamation of contaminated soils by indigenous hydrocarbon-oxidizing microorganisms and nanostructured bentonite]. Kazan: Publ. House of the Innovation Center. 2011. 220 p. (In Russ.)

Yapparov A.Kh., Yapparov I.A., Khabipov N.N., et al. Tekhnologiya polucheniya ekologicheskii bezopasnoy produktsii sel'skogo khozyaystva pri biorekul'tivatsii neftezagryaznennykh pochv aborigennymi uglevodorodokislyayuschimi mikroorganizmami i nanostrukturirovannymi bentonitami [Production technology of environmentally safe agricultural products in the bioremediation of oil-contaminated soil by indigenous hydrocarbon-oxidizing microorganisms and nanostructured bentonite]. Kazan: Center for Innovative Publ. 2010. 220 p. (In Russ.)

**For citation:** Malykhina L.V., Shaydullina I.A., Antonov N.A., Sibgatova D.I., Yapparov A.Kh., Degtyareva I.A., Latypova V.Z., Gadieva E.Sh. Application of New Biotechnologies in the Remediation of Black Soil with Mixed Pollution. *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 2. Pp. 138-144. DOI: 10.18599/grs.18.2.12

## Information about authors

*Larisa V. Malykhina* – Head of the Laboratory of Ecological Safety of Technique and Technology, PhD (Chem.), Institute TatNIPIneft PJSC Tatneft

Russia, 423236, Bugulma, M. Dzhaliya str., 32

*Il'mira A. Shaydullina* – Senior Researcher, PhD (Chem.), Institute TatNIPIneft PJSC Tatneft

Russia, 423236, Bugulma, M. Dzhaliya str., 32

Tel: 8.85594.78859, e-mail: [ecolog@tatnipi.ru](mailto:ecolog@tatnipi.ru)

*Nikolay A. Antonov* – Engineer, Institute TatNIPIneft PJSC Tatneft

Russia, 423236, Bugulma, M. Dzhaliya str., 32

*Dilyara I. Sibgatova* – Engineer, Institute TatNIPIneft PJSC Tatneft

Russia, 423236, Bugulma, M. Dzhaliya str., 32

*Akhtam Kh. Yapparov* – Director, Doctor of Science (Agric.), Professor, Tatar Research Institute of Agrochemistry and Soil Science

Russia, 420059, Kazan, Orenburg Tract, 20a

*Irina A. Degtyareva* – Head of the Laboratory of Agroecology and Microbiology, Doctor of Science (Biol.), Tatar Research Institute of Agrochemistry and Soil Science

Russia, 420059, Kazan, Orenburg Tract, 20a

*Venera Z. Latypova* – Doctor of Science (Chem.), Professor, Kazan (Volga region) Federal University

Russia, 420008, Kazan, Kremlevskaya str., 18

*El'vira Sh. Gadieva* – BSc., Kazan (Volga region) Federal University

Russia, 420008, Kazan, Kremlevskaya str., 18

*Manuscript received February 16, 2016*