

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ISSN 1608-5043 (Print)  
ISSN 1608-5078 (Online)

# ГЕОРЕСУРСЫ

Т. 21. № 4. 2019  
Часть 1

[www.geors.ru](http://www.geors.ru)

ИТОГИ

Международной научно-практической конференции  
«Углеводородный и минерально-сырьевой  
потенциал кристаллического фундамента»

2-3 сентября, 2019 г.  
г. Казань

К ЮБИЛЕЮ

Рената Халиулловича Муслимова

85  
ЛЕТ

**GEORESURSY** GEORESOURCES. SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL

Журнал «Георесурсы» – рецензируемое научно-техническое издание. Издаётся с 1999 года.

Журнал индексируется:

- Scopus
- Web of Science (ESCI)

Полнотекстовая электронная версия журнала в открытом доступе: [www.geors.ru](http://www.geors.ru), [elibrary.ru](http://elibrary.ru)

**Главный редактор:**

Муслимов Р.Х. – д.геол.-мин.н., профессор,

Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

**Редакционная коллегия**

**Агзамов Ф.А.**, Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

**Алтунина Л.К.**, Институт химии нефти СО РАН, Томск, Россия

**Баренбаум А.А.**, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

**Калимуллин А.М.**, Институт ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть», Бугульма, Россия

**Лаломов А.В.**, Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН, Москва, Россия

**Нурғалиев Д.К.**, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

**Ситдикова Л.М.**, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

**Ступакова А.В.**, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

**Храмченков М.Г.**, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

**Хуторской М.Д.**, Геологический институт РАН, Москва, Россия

**Burganov B.**, Department of Physics, ETH Zurich, Zurich, Switzerland

**Delamaide E.**, IFP Technologies (Canada) Inc., Calgary, Canada

**Kayal J.R.**, Institute of Seismological Research, Gandhinagar, India

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

**Редакция**

Заместитель Главного редактора: Христофорова Д.А.

Технический редактор: Николаев А.В.

Специалист по компьютерной верстке: Абросимова И.С.

Специалист по переводу: Мулиле А.А. Веб-редактор: Сабиров А.П.

**Адрес редакции и издателя:** Россия, 420012, Казань, ул. Маяковского, 10-1. Тел: +7 843 2390530. E-mail: mail@geors.ru

**Издатель:** ООО «Георесурсы». **Учредитель:** Христофорова Д.А.

Свидетельство о регистрации СМИ ПИ № ФС77-38832, выдано Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)

Периодичность выпуска журнала: 4 раза в год  
Подписной индекс в Каталоге «Почта России» – П7977

Дата выхода в свет 30.10.2019. Тираж 1000. Свободная цена  
Отпечатано в АО «Издательский Дом «Казанская Недвижимость» 420029, Россия, Казань, ул. Сибирский тракт, д.34, корп. 4, оф. 324

При цитировании ссылка на журнал «Георесурсы» обязательна.

© 2019 Научно-технический журнал «Георесурсы». Под изданием ООО «Георесурсы»

Материалы журнала доступны по лицензии Creative Commons «Attribution» («Атрибуция») 4.0 Всемирная (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

## Содержание

**Итоги Международной научно-практической конференции «Углеводородный и минерально-сырьевой потенциал кристаллического фундамента»** ..... 2  
*Р.Х. Муслимов*

### **Изучение кристаллического фундамента. Разработка месторождений нефти и газа**

**Поисковые работы на нефть и газ в Азии, Африке и Америке в естественно-трещиноватых коллекторах фундамента: лучший мировой опыт и усвоенные уроки**..... 10  
*Т. Кёнинг*

**Нефтегазоносность кристаллического фундамента с учетом развития в нем неструктурных ловушек комбинированного типа** ..... 19  
*С.А. Пуанова*

**Миксгенетическая концепция формирования месторождений нефти и газа в фундаменте и осадочном чехле на шельфе южного Вьетнама**..... 27  
*В.К. Утопленников, А.Д. Дрabbкина*

**Новые представления о происхождении нефти и газа в связи с открытием явления пополнения запасов эксплуатируемых месторождений** ..... 34  
*А.А. Баренбаум*

**Восполнение нефтяных залежей в свете новой концепции нефтегазообразования** ..... 40  
*Р.Х. Муслимов, И.Н. Плотникова*

**Об особенностях разработки месторождений фундамента**..... 49  
*С.Н. Закиров, В.К. Утопленников, Э.С. Закиров*

**Углубленное изучение кристаллического фундамента осадочных бассейнов – веление времени** ..... 55  
*Р.Х. Муслимов*

## Информация

**Решение Международной научно-практической конференции «Углеводородный и минерально-сырьевой потенциал кристаллического фундамента»** ..... 63



Журнал «Георесурсы» – рецензируемое научно-техническое издание. Издается с 1999 года.

Журнал индексируется:

- Scopus
- Web of Science (ESCI)

Полнотекстовая электронная версия журнала в открытом доступе: [www.geors.ru](http://www.geors.ru), [elibrary.ru](http://elibrary.ru)

#### Главный редактор:

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

#### Редакционная коллегия

- Агзамов Ф.А.**, Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия  
**Алтунина Л.К.**, Институт химии нефти СО РАН, Томск, Россия  
**Баренбаум А.А.**, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия  
**Калимуллин А.М.**, Институт ТагНИПИнефть ПАО «Татнефть», Бугульма, Россия  
**Лаломов А.В.**, Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН, Москва, Россия  
**Нургалиев Д.К.**, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия  
**Ситдикова Л.М.**, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия  
**Ступакова А.В.**, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия  
**Храмченков М.Г.**, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия  
**Хуторской М.Д.**, Геологический институт РАН, Москва, Россия  
**Burganov V.**, Department of Physics, ETH Zurich, Zurich, Switzerland  
**Delamaide E.**, IFP Technologies (Canada) Inc., Calgary, Canada  
**Kayal J.R.**, Institute of Seismological Research, Gandhinagar, India  
**Vandenberghе N.**, K.U. Leuven University, Leuven, Belgium

#### Редакция

Заместитель Главного редактора: Христофорова Д.А.  
 Технический редактор: Николаев А.В.  
 Специалист по компьютерной верстке: Абросимова И.С.  
 Специалист по переводу: Мулиле А.А. Веб-редактор: Сабиров А.П.

Адрес редакции и издателя: Россия, 420012, Казань, ул. Маяковского, 10-1. Тел: +7 843 2390530. E-mail: mail@geors.ru  
 Издатель: ООО «Георесурсы». Учредитель: Христофорова Д.А.

Свидетельство о регистрации СМИ ПИ № ФС77-38832, выдано Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)

Периодичность выпуска журнала: 4 раза в год  
 Подписной индекс в Каталоге «Почта России» – П7977

Дата выхода в свет 01.12.2019. Тираж 1000. Свободная цена  
 Отпечатано в АО «Издательский Дом «Казанская Недвижимость» 420029, Россия, Казань, ул. Сибирский тракт, д.34, корп. 4, оф. 324

При цитировании ссылка на журнал «Георесурсы» обязательна.

© 2019 Научно-технический журнал «Георесурсы».

Под изданием ООО «Георесурсы»

Материалы журнала доступны по лицензии Creative Commons «Attribution» («Атрибуция») 4.0 Всемирная (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

## Содержание

### Геология, поиск и разведка месторождений нефти и газа

**Проявления глубинной дегазации в водной толще и верхней части разреза Печорского моря** ..... 68  
*С.Ю. Соколов, Е.А. Мороз, Е.А. Сухих, А.А. Разумовский, О.В. Левченко*

**Геохимическая характеристика террагенного органического вещества верхнепалеозойского комплекса Вилуйской синеклизы и некоторые особенности его преобразования под действием термобарических условий больших глубин** ..... 77  
*К.В. Долженко, А.Н. Фомин, В.Н. Меленевский*

**Гидродинамические особенности нефтегазоносных отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья** ..... 85  
*Д.А. Новиков, Ф.Ф. Дульцев, А.В. Черных, С.В. Рыжкова*

### Разработка нефтяных и газовых месторождений

**Сравнение потенциала вторичных и третичных методов воздействия на пласт для получения углеводородов из нефтематеринских пород, обладающих высоким нефтегенерационным потенциалом** ..... 95  
*В.В. Левкина, А.Г. Калмыков, Т.Н. Генарова, М.С. Тихонова, А.В. Пирогов, О.А. Шпигун, А.Ю. Бычков*

**Увеличение нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей кислотными композициями на основе поверхностно-активных веществ, координирующих растворителей и комплексных соединений** ..... 103  
*Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов, Л.А. Стасьева, И.В. Кувшинов*

**Выбор оптимального критерия прочности для терригенных отложений пашийского горизонта Ташлиярской площади Ромашкинского месторождения** ..... 114  
*И.И. Гирфанов, М.М. Ремеев, О.С. Сотников, А.А. Лутфуллин, И.Р. Мухлиев*

**По поводу уроков разработки Шкаповского нефтяного месторождения** ..... 119  
*Е.В. Лозин*

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

**Editor in Chief: Renat Kh. Muslimov**

Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

**Editorial Board**

**Farit A. Agzamov**, Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Russian Federation

**Lyubov K. Altunina**, Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tomsk, Russian Federation

**Azary A. Barenbaum**, Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

**Bulat Burganov**, Department of Physics, ETH Zurich, Zurich, Switzerland

**Eric Delamaide**, IFP Technologies (Canada) Inc., Calgary, Canada

**Almaz M. Kalimullin**, Institute TatNIPIneft Tatneft PJSC, Bugulma, Russian Federation

**Jnana Ranjan Kayal**, Institute of Seismological Research, Gandhinagar, India

**Maxim G. Khranchenkov**, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

**Mikhail D. Khutorskoy**, Institute of Geology of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

**Alexander V. Lalomov**, Institute of Geology of Ore Deposits, Petrography, Mineralogy and Geochemistry of Russian Academy of Science, Moscow, Russian Federation

**Danis K. Nurgaliev**, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

**Lyalya M. Sitdikova**, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

**Antonina V. Stoupakova**, Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

**Noel Vandenberghe**, K.U. Leuven University, Leuven, Belgium

**Editorial office:**

Deputy Chief Editor: Daria Khristoforova. Editor: Irina Abrosimova. Prepress by Alexander Nikolaev. Translator: Alsu Mulile. Web-editor: Artur Sabirov.

**Publisher:** Georesursy LLC

**Editorial and Publisher's address:**

1-10, Mayakovsky st., Kazan, 420012, Russian Federation  
Phone: +7 843 2390530, e-mail: mail@geors.ru

Georesursy (Georesources) is a peer-reviewed scientific and technical journal published since 1999.

**The journal is included/indexed in:**

- Scopus;
- Web of Science (ESCI);
- Directory of Open Access Journals (DOAJ);
- CAS (Chemical Abstracts Service) databases;
- GeoRef database;
- EBSCOhost™ databases;
- Ulrich's Periodicals Directory.

The full-text e-versions of the articles are available on: [www.geors.ru](http://www.geors.ru)  
All the materials of the journal Georesursy (Georesources) are available under the CC BY license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

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: October 30, 2019

© 2019 Scientific and Technical Journal Georesursy (Georesources)  
Published by Georesursy LLC

**Table of Contents**

**Results of the International Scientific and Practical Conference «Hydrocarbon and Mineral Raw Potential of the Crystalline Basement» and meaningful action to accelerate the use of this potential** ..... 2  
*R.Kh. Muslimov*

**Crystalline Basement Studies. Development of the Basement Oil and Gas Fields**

**Exploring in Asia, Africa and the Americas for oil & gas in naturally fractured basement reservoirs: best practices & lessons learned** ..... 10  
*Tako Koning*

**Oil and gas possibility of crystalline basement taking into account development in it of non-structural traps of combined type** ..... 19  
*S.A. Punanova*

**Mixgenetic concept of of oil and gas fields formation in basement and sedimentary cover on the shelf of South Vietnam** ..... 27  
*V.K. Utoplennikov, A.D. Drabkina*

**New representations on oil and gas origin in connection with the opening of the phenomenon of reserves replenishment in exploited oil fields** ..... 34  
*A.A. Barenbaum*

**Replenishment of oil deposits from the position of a new concept of oil and gas formation** ..... 40  
*R.Kh. Muslimov, I.N. Plotnikova*

**The features of crystalline basement fields development** ..... 49  
*S.N. Zakirov, V.K. Utoplennikov, E.S. Zakirov*

**An in-depth study of the crystalline basement of sedimentary basins is a dictate of the time** ..... 55  
*R.Kh. Muslimov*

**Information**

**Decision of the International Scientific and Practical Conference «Hydrocarbon and Mineral Raw Potential of the Crystalline Basement»** ..... 63



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

**Editor in Chief: Renat Kh. Muslimov**

Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

**Editorial Board****Farit A. Agzamov**, Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Russian Federation**Lyubov K. Altunina**, Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tomsk, Russian Federation**Azary A. Barenbaum**, Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation**Bulat Burganov**, Department of Physics, ETH Zurich, Zurich, Switzerland**Eric Delamaide**, IFP Technologies (Canada) Inc., Calgary, Canada**Almaz M. Kalimullin**, Institute TatNIPIneft Tatneft PJSC, Bugulma, Russian Federation**Jnana Ranjan Kayal**, Institute of Seismological Research, Gandhinagar, India**Maxim G. Khranchenkov**, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation**Mikhail D. Khutorskiy**, Institute of Geology of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation**Alexander V. Lalomov**, Institute of Geology of Ore Deposits, Petrography, Mineralogy and Geochemistry of Russian Academy of Science, Moscow, Russian Federation**Danis K. Nurgaliev**, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation**Lyalya M. Sitdikova**, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation**Antonina V. Stoupakova**, Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation**Noel Vandenberghe**, K.U. Leuven University, Leuven, Belgium**Editorial office:**

Deputy Chief Editor: Daria Khristoforova. Editor: Irina Abrosimova. Prepress by Alexander Nikolaev. Translator: Alsu Mulile. Web-editor: Artur Sabirov.

**Publisher:** Georesursy LLC**Editorial and Publisher's address:**1-10, Mayakovsky st., Kazan, 420012, Russian Federation  
Phone: +7 843 2390530, e-mail: mail@geors.ru

Georesursy (Georesources) is a peer-reviewed scientific and technical journal published since 1999.

**The journal is included/indexed in:**

- Scopus;
- Web of Science (ESCI);
- Directory of Open Access Journals (DOAJ);
- CAS (Chemical Abstracts Service) databases;
- GeoRef database;
- EBSCOhost™ databases;
- Ulrich's Periodicals Directory.

The full-text e-versions of the articles are available on: [www.geors.ru](http://www.geors.ru)  
All the materials of the journal Georesursy (Georesources) are available under the CC BY license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

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: December 1, 2019© 2019 Scientific and Technical Journal Georesursy (Georesources)  
Published by Georesursy LLC**Table of Contents****Geology and Exploration for Oil and Gas Fields****Manifestations of deep degassing into the water column and upper part of the Pechora sea sedimentary section ..... 68***S.Yu. Sokolov, E.A. Moroz, E.A. Sukhikh, A.A. Razumovskiy, O.V. Levchenko***Geochemical characteristics of terrestrial organic matter in the Upper Paleozoic complex of the Vilyui syncline and some features of its transformation under thermobaric conditions at great depths ..... 77***K.V. Dolzhenko, A.N. Fomin, V.N. Melenevsky***Hydrodynamic features of oil and gas bearing deposits of the southern areas of Ob-Irtysh interfluves ..... 85***D.A. Novikov, F.F. Dultsev, A.V. Chernykh, S.V. Ryzhkova***Oil and Gas Fields Development****Comparison of influence on the formation by secondary and tertiary methods for the production of hydrocarbon compounds from oil source rocks with high oil-generating potential ..... 95***V.V. Levkina, A.G. Kalmykov, T.N. Henarova, M.S. Tikhonova, A.V. Pirogov, O.A. Shpigun, A.Yu. Bychkov***Enhanced oil recovery from high-viscosity oil deposits by acid systems based on surfactants, coordinating solvents and complex compounds ..... 103***L.K. Altunina, V.A. Kuvshinov, L.A. Stasyeva, I.V. Kuvshinov***Selection of optimal strength criteria for the terrigenous Pashiyani horizon of the Romashkinskoe field Tashliyarskaya area ..... 114***I.I. Girfanov, M.M. Remeev, O.S. Sotnikov, A.A. Lutfullin, I.R. Muhliev***To the experience of Shkapovo oilfield development ..... 119***E.V. Lozin*

РЕДАКЦИОННАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.2-9>

**ИТОГИ**  
**Международной научно-практической конференции**  
**«Углеводородный и минерально-сырьевой потенциал**  
**кристаллического фундамента» и**  
**практические шаги по ускорению использования этого потенциала**

*Р.Х. Муслимов*

**RESULTS**  
**of the International Scientific and Practical Conference**  
**«Hydrocarbon and Mineral Raw Potential of the Crystalline Basement» and**  
**meaningful action to accelerate the use of this potential**

*R.Kh. Muslimov*

### 1. Конференция, цели и задачи

2-3 сентября 2019 г. в Казани в рамках Татарстанского нефтегазохимического форума состоялась 23-я Международная научно-практическая конференция «Углеводородный и минерально-сырьевой потенциал кристаллического фундамента».

**Организаторы Конференции:** Аппарат Президента Республики Татарстан, Министерство промышленности и торговли Республики Татарстан, ФГБУ «Российская академия наук», ГНБУ «Академия наук Республики Татарстан», ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, ЗАО «Нефтеконсорциум», Казанский филиал ФБУ «ГКЗ», ОАО «Казанская ярмарка».

В конференции приняли участие 427 специалистов, представители 98 организаций, включая компании Республики Татарстан – 42, Российской Федерации – 47 (в т.ч. Москвы, Санкт-Петербурга, Башкортостана, Тюменской, Самарской и других областей), 24 специалиста стран дальнего и ближнего зарубежья из Китая, Италии, Канады, Вьетнама, Египта, Казахстана, Узбекистана, Белоруссии, Азербайджана.

Были заслушаны выступления представителей академической и вузовской науки: Российской академии наук, Сибирского отделения российской академии наук, Академии наук Республики Татарстан, ведущих вузов и исследовательских университетов.

Представлено и обсуждено 36 докладов, в том числе 14 пленарных, 22 устных на круглом столе и 54 стендовых. Опубликован сборник трудов, куда включены 90 докладов.

#### **Почему такая конференция состоялась в г. Казань?**

Ответ прост – Республика Татарстан имеет успешный полувековой опыт изучения роли кристаллического фундамента (КФ) в формировании, переформировании и пополнении ресурсной базы. А сама проблема изучения КФ здесь была поставлена в 1936 г. Б.М. Юсуповым. Почему сегодня мы обращаемся к этой проблеме, когда в мире имеются значительные ресурсы традиционных

нефтей (трудноизвлекаемые запасы), нетрадиционных углеводородов (УВ) (тяжелые нефти, природные битумы (ПБ), нефтяные и газовые сланцы, плотные породы и др.), а СМИ пугают наступлением эры электромобилей и сокращением потребления УВ?

Мы исходим из того, что традиционные и часть нетрадиционных УВ, которые доступны для современной добычи и использования, во-первых, распределены на планете весьма неравномерно как по площади, так и по разрезу; во вторых, значительная их часть расположена в сложных геологических условиях (большие глубины суши и моря, сложные коллектора, высокие давления и температуры), в сложных природно-климатических условиях (шельфы северных морей, более глубоководные объекты, удаленные, необжитые территории и т.д.). Все это усложняет и удорожает их освоение, делает добычу в ряде случаев нерентабельной. Кроме того добычные мощности сланцевых залежей и плотных пород характеризуются быстрой истощаемостью.

Что касается электромобилей: в отличие от электроэнергии нефть, газ, уголь являются первичными энергоресурсами (ПЭР), а электричество к этой категории не относится. Для его производства нужны ПЭР. История использования нефти и газа показывает рост направлений их использования человеком. Так что нефть и газ как наиболее удобные для использования человеком в его жизни ресурсы будут нужны всегда и во всё возрастающем количестве.

**Основная цель конференции** – углубленное изучение углеводородного и минерально-сырьевого потенциала глубин недр и роли кристаллического фундамента в пополнении запасов нефти и газа месторождений осадочного чехла в процессе дегазации Земли.

#### **Задачи конференции:**

- рассмотрение мирового опыта поисков, разведки и разработки месторождений, приуроченных к породам кристаллического фундамента;

- обобщение накопленных за последние 40-50 лет



данных о роли КФ в формировании залежей нефти в осадочном чехле;

- оценка роли КФ в переформировании и подпитке месторождений нефти и газа осадочного чехла из глубин недр Земли и влиянии на эффективность разработки традиционных нефтяных месторождений;

- генезис нефти и механизмы формирования залежей нефти в КФ и осадочном чехле.

## 2. Мировой опыт поисков, разведки и добычи из месторождений в КФ

*В нас вера есть и не в одних богов.  
Нам нефть никто не принесет на блюде.  
Освобождение от земных оков,  
есть цель несоциальных революций.*  
В. Высоцкий

В мире накоплен определенный опыт поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа в КФ. А.И. Тимурзиев считает: «Особенностью месторождений в фундаменте вопреки общепринятым представлениям, основанным на элементарном незнании и замалчивании официальной наукой фактов, является исключительное богатство и продуктивность скоплений «фундаментной нефти».

Очень много докладов по нефтегазоносности КФ на конференции прозвучало по известным месторождениям Вьетнамского шельфа. Для этих условий выделен и обоснован комплекс основных критериев нефтегазоносности фундамента в Кылуонгском бассейне, включающий: геодинамический, тектонический, флюидодинамический, структурно-геоморфологический, петрографический, который позволяет целенаправленно применять его для оценки и прогнозирования перспектив подобных структур в породах фундамента.

Т.А. Киреева отмечает: «Во многих случаях нефтеносности фундамента в вышелегающих породах осадочного чехла фиксируется проявление гидрохимической инверсии. Это проявляется как в Западной Сибири (Красноленинский и Сургутский своды), так и на шельфе Южного Вьетнама, где над нефтеносными гранитоидами структуры Белый Тигр в низах осадочного чехла отмечается инверсия гидрохимической зональности, которая отсутствует на соседних структурах, где фундамент или без признаков нефтеносности, или слабо нефтеносен (структура Дракон)».

Т.А. Киреева сформулировала гидрохимические признаки нефтеносности фундамента:

1. Сохранение зон гидрохимических инверсий в водоносных горизонтах низов осадочного чехла свидетельствует о потенциальной нефтеносности фундамента.

2. При наличии нормального гидрохимического разреза в осадочном чехле нефтеносность фундамента маловероятна.

3. Поступление из фундамента концентрированных (М. >200 г/л) рассолов хлоридно-кальциевого типа можно считать однозначным признаком отсутствия нефти в фундаменте, т.к. она уже перешла в осадочный чехол, а полости фундамента заняли эндогенные рассолы.

А.Э. Десятникова и П.А. Шахов предлагают критерии поиска зон разуплотнения фундамента с целью повышения эффективности эксплуатационного бурения.

С.А. Пунанова констатирует: «Стоит признать, что естественно разрушенные кристаллические породы фундамента представляются глобальным геологическим явлением. Несмотря на доказанный коммерческий успех, задержка с реализацией многих проектов вытекала из того факта, что открытия месторождений УВ в фундаменте исторически происходили, скорее, случайно, а не в результате целенаправленных геологоразведочных программ. Тем не менее, в последние годы наблюдается успешное изменение этой тенденции, которое приводит к многочисленным открытиям и увеличению числа работок в фундаменте».

М.Х. Нгуен, Е.Ю. Горюнов приводят критерии нефтегазоносности КФ на примере месторождений шельфа Южного Вьетнама.

Почти во всех докладах по КФ отмечается тесная связь между нефтеносностью осадочного чехла и КФ, когда в последнем была найдена нефть. В Республике Татарстан (РТ) промышленной нефти пока не найдено, но нефтебитумопроявления были, а также была установлена тесная связь особенностей геологического строения фундамента со строением осадочного чехла. Здесь не только отмечается влияние блокового строения КФ на осадочный чехол, но даже смена одних пород в КФ на другие оказывала влияние на детали геологического строения залежей в осадочных породах (изменение строения структурного плана мощностей пород и т.д.).

Вопросы связи КФ с осадочным чехлом наиболее полно освещались специалистами Татарстана: Р.Х. Муслимов, И.Н. Плотникова, Л.М. Ситдикова, В.Г. Изотов, Р.Р. Хасанов, Р.С. Хисамов, Н.С. Гатиятуллин, В.Г. Базаревская, Д.С. Данилов, Л.М. Широкова и др.), а также специалисты из других регионов (В.А. Трофимов, Е.Ю. Горюнов, Н.А. Касьянова, А.В. Лобусев, М.А. Лобусев, А.В. Бочкарев, Ю.А. Гуторов).

К сожалению, большинство участников конференции признавалось, что открытие месторождений УВ в КФ в основном получалось случайно. Это говорит о важности исследований по разработке надежных критериев и методов поиска нефти и газа в КФ. А пока необходимо применять методы поиска зон трещиноватости (доклады Г.Н. Ерохина, М.Я. Боровского и др.).

Обсуждение показало, что уже настала пора обобщить данные по критериям поисков залежей нефти и газа, связанным с КФ. Тогда поиски нефти в КФ будут вестись на научной основе.

## 3. Происхождение нефти

*В споре всегда теряется истина.*  
Публий Сир

Проблема происхождения нефти звучала в большинстве докладов. Дискуссии по этому вопросу ведутся почти с самого начала промышленной добычи нефти. Особенно это было характерно для России. Государство стало на путь поддержки органиков и всяческого притеснения неоргаников (отсутствие финансирования, запрещение публикаций научных работ, конференций и т.д.). В те годы развивалась биогенная теория происхождения нефти, а абиогенную пытались развивать ученые одиночки – энтузиасты своего дела. Так продолжалось

почти до перестройки. Все это естественно оказывало большой вред развитию науки. Я помню 1968 г., когда на Всесоюзной конференции по происхождению нефти (Москва, 1968 г.) подвергли обструкции выдающегося ученого Н.А. Кудрявцева и его сторонников – абиогенщиков. На многих конференциях, симпозиумах, совещаниях по этому вопросу дискуссии эти происходили по одному и тому же сценарию – каждый не стремился к какой-то истине, а главной своей задачей считал – уничтожить соперника любым способом.

Что мы имеем в настоящее время?

Доказано, что УВ синтезируется как органическим, так и неорганическим путем.

Синтез лучше происходит в условиях высоких температур и давлений. Так основные нефтяные месторождения РТ находятся на участках с большей прогреваемостью недр. Но с использованием поликонденсационного синтеза УВ на поверхности водонасыщенной минеральной матрицы пород С.Н. Закирову удалось синтезировать n-алканы ( $C_{12}H_{24n}$ ) из  $CO_2$  и  $H_2O$  при комнатной температуре и атмосферном давлении. Причем, реакция шла с большой скоростью.

Ускорение процессов образования УВ в природных условиях будет инициироваться катализаторами (природными минералами), набор которых здесь достаточно большой.

С современных позиций можно сказать, что эти споры (в той манере, в которой они велись) были малопродуктивны и мало способствовали выяснению механизмов этого синтеза и формирования месторождений нефти и газа.

Основа происхождения нефти и газа – синтез углерода и водорода. Сегодня мы знаем, что он происходит как биогенным, так абиогенным (минеральным) путем. Другого пути нет. Причем, синтез этот может происходить в разных геологических условиях (как высоких температур и давлений, так и более низких, когда большую роль играют природные катализаторы).

Получение абиогенным путем УВ сделано в лабораториях разных ученых. А разнообразие нефтей по составу и свойствам Б.М. Юсупов в 30-х годах прошлого столетия объяснял контактами УВ с породами и флюидами на путях миграции.

Обзор докладов, разных мнений позволяет считать, что как биогенная, так и абиогенная концепции верны. Даже то, что человек с его мизерными (по сравнению с природой) возможностями получил экспериментальным путем УВ из биогенного и минерального источника свидетельствует о наличии биогенного и абиогенного синтеза. Правы те (пока не столь многочисленные) ученые, которые признают ту и другую парадигмы. В этом уже большой прогресс. Поэтому А.И. Тимурзиеву в своем докладе «Фундаментальная нефть осадочных бассейнов – альтернатива сланцевому сценарию развития ТЭК России (на примере Западной Сибири)» не надо было обрушиваться на академика А.Э. Конторовича за его приверженность теории биогенного синтеза, а следовало его критиковать за абсолютное неприятие абиогенного синтеза УВ. Эта критика была бы справедливой. К сожалению, сам Алексей Эмильевич Конторович на конференцию не смог приехать, но название его доклада было красноречивым «Залежи нефти в кристаллическом фундаменте и их генезис. Больше молчать не могу». Мы, конечно,

знаем, что он хотел сказать по обсуждаемой проблеме (из его прежних докладов и публикаций). В том споре А.И. Тимурзиев и А.Э. Конторович действуют в «лучших» традициях споров о происхождении нефти 20-ого столетия. Велика роль нехороших традиций.

Также, не следовало бы критиковать Алексея Эмильевича за его новую парадигму, основанную на акцентировании внимания отрасли на освоение мелких месторождений, увеличении КИН и разработку трудноизвлекаемых запасов нефти на эксплуатируемых месторождениях. Такую парадигму РТ успешно реализует уже с 80-х годов прошлого столетия, когда началось интенсивное падение добычи нефти по супергиганту – Ромашкинскому месторождению. Сейчас и для РФ настало такое время. Однако эффективность работы с так называемыми истощенными гигантами была бы существенно выше при использовании механизма реформирования и подпитки, о чем говорилось на конференции.

#### 4. Формирование (образование) месторождений нефти и газа

*Из наблюдений устанавливать теорию  
через теорию исправлять наблюдения, –  
есть лучший из всех способ изыскания правды.*  
Карл Линней

Вопросы происхождения нефти на конференции были центральными. В основном упор делался на абиогенную нефть. Хотя и выступали сторонники смешанной (полигенной) парадигмы. Синтез УВ происходит только биогенным и абиогенным путями.

Таким образом, споры (дискуссии) между двумя парадигмами происхождения нефти были по существу малопродуктивными. Они не принесли пользы объединению усилий ученых в вопросах синтеза нефти. А главное отвлекли внимание исследователей от важнейшей научно-практической проблемы – формирования нефтяных и газовых месторождений. Это было ошибкой. Сама форма и содержание дискуссий не способствовали прогрессу в решении сложнейшей проблемы – познание закономерностей формирования месторождений. Гораздо лучше была бы совместная работа сторонников биогенной и абиогенных теорий в вопросах формирования (образования) залежей (месторождений) нефти.

А концепций происхождения нефти сегодня много. Это очевидно произошло из-за путаницы в терминах: генезис (называли происхождением) нефти и образование месторождений (залежей) нефти. Последнее путали с происхождением нефти. А она уже образовалась, соединив водород и углерод. Из этого соединения уже при определенных условиях образуется нефтяное месторождение путем миграции ее в ловушки различного происхождения. Условий формирования месторождений описано много. Даже сформулированы закономерности формирования и размещения месторождений нефти и газа в зависимости от геологических условий. Последнее к происхождению нефти не имеет никакого отношения.

Наиболее полно проблема происхождения (синтеза) с формированием месторождений нефти и газа изложено в докладе А.А. Баренбаума «Научная революция в проблеме нефтегазообразования: глубинная дегазация



и углеводородный потенциал недр в свете новых представлений», автор предлагает в качестве всеобъемлющей биосферную концепцию нефтегазообразования. Он относит нефть и газ к полезным ископаемым планеты, пополняемым при эксплуатации месторождений, а сами месторождения считает ловушками подвижного углерода, циркулирующего через земную поверхность в трех циклах круговорота ~1089-1099, ~1066-1076 и  $\approx 40$  лет. Темп пополнения месторождений УВ в этом цикле определяется технологиями разработки и в целом зависит от уровня современной добычи и потребления нефти, газа и угля в мире.

Следует отметить основное положение новой биосферной концепции – круговорот углерода и воды через земную поверхность вглубь недр (в мантию) и в биосферу. Этот круговорот, очевидно, имеет место в большинстве концепций формирования и переформирования залежей нефти. В этом универсальность и наибольшая привлекательность новой парадигмы А.А. Баренбаума. В своей парадигме он попытался соединить генезис УВ и формирование месторождений. Основную роль в пополнение запасов эксплуатируемых месторождений А.А. Баренбаум относит к третьему биосферному циклу, составляющему по автору 40 лет. Но это утверждение не подтверждается фактами длительной эксплуатации нефтяных месторождений. Если бы биосферный цикл в основном шел на пополнение запасов длительно эксплуатируемого Ромашкинского месторождения, то мы бы за 70 лет его эксплуатации добыли в 1,7 раз больше нефти (чем по факту) или остаточные запасы здесь были бы в 23,6 раза больше числящихся сегодня на официальном балансе. В чем же дело?

Дело в том, что процессы подпитки, как мы полагаем, идут по уже имеющимся нефтеподводящим каналам в КФ, а скорости естественной подпитки в десятки, сотни раз меньше скорости добычи. Если бы все шло по Баренбауму, то мы, геологи, работавшие на Ромашкинском месторождении, увидели бы этот процесс визуально лет 40 назад. Но существование процесса подпитки мы почувствовали (а не определили). Тогда были поставлены аналитические геолого-промысловые и геофизические исследования по выявлению этого процесса на Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения. Эти работы увенчались успехом.

А.А. Баренбаум считает, что темп пополнения определяется технологиями разработки и уровнем потребления нефти. В советское время с месторождения брали все, что оно могло дать, применяя при этом самые передовые в мире технологии, но пополнения запасов зафиксировать не могли. Для того, чтобы эту подпитку зафиксировать надо применить специальные технологии, провоцирующие эту подпитку. Но их не было и нет сегодня. Есть идеи, как это сделать, но при современном состоянии отрасли и отношении нефтяных компаний сделать это пока не реально. Слишком сложно и дорого.

Таким образом, нельзя рассматривать процесс пополнения эксплуатируемых нефтяных месторождений по третьему циклу А.А. Баренбаума. Видимо этот цикл к пополнению не имеет отношения. Надо изучить вопрос – куда исчезают УВ этого цикла. И большое сомнение в том, что этот цикл такой короткий. Слишком соблазнительно и нереально.

Вопрос продолжительности всех трех циклов А.А. Баренбаума очевидно нуждается в дополнительных исследованиях и обоснованиях.

Большой интерес вызвал доклад В.К. Утопленникова «Геодинамические условия микстгенетического формирования нефтяных месторождений в фундаменте Южного Вьетнама». Здесь говорится об условиях формирования месторождений.

Автор выделяет три нефтегенерационные зоны: мантийно-астеносферная – абиогенного синтеза; субдукционно-диссипативная – биоминерального синтеза; стратосферная – биогенного синтеза.

Изложенный автором механизм представляется наиболее реалистичным в специфических условиях Южного Вьетнама. Он подпадает под органический и неорганический синтез УВ и показывает их роль в формировании месторождений в КФ.

С.А. Пунанова в своем докладе «Нефтегазоносность кристаллического фундамента и формирование в нем неструктурных ловушек комбинированного типа» приводит другой механизм формирования.

В Кыулонгском бассейне Вьетнама через контакт протрузивных гранитов докайнозойского фундамента с кайнозойским осадочным чехлом проходила латеральная миграция флюидов из нефтематеринских толщ олигоценного возраста в фундамент – в пустоты и зоны повышенной трещиноватости, в образовавшийся трещинно-кавернозный коллектор нетрадиционной ловушки комбинированного типа.

Иные геохимические особенности нефтей при их залегании в эрозионных выступах кристаллического фундамента, однако также проявляется генетическая близость нефтей из фундамента и из осадочных образований. Здесь формируются нефти зоны гипергенеза. С.А. Пунанова пишет: «Стоит признать, что естественно разрушенные кристаллические породы фундамента представляются глобальным геологическим явлением».

В.Р. Шустер и С.А. Пунановой предпринята попытка по комплексу геолого-геохимических показателей, характеризующих условия формирования и размещения нефтегазовых скоплений для «нижнего» этажа отложений севера Западной Сибири, исследовать перспективы нефтегазоносности доюрских отложений и образований фундамента по 25 разведочным площадям, в которых в «верхнем» этаже открыты газовые и газоконденсатные залежи.

Для опознания перспективных объектов, учитывая высокую вероятность обнаружения в глубокозалегающих отложениях чехла и образования фундамента сложного (неструктурного) типа ловушек, потребуется применение современных технологий сейсморазведки МОВ ОГТ 3Д, с использованием рассеянных волн, особенно эффективных в образованиях фундамента, где еще на предваряющей бурение стадии выделяются зоны и участки распространения в разрезе разуплотненных пород-коллекторов.

Л.Е. Загриновская и О.А. Захарова приводят различные типы залежей в КФ.

А.П. Запывалов приводит залежи в КФ в рифтовых системах.

Если процессы синтеза углеводородов более или менее ясны, то процессы формирования залежей нефти и газа

многообразны и зависят от разнообразия геологических условий. Познание их требует высоких технологий, геолого-геофизических, лабораторных и других исследований, высокого уровня анализа и обобщения природных процессов. В этом сложность проблемы. Многообразие геологических условий формирования месторождений должно быть предметом детального изучения, особенно в сложных районах и нетрадиционных объектах таких, как: сланцевые отложения в США, баженовские отложения Западной Сибири, доманик Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

## 5. Переформирование, подпитка, восполнение запасов эксплуатируемых месторождений

*Нет ничего практичнее хорошей теории.*

Роберт Кирхгоф

*Истина в глубине.*

Демокрит

Стержневым вопросом конференции было обсуждение следствий открытого отечественными учеными четверть века назад важного природного явления – пополнения нефти и газа в месторождениях на поздних стадиях их разработки. В настоящее время в нефтегазовой геологии в связи с этим открытием происходит научная революция, приведшая к представлениям, что нефть и газ являются неуничтожимыми полезными ископаемыми нашей планеты, пополнение которых в залежах зависит от технологии разработки месторождений.

Большинство ученых сегодня связывают это явление с поступлением углеводородов из фундамента. Поэтому многие доклады были ориентированы на углубленное изучение кристаллического фундамента как поставщика нефти и газа в месторождения осадочного чехла.

Факты свидетельствуют, что использование этого явления на практике, при бережном отношении к ловушкам, откроет возможность эксплуатировать месторождения нефти и газа, как неиссякаемые источники углеводородного сырья. Переход к таким технологиям разработки месторождений – это одна из наиболее актуальных задач, поставленных сегодня современной геологической наукой перед нефтегазовой отраслью страны.

Татарстанские геологи, предметно занимаются углеводородным потенциалом КФ около 50 лет. За это время от идеи поисков нефти в КФ под Южно-Татарским сводом (ЮТС) они перешли к необходимости и целесообразности первоочередного исследования и оценке роли кристаллического фундамента в формировании, переформировании, пополнении запасов нефтяных и газовых месторождений за счет неисчерпаемого УВ потенциала глубинной дегазации Земли.

Здесь было доказано, что кристаллический фундамент играет роль в постоянной «подпитке» нефтяных месторождений осадочного чехла новыми ресурсами за счет притока углеводородов по скрытым трещинам и разрывам из глубин Земли. Было показано существование на ЮТС единого источника нефтегенерации для залежей нефти и природных битумов, а также формирование месторождений за счет вертикально восходящей миграции нефтегазоносных флюидов через разломы, секущие кристаллический фундамент и нижние горизонты осадочного чехла.

Последующие глубинные сейсмические исследования МОГТ, приведенные на региональных профилях в Самарской области, в Удмуртии и, главное, на геотраверсе «Татсейс», пересекающие практически всю Волго-Уральскую НПП, позволили сделать важнейший вывод о том, что строение земной коры и верхней мантии под крупными нефтяными скоплениями кардинальным образом отличается от других территорий.

Субвертикальные аномалии наблюдаются под большинством из перечисленных геотраверсом месторождений, но больше всего их под Ромашкинским и Ново-Елховским месторождениями-гигантами.

Исходя из данных о наличии большого числа нефтяных и газовых месторождений мира, открытых в породах КФ, и наших исследований, можно считать КФ Русской платформы объектом самостоятельного поиска. Но проводить обычные нефтегазопроисковые работы на КФ крайне дорого и технически трудно, а отсутствие технологий поисков и техники бурения в крайне сложных геологических условиях КФ принудили нас на современном этапе отказаться от немедленной реализации этой идеи. На ее место пришла идея получать нефть из КФ через месторождения осадочного чехла, используя механизм «подпитки» месторождений осадочного чехла.

Самым убедительным аргументом в пользу естественного восполнения запасов нефти на разрабатываемых месторождениях являются многочисленные факты превышения объемов добычи нефти по ряду месторождений над подсчитанными балансовыми и извлекаемыми запасами нефти, о чем мы написали в вышедшей к настоящей конференции книге «Роль глубинной дегазации Земли и кристаллического фундамента в формировании и естественном восполнении запасов нефтяных и газовых месторождений» (Муслимов Р.Х. и др., 2019 г.) причем с годами эта разница увеличивается. По некоторым месторождениям становится сложным обосновать объемы добычи нефти из-за их постоянного истощения (при этом приходится поднимать подсчетные параметры – пористость, нефтенасыщенность, КИН, до максимально теоретически возможных). По таким объектам восприятие восполнения прошло все стадии: гипотеза – теория – опыт – наблюдение.

А.П. Шиловский пытался связать нефтеносность осадочного чехла с трапповым поступлением магического вещества в осадочный чехол. Доклад интересный, но в РТ вопрос остается не изученным.

Много докладов было посвящено критериям поисков зон разуплотнения и методам их обнаружения (А.Э. Десятникова, П.А. Шахов, Т.А. Киреева, С.А. Пуланова, М.В. Родкин, М. Эммануил Хоссейн, Г.П. Каюкова, Р.Р. Лукьянова и др.).

Таким образом, постоянное восполнение эксплуатационных месторождений является фактом непреложным. Но всеобщего общественного признания он пока не получил.

В.А. Трофимов приводит рекомендации для поисков объектов, где вероятнее всего возможна подпитка: «Установлено, что месторождения с накопленным объемом добычи, превышающим геологические запасы, приурочены: к границам крупных тектонических блоков; к зонам пониженных значений содержания серы, смол и асфальтенов». Детализационные работы по локализации



очагов подпитки подробно изложены в докладах Р.Х. Муслимова и И.Н. Плотниковой.

В настоящее время в вопросах абиогенной нефти специалисты РТ в качестве приоритетных приняли концепцию подпитки месторождений осадочного чехла из глубин Земли через породы КФ по нефтеподводящим каналам (НПК), зонам дробления, трещиноватости разных генераций. Несмотря на глобальные масштабы этих процессов здесь много неясностей, механизмов, масштабов, путей и движущих сил. Все это объясняется отсутствием надежных методов локализации и изучения механизмов этих процессов. Сейсмические данные показывают зоны трещиноватости, дробления, каналов, но нет гарантии, что они действительно являются каналами транспорта УВ (могут быть залечены, заполнены, продуктами разрушения и т.д.). По наблюдениям за длительно эксплуатируемыми месторождениями можно сделать вывод о сравнительно медленно текущих процессах, которые обычно проходят мимо нашего внимания.

Выработка запасов месторождения современными методами ведется темпами значительно большими, чем происходит подпитка.

Медленный процесс подпитки на фоне быстрого отбора нефти многих заставляет усомниться в самой возможности подпитки (доклад Р.З. Мухаметшина «О фактах возобновляемости запасов на разрабатываемых месторождениях нефти и газа»).

Более того, мы все делаем против функционирования этих процессов, разрабатывая эти участки вместе со всей залежью с применением интенсивных систем заводнения при сравнительно высоких пластовых давлениях. С другой стороны, если бы мы пытались инициировать процессы подпитки искусственным снижением давлений, мы бы (как показали многолетние исследования на Ромашкинском месторождении М.В. Белонина, Р.С. Сахипгареева) способствовали снижению проницаемости пластов. Особенно это вредно для трещиноватых пластов. Все это говорит о медленнотекущих процессах подпитки и необходимости принятия целенаправленных мер по активизации этого процесса (ГРП, использование закрепителей трещин, оптимизации давлений и отборов жидкости). Это способствует тому, что мы визуалью пока не видим результатов этой подпитки и не можем оценить ее количественно. Но по ряду залежей (участков) достоверно знаем, сколько нефти отобрали. Если отобрали больше извлекаемых и тем более балансовых запасов, значит механизм подпитки работает. Все изложенное говорит о сложности проблемы. А еще большую сложность представляет неверие в само существование процессов подпитки. Я уже не говорю о сторонниках биогенного синтеза (они всегда будут против). Но даже некоторые исследователи столь резко не отрицающую абиогенный синтез вносят дух сомнения в теорию подпитки.

## 6. Практические шаги для использования процессов подпитки эксплуатируемых месторождений нефти и газа при проектировании разработки

*Великой нацией нас делает не наше богатство,  
а то, как мы его используем.*  
Теодор Рузвельт

По мере развития цивилизации и проведения геолого-разведочных работ (ГРП) растет добыча УВ на Земле, но при этом растут и доказанные и так называемые начальные потенциальные ресурсы (НПР) УВ. Так НПР нефти к началу прошлого столетия оценивались около 5 млрд т (это не намного больше современной годовой добычи нефти). Земля сама обеспечивает нас УВ и, очевидно, будет обеспечивать и дальше. Поскольку мы не знаем всех процессов их синтеза, всех возможных путей получения УВ, почему бы не предположить обратное получение углерода из пород земной коры? Кроме того, при использовании УВ в качестве топлива, углерод остается как продукт сгорания ( $\text{CO}_2$ , СО) и может, по А.А. Баренбауму, создать техногенные (рукотворные) залежи.

На конференции слабо прозвучала роль КФ и подпитки в формировании залежей нефти в сланцах и плотных (в настоящее время считающихся неколлекторами, но нефтесодержащих) породах в осадочном чехле (доклады Р.Х. Муслимова и И.Н. Плотниковой). Несмотря на крайне слабую изученность этой проблемы, она приобретает (на фоне сланцевой революции) особо важное значение.

Учитывая и это важное направление, приходится констатировать, что углубленное изучение КФ становится важнейшей задачей науки сегодня и в перспективе.

Конференцией определены приоритетные направления работ по КФ:

- изучение связи месторождений осадочного чехла с кристаллическим фундаментом, понимая, что познание геологического строения КФ – ключ к поискам нефти в осадочном чехле;
- изучение нефтегазогенерирующей и нефтепроводящей роли КФ;
- исследование установленного феномена и роли в постоянной “подпитке” нефтяных месторождений осадочного чехла новыми ресурсами за счет притока углеводородов по скрытым трещинам и разрывам из глубин.

Акцентировано, что полученные данные о переформировании залежей и подпитке эксплуатируемых месторождений осадочного чехла позволяют на современном этапе приступить к практической реализации принципиально иных подходов к разработке нефтяных месторождений. Опыт РТ показывает, что это необходимо осуществить путем инновационного проектирования процессов разработки.

## 7. Инновационные подходы к разработке нефтяных месторождений на основе учета процесса дегазации Земли и восполнения запасов УВ

*Без знания стандартных ситуаций  
невозможно понимание нестандартных.*  
Илья Шевелев

Такое проектирование должно базироваться на смешанной (полигенной) теории происхождения нефти и газа, формировании и переформировании промышленных скоплений нефти и газа.

Для перехода от современного проектирования разработки (без учета переформирования и подпитки) к проектированию с учетом этих процессов нужно сделать многое.

Во-первых, науке и нефтяным компаниям (НК) разработать методику построения геологических и геолого-фильтрационных моделей длительно эксплуатируемых месторождений нефти и газа, учитывающих процессы переформирования и пополнения запасов углеводородов за счет подпитки их из глубин Земли за счет дегазации недр.

Во-вторых, Академии наук Республики Татарстан совместно с нефтяными компаниями Татарстана разработать соответствующую инструкцию, исходящую из положения, что система мониторинга должна быть двухуровневой. Первый уровень – анализ геолого-промысловых данных и выявление потенциальных участков поступления миграционных углеводородов в залежи на основе использования геолого-промысловых критериев аномальности, установленных в РТ ранее. Второй уровень – геохимические исследования нефтей и растворенных в них газов как в пределах скважин с признаками аномальности, так и на прилегающих участках залежи.

В третьих, следует предусмотреть применение отработанных технологий эксплуатации месторождения в полном объеме (на уровне достигнутых) МУН, ОПЗ и регулирования процессов разработки на участках, где нет подпитки. А там, где она есть, создать условия для ее активизации (снижение давлений, ускорение и увеличение объемов подпитки) искусственными путями.

Также необходимо начать работы по моделированию процессов переформирования и восполнения запасов нефти на длительно разрабатываемых крупнейших месторождениях РФ и РТ.

В настоящее время научные организации РТ в научном плане готовы к проведению подобных работ. Дело за НК, организацией и финансированием этих работ.

## 8. В мире растет интерес к изучению КФ

*Измена традициям – источник прогресса.*  
Илья Шевелёв

Необходимо отметить рост интереса в мире по проблемам поиска УВ и оценке роли КФ в формировании, переформировании и миграции нефтегазовых флюидов. Особо стоит отметить обзорный доклад Т. Кёнинга (Калгари, Канада) «Поисковые работы на нефть и газ в Азии и Африке в естественных трещиноватых коллекторах фундамента: лучший мировой опыт и усвоенные уроки».

О большом интересе к обсуждаемой теме говорят доклады по перспективам КФ в Казахстане (М.Н. Бабашева, С.Н. Нурсултанова: «Перспективы нефтегазоносности фундамента Южно-Тургайского бассейна»), в Узбекистане (Е.С. Абдулаев и др.: «Углеводородный потенциал палеозойских образований фундамента нефтегазоносных районов Узбекистана»), в Азербайджане (В.Ш. Гурбанов, Н.Р. Нариманов: «Прогноз нефтегазоносности фундамента Южно-Каспийские мегавпадины»). Последний сосредотачивает внимание на изучении связи КФ с осадочным чехлом.

## 9. Первоочередные задачи

*Всё можно сделать лучше,  
чем делалось до сих пор.*  
Генри Форд

К сожалению, в вопросах, обсуждаемых на настоящей конференции, руководство геологической службой страны практически участия не принимало. Был только один доклад генерального директора ГКЗ И.В. Шпурова. В своем докладе он совершенно не говорил по рассматриваемой проблеме.

Вызывает большую тревогу следующее высказывание А.А. Баренбаума: «Отсутствие общепризнанной парадигмы относительно происхождения нефти и газа – а это ключевой вопрос в нефтегазовой геологии, согласно п. 3 теории Т. Куна, ставит под сомнение принципиальную способность нефтегазовой геологии решить эту проблему. Вердикт Куна, что в такой ситуации «Все члены научного сообщества как бы занимаются наукой, но совокупный результат их усилий едва ли имеет сходство с наукой вообще», убедительно подтверждается многолетней непримиримой борьбой сторонников органической и минеральной гипотез в вопросах нефтегазообразования».

Во-первых, происхождение нефти в нефтяной геологии является не единственной ключевой проблемой. Их у нас достаточно много. Это и проблемы поисков, разведки, разработки нефтяных месторождений, процессов нефтевытеснения и повышения нефтеотдачи, взаимовлияние КФ и осадочного чехла и т.д.

Во вторых, борьба сторонников биогенной и минеральной теории все же была не бесполезной. Те и другие ученые внесли большой вклад в развитие науки, позволивший сегодня прийти к признанию того и другого синтеза, что способствует этому направлению двигаться дальше в вопросах формирования и переформирования залежей нефти. Недостатком была манера этих дискуссий и ошибка в подмене понятий – синтез УВ и образование месторождений.

В третьих, нефтяная геология, как наука постоянно развивалась. Просто она не могла не развиваться, так как имеет дело со специфичными объектами исследований. Дело в том, что все месторождения уникальны по своему строению. В мире нет даже двух идентичных месторождений. Каждое месторождение индивидуально и требует индивидуальных подходов к его освоению и выработке запасов.

Поэтому здесь ученые, предлагающие свои противоположные рекомендации, зачастую бывают правы. Так сетка скважин одинаковой плотности для одного объекта может оказаться чрезмерно плотной, а для другого весьма редкой. Или применение ПАВ для повышения КИН в одном случае дает положительный, в другом – отрицательный эффект, а в третьем – никакого эффекта. Все зависит от глинистой составляющей в породе. Таких примеров сотни. Без науки здесь никуда. Поэтому не критиковать нужно нефтяную науку. И не надо предлагать убрать понятия «абиогенный» и «биогенный» углерод (конечно и тот и другой – это просто углерод, но разделение нужно для понимания источника), КФ, нефтематеринские свиты, дегазация. Все это существует и употребляется для понимания друг друга. А понятие «начальные потенциальные ресурсы» – нужно, но еще больше нужно понятие геологические запасы. Это печка, от которой мы должны танцевать, если хотим определить будущий эффект от подпитки.

По мнению члена президиума Совета по внешней и оборонной политике, финансиста и математика



Александра Лосева, «в мире происходят технологическая деградация и, по сути, уничтожение науки. Везде. Все заменяется на технологии, которые позволяют очень быстро окупать затраты. В науке торжествует проектное финансирование, гранты выделяются на период в 2-3 года. Если ученые не дают отдачи за 3 года, финансирование прекращается».

Но в целом любая настоящая наука находит путь из любого тупика.

В регионах лучше понимают вопросы изучения КФ и глубинной абиогенной нефти и готовы работать в научном плане над этими проблемами. Конечно, хорошо бы составить общероссийскую программу по проблемам глубинной нефти. Но сегодня руководство геологической службой отрасли к этому совершенно не готово.

Конференция считает необходимым:

- ГКЗ изменить методику подсчета запасов, включающую в объект подсчета запасов как кондиционные, так и некондиционные пласты и пропластки залежей;

- просить ЦКР разработать методику определения и учета дополнительных ресурсов УВ за счет перестроения залежей и подпитки из глубин недр Земли;

- ЦКР создать методику инновационного проектирования разработки нефтяных месторождений на поздней стадии эксплуатации, учитывающую дополнительные ресурсы, получаемые за счет перестроения залежей и подпитки УВ из глубин Земли;

- Минприроды обеспечить разработку инструкции по методам исследования и мониторинга процессов перестроения и подпитки углеводородами из глубин Земли на поздней стадии эксплуатации месторождения нефти и газа.

Естественно необходимо обеспечить централизованное финансирование работ по разработке указанных документов.

А.И. Тимурзиев считает фундаментальную нефть альтернативой сланцевой. Однако так бы не стоило ставить вопрос. Ресурсы сланцевой нефти и газа огромны. Правда сюда включают и УВ плотных пород, ресурсы которых больше, чем сланцевого происхождения. Но это крайне сложные геологические условия, освоение которых

трудно и дорого. То, что сделали в США для добычи этих УВ достойно всяческих похвал и уважения. Однако они сделали техническое чудо, а не привлекательную разработку этих ресурсов. Действительно, проектный КИН здесь 8-10 % крайне мал. Освоение этих ресурсов всегда будет дорого. Техника и технологии будут развиваться, а геологические условия непрерывно усложняться (это закон в геологической части освоения месторождений любых регионов). Заниматься этими объектами надо. Но не все страны это могут сделать.

А ресурсы абиогенных глубинных УВ неисчерпаемы. Они рассчитаны на весь срок существования планеты Земля. Поэтому мы их называем возобновляемыми. Многие это знают, но официального признания в обозримом будущем этому не просматривается. Причина в том, что современное положение с ценами на нефть и газ (как считается невозобновляемыми), всех устраивают (нефтяников, газовиков, стран производителей и даже стран-потребителей УВ, для которых в первую очередь важна стабильность цен).

Эта ситуация может продолжаться неопределенно долго. Но проблема поисков и разведки весьма сложная и долгая, а использование процессов перестроения и подпитки также весьма сложны, наукоемки и затратны. Но слишком привлекательна теория возобновляемости и возможности за счет этих процессов обеспечить все потребности всё возрастающего и требующего комфортной жизни населения планеты. Для них нужны привычные и наиболее удобные виды ресурсов – нефть и газ. Это ведь не только энергия, но и многое другое, необходимое для жизни населения.

Конференция прошла успешно, с пользой для дальнейшего развития вопросов углубленного изучения КФ.

К сожалению, на ней не удалось в достаточной мере осветить проблемы использования процессов формирования нефтяных месторождений при проектировании систем разработки месторождений. Это направление наиболее значимо прозвучало в докладе Р.Х. Муслимова, немного в докладе С.Н. Закирова, в докладе А.Ф. Яртиева и выступлении В.А. Иктисанова, а также у В.А. Трофимова.

ОБЗОРНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.10-18>

УДК 622.276

# Поисковые работы на нефть и газ в Азии, Африке и Америке в естественно-трещиноватых коллекторах фундамента: лучший мировой опыт и усвоенные уроки

Т. Кёнинг

Старший геолог – Независимый консультант, Калгари, Канада  
E-mail: [tako.koning@gmail.com](mailto:tako.koning@gmail.com)

Породы кристаллического фундамента имеют важное значение в качестве коллекторов нефти и газа в ряде бассейнов мира. Данная статья содержит технический обзор отдельных месторождений нефти и газа в Азии, Африке и Америке. Рассматривается лучший мировой опыт по поиску и разработке месторождений в образованиях кристаллического фундамента. Представлены предпочтительные типы пород кристаллического фундамента для обнаружения нефтяных и газовых скоплений. По мнению автора, лучшими типами пород являются трещиноватые кварциты или граниты, так как они хрупкие и следовательно разрушаются оптимально. Рассматривается как успешный опыт разработки месторождений в фундаменте, так и неудачный. Исходя из мирового опыта приводятся рекомендации по исследованию кристаллического фундамента на нефть и газ и разработки залежей в нем.

**Ключевые слова:** кристаллический фундамент, нефтяные и газовые месторождения, мировой опыт, поиск и разработка, трещиноватые коллектора, выветрелые породы

**Для цитирования:** Кёнинг Т. (2019). Поисковые работы на нефть и газ в Азии, Африке и Америке в естественно-трещиноватых коллекторах фундамента: лучший мировой опыт и усвоенные уроки. Георесурсы, 21(4), с. 10-18. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.10-18>

## Введение

Породы кристаллического фундамента имеют важное значение в качестве коллекторов нефти и газа в ряде бассейнов мира, включая Азию (Индонезия, Китай, Вьетнам и Индия), Россию, Ближний Восток (Йемен), Африку (Алжир, Ливию и Египет), Южную Америку (Венесуэла и Бразилия), США (Калифорния, Канзас, Техас) и Северное море (Великобритания к западу от Шетландских островов и Норвегии) (рис. 1). Коллекторы фундамента включают трещиноватые и выветрелые граниты, кварциты, метаморфические и вулканические породы.

В последнее десятилетие добыча нефти и газа в кристаллическом фундаменте активизировалась благодаря значительным открытиям в Соединенном Королевстве (нефтяные месторождения Lancaster и Lincoln), Норвегии (нефтяное месторождение Rolvsnes), открытиям нефтяных месторождений в фундаменте в Чаде, Центральной Африке и открытию крупных месторождений газа в кристаллическом фундаменте в 2019 году в Индонезии.

Автор пристально следит за этой темой более 35 лет с тех пор, как в 1982 году участвовал в разработке нефтяного месторождения Beruk Northeast в образованиях фундамента в Индонезии. Автор также принимал участие в оценке запасов нефти фундамента в Анголе и Уганде. В данной статье он делится своими знаниями и опытом.

Данная статья содержит технический обзор отдельных месторождений нефти и газа в Азии, Африке и Америке. Также рассматривается лучший мировой опыт по поиску и разработке месторождений в образованиях кристаллического фундамента. Хотя в этой статье рассматривается в основном успешный опыт, существуют также и неудачи,

так как залежи в фундаменте могут быть очень сложными и непредсказуемыми. Соответственно, рассматриваются также и два месторождения фундамента, которые оказались экономическими неэффективными: Dai Hung (Big Bear) во Вьетнаме и Beruk Northeast в Индонезии.

Самые большие нефтяные и газовые месторождения в образованиях фундамента находятся в сильно трещиноватых породах фундамента. По мнению автора, лучшими типами пород являются трещиноватые кварциты или граниты, так как они хрупкие и следовательно разрушаются оптимально (Koning, 2019). Трещиноватые гнейсы являются низкопродуктивными коллекторами, так как они могут быть массивными, плотными или толстыми с открытыми трещинами, параллельными направлению слоения. Породы, такие как гнейсы и сланцы, являются пластичными и имеют тенденцию «размазываться» и не разрушаться под воздействием тектонического стресса. Филлиты и тонкослоистые сланцы наименее привлекательны, поскольку такие породы не являются хрупкими, они слоистые и пластичные и плохо разрушаются.

Выветрелые гранитные породы фундамента также могут быть отличными резервуарами, например, на нефтяном месторождении Auguila-Naafoga в Ливии.

Ниже приведена шкала предпочтительных типов пород кристаллического фундамента:

- трещиноватые кварциты (наиболее предпочтительный тип породы),
- трещиноватые граниты,
- трещинные карбонаты,
- выветрелые граниты,
- трещиноватые гнейсы,
- выветрелые гнейсы,
- трещиноватые сланцы,

© 2019 Т. Кёнинг



Рис. 1. Примеры крупных месторождений нефти и газа в образованиях фундамента

- выветрелые сланцы (наименее предпочтительный тип породы).

Для нефтяных и газовых месторождений в фундаменте требуются те же геологические критерии, что и для традиционных нефтяных и газовых месторождений, которые включают коллектора (трещиноватый или выветрелый фундамент), нефтегазоматеринские породы, прилегающие к фундаменту или перекрывающие его, структурные покровы, изолирующие залежи фундамента.

### Месторождения нефти и газа в образованиях фундамента в Азии ВЬЕТНАМ

Крупнейшим нефтяным месторождением во Вьетнаме в образованиях фундамента является гигантское нефтяное месторождение Bach Ho (White Tiger). Другие месторождения нефти в фундаменте включают месторождения Dai Hung (Big Bear), Ca Ngu Vang (CNV), Rong (Dragon), Rang Dong, Ruby и Su Ten Den с запасами нефти от 100 до 400 млн баррелей (Koning, 2019; Chung-Hsiang P' An, 1982).

#### Нефтяное месторождение Bach Ho (White Tiger)

Это гигантское нефтяное месторождение с предполагаемыми запасами от 1,0 до 1,4 млрд баррелей (Hung & Le, 2004). Месторождение открыто в 1975 году в бассейне Cuu Long (рис. 2) во Вьетнаме компанией Mobil. В олигоценных отложениях была обнаружена нефть, в основном антиклинальном куполе фундамента. Из-за политической ситуации американская нефтяная компания Mobil не смогла освоить месторождение и покинула Вьетнам. Однако в 1988 году компания VietSovPetro обнаружила нефть в трещиноватых и выветрелых докембрийских гранитных породах фундамента. Добыча нефти достигла своего пика примерно в 280 000 баррелей нефти в день в 2005 году. 95 % нефти добывается из коллекторов фундамента и 5 % – из отложений олигоцена. В 2009 г. объем добычи нефти на месторождении снизился до 140 000 баррелей в сутки

и к 2018 г. объем добычи упал до 65 000 баррелей в сутки.

Нефть содержится в макро- и микротрещинах и в кавернозных порах внутри трещин. Пористость матрицы внутри гранита ничтожна. Большинство трещин внутри пород фундамента находится под большими углами падения 40-75 градусов. Пористость в трещинах составляет всего 2-3 %, но проницаемость значительна – на уровне от десяти до тысяч мД. Дебиты составляли до 14 000 баррелей нефти в день на скважину. Огромные запасы месторождения Bach Ho обусловлены тем, что нефтяная часть залежи имеет значительную толщину – 1500 м.

#### Нефтяное месторождение Dai Hung (Big Bear)

История разработки и добычи нефти на месторождении Dai Hung резко контрастирует по сравнению с успехом месторождения Bach Ho. Нефть и газ на месторождении Dai Hung содержатся в похжей гранито-гранодиоритовой матрице. В 1993 году австралийская ВНР возглавила консорциум, который выиграл тендер на разработку этого месторождения и предсказал, что месторождение будет добывать 250 000 баррелей нефти в день. Была установлена полномасштабная производственная платформа, но, к сожалению, к середине 1990-х годов месторождение добывало только 25 000 баррелей нефти в день, а добыча быстро сократилась, и в 1997 году ВНР покинула консорциум, объявив, что месторождение не приносит прибыли.

Малайзийская государственная нефтяная компания Petronas вступила во владение в качестве оператора, но не смогла поднять добычу выше 10 000-15 000 баррелей нефти в сутки и ушла в 1999 году. В 2000 году VietSovPetro, оператор месторождений Bach Ho и Rong, стал оператором Dai Hung, но был только в состоянии производить около 5400 баррелей нефти в день. Уроки, усвоенные при разработке месторождения Dai Hung, заключаются в том, что очень важно понять геологические, геофизические и коллекторские сложности такого месторождения до начала полномасштабной добычи.



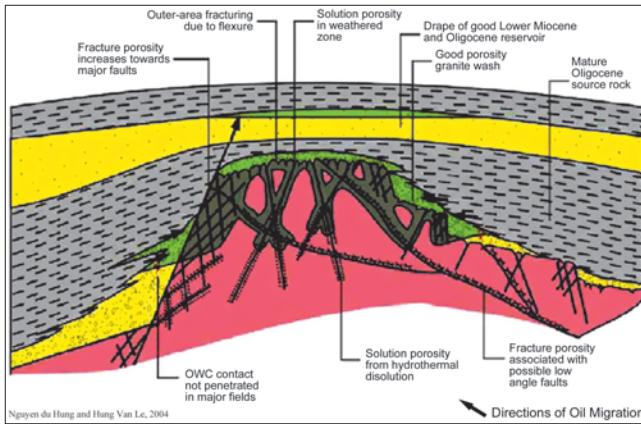


Рис. 2. Двумерная модель месторождения в бассейне Суу Лонг, Вьетнам (Hung and Le, 2004)

### Нефтяное месторождение Ca Ngu Vang (CNV)

Месторождение Ca Ngu Vang (CNV) открыто в 2002 году и является самой глубокой нефтеносной структурой в бассейне Суу Лонг с кровлей кристаллического фундамента на глубине 3700 метров. CNV представляет собой месторождение с погребенным куполом (buried hill), как и месторождение Вах Но; нефть добывается из трещиноватых докембрийских гранитов. Оператор месторождения – британская компания SOCO International. Скважина CNV-3 была самой длинной из пробуренных глубинных скважин во Вьетнаме – 6123 метра, вскрывшая более чем 2000 метров пород фундамента, пробитого в почти горизонтальном стволе скважины (рис. 3). Замеры дебита произведены на уровне 13 040 баррелей условного топлива в день в пересчете на нефть и газ.

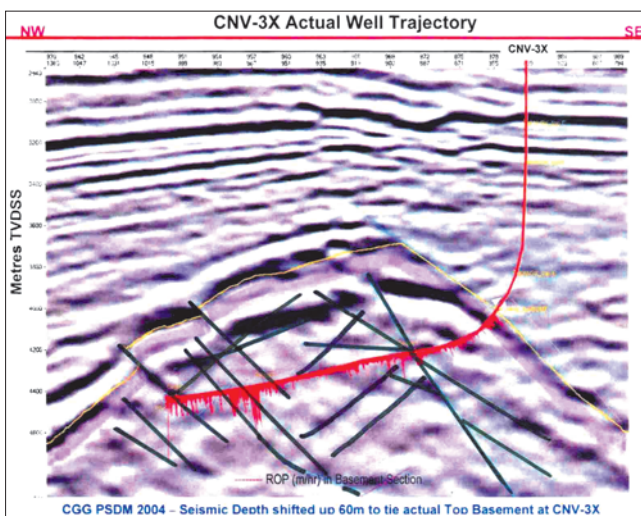


Рис. 3. Сейсмический разрез и траектория скважины CNV-3 на месторождении CNV, Вьетнам (SOCO Int. website, 2011)

## ИНДОНЕЗИЯ

### Газовое месторождение Suban, Южная Суматра

Месторождение Suban было открыто в 1999 году бурением вглубь фундамента. Приблизительно 1524 млрд кубических метров газа было обнаружено в трещиноватых гранитах. Бурение высокопродуктивных газовых скважин было проведено на основе сильно отклоненных скважин, ориентированных перпендикулярно доминирующей системе трещин. Успех Suban привел к дальнейшему

поиску и открытиям газа в фундаменте на Суматре. Экономика Индонезии продолжает расширяться, и потребность добычи газа возрастает. Газ с месторождения Suban был направлен по трубопроводу в крупный проект по добыче тяжелой нефти паровым воздействием в Durі в Центральной Суматре, а также в Сингапуре для производства электроэнергии. Американская нефтяная компания ConocoPhillips является оператором месторождения.

### Газовое месторождение Kali Berau Dalam, Южная Суматра

В 2019 году испанская нефтяная компания Repsol объявила, что их разведочная скважина Kali Berau Dalam-2 вскрыла крупные залежи газа в трещиноватых до-третичных породах фундамента. Это открытие расширило разработку газа в фундаменте на 150 км к северо-западу от месторождения Suban. Сообщалось, что в скважине выдается газ со скоростью 45 млн кубических футов в сутки.

Компания Repsol упомянула, что в результате открытия газа было найдено не менее 2 трлн куб. В нефтяном эквиваленте это равно 330 млн баррелей нефти. Для Индонезии открытие Kali Berau Dalam является очень важным, поскольку оно является крупнейшим открытием нефти или газа за последние 18 лет после открытия Серу в 2001 г. Действительно, аналитики нефтяной промышленности заявили, что это открытие является одним из десяти крупнейших открытий в мире за последние 12 месяцев.

### Нефтяной бассейн Beruk Northeast, Центральная Суматра

Бассейн Beruk Northeast в образованиях фундамента оказался очень многообещающим из-за дебита в 1680 баррелей нефти в день из разведочной скважины Beruk Northeast-1, пробуренной в 1976 году (Koning & Darmono, 1984) (рис. 4, 5). За открытием последовало бурение четырех эксплуатационных скважин, ни одна из которых не была пробурена глубоко в фундамент, таким образом, оператор Caltex (Chevron-Texasco) не знал о наличии многочисленных подстилающих водонефтяных контактов. На месторождении было добыто всего 2 млн баррелей нефти, когда быстрый приток воды загубил месторождение и сделал его коммерчески невыгодным. Усвоенные уроки заключались в том, что скважины должны быть пробурены достаточно глубоко в фундамент, а не просто затрагивать кровлю фундамента.

### Нефтяное месторождение Tanjung, Калимантан

Крупнейшим скоплением нефти в фундаменте в Индонезии является месторождение Tanjung в бассейне Varito на юге Калимантана. На этом месторождении было добыто более 70 млн баррелей нефти из эоценовых песчаников и конгломератов, перекрывающих фундамент, осложненный разломами. Также добыто более 20 млн баррелей нефти из пород фундамента, включающие вулканические, пирокластические и метаосадочные отложения.

## КИТАЙ

### Нефтяное месторождение Yaegxia

Месторождение Yaegxia – это нефтяное месторождение на суше, открытое в 1959 году, и первое купольное месторождение фундамента, когда-либо обнаруженное в Китае. Нефть добывается из палеозойских филлитов,

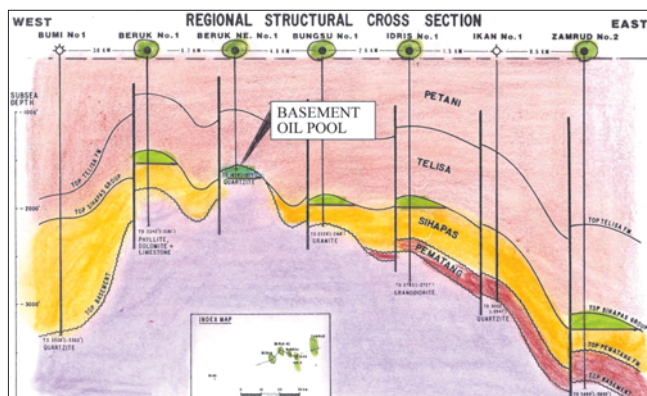


Рис. 4. Региональный разрез области Zamrud-Beruk, бассейн Центральной Суматры. Siharas – это песчаник третичного возраста, из которого добывают нефть на всей территории. Siharas выклинивается в фундаменте бассейна Beruk Northeast, где сланцы Телиса обеспечивают покрывкой нижележащий трещиноватый фундамент бассейна Beruk Northeast (Koning & Darmono, 1984).

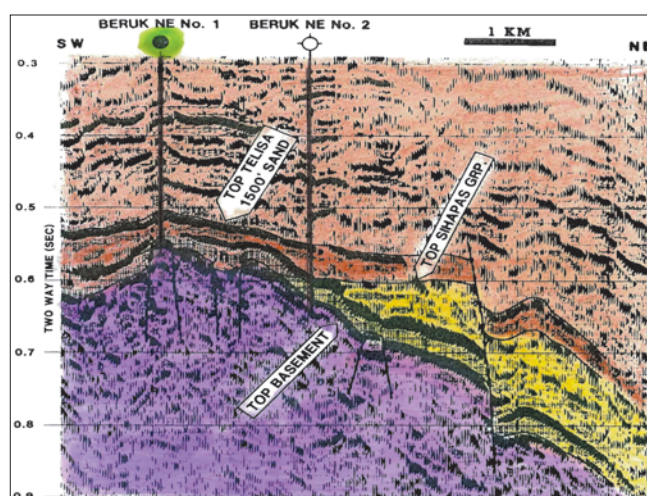


Рис. 5. Сейсмический профиль через бассейн Beruk Northeast. Можно обратить внимание на выклинивание песчаников Siharas на боковой части фундамента. Соответственно, нефтеносный фундамент покрыт мощными сланцами формации Telisa (Koning & Darmono, 1984).

сланцев и мета-песчаников. Скважины являются умеренно продуктивными: 12 скважин добывают менее 70 баррелей нефти в день, 3 скважины добывают 200 баррелей нефти в день, и 2 скважины добывают 875 баррелей нефти в день. Скважины не являются высокопродуктивными, так как филлиты и сланцы не подвергаются естественному разрушению оптимальным образом. Точно так же филлиты и сланцы не являются продуктивными коллекторами, когда они выветрелые.

#### Нефтяное месторождение Dongshenpu

Это месторождение расположено на суше в центральной части Китая, и, как нефтяное месторождение Yaegxia, является примером китайского нефтяного месторождения в фундаменте с погребенным куполом (buried hill). Месторождение Dongshenpu было открыто в 1983 году, и коллектор состоит из докембрийских гранитов, гранулитов, диабазов и роговых обманок гнейсов. Породы не имеют первичной пористости, но пористые коллекторы образовались в результате выветривания и естественной

трещиноватости. Произведенные замеры по скважине-первооткрывательнице показали 1570 баррелей нефти в день, и последующее эксплуатационное бурение выявило, что толщина нефтяной части залежи составляет 400 метров. Запасы на этом месторождении были оценены приблизительно в 190 миллионов баррелей нефти.

### МАЛАЙЗИЯ

#### Нефтяное месторождение Adang Utara

Впервые нефть в образованиях фундамента в Малазии была открыта в 2005 году во время бурения компанией Petronas скважины Adang Utara-1 в южной части Малайского бассейна на шельфе Terengganu. Скважина была пробурена на общую глубину 2610 метров, в том числе 120 метров вглубь фундамента. Дебит скважины-первооткрывательницы не известен. Однако пробурено 6 оценочных и эксплуатационных скважин. Дебиты из пород фундамента составляли от 159 баррелей до 2116 баррелей нефти в день. Дебиты в значительной степени зависят от скважин, оптимально пересекающих нефтеносные трещины фундамента. По запасам месторождения Adang Utara не было опубликовано никакой информации.

### ИНДИЯ

Индия является третьим по величине потребителем сырой нефти в мире после США и Китая. Потребности Индии в нефти и газе значительно опередили ее внутреннюю добычу. В Индии разведка нефти в образованиях фундамента не является новой. Добыча нефти ведется из трещиноватых и выветрелых пород фундамента в бассейнах Assam и Assam Arakan, а также в бассейнах Mumbai, Krishna Godaveri, Cauvery и Cambay. С постепенным уменьшением больших, легко обнаруживаемых нефтяных залежей, акцент в геологоразведке сместился с традиционных осадочных коллекторов на разведку в кристаллическом фундаменте.

Примером индийского месторождения в фундаменте является Mumbai High, расположенное недалеко от западного побережья Индии. Это месторождение было открыто в 1976 году и разрабатывается как из базальных песков, так и из трещиноватых докембрийских гранитов. Скважины в фундаменте добывают с дебитом от 465 до 2575 баррелей нефти в день.

Другим примером индийского месторождения в фундаменте является месторождение Padra, на котором добывается нефть из вулканического фундамента Dessel Traps. Он состоит из слоистых базальтов, наложенных эпизодическими потоками лавы, вышедшими в верхнемелово-палеоценовом периоде. Разломанные и выветрелые базальты содержат нефтяные залежи мощностью до 300 метров. Нефтяное месторождение Borhalla на северо-востоке Индии в бассейне Assa Araka разрабатывается в трещиноватом фундаменте и является еще одним примером нефтяного месторождения фундамента в Индии.

### Месторождения нефти и газа в фундаменте Африки

#### ЛИВИЯ

Большие запасы нефти обнаружены в фундаменте Ливии. Месторождение Auguila-Naafoga, обнаруженное в середине 1960-х годов в бассейне Sirte, содержит



скопление нефти в несколько миллиардов баррелей. Коллектор состоит из гидротермально измененных трещиноватых и выветрелых докембрийских гранитов. Месторождение представляет собой рельефный горстовый блок, созданный в начале рифтинга в период от среднего до верхнего мела (Harding, 1984) (рис. 6). Разведочная скважина, в которой была обнаружена нефть в фундаменте, была опробована на 7627 баррелей нефти в день. Мощные превосходные нефтематеринские породы высоко перекрывают фундамент, а также выступают в качестве идеальной покрывки для аккумуляции нефти. Нефтематеринскими породами являются меловые морские темные сланцы.

Первичная пористость в граните низкая (2-3 %), но гидротермальные изменения и выветривание привели к пористости порядка 6 % в выветрелой зоне и максимальной пористости порядка 11 %. Выветривание в верхней части фундамента варьируется от 5 до 200 метров. В структуре фундамента достаточно открытых трещин, чтобы обеспечить эффективное сообщение флюидов на протяжении всей аккумуляции и гарантировать хорошую нефтеотдачу.

Запасы оцениваются в 9,0 млрд баррелей нефти, из которых 90 % находится в фундаменте и 10 % в вышележащих отложениях. Добыча к 1984 г. составила 820 млн баррелей нефти. Предполагается, что конечная добыча на месторождении составит 2,0 млрд баррелей, что эквивалентно коэффициенту извлечения 22 %. Доля добычи в породах фундамента оценивается в 1,8 млрд баррелей нефти.

Соответственно, по мнению автора, Auquila-Naafora является крупнейшим в мире месторождением в образованиях кристаллического фундамента и главным аналогом для ученых-геологов, которые ищут крупные скопления нефти или газа.

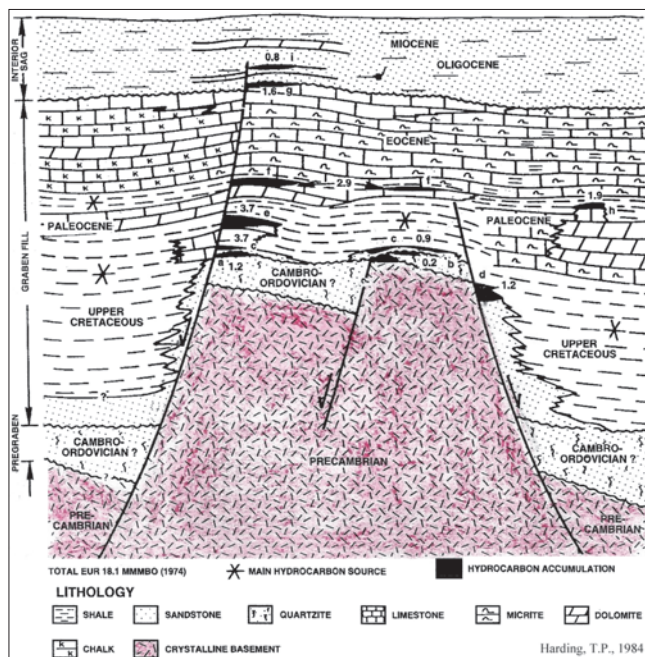


Рис. 6. Типичная структура горстового блока, бассейн Sirte, Ливия (Harding, 1984)

## ЕГИПЕТ

Нефтяное месторождение Zeit Bay в образованиях фундамента расположено в Суэцком заливе и было открыто в

1981 году. Первоначальная разведочная скважина имела толщину нефтяной залежи в 260 метров. Примерно 1/3 запасов месторождения находится в фундаменте, а 2/3 - в вышележащих отложениях. Кристаллический фундамент состоит из гранитов, метавулканики, мета-отложений и дайковых отложений. Дебиты в фундаменте варьируются от 700 до 9000 баррелей нефти в сутки.

## ЮЖНЫЙ СУДАН

В бассейне Melut Rift было пробурено около 40 скважин, из которых в двух скважинах добывалась нефть из пород фундамента с неизвестными дебитами. Залежами являются граниты и гранитные гнейсы. Нижнемеловая формация Renk является основной нефтематеринской породой в этом бассейне. Существует мало общедоступной информации о нефтяной геологии Южного Судана, но исходя из региональной геологии, можно ожидать, что существует большой нефтегазовый потенциал в рифтовых бассейнах Южного Судана.

## ЧАД

В 2013 году Китайская национальная нефтяная компания (CNPC) открыла нефть в скважине Lanea-1 в бассейне Vogot в гранитном фундаменте с погребенным куполом (buried hill) с рельефом 1000 метров. За этим последовали еще 5 открытий нефти и газа в погребенных куполах (buried hill). Коллекторы представляют собой трещиноватый гранит и гидротермально выщелоченный гранит, последний из которых является лучшим фациальным коллектором. Нефтематеринские породы и покрывки - раннемеловые озерные сланцы. Толщина нефтяной части залежи составляет 1500 метров, а средняя производительность скважины - 1500 баррелей нефти в сутки. Запасы были оценены примерно в 100 миллионов баррелей, из которых 70 % находится в фундаменте и 30 % в покрывающем слое гранита.

## АНГОЛА

В 1968 году американская компания Gulf Oil Corporation пробурила в Анголе первую успешную на нефть скважину на месторождении в образованиях фундамента - скважину 61-1 в прибрежной зоне ангольской провинции Cabinda (Koning, 2014) (рис. 7, 8). При расширенном испытании скважины было отработано 600 000 баррелей нефти. Второе открытие нефти в образованиях фундамента было сделано компанией Gulf при бурении скважины 37-3, испытания которой показали до 60 баррелей нефти в день из фундамента. Ни одно из открытий провинции Cabinda не было коммерчески успешным. Тем не менее, ни одна нефтяная компания целенаправленно не искала в Анголе нефть в фундаменте, и запасы нефти в нем остаются полностью недооцененными.

## Северная Америка КАНАДА

Канада является четвертым крупнейшим производителем нефти в мире, добывающим 4,5 миллиона баррелей нефти в день. Крупнейшим мировым производителем нефти являются США с добычей 12,6 млн баррелей нефти в день, затем Саудовская Аравия с 11,8 млн баррелей нефти в день, а затем Россия с 11,4 млн баррелей нефти в день.





Рис. 7. Интенсивно трещиноватый докембрийский гранит в трещинном коридоре в недрах Анголы. Это коллектор в фундаменте (Koning, 2014).



Рис. 8. Докембрийские гранитные гнейсы в недрах Анголы. Можно обратить внимание на вертикальную и наклонную ориентацию трещин, которая указывает, что это потенциально сложный нефтеносный пласт. Отметим также, что он не сильно трещиноватый, как гранит на рис. 5. Соответственно, этот коллектор будет хуже, чем коллектор, выходящий на поверхность на рис. 5

Ввиду того, что Канада обладает такой значимой нефтяной геологией, тот факт, что нигде в Канаде не добывается нефть из фундамента является аномальным. Это может быть связано с отсутствием в Канаде продуктивных нефтяных или газовых залежей, перекрывающих фундамент, которые могли бы переносить нефть или газ в фундамент. Кроме того, в Канаде кристаллический фундамент изучен очень слабо, поэтому до настоящего времени не было предпринято целенаправленных усилий по разведке залежей нефти и газа в кристаллическом фундаменте.

В Саудовской Аравии также не добывается нефть или газ из фундамента. Отсутствие добычи нефти и газа в Саудовской Аравии может быть вызвано теми же причинами, что и в Канаде.

## США КАЛИФОРНИЯ

Штат Калифорния в настоящее время производит около 0,5 млн баррелей нефти в день. Эта добыча почти полностью ведется из песчаников и конгломератов

третичного миоценового периода, за исключением следующих месторождений, которые разрабатываются в породах фундамента:

1. Месторождение Playa de Rey, район Santa Monica. Добыча из трещиноватых юрских сланцев.

2. Месторождение Santa Maria, район Santa Barbara. Добыча из трещиноватого юрского песчаника.

3. Месторождение Willmington, район Long Beach. Добыча 22 миллионов баррелей нефти из трещиноватых юрских сланцев.

4. Месторождение Edison, район Bakersfield. Добыча 20 миллионов баррелей нефти из трещиноватых юрских сланцев.

5. Месторождение El Segundo, западный район Los Angeles. Залежи состоят из трещиноватого юрского сланца в западной части месторождения и конгломерата трещиноватого юрского сланца в восточной половине с нефтью, испытанной до 4500 баррелей нефти в день из пород фундамента на глубине около 2150 метров.

## КАНЗАС

Нефть добывается в штате Канзас с поверхности трещиноватых докембрийских кварцитов, которые встречаются в погребенных куполах. Нефтематеринскими породами являются вышележащие сланцы пенсильванского возраста, которые также образуют покрывки. В Канзасе существует приблизительно 10 маленьких бассейнов, на которых добывают приблизительно 150 000 баррелей нефти на скважину. Примером является бассейн Orth, на котором добывается около 1 миллиона баррелей нефти из 15 скважин.

Добыча нефти из этих небольших бассейнов является коммерчески рентабельной, поскольку малая глубина залежей фундамента приводит к небольшим затратам на бурение. Район, в котором находятся эти залежи, является районом с обширной добычей нефти на традиционных месторождениях и соответствующей необходимой инфраструктурой, включая трубопроводы и станции сбора нефти. Следовательно, подключение скважин, бурящих на фундамент, к существующей нефтяной инфраструктуре не является дорогостоящим.

## ОКЛАХОМА

Структура Ames диаметром 15 километров, расположенная на северо-западе Оклахомы, вызвана падением метеорита в период среднего ордовика. Добыча нефти и газа ведется из брекчиевидного докембрийского гранита, а также из вышележащего камбро-ордовикского доломита Arbuckle.

## ТЕХАС

В северном Техасе в районе Panhandle-Hugoton нефть добывается в бассейне Anadarko из трещиноватых докембрийских пород (Manwaring & Weimer, 1986). Эти нефтяные залежи, в том числе месторождение Arco, состоят из куполов фундамента, которые возникли в результате структурной деформации и палео-выветривания. Считается, что нефть мигрировала из девонского сланца Woodford в фундамент вдоль повсеместных трещин и накапливалась в открытых зонах трещин, связанных с разломами.

Добыча ведется с глубины примерно 323 м (1060 футов). Добыча нефти из пород фундамента составляет от 1 барреля нефти в сутки до 700 баррелей нефти в сутки. Бурение в пределах зоны разлома не гарантирует добычу в фундаменте. Другие геологические факторы одинаково важны для накопления и добычи нефти в фундаменте, включая ориентацию разломов, тип трещин, минерализацию внутри трещин, степень выветривания, литологию, интенсивность разломов и близость к трещиноватым зонам, связанным с разломами. Правильные методики бурения в фундаменте также важны, как и соответствующая обработка залежей кристаллического фундамента во время заканчивания скважины.

## Южная Америка ВЕНЕСУЭЛА

Гигантское нефтяное месторождение La Paz расположено в бассейне Maracaibo в центральной части Венесуэлы. Месторождение было открыто в 1944 году, и до 1992 года добывалось 830 миллионов баррелей нефти из известняков La Luna и 325 млн баррелей из нижележащей трещиноватой залежи фундамента (Landes et al., 1960; Talukdar & Marciano, 1994; Koning, 2003; Koning, 2018). После открытия месторождения, благодаря высоким эксплуатационным характеристикам коллектора La Luna, геологи и инженеры предположили, что коллектор подпитывается из более глубокой залежи. И через 30 лет после открытия месторождения была пробурена скважина в нижележащий фундамент, и было открыто месторождение La Paz.

Добыча в скважина-первооткрывательнице составляла 1000 баррелей нефти в сутки из известняка La Lunda. Начальные дебиты в скважинах, пробуренных на фундамент, составляют до 11 500 баррелей нефти в сутки, а средний начальный дебит – 3500 баррелей нефти в сутки (рис. 9).

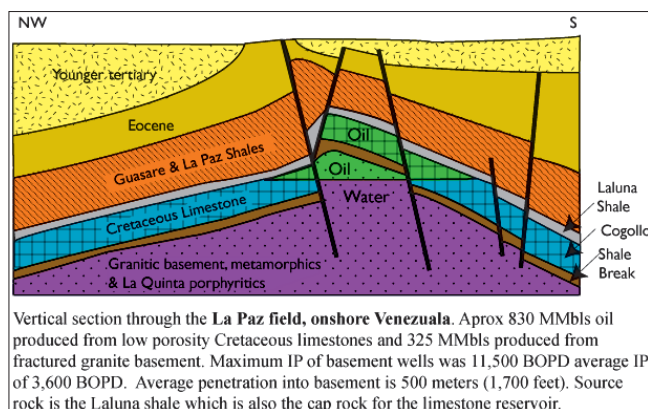


Рис. 9. Вертикальный разрез через месторождение La Paz, Венесуэла (Landes et al., 1960; Talukdar & Marciano, 1994; с изменениями (Koning, 2000))

## БРАЗИЛИЯ

Единственное месторождение в Бразилии, которое добывает нефть или газ из пород кристаллического фундамента, – это месторождение Сапторполис в суббассейне Сергипе. На этом месторождении добывалась нефть из меловых песчаников и нижележащего фундамента. Глубины залегания всех залежей очень малы, варьируя от 400 до 800 метров. Плотность нефти колеблется от 24 до 30,5

градусов по API. Приблизительно 85 % добычи нефти ведется из вышележащих отложений и 15 % из пород фундамента. Приблизительно 35 миллионов баррелей нефти добыто из фундамента.

## АРГЕНТИНА

Месторождение Ostogono – единственное месторождение в Аргентине, где добывается нефть или газ из пород фундамента. Это месторождение открыто в 1918 году в бассейне Neuquen, нефть добывалась из отложений, залегающих над фундаментом. Более глубокое бурение почти столетие спустя сосредоточилось на фундаменте и привело к обнаружению нефти в фундаменте, которая в 2015 году обеспечивала добычу нефти в 3000 баррелей в сутки (Velo, 2014).

Основной материнской породой в бассейне Neuquen является органически богатая формация Vaca Muerta (по-испански «Мертвая корова»), которая имеет возраст поздней юры и раннего мела. На месторождении Ostogono основной породой фундамента является палеозойский гранит. Заполнения и скопления происходили в результате трещинообразования и реконструкции. Трещинообразование в фундаменте произошло в результате поднятия фундамента более чем на 1000 метров над подземными породами. Было выявлено шесть зон реконструкции, соответствующих дифференциальному выветриванию.

Коэффициент нефтеизвлечения в фундаменте оценивается в 25 % из-за расширения газовой шапки на 300 метров. Высота нефтяной залежи в фундаменте составляет 300 метров. Разработка пород кристаллического фундамента и обнаружение нефти в них дало новую жизнь месторождению Ostogono.

## Европа

Компания Hurricane Energy, расположенная в Великобритании, сделала значительные открытия нефти на шельфе к западу от Шетландских островов. Коллекторы состоят из трещиноватых докембрийских гранитов. Дебиты до 9 800 баррелей нефти в сутки были получены в 2019 году на структуре Lincoln. Месторождение Lancaster введено в разработку в июне 2019 года, и добыча составляет 17 000 баррелей нефти в сутки из 2 добывающих скважин.

В последние годы нефть была обнаружена в фундаменте в Норвегии. В качестве примера можно привести месторождение Rolvsnes, которое вскоре будет запущено в эксплуатацию с добычей нефти из трещиноватых и выветрелых докембрийских гранитов.

## Мировой опыт поиска и разработки нефти из трещиноватых и выветрелых пород-коллекторов фундамента

1) Разведочные скважины должны быть сильно отклоненными, а не вертикальными, чтобы оптимально пересечь доминирующую систему трещин. Добывающие скважины должны быть пробурены перпендикулярно или почти перпендикулярно доминирующей системе трещин.

2) Сильно сфокусированная трехмерная (3D) сейсмика, такая как CGG-CBM Veritas (Controlled Beam Migration), необходима для определения систем трещин на нефтегазовых месторождениях в фундаменте.



3) Бурение с отбором керна в трещиноватых породах фундамента затруднительно и не приветствуется буровыми инженерами. Тем не менее, обширный сбор керна необходим для предоставления критически важной информации о литологии и параметрах пласта. Некоторые из типов керна должны быть датированы радиометрическим возрастом, чтобы геологи могли понять сложность геологического строения залежи.

4) Эксплуатационные скважины должны быть пробурены достаточно глубоко, чтобы полностью пробить залежь. Например, на нефтяном месторождении La Paz, Венесуэла, скважины пробурены на 500 метров в фундамент. На китайском месторождении Dongshenpu (высота нефтяной залежи составляет 400 метров), и эксплуатационные скважины пробурены на большей части залежи.

5) Разведочные скважины не должны просто «помечать» верхнюю часть фундамента, поскольку это не позволит провести полную оценку фундамента и может привести к тому, что важное открытие будет «оставлено позади». Действительно, газовое месторождение Suban, Южная Суматра, не было открыто в середине 1980-х годов компанией Caltex (Chevron-Техасо), несмотря на крупную программу разведки, поскольку скважины были пробурены через осадочную часть, а затем просто заглублены в фундамент. Основное гигантское месторождение газа в фундаменте (5 трлн кубических футов газа) было впоследствии открыто в 1999 году компаниями Gulf Canada и Talisman Energy Canada с помощью бурения вглубь фундамента.

6) В мире существует ряд случаев, таких как гигантское месторождение La Paz в Венесуэле, где нефть в фундаменте была обнаружена гораздо позже (30 лет) в течение срока эксплуатации месторождения, причем внимание изначально было сосредоточено на добыче нефти из вышележащих осадочных пород. Вторым примером является нефтяное месторождение Ostogono в бассейне Neuquen, Аргентина, которое было открыто в 1918 году и добывало нефть из неглубоких отложений, лежащих над фундаментом. Наконец, почти столетие спустя, фундамент был пробурен и оценен, и теперь он обеспечивает запасы и потенциал роста добычи. В 2015 году добыча из фундамента составляла в среднем 3000 баррелей нефти в сутки и продолжает расти, что дало новую жизнь этому стареющему месторождению. Месторождения La Paz и Ostogono показывают, что операторам нефтегазовых месторождений, добывающих из отложений, перекрывающих кровлю фундамента, следует рассмотреть возможность бурения скважин вглубь фундамента. Трехмерная сейсмика с высоким разрешением поможет определить наилучшее местоположение для оптимального пересечения трещиноватых или выветрелых пород фундамента.

7) Выветрелые «слабые» граниты также могут служить отличными коллекторами, поскольку можно наблюдать их выходы на поверхность в тропических областях, где сильные дожди могут вымывать полевые шпаты и менее стойкие минералы и оставить после себя превосходный резервуар. Высокое содержание базальтовых минералов в сланцах, филлитах и тонкослоистых сланцах сводит на нет вторичную пористость в результате выветривания. Аналогично, граниты и кварциты с большей вероятностью

дают привлекательные, высокопористые гранитные пески, тогда как эродированные сланцы и гнейсы не являются хорошими коллекторами.

8) Геологи, геофизики, инженеры-нефтяники и экономисты должны изучить аналоги месторождений нефти и газа в образованиях фундамента по всему миру, чтобы понять, как разрабатывать такие месторождения.

## Выводы

В прошлом нефтяные и газовые месторождения в фундаменте были открыты в основном случайно. Традиционный способ мышления состоял в том, что фундамент в основном плотный и не требует изучения. Тем не менее, сегодня есть несколько компаний, которые сосредоточены на исследовании кристаллического фундамента и преуспели в поиске нефти в нем. Это SOCO International во Вьетнаме и Йемене и Hurricane Exploration на западе Шетландской области в Соединенном Королевстве. Недавно компания Hurricane Exploration показала успешное восстановление зрелого бассейна в Северном море.

Автор считает, что значительные месторождения нефти и газа еще предстоит найти в Азии, Африке, Америке и во всем мире. Нетрадиционное геологическое мышление и принятие риска привели ко многим крупным мировым открытиям нефти и газа, и такие стратегии вознаградят исследователей, ищущих нефть и газ в фундаменте.

Изучение коллекторов кристаллического фундамента важно не только для нефти и газа, но и для сокращения выбросов парниковых газов в мире. Углекислый газ (CO<sub>2</sub>) может улавливаться при закачивании в трещиноватые или выветрелые породы фундамента и, таким образом, может безопасно и постоянно захороняться. Также существует потребность в гелии, которого все больше не хватает в мире. Хозяйственный гелий получается в результате радиоактивного распада урана и тория в породах фундамента и гранитных смывах. В канадской провинции Saskatchewan в Канаде началась разработка программ по поиску гелия в фундаменте.

Наконец, читателю предлагается ознакомиться с одной из первых классических работ, опубликованных по нефти и газу в фундаменте К.К. Landes (Landes et al., 1960), в которой было сказано: «Промышленные залежи нефти в породах фундамента не являются геологическими «случайными событиями», а являются скоплениями нефти, которые подчиняются всем правилам происхождения нефти, миграции и формирования ловушек; поэтому в областях не слишком глубоко залегающего фундамента залежи нефти в фундаменте следует исследовать с тем же профессиональным мастерством и усердием, что и скопления в вышележащих отложениях».

## Литература

- Chung-Hsiang P'An. (1982). Petroleum in Basement Rocks. *American Association of Petroleum Geologists, Bulletin*, 66, pp. 1597-1642. <https://doi.org/10.1306/03B5A994-16D1-11D7-8645000102C1865D>
- Harding, T.P. (1984). Graben Hydrocarbon Occurrences and Structural Style. *American Association of Petroleum Geologists*, vol. 68. <https://doi.org/10.1306/AD460A21-16F7-11D7-8645000102C1865D>
- Hung, N.D. and Le, H.V. (2004). Petroleum Geology of the Cuu Long Basin, Offshore Viet Nam. *American Association of Petroleum Geologists. Search and Discovery*, Article #10062.
- Koning, T. & Darmono, F.X. (1984). The Geology of the Beruk Northeast Field, Sumatra, Indonesia-Oil Production from Pre-Tertiary Basement Rocks.



*Proceedings of the 13th Annual Convention of the Indonesia Petroleum Association*, Jakarta, vol. 1, pp. 385-406.

Koning, T. (2003). Oil and Gas Production from Basement Reservoirs-Examples from Indonesia, USA, and Venezuela. Special Publication 214 on "Hydrocarbons in Crystalline Rocks", Geological Society of London, pp. 83-92. This paper was also presented at the 16th World Petroleum Congress, Calgary, June 11-15, 2000. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.2003.214.01.05>

Koning, T. (2014). Fractured and Weathered Basement Reservoirs in West and East Africa-a High Risk but Potentially High Reward Oil & Gas Play. *GeoConvention – the Joint Annual Convention of the Canadian Society of Petroleum Geologists*, the Canadian Society of Exploration Geophysicists, and the Canadian Well Logging Society, Calgary, Canada.

Koning, T. (2014). Global Accumulations of Oil and Gas in Fractured and Weathered Basement-Best Practices for Exploration and Production. *American Association of Petroleum Geologists, International Conference*, Istanbul, Turkey.

Koning, T. (2019). Exploring in Asia for Oil & Gas in Naturally Fractured and Weathered Basement Reservoirs. *GeoConvention – the Joint Annual Convention of the Canadian Society of Petroleum Geologists*, the Canadian Society of Exploration Geophysicists, and the Canadian Well Logging Society, Calgary, Canada.

Landes, K.K., Amoroso, J.J., Charlesworth, L.J., Heany, F., & Lesperance, P.J. (1960). Petroleum Resources in Basement Rocks. *American*

*Association of Petroleum Geologists, Bulletin*, 44, pp. 1682-1691. <https://doi.org/10.1306/0BDA622D-16BD-11D7-8645000102C1865D>

Manwaring, M.S., and Weimer, B.A. (1986). Exploration for Fractured Reservoirs in Precambrian Basement Rocks of Texas Panhandle: An Integrated Approach. *American Association of Petroleum Geologists, Bulletin*, May, 1986.

Talukdar, S.C. & Marcano, F. (1994). The Petroleum Systems of the Maracaibo Basin, Venezuela. *American Association of Petroleum Geologists, Memoir 60*, pp. 463-481.

Velo, D.E., Ugarte, R., Pioli, O., Rey, F., Narrillos, D., Pascual, M., Creus, F., & Castillo, O. (2014). Oil from Granitoid Rocks-Reservoir Characterization of Fractured Basement in Neuquen Basin, Octogono Field, Argentina. *American Association of Petroleum Geologists International Conference*, Istanbul, Turkey.

## Сведения об авторе

T. Кёнинг – Старший геолог – Независимый консультант  
Калгари, Канада

E-mail: tako.koning@gmail.com

Статья поступила в редакцию 02.09.2019;

Принята к публикации 23.10.2019; Опубликована 30.10.2019

IN ENGLISH

Review article

# Exploring in Asia, Africa and the Americas for oil & gas in naturally fractured basement reservoirs: best practices & lessons learned

T. Koning

Calgary, Canada

E-mail: tako.koning@gmail.com

**Abstract.** Basement rocks are important oil and gas reservoirs in a number of basins in the world. The basement oil and gas play has intensified in the past decade with significant basement discoveries. This paper provides a technical review of select basement oil and gas fields in Asia, Africa and the Americas. "Best practices" for exploring and developing basement fields are reviewed. Failures are also considered since basement reservoirs can be very complicated and unpredictable. Preference scale for basement reservoir rock types is presented. The opinion of this author is that the best rock types are fractured quartzites or granites since they are brittle and thus fracture optimally. Based on international experience, recommendations on the study of crystalline basement for oil and gas and the development of deposits in it are given.

**Keywords:** crystalline basement, oil and gas fields, fractured reservoir, weathered rock, world best practice, exploring, developing

**Recommended citation:** Koning T. (2019). Exploring in Asia, Africa and the Americas for oil & gas in naturally fractured basement reservoirs: best practices & lessons learned. *Georesursy = Georesources*, 21(4), pp. 10-18. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.10-18>

## References

Chung-Hsiang P'An. (1982). Petroleum in Basement Rocks. *American Association of Petroleum Geologists, Bulletin*, 66, pp. 1597-1642. <https://doi.org/10.1306/03B5A994-16D1-11D7-8645000102C1865D>

Harding, T.P. (1984). Graben Hydrocarbon Occurrences and Structural Style. *American Association of Petroleum Geologists*, vol. 68. <https://doi.org/10.1306/AD460A21-16F7-11D7-8645000102C1865D>

Hung, N.D. and Le, H.V. (2004). Petroleum Geology of the Cuu Long Basin, Offshore Viet Nam. *American Association of Petroleum Geologists. Search and Discovery*, Article #10062.

Koning, T. & Darmono, F.X. (1984). The Geology of the Beruk Northeast Field, Sumatra, Indonesia-Oil Production from Pre-Tertiary Basement Rocks. *Proceedings of the 13th Annual Convention of the Indonesia Petroleum Association*, Jakarta, vol. 1, pp. 385-406.

Koning, T. (2003). Oil and Gas Production from Basement Reservoirs-Examples from Indonesia, USA, and Venezuela. Special Publication 214 on

"Hydrocarbons in Crystalline Rocks", Geological Society of London, pp. 83-92. This paper was also presented at the 16th World Petroleum Congress, Calgary, June 11-15, 2000. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.2003.214.01.05>

Koning, T. (2014). Fractured and Weathered Basement Reservoirs in West and East Africa-a High Risk but Potentially High Reward Oil & Gas Play. *GeoConvention – the Joint Annual Convention of the Canadian Society of Petroleum Geologists*, the Canadian Society of Exploration Geophysicists, and the Canadian Well Logging Society, Calgary, Canada.

Koning, T. (2014). Global Accumulations of Oil and Gas in Fractured and Weathered Basement-Best Practices for Exploration and Production. *American Association of Petroleum Geologists, International Conference*, Istanbul, Turkey.

Koning, T. (2019). Exploring in Asia for Oil & Gas in Naturally Fractured and Weathered Basement Reservoirs. *GeoConvention – the Joint Annual Convention of the Canadian Society of Petroleum Geologists*, the Canadian Society of Exploration Geophysicists, and the Canadian Well Logging Society, Calgary, Canada.

Landes, K.K., Amoroso, J.J., Charlesworth, L.J., Heany, F., & Lesperance, P.J. (1960). Petroleum Resources in Basement Rocks. *American Association of Petroleum Geologists, Bulletin*, 44, pp. 1682-1691. <https://doi.org/10.1306/0BDA622D-16BD-11D7-8645000102C1865D>

Manwaring, M.S., and Weimer, B.A. (1986). Exploration for Fractured Reservoirs in Precambrian Basement Rocks of Texas Panhandle: An Integrated Approach. *American Association of Petroleum Geologists, Bulletin*, May, 1986.

Talukdar, S.C. & Marcano, F. (1994). The Petroleum Systems of the Maracaibo Basin, Venezuela. *American Association of Petroleum Geologists, Memoir 60*, pp. 463-481.

Velo, D.E., Ugarte, R., Pioli, O., Rey, F., Narrillos, D., Pascual, M., Creus, F., & Castillo, O. (2014). Oil from Granitoid Rocks-Reservoir Characterization of Fractured Basement in Neuquen Basin, Octogono Field, Argentina. *American Association of Petroleum Geologists International Conference*, Istanbul, Turkey.

## About the Author

Tako Koning – Senior Geologist – Independent Consultant  
Calgary, Canada

E-mail: tako.koning@gmail.com

Manuscript received 02 September 2019;

Accepted 23 October 2019;

Published 30 October 2019

# Нефтегазоносность кристаллического фундамента с учетом развития в нем неструктурных ловушек комбинированного типа

С.А. Пунанова

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

E-mail: [punanova@mail.ru](mailto:punanova@mail.ru)

Приведен краткий обзор регионов – крупных нефтегазоносных бассейнов, в которых разрабатываются в настоящее время месторождения углеводородов в отложениях кристаллического фундамента. Рассмотрены проблемы ловушек-коллекторов неантиклинального типа, как правило неструктурных, комбинированных, широко развитых в месторождениях фундамента. Озвучены существующие характерные особенности нефтей в месторождениях из кристаллического фундамента. В результате исследования отмечены все увеличивающиеся объемы мировой добычи нефти из фундаментных отложений, показана сложность выявления и классификаций ловушек в нем, и практически отсутствие оригинальности состава нефтей в фундаменте по сравнению с нефтями в вышележающих или соседствующих частях осадочного разреза.

**Ключевые слова:** кристаллический фундамент, месторождения нефти, углеводороды, комбинированные ловушки, состав нефти, нефтегазоносность

**Для цитирования:** Пунанова С.А. (2019). Нефтегазоносность кристаллического фундамента с учетом развития в нем неструктурных ловушек комбинированного типа. *Георесурсы*, 21(4), с. 19-26. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.19-26>

## Введение

Проблема нефтегазоносности кристаллического фундамента занимает умы ученых и производственников уже второе столетие, так как имеет большое научное и народно-хозяйственное значение в связи с направленностью на увеличение ресурсной базы стран – производителей нефти. Состоявшаяся в сентябре 2019 года в г. Казань Международная научно-практическая конференция «Углеводородный и минерально-сырьевой потенциал кристаллического фундамента» вызвала огромный интерес научной общественности, свидетельствующий об актуальности и значимости заявленных проблем. Как отмечено в работе (Муслимов, Плотнокова, 2019), именно в Татарстане во второй половине 70-х гг. после получения притока глубоководной газированной высокоминерализованной жидкости с глубины 5099 м в скважине 20000-Миннибаевская начато изучение кристаллического фундамента на предмет его нефтеносности. Благодаря постановке широких и комплексных исследований имеется огромный научный и производственный потенциал по этому региону.

## Регионы-страны с месторождениями углеводородных флюидов в кристаллическом фундаменте

В публикациях последних лет (Gutmanis et al., 2013; Trice, 2014; Koning, 2003, 2019) приводится общедоступная информация о резервуарах углеводородов (УВ) в трещиноватых кристаллических формациях и их ресурсах из примерно 30 стран. Отложения кристаллического фундамента являются крупными нефтяными и газовыми месторождениями в различных районах мира.

В Южной Америке месторождения в фундаменте разрабатываются в Венесуэле и Бразилии. В Северной Африке добыча нефти и газа из фундамента проводится в Марокко, Ливии, Алжире и Египте. Значительные по запасам месторождения в выступах фундамента известны в России (нефтегазоносный бассейн Западной Сибири), а также в Китае. В США наиболее значимая добыча УВ из фундамента включает ряд областей – Калифорнию (Уилмингтон и Эдисон), Канзас (Эльдорадо и Орт) и Техас (Апко). В Юго-Восточной Азии основным источником добычи нефти является Вьетнам. Недавнее большое открытие газа в трещинных гранитах третичного возраста на юге Суматры привело к активной разведке в Индонезии отложений фундамента.

Хотя отложения фундамента эксплуатировались в течение многих десятилетий, с середины 90-х гг. особенно возрос интерес к их разработке из-за ряда совокупных факторов. К ним относятся: импульс, полученный от крупных открытий во Вьетнаме и Йемене; появление современных скважинных инструментов (особенно скважинных каротажных изображений и акустического каротажа), новых сейсмических методов (например, сейсмических атрибутов поперечной волны) и сложных методов бурения. Повышение цен на нефть также способствовало проведению переоценки тех проектов бурения на фундамент, которые ранее считались высокоёмкими или неэкономичными.

Скопления нефти и газа в фундаменте открыты в залежах со значительным по мощности этажом нефтеносности и не всегда в кровле фундамента. Так, на месторождении Хьюгтон-Пенхендл (США) нефть поступает из выветрелых гранитов из интервала 458-1068 м, на месторождении Ла-Пас (Венесуэла) – из трещиноватых пород фундамента

в интервале глубин 1615-3350 м. На месторождении Ауджила-Нафура толщина нефтенасыщенной части фундамента – 450 м, на Зейт-Бейте – 330 м, на Оймаше – интервал нефтенасыщенного фундамента 3612-3850 м, на месторождении Белый Тигр этаж нефтеносности гранитоидов фундамента около 2000 м (3050-5000 м) (Шустер, 2003). В работе (Koning, 2019) приведены несколько ортодоксальных случаев мировой практики, когда месторождения в фундаменте открываются через много лет после открытия и многолетней эксплуатации осадочной толщи бассейна. Например, гигантское месторождение La Paz в Венесуэле, в котором нефть в фундаменте была обнаружена намного позже (через 30 лет) эксплуатации и добычи из вышележащих осадочных залежей. Сейчас с учетом фундамента максимальная добыча составляет 11500 bbl/d, а начальная добыча составляла в среднем 3600 bbl/d. Аналогично развивались события и на нефтяном месторождении Ostonego в бассейне реки Neuquen в Аргентине, которое было открыто в 1918 году в осадочных отложениях, залегающих над фундаментом. Вторая жизнь месторождения началась лишь в конце прошлого столетия. Именно к этому времени была получена нефть из фундамента, добыча из которого составила в среднем 3000 bbl/d.

Наиболее известными примерами успешных разработок резервуаров в фундаменте являются прибрежные районы Вьетнама, где бассейн Cuu Long составляет 95 % добычи УВ в стране, а 85 % этой величины приходится на трещиноватый гранитный фундамент. Большие запасы имеет нефтегазоносный бассейн (НГБ) Западного Йемена Marib Al Jawf. Разработка меловых песчаных пластов на месторождении Khaig началась компанией SOCO в 2004 году, а уже в 2005 году компанией Hunt Oil удачно продолжилась добыча УВ флюидов из пород фундамента. Пробуренные четыре скважины на фундамент (глубины до 3383 м) показали высокие результаты (до 6500 bbl/d). Другие важные открытия были сделаны в Аргентине на месторождениях Cuuo и Neuquen. УВ флюиды здесь получены из разрушенных вулканических пород перм-триасового возраста (до 11000 bbl/d) (Gutmanis et al., 2013; Koning, 2003).

### **Тип ловушек, преобладающий в месторождениях кристаллического фундамента**

Оценка перспектив нефтегазоносности невозможна без изучения формирования и структуры ловушек. Как показывает мировая практика нефтегазопроисследовательских работ, на комбинированные ловушки приходится почти в 5 раз больше залежей, чем на коллекторы – вместилища УВ, контролируемые одним ведущим фактором (литологическим, стратиграфическим, тектоническим, геодинамическим, гидрогеологическим и др.). О значении оценки характера (типа) ловушек и их перспективности с точки зрения ресурсов свидетельствуют многолетние исследования, проведенные группой специалистов (Dolson et al., 2018). Авторы показывают значимость в мировых запасах УВ сырья открытия месторождений с ловушками различного происхождения: комбинированных, стратиграфических, структурных. Причем ловушки, названные как «неизвестные» («unknown»), выделены в особый тип, который пока не нашел классификационного термина. Скорее

всего имеются в виду «ловушки» сланцевых формаций, клиноформных структур, а также ловушки в выступах кристаллического фундамента, если в результате выветривания последние служат резервуаром углеводородов.

Основу методики поисков залежей нефти и газа в сложнопостроенных ловушках представляет интерпретация данных сейсморазведки МОГТ, выполненной в соответствии с современными требованиями геологоразведочных работ в комплексе с материалами бурения, и ГИС, базирующаяся на сейсмогеологическом анализе. При поисках и разведке залежей нефти и газа в ловушках сложно экранированного типа, в т. ч. неантиклинального строения, комплексирование геологических и геофизических методов и рациональная последовательность их применения имеет не меньшее, а, по-видимому, еще большее значение, чем при поисках структурных объектов. Прогнозирование и последующее обнаружение залежей УВ в ловушках рассматриваемого типа является более трудоемким научным поиском, в процессе которого используются и обобщаются под определенным углом зрения все имеющиеся геолого-геофизические материалы. Трехмерная сейсмика с высоким разрешением помогает определять наилучшее местоположение для оптимального пересечения трещиноватых или выветрелых пород фундамента (Крупин, Рыкус, 2011; Окнова, 2012; Petroleum Geology..., 2018).

Долгое время при постановке геологоразведочных работ коллектора в породах фундамента были недооценены. Однако в различных регионах мира скопления нефти и газа в породах фундамента открыты и промышленно разрабатываются. УВ аккумулируются в интрузивных, эффузивных, метаморфических и катакластических породах фундамента с вторичной пористостью. Катаклазиты (связанные с разломами породы, которые образуются при хрупких деформациях при высоких значениях давления) обладают высокой вторичной пористостью. Процесс образования катаклазитов играет важную роль в тотальной вторичной пористости деформированных пород фундамента. Наличие коллекторов нефти и газа в метаморфических и магматических породах является общепризнанным фактом; очевидно, наступило время считать катакластические породы в качестве коллекторов при постановке геологоразведочных работ (Moragiu, 2012).

Как считает ряд исследователей (Дмитриевский и др., 2012), на основе детального изучения месторождений УВ вьетнамского шельфа в результате термоосадочных процессов создается перепад давлений, что обеспечивает втягивание в пределы остывающего интрузива микро-нефти из перекрывающих осадочных пород. Активные флюидодинамические процессы приводят к формированию дополнительной емкости по всему объему гранитного интрузива и накоплению в его пределах УВ флюидов. Воздействие глубинных флюидов провоцирует не только образование пустот, каверн и трещин, но и кардинальное изменение структуры гранитоидов с образованием рассыпающегося субстрата. Дебит нефти в таких зонах достигает 2 тыс. т/сут. (Шустер, 2003).

На рис. 1 показана тенденция изменения коллекторских свойств гранитоидов на месторождении Белый Тигр, свидетельствующая, что при трещиноватости такого типа



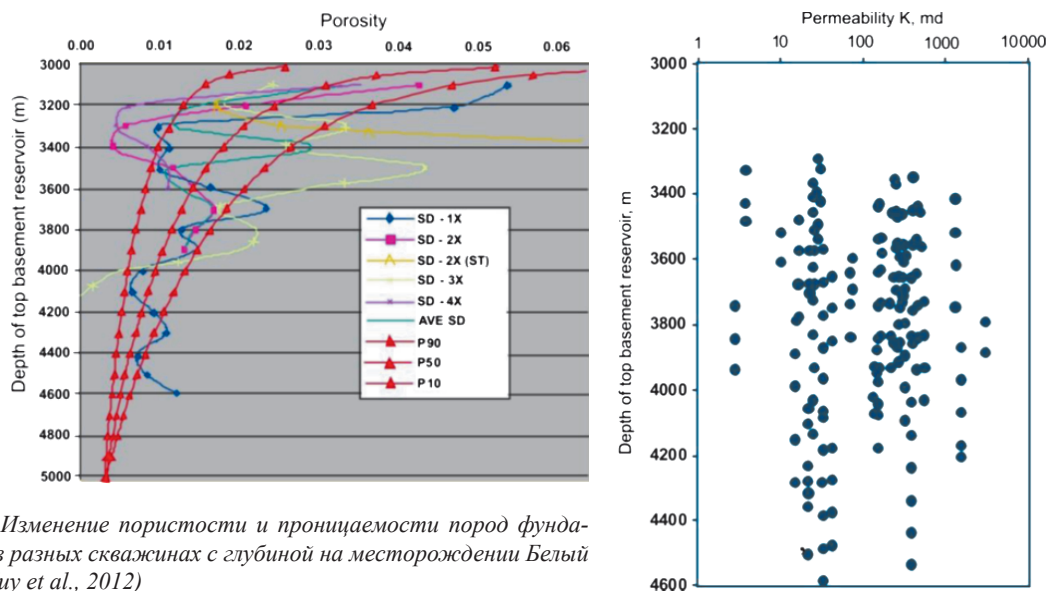


Рис. 1. Изменение пористости и проницаемости пород фундамента в разных скважинах с глубиной на месторождении Белый Тугр (Нгу et al., 2012)

и при уменьшении пористости, проницаемость коллектора остается с глубиной практически постоянной, достаточно высокой (Нгу et al., 2012).

Приведем несколько примеров строения залежей УВ в кристаллическом фундаменте, свидетельствующие о сложности и комбинированности типов ловушек (рис. 2, 3).

Месторождение Оймаша находится на территории Каракиянского района Мангистауской области и расположено в 50 км от г. Актау (Республика Казахстан). Месторождение открыто в 1980 г., а в январе 1981 г. установлена промышленная нефтегазоносность гранитной интрузии. Первый приток нефти из гранитов дебитом 248 м<sup>3</sup>/сут через 9 мм штуцер был получен в скважине 12 из интервала 3720-3773 м. Глубоким бурением вскрыты метаморфические и магматические породы фундамента палеозойского возраста и мезо-кайнозойские отложения платформенного чехла максимальной толщиной 4450 м. Скопления УВ в массивных трещинно-кавернозных магматических и метаморфических породах, как правило, приурочены к погребенным выступам фундамента, разбитым разломами на блоки и облекаемым метаморфическими или осадочными породами. По результатам опробования установлены 4 залежи, из них – три нефтяные и одна газонефтяная. Промышленная нефтегазоносность выявлена в нижнеюрских, среднетриасовых, палеозойских вмещающих породах и гранитной интрузии (Крупин, Рыкус, 2011). Основные запасы нефти связаны с гранитоидами палеозойского возраста (рис. 2).

По мнению (Крупин, Рыкус, 2011), в реализации емкостных свойств на месторождении Оймаша большое значение приобретают процессы разной тектонической интенсивности, которые проявились в несколько этапов в течение мезозойской геологической истории региона. Они затрагивают все типы пород раннего мезозоя и палеозойские гранитные интрузии, создавая в них разноориентированные разрывные нарушения, приразломные зоны трещиноватости, катаклаза и милонитизации.

Месторождение Lancaster, открытое в 2009 году на шельфе Западной Шотландии (уровень воды 160 м) на глубине фундамента 1220 м, имело запасы до 25 млн баррелей нефти. Добывается до 8000 bbl/d. В 2017 г.

появилось сообщение об открытии компанией Hurricane Energy еще одного крупнейшего месторождения на шельфе Северного моря у берегов Великобритании (структура Halifax), запасы которого оцениваются до 1 млрд баррелей нефти. Hurricane Energy считает, что Halifax и Lancaster представляют собой две части одного гигантского нефтяного бассейна. Строение резервуаров нефти – сложных комбинированных ловушек, показано на рис. 4.

На рис. 4 представлена модель распределения сетки зон разломов (Fault zone) и интервалов выветрелых пород (Weathered interval) по тоналитам/гранодиоритам семейства кислых магматических пород (Tonalite/Granodiorite) с пояснениями, необходимыми при планировании размещения разведочных скважин с учетом модели зон разломов (Trice, 2014).

### Геохимические особенности УВ флюидов месторождений фундамента

Основным источником нефти в залежах кристаллического фундамента является органическое вещество (ОВ) нефтематеринских осадочных толщ, облекающих выступы фундамента, что признается большинством исследователей, занимающихся проблемой УВ скоплений в фундаменте. Именно поэтому, геохимические особенности флюидов месторождений фундамента подчиняются тем же закономерностям, что и нефти, залегающие в осадочных толщах НГБ. В осадочном разрезе земной коры, согласно вертикальной эволюционной зональности образования и преобразования УВ, связанной с увеличением глубины, температурного градиента, давления и типа исходной органики, происходит трансформация состава генерированных в недрах УВ систем – от тяжелых нефтей к легким и конденсатам. Их характерные особенности связаны с процессами онтогенеза. Нефти несут в своем составе четкие следы исходного ОВ, генерировавшего эту нефть.

Как считают (Керимов и др., 2019), в Кыулунгском бассейне Вьетнама через контакт протрузивных гранитов докайнозойского фундамента с кайнозойским осадочным чехлом проходила латеральная миграция флюидов из нефтематеринских толщ олигоценного возраста в фундамент – в пустоты и зоны повышенной трещиноватости

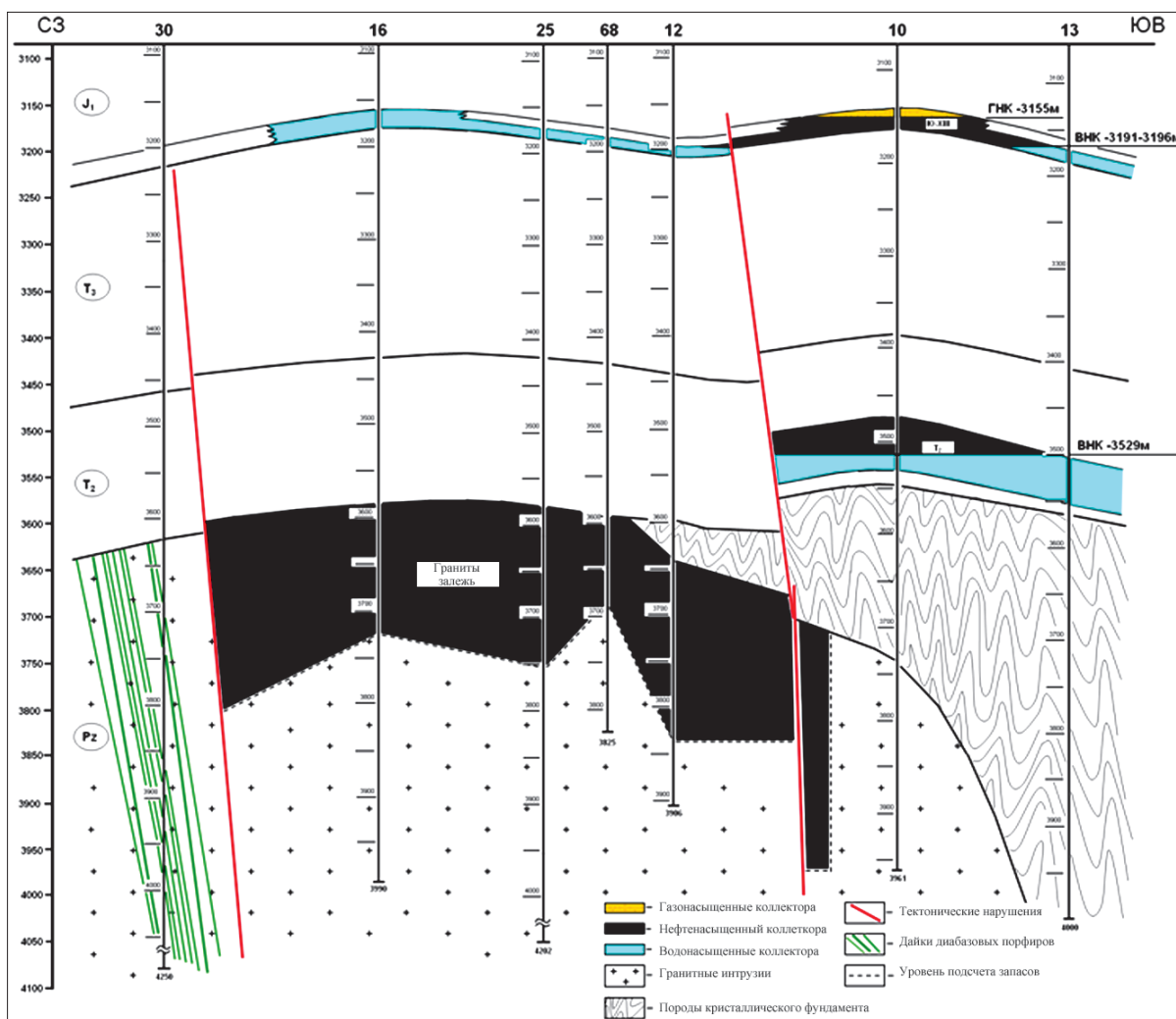


Рис. 2. Месторождение Оймаша, геологический профиль по линии скважин 30-25-12-10-13 (Крупин, Рыкус, 2011)

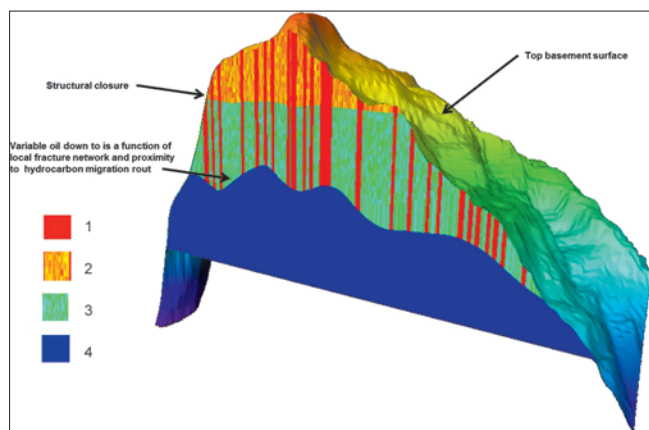


Рис. 3. Объемная концептуальная 3D модель резервуара месторождения Lancaster, построенная через гребень кристаллического массива, с изображением распределения флюидов в коллекторе-ловушке (Trice, 2014). 1 – зона разломов в нефтенасыщенном пласте; 2 – преимущественно нефтенасыщенный пласт (псевдоматрица в структуре замыкания); 3 – пласт с сильно изменчивой водонасыщенностью; 4 – водонасыщенный пласт (псевдоматрица вне структуры замыкания).

(рис. 5), в образовавшийся трещинно-кавернозный коллектор нетрадиционной ловушки комбинированного типа.

Нефти из залежей в фундаменте и в нижнем олигоцене на месторождении Белый Тигр характеризуются близкими

значениями практически всех исследованных УВ параметров, которые отвечают нефтям зоны мезокатагенеза. О такой близости указывается во многих работах (Шустер, 2003; Дмитриевский и др., 2012; Серебrenникова и др., 2012; Пуанова и др., 2018 и др.). Молекулярно-массовое распределение *n*-алканов свидетельствует о генерации нефтей органическим веществом, содержащем прибрежные водоросли или наземные растения, а условия его седиментации были субокислительные. Биомаркерные параметры подтверждают зрелость этих флюидов. Близки нефти осадочного олигоцена и фундамента также по микроэлементным характеристикам (определение проведено Далатским институтом ядерных исследований, Вьетнам): они имеют низкие концентрации V и Ni (соответственно в фундаменте 0,14 и 3,5 г/т, а в нижнем олигоцене 0,10 и 2,2 г/т), и по преобладанию Ni (V/Ni<1) образуют никелевый тип металлогении (рис. 6).

Близкие результаты были получены при детальных геохимических исследованиях (Mosca et al., 2019), проведенных в бассейнах Cuu Long и Nam Con Son (Вьетнам). Данные об изотопах углерода в нефтях и экстрактах из ОВ свидетельствуют о неморской среде осадконакопления. Стадия созревания нефтей соответствует мезокатагенетической (показатель преломления  $R^o = 0,78-0,84\%$ ). Анализ биомаркеров на основе стеранов  $C_{27}-C_{28}-C_{29}$ , высокое соотношение трициклических терпанов  $C_{26}/C_{25} > 1$  и низкое

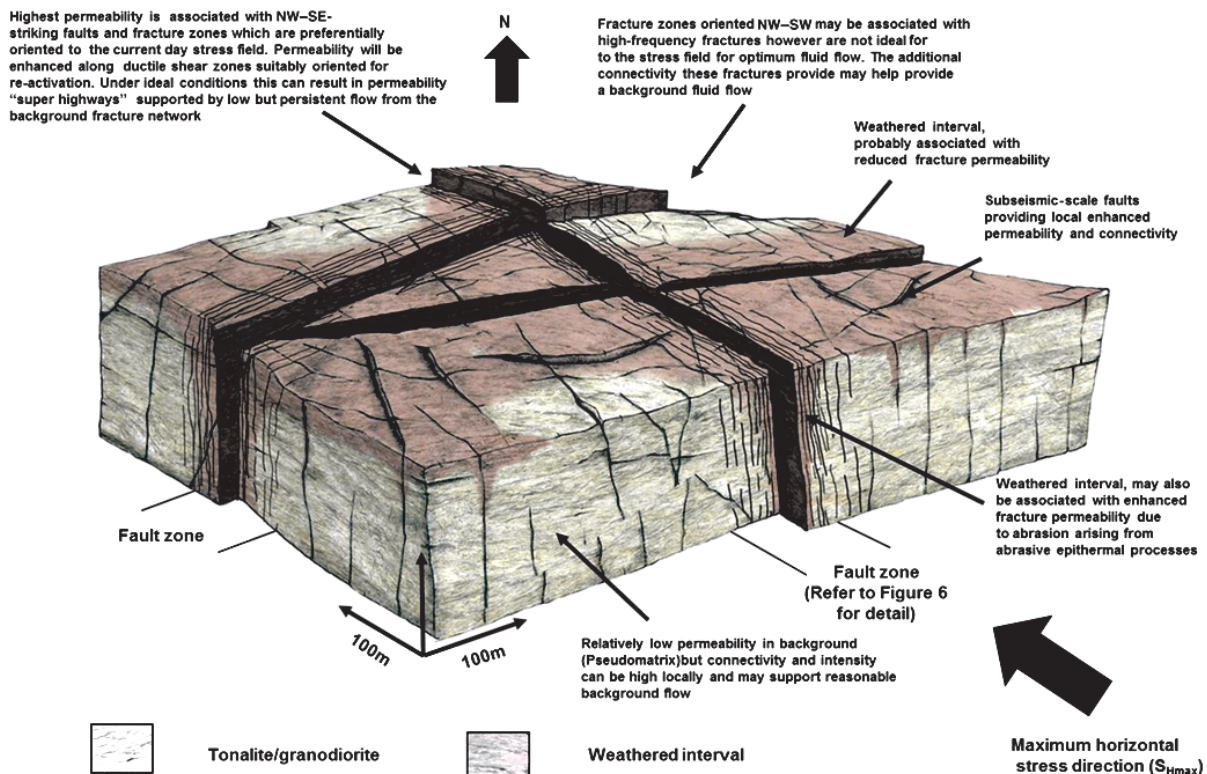


Рис. 4. Концептуальная модель сети трещин на месторождении Lancaster (Trice, 2014)

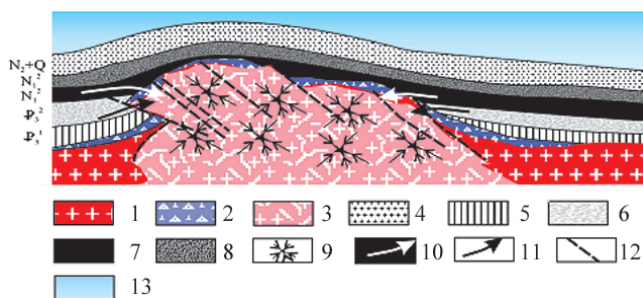


Рис. 5. Фрагмент модели формирования залежей нефти в гранитных массивах Кылулунгского бассейна (настоящее время) (Керимов и др., 2019). 1 – фундамент; 2 – область дезинтегрированных гранитов (протрузия); 3 – зона выветривания; 4 – плиоцен-квартер; 5 – зона перезрелого ОВ; 6 – главная зона газообразования; 7 – главная зона нефтеобразования; 8 – зона незрелого ОВ; 9 – условные области скопления УВ; 10-11 – направление движения УВ: 10 – газовой фазы, 11 – жидкой фазы; 12 – разрывы; 13 – водный слой.

соотношение  $C_{29}/C_{30} < 1$  по гопанам в ОВ, типичное для озерных осадков, аналогичное распределению этих УВ в нефтях бассейна Cuu Long, подтверждает их озерное происхождение и связь с генерацией УВ осадочными толщами олигоцена и миоцена. Преобладание легких УВ вместе с очень высоким соотношением пристан/фитан (7-14) согласуется с генерацией нефтей из ОВ, отложившегося в кислой среде. Кроме того, содержание в небольших количествах трициклических терпанов, в значительных гомоганов (до  $C_{33}$ ), доминирование стеранов  $C_{29}$  над  $C_{27}$  указывают на вклад наземного ОВ.

На больших глубинах, при активных тектонических процессах может наблюдаться дополнительное поступление УВ флюидов, содержащих повышенные концентрации легких соединений (от  $C_5$  до  $C_{13}$ ), как правило, более



Рис. 6. Содержание МЭ в нефтях месторождения Белый Тигр

катагенно преобразованных (Mosca et al., 2019). Это достаточно явно подтверждают данные о микроэлементном составе нефтяных флюидов, характеризующихся набором более миграционно способных элементов (As, Hg, Eu, La, Nb) по отношению к V, Ni, Mo, Co и никелевой специализацией (Пуанова, Родкин, 2019).

Интересным районом для выяснения происхождения УВ в структурах доюрского основания Западно-Сибирского НГБ является Рогожниковская группа месторождений Красноленинского свода с пермо-триасовым комплексом пород в основании. Здесь пробурено около 100 скважин, вскрывших более 10 км доюрских пород, и почти 30 % из них являются коллекторами. Источником нефти в этом комплексе может быть, как нижнеюрская нефтематеринская тогурская пачка, так и позднепалеозойские осадочные отложения. В работе (Коржов и др., 2013) приведены результаты экспериментальных исследований по выяснению возможности межслойной миграции нефтяных УВ в приконтактных зонах фундамента и чехла на основе определения наиболее миграционно



способных насыщенных УВ в породах продуктивных юрских и доюрских отложений Северо-Рогожниковской скважины СР765. Для выяснения литологических условий межпластовой миграции УВ и возможности глубинной «подпитки» залежей выполнено детализированное литолого-петрографическое описание kernового материала. Авторы пришли к выводу, что залежи нефти в триасовых породах коры выветривания сформированы в результате притока УВ из низов тюменской свиты. Содержание и молекулярно-массовое распределение насыщенных УВ являются свидетельством межпластовых перемещений юрских нефтей в коллекторы коры выветривания и фундамента. Основываясь на анализе геолого-геохимических показателей, ряд исследователей также считает, что нефти юрского и доюрского комплексов (зона контакта фундамента и чехла) в Широтном Приобье, Шаимском, Красноленинском, Ханты-Мансийском регионах Западно-Сибирского НГБ образуют близкую по физико-химическим характеристикам и углеводородному составу группу с единой флюидодинамической системой и общим очагом нефтегазообразования. Нефтематеринскими признаются лишь юрские отложения. Так на Толумском месторождении Шаимского района предполагается, что формирование залежей в верхней части палеозойского комплекса и вогулкинских слоях юры (1800-2000 м) происходит за счет миграции УВ из верхнеюрских отложений, в частности мулымьинской свиты, являющейся нефтематеринской. Результаты геохимических исследований нефти из залежи Рогожниковского месторождения в верхней части эффузивов триасового возраста (туринская серия, интервал глубин 2568-2607 м) на Красноленинском своде, свидетельствуют о том, что главным источником доюрских нефтей могли служить глины шеркалинской свиты нижней юры, обладающие значительным генерационным потенциалом (Коржов и др., 2013; Пуанова, Шустер, 2012, 2018; Шустер, Пуанова, 2016; Шустер и др., 2011).

Геохимические особенности нефтей при их залегании в эрозионных выступах кристаллического фундамента иные, однако и здесь также проявляется генетическая близость нефтей из фундамента и из осадочных отложений. При этих условиях формируются нефти зоны гипергенеза. И ярким примером могут служить нефтяные скопления месторождений Мара и Западная Мара (Венесуэла) (Пуанова, 2014; López, Lo Mónaco, 2017). Плотность нефтей достигает 0,991 г/см<sup>3</sup>, содержание серы – 5,54 %, асфальтенов – 18 %. Нефти месторождений области Западная Мара (эрозионный кристаллический выступ) классифицируются как очень тяжелые и тяжелые, с очень высокими содержаниями серы (5,6-6,2 %), обогащенные за счет химического выветривания и потери легких фракций микроэлементами с промышленными концентрациями (в г/т) V (954-999) и Ni (91-96). Нефти области Мара – среднетяжелые, с более низким содержанием серы (2,5-3,0 %), V (206-260) и Ni (14-24) (рис. 7).

Геохимические данные по содержанию биомаркеров (López, Lo Mónaco, 2017) свидетельствуют о том, что нефти обеих областей генетически едины, связаны с морским типом исходного ОВ и генерированы нефтематеринской толщей формации Ла Луна (аналог доманика), а наблюдаемые различия в физико-химических свойствах

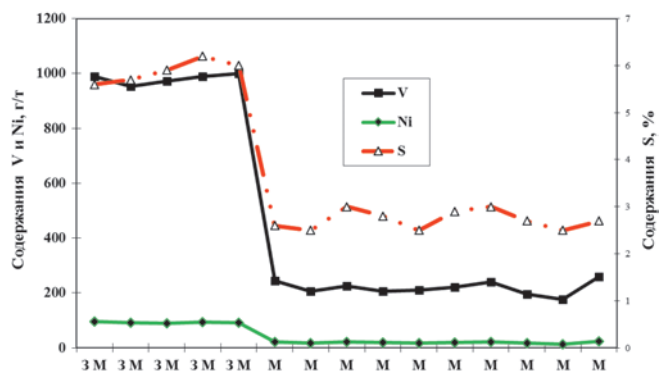


Рис. 7. Изменение содержания ванадия, никеля и серы в нефтях месторождений Венесуэлы Западная Мара (ЗМ) и Мара (М) (по аналитическим данным (López, Lo Mónaco, 2017))

и содержанию элементов объясняются процессами биодеградации, которые с большим размахом проявились на площади Западной Мары.

## Послесловие

Стоит признать, что естественно разрушенные кристаллические породы фундамента представляются глобальным геологическим явлением. Несмотря на доказанный коммерческий успех, задержка с реализацией многих проектов вытекала из того факта, что открытия месторождений УВ в фундаменте исторически происходили скорее случайно, а не в результате целенаправленных геологоразведочных программ. Тем не менее, в последние годы наблюдается успешное изменение этой тенденции, которое приводит к многочисленным открытиям и увеличению числа разработок в фундаменте.

## Финансирование

Работа выполнена в рамках государственного задания по теме: «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов», № АААА-А19-119022890063-9.

## Литература

- Дмитриевский А.Н., Шустер В.Л., Пуанова С.А. (2012). Доюрский комплекс Западной Сибири – новый этаж нефтегазоносности. Проблемы поиска, разведки и освоения месторождений углеводородов. Lambert Academic Publishing. Saarbrucken, Deutschland, 135 с.
- Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. (2019). Кристаллический фундамент осадочных бассейнов – ключ к пониманию процессов нафтидогенеза. *Мат. Межд. научно-практической конф.: Углеводородный и минерально-сырьевой потенциал кристаллического фундамента*, Казань: Ихлас, с. 237-240.
- Керимов В.Ю., Леонов М.Г., Осипов А.В. и др. (2019). Углеводороды в фундаменте шельфа Южно-Китайского моря (Вьетнам) и структурно-тектоническая модель их формирования. *Геотектоника*, 1, с. 44-61.
- Коржов Ю.В., Исаев В.И., Кузина М.Я., Лобова Г.А. (2013). Генезис доюрских залежей нефти Рогожниковской группы месторождений (по результатам изучения вертикальной зональности алканов). *Изв. Томского политехн. университета*, 323(1), с. 51-56.
- Крупин А.А., Рыкус М.В. (2011). Нефтегазоносность гранитов складчатого фундамента Южного Мангышлака (на примере месторождения Оймаша). *Нефтегазовое дело*, 9(3), с. 13-16.
- Окнова Н.С. (2012) Неантиклинальные ловушки и их примеры в нефтегазоносных провинциях. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 7(1), [http://www/ngtp.ru/rub/10/10\\_2011/pdf](http://www/ngtp.ru/rub/10/10_2011/pdf)
- Пуанова С.А. (2014). Гипергенно преобразованные нафтиды: особенности микроэлементного состава. *Геохимия*, 1, с. 64-75.

Пунанова С.А., Родкин М.В. (2019). Сравнение вклада разноглубинных геологических процессов в формирование микроэлементного облика каустобиолитов. *Георесурсы*, 21(3), с. 14-24.

Пунанова С.А., Шустер В.Л. (2012). Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской платформы. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 6, с. 20-26.

Пунанова С.А., Шустер В.Л. (2018). Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих доюрских отложений Западной Сибири. *Георесурсы*, 20(2), с. 67-80.

Пунанова С.А., Шустер В.Л., Нго Лы. (2018). Особенности геологического строения и нефтегазоносности доюрских отложений Западной Сибири и фундамента Вьетнама *Нефтяное хозяйство*, 10, с. 16-19.

Серебренникова О.В., Ву Ван Хай, Савиных Ю.В. и др. (2012). Генезис нефтей месторождения Белый Тигр (Вьетнам) по данным о составе насыщенных ациклических углеводородов. *Изв. Томского политехн. ун-та*, 320(1), с. 134-139.

Шустер В.Л. (2003). Проблемы нефтегазоносности кристаллических пород фундамента. М.: ООО «Геоинформцентр», 48 с.

Шустер В.Л., Пунанова С.А., Курьшева Н.К. (2011). Новый подход к оценке нефтегазоносности образований фундамента. *Мат. Межд. конф.: Современное состояние наук о Земле*, М.: Изд-во МГУ, с. 2116-2118.

Шустер В.Л., Пунанова С.А. (2016). Обоснование перспектив нефтегазоносности юрско-палеозойских отложений и образований фундамента Западной Сибири. *Георесурсы*, 18(4), ч. 2, с. 337-345.

Dolson John, He Zhiyong, Horn Brian W. (2018). Advances and Perspectives on Stratigraphic Trap Exploration-Making the Subtle Trap Obvious. *Search and Discovery*. Article #60054, 67 p. [http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2018/60054dolson/ndx\\_dolson.pdf.html](http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2018/60054dolson/ndx_dolson.pdf.html)

Gutmanis J., Batchelor T., Cotton L., Doe S. (2013). Hydrocarbon production from fractured basement formations. *GeoScience Limited*, 11, 43 p.

Huy X.N., Bae Wisup, San T.N., Xuan V.T., Sung Min J., Kim D.Y. (2012). Fractured Basement Reservoirs and Oil Displacement Mechanism in White Tiger Field, Offshore Vietnam. *Online Journal for E&P Geoscientists*. <http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/abstracts/html/2012/90155ice/abstracts/nguyen.pdf.html>

Koning T. (2003). Oil and gas production from basement reservoirs: examples from Indonesia, USA and Venezuela. Geological Society, London, Special Publications, 214, pp. 83-92, <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.2003.214.01.05>

Koning T. (2019). Exploring in Asia and Africa for oil & gas in naturally fractured basement Reservoirs: best practices & lessons learned. *Мат. Межд. научно-практической конф.: Углеводородный и минерально-сырьевой потенциал кристаллического фундамента*, Казань: ИХЛАС, с. 237-240.

López L., Lo Mónaco S. (2017). Vanadium, nickel and sulfur in crude oils and source rocks and their relationship with biomarkers: Implications for the origin of crude oils in Venezuelan basins. *Organic Geochem.*, 104(2), pp. 53-68.

Morariu D. (2012). Contribution to hydrocarbon occurrence in basement rocks. *Neftegasovaya geologia. Teoria i practika*, 7(3), [http://www.ngtp.ru/rub/9/51\\_2012.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/9/51_2012.pdf)

Mosca F., Dharmasamadhi W., Bird R. (2019). Lacustrine derived oil, new and unique evidences from the Nam Con Son basin Vietnam. *29-th International Meeting on Organic Geochemistry (IMOG)*, Gothenburg, Sweden, pp. 217-218.

Petroleum Geology AES/TA 3820. (2019). Delft University of Technology. [https://ocw.tudelft.nl/wp-content/uploads/PGeo\\_L6\\_Petroleum\\_Geology\\_-\\_Lecture\\_6\\_08.pdf](https://ocw.tudelft.nl/wp-content/uploads/PGeo_L6_Petroleum_Geology_-_Lecture_6_08.pdf)

Trice R. (2014). Basement exploration, West of Shetlands: progress in opening a new play on the UKCS. Geological Society, London, Special Publications, 397, pp. 81-105. <https://doi.org/10.1144/SP397.3>

## Сведения об авторах

Светлана Александровна Пунанова – доктор геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН

Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

E-mail: punanova@mail.ru

Статья поступила в редакцию 03.09.2019;

Принята к публикации 10.10.2019; Опубликована 30.10.2019

IN ENGLISH

Original research article

# Oil and gas possibility of crystalline basement taking into account development in it of non-structural traps of combined type

S.A. Punanova

Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

E-mail: punanova@mail.ru

**Abstract.** In this communication, from the perspective of modern views, the following issues are highlighted. A brief overview of the regions – large oil and gas bearing basins, in which hydrocarbon deposits are currently being developed in the deposits of the crystalline basement, is given. The problems of non-anticline-type collector traps, usually non-structural, combined, widely developed in basement deposits, are considered. The existing characteristic features of oils in deposits from a crystalline basement are voiced. As a result of the study, ever-increasing volumes of world oil production from base sediments were noted, the difficulty of identifying and classifying traps in it, and the almost lack of originality of the composition of oils in the foundation compared with oils in the overlying or adjacent parts of the sedimentary section, are shown.

**Keywords:** crystalline basement, oil fields, hydrocarbons, combined traps, oil composition, oil and gas potential

**Recommended citation:** Punanova S.A. (2019). Oil and gas possibility of crystalline basement taking into account

development in it of non-structural traps of combined type. *Georesursy = Georesources*, 21(4), pp. 19-26. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.19-26>

## References

Dmitrievskii A.N., Shuster V.L., Punanova S.A. (2012). The Pre-Jurassic complex of Western Siberia as the new stage of oil and gas content. Problems of prospecting, exploration and development of hydrocarbon deposits. Lambert Academic Publishing, Saarbruchen, Germany, 135 p. (In Russ.)

Dolson John, He Zhiyong, Horn Brian W. (2018) Advances and Perspectives on Stratigraphic Trap Exploration-Making the Subtle Trap Obvious. *Search and Discovery*. Article #60054, 67 p. [http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2018/60054dolson/ndx\\_dolson.pdf.html](http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2018/60054dolson/ndx_dolson.pdf.html)

Gutmanis J., Batchelor T., Cotton L., Doe S. (2013). Hydrocarbon production from fractured basement formations. *GeoScience Limited*, 11, 43 p.

Huy X.N., Bae Wisup, San T.N., Xuan V.T., Sung Min J., Kim D.Y. (2012). Fractured Basement Reservoirs and Oil Displacement Mechanism in White Tiger Field, Offshore Vietnam. *Online Journal for E&P Geoscientists*. <http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/abstracts/html/2012/90155ice/abstracts/nguyen.pdf.html>

Kerimov V. Yu., Leonov M.G., Osipov A.V. et al. (2019). Hydrocarbons in the Basement of the South China Sea (Vietnam) Shelf and Structural-Tectonic Model of their Formation. *Geotectonics*, 53(1), pp. 42-59. (In Russ.)

Koning T. (2016). Oil and gas production from basement reservoirs: examples from Indonesia, USA and Venezuela. Downloaded from at Pennsylvania State University: <http://sp.lyellcollection.org/>

Koning T. (2019). Exploring in Asia and Africa for oil & gas in naturally fractured basement Reservoirs: best practices & lessons learned. *Proc. Sci. and Pract. Conf.: «Hydrocarbon and Mineral Raw Potential of the Crystalline Basement»*, Kazan: Ikhlas, pp. 237-240.

Korzhev Yu.V., Isaev V.I., Kuzina M.Ya., Lobova G.A. (2013). The genesis of the Pre-Jurassic oil deposits of the Rogozhnikovskoye group of fields (based on the results of studying the vertical zoning of alkanes). *Izv. Tomskogo politekhn. Universiteta*, 323(1), pp. 51-56. (In Russ.)

Krupin A.A., Rykus M.V. (2011). Oil and gas potential of granites of the folded basement of South Mangyshlak (on the example of the Oimash field). *Neftegazovoe delo*, 9(3), pp. 13-16. (In Russ.)

López L., Lo Mónaco S. (2017). Vanadium, nickel and sulfur in crude oils and source rocks and their relationship with biomarkers: Implications for the origin of crude oils in Venezuelan basins. *Organic Geochem.*, 104(2), pp. 53-68.

Morariu D. (2012). Contribution to hydrocarbon occurrence in basement rocks. *Neftegazovaya geologia. Teoriya i praktika*, 7(3), [http://www.ngtp.ru/rub/9/51\\_2012.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/9/51_2012.pdf)

Mosca F., Dharmasamadhi W., Bird R. (2019). Lacustrine derived oil, new and unique evidences from the Nam Con Son basin Vietnam. *29-th International Meeting on Organic Geochemistry (IMOG)*, Gothenburg, Sweden, pp. 217-218.

Muslimov R.Kh., Plotnikova I.N. (2019). The crystalline basement of sedimentary basins is the key to understanding the processes of naftidogenesis. *Proc. Int. Sci. and Pract. Conf.: Hydrocarbon and mineral-raw potential of the crystalline basement*, Kazan: Ikhlas, pp. 237-240. (In Russ.)

Oknova N.S. (2012). Non-anticlinal traps and their examples in oil and gas provinces. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 7(1), (In Russ.). [http://www.ngtp.ru/rub/10/10\\_2011/pdf](http://www.ngtp.ru/rub/10/10_2011/pdf)

Petroleum Geology AES/TA 3820. (2019). Delft University of Technology. [https://ocw.tudelft.nl/wp-content/uploads/PGeo\\_L6\\_Petroleum\\_Geology\\_-\\_Lecture\\_6\\_08.pdf](https://ocw.tudelft.nl/wp-content/uploads/PGeo_L6_Petroleum_Geology_-_Lecture_6_08.pdf)

Punanova S.A. (2014). Hypergene Transformed Naphthides: Features of the Microelement Composition. *Geokhimiya*, 1, pp. 64-75. (In Russ.)

Punanova S.A., Rodkin M.V. (2019). Comparison of the contribution of differently depth geological processes in the formation of a trace elements characteristic of caustobiolites. *Georesursy = Georesources*, 21(3), pp. 14-24. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.14-24>

Punanova S.A., Shuster V.L. (2012). Geological-geochemical conditions for oil and gas content availability of Pre-Jurassic deposits located on West-Siberian platform. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii = Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 6, pp. 20-26. (In Russ.)

Punanova S.A., Shuster V.L. (2018). A new approach to the prospects of the oil and gas bearing of deep-seated Jurassic deposits in the Western Siberia. *Georesursy = Georesources*, 20(2), pp. 67-80. <https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.67-80>

Serebrennikova O.V., Vu Van Khay, Savinykh Yu.V., Krasnoyarova N.A. (2012). Oil genesis of White Tiger (Vietnam) oil field according to the composition data of saturated acyclic hydrocarbons. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo Universiteta*, 320(1), pp. 134. (In Russ.)

Shuster V.L. (2003). Problems of oil and gas content of crystalline basement rocks, Moscow: Geoinformtsentr, 48 p. (In Russ.)

Shuster V.L., Punanova S.A. (2016). Justification of Oil and Gas Potential of the Jurassic-Paleozoic Deposits and the Basement Formations of Western Siberia. *Georesursy = Georesources*, 18(4), Part 2, pp. 337-345. DOI: 10.18599/grs.18.4.13

Shuster V.L., Punanova S.A., Kuryshva N.K. (2011). A new approach to assessing the oil and gas potential of fbasement formations. *Proc. Int. Conf.: The Current State of Earth Sciences*, Moscow: Geol. faculty of Moscow State University, pp. 2116-2118.

Shuster V.L., Punanova S.A., Ngo L.T. (2018). Features of the geological structure and petroleum potential of pre-Jurassic deposits of Western Siberia and the basement of Vietnam. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, 10, pp. 16-19. (In Russ.)

Trice R. (2014). Basement exploration, West of Shetlands: progress in opening a new play on the UKCS. Geological Society, London, Special Publications, 397, pp. 81-105. <https://doi.org/10.1144/SP397.3>

#### About the Author

*Svetlana A. Punanova* – DSc (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences

3 Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

E-mail: [punanova@mail.ru](mailto:punanova@mail.ru)

*Manuscript received 03 September 2019;*

*Accepted 10 October 2019; Published 30 October 2019*



## ДИСКУССИОННАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.27-33>

УДК 553.982

## Миксгенетическая концепция формирования месторождений нефти и газа в фундаменте и осадочном чехле на шельфе Южного Вьетнама

В.К. Утопленников\*, А.Д. Драбкина  
Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Согласно геодинамической модели нефтегазообразования, наиболее благоприятные условия для формирования нефтяных и газовых месторождений складываются в подвижных зонах земной коры, особенно в зонах активных континентальных окраин, характеризующихся высокой сейсмичностью, наличием глубинных разломов, развитием субдукционных и рифтогенных процессов. Поэтому закономерно, что большинство мировых месторождений нефти и газа концентрируются в рифтах или вблизи от палео- и современных зон субдукции.

Изучение уникальной нефтяной залежи в гранитном фундаменте месторождения Белый Тигр, с привлечением данных по другим месторождениям мира, позволяет сделать вывод о том, что формирование залежей нефти в фундаменте может происходить не только за счет ресурсов прилегающих нефтегазоматеринских отложений.

С учетом современных геодинамических представлений, в разрезе внутренних геосфер Земли можно выделить, по крайней мере, три нефтегенерационные зоны: мантийно-астеносферная абиогенного синтеза; субдукционно-диссипативная биоминерального синтеза; стратиферная-биогенного синтеза.

Очевидно, что все эти три зоны, как единая открытая система генерации углеводородов, будут взаимосвязаны между собой лишь в условиях глубинных разломов, активных материковых окраин и других участков земной коры. Это дает основание предполагать наличие глубинных очагов генерации, которые и в настоящее время подпитывают разрабатываемые месторождения.

**Ключевые слова:** субдукция, рифтогенез, геодинамика, гранитоидный фундамент, земная кора, глубинные разломы

**Для цитирования:** Утопленников В.К., Драбкина А.Д. (2019). Миксгенетическая концепция формирования месторождений нефти и газа в фундаменте и осадочном чехле на шельфе Южного Вьетнама. *Георесурсы*, 21(4), с. 27-33. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.27-33>

В развиваемой за последние годы геодинамической модели нефтегазообразования выделяются три наиболее благоприятных для этого процесса геодинамических режима: рифтогенный, субдукционный и стратиформный.

Сочетание этих режимов нашло свое уникальное воплощение на континентальном шельфе Южного Вьетнама, где прослеживается тесная пространственная связь месторождений нефти и газа с рифтами и зонами субдукций (Утопленников и др., 2005; Арешев и др., 1996а, 1996б; Арешев и др., 2001).

Формирование главных особенностей геологии и истории развития юго-восточной окраины Азиатско-Тихоокеанского региона обусловлено взаимодействием трех мегалитосферных плит: Евразийской, Индо-Австралийской и Тихоокеанской.

В юго-восточной части Евразийской плиты выделяются мелководный Зондский шельф и глубоководная Филиппинская плита, оказавшиеся в зоне конвергенции этих мегаплит и являющиеся, по сути, системой палео- и современных субдукционных зон и рифтов (рис. 1).

Широкое развитие рифтов является характерной чертой континентального шельфа Вьетнама.

В пределах южной части шельфа структурным отражением этих процессов явилось формирование Южно-Коншонского, Меконгского, Малайского, Западно-Натунского и др. рифтов. Их строение осложнено внутренними поднятиями – погребенными косопадающими блоками, ограниченными разломами встречного падения в докайнозойском кристаллическом фундаменте – Белый Тигр, Дракон, Морская Черепаха, Коншон и др., являющихся коллизионными зонами палеосубдукций. В межблоковых впадинах происходило накопление терригенно-осадочных, в том числе, нефтематеринских толщ, представленных пластами темно-серых и черных аргиллитов нижнего олигоцена.

Сильная тектоническая трещиноватость и измененность вторичными процессами пород фундамента и осадочного чехла способствовали формированию в них скоплений углеводородов (УВ), мигрировавших во вмещающие осадочные породы (Арешев и др., 1996в). Особенно ярко это проявилось в Меконгской (Кылуонгской) рифтовой впадине, в которой выступы фундамента характеризуются большим объемом нефтенасыщенных гранитов (месторождения Белый Тигр, Дракон, Черный Лев) и др., с этажами нефтегазоносности до 2000 м (рис. 2).

Большие запасы нефти, выявленные в гранитоидных выступах кристаллического фундамента на южном шельфе Вьетнама, позволяют предположить, что формирование нефтяных месторождений происходило не только

\* Ответственный автор: Владимир Константинович Утопленников  
E-mail: [vutoplennikov@ipng.ru](mailto:vutoplennikov@ipng.ru)

© 2019 Коллектив авторов



Рис. 1. Положение плит в Юго-Восточной Азии и северо-западной части Тихого океана: 1 – Зондский шельф; 2 – зоны субдукции стрелками показано направление тектонофизических напряжений (Park, 1993).

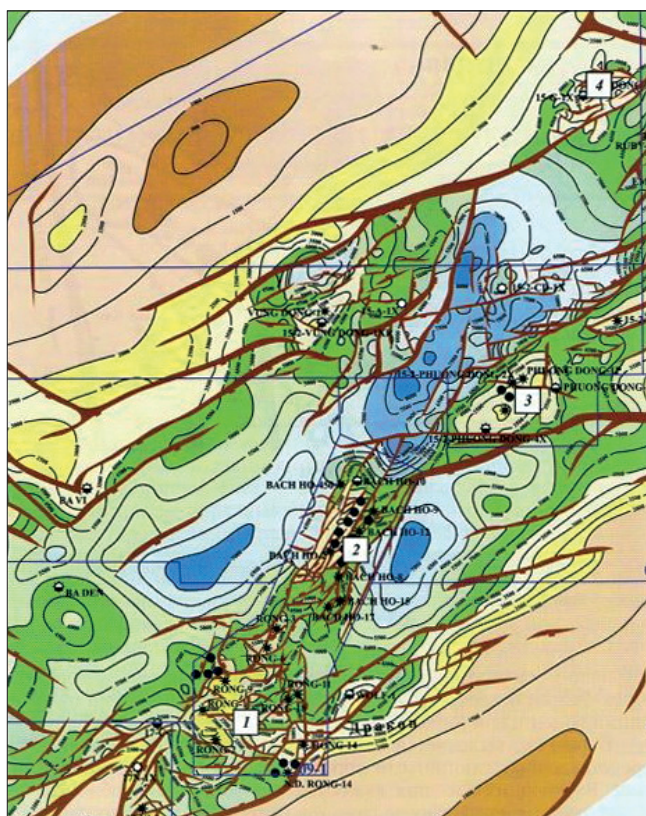


Рис. 2. Схема расположения месторождений нефти и газа в Кылулунгском бассейне: 1 – Дракон; 2 – Белый Тигр; 3 – Ранг Донг; 4 – Черный Лев.

за счет нефтяных ресурсов олигоценных отложений. Дополнительным источником УВ могло быть органическое вещество осадков океанской коры, которые затачиваются в мантию в зонах поддвига литосферных плит при субдукционных процессах.

В верхних тыловых частях заглубляющихся литосферных плит, где разогрев коры еще сравнительно невелик, создается температурный режим, благоприятный для возгонки и термолитиза органики, находящейся в осадках подвигаемой плиты. На этом этапе осадочные породы практически полностью освобождаются от биогенных веществ, происходит формирование капельножидкой нефти и термического газа. Вместе с термальными водами, в изобилии содержащимися в океанических осадках, под действием сверхгидростатических давлений углеводороды разгружались в краевых частях континентальной коры и в недрах аккреционных призм.

В зонах субдукций создаются благоприятные условия и для неорганического синтеза нефти. Компонентов, необходимых для формирования синтетической нефти, с избытком имеется в надмантийных подкорковых зонах.

Значительная часть их представлена двуокисью углерода и водой, которые извлекаются из погружающихся осадочных пород и питают верхний слой мантии. Кроме того, глубинные зоны Земли обогащены  $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{H}_2$ , на основе которых, как принято считать, возможен природный синтез нефти. Из перечисленных газов следует, прежде всего, выделить  $\text{CH}_4$  и  $\text{H}_2$ , составляющие большую часть глубинных флюидных газов и обеспечивающие их восстановительный характер.

По мнению (Голд, 1986), метан в недрах Земли при больших давлениях ведет себя как жидкость. Он является хорошим растворителем и поэтому способен переносить более тяжелые УВ, металлоорганические соединения и микроэлементы, которые затем высаживаются на относительно небольших глубинах в связи с падением давления.

По мере продвижения к земной коре восстановительные глубинные флюиды обогащаются компонентами из мантийных пород, в том числе такими металлами, как Fe, Ti, Ni, Co, Cr, способными выполнять роль катализаторов или быть их составной частью (Лурье и др., 2003).

Указанием на мантийный метаново-водородный восстановительный флюид, которым осуществлялся перенос рудных элементов к верхним горизонтам литосферы, может служить обнаружение самородной цинкистой меди (самородной латуни) в гранитах фундамента месторождения Белый Тигр (Дмитриевский и др., 1992). Там же была отмечена и серебряно-баритовая минерализация.

С потоками глубинных восстановительных флюидов метаново-водородного состава, поступающих по системе тектонических нарушений, связываются находки самородной латуни в ассоциации с губчатым золотом и самородным хромом в минерализованных зонах дробления магматических пород в Якутии. Характерно, что политипная модификация золота, обнаруженного в ассоциации с цинкистой медью в Якутии, соответствует по структуре фазе золота, полученной лабораторным путем в токе водорода при температуре около  $600^\circ\text{C}$  (Ходырев и др., 1985). Таким образом, можно предполагать, что метаново-водородный поток в фундаменте Белого Тигра существовал уже в высокотемпературную пневмолитическую стадию развития



гранитоидного массива. В дополнение к вышесказанному, отметим также, что образования самородных золота, серебра, цинкистой меди, цинка, алюминия, железа были обнаружены на Камчатке в современной рудообразующей гидротермальной системе Узон, на термальных полях которой наблюдается высачивание нефти (Карпов и др., 1985). Здесь самородные металлы поступали с потоками глубинных флюидов по системе крутопадающих тектонических нарушений, унаследовавших зону долгоживущего глубинного разлома.

Как известно, для промышленного неорганического синтеза углеводородов в качестве катализаторов используются различные металлы, прежде всего Fe, Ni, Co. В природных условиях естественными катализаторами могут быть Fe-Mn-содержащие силикаты, алюмосиликаты, рудные минералы. По мнению (Руденко, Кулакова, 1986), «практически все горные породы, имеющие силикатный и алюмосиликатный состав и содержащие оксиды тяжелых металлов даже в малых концентрациях, обладают достаточной для процессов поликонденсации каталитической активностью». На это же указывает М.И. Новгородова (Новгородова, 1986), полагая, что в среде, где присутствуют CO, CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O, при температурах 250-450°C возможен синтез углеводородов при каталитическом действии рудных минералов, главным образом магнетита и тонкодисперсных слоистых алюмогидросиликатов (слюд, хлоритов, глинистых минералов).

Среди различных путей синтеза углеводородных смесей указывается также возможность использования бифункциональных каталитических систем, включающих, помимо металлического компонента, алюмосиликатные катализаторы кислотно-основного действия – глины и цеолиты (Ионе, 2000). Показано, что в присутствии металлоокисных систем в смеси с глинами, SiO<sub>2</sub>, Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> и цеолитами при 220-450°C и давлениях от 1 до 100 атм возможен синтез УВ с широкой вариацией содержания нафтенов, изо-парафинов и ароматических соединений в их составе (Ионе, 2000).

Таким образом, вышесказанное дает основание полагать, что в природных условиях наиболее активно процесс каталитического синтеза углеводородов при повышенных давлениях и температурах может протекать в породах с высоким содержанием минералов – алюмосиликатов и кремнезема, выступающих в качестве катализаторов при реакции неорганических компонентов газа: окиси углерода, водорода и метана.

Такие породы, представленные преимущественно гранитоидами, слагают практически всю гранитную оболочку земной коры (до сейсмического раздела Конрада).

Углеводородные газы, проникая по разломам и ослабленным зонам в верхние горизонты литосферы, заполняли трещинно-поровое пространство пород земной коры. Примерно на глубинах 3-10 км, где температурный режим и геобарические условия являются наиболее

благоприятными для образования нефти, происходил её синтез.

Анализы газово-жидких включений в породах фундамента месторождения Белый Тигр показали присутствие в пузырьковых пустотах минералов, в замкнутых порах и микротрещинах как легких, так и тяжелых углеводородов вплоть до гексана, что указывает на нефтяной характер газов. В некоторых зернах кварца в гранитах отмечены включения бензиновых фракций, но преобладающими являются водород и метан (табл. 1)

Под микроскопом следы нефти наблюдаются в микротрещинах, мелких порах, каолинизированных кристаллах полевых шпатов, в трещинах спайности биотита и в скоплениях тонкокристаллического цеолита-ломонтита (рис. 3).

Очевидно, что слагающие гранитоиды алюмосиликатные минералы играли здесь роль естественных катализаторов. Вторичные изменения минералов, произошедшие под воздействием аутометасоматических процессов, способствовали более активному проявлению их каталитических свойств.

Как известно, при гетерогенном катализе активность катализатора зависит от величины и свойств его поверхности, т.е. катализатор должен обладать пористой структурой или находиться в высокодисперсном состоянии. В гранитоидах этим условиям, например, отвечает развивающийся по полевым шпатам эпимагматический каолинит Al<sub>4</sub>[Si<sub>4</sub>O<sub>10</sub>](OH)<sub>8</sub>, агрегаты которого обеспечивают высокодисперсный контакт с реагирующим веществом. Следует отметить и то, что Ti, неизменно присутствующий в небольшом количестве в изверженных породах, является хорошим активизатором для Al-Si-катализаторов. Он образует не только самостоятельные минералы (сфен, сагенит и др.), но и свободно встраивается в структурные позиции кристаллических решеток слоистых силикатов, изоморфно замещая Si в кремнекислородных тетраэдрах, что усиливает действие титана как активатора.



Рис. 3. Гранит. Темно-бурый битумоид в порах выщелачивания в плагиоклазе. Увел. × 40 Николы + Глуб 4307 м., скв. БТ 448.

H <sub>2</sub> см <sup>3</sup> /кг	CH <sub>4</sub> см <sup>3</sup> /кг	C <sub>2</sub> - C <sub>6</sub> см <sup>3</sup> /кг	Сумма всех газово-жидких включений см <sup>3</sup> /кг	CH <sub>4</sub>	i C <sub>4</sub>	i C <sub>5</sub>
				C <sub>2</sub> ÷ C <sub>6</sub>	n C <sub>4</sub>	n C <sub>5</sub>
9,8 (46)*	20,8 (46)	8,0 (46)	38,7 (46)	9,6 (46)	2,3 (21)	1,0 (44)
1,9-20,2	0,2-140,5	0,1-82,4	6,2-210,4	0,6-25,2	0,7-15,3	0,2-5,0

Табл. 1. Состав газово-жидких включений в гранитоидных породах фундамента месторождения Белый Тигр (СРВ). \* В числителе указаны средние содержания и число анализов (в скобках), в знаменателе – разброс значений.



Сравнение составов подвижной нефти из коллекторских зон нефтенасыщенных гранитоидов на месторождении Белый Тигр с углеводородными веществами из плотной слабопроницаемой матрицы показало, что их битумоиды отличаются по составу парафинов и биомаркеров, при этом битумоиды матрицы характеризуются меньшей «зрелостью». По-видимому, ограниченный объем микропустот в матрице породы не позволял реализовать полностью потенциальные возможности заключенных в них углеводородных флюидов, их ресурс был исчерпан и далее процесс изомеризации не шел.

В распределении нефтей на месторождении Белый Тигр существует вертикальная зональность: сравнительно легкие и практически идентичные нефти в фундаменте и в нижнеолигоцене терригенном комплексе и средние нефти в верхнеолигеновых и нижнемиоценовых отложениях. Этот факт, видимо, можно объяснить тем, что в отличие от геологически изолированных нефтей в осадочных породах верхнего олигоцена и нижнего миоцена нефти фундамента и нижнеолигоценых отложений связаны с глубинным источником нефтяных флюидов, характеризующихся меньшей плотностью.

Можно предположить, что такой глубинный источник представлен, по крайней мере, двумя реакционными зонами: мантийно-астеносферной и субдукционно-диссипативной.

**Мантийно-астеносферная нефтегенерационная зона** находится в термобарических условиях разогретой верхней мантии (астеносферный выступ) и надмантийных подкорковых зон. Термодинамические расчеты и экспериментальные данные показывают, что синтез нефтяных углеводородов возможен уже при температурах 700-1100°C (Ионе, 2000; Руденко, Кулакова, 1986). Показано, что соответствующее таким температурам геостатическое давление не только подавляет термическую деструкцию углеводородных систем, но и стимулирует полимеризацию и синтез углеводородов (Кропоткин, 1986).

Если при температурах свыше 1000°C присутствует в основном неустойчивая равновесная смесь радикалов  $\text{C}_2\text{H}_3$  и  $\text{H}$ , то на рубеже 700°C достигается устойчивое состояние радикалов  $\text{C}_2\text{H}_4$ , происходит образование парафинов и легких бензиновых фракций.

Таким образом, в мантийно-астеносферной зоне осуществляется начальная стадия зарождения нефтяных радикалов и abiогенный синтез преимущественно легких нефтяных систем.

Под воздействием глобальных геодинамических процессов, выражающихся в литосферной оболочке земной коры в виде глубинных разломов, трещин, субдукционных зон и др., создавались благоприятные макрокинетические условия для эманационной дегазации земных недр. При этом возникал мощный ореол вторжения астеносферных нефтяных углеводородов, которые вместе с метаново-водородным потоком под огромным давлением устремлялись в верхние горизонты литосферы.

**Субдукционно-диссипативная нефтегенерационная зона** формируется в зоне Заварицкого-Беньюфа при погружении океанической коры под континентальную. При этом за счет диссипации энергии вязкого трения субдуцирующая кора может разогреваться до 1000°C и более. Этого тепла достаточно для проявления палингенных процессов, т.е. частичного переплавления твердого

вещества коры или перевода его в вязко-пластичное состояние. Однако на начальном этапе заглупления до 10-12 км разогрев коры еще относительно невелик и здесь находятся участки с температурным режимом в 150-450°C, благоприятным для термолитиза и возгонки биогенных веществ, затаянутых вместе с океаническими осадками в зону поддвига.

В этих же участках в условиях высокой прогретости и давления протекают не только процессы трансформации органического вещества в углеводороды нефтяного ряда, но и осуществляется минеральный abiогенный синтез нефти при каталитическом участии алюмосиликатов и рудных минералов, входящих в состав пород сиалитной коры.

Через субдукционную зону нефтегенерации проходили также и устремляющиеся из астеносферных очагов верхней мантии как первичные углеводородные флюиды, так и продукты глубинного минерального синтеза нефти.

Активная геодинамическая обстановка, существовавшая на протяжении геологической истории в Юго-Азиатском регионе и, в частности, в районе современного шельфа юга Вьетнама, обусловила появление глубинных разломов и трещин в земной коре. Образовавшийся перепад давления способствовал появлению макрокинетических условий для миграции глубинной нефти в верхние горизонты литосферы. Высвобождавшиеся из разных нефтегенерационных зон нефти на пути своего следования смешивались, обогащая друг друга биогенными и abiогенными углеводородными радикалами.

Достигая поверхности Земли, газонефтяные смеси в основном рассеивались в пространстве, не образуя промышленных скоплений. Лишь с формированием в олигоцене время на континентальном шельфе Вьетнама рифтов, заполнением рифтовых впадин терригенными отложениями и перекрытием выступов фундамента мощным осадочным покровом стало возможным образование промышленных скоплений нефти.

Иными словами, погребенные рифтовые структуры явились своего рода ловушками для глубинной нефти. В свою очередь, в песчано-глинистых породах рифтовых впадин протекали собственные нефтегенерационные процессы по принципам органической осадочно-миграционной концепции. Созреванию нефти в нефтематеринских толщах способствовал подток глубинного тепла, на что указывают повышенные положительные температурные аномалии на месторождениях Белый Тигр, Дракон и других нефтеносных участках южновьетнамского шельфа. По-видимому, основным теплоносителем являлся метаново-водородный флюид, обладающий очень высокой теплоемкостью. Под его воздействием в зонах повышенной проницаемости раздробленной земной коры, каковыми являются рифтовые структуры, происходило ускоренное образование нефтяных углеводородов.

Кроме температурного фактора рифты характеризуются сейсмической активностью, подтоком сильно нагретых глубинных флюидов, состоящих из паров воды, водорода, углекислого газа, метана и других компонентов. Всё это также благоприятно сказывалось на преобразовании органического вещества (ОВ) в нефть.

Такой тип нефтегенерации, происходящей в результате катагенетических преобразований органического

вещества в геологических структурах осадочной оболочки Земли, можно было бы назвать стратиферным, а зоны, в которых осуществляются эти процессы, – **стратиферными нефтегенерационными зонами**.

В пределах стратиферы процессы нефтегазообразования протекают в различных геологических обстановках. Наиболее активно это происходит в условиях рифтов, особенно межконтинентального морского рифта. Большие запасы углеводородов известны по платформенным окраинам и в пределах передовых прогибов. Значительно слабее процессы нефтегазообразования идут в условиях синеклиз, не осложненных рифтами, а также внутривулканогенных и некоторых межгорных впадин, характеризующихся депрессионным геодинамическим режимом.

В отличие от субдукционного и рифтогенного, депрессионный режим отличается относительно меньшей прогретостью недр и, следовательно, более «вялым» течением процессов нефтегазообразования (Гаврилов, 1998). Для их активизации исходным осадкам требуется погрузиться на глубину 2-5 км, т.е. попасть в наиболее благоприятные термобарические условия (в главную фазу нефтегазообразования по Н.Б. Вассоевичу).

Таким образом, в разрезе внутренних геосфер Земли можно выделить, по крайней мере, три нефтегенерационные зоны:

- мантийно-астеносферная абиогенного синтеза;
- субдукционно-диссипативная биоминерального синтеза;
- стратиферная-биогенного синтеза.

Очевидно, что все эти три зоны, как единая открытая система генерации углеводородов, будут существовать лишь в условиях активных материковых окраин, характеризующихся высокой сейсмичностью, наличием глубоких разломов, развитием субдукционных и рифтогенных процессов. Поэтому закономерно, что большинство месторождений нефти и газа Зондского шельфа, включая и шельф Южного Вьетнама, концентрируются в рифтах или поблизости от современных или древних зон субдукций.

Предлагаемая микстгенетическая концепция нефтегазообразования не только примиряет «органиков» и «неоргаников», но и значительно расширяет потенциальные возможности нефтегазовых ресурсов регионов, характеризующихся проявлением глобальных геодинамических процессов. Особенно это касается активных окраин континентов, находящихся под влиянием конвекционных движений разогретого вещества верхней мантии и инъекций астеносферных плюмов.

С позиций микстгенетической концепции находит объяснение и такое привлекающее в последние годы внимание нефтяников явление, как современная активная генерация углеводородов и возобновляемость природных запасов нефти и газа.

Известно, что на многих месторождениях первоначально подсчитанные запасы нефти были неоднократно выработаны в процессе их многолетней эксплуатации. Тем не менее, до сих пор господствует точка зрения о невозобновляемости ресурсов углеводородного сырья, в основу, которой положена классическая «органическая» теория генезиса нефти и газа. На самом деле, многие данные свидетельствуют о том, что процессы миграции нефти происходят с гораздо большей скоростью, чем

это предполагали сторонники органогенноосадочной гипотезы, на что указывают многочисленные примеры современного пополнения запасов углеводородов в недрах (Гаврилов, Скарятин, 2004). Подтверждением этому служит и месторождение Белый Тигр, где многие скважины, разрабатывающие залежь в фундаменте, в течение 12-15 лет с начала ввода в эксплуатацию продолжают работать в фонтанирующем режиме с дебитом около и более 1000 т/с. при этом накопленная добыча давно уже превысила объем подсчитанных начальных запасов.

Очевидно, что, помимо геологического перераспределения углеводородов в процессе эксплуатации месторождений, должны существовать какие-то очаги современного образования нефти и газа и пополнения выработанных запасов. На континентальном шельфе Южного Вьетнама такими очагами являются, по-видимому, глубинные нефтегенерационные зоны, которые через разломы и трещины в литосфере, пересекающие зоны синтеза, могут и в настоящее время подпитывать залежи нефти в рифтовых и субдукционных нефтеносных структурах и блоках кристаллического фундамента.

В заключение отметим, что высказанные идеи о существовании неорганического синтеза нефти в глубинных сферах Земли авторы рассматривают не как альтернативу органическому происхождению нефти, а как мощный дополнительный источник углеводородного сырья. Микстгенетический подход к проблеме образования нефти и газа, объединяющий в единое целое две, казалось бы, непримиримые точки зрения, расширяет поисковые критерии и возможности выявления перспективных районов. Он позволяет также с большим оптимизмом оценивать запасы УВ в активных тектонических зонах и производить рентабельную разработку месторождений с учетом вероятного восполнения залежей в процессе их эксплуатации.

## Литература

- Аршев Е.Г., Гаврилов В.П., Донг Чан Ле, Киреев Ф.А., Шан Нго Тхыонг. (1996а). Модель геодинамического развития континентального шельфа юга СРВ. *Нефтяное хозяйство*, 8, с. 30-34.
- Аршев Е.Г., Гаврилов В.П., Киреев Ф.А., Донг Чан Ле, Шан Нго Тхыонг. (1996б). Нефтегазоносность континентального шельфа юга Вьетнама с позиции концепции тектоники литосферных плит. *Геология нефти и газа*, 10, с. 40-43.
- Аршев Е.Г., Гаврилов В.П., Киреев Ф.А., Донг Чан Ле (2001). Рифтовые структуры как перспективный нефтегазоносный объект континентального шельфа СРВ. *Нефтяное хозяйство*, 2, с. 22-24.
- Аршев Е.Г., Донг Чан Ле, Киреев Ф.А. (1996в). Нефтегазоносность гранитоидов фундамента на примере месторождения Белый Тигр. *Нефтяное хозяйство*, 8, с. 50-58.
- Гаврилов В.П. (1998). Геодинамическая модель нефтегазообразования в литосфере. *Геология нефти и газа*, 10, с. 1-8.
- Гаврилов В.П. (2004). Кавказско-Копетдагская сутура зона активной современной генерации углеводородов. *Тезисы II Межд. конф.: Геодинамика нефтегазоносных бассейнов*, т.1, с. 35-36.
- Гаврилов В.П., Скарятин В.Д. (2004). Геофлюидодинамика углеводородов и восполнение их запасов. *Тезисы II Межд. конф.: Геодинамика нефтегазоносных бассейнов*, т.1, с. 31-34.
- Голд Т. (1986). Происхождение природного газа и нефти. *Журнал Всесоюз. химич. общ. им. Д.И. Менделеева*, 31(5), с. 547-555.
- Дмитриевский А.Н., Киреев Ф.А., Бочко Р.А., Федорова Т.А. (1992). Влияние гидротермальной деятельности на формирование коллекторов нефти и газа в породах фундамента. *Известия АН СССР, сер. Геология*, 5, с. 119-128.
- Ионе К.Г. (2000). О возможности каталитического абиогенного синтеза углеводородных масс в слое земной коры. *Мат. IV Межд. конф.: Химия нефти и газа*, т.1, с. 19-21.

Карпов Г.А., Киреев Ф.А., Васильченко В.И., Надежная Т.Б. (1985). Самородное железо, цинк, цинкистая медь и иридомин в современной рудообразующей гидротермальной системе Узон. *Мат. Всесоюз. конф.: Самородное элементообразование в эндогенных системах*, Якутск, Ч. II.

Кропоткин П.Н. (1986). Дегазация Земли и генезис углеводородов. *Журнал Всесоюз. химич. общ. им. Д.И. Менделеева*, 31(5), с. 540-547.

Лапидус А.Л., Локтев С.М. (1986). Современные каталитические синтезы углеводородов из окиси углерода и водорода. *Журнал Всесоюз. химич. общ. им. Д.И. Менделеева*, 31(5), с. 527-532.

Лурье М.А., Курец И.З., Шмидт Ф.К. (2003). О возможности абиогенного происхождения нефти. *Мат. V Межд. конф.: Химия нефти и газа*, Томск, с. 48-51.

Новгородова М.И. (1986). Карбиды в земной коре. *Журнал Всесоюз. химич. общ. им. Д.И. Менделеева*, 31(5), с. 575-577.

Руденко А.П., Кулакова И.И. (1986). Физико-химическая модель абиогенного синтеза углеводородов в природных условиях. *Журнал Всесоюз. химич. общ. им. Д.И. Менделеева*, 31(5), с. 518-526.

Утопленников В.К., Чан Ле Донг, Чан Ван Хой, Киреев Ф.А. и др. (2005). Уточнение модели строения залежей гранитоидного фундамента – основа для повышения эффективности разработки. *Георесурсы*, 1(16), с. 11-12.

Ходырев Ю.П., Баранова Р.В., Лукьянов М.Г. (1985). Исследование взаимодействия золота и хрома с водородом и кислородом. *Мат. Всесоюз. конф.: Самородное элементообразование в эндогенных системах*, Якутск, Ч. II.

Park G. (1993). *Geological Structures and Moving Plates*. 337 p.

## Финансирование

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов», № АААА-А19-119022890063-9).

## Сведения об авторах

Владимир Константинович Утопленников – канд. геол.-мин. наук, старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН

Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

E-mail: vutoplennikov@ipng.ru

Анастасия Дмитриевна Дрabbкина – младший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН

Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Статья поступила в редакцию 02.09.2019;

Принята к публикации 07.10.2019;

Опубликована 30.10.2019

IN ENGLISH

Discussion article

# Mixgenetic concept of of oil and gas fields formation in basement and sedimentary cover on the shelf of South Vietnam

V.K. Utoplennikov\*, A.D. Drabkina

Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

Corresponding author: Vladimir K. Utoplennikov, e-mail: vutoplennikov@ipng.ru

**Abstract.** According to the geodynamic model of oil and gas formation, the most favorable conditions for the oil and gas fields are formed in the mobile zones of the earth's crust, especially in areas of active continental margins, characterized by high seismicity, the presence of deep faults, the development of subduction and riftogenic processes. Therefore, it is logical that most of the world's oil and gas deposits are concentrated in rifts or in the vicinity of paleo- and modern subduction zones.

The study of the unique oil deposits in the granite basement of the White Tiger field, using data from other fields in the world, allows concluding that the formation of oil deposits in the basement can occur not only due to the resources of adjacent oil and gas deposits.

Taking into account modern geodynamic ideas, in the context of the Earth's internal geospheres, at least three oil generation zones can be distinguished: mantle-asthenospheric abiogenic synthesis; subduction-dissipative biomineral synthesis; stratospheric-biogenic synthesis.

Obviously, all these three zones, as a single open system for the generation of hydrocarbons, will be interconnected only in conditions of deep faults, active continental margins and other parts of the Earth's crust. This suggests that there are deep generation zones, which are currently fueling the developed fields.

**Keywords:** subduction, riftogenic processes, geodynamics, granitoid basement, Earth's crust, deep faults

**Recommended citation:** Utoplennikov V.K., Drabkina A.D. (2019). Mixgenetic concept of of oil and gas fields formation in basement and sedimentary cover on the shelf of South Vietnam. *Georesursy = Georesources*, 21(4), pp. 27-33. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.27-33>

## References

Areshv E.G., Dong Ch.G., Kireev F.A. (1996c). Petroleum potential of basement granitoids on the example of the White Tiger field. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 8, pp. 50-58. (In Russ.)

Areshv E.G., Gavrillov V.P. Kireev F.A., Dong Chan Le, Shan Ngo Tkhong. (1996b). Oil and gas potential of the continental shelf of the Southern Vietnam from the standpoint of the concept of tectonics of lithospheric plates. *Geologiya nefi i gaza*, 10, pp. 40-43. (In Russ.)

Areshv E.G., Gavrillov V.P., Dong Chan Le, Kireev F.A., Shan Ngo Tkhong. (1996a). A model of the geodynamic development of the continental shelf of the south of the SRV. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 8, pp. 30-34. (In Russ.)

Areshv E.G., Gavrillov V.P., Kireev F.A., Dong Chan Le (2001). Rift structures as a promising oil and gas bearing object on the continental shelf of the SRV. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 2, pp. 22-24. (In Russ.)

Dmitrievskii A.N., Kireev F.A., Bochko R.A., Fedorova T.A. (1992). The influence of hydrothermal activity on the formation of oil and gas reservoirs in the basement rocks. *Izvestiya AN SSSR, ser. Geologiya*, 5, pp. 119-128. (In Russ.)

Gavrillov V.P. (1998). Geodynamic model of oil and gas formation in the lithosphere. *Geologiya nefi i gaza*, 10, pp. 1-8. (In Russ.)

Gavrillov V.P. (2004). Caucasian-Kopetdag suturason of active modern hydrocarbon generation. *II Int. Conf.: Geodynamics of oil and gas basins. Abstracts*. Moscow, vol. 1, pp. 35-36. (In Russ.)

Gavrillov V.P., Skaryatin V.D. (2004). Geofluidodynamics of hydrocarbons and replenishment of their reserves. *II Int. Conf.: Geodynamics of oil and gas basins. Abstracts*. Moscow, vol. 1, pp. 31-34. (In Russ.)



Gold T. (1986). The origin of natural gas and oil. *Zhurnal Vsesoyuz. khimich. obshch. im. D.I. Mendeleeva*, 31(5), pp. 547-555. (In Russ.)

Ione K.G. (2000). On the possibility of catalytic abiogenic synthesis of hydrocarbon masses in the layer of the earth's crust. *Proc. IV Int. Conf.: Chemistry of oil and gas*, Tomsk, vol. 1, pp. 19-21. (In Russ.)

Karpov G.A., Kireev F.A., Vasil'chenko V.I., Nadezhnaya T.B. (1985). Native iron, zinc, zinc cooper and iridosmin in the Uzon modern ore-forming hydrothermal system. *Proc. All-Union. Conf.: Native element formation in endogenous systems*, Yakutsk, part II. (In Russ.)

Khodyrev Yu.P., Baranova R.V., Luk'yanov M.G. (1985). Investigation of the interaction of gold and chromium with hydrogen and oxygen. *Proc. All-Union. Conf.: Native element formation in endogenous systems*, Yakutsk, part II. (In Russ.)

Kropotkin P.N. (1986). Earth degassing and the genesis of hydrocarbons. *Zhurnal Vsesoyuz. khimich. obshch. im. D.I. Mendeleeva*, 31(5), pp. 540-547. (In Russ.)

Lapidus A.L., Loktev S.M. (1986). Modern catalytic synthesis of hydrocarbons from carbon monoxide and hydrogen. *Zhurnal Vsesoyuz. khimich. obshch. im. D.I. Mendeleeva*, 31(5), pp. 527-532. (In Russ.)

Lur'e M.A., Kurets I.Z., Shmidt F.K. (2003). On the possibility of abiogenic origin of oil. *Proc. V Int. conf.: Chemistry of oil and gas*, Tomsk, pp. 48-51. (In Russ.)

Novgorodova M.I. (1986). Carbides in the Earth's crust. *Zhurnal Vsesoyuz. khimich. obshch. im. D.I. Mendeleeva*, 31(5), pp. 575-577. (In Russ.)

Park G. (1993). Geological Structures and Moving Plates. 337 p.

Rudenko A.II., Kulakova I.I. (1986). Physicochemical model of abiogenic synthesis of hydrocarbons in natural conditions. *Zhurnal Vsesoyuz. khimich. obshch. im. D.I. Mendeleeva*, 31(5), pp. 518-526. (In Russ.)

Utoplennikov V.K., Chan Le Dong, Chan Van Khoi, Kireev F.A. et al. (2005). The refinement of the structure model of the granitoid basement deposits is the basis for increasing the development efficiency. *Georesursy*, 1(16), pp. 11-12. (In Russ.)

### About the Authors

*Vladimir K. Utoplennikov* – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences  
3, Gubkina st., Moscow, 119333, Russian Federation  
E-mail: vutoplennikov@ipng.ru

*Anastasia D. Drabkina* – Junior Researcher, Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences  
3, Gubkina st., Moscow, 119333, Russian Federation

*Manuscript received 02 September 2019;*

*Accepted 07 October 2019;*

*Published 30 October 2019*

## Новые представления о происхождении нефти и газа в связи с открытием явления пополнения запасов эксплуатируемых месторождений

А.А. Баренбаум

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия  
E-mail: [azary@mail.ru](mailto:azary@mail.ru)

Новые представления о происхождении нефти и газа, вызванные открытием четверть века назад в нашей стране явления пополнения запасов нефти и газа эксплуатируемых месторождений, объясняются на основе биосферной концепции нефтегазообразования. На смену остро конкурировавшим в нефтегазовой геологии органической и минеральной гипотезам сегодня приходят новые представления, согласно которым нефть и газ являются неиссякаемыми полезными ископаемыми, а их месторождения – ловушками подвижного углерода, циркулирующего через земную поверхность в трех циклах круговорота  $\sim 10^8$ - $10^9$ ,  $\sim 10^6$ - $10^7$  и  $\approx 40$  лет. Главную роль в пополнения месторождений играет 40-летний биосферный цикл углерода, который ранее не принимали во внимание. Его учет позволяет сбалансировать круговорот углерода и воды в биосфере с учетом хозяйственной деятельности людей и современного нефтегазообразования в недрах, а также открывает возможность эксплуатировать месторождения как пополняемые источники углеводородного сырья.

**Ключевые слова:** происхождение нефти и газа, круговорот углерода через земную поверхность, пополнение запасов эксплуатируемых месторождений

**Для цитирования:** Баренбаум А.А. (2019). Новые представления о происхождении нефти и газа в связи с открытием явления пополнения запасов эксплуатируемых месторождений. *Георесурсы*, 21(3), с. 34-39. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.34-39>

### Введение

В начале 1990-х годов геологи нашей страны заметили, что ряд месторождений, где добыча нефти и газа была приостановлена вследствие распада СССР, войны в Чечне и/или передела собственности, через несколько лет снова начали давать промышленные притоки углеводородов (УВ). Эти притоки удалось заметить на месторождениях, находившихся в эксплуатации 50 и более лет (Муслимов и др., 1991; Соколов, Гусева, 1993; Дьяконов, 1998; Корнева, 1999; Смирнова, 1999; Аширов и др., 2000; Запивалов, 2000; Корчагин, 2001; Гаврилов, Скарятин, 2004; и др.). Притоки сначала пытались связать с недооценкой количества извлекаемых запасов, либо с подпиткой залежей из соседних малопродуктивных пластов. Однако к 2000-м годам стала очевидна повсеместная распространенность этого явления, что привело геологов к заключению о постоянном подтоке в залежи новых порций УВ.

Данное явление никак не предполагалось известными в то время органической и минеральной гипотезами нефтегазообразования, что, по мнению автора (Баренбаум, 2014), и стало причиной научной революции по Т. Куну (Кун, 1977), происходящей сегодня в нефтегазовой геологии. Революция началась с рождения в нашей стране четверть века назад новой нефтегазовой парадигмы. Существо ее первыми поняли и сформулировали Б.А. Соколов и А.Н. Гусева (1993), заявив: «нефть и газ являются возобновляемыми природными ископаемыми, освоение которых должно строиться, исходя из баланса

объемов генерации УВ и возможностей их отбора в процессе эксплуатации месторождений».

В начале 2000-х годов эти новые взгляды на нефть и газ получили необходимое теоретическое обоснование в биосферной концепции нефтегазообразования (Баренбаум, 2004, 2014), которая на основе более общих представлений (Баренбаум, 2010), связала образование УВ с циркуляцией углерода через земную поверхность в трех циклах круговорота. Из них самый длительный цикл  $\sim 10^8$ - $10^9$  лет вызван погружением углеродсодержащих пород при субдукции литосферных плит и в целом в результате геодинамических процессов. Второй  $\sim 10^6$ - $10^7$  лет обусловлен преобразованием органического вещества (ОВ) и карбонатов в земной коре при осадконакоплении. И третий, наиболее быстрый – 40-летний цикл связан с круговоротом углерода в биосфере, включая ее подземную часть. Этот биосферный цикл является следствием переноса  $\text{CO}_2$  из атмосферы в осадочный чехол метеогенными водами в процессе их климатического круговорота.

В настоящее время система круговорота углерода на Земле пребывает в состоянии близком к динамическому равновесию (Баренбаум, 1998, 2004, 2014). При этом благодаря участию в круговороте биосферы, все циклы тесно связаны между собой и происходят таким образом, что над земной поверхностью, играющей роль геохимического барьера, подвижный углерод в основном циркулирует в виде  $\text{CO}_2$ , а под ней восстанавливается до УВ. Пересекая поверхность, и входя в состав то живых организмов, то минеральных агрегатов, он участвует в процессах окисления-восстановления, меняя химическую форму и изотопный состав. Под земной поверхностью углерод

превращается в УВ, которые вследствие низкой растворимости в воде, формируют в благоприятных условиях собственные скопления в виде нефти и газа.

До создания биосферной концепции спор между сторонниками органической и минеральной гипотез шел по вопросу, какой из двух геологических циклов доминирует в образовании нефти и газа. Первые утверждали, что цикл  $\sim 10^6$ - $10^7$  лет, а вторые – что  $\sim 10^8$ - $10^9$  лет. Участие в нефтегазообразовании биосферного цикла никак не предполагалось. Но именно он играет главную роль в пополнении УВ разрабатываемых месторождений.

Дело в том (Баренбаум, 2012), что объемы потребления углеродных топлив сегодня в мире столь велики, что добывая нефть, газ и уголь и сжигая их на поверхности, человек нарушает тем самым равновесие между циклами, сложившееся на Земле за миллионы лет. В результате углерод из геологических циклов круговорота поступает в 40-летний биосферный цикл. Включаясь в биосферный круговорот, этот углерод пополняет освобожденные ловушки эксплуатируемых месторождений, однако главным образом отлагается на шельфе океанов и морей в виде аквамариновых метаногидратов (Баренбаум, 2007, 2017).

В настоящее время можно считать твердо установленным фактом, что основным механизмом образования нефти и газа в недрах является поликонденсационный синтез УВ из окислов углерода и водорода, происходящий в водонасыщенной минеральной матрице пород, механически активированной природными сейсмоструктурными процессами (Черский и др., 1985). Данный механохимический механизм, названный «геосинтезом» (Закиров и др., 2013), был фактически установлен отечественными учеными 40 лет назад и в СССР официально утвержден как Научное открытие №326 (Трофимук и др., 1982). При этом механизме донором водорода в УВ является вода, а углерода – органическое вещество, водорастворенный  $\text{CO}_2$  и легкорастворимые углеродсодержащие минералы.

Суть явления состоит в том, что под действием сейсмоструктурных процессов в минералах пород генерируются внутрикристаллические дефекты (Черский и др., 1985). Диффундируя к поверхности минеральных зерен, эти дефекты формируют энергонасыщенный слой, снижающий энергию Гиббса химических реакций (Семенов, 1959). В итоге, реакции, термодинамически возможные при температуре  $500^\circ\text{C}$  и более, в механически активированной минеральной матрице пород могут идти и при «стандартных» условиях ( $T = 25^\circ\text{C}$  и  $P = 1$  атм.)

К таким реакциям, как показали В.И. Молчанов (1981, 1992) и Н.В. Черский, В.П. Царев и др. (1984, 1985, 1986), относится разложение  $\text{H}_2\text{O}$  с выделением водорода, который участвует в синтезе УВ из окислов углерода ( $\text{CO}$  и  $\text{CO}_2$ ).

Следует подчеркнуть, что состав нефти в ходе эксплуатации месторождений может меняться (Баренбаум, 2017). Так, на стадии разведки и на начальной стадии освоения месторождений на поверхность поступает «старая» нефть, образовавшаяся в соответствии с представлениями сторонников органической гипотезы из захороненного ОВ в цикле круговорота  $\sim 10^6$ - $10^7$  лет. Эта нефть может включать ОВ и хемофоссилии, отложившиеся во вмещающих породах также в цикле углерода  $\sim 10^8$ - $10^9$  лет. Однако в процессе разработки месторождений, особенно на поздних

стадиях их эксплуатации, в освобождающихся ловушках в заметных количествах скапливаются УВ, образовавшиеся также при геосинтезе из  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{O}$ . В результате в продукции скважин все большую долю занимает «молодая» легкая нефть, возникшая в 40 летнем биосферном цикле углерода.

Именно на том обстоятельстве, что УВ нефти синтезированы, а не образованы из ОВ осадочных пород, настаивают сторонники минеральной гипотезы. Тем самым, сторонники органической и минеральной гипотез по-своему правы, но в разных вопросах: первые – в том, что источником углерода в «старых» нефтях является отмершее ОВ, а вторые – что УВ всех нефтей образуются в результате синтеза, хотя и не уточняют его механизм.

Этим механизмом является геосинтез. Неопровержимые доказательства его участия в образовании УВ небiodeградированных нефтей, природных газов и битумов приведены в работах (Глебов, 2002; Баренбаум, 2007а, 2019; Баренбаум, Абля, 2009).

Биосферная концепция идет дальше этого вывода. Теоретические расчеты баланса углерода и воды при круговороте через земную поверхность, основанные на результатах лабораторных экспериментов (Баренбаум, Климов, 2015), приводят к заключению (Баренбаум, 2018), что при геосинтезе разрушается большой объем содержащих  $\text{CO}_2$  подземных (метеогенных) вод, а сам процесс преимущественно происходит в верхнем  $\approx 5$  км слое земной коры. При этом если возникший из воды  $\text{H}_2$ , подавляющая часть  $\text{CH}_4$ , растворенный в воде  $\text{N}_2$  воздуха и не прореагировавший  $\text{CO}_2$  дегазируют в атмосферу, то жидкие и твердые УВ, а также часть метана остаются в недрах, создавая в геологических структурах-ловушках крупные скопления. Будет ли в них нефть или газ зависит от термобарических условий и качества ловушек. При наличии хороших покрышек в месторождениях накапливается газ, а не очень хороших – нефть.

Другой важный вывод состоит в том (Баренбаум, 2012), что объемы добываемых сегодня в мире нефти, газа и угля столь велики, что геохимическая система не успевает утилизировать  $\text{CO}_2$ , образующийся при их сжигании. В результате растет содержание  $\text{CO}_2$  в атмосфере, интенсифицируются процессы дегазации недр и отложения метаногидратов на шельфе Мирового океана, а также возрастает скорость заполнения антропогенной нефтью эксплуатируемых месторождений.

Во всех этих процессах главную роль играет 40 летний биосферный цикл. Его вклад в пополнение запасов УВ на эксплуатируемых месторождениях несоизмеримо выше, чем геологических циклов с характерными временами  $\sim 10^6$ - $10^7$  лет и  $\sim 10^8$ - $10^9$  лет, с которыми сторонники органической и минеральной гипотез, соответственно, связывают образование нефти и газа. Участие разных циклов в нефтегазообразовании обратно пропорционально их периодам. Поэтому биосферный цикл дает вклад в пополнение месторождений в  $\sim 10^4$  раз больше, чем первого геологического цикла и в  $\sim 10^7$  раз больше, чем второго.

Изложенные выше результаты отражены во многих публикациях автора. В данной статье обращено внимание на то, что предлагаемое объяснение явления пополнения фактически «передает» решение проблемы происхождения нефти и газа из исключительного ведения нефтегазовой



геологии в ведение и других наук. Этот факт автором квалифицирован, как научная революция в нефтегазообразовании. Ее существо обсуждается ниже с привлечением общей теории научных революций Т. Куна (1977).

### Теория научных революций Т. Куна

В своем фундаментальном труде Т. Кун показал, что научные революции – это закономерный этап развития зрелых естественных наук, в которых революции происходят по единой для всех наук схеме. Основные положения этой теории сводятся к следующему:

1. В основе каждой зрелой науки лежит парадигма – некая совокупность знаний, которая в течение достаточно длительного времени признается определенным научным сообществом как основа его практической деятельности.

2. В своем развитии все науки переживают кризисные состояния. Симптом кризиса является наличие аномалии, т.е. некоего явления природы, существование которого не предполагается парадигмой или даже противоречит ей. Аномалии имеются практически всегда, и их преодоление в рамках существующей парадигмы – важнейшая задача любой науки. К кризису приводят только аномалии, которые, во-первых, занимают в данной науке видное место, и, во-вторых, в течение длительного времени не поддаются попыткам ученых включить их в парадигму.

3. Отсутствие общепризнанной парадигмы ставит под сомнение существование данной науки. Все члены научного сообщества как бы занимаются наукой, но совокупный результат их усилий едва ли имеет сходство с наукой вообще.

4. Кризисы заканчиваются одним из трех возможных исходов: 1) нормальная наука, в конце концов, оказывается способной разрешить проблему, порождающую кризис; 2) проблема, несмотря на все усилия, не поддается решению и оставляется в наследство будущим поколениям. И 3) кризис разрешается в результате научной революции, которая приводит к возникновению нового претендента на место старой парадигмы.

5. Последний случай является основным путем развития науки. К новой парадигме предъявляются два требования. Первое – она должна решать какую-то спорную и в целом осознанную проблему, которая не может быть разрешена никаким другим способом, и второе – обещать сохранение способности решения всех других проблем, накопившихся в науке благодаря предшествующим парадигмам.

6. При смене парадигмы обычно происходят значительные изменения в критериях, определяющих правильность выбора проблем и их решений. Некоторые старые проблемы могут быть переданы в ведение другой науки или объявлены совершенно «ненаучными». Другие проблемы, которые были прежде не существенными, в новой парадигме могут сами стать прототипами значительных научных достижений.

7. Такая перестройка весьма болезненна для научного сообщества. Всякая зрелая наука направлена на разработку тех явлений и теорий, существование которых парадигма заведомо предполагает. Новые явления часто вообще упускаются из виду. Ученые в русле нормальной науки не ставят себе цели создания новых теорий, обычно к тому же они нетерпимы и к созданию таких теорий другими.

### Специфика научной революции в нефтегазовой геологии

Переход к новой нефтегазовой парадигме Б.А. Соколова и А.Н. Гусевой (1993) в нефтегазовой геологии вполне отвечает теории Т. Куна. Здесь есть все, что нужно: и открытие аномального явления – пополнение нефти и газа на эксплуатируемых месторождениях, и тщетные попытки геологов на протяжении последних 25 лет решить эту проблему, и, наконец, возникновение нового претендента на место старой парадигмы – биосферной концепции нефтегазообразования.

Все так. Но для понимания существа этой революции важно подчеркнуть, что, следуя Т. Куну, газонефтяная геология в современном ее состоянии не способна решить проблему нефтегазообразования. Такой наукой впервые стала биосферная концепция (Баренбаум, 2013, 2015). Но что же тогда было до биосферной концепции? И какие задачи решала нефтегазовая геология на протяжении, по крайней мере, последних 100 лет?

Ситуация здесь такова. Все это время были две гипотезы «органическая» и «минеральная», игравшие в нефтегазовой геологии роль самостоятельных научных парадигм. Сторонники первой утверждали, что нефть и газ возникают в самих месторождениях из органического вещества, поступающего «сверху» – с земной поверхности. Тогда как вторые настаивали, что газонефтяные УВ поступают в месторождения «снизу» – из глубоких земных недр, где они и образуются.

Каждая из парадигм поддерживалась большим числом сторонников и опиралась на результаты многочисленных экспериментов и теоретических исследований. Тем не менее, это не устраняло известных трудностей, присущих самим парадигмам, что не позволяло научному сообществу сделать окончательный выбор в пользу одной из них. Приверженцы разных парадигм эти трудности ставили друг другу в вину, но не принимали на свой счет.

Отсутствие общепризнанной парадигмы происхождения нефти и газа – а это ключевой вопрос в нефтегазовой геологии, согласно п. 3 теории Т. Куна, ставит под сомнение принципиальную способность нефтегазовой геологии решить эту проблему. Вердикт Куна, что в такой ситуации «Все члены научного сообщества как бы занимаются наукой, но совокупный результат их усилий едва ли имеет сходство с наукой вообще», убедительно подтверждается многолетней непримиримой борьбой сторонников органической и минеральной гипотез в вопросах нефтегазообразования.

Эта борьба происходит и сегодня. Однако ее цель не установление истины, а в том, чтобы размежеваться со сторонниками противной стороны и выявить слабые места в их позиции. Ключевые понятия, которыми оперируют обе стороны в своем противостоянии, вполне отражают перипетии этой борьбы. Приведем некоторые из них: «органический и неорганический углерод», «нефтегазовый потенциал недр», «биогенный и абиогенный генезис УВ», «осадочный чехол», «кристаллический фундамент», «глубинная дегазация», «нефтематеринские свиты», и т.п.

В биосферной концепции эти понятия либо лишены физического смысла, либо не важны. Так, очевидно, что в природе нет «органического» и «неорганического»

углеродов, а есть просто углерод, который при химических реакциях меняет свой изотопный состав.

Теряет смысл и словосочетание «нефтегазовый потенциал недр». О каком «потенциале» может идти речь, если УВ непрерывно пополняются в залежах, а скорость этого пополнения зависит от технологий освоения месторождений, а также от того (Баренбаум, 2015), потребляются ли УВ в том регионе, где добываются, или переправляются от мест добычи за тысячи километров? К тому же, в связи с пересмотром взглядов на происхождение нефти и газа, перед промышленниками ставится задача превратить разрабатываемые месторождения в «неиссякаемые» источники УВ (Баренбаум, 2015).

Лишены оснований понятия «нафтидогенез» и «полигенез», а также «миксгенетический» генезис УВ нефти. По законам химии нет ни «биогенного», ни «абиогенного» образования УВ. А есть один механизм – механохимический геосинтез, основанный на открытии российских ученых (Трофимук и др., 1982). Этот механизм относится к реакциям поликонденсационного синтеза УВ из окислов углерода ( $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$ ) и водорода ( $\text{H}$ ,  $\text{H}_2\text{O}$ ), широко распространенных в природе (Руденко, 1969). Донором водорода в УВ при геосинтезе служит вода, а донорами углерода могут быть органическое вещество, водорастворенный  $\text{CO}_2$  и углеродсодержащие минералы.

Геосинтез происходит в водонасыщенной минеральной матрице пород, механически активированной сейсмоструктурными процессами, и сопровождается разложением на кислород и водород большой массы подземных вод. Именно этот процесс создает дегазацию, а не поступление  $\text{CH}_4$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$  и др. газов по «каналам дегазации» из «глубоких недр» Земли.

### Следствия научной революции

Выше изложены представления об образовании на нашей планете нефти и газа, инициированные открытием явления пополнения запасов месторождений и его объяснением на основе парадигмы Б.А. Соколова и А.Н. Гусевой. Эти представления, оставляя в силе выводы и рекомендации органической и минеральной гипотез по поиску новых месторождений нефти и газа, позволяют обосновать ранее неизвестные возможности эксплуатации уже открытых месторождений как «неиссякаемых» источников УВ сырья.

В целом же новые взгляды на происхождение нефти и газа весьма сильно контрастируют с представлениями органической и минеральной гипотез, так что переход к ним иначе как научной революцией в проблеме нефтегазообразования назвать трудно.

Поэтому акцентируем внимание на ряде положений новых представлений, которые автор рассматривает как результат научной революции в нефтегазовой геологии.

- Нефть и газ являются неиссякаемыми полезными ископаемыми нашей планеты, образующимися в процессе геохимического круговорота углерода биосферы и воды через земную поверхность. В настоящее время эта система круговорота находится в состоянии близком к динамическому равновесию, при котором обеспечивается баланс между нисходящим и восходящим потоками углерода при его циркуляции через поверхность.

- В системе круговорота углерода следует выделить

три взаимодействующих цикла: два геологических с характерными временами  $\sim 10^8$ - $10^9$  и  $\sim 10^6$ - $10^7$  лет и климатический  $\approx 40$  лет. Первый цикл (геодинамический) связан отчасти с субдукцией литосферных плит. Второй цикл (осадочный) обусловлен захоронением ОВ в процессах осадконакопления. И третий (биосферный) цикл вызван переносом водорастворенного  $\text{CO}_2$  из атмосферы в осадочный чехол метеогенными водами в процессе их климатического круговорота.

- Все три цикла участвуют в нефтегазообразовании, но по-разному. Процессы первого цикла на временах  $\sim 10^8$ - $10^9$  лет формируют крупные геологические структуры, которые служат ловушками УВ и сегодня выступают месторождениями нефти и газа. Процессы второго цикла принимают участие в заполнении этих ловушек углеводородами, образовавшимися из ОВ осадочных пород за время  $\sim 10^6$  лет. И третий цикл – современный процесс нефтегазообразования вследствие климатического круговорота воды.

- Механизм образования УВ из ОВ (второй цикл) и из  $\text{CO}_2$  подземных вод (третий цикл) один и тот же. Это механохимический геосинтез УВ в водонасыщенной минеральной матрице пород, активированной сейсмоструктурными процессами, приводящий к образованию газонефтяных УВ и свободного водорода  $\text{H}_2$ .

- Пополнение эксплуатируемых месторождений УВ является следствием современной хозяйственной деятельности людей. Извлекая из недр нефть, газ и уголь, человек нарушает систему круговорота углерода, сложившуюся на Земле за миллионы лет. В результате углерод, ранее участвовавший в длительных геологических циклах, поступает в 40-летний биосферный цикл, где перераспределяется по всем резервуарам биосферы.

- Поддерживая состояние динамического равновесия, система биосферы удаляет избыток углерода из биосферного цикла посредством тех или иных процессов. В одном из них избыточный углерод, поступая под земную поверхность, превращается в УВ, которые заполняют освободившиеся ловушки разрабатываемых месторождений. Именно этот процесс, а никакой другой, пополняет истощенные месторождения легкими УВ.

- Еще более эффективен процесс образования аквамариновых метаногазатов, которые сегодня отлагаются на шельфе Мирового океана в местах подземного стока вод континентов (Баренбаум, 2007). Метаногазаты выступают «химическими» ловушками углерода в форме метана. По некоторым оценкам (Соловьев, 2003) в метаногазатах содержится более половины всех известных запасов УВ нашей планеты. При этом, как показывают расчеты (Баренбаум, 2017а), количество самих метаногазатов растет примерно на 0,5 % в год. Помимо метаногазатов на шельфе Мирового океана сегодня активно формируются и традиционные скопления УВ (Баренбаум, 2015).

### Заключение

Подводя итоги, автор статьи убежден, что эти новые представления в будущем непременно получат признание специалистов, которые сегодня придерживаются позиций органической или минеральной гипотез. Однако когда это произойдет, спрогнозировать пока трудно. Покажет время.

## Литература

- Аширов К.Б., Боргест Т.М., Карев А.Л. (2000). Обоснование причин многократной восполнимости запасов нефти и газа на разрабатываемых месторождениях Самарской области. *Известия Самарского НЦ РАН*, 2(1), с. 166-173.
- Баренбаум А.А. (1998). О поступлении космического углерода и его круговороте на Земле. *Экосистемные перестройки и эволюция биосферы*. М.: ПИН РАН, вып. 3, с. 15-29.
- Баренбаум А.А. (2004). Механизм формирования месторождений нефти и газа. *Доклады АН*, 399(6), с. 802-805.
- Баренбаум А.А. (2007). О возможной связи газогидратов с субмаринными подземными водами. *Водные ресурсы*, 34(5), с. 620-625.
- Баренбаум А.А. (2007а). Изучение условий образования нефти с использованием теоретической модели Андерсона-Шульца-Флори. *Вестник ОНЗ РАН*, 1(25).
- Баренбаум А.А. (2010). Галактоцентрическая парадигма в геологии и астрономии. М.: Книжный дом «ЛИБРОКОМ», 544 с.
- Баренбаум А.А. (2012). Об исчерпании углеводородного потенциала недр. *Энергетика Татарстана*, 6, с. 9-12.
- Баренбаум А.А. (2014). Научная революция в проблеме происхождения нефти и газа. Новая нефтегазовая парадигма. *Георесурсы*, 4(59), с. 9-15.
- Баренбаум А.А. (2015). Современное нефтегазообразование как следствие круговорота углерода в биосфере. *Георесурсы*, 1(60), с. 46-53.
- Баренбаум А.А. (2015а). К вопросу нисходящей фильтрации воды в нефтегазоносных осадочных бассейнах. *Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика*, 12(2).
- Баренбаум А.А. (2017). О возрасте нефти в залежах. *Георесурсы*, 19(1), с. 30-37.
- Баренбаум А.А. (2017а). Балансовая оценка скорости образования акваториальных метаногидратов. *Мат. XXII Межд. школы по морской геологии: Геология морей и океанов*. Т. II. М.: ИО РАН, с. 135-139.
- Баренбаум А.А. (2018). О связи процессов нефтегазообразования и дегазации с разложением подземных вод. *Георесурсы*, 20(4), ч.1, с. 288-298.
- Баренбаум А.А. (2019). Геосинтез углеводородов как планетарное геохимическое явление. *Сб. научных трудов Межд. научно-практической конференции: Новые идеи в геологии нефти и газа*. Отв. ред. А.В. Ступакова. М.: Изд-во «Перо», с. 37-42.
- Баренбаум А.А., Абля Э.А. (2009). Молекулярно-массовое распределение нормальных алканов нефти как свидетельство их поликонденсационного синтеза. *Матер. III Рос. совещания: Органическая минералогия*, Сыктывкар: Геопринт, с. 74-77.
- Баренбаум А.А., Климов Д.С. (2015). Экспериментальное измерение скорости разрушения карбонизированной воды при геосинтезе. *Тр. Всерос. семинара по экспериментальной минералогии, петрологии и геохимии*, М.: ГЕОХИ РАН, с. 347-351.
- Гаврилов В.П., Скарятин В.Д. (2004). Геофлюидодинамика углеводородов и восполнение их запасов. *Тез. II Межд. конф.: Геодинамика нефтегазоносных бассейнов*, М.: РГУНГ, с. 31-34.
- Глебов Л.С. (2002). Молекулярно-массовое распределение н-парафинов тенгизской нефти. *Нефтехимия*, 42(2), с. 92-94.
- Дьяконов А.И. (1998). О новой концепции образования залежей углеводородов и ведущей роли динамотектонических процессов в продолжительности формирования древних и молодых платформ (на примере Тимано-Печорского и Азово-Кубанского НГБ). *II Межд. конф.: Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа*, М.: МГУ, с. 67-68.
- Закиров С.Н., Закиров Э.С., Баренбаум А.А., Климов Д.С., Лысенко А.Д., Серебряков В.А. (2013). Геосинтез в проблеме происхождения нефти и газа. *VIII Межд. Технологический симпозиум: Передовые технологии разработки, повышения нефтеотдачи месторождений и исследования скважин (отечественный и мировой опыт)*, М.: Институт нефтегазового бизнеса, с. 43-46.
- Запивалов Н.П. (2000). Флюидодинамические основы реабилитации нефтегазовых месторождений, оценка и возможность увеличения активных остаточных запасов. *Георесурсы*, 3, с. 11-13.
- Корнева И.В. (1999). Миграционные процессы в углеводородной системе молодых месторождений. *III Межд. конф.: Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазоносные бассейны как саморазвивающиеся нелинейные системы*, М.: МГУ, с. 130-132.
- Корчагин В.И. (2001). Нефтеносность фундамента. *Тез. Межд. конф.: Прогноз нефтегазоносности фундамента молодых и древних платформ*, Казань: КГУ, с. 39-42.
- Кун Т. (1977). Структура научных революций. М.: Прогресс, 300 с.
- Молчанов В.И. (1981). *Генерация водорода в литогенезе*. Новосибирск: Наука, 142 с.
- Молчанов В.И., Гонцов А.А. (1992). Моделирование нефтегазообразования. Новосибирск: ОИГТМ, 246 с.
- Муслимов Р.Х., Изотов В.Г., Ситдикова Л.М. (1991). Роль кристаллического фундамента нефтегазоносных бассейнов в генерации и регенерации запасов углеводородного сырья. *Тез. докл. конф.: Нефтегазовая геология на рубеже веков. Прогноз, поиски, разведка и освоение месторождений. Фундаментальные основы нефтяной геологии*, СПб: ВНИГРИ, т.1, с. 268.
- Руденко А.П. (1969). Теория саморазвития открытых каталитических систем. М.: МГУ, 272 с.
- Семенов Н.Н. (1959). Основные проблемы химической кинетики. М.: Изд-во АН СССР, 26 с.
- Смирнова М.Н. (1999). Возможность современного формирования залежей нефти и газа. *Тез. IV Межд. конф.: Новые идеи в науках о Земле*, М.: МГТА, т.1, с. 272.
- Соколов Б.А., Гусева А.Н. (1993). О возможности быстрой современной генерации нефти и газа. *Вестник МГУ. Сер. геол.*, 3, с. 48-56.
- Соловьев В.А. (2003). Природные газовые гидраты как потенциально полезное ископаемое. *Российский химический журнал*, 47(3), с. 59-69.
- Трофимук А.А., Черский Н.В., Царев В.П., Сороко Т.И. (1982). Научное открытие №326 (от 21.04.1982): Явление преобразования органического вещества осадочных пород под действием тектонических и сейсмических процессов земной коры.
- Черский Н.В., Царев В.П. (1984). Механизмы синтеза углеводородов из неорганических соединений в верхних горизонтах земной коры. *Доклады АН*, 279(3), с. 730-735.
- Черский Н.В., Царев В.П., Сороко Т.И., Кузнецов О.Л. (1985). Влияние тектоно-сейсмических процессов на образование и накопление углеводородов. Новосибирск: Наука, 224 с.
- Черский Н.В., Мельников В.П., Царев В.П. (1986). Явление генерации углеводородов из предельно окисленных соединений углерода и воды. *Доклады АН*, 288(1), с. 201-204.

## Сведения об авторе

Азарий Александрович Баренбаум – канд. физ.-мат. наук, ведущий научный сотрудник  
Институт проблем нефти и газа РАН  
Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Статья поступила в редакцию 03.09.2019;

Принята к публикации 29.09.2019;

Опубликована 30.10.2019

IN ENGLISH

Discussion article

## New representations on oil and gas origin in connection with the opening of the phenomenon of reserves replenishment in exploited oil fields

A.A. Barenbaum

Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

E-mail: azary@mail.ru

**Abstract.** New ideas about the origin of oil and gas are discussed. They are caused by the discovery of the

phenomenon of replenishment of oil and gas reserves in exploited fields. This phenomenon was discovered by the



Russian geologists a quarter of a century ago, and a little later it was theoretically justified on the basis of the biosphere concept of oil and gas formation. As a result, the well-known «organic hypothesis» and «mineral hypothesis», which have long time competed in oil and gas geology are being replaced by new representations today, according to which oil and gas are the inexhaustible useful fossils of our planet. And their deposits are traps of movable carbon that circulates via the Earth's surface in three main cycles with periods of  $\sim 10^8$ - $10^9$ ,  $\sim 10^6$ - $10^7$  and  $\approx 40$  years. The 40-year carbon biosphere cycle, which was not previously taken into account at all, plays a main role in replenishment of deposits. Its accounting makes it possible to balance the carbon and water cycles in the biosphere, taking into account the economic activities of people and modern formation of oil and gas in the bowels, and also open up the possibility of exploiting deposits as constantly replenished sources of hydrocarbons.

**Keywords:** oil and gas origin, carbon circulation via Earth's surface, replenishment of reserves exploited deposits

**Recommended citation:** Barenbaum A.A. (2019). New representations on oil and gas origin in connection with the opening of the phenomenon of replenishment reserves in exploited oil fields. *Georesursy = Georesources*, 21(4), pp. 34-39. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.34-39>

## References

- Ashirov K.B., Borgest T.M., Karev A.L. (2000). The reasons of repeated many times gas and oil restocking at the fields being exploited in the Samara region. *Izvestiya Samarskogo nauchnogo tsentra RAN*, 2(1), pp. 166-173. (In Russ.)
- Barenbaum A.A. (1998). On the income of cosmic carbon and its circulation on Earth. *Ekosistemnye perestroiki i evolyutsiya biosfery*, 3, pp. 15-29. (In Russ.)
- Barenbaum A.A. (2004). The Mechanism of Oil-Gas Traps Formation. *Doklady AN*, 399(6), pp. 802-805. (In Russ.)
- Barenbaum A.A. (2007). On possible relationship between gas-hydrates and submarine groundwater. *Vodnye resursy*, 34(5), pp. 620-625. (In Russ.)
- Barenbaum A.A. (2007a). Study of oil formation conditions using the theoretical model of Anderson-Schulz-Flory. *Vestnik Otdeleniya nauk o Zemle RAN*, 1(25). (In Russ.)
- Barenbaum A.A. (2010). Galactocentric paradigm in geology and astronomy. Moscow: LIBROKOM Publ., 544 p. (In Russ.)
- Barenbaum A.A. (2012). On the exhaustion of hydrocarbon potential. *Energetika Tatarstana*, 6, pp. 9-12. (In Russ.)
- Barenbaum A.A. (2014). The Scientific Revolution in the Oil and Gas Origin Issue. New Oil and Gas Paradigm. *Georesursy = Georesources*, 4(59), pp. 9-16. (In Russ.)
- Barenbaum A.A. (2015). Modern oil and gas generation as a result of carbon cycle in the biosphere. *Georesursy = Georesources*, 1(60), pp. 46-53. (In Russ.)
- Barenbaum A.A. (2015a). On the Problem of the Water Downward Filtration in the Oil-and Gas Bearing Sedimentary Basins. *Georesursy. Geoenergetika. Geopolitika*, 2(12). (In Russ.)
- Barenbaum A.A. (2017). Oil Origin and Age. *Georesursy = Georesources*, 19(1), pp. 30-37. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.1.6>
- Barenbaum A.A. (2017a). Balance assessment of the rate of formation of aquamarine methane hydrates. Proc. XXII Int. School of Marine Geology: Geology of the seas and oceans, vol. II, Moscow: IO RAS, pp. 135-139. (In Russ.)
- Barenbaum A.A. (2018). On the relationship of oil and gas formation and degassing processes with groundwater decomposition. *Georesursy = Georesources*, 20(4), part 1, pp. 290-300. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.4.290-300>
- Barenbaum A.A. (2019). Geosynthesis of hydrocarbons as a planetary geochemical phenomenon. *Collected papers: New ideas in the geology of oil and gas*, pp. 37-42. (In Russ.)
- Barenbaum A.A., Ablya E.A. (2009). The molecular mass distribution of normal alkanes of oil as evidence of their polycondensation synthesis. *Proc. III All Rus. Meet.: Organic Mineralogy*, Syktyvkar, pp. 74-77. (In Russ.)
- Barenbaum A.A., Klimov D.S. (2015). Experimental measurement of the rate of destruction of carbonized water during geosynthesis. *Proc. WECEMIP-2015*, Moscow: GEOKhI RAN, pp. 347-351. (In Russ.)
- Chersky N.V., Mel'nikov V.P., Tsarev V.P. (1986). The phenomenon of hydrocarbon generation from extremely oxidized compounds of carbon and water. *Doklady AN*, 288(1), pp. 201-204. (In Russ.)
- Chersky N.V., Tsarev V.P. (1984). Mechanisms of hydrocarbon synthesis from inorganic compounds in the upper layers of the crust. *Doklady AN*, 279(3), pp. 730-735. (In Russ.)
- Chersky N.V., Tsarev V.P., Soroko T.I., Kuznetsov O.L. (1985). Influence of tectonic and seismic processes on the formation and accumulation of hydrocarbons. Novosibirsk: «Nauka» Publ., 224 p. (In Russ.)
- Dyakonov A.I. (1998). About the new concept of the formation of hydrocarbon deposits and the leading role of dynamotectonic processes in the duration of the formation of ancient and young platforms (on the example of the Timan-Pechora and Azov-Kuban GBS). *Collected papers: New ideas in the geology of oil and gas*, pp. 67-68. (In Russ.)
- Gavrilov V.P., Skaryatin V.D. (2004). Geofluidodynamics of hydrocarbons and replenishment of their reserves. *Proc. II Int. Conf.: Geodynamics of oil and gas basins*, Moscow, pp. 31-34. (In Russ.)
- Glebov L.S. (2002). Molecular mass distribution of n-paraffins of Tengiz oil. *Neftekhimiya = Petrochemistry*, 42(2), pp. 92-94. (In Russ.)
- Korchagin V.I. (2001). The oil content of the basement. Oil and gas forecast of the basement of young and ancient platforms. *Proc. Int. Conf.*, Kazan: KGU, pp. 39-42. (In Russ.)
- Korneva I.V. (1999). Migration processes in the hydrocarbon system of young fields. *Proc. III Int. Conf.: New ideas in the geology and geochemistry of oil and gas. Oil and gas basins as self-developing nonlinear systems*, Moscow: MSU, pp. 130-132. (In Russ.)
- Kun T. (1977). The Structure of Scientific Revolutions. Moscow: «Progress» Publ., 300 p. (In Russ.)
- Molchanov V.I. (1981). Hydrogen generation in lithogenesis. Novosibirsk: Nauka, 142 p. (In Russ.)
- Molchanov V.I., Gontsov A.A. (1992). Modeling of oil and gas formation. Novosibirsk: OIGGM Publ., 246 p. (In Russ.)
- Muslimov R.Kh., Izotov V.G., Sitdikova K.M. (1991). The role of the crystalline basement of oil and gas basins in the generation and regeneration of hydrocarbon reserves. *Proc.: Oil and gas geology at the turn of the century. Forecasting, prospecting, exploration and development of deposits. Fundamentals of Petroleum Geology*, St. Petersburg: VNIGRI, vol. 1, pp. 268. (In Russ.)
- Rudenko A.P. (1969). The theory of self-development of open catalytic systems. Moscow: MGU, 272 p. (In Russ.)
- Semenov N.N. (1959). The main problems of chemical kinetics. Moscow: Academy of Science USSR. (In Russ.)
- Smirnova M.N. (1999). Possibility of modern formation of oil and gas deposits. Proc. IV Int. conf.: New Ideas in Earth Sciences, Moscow: MGGA, vol. I, p. 272. (In Russ.)
- Sokolov B.A., Guseva A.N. (1993). On the possibility of fast modern oil and gas generation. *Moscow University Geology Bulletin*, 3, pp. 48-56. (In Russ.)
- Solov'ev V.A. (2003). Natural gas hydrates as a potential mineral. *Rossiiskii khimicheskii zhurnal*, 47(3), pp. 59-69. (In Russ.)
- Trofimuk, A.A., Chersky N.V., Carev V.P., Soroko T.I. (1982). The phenomenon of transformation of organic matter in sedimentary rocks under the influence of tectonic and seismic processes of the Earth's crust. *Invention Certificate*, No. 326. (In Russ.)
- Zakirov S.N., Zakirov E.S., Barenbaum A.A. et al. (2013). Geosynthesis and the origin of oil and gas. *Proc. VIII Int. Symp.: Advanced technologies of development, enhanced oil recovery and wells exploration*, Moscow, pp. 43-46. (In Russ.)
- Zapivalov N.P. (2000). Fluidodynamic foundations for the rehabilitation of oil and gas fields, assessment and the possibility of increasing active residual reserves. *Georesursy = Georesources*, 3, pp. 11-13. (In Russ.)

## About the Author

Azariy A. Barenbaum – PhD (Physics and Mathematics),  
Leading Researcher, Institute of Oil and Gas Problems of the  
Russian Academy of Sciences  
3, Gubkina st., Moscow, 119333, Russian Federation

Manuscript received 03 September 2019;

Accepted 29 September 2019;

Published 30 October 2019

## Восполнение нефтяных залежей в свете новой концепции нефтегазообразования

Р.Х. Муслимов<sup>1</sup>, И.Н. Плотникова<sup>2\*</sup>

Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия  
Академия наук Республики Татарстан, Казань, Россия

Статья посвящена проблеме восполнения запасов нефтяных месторождений и рассматривает ее (проблему) в аспекте глубинной дегазации Земли. На основе анализа результатов многолетнего изучения докембрийского кристаллического фундамента на территории Татарстана и прилегающих областей сформулирован ряд новых критериев, позволяющих идентифицировать процессы глубинной дегазации Земли в пределах изучаемого региона.

В статье приведен краткий обзор современных взглядов на проблему восполнения запасов нефти, рассмотрены варианты возможных источников и механизма восполнения углеводородов в разрабатываемых залежах. Рассмотрены аргументы в пользу современного процесса глубинной дегазации в пределах Южно-Татарского свода и прилегающих территорий, которые однозначно подтверждаются: динамикой геохимических показателей глубинных вод кристаллического фундамента, полученных в режиме мониторинга на пяти глубоких скважинах; неравномерностью теплового потока и его аномалиями, зафиксированными по данным многолетних исследований под руководством Н.Н. Христофоровой. Процессы дегазации также подтверждаются динамикой газонасыщенности разуплотненных зон кристаллического фундамента, зафиксированной в скважине 20009-Новоелховской, динамикой газонасыщенности нефти осадочного чехла и состава растворенного в ней газа, выявленной по данным исследований нефти в пьезометрических скважинах, расположенных на различных площадях Ромашкинского месторождения; сейсмичностью территории Татарстана, а также ее неотектонической активностью. В качестве критериев, доказывающих существование процесса восполнения запасов разрабатываемых нефтяных месторождений Южно-Татарского свода, рассмотрены особенности глубинного строения земной коры по данным сейсморазведки, а также результаты геохимических исследований нефтей.

**Ключевые слова:** восполнение запасов, глубинная дегазация Земли, критерии подтока нефти в залежи, происхождение нефти, геохимические исследования, тектоническая активизация, Ромашкинское месторождение, новая концепция нефтеобразования

**Для цитирования:** Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. (2019). Восполнение нефтяных залежей в свете новой концепции нефтегазообразования. *Георесурсы*, 21(4), с. 40-48. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.40-48>

Абсолютная зависимость существования человечества от потребления энергии и ключевая роль энергетической сферы в развитии других составляющих экономики вынуждают экспертов уже не одно десятилетие постоянно задаваться вопросом «сколько нефти и газа осталось в недрах Земли, и когда они закончатся?». Парадокс заключается в том, что, несмотря на неоднократные попытки спрогнозировать сроки падения мировой нефтедобычи и предсказания о том, что она закончится через двадцать-тридцать лет, нефть вовсе не заканчивается. И даже наоборот – объем ежегодно добываемой нефти не просто стабилен, он постепенно растет, что, согласно общераспространенному мнению, происходит благодаря доминирующему влиянию новых технологий добычи и освоению нетрадиционных ресурсов, разработка которых ранее была нерентабельной. На фоне, казалось бы, вполне ясной картины развития отрасли, по-прежнему, и все отчетливее продолжают оставаться нерешенными основополагающие базовые проблемы – генезис нефти и газа, механизм и стадийность формирования и восполнения их месторождений. Видимость того, что в решении

этих проблем давно достигнута ясность, с одной стороны отражена в классических учебниках и многочисленных научных трудах и статьях. С другой стороны, факты, полученные благодаря многолетнему опыту разведки и разработки месторождений нефти и газа и развитию фундаментальных наук о Земле, дают основание полагать, что процессы образования полей нефтегазоносности уже давно не отвечают устаревшим понятиям об осадочных бассейнах, как о закрытых системах, где формирование углеводородных скоплений растягивается на десятки и сотни миллионов лет, а запасы нефтяных и газовых месторождений традиционно относятся к невозобновляемым природным ресурсам.

Установленный в последние два десятилетия факт современного восполнения добываемых запасов углеводородов – подпитки месторождений – вносит значительные дополнения в существующие представления и предполагает рассмотрение и обсуждение тех новых концептуальных основ нафтидогенеза, с позиции которых данный процесс, зафиксированный геолого-геофизическими и геохимическими методами, может быть полностью объяснен и учтен при моделировании и разработке.

В частности, восполнение запасов нефти уже неоднократно рассматривалось на примере Ромашкинского месторождения как с позиции глубинной дегазации Земли

\* Ответственный автор: Ирина Николаевна Плотникова  
E-mail: [irena-2005@rambler.ru](mailto:irena-2005@rambler.ru)

© 2019 Коллектив авторов

(Муслимов и др., 2019), так и с позиции продолжающейся генерации легких углеводородов из высокоглиноземистых гнейсов большечеремшанской серии (содержащей до 15 % графита) под воздействием высоких температур и глубинного водорода (Гаврилов, 2008).

Практически полное восстановление пластового давления и дебитов нефти, зафиксированное на месторождениях Кинзебулатовской группы Республики Башкортостан после 20-летнего перерыва, в работах И.А. Дьячука объясняется гравитационным перераспределением нефти в залежах (Дьячук, 2015).

В работах Е.Ю. Горюнова, проводившего анализ динамики запасов залежей, свойств углеводородов и пластовых температур для Урало-Поволжского региона, предполагается стадийное поступление углеводородов в осадочный чехол и современная миграция углеводородных флюидов в залежи региона (Халиков и др., 2014, Горюнов и др., 2014).

А.В. Бочкаревым и С.Б. Остроуховым на ряде месторождений Волгоградского Поволжья и Прикаспийской впадины описаны факты поступления газоконденсата в нефтяные залежи на последних стадиях разработки и восстановление в них пластового давления (Бочкарев и др., 2010, 2011, 2012, Дорофеев и др., 2014).

Восстановление добычи безводной и мало обводненной нефти на месторождениях Терско-Сунженского района после продолжительных перерывов в разработке описано в работах В.П. Гаврилова (Гаврилов, 2008).

Н.А. Касьяновой доказано насыщение разрабатываемых залежей миграционными углеводородными флюидами в пределах участков развития современных геофлюидодинамических процессов (Касьянова, 2009, 2010).

Наиболее сложным, дискуссионным и неизученным является вопрос об источнике и механизме современного восполнения залежей, поскольку взгляды специалистов расходятся как на природу самого процесса и наличие вещества, поступающего в залежь (рис. 1), так и на источники этого вещества (рис. 2).

На наш взгляд, основополагающим фактором в процессах формирования и восполнения месторождений нефти и газа является глубинная дегазация Земли. Объяснение продолжающегося современного развития открытых гидродинамических систем, какими являются нефтегазовые залежи, месторождения или их отдельные участки, требует использования новых геологических парадигм и постулатов так называемой «нелинейной нефтегазовой

геологии» (определение, предложенное А.Е. Лукиным в 2004 г.). Создание и утверждение теоретических основ процесса возобновления запасов углеводородов в разрабатываемых пластах возможно только на базе изучения глубинной дегазации Земли (ГДЗ) – глобального процесса саморазвития планеты, определяющего формирование и развитие высокоэнтальпийных, высоконапорных флюидных систем, порождающих многообразие геологических событий (Кропоткин, 1985, 1991, Лукин и др., 2018, Шестопалов и др., 2018).

Анализ новых концепций и моделей нефтидогенеза, возникших за последние 50-60 лет и активно развивающихся сегодня, показывает, что в основе каждой из них лежат различные виды проявления ГДЗ: теория дегазации Земли П.Н. Кропоткина (Кропоткин, 1985, 1991), теория абиогенного синтеза углеводородов, разработанная В.Б. Порфирьевым, Н.А. Кудрявцевым, В.А. Краюшкиным и др. (Краюшкин, 1984, Кудрявцев, 1973, Порфирьев, 1959), «флюидодинамические» концепции А.Н. Дмитриевского, Б.М. Валяева, Б.А. Соколова, Э.А. Абли (Дмитриевский, 1991, Дмитриевский и др., 2002, Павленкова, 2002), конденсационная модель О.Ю. Баталина и Н.Г. Вафиной (Баталин и др., 2008), которая, по сути, развивает идею Б.М. Юсупова о роли глубинного метана в образовании нефтидов, модель развития восстановленных флюидных систем фундамента и осадочного чехла, созданная Р.П. Готтих и Б.И. Писоцким (Готтих и др., 2007), теория нефтидогенеза А.Е.Лукина, базирующаяся на нелинейном характере основных закономерностей нефтегазонакопления (Лукин и др., 2018).

Все эти теории, концепции и модели отводят мантийному источнику – глубинному эндогенному фактору – либо абсолютную, либо доминирующую роль в формировании месторождений углеводородов.

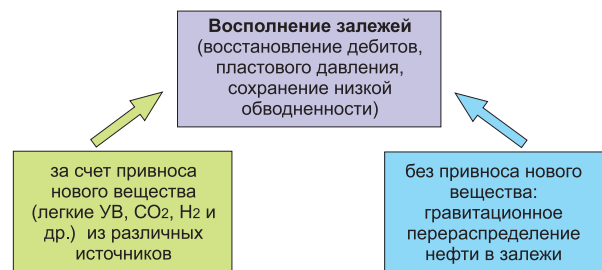


Рис. 1. Варианты возможного механизма восполнения залежей углеводородов

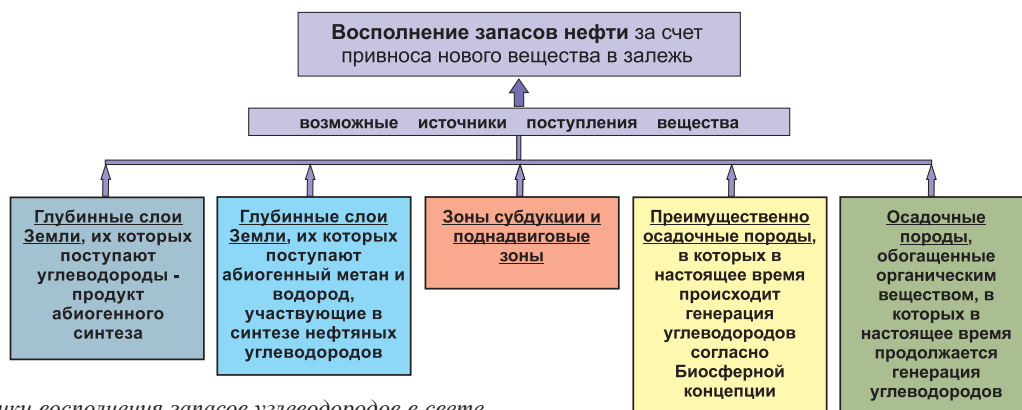


Рис. 2. Источники восполнения запасов углеводородов в свете различных взглядов на происхождение нефти и газа



Получение новых знаний и формирование новых представлений о геодинамике, тектонической расчлененности земной коры, о закономерностях формирования и развития трещиноватости в осадочном чехле и фундаменте нефтегазоносных бассейнов позволили взглянуть на макро скопления нефти и газа в аспекте флюидодинамических процессов и с позиции глубинного строения коры и мантии под нефтегазоносными регионами. Аномальное строение и энергетическая неустойчивость верхней мантии и земной коры под крупными углеводородными скоплениями выявлено различными геофизическими методами и отражено в работах Н.К. Булина, А.В. Егоркина, В.А. Трофимова, В.И. Шарова с соавторами (Булин и др., 2000, Трофимов и др., 2002).

Согласно (Касьянова, 2000; Каюкова и др., 2012; Лукин и др., 2018; Муслимов и др., 2004; Плотникова, 2004), ошибочно рассматривать осадочный чехол в основном как изолированную, самодостаточную, закрытую (кроме кондуктивного внешнего прогрева) систему, в которой преобразование органического вещества приводит к нефте- и газонакоплению. В настоящее время получен большой объем геолого-геофизической информации, указывающей на осадочную оболочку Земли как на открытую, термодинамически неравновесную, неустойчивую систему с нелинейным характером развития. Обязательным ее атрибутом является обмен веществом и энергией с окружающей средой, обеспечивающей функционирование системы в активном режиме.

Поскольку формирование и переформирование месторождений углеводородов является следствием развития сквозьформационных флюидных систем в трубах дегазации первого порядка (Лукин и др., 2018), то и концепция подпитки нефтегазовых залежей и восполнения их запасов определяется основными аспектами плюмтектоники и «холодной» дегазации в понимании П.Н. Кропоткина. Следовательно, подпитка месторождений углеводородов возможна в первую очередь на тех месторождениях, которые приурочены к активным в настоящее время трубам глубинной дегазации.

Согласно (Лукин и др., 2018) обосновано 20 критериев, указывающих на современную активизацию ГДЗ. Результаты изучения кристаллического фундамента (КФ) на территории Татарстана за последние 40-50 лет позволили сформулировать дополнительные критерии, указывающие на флюидо- и геодинамическую активность как отражение проявления современной дегазации нашей планеты.

Современные процессы дегазации в пределах Южно-Татарского свода (ЮТС) и прилегающих территорий однозначно подтверждаются следующими факторами.

**Результаты мониторинга состава вод разуплотненных зон кристаллического фундамента.** Изучение гидрохимических показателей глубинных вод кристаллического фундамента в режиме мониторинга показал, что на протяжении всего периода наблюдения общесолевой и микрокомпонентный состав вод менялся (Ибрагимов и др., 2009; Плотникова, 2004). Кислотность вод, к примеру, являясь слабокислой, в отдельные периоды изменялась до кислой и до слабощелочной. Кроме кислотности менялась минерализация вод (рис. 3): содержание в них хлора, железа, бора, меди и молибдена. В отдельных скважинах это сопровождалось понижением плотности воды, а в других плотность сохранялась за счет увеличения содержания железа. В определенные периоды во всех рассмотренных скважинах по газовым показателям отмечался всплеск содержания водорода, метана, а в отдельных случаях – гелия. Аналогичные изменения выявлены и в составе водорастворенного органического вещества, во всех скважинах отмечались всплески содержания общего азота, которые иногда сопровождалось увеличением содержания битумного углерода. Анализ результатов временных вариаций газогидрохимических компонентов подземных вод КФ показал их тесную взаимосвязь с сейсмической активностью территории. В качестве индикаторов этой взаимосвязи были выделены общий азот, водород, метан, в меньшей степени – углекислый газ и гелий.

**Неравномерный тепловой поток.** Аномалии теплового потока интенсивностью 10 мВт/м<sup>2</sup> и более по данным (Лукин и др., 2018) являются критерием современной активизации процессов ГДЗ. Территория Татарстана по данным Христофоровой Н.Н. (Христофорова и др., 2000, 2008) характеризуется неравномерным тепловым потоком, который меняется в пределах Приволжского региона от 29 до 74 мВт/м<sup>2</sup>. Ярко выраженной неоднородностью характеризуется и тепловое поле. По кровле КФ на территории Татарстана перепады температур достигают 90 °С (рис. 4), а на срезе 12 км – 60 °С. Колоссальная разница в температурах глубинного теплового поля на таком ограниченном пространстве как территория Татарстана однозначно свидетельствует в пользу активного теплопереноса на неотектоническом и современном этапах развития Южно-Татарского свода и прилегающих территорий. На активность флюидодинамических процессов ЮТС

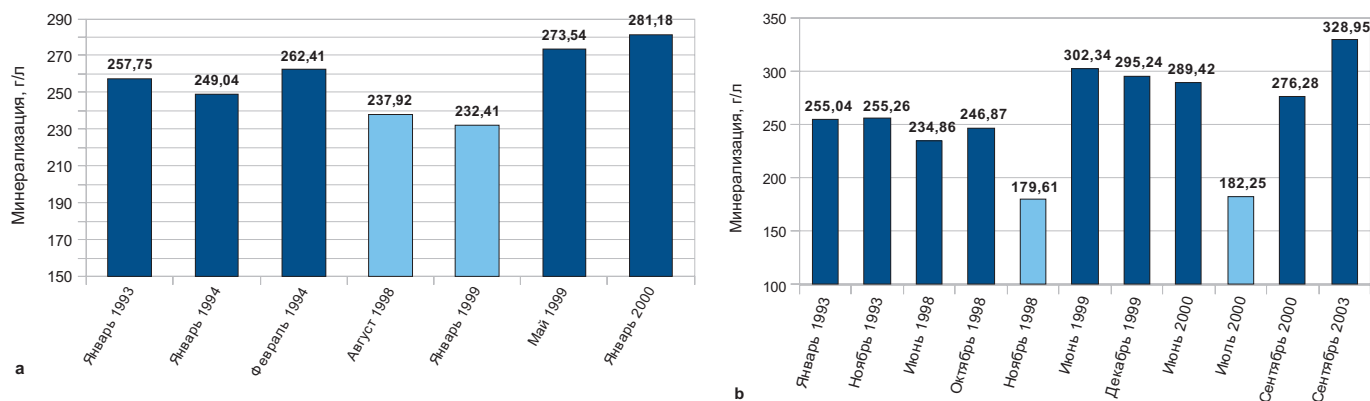


Рис. 3. Изменение во времени минерализации пластовых вод кристаллического фундамента: а – скв. 29419, б – скв. 966

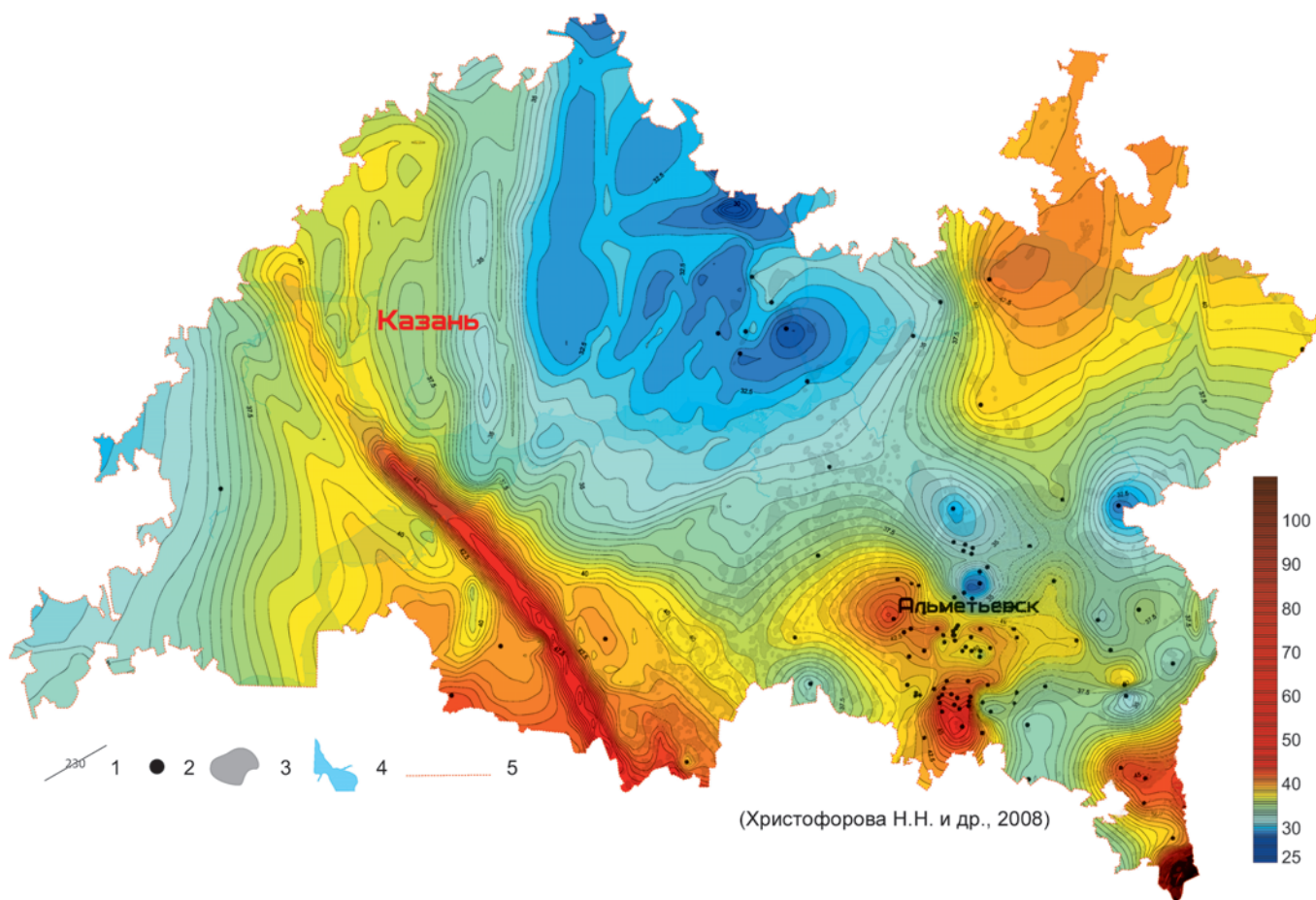


Рис. 4. Карта изотерм по кровле кристаллического фундамента (Христофорова и др., 2008). Масштаб 1:500 000. 1 – изолинии равных температур ( $^{\circ}\text{C}$ ); 2 – местоположение скважин, в которых проводились измерения температуры в глубинных горизонтах осадочного чехла и фундамента; 3 – контуры нефтяных месторождений; 4 – гидросеть; 5 – административная граница Республики Татарстан.

указывает наибольшая прогретость КФ, в сравнении с менее разогретым фундаментом Мелекесской впадины и холодным КФ Северо-Татарского свода, практически не содержащего залежи нефти.

**Современные флуктуации температурных аномалий.** Еще одним фактором, указывающим на активный современный теплоперенос, являются флуктуации и смена температурных аномалий в разрезе кристаллического фундамента (Христофорова и др., 2000, 2008), зафиксированные в скв. 20009-Новоелховской после сейсмических событий.

**Динамика общей газонасыщенности разуплотненных зон кристаллических пород и состава газов.** Мониторинг состава газов в стволе скв. 20009-Новоелховской позволил установить, что газонасыщенность разуплотненных зон КФ меняется во времени (рис. 5), в частности отмечаются периоды роста газопоказаний отдельных интервалов, несмотря на произведенные цементные заливки ствола скважины (Плотникова, 2004). Изменение газонасыщенности интервалов разреза скважины во времени, в том числе периодический рост газопоказаний уже после окончания бурения и цементной

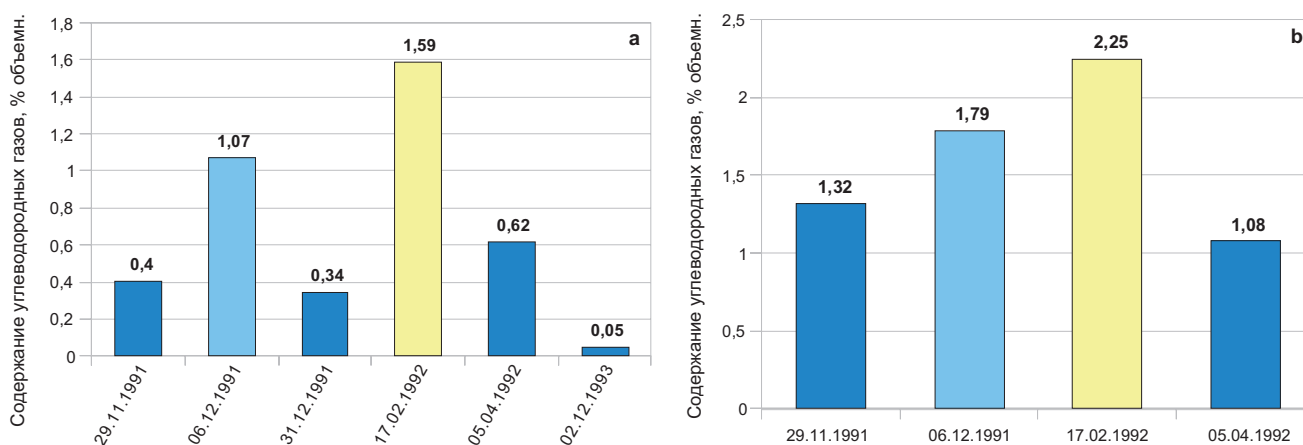


Рис. 5. Вариации содержания углеводородных газов в глубинных пробах (ОПТ) бурового раствора в скв. 20009-Новоелховской: а – на глубине 5280 м, б – на глубине 5300 м

заливки свидетельствуют о наличии в разуплотненных зонах КФ и насыщающих их пластовых водах свободно циркулирующих газов, в том числе углеводородных. Динамика газонасыщенности и газогидрохимических показателей разуплотненных зон кристаллического фундамента свидетельствуют о современной геодинамической и флюидной активности последних.

**Динамика газонасыщенности нефти осадочного чехла и состава растворенного в ней газа.** Анализ состава газа растворенного в нефти позволил проследить динамику изменения концентраций метана, азота, водорода и углекислого газа в нефтях из пьезометрических скважин (Плотникова, 2004) за временной период более 10-ти лет. Наблюдаемые при современной разработке значительные изменения, как состава газа, так и содержания его компонентов (рис. 6, 7) свидетельствует о периодичности активизации процесса поступления легких УВ и других газов (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub> и др.) в осадочную толщу и продуктивный пласт, однако это не исключает тот факт, что глубинная дегазация происходит на протяжении всего периода, но менее активно. Не исключено, что внедрение газов носит локальный характер и определяется временными периодами раскрытия трещин и формирования открытых транзитных зон в толще кристаллического фундамента и осадочного чехла.

**Сейсмичность территории Татарстана.** Еще одним фактором, свидетельствующим в пользу активности современных процессов ГДЗ, является сейсмичность территории Татарстана, а также установление устойчивой корреляцией между датами сейсмических событий

и периодами уменьшения плотности нефтей пьезометрических скважин и минерализации пластовых вод КФ (Мирзоев и др., 2004).

**Неотектоническая активность земной коры.** Еще одним критерием, указывающим на современную активность процессов ГДЗ (Лукин и др., 2008) является поднятие поверхности Земли на 25 и более метров за последние 3 млн лет. Согласно (Мингазов и др., 2012, 2014) неотектоническая активизация земной коры территории Республики Татарстан за последние 1,5-2,0 млн лет привела к гораздо более амплитудным поднятиям (рис. 8). Скорость воздымания Южно-Татарского свода в течение неотектонического этапа согласно (Мингазов и др., 2014) достигала 1-10 мм/год. О неотектонической активности Южно-Татарского свода свидетельствует резкая дифференцированность рельефа, где отдельные вершины достигают отметок 360-370 м, а речные долины, врезаюсь в толщу массива, опускаются до отметок 150-160 м.

Кроме этого установлена прямая зависимость между активностью неотектогенеза и нефтеносностью Южно-Татарского свода (Мингазов и др., 2014).

**Геохимические особенности нефтей и битумов.** Представление о Ромашкинском и о ряде других нефтяных месторождений, как об открытой гидродинамической системе, характеризующейся многоэтапностью поступления в его пласты-коллекторы нефтегазовых флюидов, подтверждается и результатами геохимических исследований нефтей (Остроухов и др., 2014, 2015, Плотникова и др., 2013, 2014, 2017).

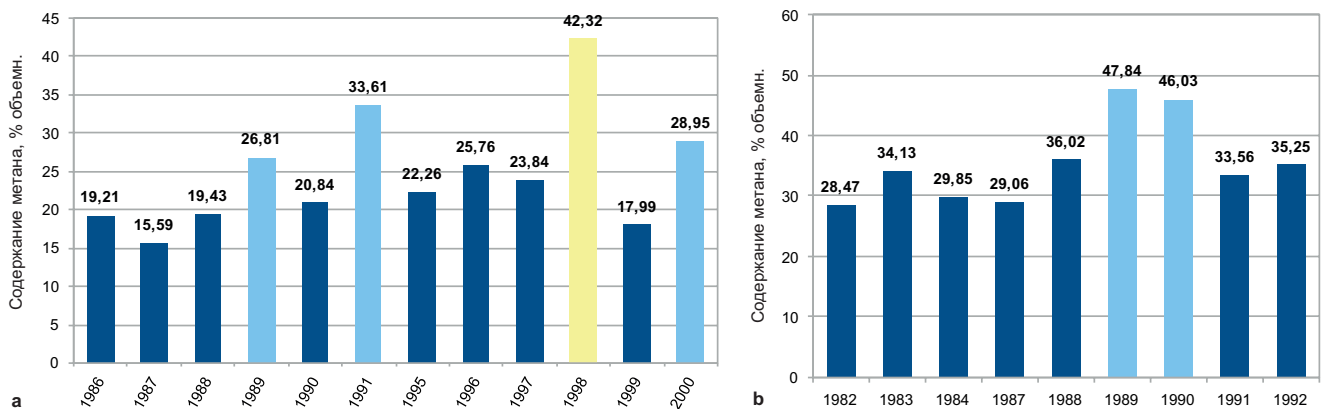


Рис. 6. Пример вариаций содержания метана в растворенном газе нефти Ромашкинского месторождения: а – бобриковский горизонт, б – наишский горизонт

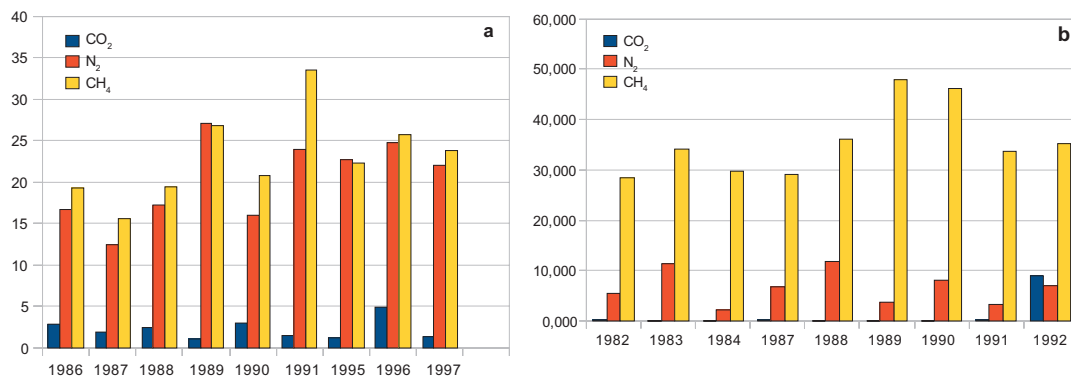


Рис. 7. Динамика содержания в растворенном газе метана, азота и двуокиси углерода: а – газ из нефти бобриковского горизонта Зеленогорской площади Ромашкинского месторождения; б – газ из нефти наишского горизонта Холмовской площади Ромашкинского месторождения.



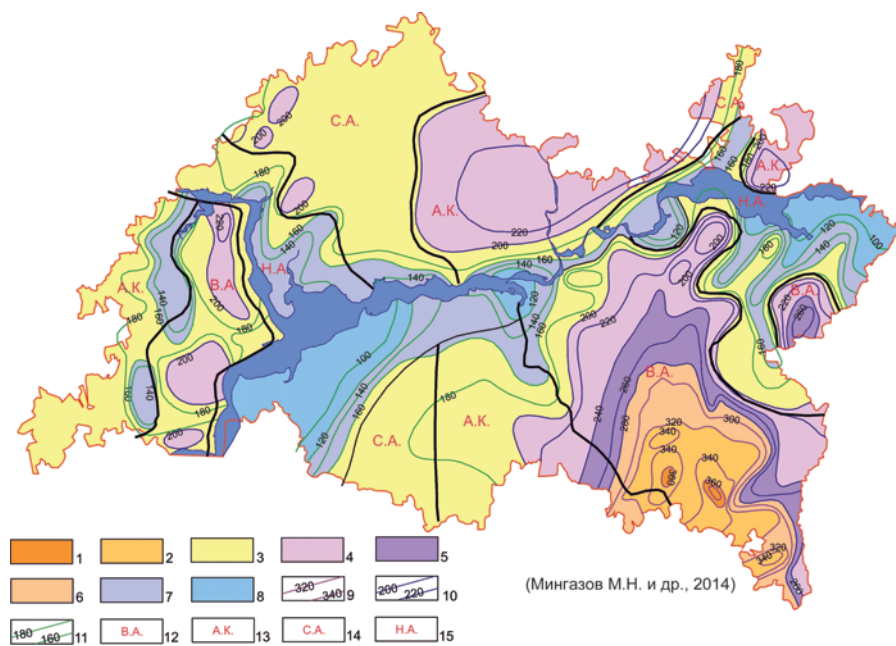


Рис. 8. Карта новейшей тектоники Республики Татарстан (Мингазов и др., 2014). Средние суммарные амплитуды новейших тектонических движений (м); 1 – 400-360; 2 – 360-320; 3 – 320-280; 4 – 280-240; 5 – 240-200; 6 – 200-160; 7 – 160-120; 8 – 120-80. Изолинии тектонических движений (м): 9 – за период  $Pg_3-Q$ ; 10 –  $N_1-Q$ ; 11 –  $N_2-Q$ . Режимы неотектонических движений: 12 – весьма активный; 13 – активный; 14 – слабоактивный; 15 – неактивный.

**Наличие подводящих каналов.** Совокупность выявленных вертикальных и наклонных структурно-тектонических образований, секущих осадочный чехол, земную кору и верхнюю мантию (Трофимов и др., 2002), отражает роль труб дегазации в развитии открытой трещиноватости и являются одним из главных критериев, указывающих на возможность активизации процессов ГДЗ и восполнения запасов УВ разрабатываемых месторождений.

Таким образом, результаты выполненных исследований позволили расширить число ранее разработанных критериев (Лукин и др., 2018), указывающих на активизацию ГДЗ. Использование данных критериев позволит дифференцировать разрабатываемые месторождения углеводородов по принципу – «восполняемое» или «невосполняемое», что позволит уже на основе новой парадигмы нефтидогенеза проводить локализацию зон подтока углеводородов, оценку интенсивности восполнения запасов и абсолютно на другом уровне оценивать длительность периода разработки данного месторождения.

Процессы дегазации, зафиксированные в разуплотненных зонах фундамента и их периодическая активизация, связь блоково-разломной структуры фундамента Южно-Татарского свода с явлением современной миграции углеводородов на Ромашкинском и других месторождениях (Муслимов и др., 2012; Плотникова, 2004), геохимические исследования нефтей и битумоидов осадочного чехла, доказавшие, что карбонатные породы семилукско-мендымских отложений не являются источником подтока УВ в залежи терригенного девона ЮТС (Остроухов и др., 2014; Плотникова и др., 2013, 2014) – все эти факты являются мощной научно-практической основой для создания иной концепции формирования нефтегазовых месторождений Волго-Уральской антеклизы, предполагающей многоэтапное импульсное поступление углеводородсодержащих флюидных систем в осадочный чехол под давлением по транзитным зонам полей трещиноватости.

Согласно этой концепции, процесс восполнения запасов нефтяных месторождений является одной из форм

проявления «холодной» дегазации и может быть выявлен и локализован как с помощью промыслово-геологических и геохимических критериев, рассмотренных в предшествующих работах (Муслимов и др. 2004, 2019, Плотникова и др., 2014, 2017), так и на основе использования критериев проявления и активизации ГДЗ.

Сегодня, когда актуальность проблемы восполнения запасов нефти и газа все активнее обсуждается на страницах научных изданий, вызывая заслуженный интерес и у специалистов нефтяных компаний, необходимы комплексные исследования в области мониторинга подтока и разработки критериев его регистрации и количественно-временной (периодичность, длительность) оценки (Муслимов и др., 2019). Критерии, разработанные ранее для месторождений Татарстана, являются базовой основой для этих исследований в других регионах.

### Заключение

Несмотря на то, что существование восполнения запасов нефти в разрабатываемых залежах обосновано и доказано на многих примерах, изучение этого процесса и его учет при планировании разработки, оценке остаточных запасов, построении моделей месторождений и оценке сроков «жизни» месторождений до сих пор не начаты, поскольку сам процесс восполнения требует комплексных детальных исследований. В первую очередь необходимы определения пространственно-временных закономерностей изменения свойств нефти и растворенного газа, флюидного режима залежи, дебитов, давлений. Необходимы локализация зон подтока, определение их размеров, режимов флюидной активности и ее связи с современными геодинамическими процессами и развитием полей трещиноватости, оценка объемов поступающих флюидов и определение их состава.

На стадии региональных работ, поиска и разведки месторождений нефти и газа комплекс геологоразведочных работ, наряду с традиционными исследованиями, должен включать изучение глубинного строения осадочного бассейна, оценку современной геодинамической активности, а также получение информации о сложной совокупности

процессов тепломассопереноса, имеющие многофазный импульсный характер и контролируемые геодинамическим режимом (Лукин и др., 2018).

Эти же работы могут проводиться и на разрабатываемых месторождениях. Кроме этого, на них необходимы специальные комплексные геолого-промысловые и геохимические исследования в режиме мониторинга в течение длительного времени для получения количественных параметров подтока УВ.

На месторождениях, которые только вступают в разработку, целесообразно с первых лет их освоения организовывать мониторинг геолого-промысловых показателей и геохимических характеристик нефти и растворенного газа, чтобы уже на ранних стадиях иметь возможность локализации зон подтока и выбора грамотной системы воздействия на пласт.

Несомненно, эти исследования являются очень сложными и выходят за рамки рутинных работ, предусмотренных лицензионными соглашениями и проектами разработки. Однако, уникальная информация, которая будет получена в ходе таких работ, позволит выявить аномальные участки залежей, где дебиты нефти и низкий уровень обводненности продукции будут стабильны в течение долгого времени, обеспечивая высокую добычу на месторождении.

Система мониторинга должна быть двухуровневой. Первый уровень – анализ геолого-промысловых данных и выявление потенциальных участков поступления миграционных углеводородов в залежи на основе использования геолого-промысловых критериев аномальности. Второй уровень – геохимические исследования нефтей и растворенных в них газов как в пределах скважин с признаками аномальности, так и на прилегающих участках залежи (Плотникова и др., 2017; Муслимов и др., 2019).

## Литература

- Баталин О.Ю., Вафина Н.Г. (2008). Конденсационная модель образования залежей нефти и газа. М.: Наука, 248 с.
- Бочкарев А.В., Остроухов С.Б., Сианисян С.Э. (2010). Концепция двухэтапного формирования залежей углеводородов западного борта Прикаспийской впадины. *Мат. Всерос. науч. конф.: Успехи органической геохимии*, Новосибирск: ИНГТ СО РАН, с. 64-69.
- Бочкарев А.В., Остроухов С.Б., Бочкарев В.А., Крашкова А.В. (2011). Условия формирования углеводородных скоплений месторождения Укатное Северного Каспия. *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений*, 11, с. 4-13.
- Бочкарев В.А., Остроухов С.Б. (2012). Восполняемые и невосполняемые запасы как следствие многоэтапного формирования. *Нефтепромысловое дело*, 7, с. 4-10.
- Булин Н.К., Егоркин А.В., Солодилов Л.Н. (2000). Прогнозирование нефтегазоносности недр по глубинным сейсмическим критериям. *Региональная геология и металлогения*, 10, с. 195-204.
- Гаврилов, В.П. (2008). Возможные механизмы естественного восполнения запасов на нефтяных и газовых месторождениях. *Геология нефти и газа*, 1, с. 56-64.
- Горюнов Е.Ю., П.А. Игнатов, Е.И. Чесалова, Д.Н. Климентьева (2014). Закономерности пространственного распределения типов нефтей и их характеристик в нефтегазоносных комплексах на территории Волго-Урала. *Геология нефти и газа*, 2, с. 27-37.
- Готтих Р.П., Писоцкий Б.И. (2007). Глубинные восстановленные флюидные системы в процессах нефтеобразования и нефтенакпления. В сборнике: *Фундаментальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа и развития нефтегазового комплекса России*, Москва: ИПНГ РАН, с. 55-65.
- Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Журавлев Д.И. (2007). Роль эндогенных флюидов в формировании углеродсодержащих пород в геологическом разрезе нефтегазоносных провинций. *Доклады Академии наук*, 412(4), с. 524-529.
- Дегазация Земли и геотектоника. (1985). *Тез. докл. II Всесоюз. совещ.* Ред. Кропоткин П.Н. Москва: Наука, 199 с.
- Дегазация Земли и геотектоника. (1991). *Тез. докл. III Всесоюз. совещ.* Ред. Кропоткин П.Н. Москва: Наука, 261 с.
- Дорофеев Н.В., Бочкарев А.В., Остроухов С.Б. (2014). Формирование, переформирование и деградация нефтяных залежей Среднего Каспия. *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений*, 12, с. 4-10.
- Дмитриевский А.Н. (1991). Теоретические проблемы прогнозирования нефтегазоносности недр. В сб. *Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа*. Новосибирск: Наука, с. 66-71.
- Дмитриевский А.Н., Валяев Б.В. (2002). Основные результаты и перспективы исследований по проблеме «Дегазация Земли». В сб.: *Дегазация земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ*, Москва: ГЕОС, с. 3-6.
- Дьячук И.А. (2015). К вопросу переформирования нефтяных месторождений и пластов. *Георесурсы*, 1(60), с. 39-46.
- Ибрагимов Р.Л., Плотникова И.Н. (2009). Результаты режимных наблюдений состава подземных вод кристаллического фундамента Южно-Татарского свода. *Георесурсы*, 3(31), с. 9-13.
- Касьянова Н.А. (2000). Влияние современной геодинамики недр на флюидный режим нефтегазовых залежей месторождений складчатых и платформенных областей. Москва: Геоинформмарк, 50 с.
- Касьянова Н.А. (2009). История развития взглядов на влияние новейших и современных геодинамических процессов на нефтегазоносность недр. *Геология, география и глобальная энергия*, 2(33), с. 27-32.
- Касьянова Н.А. (2010). Геофлюидодинамические доказательства современного восполнения запасов нефтегазовых залежей. *Геология, география и глобальная энергия*, 3(38), с. 14-17.
- Каюкова Г.П., Романов Г.В., Плотникова И.Н. (2012). Геохимические аспекты исследования процесса восполнения нефтяных залежей. *Георесурсы*, 47(5), с. 37-40.
- Краюшкин В.А. (1984). Абиогенно-мантийный генезис нефти. Киев: Наукова Думка, 267 с.
- Кудрявцев Н.А. (1973). Генезис нефти и газа. Ленинград: Недра, 176 с.
- Лукин А.Е., Шестопалов В.М. (2018). От новой геологической парадигмы к задачам региональных геолого-геофизических исследований. *Геофизический журнал*, 4(40), с. 3-72.
- Мингазов М.Н., Стриженко А.А., Камышников А.Г., Киямова А.Г. (2014). Региональные аспекты новейшей тектоники Республики Татарстан. *Георесурсы*, 2(57), с. 44-50.
- Мирзоев К.М., Гатиятуллин Н.С., Тарасов Е.А., Степанов В.П., Гатиятуллин Р.Н., Рахматуллин М.Х., Кожевников В.А. (2004). Сейсмическая опасность территории Татарстана. *Георесурсы*, 1(15), с. 44-48.
- Муслимов Р.Х., Глумов И.Ф., Плотникова И.Н., Трофимов В.А., Нургалiev Д.К. (2004). Нефтяные и газовые месторождения – саморазвивающиеся и постоянно возобновляемые объекты. *Геология нефти и газа (специальный выпуск)*, с. 43-49.
- Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. (2012). Возобновляются ли запасы нефти? *ЭКО*, 1(145), с. 29-34.
- Муслимов Р.Х., Трофимов В.А., Плотникова И.Н., Ибатуллин Р.Р., Горюнов Е.Ю. (2019). Роль глубинной дегазации Земли и кристаллического фундамента в формировании и естественном восполнении запасов нефтяных и газовых месторождений. Казань: ФЕН, 290 с.
- Остроухов С.Б., Плотникова И.Н., Носова Ф.Ф., Салахидинова Г.Т., Пронин Н.В. (2014). Особенности состава и строения нефтей Первомайского и Ромашкинского месторождения нефти. *Химия и технология топлив и масел*, 6, с. 70-75.
- Остроухов С.Б., Плотникова И.Н., Носова Ф.Ф., Пронин Н.В. (2015). К вопросу о геохимических критериях изучения фациальных условий формирования сланцевых отложений. *Георесурсы*, 3(62), с. 10-16.
- Павленкова Н.И. (2002). Флюидная концепция глобальной тектоники. В сб. *Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ*, Москва: ГЕОС, с. 58-60.
- Плотникова, И.Н. (2004). Современный процесс возобновления запасов углеводородного сырья: гипотезы и факты. *Георесурсы*, 1, с. 40-41.
- Плотникова, И.Н., Салахидинова Г.Т. (2017). Геохимические критерии идентификации невыработанных участков нефтяных залежей на поздней стадии их разработки. *Нефть и газ*, 5(101), с. 83-102.
- Плотникова И.Н., Пронин Н.В., Носова Ф.Ф. (2013). Об источнике генерации нефти пашийского горизонта Ромашкинского месторождения. *Георесурсы*, 1, с. 33-35.
- Плотникова И.Н., Пронин Н.В., Салахидинова Г.Т., Носова Ф.Ф., Мишуллин Р.М. (2014). Геохимические критерии локализации участков восполнения нефтяных залежей. *Нефтяное хозяйство*, 3, с. 84-87.
- Плотникова И.Н. (2004). Геолого-геофизические и геохимические предпосылки перспектив нефтегазоносности кристаллического фундамента Татарстана. С.-Петербург: Недра, 172 с.

Порфирьев, В. Б. (1959). К вопросу о времени формирования нефтяных месторождений. В кн.: *Проблема миграции нефти и формирования нефти и газ. скоплений*. Москва: Изд-во АН СССР, с. 165-193.

Трофимов В.А., Корчагин В.И. (2002). Нефтеподводящие каналы: пространственное положение, методы обнаружения и способы их активизации. *Георесурсы*, 1(9), с. 18-23.

Халиков, А.Н., Горюнов Е.Ю., Моторин И.В. (2014). О восполнении запасов нефти на группе месторождений Кинзебулатовского типа (Башкортостан). *Геология нефти и газа*, 6, с. 30-34.

Христофорова, Н.Н., Христофоров А.В., Муслимов Р.Х. (2000). Температура и тепловой поток в гранито-гнейсовом слое Земной коры (по результатам экспериментальных измерений в скважинах Татарского свода). *Георесурсы*, 1(2), с. 2-11.

Христофорова Н.Н., Христофоров А.В., Бергеманн М.А. (2008). Анализ геотермических карт и перспективы нефтегазоносности глубинных отложений (на примере Республики Татарстан). *Георесурсы*, 3(26), с. 10-12.

## Сведения об авторах

*Ренат Халиуллович Муслимов* – доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры геологии нефти и газа Казанский (Приволжский) федеральный университет Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5

*Ирина Николаевна Плотникова* – доктор геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник Академия наук Республики Татарстан Россия, 420111, Казань, ул. Баумана, д. 20 E-mail: irena-2005@rambler.ru

Статья поступила в редакцию 03.09.2019;

Принята к публикации 08.10.2019; Опубликована 30.10.2019

IN ENGLISH

Discussion article

## Replenishment of oil deposits from the position of a new concept of oil and gas formation

R.Kh. Muslimov<sup>1</sup>, I.N. Plotnikova<sup>2\*</sup>

<sup>1</sup>Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, Russian Federation

<sup>2</sup>Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, Kazan, Russian Federation

\*Corresponding author: Irina N. Plotnikova, e-mail: irena-2005@rambler.ru

**Abstract.** The article is devoted to the problem of replenishing of oil reserves and considers it (the problem) in the aspect of deep degassing of the Earth. Based on an analysis of the results of a long-term study of the Precambrian crystalline basement in the territory of Tatarstan and adjacent areas, a number of new criteria are formulated that allow us to identify the processes of deep degassing of the Earth within the studied region.

The article provides a brief overview of current views on the problem of replenishing oil reserves, considers options for possible sources and the mechanism of replenishment of hydrocarbons in the developed deposits. The arguments in favor of the modern process of deep degassing within the South Tatar arch and adjacent territories are examined, which are unequivocally confirmed by: the dynamics of the hydrochemical parameters of the deep waters of the crystalline basement obtained in the monitoring mode at five deep wells; uneven heat flux and its anomalies, recorded according to many years of research under the guidance of N.N. Khristoforova. The degassing processes are also confirmed by the dynamics of gas saturation of decompressed zones of the crystalline basement recorded in well 20009-Novoelekhnovskaya, the dynamics of gas saturation of oil of the sedimentary cover and the composition of the gas dissolved in it, identified by oil studies in piezometric wells located in different areas of the Romashkinskoye field; the seismicity of the territory of Tatarstan, as well as its neotectonic activity. As criteria proving the existence of a process of replenishing the reserves of the developed oil fields of the South Tatar Arch, the features of the deep structure of the earth's crust according to seismic data, as well as the results of geochemical studies of oils are considered.

**Key words:** replenishment of reserves, deep degassing of the Earth, criteria for oil inflow into deposits, origin of oil and gas, geochemical studies, tectonic activation, Romashkinskoye oil field, a new concept of oil and gas formation

**Recommended citation:** Muslimov R.Kh., Plotnikova I.N. (2019). Replenishment of oil deposits from the position of a new concept of oil and gas formation. *Georesursy = Georesources*, 21(4), pp. 40-48. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.40-48>

## References

- Batalin O.Yu., Vafina N.G. (2008). Condensation model of oil and gas field formation. Moscow: Nauka, 248 p. (In Russ.)
- Bochkarev A.V., Ostroukhov S.B., Sianisyan S.E. (2010). The concept of a two-stage formation of hydrocarbon deposits on the western side of the Caspian depression. *Proc. All Russ. Conf.: Advances in organic geochemistry*, Novosibirsk: INGG SO RAN, pp. 64-69. (In Russ.)
- Bochkarev V.A., Ostroukhov S.B. (2012). Inexhaustible and exhaustible resources as a result of multistage field formation. *Neftepromyslovoe delo*, 7, pp. 4-10. (In Russ.)
- Bochkarev V.A., Ostroukhov S.B., Bochkarev A.V., Krashakova A.V. (2011). Conditions of hydrocarbon accumulations formation of the Ukatnoe field, Northern Caspian. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, geophysics and development of oil and gas deposits*, 11, pp. 4-13. (In Russ.)
- Bulin N.K., Egorin A.V., Solodilov L.N. (2000). Prediction of oil and gas content by deep seismic criteria. *Regional'naya geologiya i metallogeniya*, 10, pp. 195-204. (In Russ.)
- Dmitrievskii A.N. (1991). Theoretical problems of predicting oil and gas subsurface resources. *Coll. papers: Theoretical and regional problems of the geology of oil and gas*, Novosibirsk: Nauka, pp. 66-71. (In Russ.)
- Dmitrievskii A.N., Valyaev B.V. (2002). The main results and prospects of research on the problem of "Degassing the Earth". *Coll. papers: Earth degassing: geodynamics, geofluids, oil and gas*, Moscow: GEOS, pp. 3-6. (In Russ.)
- Dorofeev N.V., Bochkarev A.V., Ostroukhov S.B. (2014). Formation, reformation and degradation of oil deposits in the Middle Caspian. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy = Geology, geophysics and oil field development*, 12, pp. 4-10. (In Russ.)
- Dyachuk I.A. (2015). Reformation of oil fields and reservoirs. *Georesursy = Georesources*, 1(60), pp. 39-45. DOI: <http://dx.doi.org/10.18599/grs.60.1.8>. (In Russ.)
- Gavrilov V.P. (2008). Possible mechanisms of natural resources renewability in oil and gas fields. *Geologiya nefi i gaza = Oil and Gas Geology*, 1, pp. 56-64. (In Russ.)
- Goryunov E.Yu., Ignatov P.A., Chesalova E.I., Klimentyeva D.N. (2014). The regularities of spatial distribution of oil types and its properties in oil and gas-bearing complexes of Volga-Ural territory. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*, 2, pp. 27-37. (In Russ.)



- Gottikh R.P., Pisotskii B.I. (2007). Deep reconstructed fluid systems in the processes of oil formation and oil accumulation. *Coll. papers: Fundamental problems of the geology and geochemistry of oil and gas and the development of petroleum complex in Russia*, Moscow: IPNG RAN, pp. 55-65. (In Russ.)
- Gottikh R.P., Pisotskii B.I., Zhuravlev D.I. (2007). The role of endogenous fluids in the formation of carbonaceous rocks in the geological section of oil and gas bearing provinces. *Doklady Akademii nauk*, 412(4), pp. 524-529. (In Russ.)
- Ibragimov R.L., Plotnikova I.N. (2009). Monitoring of water from crystalline basement of South-Tatar arch. *Georesursy = Georesources*, 3(31), pp. 9-13. (In Russ.)
- Kas'yanova N.A. (2000). The influence of modern subsoil geodynamics on the fluid regime of oil and gas deposits of folded and platform areas. Moscow: Geoinformmark, 50 p. (In Russ.)
- Kas'yanova N.A. (2009). The history of the development of views on the influence of the latest and modern geodynamic processes on the oil and gas potential of the subsoil. *Geology, Geography, and Global Energy*, 2(33), pp. 27-32. (In Russ.)
- Kasy'anova N.A. (2010). Geofluidodynamic evidence of modern replenishment of oil and gas reserves. *Geology, Geography, and Global Energy*, 3(38), pp. 14-17. (In Russ.)
- Kayukova G.P., Romanov G.V., Plotnikova I.N. (2012). Geochemical aspects of the study of the process of replenishment of oil deposits. *Georesursy = Georesources*, 47(5), pp. 37-40. (In Russ.)
- Khalikov A.N., Goryunov E.Yu., Motorin I.V. (2014). Oil reserves replacement in Kinzebulatov type group of deposits (Bashkortostan). *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*, 6, pp. 30-34. (In Russ.)
- Khristoforova N.N., Khristoforov A.V., Bergemann M.A. (2008). Analysis of geothermal maps and prospects of oil and gas potential of deep sediments (on the example of the Republic of Tatarstan). *Georesursy = Georesources*, 3(26), pp. 10-12. (In Russ.)
- Khristoforova, N.N., Khristoforov A.V., Muslimov R.Kh. (2000). Temperature and heat flow in the granite-gneiss layer of the Earth's crust (according to the results of experimental measurements in the wells of the Tatar arch). *Georesursy = Georesources*, 1(2), pp. 2-11. (In Russ.)
- Krayushkin V.A. (1984). Abiogenic-mantle oil genesis. Kiev: Naukova Dumka, 267 p. (In Russ.)
- Kropotkin P.N. [Red.] (1985). Proc. II All Union Conf.: Earth Degassing and Geotectonics. Moscow: Nauka, 199 p. (In Russ.)
- Kropotkin P.N. [Red.] (1991). Proc. III All Union Conf.: Earth Degassing and Geotectonics. Moscow: Nauka, 261 p. (In Russ.)
- Kudryavtsev N.A. (1973). The genesis of oil and gas. Leningrad: Nedra, 176 p. (In Russ.)
- Lukin A.E., Shestopalov V.M. (2018). From new geological paradigm to the problems of regional geological-geophysical survey. *Geofizicheskii zhurnal*, 4(40), pp. 3-72. (In Russ.)
- Mingazov M.N., Strizhenok A.A., Kamyshnikov A.G., Kiyamova A.G. (2014). Regional Aspects of Recent Tectonics of Tatarstan Republic (Russia). *Georesursy = Georesources*, 2(57), pp. 44-50. (In Russ.)
- Mirzoev K.M., Gatiyatullin N.S., Tarasov E.A., Stepanov V.P., Gatiyatullin R.N., Rakhmatullin M.Kh., Kozhevnikov V.A. (2004). Seismic hazard of the territory of Tatarstan. *Georesursy = Georesources*, 1(15), pp. 44-48. (In Russ.)
- Muslimov R.Kh., Glumov I.F., Plotnikova I.N. et al. (2004). Oil and gas fields – a self-developed and permanently renewable objects. *Geologiya nefi i gaza = Oil and Gas Geology*, 10, pp. 43-49. (In Russ.)
- Muslimov R.Kh., Plotnikova I.N. (2012). Are the oil reserved renewed? *EKO*, 1, pp. 29-34. (In Russ.)
- Muslimov R.Kh., Trofimov V.A., Plotnikova I.N., Ibatullin R.R., Goryunov E.Yu. (2019). The role of deep degassing of the Earth and the crystalline basement in the formation and natural replenishment of oil and gas deposits. Kazan: FEN, 290 p. (In Russ.)
- Ostroukhov S.B., Plotnikova I.N., Nosova F.F., Pronin N.V. (2015). Geochemical Criteria for Facies Conditions in the Formation of Shale Deposits. *Georesursy = Georesources*, 3(62), pp. 42-47. (In Russ.)
- Ostroukhov S.B., Plotnikova I.N., Nosova F.F., Salakhidinova G.T., Pronin N.V. (2014). Peculiarities of the composition and structure of the oils of Pervomaisky and Romashkinskoye oil fields. *Khimiya i tekhnologiya topliv i masel*, 6, pp. 70-75. (In Russ.)
- Pavlenkova N.I. (2002). The fluid concept of global tectonics. *Coll. papers: Earth degassing: geodynamics, geofluids, oil and gas*, Moscow: GEOS, pp. 58-60. (In Russ.)
- Plotnikova I.N. (2004). Geological, geophysical and geochemical preconditions for oil and gas potential of the crystalline basement of Tatarstan. St.Petersburg: Nedra, 171 p. (In Russ.)
- Plotnikova I.N., Pronin N.V., Nosova F.F. (2013). On the source of oil generation in Pashiysky horizon of Romashkinskoye oil field. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil industry*, 1, pp. 33-35. (In Russ.)
- Plotnikova I.N., Salakhidinova G.T. (2017). Geochemical criteria for identification of unprocessed sections of oil deposits at a late stage of their development. *Neft' i gaz*, 5, pp. 83-102. (In Russ.)
- Plotnikova I.N., Salakhidinova G.T., Nosova F.F., Pronin N.V., Minnullin R.M. (2014). Geochemical criteria for detecting of the areas of the oil deposits replenishment. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil industry*, 3, pp. 84-87. (In Russ.)
- Plotnikova, I.N. (2004). The modern process of renewing hydrocarbon reserves: hypotheses and facts. *Georesursy = Georesources*, 1, pp. 40-41. (In Russ.)
- Porfir'ev, V. B. (1959). To the question of the time of formation of oil fields. Book: *The Problem of Oil Migration and Oil Formation and gas clusters*. Moscow: Academy of Sciences of the USSR, pp. 165-193. (In Russ.)
- Trofimov V.A., Korchagin V.I. (2002). Oil-bearing channels: spatial location, detection methods and methods for their activation. *Georesursy = Georesources*, 1(9), pp. 18-23. (In Russ.)

#### About the Authors

*Renat Kh. Muslimov* – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Department of Oil and Gas Geology, Institute of Geology and Petroleum Technologies

Kazan (Volga region) Federal University  
4/5 Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

*Irina N. Plotnikova* – DSc (Geology and Mineralogy), Leading Researcher Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan

20 Baumana st., Kazan, 420012, Russian Federation  
E-mail: irena-2005@rambler.ru

*Manuscript received 03 September 2019;  
Accepted 08 October 2019; Published 30 October 2019*

## ДИСКУССИОННАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.49-54>

УДК 622.276

## Об особенностях разработки месторождений фундамента

*С.Н. Закиров, В.К. Утопленников\*, Э.С. Закиров**Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия*

Статья посвящена вопросам исследования и разработки месторождений в гранитоидных коллекторах. За основу принимается анализ разработки уникального месторождения Белый Тигр. Положительный и негативный опыт разработки данного месторождения заслуживает внимания, например, для месторождений фундамента Тимано-Печорской и других нефтегазоносных провинций. Особое внимание уделяется геолого-геофизическим, флюидальным исследованиям скважин, результатам эксплуатации скважин и залежей в целом. Немалые сложности образуются при создании 3D геолого-гидродинамических моделей залежей в гранитоидных коллекторах. В результате возникают потребности в новых лабораторных и скважинных исследованиях и создании лабораторного и иного оборудования. Делается вывод о том, что для исследований и разработки месторождений с гранитоидными коллекторами, опыта разработки традиционных месторождений недостаточно. Предлагается ряд соответствующих рекомендаций.

**Ключевые слова:** месторождения нефти и газа фундамента, гранитоидные коллектора, особенности геологии и разработки, исследования скважин и пластов, компьютерное моделирование

**Для цитирования:** Закиров С.Н., Утопленников В.К., Закиров Э.С. (2019). Об особенностях разработки месторождений фундамента. *Георесурсы*, 21(4), с. 49-54. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.49-54>

Одно из наиболее перспективных направлений поиска и разведки месторождений нефти и газа связано с фундаментом. Широко известен многолетний успешный опыт добычи нефти из месторождения Белый Тигр в гранитоидном фундаменте на шельфе Вьетнама. Длительное время (более 30 лет) данное месторождение обеспечивает Вьетнам высокими объемами добычи нефти. До 90 % добычи нефти производится из фундамента. Однако, эксплуатация данного месторождения перед научной общественностью нефтегазового профиля поставила целый ряд проблем. Статья посвящена рассмотрению соответствующих задач с точки зрения разработки новых, по проблемности, залежей нефти и газа.

Фундамент месторождения Белый Тигр в пределах центральной зоны поднятий Меконгской впадины имеет докайнозойский (Т-Ј-Сг) возраст (Утопленников и др., 2005). Он сложен различными плутоническими породами, в основном гранитоидного состава, и подразделен на три разновозрастных комплекса: Хон-Хоай – поздний триас, Дин-Куан – поздняя юра, Ка-На – поздний мел. Комплекс Ка-На, являясь наиболее продуктивным, представлен преимущественно гранитами. Он слагает практически полностью центральный свод месторождения и отдельные блоки северного и южного свода. Граниты комплекса Ка-На подпирают, а в отдельных блоках прорывают отложения более ранних комплексов Хон-Хоай и Дин-Куан. Они являются фрагментами островных дуг, палеосубдукционных и палеорифтовых зон.

Для России заслуживает внимания фундамент Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, т.к. несмотря на разный возраст консолидации он имеет много общего с фундаментом Меконгской впадины на Зондском шельфе

Вьетнама по составу слагающих их формаций, истории геологического развития и тектонического строения.

Возраст фундамента Тимано-Печорской плиты большинством исследователей определен как байкальский (V-R). Наибольший интерес для поиска залежей углеводородов представляют гранитоидные массивы, образующие крупные волнообразные поднятия, представляющие фрагменты островных дуг, микроконтинентов и рифтов (Утопленников и др., 2019).

Если ожидаемые открытия залежей нефти в фундаменте будут относиться к гранитоидам, то следует ожидать крайне ограниченных зон притока нефти к стволу скважины, связанных с трещинами (как естественного происхождения, так и техногенного). Обычными методами геофизических исследований скважин (ГИС) такие зоны выделить проблематично. Необходимо адаптировать методы ГИС для новых возможных ситуаций.

Кроме того, требуется совершенствование методов картирования залежей нефти и газа как по площади, так и по разрезу. Крайне необходим прогноз фильтрационно-емкостных свойств пласта, с учетом вещественного состава и напряженно-деформированного состояния горных пород.

Докомпьютерная эра выявила некорректности методологии лабораторных экспериментов терригенных коллекторов, а, следовательно, подсчета запасов, результатов 3D компьютерного моделирования и создания новых технологий разработки (Закиров и др., 2007б; Закиров и др., 2008б; Закиров и др., 2012). Тем не менее, докомпьютерная методология исследований, в области физики и петрофизики, лабораторных исследований, геофизических и гидродинамических исследований скважин, не претерпела существенных изменений. Методология исследований докомпьютерной эры получила название Концепции абсолютного порового пространства (Концепция АПП). Методология исследований для компьютерной эпохи (начавшейся в 2000 году) получила название Концепции

\* Ответственный автор: Владимир Константинович Утопленников  
E-mail: [vutoplennikov@ipng.ru](mailto:vutoplennikov@ipng.ru)

© 2019 Коллектив авторов

эффективного порового пространства (Концепция ЭПП) (Закиров и др., 2007б; Закиров и др., 2008б; Закиров и др., 2012; Закиров и др., 2006).

Основы Концепции ЭПП были доложены и обсуждены на расширенном заседании Центральной комиссии по разработке (ЦКР Роснедра) (Закиров и др., 2006). На заседании ЦКР Роснедра Концепция ЭПП была одобрена следующим пунктом: Признать необходимость перехода на составление 3D геологической и гидродинамической моделей продуктивных пластов на основе Концепции эффективного порового пространства (С заседания Центральной комиссии..., 2006).

Приводимый экскурс в прошлое вынужденно дается потому, что Концепция ЭПП до сих пор не вошла в жизнедеятельность отечественной нефтегазовой отрасли. Хотя Концепция ЭПП позволила создавать новые технологии разработки месторождений, которые не могли быть созданы при ориентации на отжившую Концепцию АПП. В качестве примера сошлемся на статьи (Закиров и др., 1988; Кусанов, 2011) об эффективной для карбонатных коллекторов технологии одного из авторов данной статьи. В статье (Закиров и др., 1988) излагается новая технология вертикально-латерального сайклинг-процесса. Эта технология была эффективно реализована на уникальном Карачаганакском месторождении. Она создана благодаря идеям Концепции ЭПП. Такая технология разработки не могла быть создана, а значит и реализована, если следовать Концепции АПП.

О Концепции ЭПП, о технологии вертикально-латерального сайклинг-процесса в данной работе говорится потому, что несмотря на признание ЦКР Роснедра, они до сих пор не получили повсеместной реализации даже на традиционных нефтяных месторождениях. В частности, сошлемся на статью (Закиров и др., 2007а), посвященную новой, никем не реализованной, технологии вертикально-латерального заводнения на завершающей стадии разработки нефтяных месторождений.

Авторы приводимые отклонения дают потому, чтобы не допускались впредь приводимые и иные примеры на предстоящих более сложных для разработки месторождениях. Не отрицаем также, что для преодоления соответствующих проблем потребуются разнообразные лабораторные и промысловые исследования по внедрению новой, адекватной Концепции эффективного порового пространства (вместо нереалистичной Концепции абсолютного порового пространства).

В случае коллекторов фундамента отбор представительных глубинных проб нефти следует производить при минимальных депрессиях. На основе их исследования осуществлять прогноз изменения состава нефти с глубиной. Соответствующие работы необходимы для построения максимально точной флюидальной модели залежи. Погрешности прогноза только этой модели могут иметь необратимые последствия с точки зрения дальнейшей добычи нефти. Так как выделение дополнительной фазы при снижении давления с последующим ее растворением в процессе повышения давления не является равновесным процессом на всех этапах рассматриваемого процесса. Описывать уравнениями локального термодинамического равновесия данные процессы не удастся (Лобанова, Индрупский, 2012).

К счастью, применительно к месторождению Белый Тигр вопроса с флюидальной моделью практически не возникает. Но при переходе на менее проницаемые коллектора потенциально возможны серьезные проблемы с качественным отбором глубинных проб нефти хотя бы из-за явления адсорбции компонентов нефти на поверхности породы (Щербяк и др., 2017). При отборе пробы возможен захват свободных компонентов нефти. Поэтому сам процесс отбора может вносить ошибки в оценку состава нефти. Отдельную проблему представляет собой требование сохранения условий природного состояния, т.к. однократное разгазирование способно нарушить строение жидкой фазы вследствие выпадения смол и парафинов.

К вопросу отбора проб тесно примыкает проблема определения фильтрационно-емкостных параметров слагающих горных пород в лабораторных условиях. Применительно к залежам фундамента имеет смысл отказаться от многочисленных лабораторных экспериментов и перейти к определению свойств пласта в условиях естественного залегания. Для этого напрашивается проведение специализированных гидродинамических исследований скважин (ГДИС). В пределе, кроме традиционно определяемых параметров, при комплексировании ГДИС с ГИС возможно дифференцированное определение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) вдоль траектории скважины, с одновременной оценкой ФЕС и динамических параметров многофазной фильтрации, включая кривые относительных фазовых проницаемостей (ОФП) и функции капиллярного давления. Соответствующие методы для терригенных коллекторов отражены, например, в (Закиров и др., 2003; Индрупский и др., 2008; Закиров и др., 2008а). Важно, что при этом преодолевается проблема практической невозможности определения трехфазных функций относительных фазовых проницаемостей в лабораторных условиях. Вместо этого соответствующие зависимости достоверно определяются на масштабе пласта.

Рассматриваемая проблема особенно важна для 3D компьютерного моделирования, т.к. при построении 3D модели приходится комплексировать разноразмерные данные, относящиеся к различным характерным пространственным шагам. Допустим, на самом нижнем уровне (отвечающем самому мелкому пространственному шагу) используются одни уравнения. И гидродинамик хочет перенести измеряемые параметры на больший, более грубый масштаб, фактически выполняя процедуру апскейлинга. Будут ли на большем масштабе выполняться те же самые уравнения? Ответ отрицательный (Закиров, 2007). Оказывается, что при переходе с масштаба на масштаб решаемый тип уравнений меняет свой вид. Появляются дополнительные слагаемые, требующие своего адекватного определения.

Но применительно к масштабированию в нефтегазовой отрасли задача несколько упрощается. Необходимо правильно пересчитать абсолютную фазовую проницаемость, осознавая, что при переходе с масштаба на масштаб матрица тензора абсолютной проницаемости полностью заполняется. Зато применительно к фазовым проницаемостям справедлива следующая замечательная теорема: если в 3D геологической модели всем ячейкам модели приписана одна кривая ОФП, определенная, например, на керне, то никакого масштабирования ОФП производить не



требуется. Наилучшее совпадение результатов расчетов на 3D гидродинамической модели по сравнению с моделированием на 3D геологической модели будет получено без какого-либо масштабирования функций ОФП.

Тем самым, если функции ОФП определять в результате исследования скважин, то этап масштабирования преодолевается за счет определения ОФП на масштабе пласта. В этом смысле определение ОФП на основе цифрового ядра никак проблему масштаба не преодолевает. Это интересное занятие для сервисных компаний и математиков, но никакого отношения к проблемам разработки не имеет.

В теории и практике разработки традиционных месторождений нефти и газа давно были выявлены деформационные процессы в терригенных коллекторах (Стрижов, Ходанович, 1946). Поэтому возникла потребность в соответствующем лабораторном оборудовании и методиках экспериментов. Требуемое оборудование и методики исследований были разработаны американским профессором (Fatt, 1958). До настоящего времени именно его идеи использовались и применялись в соответствующих лабораторных экспериментах.

К сожалению, методика Фетта страдает отсутствием учета пластовых условий при исследовании деформационных процессов. Одним из авторов статьи создана и реализована реалистичная методология проведения деформационных исследований в терригенных коллекторах. Соответствующие эксперименты доказали необходимость проведения деформационных экспериментов только при учете естественных пластовых условий (Закиров, 1998).

Примеры результатов исследований естественных деформационных процессов показаны на рис. 1-3. На трех образцах ядра осуществлялись эксперименты по снижению и восстановлению внутрипорового давления (эксперименты проводились в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина). Очевидно, что приводимые результаты никак не согласуются с традиционными.

К сожалению, до сего дня отсутствуют и оборудование, и методология проведения исследований деформационных процессов в карбонатных и гранитоидных, трещиноватых коллекторах. А ведь именно с ними придется

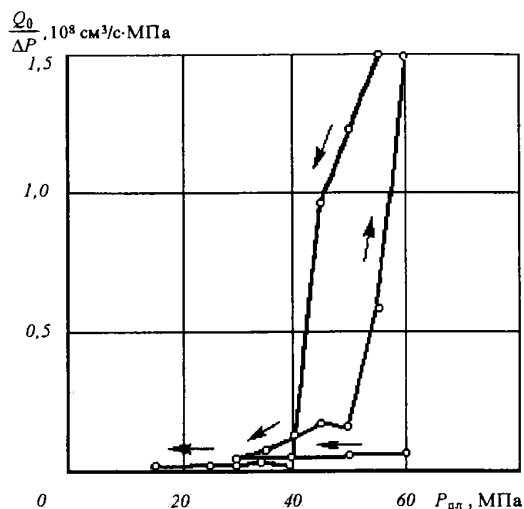


Рис. 1. Зависимость коэффициента продуктивности от изменяющегося внутрипластового (пластового) давления для ядра №298 (скв. №8 месторождения Тенгиз)

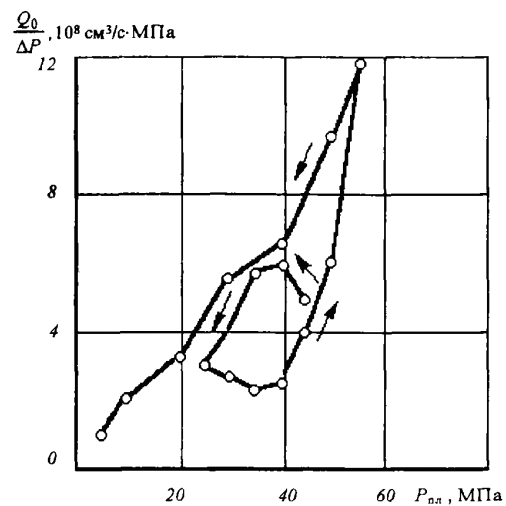


Рис. 2. Зависимость коэффициента продуктивности от изменяющегося внутрипластового (пластового) давления для ядра №150 (скв. №8 месторождения Тенгиз)

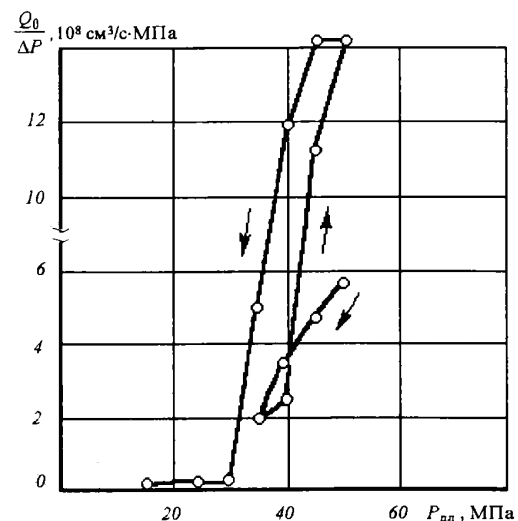


Рис. 3. Зависимость коэффициента продуктивности от изменяющегося внутрипластового (пластового) давления для ядра №150 (перпендикулярно напластованию, скв. №8 месторождения Тенгиз)

иметь дело при исследовательских экспериментах, проектировании и разработке реальных месторождений, с “новыми” свойствами и параметрами. Об этом говорят и начатые авторами пробные лабораторные исследования.

Так что наука и техника крайне нуждаются в исследованиях при разработке месторождений фундамента. В статье не затронута проблема технического вооружения разведочных и эксплуатационных работ. На сегодня даже применительно к традиционным месторождениям не пригодными являются техника и технология опробования, заканчивания, испытания и ликвидации добывающих, нагнетательных, поисковых, разведочных, наблюдательных скважин (Закиров и др, 2016а; Закиров и др, 2016б). Озабоченность авторов и соображения по выходу из серьезных экологических проблем никем не учитываются и не решаются. Соответствующие проблемы, образно говоря, необходимо предусматривать и решать заблаговременно даже касательно традиционных месторождений.

Достоверное определение флюидальных контактов крайне необходимо. Отсутствие начального ВНК на ме-

сторождении Белый Тигр и зональное ухудшение фильтрационно-емкостных свойств пласта книзу, связанное с пересечением тектонических нарушений, предопределило распределение нагнетательных скважин по вертикали. Невозможность эксплуатировать глубокие добывающие скважины с приемлемым дебитом вынуждает их превращение в нагнетательные. В результате система разработки сформировалась, не исходя из научных представлений, а благодаря особенностям геологического строения. К счастью, на практике была реализована эффективная система с вытеснением нефти на основе гидродинамической модели снизу-вверх с учетом особенностей строения субдукционно-обдукционной модели.

Однако имеющаяся система поддержания пластового давления в ряде случаев оказалась недостаточно эффективной. Имелся ряд нагнетательных скважин-миллионников с накопленным объемом закачки в миллионы кубических метров воды. Закачка воды в эти скважины мало эффективна, т.к. в режиме сообщаемости трещиновато-кавернозных зон разломов, вода поступает от таких нагнетательных скважин к добывающим, не осуществляя полезную работу по вытеснению нефти.

Запасы месторождения даже в пределах разрабатываемых блоков месторождения Белый Тигр подвергались пересмотру несколько раз. Всегда в сторону увеличения. Из теории решения обратных задач известно, что первым параметром, определяемым достаточно уверенно по данным истории разработки, является дренируемый поровый объем. Поэтому следует снять ограничение на величины запасов нефти в 3D геологических и гидродинамических моделях и не привязывать их к подсчету запасов. Искусственное удержание запасов на заранее фиксированных уровнях приводит к существенному искажению строения 3D модели. Опыт последнего времени говорит о том, что понятие запасов нефти и газа даже при грамотных оценках не являются неизменяемыми. Это связано с глубинными подтоками нефти и газа. Негатив с запасами возникает и за счет разгерметизации скважин и обводнения.

Адаптация истории разработки в автоматизированном режиме эффективна только при наличии фактической информации о дебитах компонентов и давлениях в скважинах. Если этих параметров нет, то никакая тонкая настройка 3D модели не возможна. Поэтому на месторождениях фундамента следует максимально усилить контроль за разработкой. Желательно перейти на использование интеллектуальных скважин с применением всевозможных датчиков, с поинтервальным управлением притока к добывающим скважинам и контролем зон закачки в нагнетательные скважины. Тогда информация о протекающих в процессах в объемах залежи будет непрерывно накапливаться в 3D гидродинамических моделях за счет ассимиляции данных замеров. Желательно, чтобы при адаптации не нарушались принципы 3D геологического моделирования (Zakirov et al., 2014).

На основе уточненной модели залежи возможно автоматизированное управление эксплуатацией добывающих и нагнетательных скважин с учетом ограничений эксплуатации наземного оборудования, включая лимитирующие параметры пропускной способности трубопроводов (Закиров, 2000; Закиров, Закиров, 1997).

В результате разработка месторождений фундамента станет более эффективной и адаптируемой к условиям протекающих в пласте процессов. Будет возможно управлять разработкой в замкнутом цикле, на основе постоянно действующей 3D модели залежи (Zakirov et al., 2015).

Система разработки должна быть сформирована таким образом, чтобы допускать ее адаптивность к изменяющимся пластовым условиям. Она также должна обеспечивать информативность за счет проведения замеров косвенных параметров, доразведку и уточненное расположение уплотняющих скважин и новых поисково-оценочных скважин с максимально возможным углублением в тело фундамента и учетом геологической модели его строения. Но главное – за счет правильно организованной системы поддержания пластового давления осуществлять эффективное вытеснение нефти к добывающим скважинам, с максимальным охватом пустотного пространства заводнением (Закиров и др., 2002).

Основной вывод из сказанного состоит в следующем. Нефтегазовое недропользование недостаточно подготовлено к научно-обоснованным, экологически чистым технологиям добычи нефти и газа из сложнейших по геологическим условиям месторождений фундамента.

## Финансирование

*Статья написана в рамках выполнения государственного задания (темы «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов», № АААА-А19-119022890063-9) и (Обоснование инновационных экологически чистых технологий разработки месторождений УВ в сложных горно-геологических условиях на основе 3D-компьютерного моделирования, лабораторных экспериментов и опытно-промышленных исследований)», № АААА-А19-119022090096-5).*

## Литература

- Закиров И.С., Закиров Э.С. (1997). Регулирование разработки месторождений природных углеводородов. *Газовая промышленность*, 7, с. 68-71.
- Закиров С.М., Закиров Э.С., Индрупский И.М. (2006). Новые представления в 3D геологическом и гидродинамическом моделировании. *Нефтяное хозяйство*, 1, с. 34-41.
- Закиров С.Н. (1998). Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. М.: Струна, 628 с.
- Закиров С.Н., Закиров И.С., Закиров Э.С., Северинов Э.В., Спиридонов А.В., Шайхутдинов И.К. (2002). Способ разработки нефтяного месторождения с неоднородными коллекторами и трудноизвлекаемыми запасами нефти. *Патент на изобретение РФ №2215128*.
- Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М. (2012). Инновации в разработке месторождений нефти и газа. *Вестник Российской академии наук*, 82(5), с. 425.
- Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Анисеев Д.П. (2016а). Негерметичность скважин – путь к экологической катастрофе. *Бурение и нефть*, 1, с. 60-62.
- Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Анисеев Д.П., Лобанова О.А. (2016б). Остережения от глобальной экологической катастрофы. *Энергия: экономика, техника, экология*, 7, с. 36-41.
- Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Левченко В.С., Брадулина О.В., Цаган-Манджиев Т.Н. (2008а). Вертикальное и 3D гидропрослушивание продуктивных пластов. *Труды VII Межд. технологического симп.: Новые технологии освоения и разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и газа и повышения нефтегазоотдачи*, с. 49-63.

Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П. (2008б). Последствия перехода на концепцию эффективного порового пространства. *Нефтяное хозяйство*, 6, с. 105-107.

Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Мухаметзянов Р.Н., Джафаров И.С., Фахретдинов Р.Н., Нуриев М.Ф., Семенов В.В. (2007а). Научные основы вертикального заводнения. *Мат. Межд. научного симпозиума: Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов*, с. 188-196.

Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Фахретдинов Р.Н., Кирсанов Н.Н. (2007б). Назревшие проблемы подсчета запасов, 3D компьютерного моделирования и разработки месторождений нефти и газа. *Нефтяное хозяйство*, 12, с. 32-36.

Закиров С.Н., Леонтьев И.А., Муслимов И.В., Шведов В.М. (1988). Поддержание давления в газоконденсатной залежи с неоднородными по свойствам коллекторами. *Тр. ВНИИГАЗа*, М.

Закиров Э.С. (2000). Регулирование процесса разработки нефтяных оторочек. *Наука и технология углеводородов*, 1, с. 64-70.

Закиров Э.С. (2007). Upscaling в 3D компьютерном моделировании. М.: Книга и Бизнес, 344 с.

Закиров Э.С., Тарасов А.И., Индрупский И.М. (2003). Новый подход к исследованию газовых скважин и интерпретации получаемых результатов. *Газовая промышленность*, 9, с. 61-63.

Индрупский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П., Ипатов А.И., Фахретдинов Р.Н., Гуляев Д.Н., Клочан И.П. (2008). Определение относительных фазовых проницаемостей в скважинных условиях. *Нефтяное хозяйство*, 5, с. 38-42.

Кусанов Ж.К. (2011). Оценка нефтегазоматеринского потенциала Астраханского и Карачаганакского месторождений и особенности освоения их ресурсов. *Нефтяное хозяйство*, 11, с. 27-31.

Лобанова О.А., Индрупский И.М. (2012). Неравновесные и масштабные эффекты в моделировании фазового поведения углеводородных смесей. *Нефтяное хозяйство*, 6, с. 49-53.

С заседания Центральной комиссии по разработке. (2006). *Нефтяное хозяйство*, 1, с. 32-33.

Стрижов И.Н., Ходанович И.Е. (1946). Добыча газа. Москва; Ленинград: Гостоптехиздат, 376 с.

Утопленников В.К., Закиров С.Н., Закиров Э.С. (2019). Об особенностях прогнозирования добычи природных углеводородов из месторождений фундамента. *Мат. Межд. научно-практической конф.: Углеводородный и минерально-сырьевой потенциал кристаллического фундамента*, Казань, с. 112-114.

Утопленников В.К., Чан Ле Донг, Чан Ван Хой, Киреев Ф.А., Нгуен Ван Дык, Короблинов В.Е., Николаев И.Е., Фам Туан Зунг. (2005). Уточнение модели строения залежей фундамента – основа повышения эффективности разработки. *Георесурсы*, 1(16), с. 11-12.

Щербяк М.В., Лобанова О.А., Индрупский И.М. (2017). Влияние адсорбции на фазовые равновесия в углеводородных смесях. *Мат. Всерос. научной конф.: Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности*, с. 170-171.

Fatt I. (1958). Compressibility of sandstones at low and moderate pressures. *Bull. of the American Association of Petrol. Geologists*, 42(8).

Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Shiriaev I.M., Lubimova O.V. (2014). Geostatistically-Consistent History Matching. *Proc. 14th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery*, p. 62.

Zakirov E.S., Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Lyubimova O.V., Anikeev D.P., Shiryayev I.M., Baganova M.N. (2015). Optimal Control Of Field Development In A Closed Loop. *Proc. SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Paper SPE-176642-MS. <https://doi.org/10.2118/176642-MS>

## Сведения об авторах

*Сумбат Набиевич Закиров* – доктор тех. наук, профессор, лауреат Госпремии СССР в области науки, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

*Владимир Константинович Утопленников* – канд. геол.-мин. наук, старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН

Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

E-mail: [vutoplennikov@ipng.ru](mailto:vutoplennikov@ipng.ru)

*Эрнест Сумбатович Закиров* – доктор тех. наук, профессор РАН, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН

Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Статья поступила в редакцию 03.09.2019;

Принята к публикации 07.10.2019; Опубликована 30.10.2019

IN ENGLISH

Discussion article

## The features of crystalline basement fields development

*S.N. Zakirov, V.K. Utoplennikov\*, E.S. Zakirov*

*Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation*

*Corresponding author: Vladimir K. Utoplennikov, e-mail: [vutoplennikov@ipng.ru](mailto:vutoplennikov@ipng.ru)*

**Abstract.** The article is devoted to research and development of deposits in granitoid reservoirs. The basis is the analysis of the development of the unique White Tiger field. Positive and negative experience in the development of this field deserves attention, for example, for the fields of the Timan-Pechora basement and other oil and gas provinces. Particular attention is paid to geological and geophysical, fluid studies of wells, the results of the operation of wells and reservoirs in general. Considerable difficulties are created when creating 3D geological and hydrodynamic models of deposits in granitoid reservoirs. As a result, there is a need for new laboratory and downhole research and the creation of laboratory and other equipment. It is concluded that for research and development of deposits with granitoid reservoirs, experience in the development of conventional deposits is not enough. A number of relevant recommendations are proposed.

**Keywords:** granitoid reservoirs, crystalline basement fields, features of geology and development, studies of wells and deposits, modelling

**Recommended citation:** Zakirov S.N., Utoplennikov V.K., Zakirov E.S. (2019). The features of crystalline basement fields development. *Georesursy = Georesources*, 21(4), pp. 49-54. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.49-54>

## References

Fatt I. (1958). Compressibility of sandstones at low and moderate pressures. *Bull. of the American Association of Petrol. Geologists*, 42(8).

Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Anikeev D.P., Ipatov A.I., Fakhretdinov R.N., Gulyaev D.N., Klochan L.P. (2008). In-situ Relative Permeability Evaluation. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, 5, pp. 38-42. (In Russ.)

Kusanov Zh.K. (2011). Assessment of oil and gas parent potential of hydrocarbon forming systems and features of development of the resources of Astrakhanskoye and Karachaganakskoye fields. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, 11, pp. 27-31. (In Russ.)



Lobanova O.A., Indrupskiy I.M. (2012). Non-equilibrium and scale effects in modeling phase behavior of hydrocarbon mixtures. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, 6, pp. 49-53. (In Russ.)

Shcherbyak M.V., Lobanova O.A., Indrupskii I.M. (2017). The effect of adsorption on phase equilibria in hydrocarbon mixtures. Book: *Fundamental basis of innovative technologies of the oil and gas industry*, pp. 170-171. (In Russ.)

Session of the Central Commission for the oil and gas development. (2006). *Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry*, 1, pp. 32-33. (In Russ.)

Strizhov I.N., Khodanovich I.E. (1946). Gas production. Moscow; Leningrad: Gostoptekhizdat, 376 p. (In Russ.)

Utoplennikov V.K., Chan Le Dong, Chan Van Khoi, Kireev F.A., Nguen Van Dyk, Korablinov V.E., Nikolaev I.E., Fam Tuan Zung. (2005). Refinement of the model of the basement deposits structure is the basis for increasing the development efficiency. *Georesursy = Georesources*, 1(16), pp. 11-12. (In Russ.)

Utoplennikov V.K., Zakirov S.N., Zakirov E.S. (2019). On the features of forecasting the production of natural hydrocarbons from basement deposits. *Proc. Int. Conf.: Hydrocarbon and mineral resources potential of the crystalline basement*, pp. 112-114. (In Russ.)

Zakirov E.S. (2000). Regulation of the development of oil rims. *Nauka i tekhnologiya uglevodorodov*, 1, pp. 64-70. (In Russ.)

Zakirov E.S. (2007). Upscaling in 3D computer simulation. Moscow. (In Russ.)

Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Shiriaev I.M., Lubimova O.V. (2014). Geostatistically-Consistent History Matching. *Proc. 14th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery*, p. 62.

Zakirov E.S., Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Lyubimova O.V., Anikeev D.P., Shiryayev I.M., Baganova M.N. (2015). Optimal Control Of Field Development In A Closed Loop. *Proc. SPE Russ. Petroleum Technology Conference*. Paper SPE-176642-MS. <https://doi.org/10.2118/176642-MS>

Zakirov E.S., Tarasov A.I., Indrupskii I.M. (1988). A new approach to the study of gas wells and interpretation of the results. *Gazovaya promyshlennost' = Gas industry*, 9, pp. 61-63. (In Russ.)

Zakirov I.S., Zakirov E.S. (1997). Regulation of the development of natural hydrocarbon deposits. *Gazovaya promyshlennost' = Gas industry*, 7, pp. 68-71. (In Russ.)

Zakirov S.N. (1998). Development of gas, gas condensate and oil and gas fields. Moscow: Struna Publ., 628 p. (In Russ.)

Zakirov S.N., Indrupskii I.M., Zakirov E.S., Mukhametzyanov R.N., Dzhaifarov I.S., Fakhretdinov R.N., Nuriev M.F., Semenov V.V. (2007a). The scientific basis of vertical flooding. *Coll. papers: Theory and practice of application of enhanced oil recovery methods*, pp. 188-196. (In Russ.)

Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Anikeev D.P. (2008b). Consequences of transition to the effective pore space concept. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry*, 6, pp. 105-107. (In Russ.)

Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Fakhretdinov R.N., Kirsanov N.N. (2007b). Escalated problems of reserves estimate, 3D computer modeling and development of oil and gas. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry*, 12, pp. 32-35. (In Russ.)

Zakirov S.N., Leont'ev I.A., Musinov I.V., Shvedov V.M. (1988). Maintaining the pressure in the gas-condensate reservoirs with heterogeneous collectors. Proc. VNIIGAZ: Development of gas condensate fields with pressure maintenance, Moscow. (In Russ.)

Zakirov S.N., Zakirov E.S., Indrupskii I.M. (2006). New ideas in 3D geological and hydrodynamic modeling. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, 1, pp. 34-41. (In Russ.)

Zakirov S.N., Zakirov E.S., Indrupskii I.M., Anikeev D.P., Lobanova O.A. (2016b). Cautions from a global environmental disaster. *Energiya: ekonomika, tekhnika, ekologiya*, 7, pp. 36-41. (In Russ.)

Zakirov S.N., Zakirov E.S., Indrupskii I.M., Levchenko V.S., Bradulina O.V., Tsagan-Mandzhiev T.N. (2008a). Vertical and 3D hydraulic listening of reservoirs. *Proc. VII Int. Tech. Symp.: New technologies for the development of hard-to-recover oil and gas reserves and enhanced oil and gas recovery*, pp. 49-63. (In Russ.)

Zakirov S.N., Zakirov E.S., Indrupskiy I.M. (2012). Innovations in oil and gas field development. *Herald of the Russ. Academy of Sciences*, 82(3), pp. 211-217. (In Russ.)

Zakirov S.N., Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Anikeev D.P. (2016a). Leakage holes – the path to ecological disaster. *Burenie i neft'*, 1, pp. 60-62. (In Russ.)

Zakirov S.N., Zakirov I.S., Zakirov E.S., Severinov E.V., Spiridonov A.V., Shaikhutdinov I.K. (2002). A method of developing an oil field with heterogeneous reservoirs and hard-to-recover oil reserves. Patent No. 2215128. (In Russ.)

### About the Authors

**Sumbat N. Zakirov** – DSc (Engineer.), Professor, Chief Researcher, Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences

3, Gubkina st., Moscow, 119333, Russian Federation

**Vladimir K. Utoplennikov** – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences

3, Gubkina st., Moscow, 119333, Russian Federation

E-mail: [vutoplennikov@ipng.ru](mailto:vutoplennikov@ipng.ru)

**Ernest S. Zakirov** – DSc (Engineer.), Professor, Chief Researcher, Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences

3, Gubkina st., Moscow, 119333, Russian Federation

*Manuscript received 03 September 2019;*

*Accepted 07 October 2019;*

*Published 30 October 2019*

## Углубленное изучение кристаллического фундамента осадочных бассейнов – веление времени

Р.Х. Муслимов

Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

E-mail: [davkaeva@mail.ru](mailto:davkaeva@mail.ru)

Приводится история изучения кристаллического фундамента в Республике Татарстан и выполнения программы сверхглубокого бурения. Дается научное обоснование восполнения эксплуатируемых нефтяных и нефтегазовых месторождений за счет подпитки их глубинными углеводородами (УВ) через нефтеподводящие каналы, связывающие глубинный источник УВ с залежами осадочного чехла. Кристаллический фундамент представляет интерес для поисков залежей УВ, но более привлекательна и обоснована его роль как транзитёра для пополнения месторождений осадочного чехла УВ в процессе постоянной дегазации Земли. Для использования этих процессов предлагается принципиально новый подход к построению геологических и геолого-гидродинамических моделей нефтяных месторождений с учетом фундаментальных положений геологической науки о формировании и переформировании залежей нефти и глубинных процессов дегазации Земли.

Обосновываются перспективы разработки «старых» месторождений, находящихся в длительной разработке, расчету КИН с учетом поступления нефти в залежь из глубин недр Земли, необходимости коррекции методов подсчета и аудита запасов, изменения уровней материального баланса, даются научно-практические предложения по учету при подсчете запасов и проектировании разработки фундаментальных положений геологии месторождений.

Показаны дальнейшие перспективы внедрения гидродинамических методов разработки и существенное расширение их за счет открытия процессов подпитки месторождений осадочных бассейнов глубинными углеводородами и переформирования залежей на поздней стадии разработки.

**Ключевые слова:** формирование и переформирование нефтяных и нефтегазовых месторождений, дегазация Земли, кристаллический фундамент, аномальные и нормальные скважины, углеводороды, подпитка, воспроизводство углеводородов, геологические и геолого-гидродинамические модели

**Для цитирования:** Муслимов Р.Х. (2019). Углубленное изучение кристаллического фундамента осадочных бассейнов – веление времени. *Георесурсы*, 21(4), с. 55-62. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.55-62>

Проблема поисков углеводородов в толщах кристаллического фундамента впервые в Республике Татарстан (РТ) была поставлена Б.М. Юсуповым в 1936 г., настаивавшим на глубоком нефтепоисковом бурении по древнему фундаменту в северо-западных районах Татарстана, в том числе на Кабык-Куперской площади, где в нем установлены нефтепроявления. Автор утверждал, что «представление о бесперспективности кристаллического фундамента устарело, так как нефтегазоносность фундамента является фактом непреложным» (Юсупов, 1982).

Однако целенаправленного бурения для оценки нефтегазоносности кристаллического фундамента (КФ) в РТ до начала 70-х годов прошлого столетия не проводилось.

В Татарстане под руководством профессора В.А. Лобова в 1969 году была разработана программа сверхглубокого бурения по кристаллическому фундаменту для различных районов РТ (Муслимов и др., 1980). Теоретическая концепция абиогенного генезиса нефти, созданная выдающимся учеными Н.А. Кудрявцевым, П.Н. Кропоткиным, В.Б. Порфирьевым, В.А. Краюшкиным и др., явилась научной основой комплексной программы изучения глубинных недр Татарстана, начало реализации которой приурочено к 70-м гг. прошлого столетия.

Программа объединила следующие основные направления:

- целенаправленное разбуривание докембрийского осадочного параметрическими сверхглубокими скважинами (до глубины 5-7 км);

- углубление в породы кристаллического фундамента на первые сотни метров отдельных поисковых и разведочных скважин, бурящихся на продуктивные горизонты девона;

- вскрытие локальных древних эрозионно-тектонических выступов архейско-протерозойских толщ;

- вскрытие пород фундамента на 550 м разведочными и некоторыми эксплуатационными скважинами.

Основной задачей данной программы являлся поиск структурных неоднородностей в теле КФ, разуплотненных проницаемых зон с циркуляцией газонасыщенных растворов и возможных скоплений углеводородных флюидов.

В итоге удалось утвердить бурение первой сверхглубокой скважины № 20000 на кристаллический фундамент на Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения, которая забурилась в марте 1973 г. (рис. 1).

На основании уникальных геологических данных скв. 20000 было обосновано бурение другой сверхглубокой скважины 20009-Ново-Елховской (вскрытая мощность фундамента составила 4077 м) (Муслимов и др., 1976; Муслимов, Кавеев, 1988).

Удивительные и неожиданные результаты бурения этих скважин и опробование в них около 20-ти объектов позволили дать оценку потенциального нефтепоискового объекта кристаллического фундамента (рис. 2).

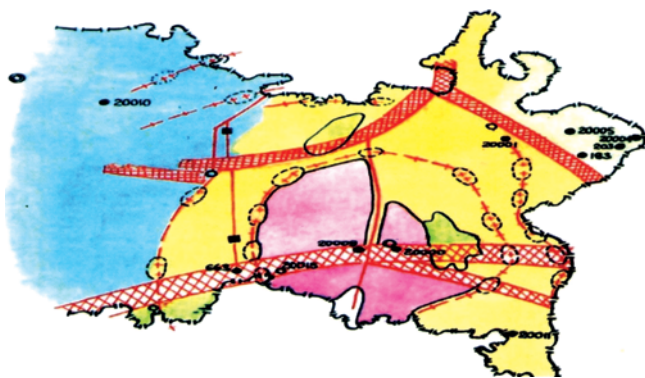


Рис. 1. Карта-проект заложения сверхглубоких скважин РТ

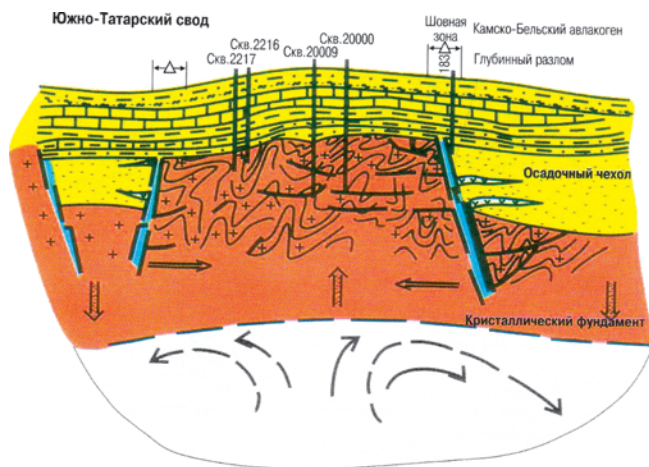


Рис. 2. Гидродинамическая модель Татарского свода

Но с переходом России на капиталистическую систему данная программа не могла быть продолжительной, не говоря уже о её завершении. По инерции некоторое время еще проводились работы по опробованию выделенных для исследования объектов в сверхглубокой скважине 20009. В современной России в настоящее время нет никаких условий для продолжения работ по изучению КФ, связанных с бурением сверхглубоких скважин. В настоящее время руководство требует от научных исследований быстрого получения практических результатов. Но самое главное в руководстве геологической и нефтегазовой отраслей сегодня нет деятелей с глубоким государственным мышлением, способных анализировать мировые тенденции и прогнозировать развития отраслей на 40-50 лет вперед. Такие титаны были в советское время. Об этом говорит сам факт бурения сверхглубоких скважин на КФ в РТ. Когда в обстановке монопольного господства биогенной теории происхождения нефти и повсеместного запрета на исследования по абиогенному происхождению нефти эти специалисты поддержали наши проекты по запрещенной тематике, преодолев свое неприятие этих взглядов. Без их поддержки проведение работ по КФ в РТ было бы не возможно. Сегодня ожидать начала каких то мощных прорывных работ не приходится.

Но нашим геологам, специалистам и ученым не стоит отчаиваться и нужно в полной мере использовать результаты уникальных 40-летних исследований по данной проблеме в РТ.

Вкратце эти результаты следующие:

1. Тесная связь месторождений в осадочном чехле

и их строения с геологическим строением фундамента. Эта связь прослежена не только по структурам высших порядков, но и в деталях (А.В. Постников, Л.П. Попова). Изучая геологическое строение фундамента, мы облегчаем поиски нефти в вышележащих отложениях. Можно сказать, что познание фундамента – ключ к поискам нефти в осадочном чехле.

2. Нефтегазогенерирующая и нефтепроводящая роли фундамента, о чем могут свидетельствовать следующие факторы (Муслимов и др., 1998; Муслимов, Плотникова, 1998):

- генетическая тождественность нефтей из палеозойского комплекса Южно-Татарского свода (ЮТС) и битумоидов фундамента, аргументирующая доминирующую роль вертикальной миграции нефти, достаточный источник которой в осадочном чехле над ЮТС отсутствует;

- приуроченность залежей нефти осадочного чехла к разломам в фундаменте дает возможность рассматривать его как в качестве промежуточного звена миграции нефтегазоносных флюидов, так и самостоятельного поискового объекта;

- четко выраженная тенденция увеличения газопоказаний, расширения спектра гомологов метана и относительный рост содержания его «тяжелых» гомологов (пентана и гексана), появление гелия с увеличением глубины;

- явное несоответствие начальных прогнозных ресурсов (НПР) Татарстана, из которых уже извлечено более 3,5 млрд т нефти, и полученных на основе геохимического анализа доманикитов палеозоя с оценкой их нефтематеринского материала в объеме всего 709 млн т для всей осадочной толщи, указывающие на невозможность формирования промышленных скоплений углеводородов за счет нефтегенерирующего потенциала осадочных пород.

3. Обоснование поисков УВ в породах самого кристаллического фундамента. Для этого есть очень веские основания, полученные в последнее время по мере более углубленного изучения фундамента. На основе данных сейсмического профилирования и глубокого зондирования установлено пластично-чешуйчатое строение фундамента.

4. Роль кристаллического фундамента в постоянной «подпитке» нефтяных месторождений осадочного чехла новыми ресурсами за счет притока углеводородов по скрытым трещинам и разрывам из глубин. Нами было показано существование на ЮТС единого источника нефтегенерации для залежей нефти и природных битумов (ПБ), а также то, что формирование месторождений происходит за счет вертикально восходящей миграции нефтегазоносных флюидов через разломы, секущие кристаллический фундамент и ниже горизонты осадочного чехла. Об этом говорят температурные исследования Н.Н. Христофоровой (Христофорова и др., 1999) (рис. 3).

Информативными оказались сейсморазведочные работы МОГТ, проведенные в РТ в конце 1980-х – начале 1990-х по профилям, проходящим через сверхглубокие и параметрические скважины. По ним были выявлены субвертикальные динамические аномалии (Трофимов, 2014) (рис. 4).

Естественно, результаты таких исследований потребовали более глубокого изучения проблемы. 20 лет тому назад в Татарстане группой специалистов объединения



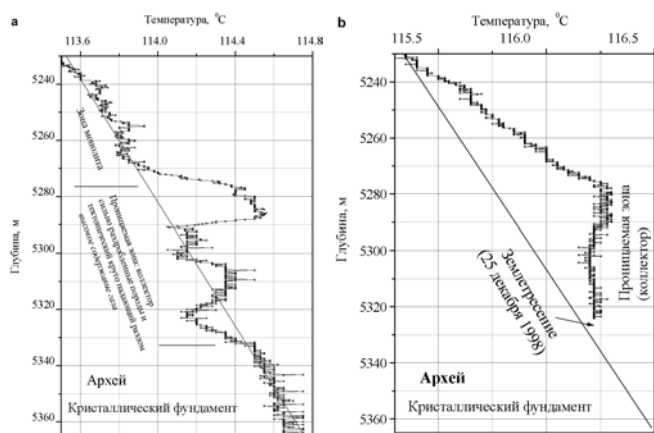


Рис. 3. а – Неустановившийся температурный режим. Термограмма скв. 2009-Ново-Елховская, июль 1996 г. б – Установившийся температурный режим. Термограмма скв. 2009-Ново-Елховская, январь 1999 г. (Христофорова и др., 1999).

«Татнефть», ТатНИПИнефть, Казанского государственного университета, Института органической и физической химии им. А. Е. Арбузова под руководством Р.Х. Муслимова и И.Ф. Глумова были начаты исследования феномена восполнения запасов нефти залежей терригенного девона Ромашкинского месторождения, направленные на решение задач, имеющих большое научное и практическое значение для увеличения извлекаемых запасов нефти разрабатываемых месторождений (Плотникова и др., 2011; Плотникова, Салахиidinova, 2017).

Анализ геолого-промысловых данных (ГПД) многолетней работы эксплуатационных скважин Ромашкинского месторождения позволил обосновать наличие современного поступления углеводородов в промышленную нефтяную залежь пашийского горизонта Ромашкинского месторождения (Плотникова, 2004; Плотникова и др., 2011; Плотникова, Салахиidinova, 2017) и существование локализованных участков подтока новых порций УВ. В ходе анализа ГПД был разработан ряд критериев, позволивших из всего числа эксплуатационных скважин выделить те, в

которых процесс подтока УВ был зафиксирован с наибольшей вероятностью. Такие скважины получили название аномальных. Комплексный анализ геолого-промысловых данных, выполненный в ТатНИПИнефть 2005-2006 гг. под руководством Р.Р. Ибатуллина, С.Г. Уварова, позволил выделить из всего фонда скважин те, которые отвечали определенным критериям аномальности. К аномальным были отнесены скважины с накопленной добычей нефти более 0,5 млн. т., с продолжительностью работы более 40 лет, с накопленным водонефтяным фактором не более 0,5 м<sup>3</sup>/т, с растущими дебитами (более 100 т/сут) в течение не менее 5 лет в период падающей добычи нефти.

На рис. 5 показана динамика отношений средних дебитов аномальных скважин к средним дебитам нормальных скважин в течение 40 лет их эксплуатации. Как видно, максимальные значения этого параметра зафиксированы в 1962, 1976 и 1991 гг., то есть с периодичностью в 14 лет. Причем эффект отличия отношений дебитов более заметен в начальные годы разработки, затем он затухает по мере интенсификации техногенных воздействий на пласт и тотального применения внутриконтурной закачки воды под избыточным давлением нагнетания, но потом на фоне снижения заводнения интенсивность его проявления вновь усиливается.

Эффект подтока легких углеводородов в терригенные пласты девона подтверждается динамикой плотностей нефти, зафиксированной по результатам анализа изменения плотностей в пьезометрических скважинах.

Анализ динамики плотности нефти (рис. 6) из 184-х пьезометрических скважин, расположенных в пределах нефтяных месторождений Татарстана (включая Ромашкинское), показал, что с 1982 по 1998 годы снижение плотности происходило дважды – в 1985 и 1995 годах (период 10 лет). В 1991 году также отмечено относительное снижение плотности (на фоне трех предыдущих и трех последующих лет). На Ромашкинском месторождении динамика плотности нефти (по данным 58-ми пьезометрических скважин) несколько иная. Ее минимальные значения зафиксированы в 1983, 1985 и 1994 гг.

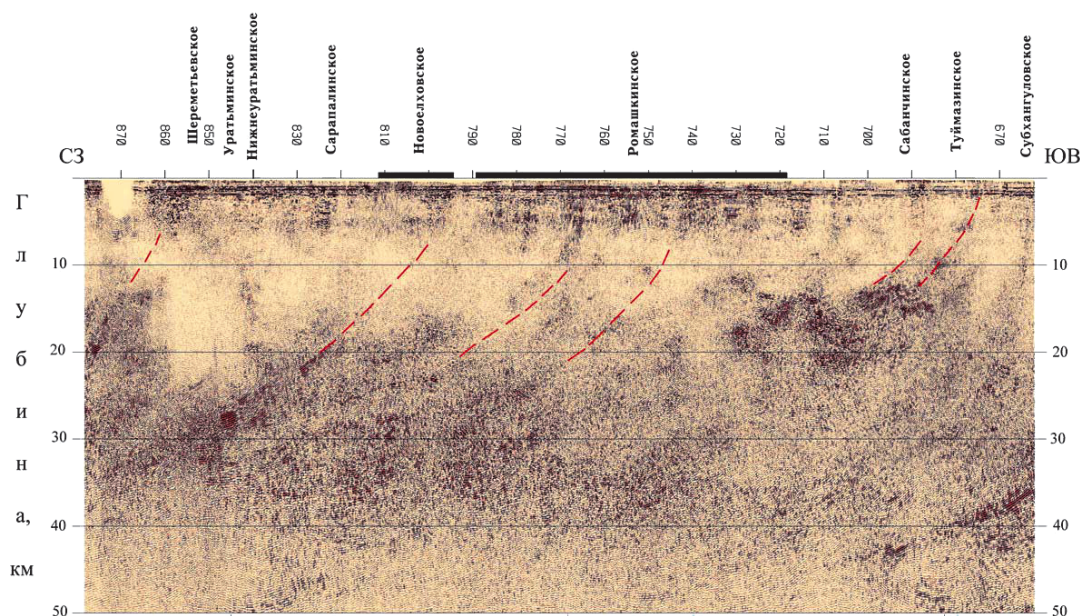


Рис. 4. Иллюстрация приуроченности нефтяных месторождений Южно-Татарского свода к субвертикальным динамическим аномалиям. Последние, в свою очередь, связаны с глубинными структурами земной коры (Трофимов, 2014).



Рис. 5. Динамика отношения средних дебитов аномальных скважин к средним дебитам нормальных скважин Миннибаевской площади за 40 лет их эксплуатации (Хисамов и др., 2012).

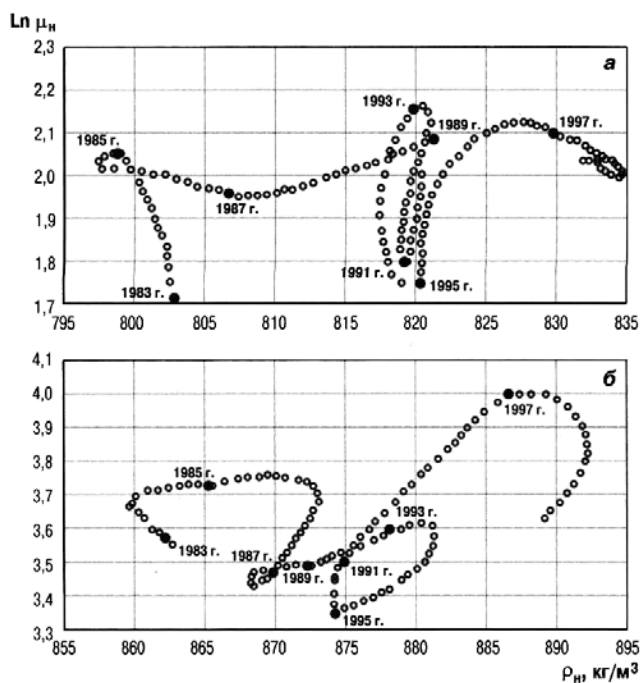


Рис. 6. Изменение плотности и вязкости нефтей девона (а) и карбона (б) Ромашкинского месторождения в процессе разработки

Следует отметить, что выявленная периодичность уменьшения плотности нефти прежде всего свидетельствует о периодичности активизации процесса поступления легких УВ и других газов ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{N}_2$  и др.) в осадочную толщу и продуктивный пласт, однако это не исключает тот факт, что глубинная дегазация происходит на протяжении всего периода, но менее активно (Плотникова, 2004).

Геохимическое изучение нефтей из аномальных скважин однозначно свидетельствует об их отличии по целому ряду параметров, полученных по данным группового, элементного, хроматографического, хроматомасс-спектрометрического анализов и в результате изотопных исследований (Аширов и др., 2000). Результаты проведенных исследований позволяют дифференцировать нефти из аномальных и нормальных скважин, а также выявлять связь химического состава нефтей с геодинамической обстановкой района.

В итоге, можно сделать вывод о наличии факта миграции УВ (углеводородов) из зон деструкций фундамента в осадочный чехол по зонам многочисленных разломов и с

полной уверенностью говорить о «подпитке» нижних горизонтов Ромашкинского месторождения «УВ-дыханием» фундамента.

Многочисленные проведенные анализы позволяют по-новому рассмотреть нефтяные месторождения как постоянно развивающийся, подпитывающийся углеводородами из глубин недр объект.

Приуроченность путей миграции нефти к зонам разломов, молодой возраст залежей нефти, а также заполненность структур менее чем на 100 % дают основание предполагать продолжение процесса формирования и переформирования залежей нефти и, таким образом, наличие современной миграции нефти и восполнение запасов, находящихся в разработке.

Этот процесс может быть аргументирован с позиции неорганического происхождения нефти, поскольку процесс глубинной генерации углеводородов и непрерывно-прерывистого их поступления в верхние горизонты земной коры и осадочного чехла является закономерным, подчиняющимся определенным геотектоническим условиям.

Традиционно запасы нефтяных и газовых месторождений до недавнего времени было принято относить к невозвратимым природным ресурсам, а сам процесс формирования залежей связывать с длительным (миллионы лет) периодом генерации углеводородов и их переноса в капельном состоянии пластовыми водами к месту «захвата» ловушками. Однако наблюдаемые в течение столетий и тысячелетий естественные выходы нефти и газа на дневную поверхность, а также установленные во второй половине прошлого века дегазация рифтовых долин Мирового океана и высачивания нефти и газовых струй на его дне заставили в этом усомниться.

Классические примеры восстановления залежей нефти на территории Кавказского региона, Волгоградского Поволжья, Татарстана, рассмотренные в работах Н.А. Касьяновой, М.Н. Смирновой, Р.Х. Муслимова с соавторами, В.П. Гаврилова, А.В. Бочкарева, С.Б. Остроухова и др., инициировали начало изучения влияния современной геодинамики на нефтеносность осадочного чехла и переформирование залежей нефти и газа в процессе их длительной разработки, включая восстановление запасов ранее истощенных залежей и изменение в них фазового состава углеводородов. На сегодняшний день зафиксировано большое количество случаев превышения объемов добытых углеводородов над подсчитанными запасами на многих месторождениях России и стран СНГ. Месторождения Терско-Сунженского района Чеченской Республики, Западной Кубани, Волгоградской области, Республики Татарстан, Самарской области, Ишембайской и Кинзебулатовской групп в Республике Башкортостан – вот далеко не полный перечень объектов, на которых факт восполнения залежей уже доказан (Аширов, 2000; Бочкарев, 2010; Гаврилов, 2007; Дегазация Земли..., 2006; 2008; 2011; Горюнов и др., 2015; Запывалов, 2012; Казанцев, Казанцева, 2007).

Детальные исследования этого процесса в мониторинговом режиме, проведенные на Памятно-Сасовском месторождении (Нижнее Поволжье) ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть» в период с 1998 по 2002 годы, продемонстрировали не только необходимость



исследования пространственно-временных закономерностей флюидного режима залежи, но и практическую возможность организации подобных мониторинговых исследований на любом разрабатываемом нефтяном месторождении (Касьянова, 2010).

Более убедительных факторов восполнения запасов УВ на эксплуатируемых месторождениях даже искать не нужно. Феномен подпитки уже можно считать не просто гипотезой. Мы эту подпитку видим визуально и даже оцениваем.

Для определения объемов (количества) нефти получаемой за счет подпитки пока можно предложить лишь один путь. Из общей добычи нефти по объекту, которую мы знаем достоверно, вычесть добычу из традиционно эксплуатируемой залежи (участка) из находящихся на госбалансе запасов, затем добычу нефти за счет современных МУН, далее добычу за счет переформирования (регенерации) залежи. Остаток можно принять в качестве вклада подпитки в общую добычу нефти с рассматриваемой залежи.

Работу следует начать с анализа состояния и составления принципиально нового инновационного проекта разработки месторождения.

Для этого нужна совершенно новая модель более высокого поколения, новые технологии промысловых и аналитических исследований залежи, новые технологии нефтеизвлечения и оценки роли и объемов переформирования залежей и глубинной подпитки. Причем переформирование может происходить двумя путями: без учета подпитки и с учетом её. Переформирование без учета подпитки происходит в процессе длительной эксплуатации залежей за счет гравитационных факторов, изменение потоков жидкости в пласте и других явлений, связанных с процессами разработки. В этом случае геологические (балансовые) запасы не меняются, а извлекаемые растут. Подпитка же усиливает эти процессы и увеличивает как геологические (балансовые), так и извлекаемые ресурсы залежи. Изучение проблемы выявило массу вопросов.

Прежде всего необходимо решить проблему достоверного учета геологических и извлекаемых запасов нефтей месторождений без учета подпитки. Эта задача кажется тривиальной, но тем не менее проблема существует.

В отрасли давно назрела необходимость переоценки геологических ресурсов всех месторождений нефти и газа, поскольку балансовые и извлекаемые запасы, в старом, давно установившемся понимании оставляют за бортом запасы так называемых некондиционных пластов и пропластков. По оценкам экспертов, они 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 (Закиров, 2006; Муслимов, 2003).

Такая геологическая модель должна строиться на принципиально новом подходе, чем это принято в настоящее время в официальных документах ГКЗ России. Она должна включать не только так называемые «кондиционные коллектора», как это официально принято, а и так называемые и некондиционные нефтесодержащие пласты, как это показано в работах (Закиров и др., 2009; Муслимов, 2012). В этой модели должны быть показаны разломы, зоны дробления, трещиноватости, получаемые

с использованием различных методов сейсмологических исследований и могущие служить нефтеподводящими каналами. В результате мы получим современную принципиально новую геологическую модель месторождения (залежи).

Далее для построения необходимой принципиально иной геолого-фильтрационной модели, базовая геологическая модель должна дополняться постоянным мониторингом и корректировкой ее по мере получения новых данных об изменении геохимии и геологических свойств пластов, включая состав нефти и растворенного газа, пластовую температуру, динамику дебитов, давлений, газового фактора и др.

Добычу за счет МУН необходимо учитывать отдельно. По Ромашкинскому месторождению методические приемы повышения КИН на поздних стадиях разработки были обобщены в нашей работе (Муслимов, 2014). Основные приемы здесь следующие: выделение небольших размеров блоков, обособленных геологических тел, применение современных гидродинамических МУН, затем применение третичных МУН более высокого поколения (довыработка остаточных запасов на выработанных до проектного уровня КИН участках), применение форсированного отбора жидкости.

На эксплуатируемых месторождениях необходимо организовать специальные комплексные геолого-промысловые и геохимические исследования в режиме мониторинга в течение длительного времени для получения количественных параметров подтока УВ. Эта работа является очень сложной и выходит далеко за рамки рутинных работ, предусмотренных лицензионными соглашениями и проектами разработки.

Все это требует изменения документов ЦКР по проектированию разработки.

Кроме учета объемов глубинной подпитки залежей необходимо оценивать и добычу за счет переформирования (регенерации) залежей во времени. Согласно выдвигаемой гипотезе механизма регенерации нефтяной залежи, остаточная нефть, мигрируя по поровым каналам под действием градиента давления, который обусловлен разницей в удельном весе вытесняющего агента и остаточной нефти, будет скапливаться у кровли продуктивного пласта и перетекать в области, где запас внутренней энергии для нее будет минимальным при данных термодинамических условиях (Дьячук, 2015).

Процессы подпитки и переформирования залежей обуславливают целесообразность и необходимость применения гидродинамических методов разработки нефтяных залежей как наиболее подходящих к природным условиям формирования залежей путем миграции флюидов.

Во-первых, надо полагать, что процессы подпитки идут не на всех разрабатываемых месторождениях. В основном они характерны для крупнейших нефтяных, нефтегазовых и газовых месторождений, а на супергигантах (Ромашкино, Самотлор, Уренгой) их можно насчитать десятками. На мелких и средних месторождениях значимость этих процессов будет существенно ниже, либо их не будет вовсе.

Во-вторых, надо учитывать, что подпитка эта точечная и нужно определится как искать эти участки подпитки.

Для решения проблемы практического использования



процессов подпитки нужны утверждение новых документов по организации подсчета запасов (ГКЗ), по проектированию систем разработки (ЦКР), инструкций по исследованию и мониторингу процессов подпитки и переформирования залежей (Минприроды).

Хотелось, чтобы особенности стадии стабильной добычи длительно разрабатываемых месторождений с учетом переформирования и подпитки инициировали широкое обсуждение проблемы с целью изменения правил и методов проектирования разработки нефтяных месторождений с новыми подходами к определению геологических запасов нефтяных, нефтегазовых и газовых месторождений, исходя из фундаментальных положений геологии. Эти обсуждения мобилизуют широкую общественность на внесение коренных изменений в науку и практику освоения месторождений УВ. Зачем, очевидно это может подтолкнуть (ГКЗ, ЦКР и др. официальные органы) к назревшим изменениям. Тогда эти изменения могут стать реальностью уже к середине текущего столетия.

Необходимость детальных геологических исследований кристаллического фундамента получает дополнительный импульс в связи с установленной связью сланцевых и им подобных отложений осадочного чехла с кристаллическим фундаментом.

Опыт США и других стран Запада показывает огромные перспективы нефтегазоносности плотных пород, основу которых как они полагают составляют сланцевые формации. Но последние, исходя из опыта и накопления этих типов пород, являются лишь частью общего понятия плотные породы. Так на конференции (Дегазация Земли..., 2006) говорилось «С одной стороны, понятия «сланцевая нефть и газ» и «нефть и газ плотных пород» можно считать несовпадающими, в первую очередь из-за критериев их выделения, а с другой необходимо понимать, что вторые полностью поглощают первые. Обобщающий и наиболее часто употребляемый в нефтедобывающей отрасли США термин «нефть из плотных пород – низкопроницаемых коллекторов» сегодня чаще применяется для обозначения всего многообразия нетрадиционных источников нефтей, для добычи которых нужны специальные технологии, включающие бурение горизонтальных и разветвленно-горизонтальных скважин, многостадийные гидроразрывы пластов, микросейсмические и микроскановые наблюдения».

ЮТС – очень молодая структура, испытывавшая подъем на границе неогена и квартера. Тектоническая активизация на своде продолжается и сегодня, что приводит к заполнению существенных ловушек новыми порциями молодой нефти (Мингазов и др. 2012) В длительно эксплуатируемых ловушках нефть молодеет из-за подтока легкой и сверхлегкой глубинной нефти, а в ультранизкопроницаемых породах разреза также аккумулируется сверхлегкая нефть, обладающая весьма высокой проникающей способностью.

И в США вначале добывается легкая нефть. Но эта добываемая нефть является только частью поступающей глубинной нефти по причине малой эффективности принимаемых технологий нефтеизвлечения. Поэтому КИН здесь крайне низок (8-12 %). Это свидетельствует о больших возможностях для создания новых технологий

нефтевытеснения глубинной части нефтей этих смешанных ловушек.

В настоящее время нужно сосредоточить усилия по созданию и отработке методов извлечения молодой глубинной нефти из смешанных залежей. Вопрос добычи органической части УВ таких залежей (из керогена) может быть решен только в долгосрочной перспективе.

Однако получение информации для реализации второго направления необходимо проводить уже сейчас, используя скважины, бурящиеся на терригенный девон, для сбора информации о минеральном составе саргаевско-речицкого комплекса, его флюидонасыщенности, содержания ОВ, его термической зрелости, о генерационном потенциале данных отложений. Все эти исследования, проводящиеся в настоящее время, позволят определить границы распространения пород доманиковой фации в разрезе, дадут о ней все необходимую информацию и значительно сократят затраты на исследование сланцевых толщ в будущем, когда внедрение технологий по внутрипластовой переработке сланцев станет рентабельным.

Что касается просто ультранизкопроницаемых пород, составляющих значительную часть осадочных отложений РТ, то здесь присутствие керогена не обязательно. Здесь может быть нефть только первой группы. Соответственно нужны другие технологии, не связанные исключительно с внутрипластовым пиролизом УВ.

Вышеизложенное требует усиления внимания изучению КФ и особенно его связей с месторождениями осадочного чехла любого генезиса и геологического строения.

## Литература

- Аширов К.Б., Боргест Т.М., Карев А.Л. (2000). Обоснование причин многократной восполнимости запасов нефти и газа на разрабатываемых месторождениях Самарской области. *Известия Самарского НЦ РАН*, 2(1), с. 166-173.
- Бочкарев В.А., Остроухов С.Б., Сианисян С.Э. (2010). Концепция двухэтапного формирования залежей углеводородов западного борта Прикаспийской впадины. *Успехи органической геохимии: матер. Всерос. науч. конф.*, Новосибирск: ИНГГ СО РАН, с. 64-69.
- Гаврилов В.П. (2007). Нефть и газ – возобновляемые ресурсы. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. [http://www.gubkin.ru/faculty/geology\\_and\\_geophysics/chairs\\_and\\_departments/geology/VP\\_statya\\_Neft%20gaz%20vozobnovlyaemy.pdf](http://www.gubkin.ru/faculty/geology_and_geophysics/chairs_and_departments/geology/VP_statya_Neft%20gaz%20vozobnovlyaemy.pdf)
- Горюнов Е.Ю., Игнатов П.А., Клементьева Д.Н. и др. (2015). Проявления современных подтоков углеводородов в нефтегазоносные комплексы на территории ВолгоУральской нефтегазоносной провинции. *Геология нефти и газа*, 5, с. 62-69.
- Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений. (2011). *Сборник статей: к 100-летию со дня рождения П.Н. Кропоткина*. М.: ГЕОС, 503 с.
- Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы. (2008). *Материалы Всерос. конф.*, М.: ГЕОС, 622 с.
- Дегазация Земли: геофлюиды, нефть и газ, парагенезы в системе горючих ископаемых. (2006). *Тезисы докладов Международной конференции*, М.: ГЕОС, 320 с.
- Дьячук И.А. (2015). К вопросу переформирования нефтяных месторождений и пластов. *Георесурсы*, 1(60), с. 39-46.
- Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С. и др. (2009). Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 484 с.
- Завипалов Н.П. (2012). Динамика жизни нефтяного месторождения. *Известия Томск. политехн. ун-та*, 321(1), с. 206-211.
- Казанцев Ю.В., Казанцева Т.Т. (2007). Возможность пополнения запасов углеводородного сырья в старых месторождениях в свете сейсмотектонических исследований. *Геологический сборник*, 6, Уфа: ИГ УНЦ РАН, с. 74-76.

Касьянова Н.А. (2010). Геофлюидодинамические доказательства современного восполнения запасов нефтегазовых залежей. *Геология, география и глобальная энергия*, 3(38), 14-16.

Муслимов Р.Х. (2012). Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее. Казань: Фэн, 664 с.

Муслимов Р.Х., Изотов В.Г., Ситдикова Л.М. (1998). Кристаллический фундамент Татарского свода – потенциальный генератор углеводородов Ромашкинского месторождения. *Мат-лы конф.: Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа*, М.: Изд. МГУ, с. 147-149.

Муслимов Р.Х., Кавеев И.Х. (1988). Обоснование заложения, геологический глубинный разрез и задачи скважины 20009. Геологические и технологические особенности заложения Ново-Елховской скважины 20009. *Тезисы докладов научно-технической конференции*, Альметьевск, с. 3-6.

Муслимов Р.Х., Лобов В.А., Хаммадеев Ф.М. и др. (1976). Обоснование заложения и основные результаты бурения скважины 20000. Глубинные исследования архейского фундамента востока Русской платформы в Миннибаевской скважины 20000. Казань: Таткнигоиздат, с. 3-14.

Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. (1998). Проблемы нефтегазоносности кристаллического фундамента и его роль в формировании залежей нефти в осадочном чехле. *Мат-лы конф.: Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа*, М.: Изд. МГУ, с. 150-151.

Муслимов Р.Х., Хаммадеев Ф.М., Ибатуллин Р.Х., Кавеев И.Х. (1980). Программа дальнейшего изучения глубинных недр Татарии. Глубинные исследования докембрия востока Русской платформы. *Сборник статей*, Казань: Таткнигоиздат, с. 3-13.

Плотникова И.Н. (2004). Современный процесс возобновления запасов углеводородного сырья: гипотезы и факты. *Георесурсы*, 15(1), с. 40.

Плотникова И.Н., Ахметов А.Н., Делев А.Н., Усманов С.А., Шарипов

Б.Р. (2011). Геоинформационные подходы к изучению Ромашкинского месторождения. *Известия ВУЗов. Горный журнал*, 7, с. 63-67.

Плотникова И.Н., Салахитдинова Г.Т. (2017). Геохимические критерии идентификации невыработанных участков нефтяных залежей на поздней стадии их разработки. *Нефть и газ*, 5, с. 83-102.

Трофимов В.А. (2014). Глубинные региональные сейсморазведочные исследования. МОГТ нефтегазоносных территорий. М.: ГЕОС, 202 с.

Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Амерханов М.И., Слесарева С.С. (2012). Оценка возможного подтока глубинных углеводородов в разрабатываемые залежи Ромашкинского месторождения (на примере Миннибаевской площади). *Георесурсы*, 5(47), с. 48-51.

Христофорова Н.Н., Христофоров А.В., Муслимов Р.Х. (1999). Разуплотненные зоны в кристаллическом фундаменте. *Георесурсы*, 1(1), с. 4-15.

Юсупов Б.М. (1982). Новая концепция проблемы происхождения нефти и природного горючего газа. Уфа.

### Сведения об авторах

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

Казанский (Приволжский) федеральный университет  
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5

Статья поступила в редакцию 02.09.2019;

Принята к публикации 08.10.2019;

Опубликована 30.10.2019

IN ENGLISH

Discussion article

## An in-depth study of the crystalline basement of sedimentary basins is a dictate of the time

*R.Kh. Muslimov*

Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, Russian Federation  
E-mail: davkaeva@mail.ru

**Abstract.** The history of studying the crystalline basement in the Republic of Tatarstan, the state of implementation of the super-deep drilling program is given.

The scientific substantiation of the replenishment of exploited oil and oil-gas fields is provided by feeding them with deep hydrocarbons through oil supply channels connecting the deep source of hydrocarbons with sedimentary cover deposits. The crystalline basement is of interest for the search for hydrocarbon deposits, but its role as a transit for replenishing deposits of hydrocarbon sedimentary cover in the process of constant degassing of the Earth is more attractive and justified. To use these processes, a fundamentally new approach to the construction of geological and hydrodynamic models of oil fields is proposed, taking into account the fundamental principles of geological science on the formation and reformation of oil deposits and the deep processes of Earth degassing.

Prospects are substantiated for the development of “old” fields that are in long-term development, for the calculation of oil recovery factor taking into account oil entering the reservoir from the depths of the Earth, the need for adjusting methods for calculating and accounting reserves, changing levels of material balance, and scientific and practical suggestions for accounting when calculating reserves and designing the development of fundamental principles of field geology.

Further prospects for the introduction of hydrodynamic development methods and their significant expansion due to

the opening of the processes of replenishment of sedimentary basin deposits with deep hydrocarbons and the reformation of deposits at a late stage of development are shown.

**Keywords:** crystalline basement, degassing of the Earth, formation and reformation of oil deposits, hydrocarbons, replenishment

**Recommended citation:** Muslimov R.Kh. (2019). Paleobasins – a new concept of modeling the history of geological development and oil and gas bearing of regions. *Georesursy = Georesources*, 21(4), pp. 55-62. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.55-62>

### References

Ashirov K.B., Borgest T.M., Karev A.L. (2000). The reasons of repeated many times gas and oil restocking at the fields being exploited in the Samara region. *Izvestiya Samarского nauchnogo tsentra RAN*, 2(1), pp. 166-173. (In Russ.)

Bochkarev V.A., Ostroukhov S.B., Sianisyan S.E. (2010). The concept of a two-stage formation of hydrocarbon deposits on the western side of the Caspian depression. Proc. All Russ. Sci. Conf.: Advances in Organic Geochemistry, Novosibirsk: INGG SB RAS, pp. 64-69. (In Russ.)

Dyachuk I.A. (2015). Reformation of oil fields and reservoirs. *Georesursy = Georesources*, 1(60), pp. 39-45.

Earth degassing and the genesis of oil and gas fields: Coll. papers. (2011). Moscow: GEOS, 503 p. (In Russ.)

Earth degassing: geodynamics, geofluids, oil, gas and their parageneses: Proc. All Russ. Conf. (2008). Moscow: GEOS, 622 p. (In Russ.)

Earth degassing: geofluids, oil and gas, parageneses in the system of combustible minerals. Proc. Int. Conf. (2006). Moscow: GEOS, 320 p. (In Russ.)

Gavrilov V.P. (2007). Oil and gas – renewable resources. Gubkin National

University of Oil and Gas. [http://www.gubkin.ru/faculty/geology\\_and\\_geophysics/chairs\\_and\\_departments/geology/VP\\_statya\\_Neft%20gaz%20vozobnovlyaemy.pdf](http://www.gubkin.ru/faculty/geology_and_geophysics/chairs_and_departments/geology/VP_statya_Neft%20gaz%20vozobnovlyaemy.pdf). (In Russ.)

Goryunov E. Yu., Ignatov P.A., Kliment'eva D.N., Khalikov A.N. (2015). The show of present hydrocarbon inflow into oil and gas complexes in the Volga-Ural oil and gas province. *Geologiya nefii i gaza = The geology of oil and gas*, 5, pp. 62-69. (In Russ.)

Kas'yanova N.A. (2010). Geofluidodynamic evidence of modern replenishment of reserves of oil and gas deposits. *Geologiya, geografiya i global'naya energiya*, 3(38), pp. 14-16. (In Russ.)

Kazantsev Yu.V., Kazantseva T.T. (2007). The possibility of replenishing hydrocarbon reserves in old fields in the light of seismotectonic studies. *Geologicheskii sbornik*, 6, Ufa: IG UNTs RAN, pp. 74-76. (In Russ.)

Khisamov R.S., Ibatullin R.R., Amerkhanov M.I., Slesareva S.S. (2012). Estimation of deep hydrocarbon possible inflow into the developed deposits of the Romashkino field, Tatarstan Republic, Russia (on the example of Minnibayevo area). *Georesursy = Georesources*, 47(5), pp. 48-51. (In Russ.)

Khristoforova N.N., Khristoforov A.V., Muslimov R.Kh. (1999). Uncondensed zones in the crystalline basement. *Georesursy = Georesources*, 1(1), pp. 4-15. (In Russ.)

Muslimov R.Kh. (2012). Oil recovery: past, present, future. Kazan: Fen Publ., 664 p. (In Russ.)

Muslimov R.Kh., Izotov V.G., Sitdikova L.M. (1998). Crystalline basement of the Tatar Arch is a potential hydrocarbon generator of the Romashkinskoe field. *Proc. Conf.: New Ideas in the Geology and Geochemistry of Oil and Gas*, Moscow: Moscow State University, pp. 147-149. (In Russ.)

Muslimov R.Kh., Kaveev I.Kh. (1988). Justification of the location, geological depth section and objectives of the 20009 well. Geological and technological features of the founding of the 20009 Novo-Elkhovskaya well. Abstracts of the Sci. and Tech. Conf., Almet'yevsk, pp. 3-6. (In Russ.)

Muslimov R.Kh., Khammadeev F.M., Ibatullin R.Kh., Kaveev I.Kh. (1980). Program for further study of the deep Earth's interior of Tatarstan. In-depth studies of Precambrian east of the Russian platform. Coll. papers, Kazan: Tatknigoizdat, pp. 3-13. (In Russ.)

Muslimov R.Kh., Lobov V.A., Khammadeev F.M. et al. (1976). The justification for the location and the main results of drilling a 20000 well.

In-depth studies of the Archean basement of the east of the Russian platform in the 20000 Minnibaevskaya well. Kazan: Tatknigoizdat, pp. 3-14. (In Russ.)

Muslimov R.Kh., Plotnikova I.N. (1998). Problems of oil and gas content of the crystalline basement and its role in the formation of oil deposits in the sedimentary cover. *Proc. Conf.: New Ideas in the Geology and Geochemistry of Oil and Gas*, Moscow: Moscow State University, pp. 150-151. (In Russ.)

Plotnikova I.N. (2004). [Modern renewal process of hydrocarbon reserves: hypotheses and facts. *Georesursy = Georesources*, 1, pp. 40-41. (In Russ.)

Plotnikova I.N., Akhmetov A.N., Delev A.N., Usmanov S.A., Sharipov B.R. (2011). Geoinformation approaches to study geodynamics of the Romashkino oil field. *Izvestiya VUZov. Gornyy zhurnal*, 7, pp. 63-67. (In Russ.)

Plotnikova I.N., Salakhidinova G.T. (2017). Geochemical criteria for identification of unprocessed sections of oil deposits at a late stage of their development. *Nefi' i gaz*, 5, pp. 83-102. (In Russ.)

Trofimov V.A. (2014). Deep regional seismic CDP studies of oil and gas areas. Moscow: GEOS, 202 p. (In Russ.)

Yusupov B.M. (1982). A new concept of the problem of the origin of oil and natural combustible gas. Ufa. (In Russ.)

Zakirov S.N., Indrupskii I.M., Zakirov E.S. et al. (2009). New principles and technologies of oil and gas fields development. Part 2. Moscow-Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy, 484 p. (In Russ.)

Zapivalov N.P. (2012). Dynamics of life oilfield. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*, 321(1), pp. 206-211. (In Russ.)

### About the Author

*Renat Kh. Muslimov* – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Department of Oil and Gas Geology, Institute of Geology and Petroleum Technologies

Kazan (Volga region) Federal University

4/5 Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

*Manuscript received 02 September 2019;*

*Accepted 08 October 2019; Published 30 October 2019*



## ИНФОРМАЦИЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.63-66>

Проект

## РЕШЕНИЕ

**Международной научно-практической конференции  
«Углеводородный и минерально-сырьевой потенциал  
кристаллического фундамента»**

## DECISION

**of the International Scientific and Practical Conference  
«Hydrocarbon and Mineral Raw Potential of the Crystalline Basement»**

В период 2-3 сентября 2019 г. в Казани в рамках Татарстанского нефтегазохимического форума – 2019 состоялась 23-я Международная научно-практическая конференция «Углеводородный и минерально-сырьевой потенциал кристаллического фундамента» (далее – Конференция).

Организаторы Конференции: Аппарат Президента Республики Татарстан, Министерство промышленности и торговли Республики Татарстан, ФГБУ «Российская академия наук», ГНБУ «Академия наук Республики Татарстан», ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, ЗАО «Нефтеконсорциум», Казанский филиал ФБУ «ГКЗ», ОАО «Казанская ярмарка».

Основная цель конференции – в углубленном изучении углеводородного и минерально-сырьевого потенциала глубин недр и роли кристаллического фундамента в пополнении запасов нефти и газа месторождений осадочного чехла в процессе дегазации Земли.

В конференции приняли участие 427 специалиста, представители 98 организаций, включая компании Республики Татарстан – 42, Российской Федерации – 47 (в т.ч. Москвы, Санкт-Петербурга, Башкортостана, Тюменской, Самарской и других областей), 24 специалиста стран дальнего и ближнего зарубежья из Китая, Италии, Канады, Вьетнама, Египта, Казахстана, Узбекистана, Беларуси, Украины, Азербайджана.

Были заслушаны выступления представителей академической и вузовской науки: Российской академии наук, Сибирского отделения Российской академии наук, Академии наук Республики Татарстан, Национальной Академии наук Беларуси, Национальной Академии наук Украины, Национальной Академии наук Азербайджана, ведущих вузов и исследовательских университетов.

Представлено и обсуждено 36 докладов, в том числе 14 пленарных, 22 устных на круглом столе и 54 стендовых. Опубликован сборник трудов конференции, куда включены материалы 90 докладов в рамках программы конференции.

Основой успешного освоения нефтяных и нефтегазовых месторождений является создание современных моделей геологического строения нефтегазоносных бассейнов и территорий, нефтяных и нефтегазовых месторождений и процессов их разведки и разработки.

В результате обсуждения докладов и обмена мнениями участниками конференции выработаны следующие рекомендации:

1. Научно-исследовательским организациям обратить особое внимание на усиление работы по изучению опыта поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа, частично или полностью залегающих в кристаллическом фундаменте (КФ) осадочных бассейнов. Необходимо учитывать при этом полувековой опыт изучения кристаллического фундамента Республики Татарстан и Волго-Уральской Нефтегазовой провинции.

2. Приоритетными направлениями углубленного изучения кристаллического фундамента осадочных бассейнов на современном этапе считать:

2.1. Изучение связи месторождений осадочного чехла с кристаллическим фундаментом, понимая, что познание геологического строения КФ – ключ к поискам нефти в осадочном чехле.

2.2. Изучение нефтегазогенерирующей и нефтепроводящей роли фундамента, о чем свидетельствуют следующие факторы:

– генетическая тождественность нефтей из палеозойского комплекса Южно-Татарского свода (ЮТС) и битумоидов фундамента, аргументирующая доминирующую роль вертикальной миграции нефти, достаточный источник которой в осадочном чехле над ЮТС отсутствует;

– приуроченность залежей нефти осадочного чехла к разломам в фундаменте дает возможность рассматривать его как в качестве промежуточного звена миграции нефтегазоносных флюидов, так и самостоятельного поискового объекта;

– четко выраженная тенденция увеличения газопоказаний, расширения спектра гомологов метана и относительный рост содержания его «тяжелых» гомологов (пентана и гексана), появление гелия с увеличением глубины.

2.3. Исследование установленного феномена и роли в постоянной «подпитке» нефтяных месторождений осадочного чехла новыми ресурсами за счет притока углеводородов по скрытым трещинам и разрывам из глубин. В Республике Татарстан было показано существование на ЮТС (ниже осадочного чехла) единого источника нефтегенерации для залежей нефти и природных битумов (ПБ), формирование месторождений происходит за счет

вертикально восходящей миграции нефтегазоносных флюидов через разломы, секущие кристаллический фундамент и нижние горизонты осадочного чехла.

Исследования в этом направлении позволили сделать вывод о наличии факта миграции УВ (углеводородов) из зон деструкций фундамента в осадочный чехол по зонам многочисленных разломов, что свидетельствует о «подпитке» нижних горизонтов Ромашкинского месторождения «УВ-дыханием» фундамента. Проведенные анализы позволяют по-новому рассмотреть нефтяные месторождения как постоянно развивающийся, подпитывающийся углеводородами из глубин недр объект;

3. Процесс подпитки может быть аргументирован с позиции неорганического происхождения нефти, поскольку процесс глубинной генерации углеводородов и непрерывно-прерывистого их поступления в верхние горизонты земной коры и осадочного чехла является закономерным, подчиняющимся определенным геотектоническим условиям.

4. Мировой опыт свидетельствует о высоких перспективах поисков нефти и газа в породах кристаллического фундамента. Но поиски нефти в КФ можно рекомендовать лишь в районах, где уже выявлены скопления нефти в КФ, т.е. там, где для этого имеются наиболее благоприятные геологические условия (сравнительно малые глубины залегания КФ, небольшая мощность осадочного чехла, трещиноватость и раздробленность пород и др.).

В большинстве регионов по причине отсутствия методов поисков УВ в КФ, больших глубин, сложности бурения и высокой стоимости работ исследования КФ на поиски УВ следует проводить в ограниченных объемах, без дорогостоящего бурения глубоких и сверхглубоких скважин.

5. При поисках и разведке нефтяных и газовых месторождений следует исходить из нового понятия месторождений нефти и газа в осадочном чехле, состоящего из:

- ловушки, включающей коллектор и покрышку;
- глубинного резервуара – поставщика углеводородов;
- нефтеподводящего канала (трещиноватых зон), соединяющих глубинный резервуар с осадочными породами.

При этом подразумевалось наличие где-то нефтематеринских толщ – источников дегазации недр.

6. Считать необходимым создать новую методику поисков и разведки нефтяных, нефтегазовых и газовых месторождений, исходя из современного понятия месторождения УВ, ключевым звеном которого должен стать поиск нефтеподводящих каналов (разломов, зон дробления, трещиноватости) в глубокозалегających породах КФ.

7. Полученные данные о переформировании залежей и подпитки эксплуатируемых месторождений осадочного чехла позволяют на современном этапе приступить к их практической реализации принципиально иных подходов к разработке нефтяных месторождений. Опыт РТ показывает, что это необходимо осуществить путем инновационного проектирования процессов разработки.

Инновационные подходы к разработке нефтяных месторождений на основе учета процесса дегазации Земли и восполнения запасов УВ должны базироваться на абиогенной теории происхождения нефти и газа и формирования их промышленных скоплений.

8. Для такого инновационного проектирования разработки нефтяных месторождений должны быть построены принципиально новые геологические и геолого-фильтрационные модели (в отличие от принятых в настоящее время в официальных документах ГКЗ). Они должны включать не только «кондиционные коллектора», как это официально принято, но и так называемые некондиционные нефтесодержащие пласты. В этих моделях должны быть показаны разломы, зоны дробления, трещиноватости, получаемые с использованием различных методов сейсмогеологических исследований и могущие служить нефтеподводящими каналами. В результате мы получим современную принципиально новую геологическую модель месторождения (залежи).

9. Рекомендовать Академии наук РТ:

9.1. Совместно с другими научными организациями Республики Татарстан разработать методику построения геологических и геолого-фильтрационных моделей длительно эксплуатируемых месторождений нефти и газа, учитывающих процессы переформирования и пополнения запасов углеводородов за счет подпитки их из глубин Земли за счет дегазации недр.

9.2. Провести обобщение всех геолого-геофизических материалов, полученных в ходе многолетнего изучения кристаллического фундамента на территории Татарстана и подготовить к печати монографию, посвященную результатам изучения кристаллического фундамента. Для этого – разработать и утвердить на заседании Научного совета АН РТ по геологии и разработке нефтяных месторождений структуру монографии и коллектив авторов. Монография должна явиться итогом многолетних исследований строения и перспектив нефтегазоносности кристаллического докембрийского комплекса, отражать высокую значимость для науки и производства полученных результатов, содержать первичную, исходную информацию по результатам бурения скважин, вскрывших фундамент на значительную глубину.

10. Для организации системы мониторинга Научному совету АН РТ по геологии и разработке нефтяных месторождений совместно с нефтяными компаниями Татарстана разработать соответствующую инструкцию, исходящую из положения о двухуровневой системе мониторинга. Первый уровень – анализ геолого-промысловых данных и выявление потенциальных участков поступления миграционных углеводородов в залежи на основе использования геолого-промысловых критериев аномальности, установленных в РТ ранее. Второй уровень – геохимические исследования нефтей и растворенных в них газов как в пределах скважин с признаками аномальности, так и на прилегающих участках залежи.

11. Считать необходимым проведение (в первую очередь на крупнейших, длительно эксплуатируемых месторождениях) специальных комплексных геолого-промысловых и геохимических исследований в режиме мониторинга в течение длительного (с учетом истории разработки) времени для получения количественных параметров подтока УВ.

12. Рекомендовать научным и производственным организациям начать работы по моделированию процессов переформирования и восполнения запасов нефти («подпитка») на длительно разрабатываемых крупнейших

месторождениях РФ и РТ.

Для этого:

- организовать проведение специальных промысловых исследований по определению скорости накопления нефти в стволах высокообводненных скважин и перевод скважин на отбор, не превышающий скорости притока;

- провести опытные работы по выбору перспективных участков для поиска каналов подпитки углеводородами из глубин недр.

13. Для практического использования выявленных процессов переформирования и подпитки длительно эксплуатируемых месторождений углеводородами из глубин недр Земли наиболее целесообразно применение гидродинамических методов разработки залежей, построенных с учетом увеличения добычи нефти за счет переформирования залежей и подпитки из глубин недр Земли. Эти методы наиболее отработаны и соответствуют особенностям геологического строения месторождений (особенно на поздней стадии).

14. Просить ЦКР обеспечить создание новой инновационной методики проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений, учитывающей выявленные процессы их переформирования и восполнения из глубин недр Земли.

15. Считать необходимым внедрение разработанной техники и технологии строительства скважин, вскрывающих трещинные резервуары кристаллического фундамента и других плотных пород с целью предотвращения кольтатации пород первичного вскрытия и заканчивания скважин.

16. Для ускорения использования процессов переформирования и подпитки залежей нефти и газа на поздней стадии эксплуатации необходимо принять ряд практических шагов:

16.1. Просить «ГКЗ» изменить методику подсчета запасов, включающую в объект подсчета запасов как кондиционные, так и некондиционные пласты и пропластки залежей;

16.2. Просить «ЦКР» разработать методику распределения и учета дополнительных ресурсов УВ за счет переформирования залежей и подпитки из глубин недр Земли;

16.3. Просить «ЦКР» создать и утвердить методику инновационного проектирования разработки нефтяных месторождений на поздней стадии эксплуатации, учитывающую дополнительные ресурсы, получаемые за счет переформирования залежей и подпитки из глубин Земли;

16.4. Просить «ГКЗ» и «ЦКР» Федерального Агентства по Недропользованию – «Роснедра» организовать выполнение указанных работ и утвердить соответствующие документы.

16.5. Просить Минприроды России организовать разработку инструкции по методам исследования и мониторинга процессов переформирования и подпитки углеводородами из глубин Земли на поздней стадии эксплуатации месторождения нефти и газа.

17. Моделирование нетрадиционных залежей нефти (сланцевые отложения, плотные породы) для целей поисков, разведки и оценки прогнозных ресурсов проводить на больших территориях развития перспективных объектов.

Для локализации представляющих интерес участков нефтяных компаний Татарстана проводить специальные

исследования (сейсмолокация бокового обзора, сейсмолокация очагов эмиссии, низкочастотная сейсморастворка, комплексирование методов изучения площадных вариаций гамма-поля, гравирастворки и современных методов интерпретации данных сейсморастворки).

18. Считать приоритетным для науки и нефтяных компаний Татарстана создание и отработку методов извлечения молодой глубинной нефти из смешанных залежей сланцевых и плотных отложений и роли КФ в формировании этих залежей.

19. Рекомендовать нефтяным компаниям Татарстана:

19.1. Создать необходимые условия для инновационного проектирования систем разработки нефтяных месторождений различной сложности (обеспечение науки керном, полным комплексом ГИС и данными по геологическим исследованиям) и принимать непосредственное участие в инновационном проектировании разработки месторождений.

19.2. Обеспечить поэтапное составление геологических и фильтрационных моделей, внедрение в практику многомодельного подхода к созданию и совершенствованию геолого-технологических моделей месторождений нефти и газа.

19.3. Активно использовать гидродинамические модели для решения различных оптимизационных задач по управлению процессом разработки нефтяных, газовых и газонефтяных месторождений: определение оптимальных забойных давлений, оптимизации плотности сетки скважин, оптимальной расстановки скважин на месторождении, бурения уплотняющей сетки скважин, бурения горизонтальных скважин и др.

19.4. Начать работы по исследованию и моделированию процессов переформирования и восполнения запасов нефти на длительно разрабатываемых крупнейших месторождениях России и Республики Татарстан.

По всем накопленным данным строить модели, на которых проводить расчеты, определять скорости регенерации залежей в процессе разработки и объемы подпитки залежи углеводородами из глубин в целях повышения КИН, прогнозировать роль процессов переформирования залежей и пополнения запасов за счет дегазации недр в общих объемах добычи нефти по месторождению.

20. Просить Минприроды России взять на себя функции центрального органа по выработке концепций внедрения новых технологий (особенно по проблемам трудноизвлекаемой нефти).

Для этого:

20.1. Минприроды должно взять на себя финансовое обеспечение полигонов для апробации новых эффективных технологий – положительно оцененных экспертным и аналитическим сообществом.

20.2. Экспертный совет при Минприроды обязан стать директивным органом для оценки тех или иных новаций.

21. Институт проблем нефти и газа РАН определить в качестве одной из главных площадок для разработки и оценки эффективности современных технологий в нефтегазовой области.

22. Просить руководство Республики Татарстан обратиться в Минприроды России с предложением о разработке Федеральной целевой программы по изучению и практическому использованию обсуждаемых проблем.



Основными составляющими этой программы могли бы стать следующие положения:

- выбор длительно разрабатываемых месторождений, находящихся в разных геодинамических условиях (Волго-Урал, Западная Сибирь, Предкавказье), где наиболее вероятно естественное восполнение запасов;

- организация на этих месторождениях научных полигонов по всестороннему изучению современной подпитки, в том числе мониторинга промысловых, геохимических, геофизических параметров;

- детальное изучение геологического строения кристаллического фундамента на этих месторождениях.

23. Просить Минприроды России рассмотреть проблемы глубинных углеводородов и роли кристаллического фундамента в восполнении запасов эксплуатируемых месторождений нефти и газа.

24. В соответствующих комитетах Госдумы и Совета Федерации РФ рассмотреть законопроекты, изменяющие финансирование научных и других организаций, направленных на повышение эффективности деятельности нефтегазовой отрасли.

25. Считать необходимым в законопроекте «О внесении изменений в закон «О недрах» в части закрепления порядка оценки прогнозных ресурсов полезных ископаемых, апробации и учета ее результатов» предусмотреть

порядок составления отчетов о геологических результатах работ и оценки прогнозных ресурсов; а также регламентировать механизм проведения апробации и представления результатов оценки прогнозных ресурсов для включения сведений в государственный кадастр месторождений и проявлений полезных ископаемых.

26. Просить Минприроды России урегулировать порядок создания научных полигонов по осуществлению поисковых и геологоразведочных работ в целях получения геологической информации о ресурсах нефти и газа, находящихся в недрах, особенно в нетрадиционных объектах (кристаллическом фундаменте), и проведения геолого-экономической оценки прогнозных ресурсов.

27. Направить решение конференции в Минэнерго и Минприроды России и предложить руководителям данных министерств учесть в своей текущей работе изложенные в настоящем Решении рекомендации по обсужденным проблемам.

**От Оргкомитета:**

Президент Академии наук РТ  
М.Х. Салахов

Председатель Программного комитета  
Р.Х. Муслимов





НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

# ГЕОРЕСУРСЫ

ISSN 1608-5043 (Print)  
ISSN 1608-5078 (Online)

Т. 21. № 4. 2019  
Часть 2

[www.geors.ru](http://www.geors.ru)

## В НОМЕРЕ:

- Проявления глубинной дегазации в водной толще и верхней части разреза Печорского моря.....68  
*С.Ю. Соколов, Е.А. Мороз, Е.А. Сухих, А.А. Разумовский, О.В. Левченко*
- Сравнение потенциала вторичных и третичных методов воздействия на пласт для получения углеводородов из нефтематеринских пород.....95  
*В.В. Левкина, А.Г. Калмыков, Т.Н. Генарова, М.С. Тихонова и др.*

**GEORESURSY** GEORESOURCES. SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL



## Проявления глубинной дегазации в водной толще и верхней части разреза Печорского моря

С.Ю. Соколов<sup>1\*</sup>, Е.А. Мороз<sup>1</sup>, Е.А. Сухих<sup>1</sup>, А.А. Разумовский<sup>1</sup>, О.В. Левченко<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Геологический институт РАН, Москва, Россия

<sup>2</sup>Институт океанологии РАН, Москва, Россия

Исследования акустических аномалий в водной толще и сейсмоакустических аномалий в разрезе четвертичных отложений Печорского моря и их связи с глубинными источниками углеводородов были проведены Институтом океанологии РАН и Геологическим институтом РАН в 38-м рейсе НИС «Академик Николай Страхов» в 2018 г. Картирование проявлений свободного газа образует дополнительный индикатор тектонической активности и каркаса разломной сети, по которой идет поступление флюидов из глубоких горизонтов. Сопоставление данных сейсмоакустической съемки высокого разрешения с данными глубинной сейсморазведки показывает, что флюид в верхней части разреза сначала аккумулируется под подошвой юрско-меловых осадочных комплексов, являющихся флюидоупором. Локальные нарушения флюидоупора приводят к дальнейшему подъему и перераспределению свободного газа в четвертичных комплексах. Естественное или искусственное нарушение их целостности приводит к выбросам газа в водную толщу из приповерхностных скоплений, обнаруживаемых в виде аномалий типа «яркое пятно» на сейсмоакустической записи. Картирование звукорассеивающих объектов в водной толще показывает области дегазации, которые, как правило, расположены над глубинными разломами. «Яркие пятна» свободного газа в четвертичном комплексе имеют разнообразную форму – многоярусную и наклоненную. Прорывы газа в водную толщу имеют место около краев этих аномалий. Систематическое картирование рассмотренных явлений является необходимым элементом при подготовке района к промышленной эксплуатации.

**Ключевые слова:** звукорассеивающий объект, сейсмоакустика, разлом, дегазация, яркое пятно

**Для цитирования:** Соколов С.Ю., Мороз Е.А., Сухих Е.А., Разумовский А.А., Левченко О.В. (2019). Проявления глубинной дегазации в водной толще и верхней части разреза Печорского моря. *Георесурсы*, 21(4), с. 68-76. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.68-76>

### Введение

Печорское море обладает хорошей геолого-геофизической изученностью глубинными сейсмическими методами и бурением, результаты которого суммированы в Государственной геологической карте 3-го поколения (Государственная геологическая карта..., 2013) (рис. 1). Углеводородный потенциал этого района огромен, и в море с платформы уже введено в эксплуатацию месторождение Приразломное. Бурение в Печорском море сталкивалось с аварийными выбросами газов. При бурении с БС «Бавенит» ОАО АМИГЭ в Печорском море в 1995 г. в 60-70 км к западу от острова Вайгач была вскрыта залежь газа на глубине 50 м под дном внутри песчаных отложений под мерзлой льдистой толщей. Произшедший в результате выброс газа в водную толщу создал аварийную ситуацию для бурового судна, а газирование продолжалось несколько суток с постепенным затуханием (Бондарев и др., 2002; Богоявленский, 2015). Верхняя часть разреза (ВЧР) осадочной толщи в этом районе, как и в других частях Баренцева моря (Solheim et al., 1998) характеризуется сильной переменчивостью состава, мощности четвертичных отложений и диамиктона (Крапивнер, 2018; Дунаев и др., 1995), залегающих на эродированных мезозойских комплексах (Шипилов, Шкарубо, 2010), и наличием

мерзлых пород (Крапивнер, 2018), которые являются флюидоупором для свободного газа. Эти образования не могут быть изучены при разрешении сейсмических исследований разреза на глубины до 10 км с использованием источников сигналов с частотами до 100 Гц.

Исследования ВЧР проводятся с использованием сейсмоакустических систем на основе электроискровых источников (частоты до 1000 Гц), профилографов с излучением частотно-модулированных сигналов (частоты от 2 до 16 кГц) или параметрическими профилографами (Левченко, Мерклин, 2003). Детальное картирование ВЧР также сопровождается многолучевым эхолотированием (МЛЭ), как правило, с возможностью регистрации акустического поля в виде, аналогичном гидролокатору бокового обзора (ГБО), и с записью звукорассеивающих объектов (ЗРО) в водной толще. Степень изученности Печорского моря сейсмоакустическими методами очень высока. В ходе этих исследований помимо разделения четвертичных отложений на сеймостратиграфические комплексы и сеймофации по характерным особенностям волнового поля установлены факты газонасыщенности в слабоконсолидированных породах ВЧР (Костин, Тарасов, 2011; Рокос и др., 2001). Указывается, что скопления свободного газа приурочены преимущественно к зонам мерзлоты в области глубин моря 50-70 метров и мельче.

В результате исследований 13-го рейса НИС «Академик Сергей Вавилов» (Институт океанологии РАН, 1998) (Левченко, Мерклин, 2003) в Печорском море было

\* Ответственный автор: Сергей Юрьевич Соколов  
E-mail: [sysokolov@yandex.ru](mailto:sysokolov@yandex.ru)

© 2019 Коллектив авторов



выявлено множество акустических аномалий, связанных с миграцией углеводородов из глубинных месторождений в ВЧР и в зоны развития криолитогенеза. Скопления углеводородов в виде газовых линз наблюдаются в меловых комплексах, кровля которых в Печорском море по данным каркасной сети профилей 2008-2009 гг. расположена на глубинах до 300 метров (разрез KS1004, скв. Поморская-1) (Казанин и др., 2011). При наличии тектонических нарушений (разрезы KS0928 и KS0932) углеводороды могут мигрировать в ВЧР и в водную толщу с формированием наблюдаемых акустических аномалий разнообразных конфигураций в зависимости от соотношения с криолитозоной. Изучение природы этих явлений, связанных с глубинными источниками углеводородов, были продолжены в 38-м рейсе НИС «Академик Николай Страхов» (Институт океанологии РАН, Геологический институт РАН, 2018), схема работ которого показана на рис. 1. В настоящей работе использованы данные многолучевого эхолота SeaBat 8111 (Дания) с сонарной модой и непараметрического профилографа EdgeTech 3300 (США). Кроме того использованы материалы 2D MOB ОГТ.

### Дегазация в морском продолжении Варандей-Адзвинской структурной зоны

Одним из районов работ 38-го рейса НИС «Академик Николай Страхов» была площадка бурения в 1995 г. БС «Бавенит» (Бондарев и др., 2002; Богоявленский, 2015) где был зафиксирован случай выброса газа (рис. 2).

Положение полигона на тектонических структурах таково, что он покрывает выходящие практически к поверхности надвиговые нарушения продолжения Варандей-Адзвинской структурной зоны на акватории около аварийной скважины. При подходе к полигону был пересечен сейсмический разрез ОГТ 078917 (рис. 3), в верхней части которого видна аномалия типа «яркое пятно» над срезанными надвиговыми структурами Варандей-Адзвинской зоны. Флюидная природа аномалии не подлежит сомнению из-за резкого роста амплитуды отрицательной фазы в аномалии и инверсии полярности в северо-восточном крае аномалии. Отметим, что, судя по разрезу, источником флюида являются надвинутые комплексы, залегающие с северо-восточным азимутом падения, которые, по данным (Соборнов, 2018), могут иметь раннепалеозойский возраст и быть источником мигрирующих вверх углеводородов. Залегающие на эродированной поверхности юрско-меловые комплексы с глинистыми породами могут быть флюидоупором, но мелкие дислокации подошвы осадочных комплексов на глубине около 600 м в данном сегменте разреза формируют каналы для просачивания флюидов в перекрывающий юрско-меловой комплекс и четвертичные отложения.

На рис. 4 приведен субширотный разрез, полученный профилографом EdgeTech 3300 в диапазоне частот 2-6 кГц через район скважин 480 и 481 (Бондарев и др., 2002). В режиме усиления, настроенном на донные рефлекторы видно (рис. 4А), что центральная часть разреза, откуда,

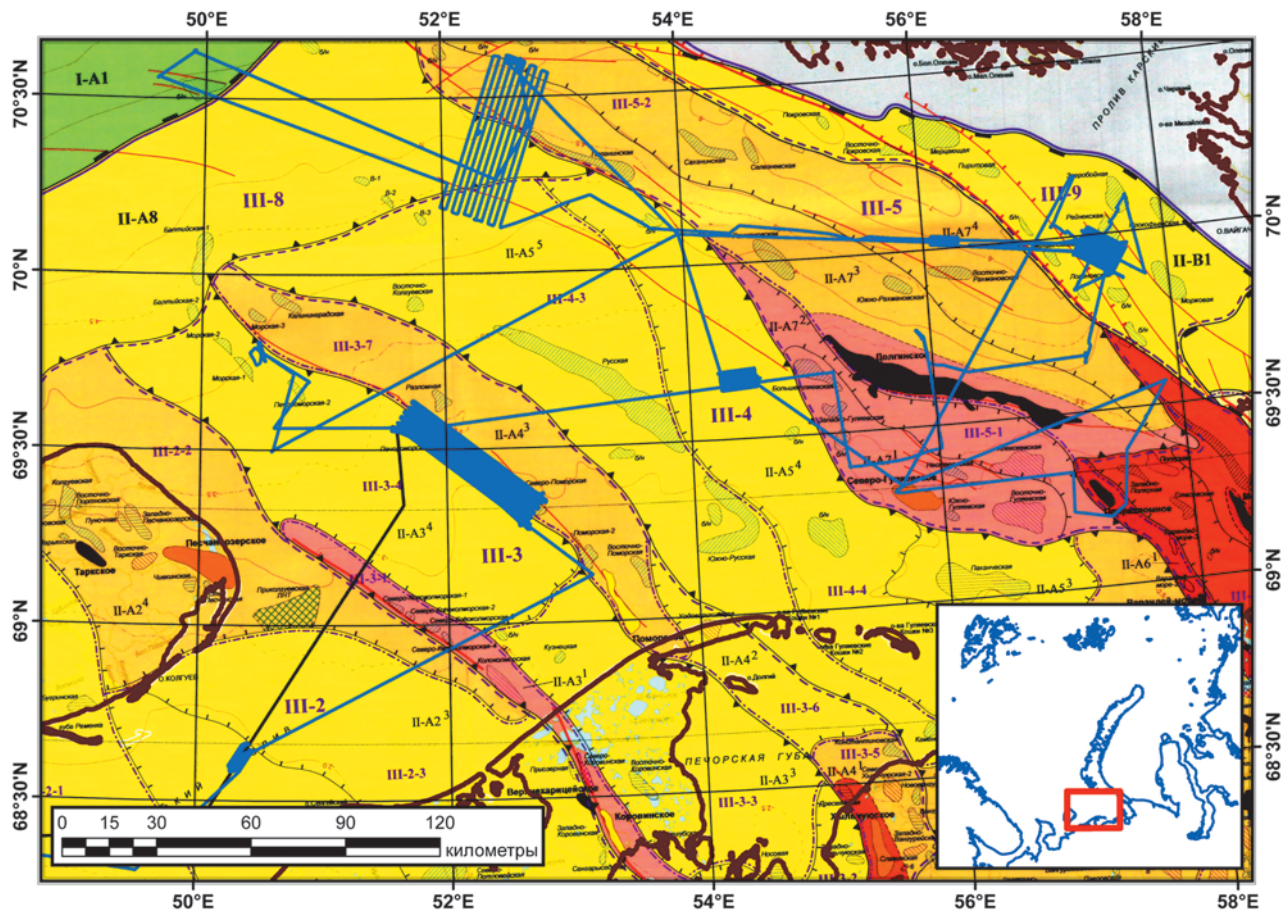


Рис. 1. Схема работ 38-го рейса НИС «Академик Николай Страхов» (Институт океанологии РАН, Геологический институт РАН, 2018). Профили сейсмоакустической съемки показаны синей линией. В качестве топографической основы использована карта прогноза на нефть и газ из комплекта Государственной геологической карты R-39-40 3-го поколения (Государственная геологическая карта..., 2013). На врезке – положение основного полигона в пределах акватории Баренцева моря.



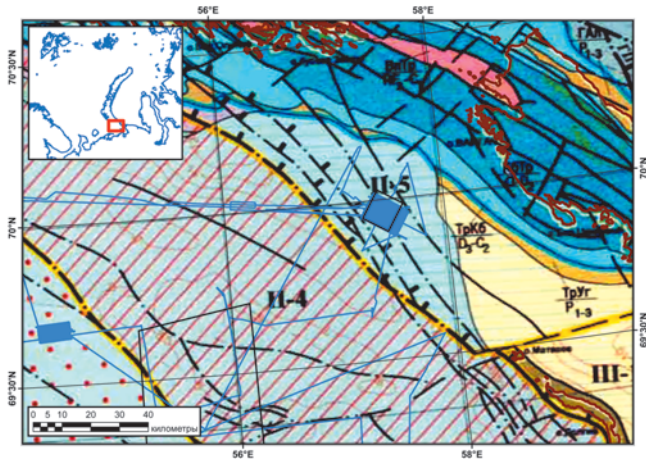


Рис. 2. Схема работ 38-го рейса НИС «Академик Николай Стрехов» (Институт океанологии РАН, Геологический институт РАН, 2018) и полигона (черный квадрат) в районе бурения в 1995 г. БС «Бавенит» (Бондарев и др., 2002; Богоявленский, 2015), расположенного на морском продолжении Варандей-Адзьвинской структурной зоны. В качестве топографической основы использована тектоническая карта из комплекта государственной геол. карты R-39-40 3-го поколения (Государственная геологическая карта..., 2013). На врезке – положение основного планшетов в пределах акватории Печорского моря.

по данным (Бондарев и др., 2002), проходило газирование, представлена акустически прозрачной записью, не содержащей признаков акустической стратификации. В режиме усиления, настроенном на визуализацию ЗРО в водной толще (рис. 4Б), видно, что над этой зоной не наблюдается аномалий сейсмоакустической записи. Это указывает на то, что, скорее всего, после проходки скважины через мерзлые породы 23 года назад скопившийся в окрестности зоны бурения свободный газ, в основном, вышел в водную толщу, и пластичная мерзлая среда закрыла канал его поступления. В западной части разреза

присутствует акустическая стратификация четвертичных отложений, и наличие в отдельных сегментах записи локальных аномалий типа «яркое пятно» указывает на скопление газов в этой части разреза. Наличие редких ЗРО в водной толще, как безкорневых, не имеющих привязки аномалии ко дну, так и корневых, прослеживаемых от верхнего рассеивателя звука до дна, показывает слабую дегазацию из донных отложений, но не катастрофическую. Об этом говорит наличие ненарушенных «ярких пятен». В восточной части разреза признаков дегазации существенно больше, но аномалии записи в осадках отсутствуют. Таким образом, существуют различные стадии дегазационных процессов – накопление с формированием «ярких пятен», дегазация по системе естественных каналов, сопровождающаяся затуханием амплитуды в аномалиях, и катастрофическая техногенная дегазация.

Записи аномалий водной толщи, полученные сонарной модой многолучевого эхолота на частоте 100 кГц (рис. 5), показывают аналогичное распределение ЗРО вдоль того же профиля. Поскольку угол озвучивания вкост движения судна составляет  $150^\circ$ , в запись попадают ЗРО, находящиеся в стороне от линии профиля. Кроме того, заметно эффективнее обратный рассеянный сигнал от головных частей ЗРО в водной толще и от корневых частей ЗРО. Последнее видно на увеличенной врезке в западной части профиля, что показывает грунтовое происхождение звукорассеивающих аномалий. В силу большой полосы сонарного озвучивания в отличие от профилографа, на запись попадает сборка аномалий из широкой полосы съемки. На рис. 6 приведены примеры сонарных данных из прилегающих к ANS38-P3-26 районов полигона, содержащие корневые и безкорневые ЗРО. Примеры показывают грунтовый генезис контрастных гидрофизических условий, формирующих рассеянный сигнал, и являются индикатором глубинных дегазационных процессов в районе работ.

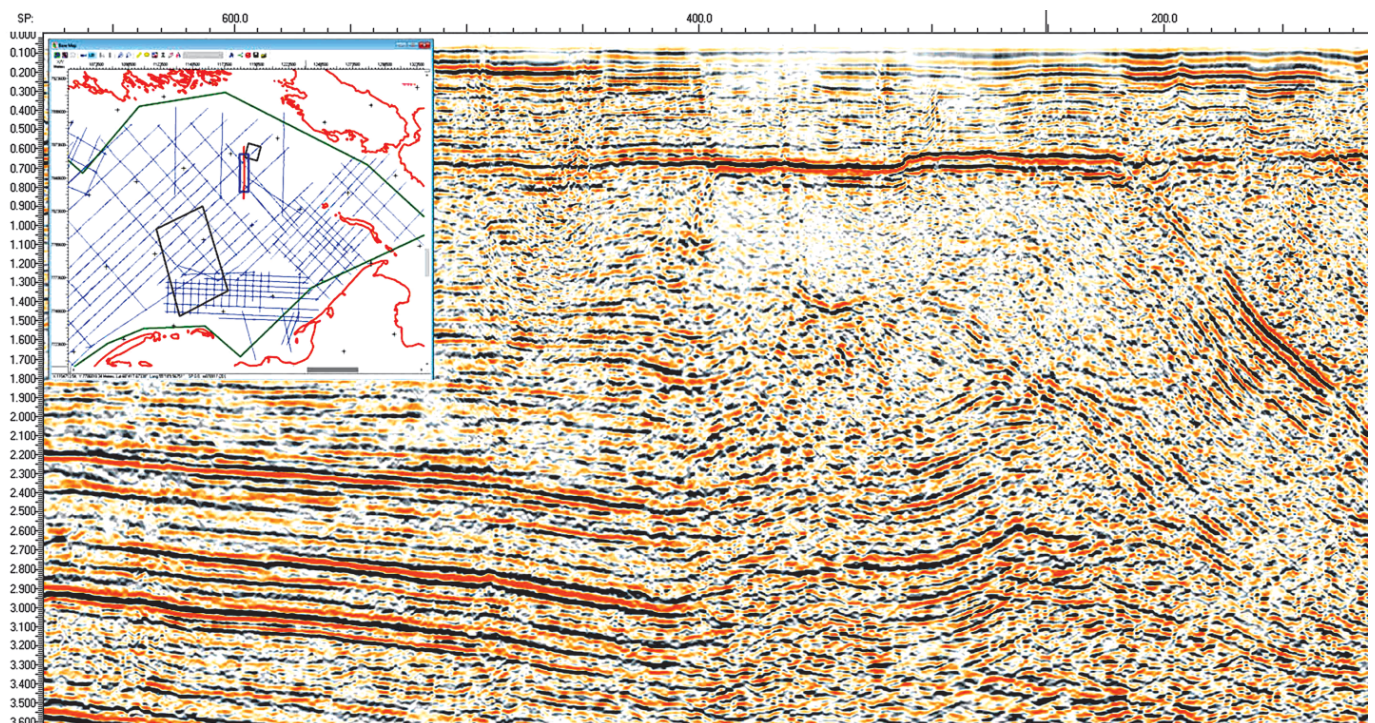


Рис. 3. Фрагмент разреза ОГТ 078917 (положение на врезке). По вертикали – секунды, по горизонтали – номер CDP сборки с шагом 50 м.



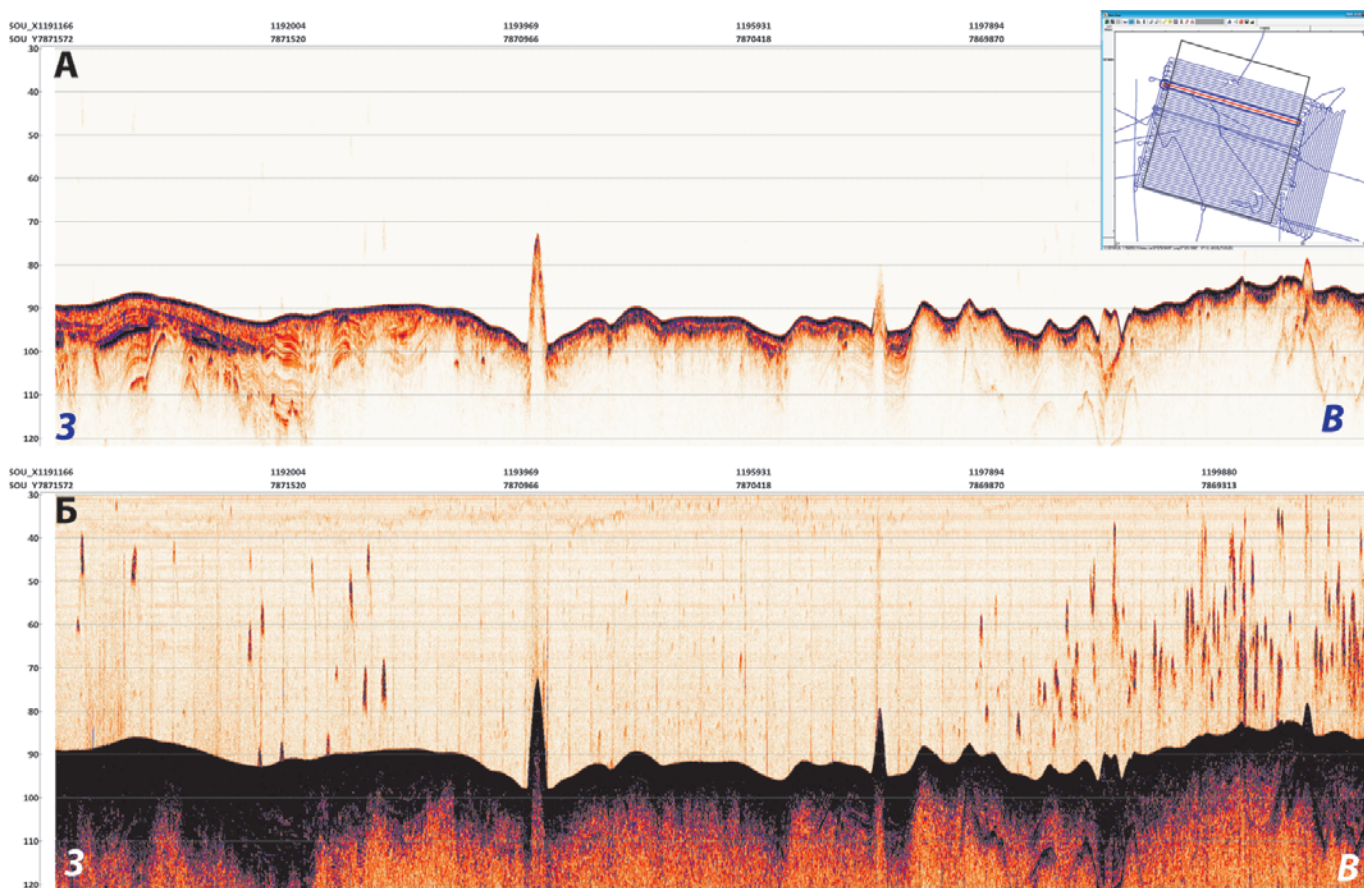


Рис. 4. Разрез ANS38-P3-26, полученный профилографом EdgeTech 3300 в диапазоне частот 2-6 кГц (положение разреза в пределах полигона рис. 2 показано на врезке). По вертикали – миллисекунды от поверхности, по горизонтали – метры UTM37. А – разрез с уровнем усиления в диапазоне донных рефлекторов, Б – разрез с усилением для выделения ЗРО в водной толще.

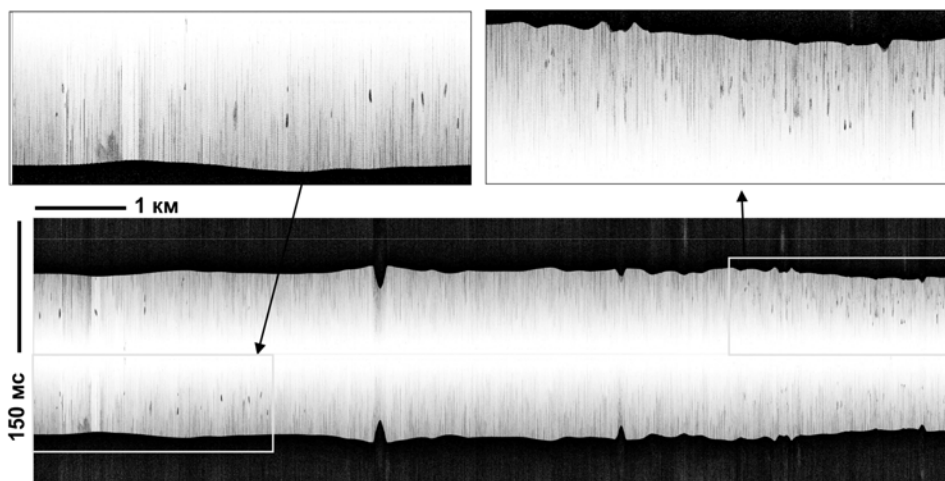


Рис. 5. Разрез ANS38-P3-26 по данным сонарной моды эхолота SeaBat 8111, аналогичной ГБО без применения процедуры устранения водной толщи. На врезках показаны ЗРО в увеличенном виде. Данный разрез содержит помехи от электроискрового источника.

### Дегазация в Варандей-Гуляевском тектоническом блоке

Дегазация в Варандей-Гуляевском тектоническом блоке (рис. 2, блок П-4 на топографической основе) (Государственная геологическая карта..., 2013) имеет глубинные корни. На рис. 7 приведен фрагмент разреза ОГТ 078681, в котором на глубинах около 500 мс под подошвой юрско-меловых комплексов выделяется «яркое пятно» с увеличенной амплитудой отрицательной фазы. Это указывает на скопление флюида под рефлектором.

В нескольких местах на этом разрезе и, в частности, на представленном фрагменте между пикетами 150 и 200, над этим рефлектором наблюдаются бугры пучения с видимым падением мгновенной частоты рефлекторов и акустическим осветлением. Они, вероятно, приурочены к местам прорыва флюида к поверхности в область, доступную для картирования высокочастотным профилографом. Эта запись указывает на локальный подъем слабо консолидированных осадков под воздействием газов. Причиной формирования этих структур в том или



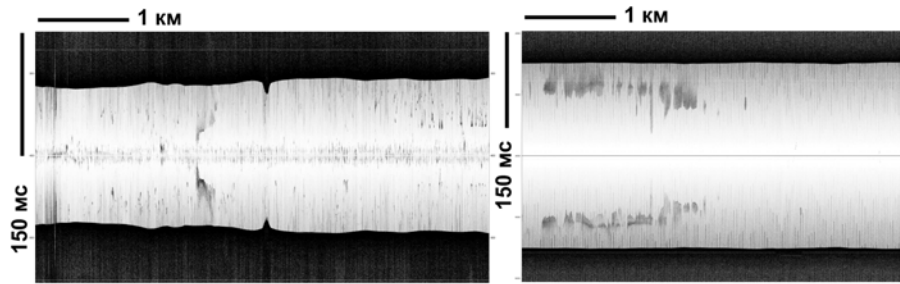


Рис. 6. Примеры данных сонарной моды эхолота SeaBat 8111 из прилегающих к ANS38-P3-26 районов полигона без применения процедуры устранения водной толщи, содержащие корневые и безкорневые ЗРО.

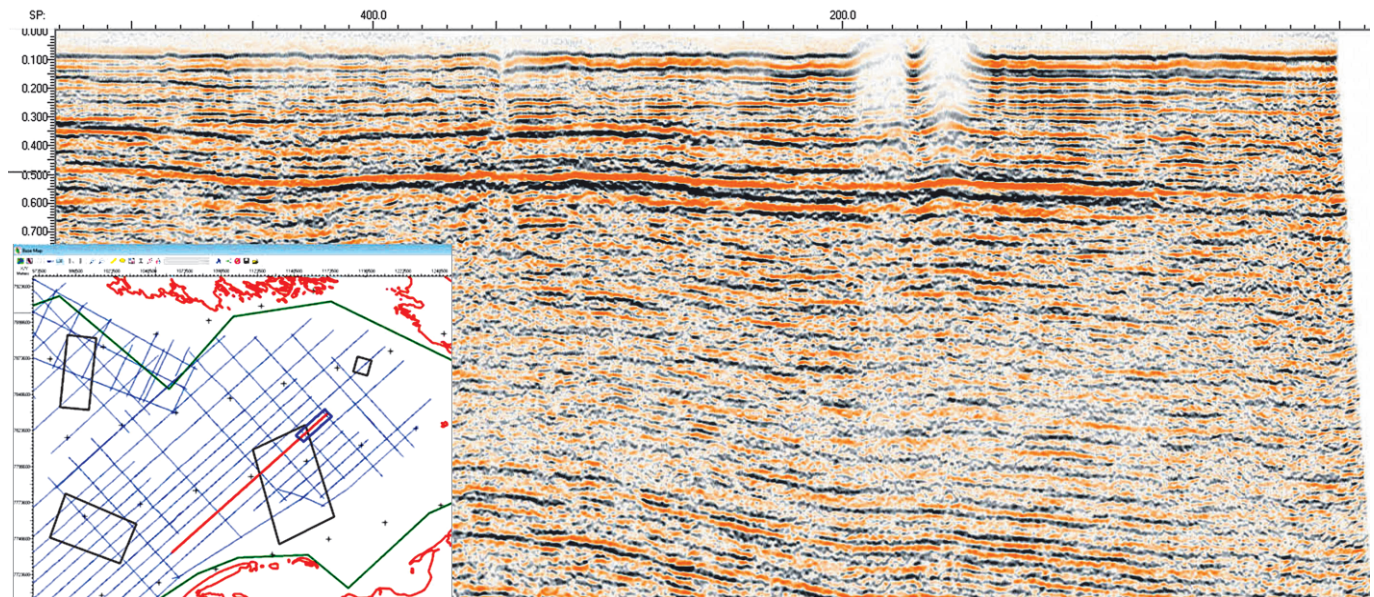


Рис. 7. Фрагмент разреза ОГТ 078681 (положение на врезке). По вертикали – секунды от поверхности, по горизонтали – номер CDP сборки с шагом 50 м.

инном месте являются мелкие локальные неоднородности и тектонические нарушения в юрско-меловых отложениях (горизонт В), либо более глубинные разломы, охватывающие разрез до палеозоя (Казанин и др., 2011).

На фрагменте разреза ANS38-P2-04 (рис. 8), расположенного рядом с разрезом ОГТ 078681, обнаружены редкие проявления акустически стратифицированных отложений с аномалиями «яркое пятно», над разрывами которых вдоль горизонта на глубине около 10 м выделяются корневые ЗРО в водной толще. Наблюдаемая конфигурация ЗРО обладает формой газовых факелов, имеющих в ряде случаев ширину корня около дна до 100 м. Полученная картина волнового поля указывает на интенсивные дегазационные процессы, которые в верхней части разреза формируют газовые шапки, в ослабленных зонах прорывающиеся в водную толщу с формированием характерных ЗРО.

### Дегазация в обрамлении Хорейверского блока

Хорейверский блок (рис. 9, индекс П-3 на врезке) к западу переходит в мобильную зону повышенной проницаемости земной коры (Государственная геологическая карта..., 2013), в которой прослеживаются сейсмоакустические записи с признаками дегазации. На границе этого блока с Мурманско-Куренцовским блоком в северо-западной части работ (рис. 1) выделяется депрессия

рельефа дна амплитудой до 20 метров, которая по данным (Крапивнер, 2018, рис. 5.11, с. 184) маркирует палеоруло. Пересечение данной структуры дна приведено на разрезе рис. 9. Непосредственно за пределами зоны особенностью строения осадочного разреза является наличие депрессии, формирование которой привело к наклонному залеганию глинистых осадков, первоначально отлагавшихся горизонтально. На это указывает наличие углового несогласия на восточном борту депрессии. Причиной образования депрессии мог быть импульс интенсивной дегазации, продолжающийся в настоящее время, о чем свидетельствуют «многоэтажные» «яркие пятна», наблюдаемые в разрезе. С другой стороны триггером данного катастрофического процесса могла стать неотектоническая активность с компонентой растяжения, вдоль оси которой было ориентировано палеоруло. Формирование депрессии было полиэтапно, так как наблюдается эрозионный срез наклоненных слоев в восточной части, а запечатывающие его осадки в самой депрессии имеют такую же конфигурацию наклона. Адаптировавшееся к депрессии русло привело к накоплению в ее оси горизонтально-слоистой толщи, насыщенной «яркими пятнами».

Отметим, что на разрезе рис. 9 «яркие пятна» расположены либо в центральной части глинистых осадков, либо с углом падения к оси депрессии над кровлей диамиктона, ниже которой волновое поле акустически прозрачно. Это говорит о том, что источником флюида являются



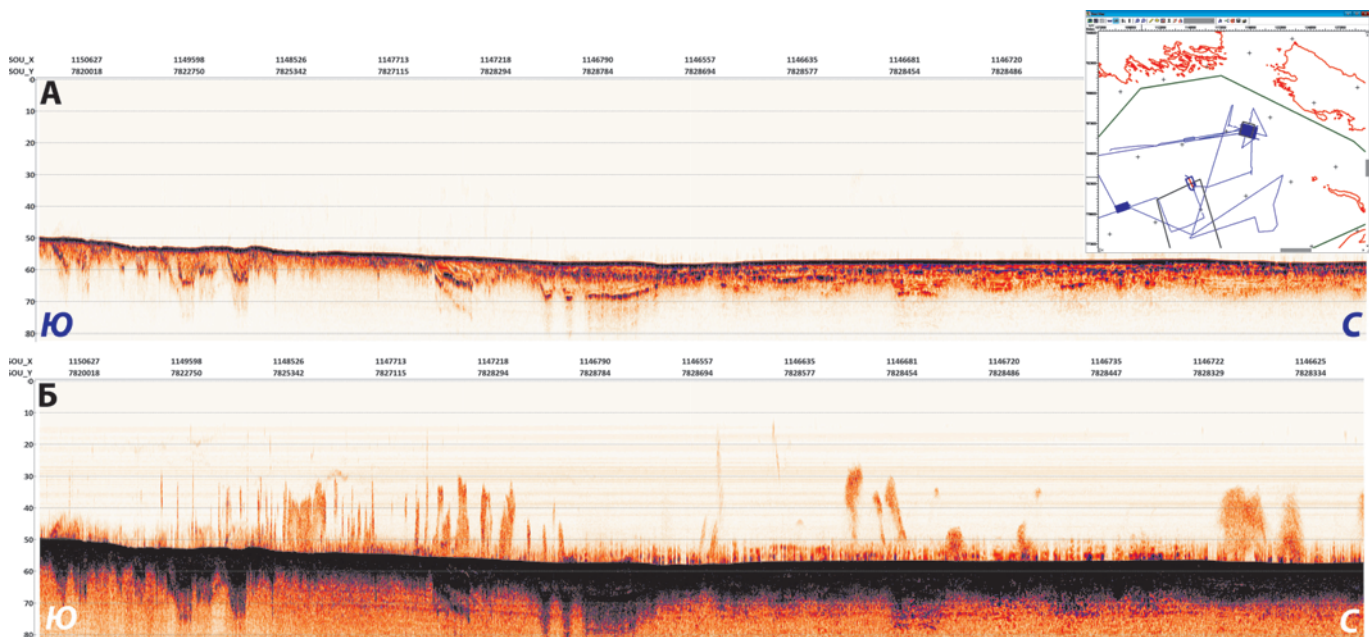


Рис. 8. Фрагмент разреза ANS38-P2-04 (положение разреза показано на врезке). По вертикали – миллисекунды от поверхности, по горизонтали – метры UTM37. А – разрез с уровнем усиления в диапазоне донних рефлекторов, Б – разрез с усилением для выделения ЗРО в водной толще.

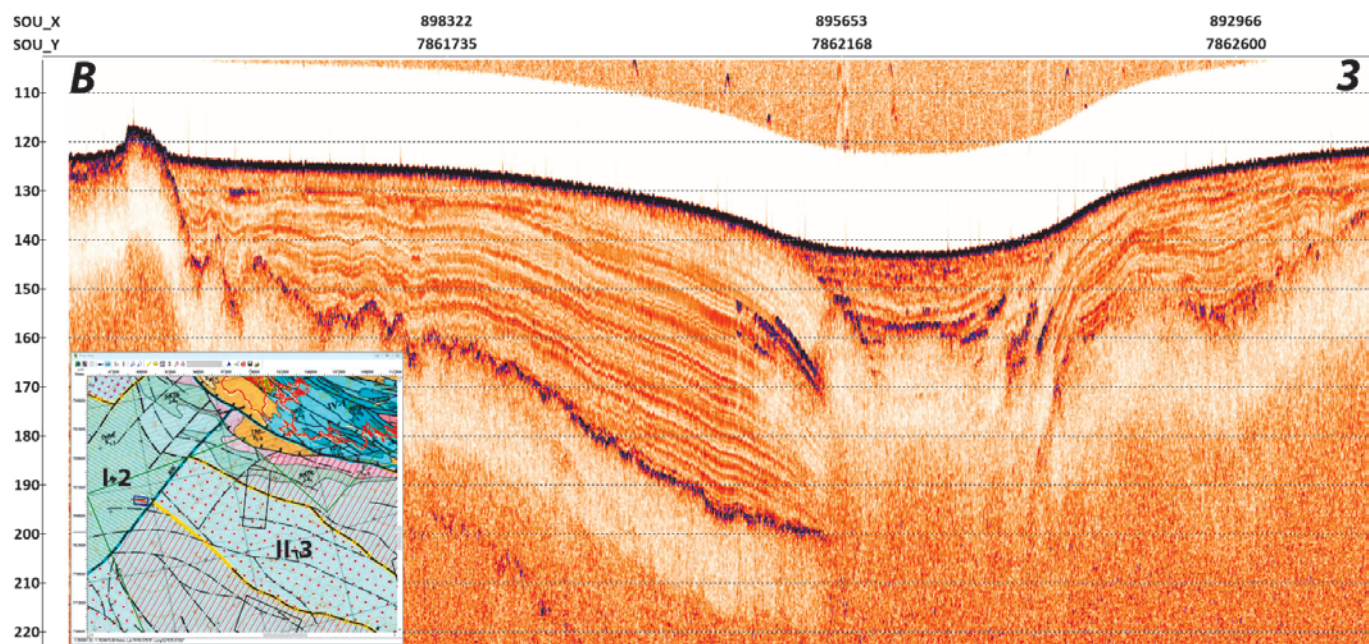


Рис. 9. Фрагмент разреза ANS38-014 (положение разреза показано на врезке). По вертикали – миллисекунды от поверхности, по горизонтали – метры UTM37. Длина окна автоматической регуляции усиления – 40 мс. На врезке в качестве топографической основы использована тектоническая карта из комплекта государственной геологической карты R-39-40 3-го поколения (Государственная геологическая карта..., 2013). I-2 – Мурманско-Куренцовский блок. II-3 – Хорейверский блок.

глубинные осадочные комплексы, прорывы из которых обнаруживаются в местах нарушения целостности четвертичных отложений.

Разрез ANS38-038 (рис. 10), пересекающий согласно тектонической карте (Государственная геологическая карта..., 2013) погребенный разлом, содержит интенсивные аномалии, сформированные свободным газом и имеющие форму «плоских» и «ярких» пятен. Сильная хаотизация всех нижележащих рефлекторов и полная потеря когерентности акустического фундамента, скорее всего, указывает на то, что прорывы флюида идут из более глубоких чем фундамент горизонтов.

Также наблюдается прогибание рефлекторов и формирование характерной депрессии, впоследствии выровненной осадконакоплением. Кроме того, отметим повышенную амплитуду вдоль рефлекторов с наклоном подходящих к депрессии, что указывает на миграцию флюида вверх по пласту. На восточном фланге депрессии сформирована возвышенность, превышающая уровень ненарушенного горизонта. Это указывает на то, что дизъюнктивное нарушение образовалось в условиях сжатия. На западе разреза (рис. 10) отмечены погребенные помарки, под которыми прослеживаются мало контрастные газовые трубы.



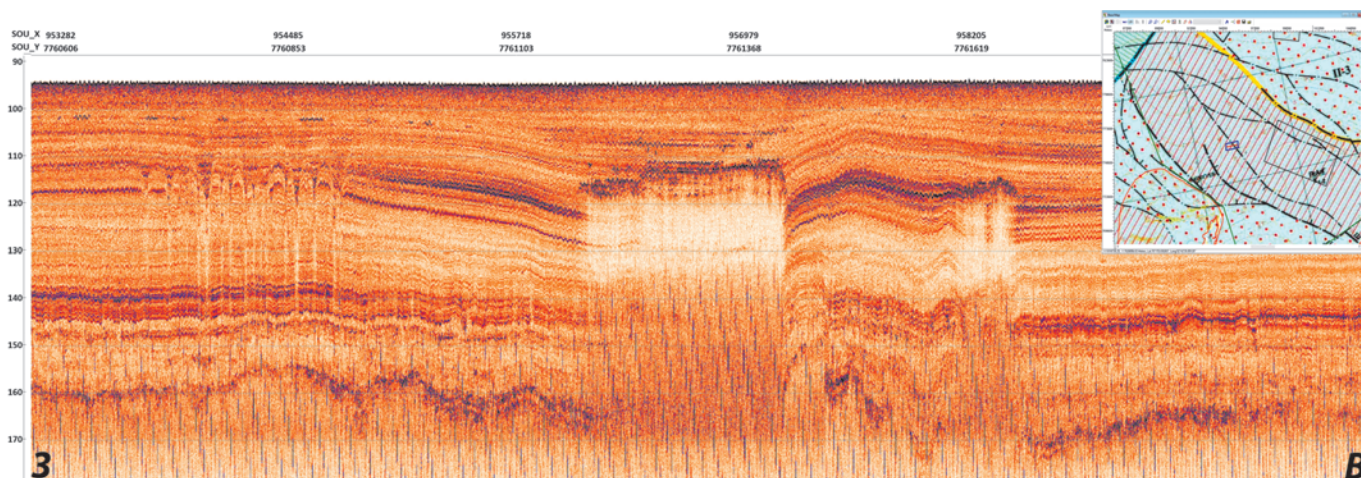


Рис. 10. Фрагмент разреза ANS38-038 (положение разреза показано на врезке). По вертикали – миллисекунды от поверхности, по горизонтали – метры UTM37. На врезке в качестве топографической основы использована тектоническая карта из комплекта государственной геологической карты R-39-40 3-го поколения (Государственная геологическая карта..., 2013). II-3 – Хорейверский блок.

### Синтез

Картирование проявлений свободного газа в акустических аномалиях в водной толще и в сейсмоакустических аномалиях в ВЧР образует дополнительный индикатор тектонической активности и каркаса разломной сети. Именно по ним, по-видимому, идет поступление флюидов из глубоких горизонтов, в которых сформированы залежи промышленного значения. Сопоставление сейсмоакустической съемки с данными глубинного МОВ ОГТ показывает, что флюид в ВЧР сначала аккумулируется под подошвой юрско-меловых осадочных комплексов, являющихся флюидоупором, залегающим на более древних эродированных комплексах. Небольшие локальные нарушения флюидоупора приводят в дальнейшем к подъему и перераспределению свободного газа в четвертичных комплексах. Последние характеризуются сильной изменчивостью мощности и литологии, а также содержат мерзлые области, которые наряду с глинистыми отложениями являются флюидоупором. Естественное или искусственное нарушение его целостности приводит к выбросам газа в водную толщу из приповерхностных скопления в виде «ярких пятен» на записи. Картирование ЗРО в водной толще показывает области дегазации, которые, как правило, расположены над глубинными разломами, смещающими древние комплексы вплоть до палеозойских. Эта разломная сеть также определяет распределение палеорусел в пределах акватории Печорского моря. «Яркие пятна» свободного газа в четвертичном комплексе имеют разнообразную форму, иногда многоярусную, иногда наклоненную, и прорывы газа в водную толщу имеют место, как правило, около краев этих аномалий. Систематическое картирование рассмотренных явлений – ЗРО и «ярких пятен» – является необходимым элементом при подготовке района к промышленной эксплуатации. Особенности методики картирования изменчивых во времени образований ЗРО описаны в (Соколов и др., 2017).

### Заключение

Сформулируем краткие выводы.

1. Свободный газ глубинных источников формирует вблизи поверхности дна Печорского моря двухуровневые

скопления – около подошвы юрско-меловых комплексов, залегающих на эродированных более древних комплексах, нарушенных разломной сетью, и в непроницаемых зонах четвертичных отложений.

2. Тектонические, литологические и термические неоднородности четвертичных отложений приводят к выбросу газа в водную толщу и формированию аномальных звукорассеивающих объектов, мониторинг которых показывает состояние проницаемости и активности стратифицированной среды, на которой ведется инженерная деятельность.

3. Сейсмоакустическая запись исследованных явлений дегазации в водной толще имеет конфигурацию корневых звукорассеивающих объектов, а в верхней части разреза – набор «ярких» и «плоских» пятен, имеющих разный наклон, иногда многоярусное строение. Аномалии в водной толще, как правило, сосредоточены около краев аномалий в четвертичных отложениях.

### Благодарности/Финансирование

Авторы признательны экипажу НИС «Академик Николай Страхов» за самоотверженную работу в тяжелых Арктических условиях.

Работа и финансирование участия авторов в экспедиции выполнены при поддержке гранта РФФИ № 18-05-70040 «Эволюция литосферы западной Арктики: процессы и механизмы, направленность развития, природные ресурсы и геологические опасности» (рук. С.Ю. Соколов) и государственного задания № 0149-2019-0006 «Геоморфология морского дна, геофизические и биогеохимические характеристики литосферы океанов и морей: геоморфологические особенности рельефа дна Арктического бассейна; геолого-геофизические и биогеохимические исследования осадочной толщи и литосферы Арктического шельфа, переходной зоны от Тихого океана к Евразии, отдельных районов Атлантики и Индийского океана, морей России» (рук. С.Л. Никифоров), оцифровка и интерпретация аномальных объектов в четвертичной толще выполнена частично в рамках темы госзадания № 0135-2019-0069 Геологического института РАН «Опасные геологические процессы в Мировом океане:



связь с геодинамическим состоянием коры и верхней мантии и новейшими движениями» (рук. А.О. Мазарович), оцифровка и интерпретация проявлений дегазации осадочного чехла в водную толщу выполнена частично в рамках Программы Президиума РАН 49 «Взаимодействие физических, химических и биологических процессов в Мировом океане», подпроект «Гидроакустические аномалии водной толщи: связь со строением дна, режимом гидросферы и временными вариациями среды».

## Литература

- Богоявленский В.И. (2015). Выбросы газа и нефти на суше и акваториях Арктики и Мирового океана. *Бурение и нефть*, 6, с. 4-10.
- Бондарев В.Н., Рокос С.И., Костин Д.А., Длугач А.Г., Полякова Н.А. (2002). Подмерзлотные скопления газа в верхней части осадочного чехла Печорского моря. *Геология и геофизика*, 43(7), с. 587-598.
- Государственная геологическая карта Российской Федерации. Серия Северо-Карско-Баренцевоморская. (2013). Масштаб 1:1 000 000 (3-е поколение). Листы R-39, 40, о. Колгуев – прол. Карские Ворота. СПб.: Картография ВСЕГЕИ, 477 с.
- Дунаев Н.Н., Левченко О.В., Мерклин Л.Р., Павлидис Ю.А. (1995). Приноземельский шельф в позднечетвертичное время. *Океанология*, 35(3), с. 440-450.
- Казанин Г.С., Павлов С.П., Шлыкова В.В., Ступакова А.В., Норина Д.А., Сауткин Р.С., Сулова А.А. (2011). Сейсмо-геологическое строение Печорского и юго-восточной части Баренцева морей на основе интерпретации каркасной сети сейсмических профилей МОВ ОГТ 2Д. *Геология и геоэкология континентальных окраин Евразии*, М.: ГЕОС, вып. 3, с. 59-81.
- Костин Д.А., Тарасов Г.А. (2011). Четвертичный осадочный чехол Баренцево-Карского бассейна. *Геология и геоэкология континентальных окраин Евразии*, М.: ГЕОС, вып. 3, с. 107-130.
- Крапивнер Р.Б. (2018). Кризис ледниковой теории: аргументы и факты. М.: ГЕОС, 320 с.
- Левченко О.В., Мерклин Л.Р. (2003). Сейсмостратиграфия. *Печорское море. Системные исследования*. М.: Море, с. 321-354.
- Рокос С.И., Костин Д.А., Длугач А.Г. (2001). Свободный газ и многолетняя мерзлота в осадках верхней части разреза мелководных районов шельфа Печорского и Карского морей. *Седиментологические процессы и эволюция морских экосистем в условиях морского перигляциала*. Апатиты: КНЦ РАН, с. 40-51.
- Соборнов К.О. (2018). Раннемезозойские деформации Северной Евразии: геодинамика и нефтегазоносность. *Труды Межд. геолого-геофизической конференции «ГеоЕвразия 2018. Современные методы изучения и освоения недр Евразии»*. Тверь: ООО «ПолиПРЕСС», с. 76-80.

- Соколов С.Ю., Мороз Е.А., Абрамова А.С., Зарайская Ю.А., Добролюбова К.О. (2017). Картирование звукорассеивающих объектов в северной части Баренцева моря и их геологическая интерпретация. *Океанология*, 57(4), с. 655-662. <https://doi.org/10.1134/S000143701704018X>
- Шпилов Э.В., Шкарубо С.И. (2010). Современные проблемы геологии и тектоники осадочных бассейнов Евразийско-Арктической континентальной окраины. Том 1. Литолого-сейсмостратиграфические комплексы осадочных бассейнов Баренцево-Карского шельфа. Апатиты: КНЦ РАН, 266 с.
- Solheim A., Musatov E., Heintz N. (1998). Geological aspects of Franz Josef Land and the northernmost Barentz Sea. *Meddelelser*, no. 151. Oslo: Norsk Polarinstitutt, 120 p.

## Сведения об авторах

*Сергей Юрьевич Соколов* – канд. физ.-мат. наук, заведующий лабораторией геоморфологии и тектоники дна океанов, Геологический институт РАН

Россия, 119017, Москва, Пыжевский пер., д. 7  
E-mail: sysokolov@yandex.ru

*Евгений Андреевич Мороз* – канд. геол.-мин. наук, старший научный сотрудник лаборатории геоморфологии и тектоники дна океанов, Геологический институт РАН  
Россия, 119017, Москва, Пыжевский пер., д. 7

*Елена Александровна Сухих* – научный сотрудник лаборатории тепломассопереноса, Геологический институт РАН  
Россия, 119017, Москва, Пыжевский пер., д. 7

*Анатолий Анатольевич Разумовский* – научный сотрудник лаборатории геологии складчатых поясов, Геологический институт РАН  
Россия, 119017, Москва, Пыжевский пер., д. 7

*Олег Всеволодович Левченко* – канд. геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник лаборатории сейсмостратиграфии, Институт океанологии РАН  
Россия, 117997, Москва, Нахимовский проспект, д. 36

Статья поступила в редакцию 25.03.2019;

Принята к публикации 26.07.2019; Опубликована 01.12.2019

IN ENGLISH

## Manifestations of deep degassing into the water column and upper part of the Pechora sea sedimentary section

S.Yu. Sokolov<sup>1\*</sup>, E.A. Moroz<sup>1</sup>, E.A. Sukhikh<sup>1</sup>, A.A. Razumovskiy<sup>1</sup>, O.V. Levchenko<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Geological Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

<sup>2</sup>Institute of Oceanology of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

\*Corresponding author: Sergey Yu. Sokolov, e-mail: sysokolov@yandex.ru

**Abstract.** Studies of acoustic anomalies in the water column and seismoacoustic anomalies in the Quaternary sediments of Pechora sea and their relationship with deep hydrocarbon sources were conducted by the Institute of Oceanology of the Russian Academy of Sciences and the Geological Institute of the Russian Academy of Sciences in the 38th cruise of RV “Academik Nikolaj Strakhov” in 2018. Mapping of free gas manifestations presents an additional indicator of tectonic activity and the fault network frame, which provides the flow of fluids from deep horizons. Comparison of high-resolution seismic survey data with deep seismic survey data shows that the fluid in the upper

part of the section is first accumulated under the bottom of Jurassic-Cretaceous sedimentary sequences, which are fluid-resistant. Local dislocations of fluid trap lead to further rise and redistribution of free gas in Quaternary sequences. Natural or artificial break of their integrity results in the release of gas into the water column from near-surface accumulations that were found in the form of “bright spot” anomalies on seismic-acoustic records. Mapping of sound scattering objects in the water column shows the degassing areas, which are usually located above the deep faults. “Bright spots” of free gas in the Quaternary sequences have a variety of shapes – multi-tiered and inclined. Gas breaks into the water column

occur near the edges of these anomalies. Systematic mapping of the considered phenomena is a necessary element in the preparation of the area for industrial operation.

**Keywords:** sound scattering objects, seismic acoustic, faults, degassing, bright spot

**Recommended citation:** Sokolov S.Yu., Moroz E.A., Sukhikh E.A., Razumovskiy A.A., Levchenko O.V. (2019). Manifestations of deep degassing into the water column and upper part of the Pechora sea sedimentary section. *Georesursy = Georesources*, 21(4), pp. 68-76. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.68-76>

## References

- Bogoyavlensky V. I. (2015). Emissions of gas and oil on land and waters of the Arctic and the oceans. *Burenie i neft* [Drilling and Oil], 6, pp. 4-10. (In Russ.)
- Bondarev V. N., Rokos S. I., Kostin D. A., Dlugach A. G., Polyakova N. (2002). Frozen gas accumulations in the upper part of the sedimentary cover of the Pechora sea. *Russian Geology and Geophysics*, 43(7), pp. 587-598. (In Russ.)
- Dunaev N. N., Levchenko O. V., Merklin L. R., Pavlidis, Y. A. (1995). Prinovozemelsky shelf in late Quaternary time. *Oceanology*, 35(3), pp. 440-450. (In Russ.)
- Kazanin G. S., Pavlov S. P., Shlykov V. V., Stoupakova A. V., Norina D. A., Sautkin, R. S., Suslov A. A. (2011). Seismic-geological structure of the Pechora and South-Eastern part of the Barents seas based on the interpretation of the frame network of seismic profiles of the CDP 2D. *Geology and Geoecology of the continental margins of Eurasia*. Moscow: GEOS, vol. 3, pp. 59-81. (In Russ.)
- Kostin D. A., Tarasov G. A. (2011). Quaternary sedimentary cover of the Barents-Kara basin. *Geology and Geoecology of the continental margins of Eurasia*. Moscow: GEOS, vol. 3, pp. 107-130. (In Russ.)
- Krapivner R. B. (2018). The crisis of the glacial theory: arguments and facts. Moscow: GEOS, 320 p. (In Russ.)
- Levchenko O. V., Merklin L. R. (2003). Seismic stratigraphy. Pechora sea. System research. Moscow: MORE, pp. 321-354. (In Russ.)
- Rokos S. I., Kostin D. A., Dlugach A. G. (2001). Free gas and permafrost in the sediments of the upper section of the shallow shelf areas of the Pechora and Kara seas. *Sedimentological processes and evolution of marine ecosystems in conditions of marine periglacial*. Appatity: KNC RAS, pp. 40-51. (In Russ.)
- Shipilov E.V., Shkarubo S.I. (2010). Modern problems of Geology and tectonics of sedimentary basins of the Eurasian-Arctic continental margin. V. 1. *Lithological and seismostratigraphic sequences of sedimentary basins of the Barents-Kara shelf*. Appatity: KNC RAS, 266 p. (In Russ.)
- Sobornov K. O. (2018). Early Mesozoic deformations of Northern Eurasia: geodynamics and oil and gas potential. *Proceedings of the International geological and geophysical conference "GeoEurasia 2018. Modern methods of study and exploration of Eurasia"*. Tver: Polipress, pp. 76-80. (In Russ.)

Sokolov S. Yu., Moroz E. A., Abramova A. S., Zaraiskaya Yu. A., Dobrolyubova K. O. (2017). Mapping of sound scattering objects in the Northern part of the Barents sea and their geological interpretation. *Oceanology*, 57(4), pp. 655-662. (In Russ.) <https://doi.org/10.1134/S000143701704018X>

Solheim A., Musatov E., Heintz N. (1998). Geological aspects of Franz Josef Land and the northernmost Barentz Sea. *Meddelelser*, no. 151. Oslo: Norsk Polarinstittutt, 120 p.

State geological map of the Russian Federation. Series North-Kara-Barents Sea. (2013). Scale 1:1,000,000 (third generation). Sheets R-39,40. Kolguev Island – Prol. the Karsky Voroita. St.Petersburg: Cartfabrika VSEGEI, 477 p. (In Russ.)

## About the Authors

*Sergey Yu. Sokolov* – PhD (Physics and Mathematics), Head of the Laboratory of Ocean Floor Geomorphology and Tectonics

Geological Institute of the Russian Academy of Sciences  
7, Pyzhevsky lane, Moscow, 119017, Russian Federation  
E-mail: [sysokolov@yandex.ru](mailto:sysokolov@yandex.ru)

*Evgeniy A. Moroz* – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Laboratory of Ocean Floor Geomorphology and Tectonics

Geological Institute of the Russian Academy of Sciences  
7, Pyzhevsky lane, Moscow, 119017, Russian Federation

*Elena A. Sukhikh* – Researcher, Heat and Mass Transfer Laboratory

Geological Institute of the Russian Academy of Sciences  
7, Pyzhevsky lane, Moscow, 119017, Russian Federation

*Anatoliy A. Razumovskiy* – Researcher, Laboratory of Folded Belt Geology

Geological Institute of the Russian Academy of Sciences  
7, Pyzhevsky lane, Moscow, 119017, Russian Federation

*Oleg V. Levchenko* – PhD (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Laboratory of Seismostratigraphy

Institute of Oceanology of the Russian Academy of Sciences  
36, Nakhimovskiy ave., Moscow, 117997, Russian Federation

*Manuscript received 25 March 2019;*

*Accepted 26 July 2019;*

*Published 1 December 2019*

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.77-84>

УДК 550.4:553.98

## Геохимическая характеристика террагенного органического вещества верхнепалеозойского комплекса Вилюйской синеклизы и некоторые особенности его преобразования под действием термобарических условий больших глубин

К.В. Долженко\*, А.Н. Фомин, В.Н. Меленевский

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия

Комплексом геохимических методов исследовано органическое вещество пермских отложений центральной части Вилюйской синеклизы (Восточная Сибирь) в диапазоне глубин 3370-6458 м, вскрытых сверхглубокой скважиной Средневилюйская-27. Показаны изменения в пиролитических показателях (НІ,  $T_{max}$ ), групповом составе (углеводороды-смолы-асфальтены), представлены данные по отражательной способности витринита ( $R_{vit}^0$ , %), содержанию органического углерода ( $C_{орг}$ ) и некоторым закономерностям изменения насыщенной и ароматической фракций битумоидов в изученных породах верхнепалеозойского комплекса. Начиная с глубин порядка 4.5 км (конец мезокатагенеза) в групповом составе резко сокращается содержание асфальтенов: менее 30 % – 4.5-5.0 км, менее 15 % – 5.0-5.5 км, до неопределимых содержаний ниже по разрезу скважины. В свою очередь смолы занимают доминирующее положение (~50-70 %), а на углеводородную часть приходится не более 20 % до 5 км и не более 40 % в залегающих ниже толщах. Также на этих глубинах насыщенные соединения начинают резко преобладать над ароматическими при снижении относительных содержаний высокомолекулярных соединений на масс-хроматограммах в обеих фракциях. После преодоления рубежа в 4.9 км и до забоя скважины (6519 м) значения остаточного генерационного потенциала (НІ) органического вещества снижаются до первых десятков, показатель максимальной скорости выхода углеводородов ( $T_{max}$ ) варьирует в пределах 570-580 °С при незначительном росте. Полученные результаты свидетельствуют о реализации к настоящему времени генерационного потенциала органического вещества в породах указанного интервала (4.9-6.5 км) с одной стороны, и о некоторых особенностях преобразования изученной террагенной органики в жестких термобарических условиях больших глубин с другой.

**Ключевые слова:** террагенное органическое вещество, групповой состав, пиролитиз, катагенез, сверхглубокая скважина, Вилюйская синеклиза, хромато-масс-спектрометрия

**Для цитирования:** Долженко К.В., Фомин А.Н., Меленевский В.Н. (2019). Геохимическая характеристика террагенного органического вещества верхнепалеозойского комплекса Вилюйской синеклизы и некоторые особенности его преобразования под действием термобарических условий больших глубин. *Георесурсы*, 21(4), с. 77-84. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.77-84>

Постепенное истощение запасов нефти и газа в верхних горизонтах осадочных бассейнов происходит повсеместно, вследствие чего приобретает все большее значение проблема изучения углеводородов на больших глубинах: нижняя граница их распространения, особенности их превращения в жестких термобарических условиях, изменения в составе и др. С целью исследования геологического строения и оценки перспектив нефтегазоносности глубокопогруженных толщ в 1984-1986 гг. пробурена самая глубокая на тот момент в Сибири скв. Средневилюйская-27 (забой 6519 м), вскрывшая осадочный чехол до кровли карбона. Она расположена в пределах Хапчагайского мегавала, к которому приурочены крупнейшие месторождения нефтегазоносной области (НГО): Средневилюйское, Толон-Мастахское, Соболах-Неджилинское (рис. 1). В настоящей работе объектом исследования выступает органическое вещество (ОВ) верхнепалеозойского комплекса, сложенного

неравномерно переслаивающимися песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Пермские отложения сменяют глубоководные фации карбона, и характеризуются мелководными обстановками осадконакопления, а также повышенной угленосностью (Конторович и др., 1994; Тектоника, геодинамика..., 2001). Имеющиеся литолого-стратиграфические представления о строении изучаемой части разреза осадочного наполнения Вилюйской синеклизы основаны на работе Граусман В.В. с соавторами (1980). Образцы керна, полученные из интервала 3370-6458 м, характеризуют следующие толщи: kn – кюндейская (3226-3480 м); hr – харыйасская (3480-3887 м); hm – хомустахская (3887-4305 м); kb – кубалангдинская (4305-4696 м); hrb – харбалахская (4696-5143 м); cc – чочская (5143-5663 м); jp – юнкюрская (5663-6073 м); jr – юрэнская (6073-6519 м).

Начиная с конца 80-х годов публиковались результаты исследований рассеянного органического вещества верхнепалеозойских отложений Вилюйской синеклизы. Различными коллективами авторов получены уникальные данные по изменению преимущественно террагенной органики в относительно однородном разрезе на протяжении

\* Ответственный автор: Кирилл Васильевич Долженко  
E-mail: [DolzhenkoKV@ipgg.sbras.ru](mailto:DolzhenkoKV@ipgg.sbras.ru)

© 2019 Коллектив авторов



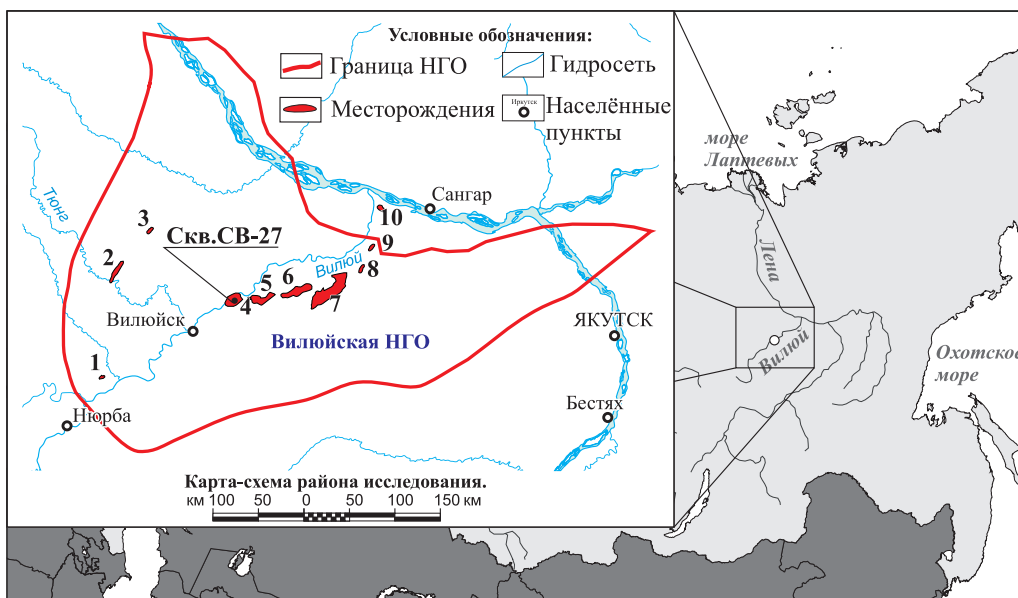


Рис. 1. Расположение скважины Средневилуйская-27 (СВ-27) на территории Вилуйской НГО. Месторождения: 1 – Нижнетюменское; 2 – Среднетюменское; 3 – Андалахское; 4 – Средневилуйское; 5 – Толонское; 6 – Мастахское; 7 – Соболюх-Неджелинское; 8 – Бадаранское; 9 – Нижневилуйское; 10 – Усть-Вилуйское.

его равномерного катагенетического преобразования. Коллективом под руководством Конторовича А.Э. (1988) дана характеристика битуминологии, отмечены особенности перераспределения группового состава и предложена граница термодинамического рубежа резких изменений. Важно отметить, что в этой работе предложена схема деструкции углеводородов (УВ) в апокатагенезе, включающая разукрупнение, упрощение структуры, протекающие параллельно с конденсацией отдельных блоков асфальтенов (в основном ароматических) и их (блоков) переходом в нерастворимую фазу. Меленевским В.Н. с соавторами (1989) рассмотрены закономерности изменения пиролитических характеристик и результатов изучения электронного парамагнитного резонанса (ЭПР). В работе (Бодунов и др., 1990) отмечены некоторые особенности изменений в индивидуальном составе УВ и облике хроматограмм. Впоследствии наличие уникальных соединений в зоне высокой преобразованности было подтверждено в работах (Каширцев и др., 2016, 2017). Некоторое обобщение нефтегазоносности больших глубин подведено Поляковой И.Д. с группой исследователей (1999) при сравнении сверхглубоких скважин Тюменская СГ-6, Средневилуйская-27 и Берта-Роджерс (США). Авторами подробно рассмотрен характер изменения генерационного потенциала с ростом катагенеза.

В данном сообщении на основании изучения значительно большего нежели ранее количества образцов дана общая геохимическая характеристика исследованного интервала, предпринята попытка уточнить границу изменений в составе углеводородов, проследить переходную зону, а также провести сравнение полученных параметров с отражательной способностью витринита.

### Методика исследования

Фактическим материалом послужили результаты геохимического исследования ОВ в 71 образце пород из скважины Средневилуйская-27: уровень зрелости органического вещества ( $R_{\text{vt}}^0$ , %), его пиролитические

характеристики ( $H_I$ ,  $T_{\text{max}}$ ), групповой состав (углеводороды-смолы-асфальтены (УВ-СМ-АСФ)), значения содержания органического углерода ( $C_{\text{орг}}$ ) на породу. Органическое вещество экстрагировалось из породы хлороформом. Асфальтены осаждались петролевым эфиром. Мальтеновая часть разделялась на фракции в хроматографических колонках. Фракции насыщенных и ароматических УВ исследовались методом хромато-масс-спектрометрии на системе, состоящей из газового хроматографа 6890 и масс-селективного детектора Agilent 5973N. Замеры отражательной способности проводились на микроскопе-спектрофотометре МСФП-2. Пиролиз органического вещества, проводился на пиролизаторе варианта Rock-Eval без доступа кислорода, с двукратным выделением из него УВ. Определения содержания органического углерода в породах выполнено с помощью экспресс-анализатора на углерод АН-7529.

### Результаты и обсуждение

В современной нефтегазовой геологии одним из руководящих факторов оценки перспектив седиментационного бассейна, степени сохранности залежей и уровня реализации генерационного потенциала материнскими толщами является катагенез, так как связь преобразованности и распределения УВ скоплений прослежена во многих регионах мира. Согласно зональности генерации флюидов и соответствующей ей зрелости вмещающих пород, предложенной Вассоевичем Н.Б. (1967), Конторовичем А.Э. (1976) и Неручевым С.Г. (1973), установлены границы возможного нефтегазообразования в верхнепалеозойских отложениях Вилуйской синеклизы (рис. 2). В изучаемом разрезе на основании 71-го замера отражательной способности витринита выделены три зоны флюидообразования. Первая, преимущественной генерации жидких УВ, объединяет в себя кюндейскую и большую часть харыйасской толщи в интервале от 3370 (первый замер) до 3800 м; в соответствии с классификацией А.Э. Конторовича это конец градации  $МК_2$ . Несмотря на то, что при таком катагенезе

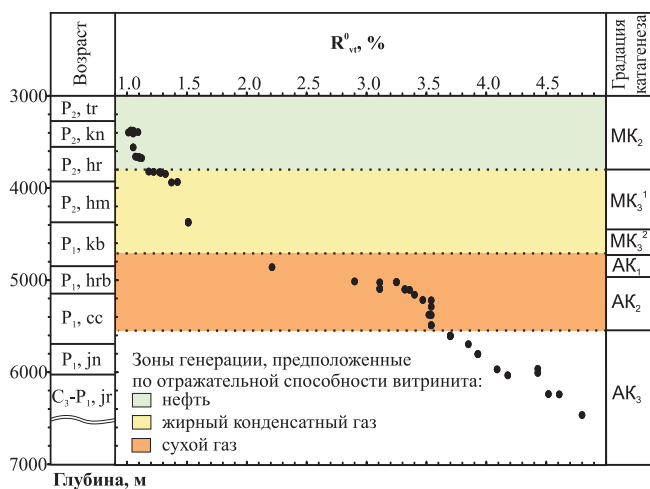


Рис. 2. Изменение отражательной способности витринита ( $R^0_{vt}$ ) в верхнепалеозойских отложениях

формируются жидкие УВ, интенсивность значительно ниже, чем в главной зоне генерации нефти на грациях  $МК_1^1$ - $МК_1^2$ . Ниже по разрезу происходит переход к зоне образования главным образом жирного, конденсатного газа; она включает в себя нижнюю часть харыйасской, хомустанской и практически всю кубалангдинскую толщи (3815-4700 м). В выбранной классификации это грации  $МК_3^1$ ,  $МК_3^2$ . Последняя зона соответствует начальным грациям апокатагенеза ( $АК_1$ ,  $АК_2$ ) и представлена приподошвенной частью кубалангдинской, харбалахской и чочосской толщами (4700-5500 м). При такой степени преобразованности возможна генерация сухого газа. В самых погруженных юрэнской и юнкюрской толщах процессы новообразования окончательно уступают место высокотемпературной деструкции с остаточным образованием метанового газа.

Распределение содержаний органического углерода ( $C_{орг}$ ) в толщах исследуемого интервала представлено в таблице 1. Согласно выборке содержаний  $C_{орг}$  в наибольшем количестве образцов значения превышают кларковые для аргиллитов (Вассоевич, 1972) (53 обр. > 0.9 %), а максимум распределения приходится на интервал 0.9-1.9 % (31 обр.). Наиболее обогащены им породы, содержащие глинистые разности (43 обр.), что также указывает на их нефтегазогенерационный потенциал. Помимо этого, связь между нефтяными оторочками газоконденсатных

месторождений Вилуйской синеклизы и ОВ верхнепалеозойского комплекса установлена посредством УВ-биомаркеров (Каширцев и др., 2009). Несколько повышенные значения показателя в верхней части позднепермских отложений можно объяснить неполной реализацией остаточного генерационного потенциала (НИ) ее ОВ.

Результаты пиролитических исследований показаны на рисунках 3 и 4. Из сравнения показателя НИ со стадиями катагенеза по  $R^0_{vt}$  видно, что повышенный остаточный генерационный потенциал (50-190 мг УВ/г  $C_{орг}$ ) приурочен к толщам с уровнем зрелости ОВ граций  $МК_2$ - $МК_3^1$ . а к стадии  $МК_3^2$  он значительно снижается. Толщи, ОВ которых еще способно к генерации УВ, – кюндейская, харыйасская, хомустанская и большая часть кубалангдинской, слагающие разрез верхнепалеозойских отложений в скв. Средневилуйская-27 до глубин порядка 4.6-4.9 км. В более погруженных осадочных породах НИ колеблется в пределах 5-20 мг УВ/г  $C_{орг}$  и его можно считать исчерпанным. Показатель температуры максимальной скорости выхода УВ ( $T_{max}$ ) закономерно увеличивается с ростом глубины и, соответственно, катагенеза, а его сравнение с параметром  $R^0_{vt}$  показало коэффициент корреляции равный 0.977. Следовательно, для изучаемого типа ОВ (террагенное ОВ верхнепалеозойского субугленосного комплекса Вилуйской синеклизы) можно достоверно проводить оценку катагенеза по параметру  $T_{max}$ , причем грации  $МК_2$  соответствует  $T_{max}$  440-460 °С,  $МК_3^1$  – 460-490 °С, для  $МК_3^2$  допустимо предположить  $T_{max}$  в пределах 490-525 °С, а для  $АК > 525$  °С. В соответствии с полученными пиролитическими и углететрографическими данными предложены следующие границы зон флюидообразования в пределах изученного разреза верхнепалеозойских пород: главная зона нефтеобразования до глубины 3.6 км ( $R^0_{vt}$  – 1.1 %, среднее НИ – 150 мг УВ/г  $C_{орг}$ ); глубинная зона газогенерации – 4.9 км ( $R^0_{vt}$  – 2.5 %, среднее НИ – 60 мг УВ/г  $C_{орг}$ ).

Изучено изменение группового состава битумоидов в диапазоне глубин 3370-6458 м (рис. 5, 6). Параллельно с изменениями в групповом составе рассматривались вариации индивидуального состава УВ (рис. 7). Пристальное внимание уделялось максимумам распределения и отношению высокомолекулярных и низкомолекулярных гомологов. Такой подход позволил оценить деструкционное влияние жестких термобарических условий на соединения с различной длиной алкильной цепи. Для насыщенной

Распределение органического углерода по порода [среднее (максимум-минимум) / кол-во образцов]				
Толща	Песчаник	Алевролит	Алевроаргиллит	Аргиллит
$P_2$ , кп, кюндейская	-	<b>2.61</b> (3.9-0.84) / 6	<b>3.08</b> / 1	-
$P_2$ , hr, харыйасская	<b>0.45</b> / 1	<b>1.4</b> (2.63-0.58) / 6	<b>1.82</b> (0.95-3.44) / 11	-
$P_2$ , hm, хомустанская	-	-	-	<b>1.56</b> (1.88-1.15) / 4
$P_1$ , kb, кубалангдинская	-	-	-	<b>1.33</b> (1.44-1.22) / 2
$P_1$ , hrb, харбалахская	<b>0.16</b> / 1	-	<b>1.39</b> (1.60-1.06) / 5	<b>2.12</b> (2.22-1.98) / 6
$P_1$ , cc, чочосская	-	-	-	<b>1.60</b> (3.00-0.60) / 14
$P_1$ , jn, юнкюрская	<b>0.2</b> (0.2-0.1) / 3	-	<b>0.70</b> (0.80-0.20) / 4	-
$C_3$ - $P_1$ , jr, юрэнская	<b>0.1</b> / 1	-	-	<b>1.80</b> (2.50-0.40) / 3

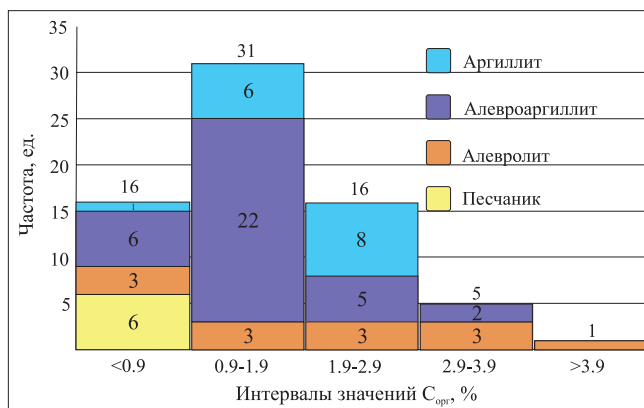


Табл. 1. Распределение содержаний органического углерода

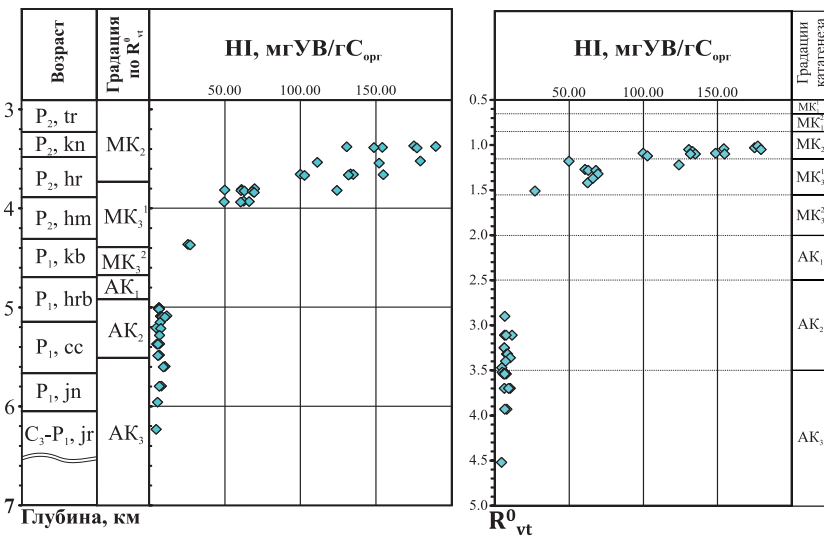


Рис. 3. Изменение остаточного генерационного потенциала (HI) по разрезу скважины (слева) и с увеличением показателя отражательной способности витринита ( $R^0_{vt}$ ) (справа)

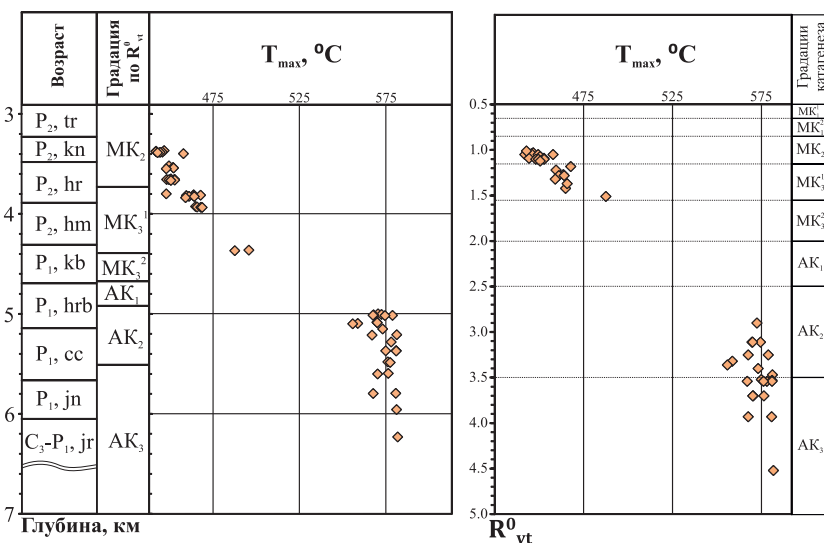


Рис. 4. Изменение температуры ( $T_{max}$ ) максимальной скорости выхода УВ (пиролитический пик  $S_2$ ) по разрезу скважины (слева) и с увеличением показателя отражательной способности витринита ( $R^0_{vt}$ ) (справа).

фракции приведены хроматограммы по н-алканам, в ароматической фракции для наглядного примера выбраны н-алкилбензолы. Эти соединения в изученных образцах представляют собой выдержанные гомологические ряды, на которых можно проследить изменения в соотношении низкомолекулярной и высокомолекулярной частях с глубиной.

В интервале 3370-3810 м, середина-конец градации  $MK_2$ , доминирующее положение занимают УВ (35-45 %), смолы в среднем не превышают 35 %, асфальтены – 25 % (рис. 5). Это толщи, которые не исчерпали к настоящему моменту нефтегазогенерационный потенциал (в них обнаружены аллохтонные битумоиды, а в пределах кюндейской свиты по изменению содержания углеводородной части предположена первичная миграция). В области, отвечающей середине градации  $MK_2$ , на хроматограммах насыщенной фракции по общему ионному току представлено распределение, характерное для континентального ОВ: максимум на  $C_{21-25}$ , пристан (Pr) значительно

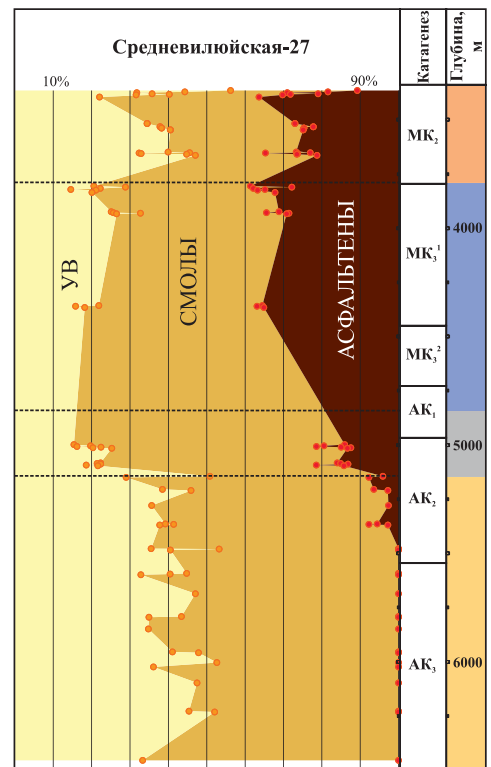


Рис. 5. Изменение группового состава битумоидов с глубиной

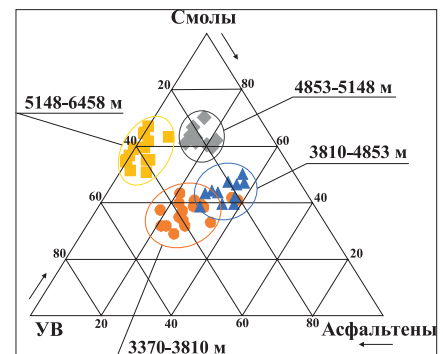


Рис. 6. Тригонограмма изменения группового состава битумоидов

преобладает над фитаном (Ph) (рис. 7). Н-алкилбензолы здесь имеют бимодальное распределение, с главным максимумом на  $C_{16-20}$  и второстепенным на  $C_{23-26}$ . К концу этой градации максимум н-алканов смещается на  $C_{19-23}$ , падает отношение Pr/Ph, а в н-алкилбензолах снижаются относительные содержания соединений с количеством атомов углерода больше 22. В описанном интервале процессы деструкционного характера проявляются к концу градации  $MK_2$ , органическое вещество обладает повышенным остаточным генерационным потенциалом (HI), протекают процессы новообразования.

Ниже по разрезу, конец мезокатагенеза – апокатагенез, установлены два интервала, имеющие принципиально различное распределение трех компонент, и переходная зона между ними (рис. 5, 6). Первый выявлен на глубинах 3810-4853 м и соответствует градациям  $MK_3^{1-2}$  – началу  $AK_1$ . Углеводороды (15-25 %) в составе битумоида испытывают снижение относительных содержаний, а число смол (45-50 %) незначительно растет. Количество



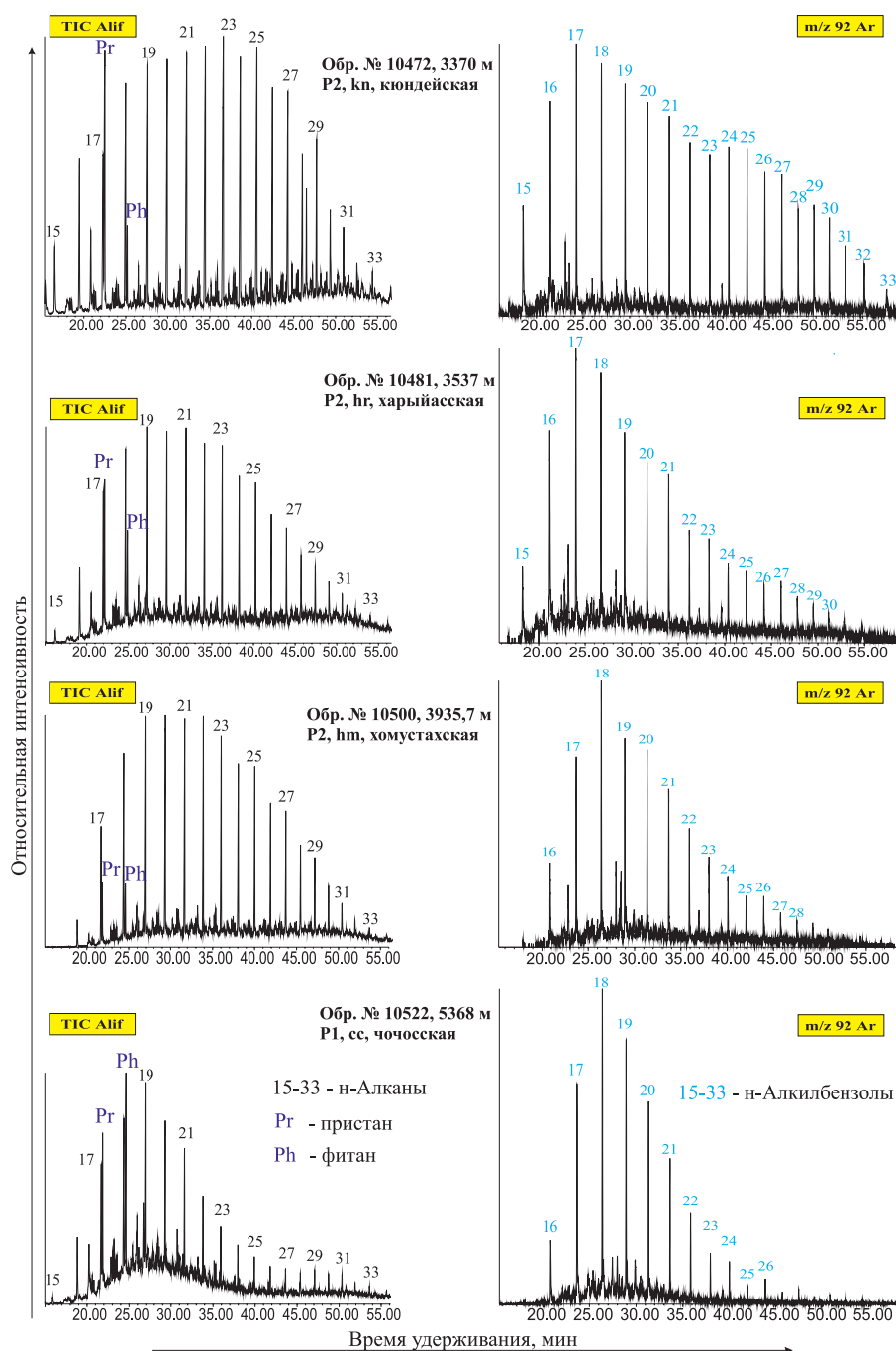


Рис. 7. Распределение нормальных алканов на хроматограммах по общему ионному току (ТIC) и *n*-алкилбензолов по характерному масс-фрагменту (*m/z* 92)

асфальтенов колеблется в пределах 30-35 %, снижается к концу мезокатагенеза. Здесь уменьшается содержание насыщенных УВ по отношению к ароматическим (рис. 8). Это может быть вызвано как процессами миграции при незначительном новообразовании, так и ароматизацией предельных углеводородов. Максимум распределения *n*-алканов все больше смещается на  $C_{19}$  (рис. 9), а отношение Pr/Ph достигает 1, после чего фитан начинает расти над пристаном. Такие особенности изменения насыщенной фракции уже были описаны в общем виде в работе (Каширцев и др., 2017). Среди *n*-алкилбензолов на первый план выходит  $C_{18}$ , снижаются относительные содержания соединений с меньшим количеством атомов углерода, продолжается снижение высот пиков высокомолекулярных гомологов. В данном интервале процессы деструкции или конденсации не проявлены в явном виде

на уровне группового состава, но находят отражение в распределении исследованных гомологических рядов. Последнее указывает на то, что перестройка вещества под действием высоких температур начинается до явных изменений в соотношении компонент битумоида (УВ-СМ-АСФ), как будет показано далее.

Переходная зона начинается при достижении градации  $AK_1$  (термобарический рубеж – 4853 м). В групповом составе начинают преобладать смолы (> 60 %), а также отмечен резкий рост содержания насыщенных соединений в компоненте УВ (рис. 8). Значительно сокращаются относительные содержания *n*-алканов с количеством атомов углерода больше 22. Этому этапу соответствует резкое осмоление за счет деструкции асфальтенов, и, вероятно, конденсации ароматических соединений, если судить по сокращению их содержаний в компоненте УВ.

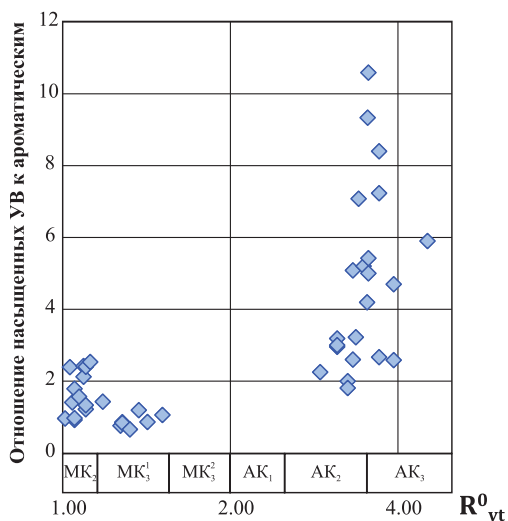


Рис. 8. Изменение отношения насыщенных УВ к ароматическим с ростом катагенеза

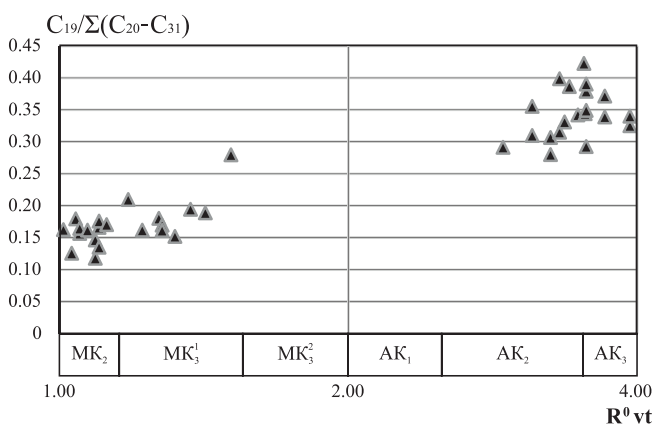


Рис. 9. Изменение соотношения относительных содержаний n-алкана  $C_{19}$  к сумме n-алканов  $C_{20-31}$  с ростом катагенеза

При достижении термобарического рубежа в молекулярном составе рядом исследователей идентифицируются сначала в следовых количествах, а ниже по разрезу на уровне содержаний традиционных биомаркеров, гомологические ряды алкенов, диметилканов, алкилциклогексанов с преобладанием нечетных номеров и четыре новых диастереомера моноароматических стероидов  $C_{27}$  (Каширцев и др., 2016, 2017). Авторы указанных работ полагают, что появление этих соединений связано с разрушением асфальтенов под действием больших температур, вследствие чего высвобождаются окклюдируемые углеводороды.

Наиболее погруженный интервал относится к глубинам 5148-6458 м, на которых толщи по ранее установленным данным являются истощенными. Здесь, при достижении середины градации  $AK_2$ , происходит существенное смещение в сторону компонент углеводородов (40-45 %) и смол (55-60 %), с сокращением содержания асфальтенов (< 10 %), вплоть до неопределимых количеств от 5482 м и ниже. Отмечены незначительный рост количества УВ (~ 5 %) и соответствующее ему снижение числа смол с ростом катагенеза. Эта зона отражает дальнейшее упрощение, где крупные структуры (главным образом асфальтены) деалкилируются, что обуславливает рост УВ составляющей, а затем формируют высокомолекулярные блоки и осаждаются в нерастворимую фазу. Вместе с этим, доминирующее положение занимают насыщенные

соединения. Причиной этому может служить как обогащение за счет разрушения более сложных структур, так и конденсация ароматических соединений, а затем переход их в смолистую компоненту. В работе (Конторович и др., 1973) отмечается, что в террагенном органическом веществе количество парамагнитных центров (КПЦ) растет с повышением катагенеза, при этом имеют место два минимума. В разрезе скв. Средневилюйская-27 установлен один минимум, который приходится на конец  $AK_2$  (Меленевский и др., 1989). Именно здесь зафиксировано максимальное преобладание насыщенных УВ над ароматическими (рис. 8). До границы с началом АК их отношение постепенно падает, что соответствует росту КПЦ, и если к концу мезокатагенеза они находятся в примерно равных концентрациях, то при достижении границы  $AK_2$ - $AK_3$  алифатические соединения преобладают в 6 и более раз (рис. 8). На этой же границе асфальтены полностью высаждаются. Важно отметить, что согласно описанию метода электронного парамагнитного резонанса Диондойн В.М. (1973), наиболее вероятными парамагнитными центрами в ОВ являются ароматические соединения. Не менее интересен дальнейший рост КПЦ после минимума, который может быть связан с консолидацией структуры керогена, её полимеризацией и ароматизацией циклов в жестких термобарических условиях больших глубин.

Описанные переходы в групповом составе битумоида соответствуют схеме, предложенной Конторовичем А.Э.: «...в заключительном мезокатагенезе заметную роль приобрела их (жидких продуктов) деструкция, ставшая в апокатагенезе преобладающей. Последняя (деструкция) в свою очередь идёт в двух направлениях. С одной стороны, это дальнейшее разукрупнение, упрощение структуры, которое можно изобразить схемой: асфальтены-смолы-УВ, с другой – конденсация отдельных блоков, в основном ароматических, укрупнение структуры по схеме: УВ-смолы-асфальтены, вплоть до превращения части растворимой фазы в нерастворимую и выпадения ее в кероген» (Конторович и др., 1988). Все переходы осуществляются через компоненту смол, как метастабильную в термобарических условиях. Так, например, Добрянский А.Ф. в своих трудах «Геохимия нефти» (1948) и «Химия нефти» (1961) приводил следующие заключения по смолистой составляющей нефтей: «...в термическом плане очень неустойчивы и легко подвергаются процессам полимеризации, распада и вообще изменения состава...». Помимо этого, автор указывал на случаи, когда, с одной стороны, богатые смолами нефти после перегонки давали остаток напоминающий асфальт, а в метановых нефтях смолы свертывались и выпадали в виде твердой фазы, с другой, сохранялись в растворе во фракциях, богатых сложными полициклическими углеводородами.

### Заключение

Комплексом геохимических методов было исследовано ОВ пород верхнепалеозойского комплекса Хапчагайского мегавала Вилюйской синеклизы. На основании пиролитических и углепетрографических данных предположены зоны флюидообразования разного фазового состава в отложениях, где генерационный потенциал не исчерпан к настоящему времени. Проведена корреляция определения уровня зрелости по

температурам максимальной скорости выхода УВ ( $T_{\max}$ ) и отражательной способности витринита ( $R_{\text{vt}}^0$ ), приведено сопоставление этих показателей для ОВ верхнепермских пород. Дана характеристика распределения органического вещества в породах исследованного интервала.

Установлено, что групповой состав битумоидов при достижении высоких градаций катагенеза (жестких термобарических условий) претерпевает значительные изменения. Ранее они были описаны в работе (Конторович и др., 1988): разукрупнение и упрощение структуры, протекающие параллельно с конденсацией отдельных блоков и их переходом в нерастворимую фазу. В настоящем сообщении удалось проследить эти изменения на большем количестве образцов, уточнить границы по глубине и уровню зрелости. Помимо этого, на основании различий в групповом и молекулярном составе в разрезе скважины выделены четыре интервала с различной степенью влияния процессов деструкции и конденсации. Предложены возможные механизмы переходов между компонентами. Показано, как битумоиды претерпевают заметные изменения на молекулярном уровне еще на грациях конца мезокатагенеза, до резких изменений в групповом составе (осмоление, уход асфальтенов). Полученные сведения могут быть использованы для прогноза сохранностей залежей УВ в глубоководных горизонтах.

### Благодарности/Финансирование

Авторы выражают благодарность коллективу лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН за проведение аналитических работ. Авторы выражают благодарность рецензенту за ряд ценных советов и рекомендаций, которые способствовали улучшению работы.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ по научному проекту № 18-35-00337 и в рамках проекта ФНИ № 0331-2019-0022 «Органическая геохимия и история геологического развития доминантных нефтегазовых систем верхнего протерозоя и фанерозоя Сибири».

### Литература

- Бодунов Е.И., Зуева И.Н., Каширцев В.А., Уткина Н.А., Зыкова П.Д., Андреев И.Н., Бочковская А.Б., Козлова В.А. (1990). Преобразование органического вещества пермских и каменноугольных отложений Вилуйской синеклизы на больших глубинах. *Нефтегазоносность и вопросы освоения месторождений нефти и газа Якутии*. Якутск: ЯНЦ СО АН СССР, с. 58-69.
- Вассоевич Н.Б. (1967). Теория осадочно-миграционного происхождения нефти. *Известия АН СССР, серия геологическая*, 11, с. 137-142.
- Вассоевич Н.Б. (1972). Исходное вещество для нефти и газа. *Происхождение нефти и газа и формирование их месторождений*, М: Недра, с. 39-70.
- Голубева И.И., Граусман В.В., Мейен С.В., Петрова Е.К. (1980). О стратиграфическом расчленении газоносных отложений перми Центральной части Вилуйской синеклизы. *Стратиграфия нефтегазовых отложений Якутии*, с. 36-45.

- Диндойн В.М. (1973). Спектроскопия ЭПР и ее возможности в органической геохимии. *Труды СНИИГТИМС*, 166, с. 37-54.
- Добрянский А.Ф. (1948). Геохимия нефти. М: Гостоптехиздат, с. 286-311.
- Добрянский А.Ф. (1961). Химия нефти. Л: Гостоптехиздат, с. 143-153.
- Каширцев В.А., Долженко К.В., Фомин А.Н., Конторович А.Э., Шевченко Н.П. (2017). Углеводородный состав битумоидов террагенного органического вещества больших глубин (зоны апокатагенеза). *Геология и геофизика*, 58(6), с. 869-879. <https://doi.org/10.1016/j.ggg.2016.03.018>
- Каширцев В.А., Сафронов А.Ф., Изосимова А.Н., Чалая О.Н., Зуева И.Н., Трушелева Г.С., Лифшиц С.Х., Карелина О.С. (2009). Геохимия нефтей востока Сибирской платформы. Ред. В.И. Москвин. Якутск: ЯНЦ СО РАН, 180 с.
- Каширцев В.А., Фомин А.Н., Шевченко Н.П., Долженко К.В. (2016). Новые моноароматические стероиды в органическом веществе зоны апокатагенеза. *Доклады академии наук*, 496(4), с. 465-469. <https://doi.org/10.1134/S1028334X16080031>
- Конторович А.Э., Гребенюк В.В., Фрадкин Г.С., Бакин В.Е., Дивина Т.А., Зотеев А.М., Матвеев В.Д., Матвеев А.И., Микуленко К.И., Полякова И.Д., Сафронов А.Ф., Соболева Е.И., Хмелевский В.Б. (1994). Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири: Лено-Вилуйский бассейн. Ред. А.Э. Конторович. Новосибирск: СНИИГТИМС, 107 с.
- Конторович А.Э., Данилова В.П., Диндойн В.М. (1973). Изменение химического состава гумусового органического вещества и его парамагнитных свойств в зоне катагенеза. *Доклады АН СССР*, 209(6), с. 1431-1434.
- Конторович А.Э., Полякова И.Д., Колганова М.М., Соболева Е.И. (1988). Превращения органического вещества в мезо- и апокатагенезе. *Советская геология*, 7, с. 26-36.
- Конторович А.Э., Трофимук А.А. (1976). Литогенез и нефтегазообразование. *Горючие ископаемые. Проблемы геологии и геохимии нефтяных и битуминозных пород*. Ред. Н.Б. Вассоевич. М: Наука, с. 19-36.
- Меленевский В.Н., Полякова И.Д., Гладкий Ю.Г. (1989). Катагенетические преобразования нерастворимого органического вещества Вилуйской синеклизы. *Геология нефти и газа*, 8, с. 37-38.
- Неручев С.Г. (1973). К изучению главной фазы нефтеобразования. *Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых* (под редакцией В.Е. Хаина). М: Наука, с. 43-48.
- Полякова И.Д., Борукаев Г.Ч., Перезио Г.Н., Соколова М.Ф., Борукаев Ч.Б. (1995). Нефтегазогенерационный потенциал на больших глубинах. *Доклады академии наук*, 2, с. 236-239.
- Тектоника, геодинамика и металлогения территории Республики Саха (Якутия) (2001). Ред. Л.М. Парфенов, М.И. Кузьмин. М: Наука, 571 с.

### Сведения об авторах

*Кирилл Васильевич Долженко* – младший научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН  
Россия, 630090, Новосибирск, просп. Ак. Коптюга, д. 3  
E-mail: DolzhenkoKV@ipgg.sbras.ru

*Александр Николаевич Фомин* – доктор геол.-мин. наук, главный научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН  
Россия, 630090, Новосибирск, просп. Ак. Коптюга, д. 3

*Василий Николаевич Меленевский* – канд. физ.-мат. наук, старший научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН  
Россия, 630090, Новосибирск, просп. Ак. Коптюга, д. 3

Статья поступила в редакцию 14.03.2019;  
Принята к публикации 05.08.2019; Опубликована 01.12.2019

IN ENGLISH

## Geochemical characteristics of terrestrial organic matter in the Upper Paleozoic complex of the Vilyui syncline and some features of its transformation under thermobaric conditions at great depths

*K.V. Dolzhenko\**, *A.N. Fomin*, *V.N. Melenevsky*

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation*

\*Corresponding author: Kirill V. Dolzhenko, e-mail: DolzhenkoKV@ipgg.sbras.ru



**Abstract.** A combination of geochemical methods were used to study organic matter from Permian rocks in the central part of the Vilyui syncline (East Siberia) penetrated by the Srednevilyuiskaya-27 ultra-deep well in the depth range of 3370-6458 m. This study discusses variations in the pyrolysis indices (HI,  $T_{max}$ ), hydrocarbon type content (hydrocarbons-resins-asphaltenes), vitrinite reflectance ( $R_{vp}^0$ , %), organic carbon content ( $C_{org}$ ), as well as some trends in the saturated and aromatic hydrocarbon compositions of bitumen extracts from the Upper Paleozoic rocks. Below a depth of about 4.5 km (late mesocatagenesis), the hydrocarbon type composition is characterized by a sharp decrease in the content of asphaltenes from < 30 % (at 4.5-5.0 km) to < 15 % (at 5.0-5.5 km), which are not detected at greater depth. In turn, the resins became the dominant constituent (~ 50-70 %), whereas hydrocarbons account for < 20 % at depths down to 5 km and < 40 % at greater depth. These depths are also characterized by a predominance of saturated hydrocarbons over aromatic compounds with a decrease in the relative contents of high molecular weight compounds in both fractions, as indicated by mass chromatograms. The hydrocarbon index (HI) of organic matter decreases to the first tens from the depth of 4.9 km and to the bottomhole (6519 m); the temperature of the maximum hydrocarbon yield ( $T_{max}$ ) varies between 570-580 °C, showing a slightly increasing trend. Our results show that the generative potential of organic matter from the rocks within the studied depth range (4.9-6.5 km) has been exhausted and that the terrestrial organic matter undergoes significant changes under severe temperature and pressure conditions at great depths.

**Keywords:** terrestrial organic matter, hydrocarbon type composition, pyrolysis, catagenesis, ultra-deep well, Vilyui syncline, chromatography-mass spectrometry

### Acknowledgements

The authors are grateful to the staff of the Laboratory of Petroleum Geochemistry, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences for analytical work.

The authors thank the reviewer whose valuable comments and suggestions helped to improve the manuscript.

The study was supported by the Russian Foundation for Basic Research (project no. 18-35-00337) and as part of the Federal Research Project no. 0331-2019-0022 "Organic Geochemistry and the History of the Geological Development of Dominant Petroleum Systems of the Upper Proterozoic and Phanerozoic of Siberia".

**Recommended citation:** Dolzhenko K.V., Fomin A.N., Melenevsky V.N. (2019). Geochemical characteristics of terrestrial organic matter in the Upper Paleozoic complex of the Vilyui syncline and some features of its transformation under thermobaric conditions at great depths. *Georesursy = Georesources*, 21(4), pp. 77-84. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.77-84>

### References

Bodunov E.I., Zueva I.N., Kashirtsev V.A., Utkina N.A., Zykova P.D., Andreev I.N., Bochkovskaya A.B., Kozlova V.A. (1990). Transformation of organic matter in Permian and Carboniferous rocks of the Vilyui syncline at great depths. *Oil and gas potential and issues of oil and gas deposits development in Yakutia*. Yakutsk: YANTS SO AN SSSR, pp. 58-69. (In Russ.)  
Dindoin V.M. (1973). EPR spectroscopy and its capabilities in organic geochemistry. *Proc. SNIIGGIMS*, is. 166, pp. 37-54. (In Russ.)

Dobryanskii A.F. (1948). *Geochemistry of Oil*. Moscow: Gostoptekhizdat, pp. 286-311. (In Russ.)

Dobryanskii A.F. (1961). *Chemistry of Oil*. Leningrad: Gostoptekhizdat, pp. 143-153. (In Russ.)

Kashirtsev V.A., Safronov A.F., Izosimova A.N., Chalaya O.N., Zueva I.N., Trushcheleva G.S., Lifshits S.Kh., Karelina O.S. (2009). *Geochemistry of oils from the East of the Siberian Platform*. Yakutsk: YANTS SO RAN, 180 p. (In Russ.)

Golubeva I.I., Grausman V.V., Meyen S.V., Petrova E.K. (1980). Stratigraphic subdivision of Permian gas-bearing deposits in the central part of the Vilyui syncline. *Stratigraphy of oil- and gas-bearing deposits of Yakutia*. Yakutsk: YANTS SO AN SSSR, pp. 36-45. (In Russ.)

Kashirtsev V.A., Dolzhenko K.V., Fomin A.N., Kontorovich A.E., Shevchenko N.P. (2017). Hydrocarbon composition of bitumen from deeply buried terrestrial organic matter (zone of apocatagenesis). *Russian Geology and Geophysics*, 58(6), pp. 702-710. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2016.03.018>

Kashirtsev V.A., Fomin A.N., Shevchenko N.P., Dolzhenko K.V. (2016). New monoaromatic steroids in the organic matter of the apocatagenesis zone. *Dokl. Earth Sci.*, 496(4), pp. 815-818. <https://doi.org/10.1134/S1028334X16080031>

Kontorovich A.E., Danilova V.P., Dindoin V.M. (1973). Variations in the chemical composition of humic organic matter and its paramagnetic properties in the catagenesis zone. *Dokl. AN SSSR*, 209(6), pp. 1431-1434. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Polyakova I.D., Kolganova M.M., Soboleva E.I. (1988). Transformations of organic matter during meso- and apocatagenesis. *Sovetskaya Geologiya*, 7, pp. 26-36. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Trofimuk A.A. (1976). Lithogenesis and petroleum generation. *Fossil Fuels. Problems of Geology and Geochemistry of Naphthides and Bituminous Rocks*. Vassoyevich N.B. (Ed.). Moscow: Nauka, pp. 19-36. (In Russ.)

Melenevsky V.N., Polyakova I.D., Gladkii Yu.G. (1989). Catagenetic transformations of insoluble organic matter from the Vilyui syncline. *Geologiya Nefii i Gaza = Oil and Gas Geology*, 8, pp. 37-38. (In Russ.)

Neruchev S.G. (1973). A study of the main phase of oil formation. *Modern problems of geology and geochemistry of fossil fuels*. Khain V.E. (Ed.). Moscow: Nauka, pp. 43-48. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Grebenyuk V.V., Fradkin G.S., Bakin V.E., Divina T.A., Zoteev A.M., Matveev V.D., Matveev A.I., Mikulenko K.I., Polyakova I.D., Safronov A.F., Soboleva E.I., Khmelevskiy V.B. (1994). Petroleum basins and regions of Siberia: Lena-Vilyui basin. Novosibirsk: SNIIGGIMS, 107 p. (In Russ.)

Polyakova I.D., Borukayev G.Ch., Perozio G.N., Sokolova M.F., Borukayev Ch.B. (1995). Oil and gas potential of deeply buried sediments. *Dokl. Earth Sci.*, 2, pp. 236-239. (In Russ.)

Tectonics, geodynamics and metallogeny of the territory of the Republic of Sakha (Yakutia). (2001). Parfenov L.M., Kuz'min M.I. (Ed.). Moscow: Nauka, 571 p. (In Russ.)

Vassoyevich N.B. (1967). Theory of sedimentary-migration origin of oil. *Izv. AN SSSR, Geol. Ser.*, 11, pp. 137-142. (In Russ.)

Vassoyevich N.B. (1972). Source material for oil and gas. *The origin of oil and gas and the formation of their accumulations*. Moscow: Nedra, pp. 39-70. (In Russ.)

### About the Authors

*Kirill V. Dolzhenko* – Junior Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3 Ak. Koptyug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation  
E-mail: [DolzhenkoKV@ipgg.sbras.ru](mailto:DolzhenkoKV@ipgg.sbras.ru)

*Alexander N. Fomin* – DSc (Geology and Mineralogy), Chief Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3 Ak. Koptyug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

*Vasily N. Melenevsky* – PhD (Physics and Mathematics), Senior Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3 Ak. Koptyug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Manuscript received 14 March 2019;

Accepted 5 August 2019; Published 1 December 2019

## Гидродинамические особенности нефтегазоносных отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья

Д.А. Новиков<sup>1,2\*</sup>, Ф.Ф. Дульцев<sup>1</sup>, А.В. Черных<sup>1</sup>, С.В. Рыжкова<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия

<sup>2</sup>Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, Новосибирск, Россия

Приводятся результаты изучения гидродинамических условий нефтегазоносных отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья (южные районы Западно-Сибирского осадочного бассейна). Гидродинамическое поле исследуемого региона характеризуется прямой гидродинамической зональностью и развитием нормальных и повышенных пластовых давлений (коэффициент аномальности  $K_a$  – до 1.13) в доюрских, юрских, неокомских и апт-альб-сеноманских комплексах. Результаты изучения фильтрационно-емкостных свойств и гидродинамических характеристик коллекторов в гидрогеологическом разрезе указывают на доминирующую роль при формировании современной структуры гидродинамического поля элизионного водообмена. Установлены два типа природных водонапорных систем: элизионная (литостатическая и термодегидратационная) во внутренних областях (южная часть Колтогорско-Нюрольского желоба и Нюрольская мегавпадина, Верхневасюганская антеклиза и другие структуры) и инфильтрационная в пределах структур Барабинско-Пихтовской моноклинали. Элизионная литостатическая система с глубины около 2.0-2.2 км начинает приобретать черты элизионной термодегидратационной. Обширные зоны пьезомаксимумов (южная часть Колтогорско-Нюрольского желоба и Нюрольская мегавпадина) на настоящем этапе развития водонапорной системы изучаемого региона стали внутренними областями создания напоров вод (внутренние области питания) с максимальной степенью гидрогеологической закрытости недр. Область пьезоминимумов, трассирующая структуры Барабинско-Пихтовской мегамоноклинали, соотносится с внешней областью питания. Впервые составлена гидродинамическая модель нефтегазоносных отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья, позволяющая прогнозировать тенденции изменения пластовых давлений на структурах, слабо обеспеченных фактическими данными.

**Ключевые слова:** элизионный водообмен, гидродинамическое поле, пластовое давление, межпластовые перетоки, Западно-Сибирский осадочный бассейн, Обь-Иртышское междуречье

**Для цитирования:** Новиков Д.А., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В., Рыжкова С.В. (2019). Гидродинамические особенности нефтегазоносных отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья. *Георесурсы*, 21(4), с. 85-94. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.85-94>

### Введение

Структура гидродинамического поля нефтегазоносных бассейнов формируется длительное время и тесно связана с геологической историей, процессами уплотнения осадочных пород, сопровождающимися возникновением элизионных водонапорных систем (Карцев, Абукова, Абрамова, 2015) и, как следствие, появлением в гидрогеологическом разрезе повышенных и аномально высоких пластовых давлений. С начала поисково-разведочных работ на нефть и газ в Западной Сибири накоплен огромный фактический материал, отражающий информацию о структуре гидродинамического поля. Гидродинамическим исследованиям Западно-Сибирского осадочного бассейна (ЗСОБ) посвящены труды Б.Л. Александрова, Г.Д. Гинсбурга, А.Е. Гуревича, В.И. Дюнина, А.П. Каменева, В.Н. Корценштейна, Н.М. Кругликова, Б.Ф. Маврицкого, В.М. Матусевича, А.Д. Назарова, В.В. Нелюбина, Д.А. Новикова, О.В. Равдоникас, А.Д. Резника, О.Н. Яковлева и многих других исследователей (Корценштейн, 1977; Кругликов, Яковлев 1981; Кругликов и др., 1985; Матусевич, Бакуев,

1986; Александров, 1987; Шварцев, Новиков, 1999; Шварцев, Новиков, 2004; Назаров, 2004; Матусевич и др., 2005; Дюнин, Корзун, 2005; Новиков, Лепокуров, 2005; Новиков, 2014; Novikov, Sukhorukova, 2015; Новиков, 2017; Novikov, 2017; Новиков, 2018; Novikov et al., 2018; Новиков, 2019). В связи с резким сокращением геолого-разведочных работ в начале 90-х годов прошлого века практически прекратилось поступление качественной геолого-геофизической информации. Изучение гидродинамики ЗСОБ представляет большой фундаментальный и прикладной интерес, во-первых, с точки зрения решения теоретических вопросов, рассматривающих механизмы формирования месторождений нефти и газа, обоснование оптимального комплекса гидрогеологических критериев оценки перспектив нефтегазоносности на региональном, зональном и локальном уровне; во-вторых, для целей проектирования разработки залежей углеводородов, прогнозирования осложнений при проводке скважин, составления гидродинамических моделей и рекомендаций по функционированию систем поддержания пластового давления, решения задач оптимизации заводнения залежей, гидрогеологического обоснования объектов технического водоснабжения промыслов, утилизации промышленных стоков и подтоварных вод.

\* Ответственный автор: Дмитрий Анатольевич Новиков  
E-mail: [novikovda@ipgg.sbras.ru](mailto:novikovda@ipgg.sbras.ru)



## Материалы и методы

Административно регион исследований расположен в северных районах Новосибирской и граничных территориях Томской и Омской областей (рис. 1). Согласно нефтегазогеологическому районированию Западно-Сибирской провинции, большая часть изучаемой территории расположена в пределах Каймысовской и Васюганской нефтегазоносных областей.

Наиболее изученными являются верхнеюрские резервуары (горизонт Ю<sub>1</sub>), поскольку они являются основным объектом разработки на изучаемой территории. В соответствии с принятой гидрогеологической стратификацией ЗСОБ (Гидрогеология..., 1970; Кругликов и др., 1985), в пределах нижнего гидрогеологического этажа изучаемого региона выделяется пять водоносных комплексов (Назаров, 2004; Новиков и др., 2018; Садыкова и др., 2019), надежно изолированных от зоны активного водообмена региональным турон-олигоценым водоупором (сверху вниз): апт-альб-сеноманский, неоконский, верхнеюрский, ниже-среднеюрский и доюрские. Особенностью геологического строения является крайне высокая степень неоднородности и фрагментарности распространения нижнеюрских отложений.

Эволюция любого осадочного бассейна, постседиментационные преобразования водовмещающих пород, начиная с иловой стадии в раннем диагенезе и заканчивая стадией метаморфизма, как правило, сопровождается возникновением элизионных водонапорных систем (Карцев, Абукова, Абрамова, 2015). Под элизионной геостатической (литостатической) водонапорной системой понимается

система гидрогеологических бассейнов, приуроченная к прогибающемуся участку земной коры, выполненному мощным комплексом осадочных образований, в которой областью питания является наиболее погруженная часть пласта-коллектора, откуда поступившая вода перемещается в направлении восстания пласта к областям разгрузки. Основная форма энергии – потенциальная энергия упругой деформации жидкости, накапливающейся в коллекторах в результате уплотнения отложений и выжимания из них вод. Выделяют: 1) системы, в которых напор вод возникает главным образом в результате выжимания вод из глин в коллекторы; они характерны для относительно молодых отложений, преимущественно мезо-кайнозойского возраста, на глубинах 2.5-3.5 км; 2) системы, в которых источником возникновения напора служит в основном уплотнение самих коллекторов; они характерны для относительно древних отложений. Под элизионной термодегидратационной системой понимается система гидрогеологических бассейнов, в которой напоры вод создаются вследствие появления избыточного количества жидкости при термической дегидратации минералов, т.е. контролируются геотемпературным полем; термодегидратация минералов сопровождается выделением химически связанных вод в свободную фазу, что приводит к опреснению подземных вод в глубокопогруженных частях гидрогеологического бассейна (Карцев, Абукова, Абрамова, 2015).

Под воздействием механических сил и физико-химических процессов пористость осадочных пород уменьшается, и они уплотняются. Основной фактор

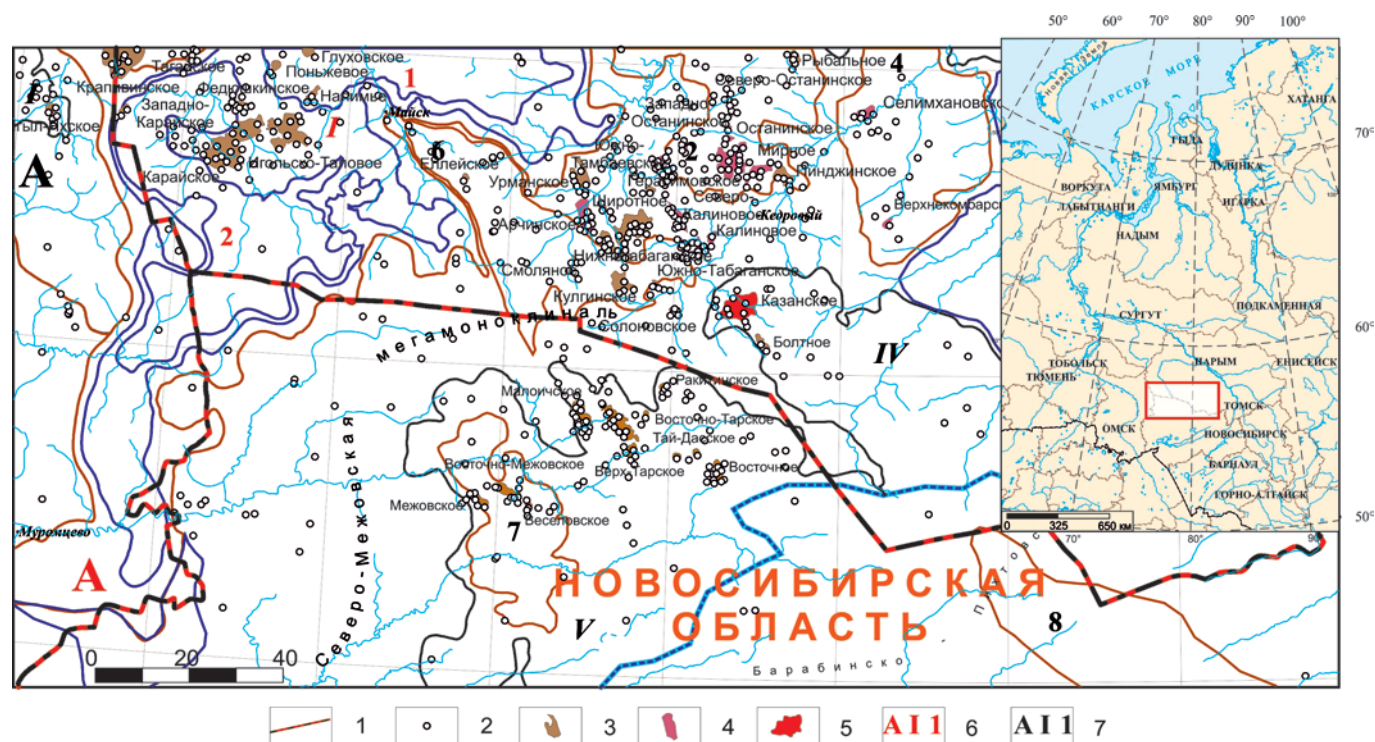


Рис. 1. Обзорная карта района исследований: 1 – административные границы, 2 – скважины; месторождения: 3 – нефтяные, 4 – нефтегазоконденсатные, 5 – газоконденсатные и газовые; тектонические элементы: 6 – отрицательные, 7 – положительные. Названия тектонических элементов приведены на карте (Конторович и др., 2001): отрицательные: А – Колтогорско-Нюрольский желоб, I – Нюрольская мезавпадина, 1 – Центрально-нюрольская мезовпадина, 2 – Южно-Нюрольская мезовпадина, 3 – Бакчарская мезовпадина, 5 – Кыштовский наклонный мезопрогиб; положительные: А – Верхневасюганская антеклиза, I – Верхнедемьянский мегавал, II – Парабельский наклонный мегавал, IV – Калгачский наклонный мегавал, V – Межовский структурный мегамыс, 1 – Колпашевский мезовал, 2 – Пудинское куполовидное мезоподняние, 4 – Горелоярское куполовидное мезоподняние, 6 – Лавровский наклонный мезовал, 7 – Западно-Межовское куполовидное мезоподняние, 8 – Верхнешегарский мезовыступ.



уплотнения – гравитация, т.е. вес перекрывающих отложений, возрастающий по мере увеличения мощности осадочного чехла (Вассоевич, 1960). Поэтому степень уплотнения глинистых пород определяется в основном величиной геостатического давления, а их физические свойства зависят от глубины погружения или величины нагрузки. На величину уплотнения песчаных пород, кроме нагрузки, оказывают влияние физико-химические процессы, приводящие к растворению соприкасающихся обломочных зерен на их контактах. Различают два вида уплотнения – упругое и пластическое (Леворсен, 1970). Породы, подвергшиеся упругой деформации, при снятии давления восстанавливают частично или полностью свой первоначальный объем и пористость. Но если они подвергались пластической деформации, то их первоначальный объем и пористость не восстанавливаются даже частично (Алексеев и др., 1982). Хрупкие деформации (катаклиз) обломочных зерен, также имеют место быть в рассматриваемых отложениях и значительно увеличивают проницаемость пород (Antonellini et al., 1994). Наблюдаются также процессы гравитационной коррозии зерен (Симанович, 1978).

Настоящее исследование основано на обобщении и анализе всего имеющегося фактического материала (опубликованные и фондовые данные) с начала геологоразведочных работ в регионе (с 1950-х годов), представленного результатами испытания более 445 объектов 217 скважин 84 поисковых площадей, включая 368 замеров пластовых давлений и характеристики более 2400 притоков, а также материалы лабораторных исследований керн (более 3400 образцов). На базе структурных построений, выполненных в Институте нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, полученных зависимостей пластовых давлений с глубиной в среде программных пакетов GridBuilder, GridMaster и Surfer, были созданы сеточные модели (Grid) распределения пластовых давлений в кровле 7 стратиграфических уровней: талицкая свита ( $P_1$ ); кузнецовская свита ( $K_2$ ); сеноманский горизонт ( $K_2$ ); алымский горизонт ( $K_1$ ); баженовский горизонт ( $J_3$ ); пласт У-10 ( $J_2$ ); доюрские комплексы (Т-Рз).

Следующим этапом была корректировка построенных карт с учетом реальных замеров пластовых давлений в скважинах. Заключительным этапом стало создание концептуальной 3D модели, характеризующей распределение пластовых давлений в пределах нефтегазоносных отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья.

### Результаты исследований и обсуждение

Рассмотрим изменение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород с глубиной их залегания. В целом, пористость песчаников и алевролитов в пределах нефтегазоносных отложений изменяется в широком диапазоне от 0.70 до 43.5 %, закономерно уменьшаясь от апт-альб-сеноманского комплекса к нижнеюрским резервуарам (табл. 1). Установлено, что доминируют в разрезе песчано-алевролитовые породы с величиной пористости 10-20 %. При этом в нижней части осадочного чехла на фоне невысоких значений пористости установлены интервалы с повышенными ФЕС до 15-18 % (рис. 2).

На рис. 2а, б и в представлены сводные графики, отражающие зависимости между пористостью песчаников,

алевролитов, глин/аргиллитов и глубиной их залегания по результатам петрофизических исследований керн. Из него видно, что пористость как первых, так и вторых уменьшается с глубиной. Эта зависимость характерна и для проницаемости (табл. 1). Скорость уплотнения пород относительно высока при глубине их захоронения до 1000-1500 м и замедляется с ее ростом (Burst, 1969; Perry, Hower, 1972; Алексеев и др., 1982; Магара, 1982; Дюнин, Корзун, 2005). Водобильность мезозойских отложений также закономерно снижается по мере погружения изучаемых объектов. Так, если в меловых комплексах средние дебиты воды составляют 27-78 м<sup>3</sup>/сут, то в юрских – 9-48 м<sup>3</sup>/сут. Самыми высокими коллекторскими свойствами обладают слабосцементированные пески и песчаники апт-альб-сеноманского водоносного комплекса (пласты ПК). Их пористость достигает 43.5 %, проницаемость составляет до 7.9 мкм<sup>2</sup>, при среднем значении 1.5 мкм<sup>2</sup>.

Все это позволяет получать притоки до 600-800 м<sup>3</sup>/сут и более. Поэтому в большинстве случаев подземные воды апт-альб-сеноманского комплекса Западной Сибири используют при разработке месторождений углеводородов в качестве источника для функционирования систем поддержания пластового давления (Новиков, 2005). Водоносные горизонты неокомского водоносного комплекса, хоть и обладают высокими ФЕС, но в большей мере затронуты процессами уплотнения пород, чем залегающие выше отложения. К отложениям комплекса приурочены проницаемые пласты группы А и Б, пористость которых составляет 1.5-35.4 %, проницаемость варьирует в интервале 8.2·10<sup>-6</sup>-5.6 мкм<sup>2</sup>, средние дебиты воды достигают 27.3 м<sup>3</sup>/сут. К ниже залегающим юрским водоносным комплексам приурочены проницаемые пласты группы Ю ( $Ю_1$  к верхнеюрскому и  $Ю_2$ - $Ю_{17}$  к ниже-среднеюрскому). Пористость резервуаров варьирует в интервале от 0.3 до 29.5 % при ухудшении коллекторских свойств с глубиной. Величина проницаемости изменяется в еще более широком интервале 1.9·10<sup>-7</sup>-1.8 мкм<sup>2</sup>, т.е. в миллионы раз. Притоки в скважинах снижаются с глубиной по мере ухудшения ФЕС. Следует подчеркнуть, что доюрские комплексы (отложения триаса и древнее) гидрогеологически изучены в южных районах Обь-Иртышского междуречья крайне слабо. Дебиты воды при испытании доюрских объектов изменяются от 3 до 1148 м<sup>3</sup>/сут (в малобитных объектах от 0.01), при среднем значении 32.4 м<sup>3</sup>/сут, что связано со сменой порового типа коллектора на каверновый, трещинный и т.д. (Новиков и др., 2018).

Особенности строения и степень изученности ЗСОБ с глубиной позволяют в настоящее время выделить в разрезе мезозойско-кайнозойскую водонапорную систему с характерными водовмещающими и водоупорными комплексами. Триасовые и палеозойские образования вскрыты незначительным числом скважин на относительно небольшую глубину, и их гидрогеологическое расчленение невозможно. Основной гидродинамической особенностью южных районов Обь-Иртышского междуречья является проявление повышенных пластовых давлений в юрских резервуарах начиная с глубин 2300-2350 м (рис. 2 г, д). В целом регион исследования характеризуется прямой гидродинамической зональностью и развитием нормальных и повышенных пластовых давлений, коэффициент аномальности  $K_a$  изменяется от 1.0 в меловых

БК	n, %	K, мкм <sup>2</sup>	Рпл, МПа	Ка, ед.	Q <sub>воды</sub> , м <sup>3</sup> /сут
I	<u>2.1-43.5</u> 25.6(65)	<u>2.0×10<sup>-3</sup>-7.9</u> 1.51(29)	<u>14.6-15.6</u> 15.1 (2)	<u>1.00-1.00</u> 1.00 (2)	<u>7.0-864</u> 78.2 (25)
II	<u>1.5-35.4</u> 17.1(668)	<u>8.2×10<sup>-6</sup>-5.6</u> 0.17(440)	<u>16.4-23.3</u> 20.6 (10)	<u>0.99-1.05</u> 1.01 (10)	<u>5.0-550.0</u> 27.3 (159)
III	<u>0.6-29.5</u> 13.2(1166)	<u>1.9×10<sup>-7</sup>-1.8</u> 0.04(799)	<u>21.2-28.5</u> 25.1 (104)	<u>0.90-1.13</u> 1.02 (104)	<u>3.0-760</u> 48.5 (166)
IV	<u>0.3-22.7</u> 8.6(973)	<u>0.9×10<sup>-5</sup>-0.14</u> 2.0×10 <sup>-3</sup> (490)	<u>22.5-31.1</u> 26.6 (150)	<u>0.89-1.07</u> 1.00 (150)	<u>3.0-256</u> 9.1 (376)
V	-	-	<u>23.4-44.2</u> 29.5 (102)	<u>0.90-1.09</u> 1.01 (102)	<u>3.0-1148</u> 32.4 (335)

Табл. 1. Характеристика гидродинамических параметров и фильтрационно-емкостных свойств нефтегазоносных отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья. ВК – водоносные комплексы: I – апт-альб-сеноманский; II – неокомский; III – верхнеюрский; IV – нижне-среднеюрский; V – доюрские. n – пористость; K – проницаемость; Ка – коэффициент аномальности пластовых давлений =  $P_{пл} / P_{н.з.}$ , где  $P_{пл}$  – величина пластового давления,  $P_{н.з.}$  – нормальное гидростатическое давление в той же точке; в числителе приведены минимальные и максимальные значения, в знаменателе – среднее (число замеров); «-» – отсутствие данных.

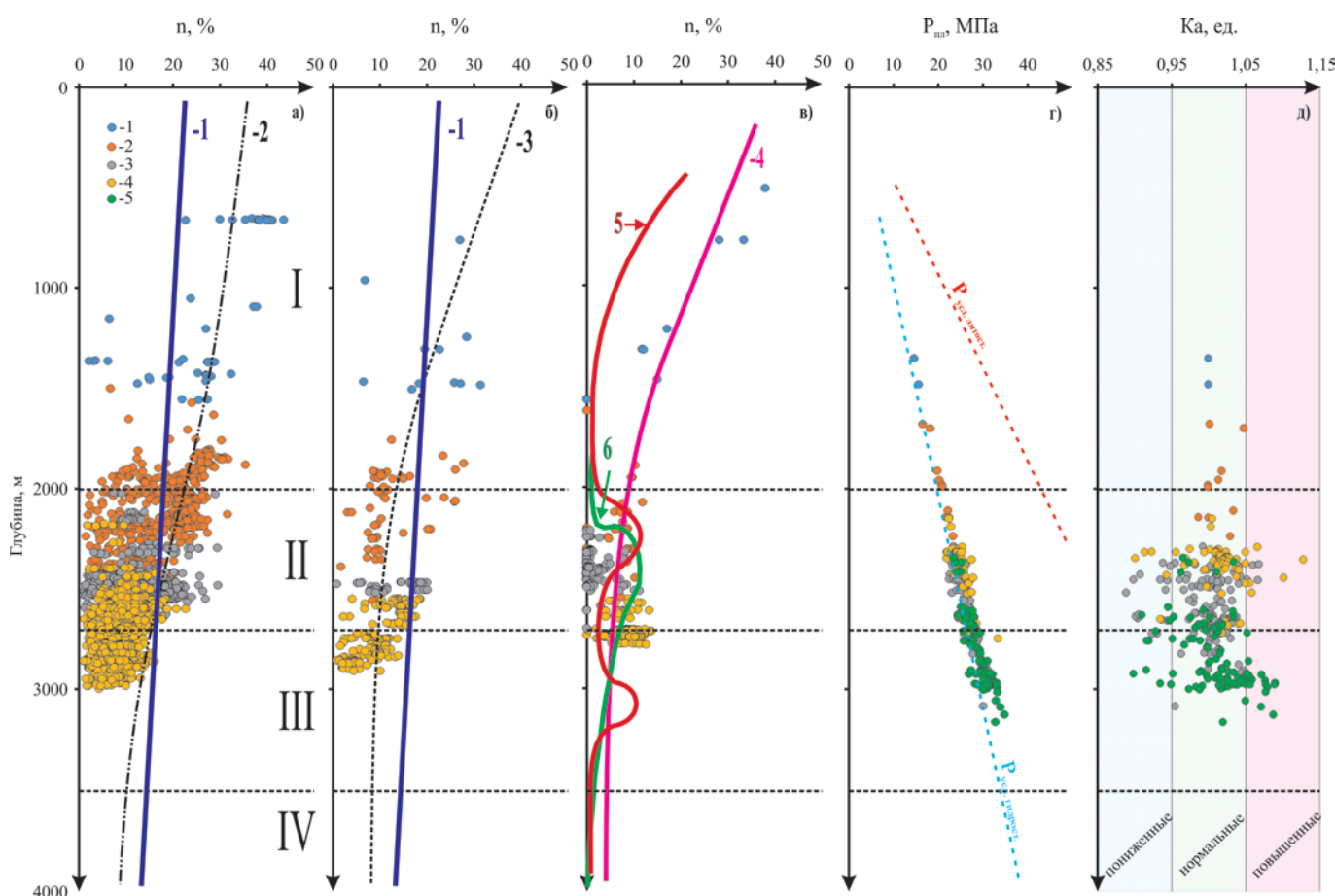


Рис. 2. Зависимости пористости: песчаников (а), алевролитов (б), аргиллитов/глин (в); пластового давления (г) и Ка (д) от глубины. Пористость песчаников/алевролитов. Тренды изменения: 1 – глобальный (Ehrenberg, Nadeau, 2005); 2 – центральные районы ЗС (песчаники) (Алексеев и др., 1982); 3 – центральные районы ЗС (алевролиты) (Алексеев и др., 1984); Пористость глин/аргиллитов: 4 – по (Алексеев и др., 1982); Кривые отжатия воды из уплотняющихся глин: 5 – по Дж. Барсту (1969); 6 – по Е.А. Пери и Дж. Хауэру (1972). Стадии обезвоживания осадка: I – отжатие свободной воды, II – начальная – отжатие 50 % межслоевой воды, III – промежуточная – отжатие еще 25 % межслоевой воды на глубинах 2.7-3.5 км; IV – заключительная – отжатие последних 25 % на глубинах более 3.5 км. Водоносные комплексы: 1 – апт-альб-сеноманский; 2 – неокомский; 3 – верхнеюрский; 4 – нижне-среднеюрский; 5 – доюрские.

до 1.13 в юрских водоносных горизонтах (рис. 2 г, д). Наименее охарактеризованы гидродинамическим материалом апт-альб-сеноманский и неокомский водоносный комплексы. На основе построений и имеющихся данных в апт-альб-сеноманском комплексе установлено, что пластовые давления изменяются от первых единиц до

15.6 МПа (инт. 1557-1626 м в скв. Мирная 410), Ка составляет 1.00. В целом прослеживается рост значений пластовых давлений в западном направлении (рис. 3а). В неокомском водоносном комплексе установлены пластовые давления, изменяющиеся от 16.4 до 23.3 МПа (инт. 2332-2374 м в скв. Бергульская 2), а Ка изменяется от

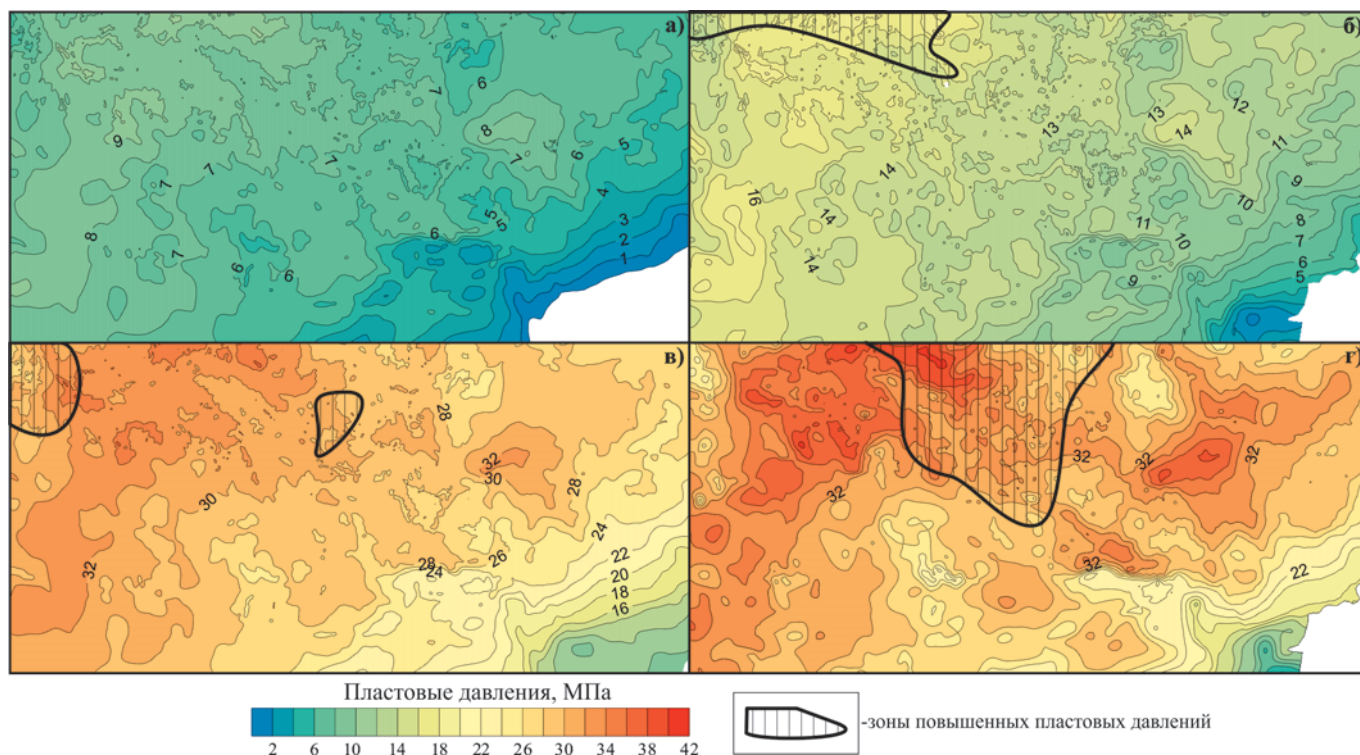


Рис. 3. Напряженность гидродинамического поля в кровле апт-альб-сеноманского (а), неокомского (б), ниже-среднеюрского (в) и доюрских (г) водоносных комплексов

0.99 до 1.05, составляя в среднем 1.01. Наибольшие значения пластовых давлений установлены в юго-западной и северо-западной частях региона исследований в южной части Колтогорско-Нюрольского желоба и Нюрольской мегавпадины, наименьшие – на Верхнешегарском мезовыступе на юго-востоке (рис. 3б). В верхнеюрском водоносном комплексе значения пластовых давлений варьируют от 21.2 до 28.5 МПа (инт. 2774-2778 м в скв. Восточно-Моисеевская 1), Ка изменяется в интервале 0.90-1.13 (скв. Ракитинская 7, инт. 2467-2485 м), составляя в среднем 1.02. Установлено, что пластовые давления в верхнеюрском комплексе увеличиваются с юго-востока (Барабинско-Пихтовская моноклинали) на северо-запад, к структурам Нюрольской мегавпадины (рис. 4).

Наиболее полно гидродинамическими материалами охарактеризован ниже-среднеюрский водоносный комплекс. Замеренные пластовые давления в нем достигают 31.1 МПа в интервале 3006-3053 м в скважине Южно-Табганская 135. Значения Ка в нем немного ниже, чем в верхнеюрском водоносном комплексе и варьируют от 0.89 до 1.07. Установлен рост пластовых давлений по мере погружения отложений в северо-западном и западном направлении. Повышенные давления также установлены в Бакчарской мезовпадине (рис. 3в). Пластовые давления в доюрских отложениях изменяются в интервалах от 23.4 до 44.2 МПа (инт. 4520-4530 м скв. Урманская 6), Ка варьирует от 0.90 до 1.09, составляя в среднем 1.01. В целом характер распределения пластовых давлений в доюрских отложениях схож с вышележающим ниже-среднеюрским комплексом. Наибольшие значения установлены в северо-западной части региона, а также в Бакчарской мезовпадине, а наименьшие – на юго-востоке в пределах структур Барабинско-Пихтовской моноклинали (рис. 3г).

Результаты изучения фильтрационно-емкостных свойств и гидродинамических характеристик коллекторов в гидрогеологическом разрезе указывают на доминирующую роль при формировании современной структуры гидродинамического поля элизионного водообмена. Установлены два типа природных водонапорных систем: элизионная (литостатическая и термодегидратационная) во внутренних областях (южная часть Колтогорско-Нюрольского желоба и Нюрольская мегавпадина, Верхневасюганская антеклиза и другие структуры) и инфильтрационная в пределах структур Барабинско-Пихтовской моноклинали (рис. 4). Элизионная литостатическая система с глубины около 2.0-2.2 км начинает приобретать черты элизионной термодегидратационной. Обширные зоны пьезомаксимумов (южная часть Колтогорско-Нюрольского желоба и Нюрольская мегавпадина) на настоящем этапе развития водонапорной системы изучаемого региона стали внутренними областями создания напоров вод (внутренние области питания) с максимальной степенью гидрогеологической закрытости недр. Область пьезоминимумов, трассирующая структуры Барабинско-Пихтовской мегамоноклинали, соотносится с внешней областью питания.

Как показано в работах (Burst, 1969; Perry, Hower, 1972), с глубин около 2 км начинается дегидратация глинистых минералов, которая проходит в несколько стадий (рис. 2в). Д.Б. Шоу для более чем 2000 месторождений США рассчитал глубины и температуры дегидратации глин и установил, что глубины обезвоживания меняются в пределах 1280-4850 м, а температуры при этом варьируют в пределах 83-111°C (Shaw, Weaver, 1965).

Такой широкий интервал глубин в первую очередь связывается с разной величиной теплового потока на изучаемых месторождениях. Учитывая результаты



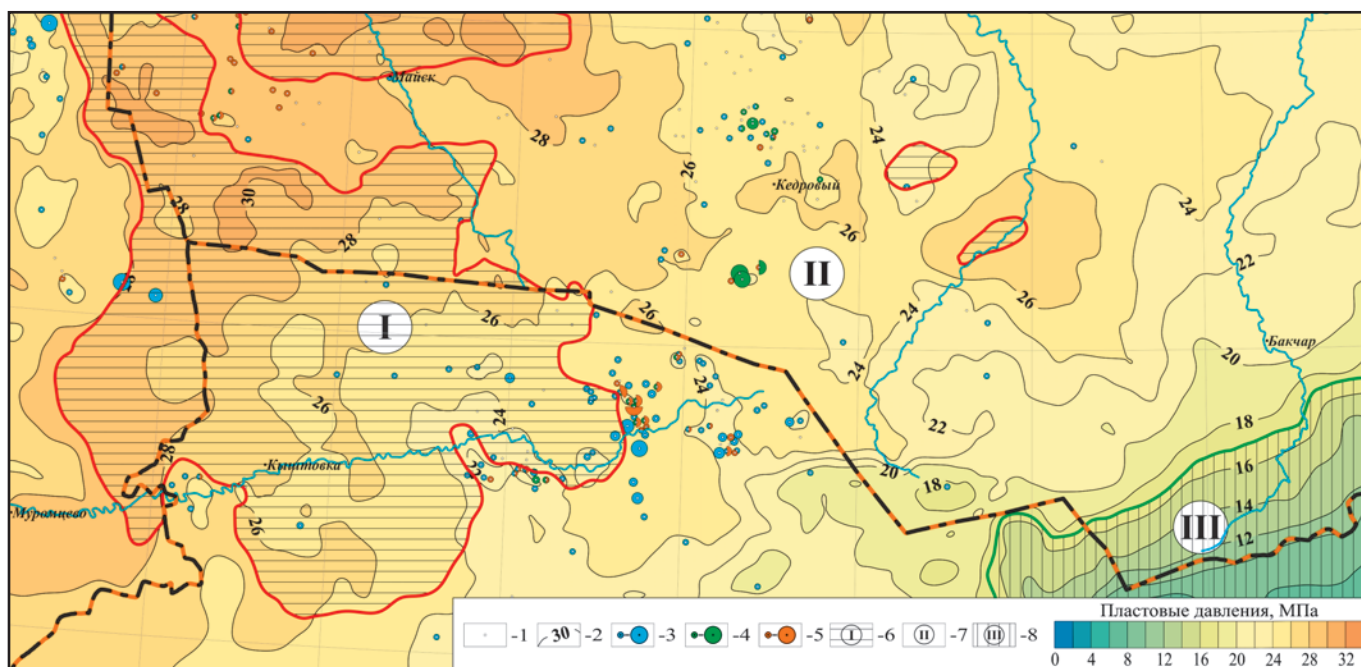


Рис. 4. Карта пластовых давлений верхнеюрского водоносного комплекса с элементами районирования водонапорных систем. 1 – скважины; 2 – изобары, МПа; дебиты: 3 – воды (от 3 до 1100 м<sup>3</sup>/сут), 4 – газ (1-450 тыс. м<sup>3</sup>/сут), 5 – нефть (от 0,1 до 450 м<sup>3</sup>/сут); зоны развития водонапорных систем: 6 – элизионной термодегидратационной; 7 – элизионной литостатической; 8 – инфильтрационной.

геотермических исследований осадочного чехла Западной Сибири, полученные Г.Д. Гинсбургом, А.Д. Дучковым, Ю.Г. Зиминым, А.Э. Конторовичем, В.А. Кошляком, Н.М. Кружиковым, А.Р. Курчиковым, Б.Ф. Маврицким, И.И. Нестеровым, Б.П. Ставицким, Э.Э. Фотиади, Г.А. Черемениским (Маврицкий, 1960; Ставицкий, 1964; Зимин и др., 1967; Фотиади и др., 1969; Сурков и др., 1972; Нестеров и др., 1980; Курчиков, 1981; Ставицкий и др., 1981; Курчиков, Ставицкий, 1985; Курчиков, Ставицкий, 1986; Курчиков, Ставицкий, 1987; Нестеров и др., 1988; Дучков и др., 1990; Курчиков, 1992) и наших исследований по южным районам Обь-Иртышского междуречья, Предъенисейскому осадочному бассейну и другим (Новиков, 2011; Дульцев, Новиков, 2017; Новиков и др., 2018), можно предполагать, что в пределах изучаемого региона элизионная геостатическая (литостатическая) система с глубины около 2.0-2.2 км, приобретает черты термодегидратационной, поскольку пластовые температуры превышают 100°C.

В итоге, детальный анализ имеющихся данных позволил нам впервые составить концептуальную 3D модель, характеризующую распределение пластовых давлений в пределах нефтегазоносных отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья, позволяющую прогнозировать напряженность гидродинамического поля на структурах, слабо обеспеченных фактическими данными, что особенно актуально при проектировании глубокого бурения в регионе (рис. 5).

## Заключение

Водонапорные системы меловых и юрских комплексов южных районов Обь-Иртышского междуречья, включающие прослеживаемые на значительной территории продуктивные пласты, изолированы друг от друга надежными флюидоупорами. Их изолированность нарушается лишь на локальных участках: в системах разломов

и тектонических нарушений и в литологических окнах. Гидродинамические условия меняются значительно даже в одном комплексе, в котором выделяются гидродинамически изолированные блоки.

Гидродинамическое поле исследуемого региона характеризуется прямой гидродинамической зональностью и развитием нормальных и повышенных пластовых давлений ( $K_a$  – до 1.13) в доюрских, юрских и меловых водоносных комплексах. Результаты изучения фильтрационно-емкостных свойств и гидродинамических характеристик коллекторов в гидрогеологическом разрезе указывают на доминирующую роль при формировании современной структуры гидродинамического поля элизионного водообмена. Установлены два типа природных водонапорных систем: элизионная (литостатическая и термодегидратационная) во внутренних областях (южная часть Колтогорско-Нюрольского желоба и Нюрольская мегавпадина, Верхневасюганская антеклиза и другие структуры) и инфильтрационная в пределах структур Барабинско-Пихтовской моноклинали.

Элизионная литостатическая система с глубины около 2.0-2.2 км начинает приобретать черты элизионной термодегидратационной. Обширные зоны пьезомаксимумов (южная часть Колтогорско-Нюрольского желоба и Нюрольская мегавпадина) на настоящем этапе развития водонапорной системы изучаемого региона стали внутренними областями создания напоров вод (внутренние области питания) с максимальной степенью гидрогеологической закрытости недр. Область пьезоминимумов, трассирующая структуры Барабинско-Пихтовской мегамоноклинали, соотносится с внешней областью питания. Впервые составлена гидродинамическая модель нефтегазоносных отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья, позволяющая прогнозировать тенденции изменения пластовых давлений на структурах, слабо обеспеченных фактическими данными.

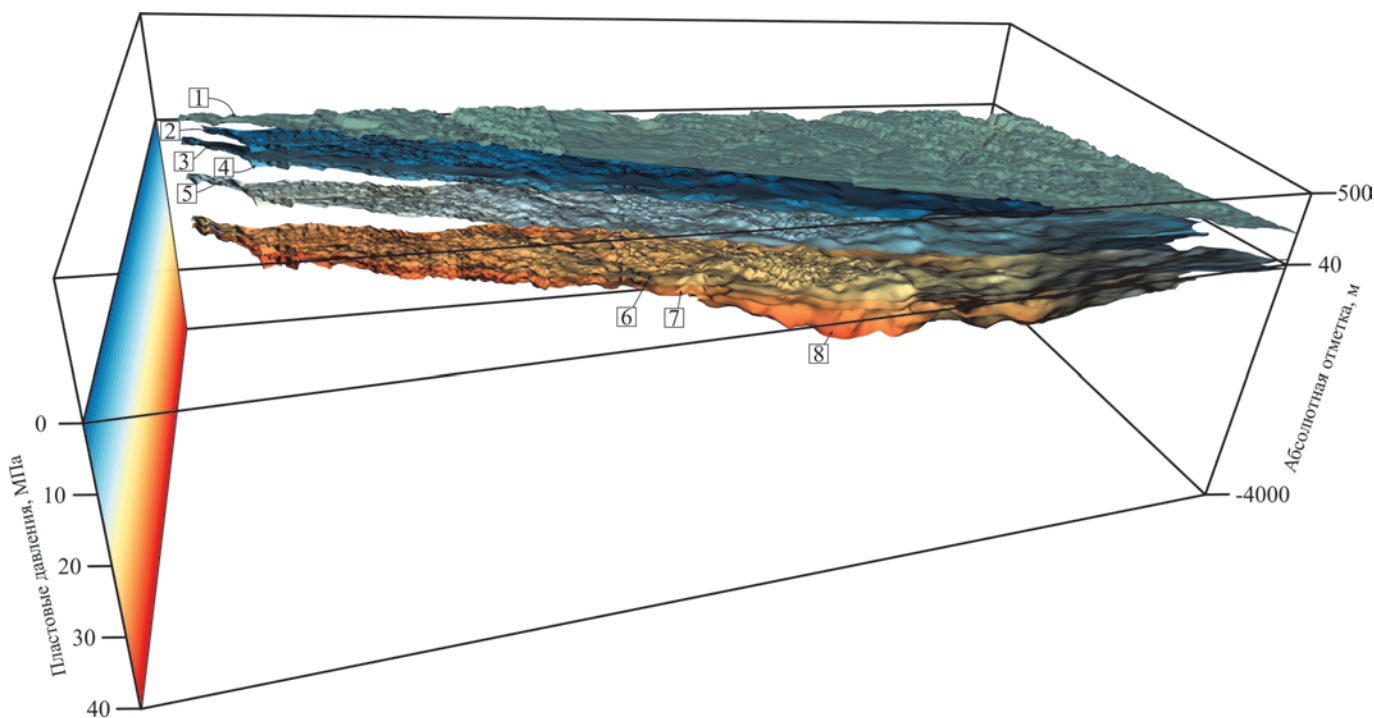


Рис. 5. Концептуальная модель распределения пластовых давлений в нефтегазоносных отложениях южных районов Обь-Иртышского междуречья. 1 – дневная поверхность; кровли: 2 – талицкой свиты ( $P_1$ ); 3 – кузнецовской свиты ( $K_2$ ); 4 – сеноманского горизонта ( $K_2$ ); 5 – алымского горизонта ( $K_1$ ); 6 – баженовской свиты ( $J_3$ ); 7 – пласта У-10 ( $J_2$ ); 8 – доюрских отложений (Т-Рз).

### Финансирование/Благодарности

Исследования проводились при финансовой поддержке проекта ФНИ № 0331-2019-0025 «Геохимия, генезис и механизмы формирования состава подземных вод арктических районов осадочных бассейнов Сибири» и Российского фонда фундаментальных исследований и Правительства Новосибирской области в рамках научного проекта № 18-45-540004.

### Литература

Александров Б.Л. (1987). Аномально-высокие пластовые давления в нефтегазоносных бассейнах. М: Недра, 216 с.  
 Алексеев Г.И., Андреев В.Н., Горелов А.А., Казьмин Л.Л. (1982). Методика изучения уплотнения терригенных пород при палеогеологических реконструкциях. М: Наука, 144 с.  
 Вассович Н.Б. (1960). Опыт построения типовой кривой гравитационного уплотнения глинистых осадков. *Новости нефтяной техники. Геология*, 4, с. 11-15.  
 Нуднер В.А. (1970). Гидрогеология СССР. Т. XVI: Западно-Сибирская равнина (Тюменская, Омская, Новосибирская и Томская области). М: Недра, 368 с.  
 Дульцев Ф.Ф., Новиков Д.А. (2017). Геотермическая зональность Предьенейского осадочного бассейна. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 328(11), с. 6-15.  
 Дучков А.Д., Галушкин Ю.И., Смирнов Л.В., Соколова Л.С. (1990). Эволюция температурного поля осадочного чехла северной части Западно-Сибирской плиты. *Геология и геофизика*, 10, с. 51-60.  
 Дюнин В.И., Корзун В.И. (2005). Гидрогеодинамика нефтегазоносных бассейнов. М: Научный мир, 524 с.  
 Зимин Ю.Г., Конторович А.Э., Швыдкова Л.И. (1967). Геотермическая характеристика мезозойских отложений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. *Геология и геофизика*, 5, с. 3-13.  
 Карцев А.А., Абукова Л.А., Абрамова О.П. (2015). Словарь по нефтегазовой гидрогеологии. М: ГЕОС, 304 с.  
 Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Красавчиков В.О., Конторович А.А., Супруненко О.И. (2001). Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое. *Геология и геофизика*, 42(11-12), с. 1832-1845.  
 Корценштейн В.Н. (1977). Водонапорные системы крупнейших газовых и газоконденсатных месторождений СССР. М: Недра, 247 с.

Кругликов Н.М., Нелюбин В.В., Яковлев О.Н. (1985). Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и особенности формирования залежей углеводородов. Л: Недра, 279 с.

Кругликов Н.М., Яковлев О.Н. (1981). Вопросы динамики подземных вод севера Западной Сибири. *Гидрогеологические условия нефтегазоносности некоторых регионов СССР*, с. 78-100.

Курчиков А.Р. (1992). Геотермические критерии нефтегазоносности. М: Недра, 231 с.

Курчиков А.Р. (1981). Гидродинамическая природа геотемпературной аномалии в Салымском и Красноленском районах Западной Сибири. *Труды ЗапсибНИГНИ*, 164, с. 38-47.

Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П. (1985). Геотермия Западной Сибири. *Труды ЗапсибНИГНИ*, 200, с. 75-90.

Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П. (1987). Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. М: Недра, 134 с.

Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П. (1986). Определение глубинного теплового потока в сложных геотермических условиях. *Изв. АН СССР. Сер. Геол.*, 11, с. 121-127.

Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П. (1980). Особенности изменения с глубиной теплопроводности осадочных пород Западной Сибири. *Труды ЗапсибНИГНИ*, 48, с. 11-15.

Леворсен А.И. (1970). Геология нефти и газа. М: Мир, 639 с.

Маврицкий Б.Ф. (1960). Геотермическая зональность Западно-Сибирского артезианского бассейна. *Известия АН СССР. Сер. Геол.*, 3, с. 72-83.

Магара К. (1982). Уплотнение пород и миграция флюидов. Прикладная геология нефти. М: Недра, 296 с.

Матусевич В.М., Бакуев О.В. (1986). Геодинамика водонапорных систем Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна. *Советская геология*, 2, с. 117-122.

Матусевич В.М., Рыльков А.В., Ушатинский И.Н. (2005). Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна. Тюмень: ТюмГНГУ, 225 с.

Назаров А.Д. (2004). Нефтегазовая гидрогеохимия юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. М: Идея-Пресс, 288 с.

Нестеров И.И., Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П. (1988). Основные особенности геотемпературного поля Западной Сибири. Нефтегеологические интерпретации теплового режима недр Западной Сибири. *Труды ЗапсибНИГНИ*, с. 5-23.

Нестеров И.И., Ставицкий Б.П., Курчиков А.Р. (1980). О степени нарушенности теплового режима недр за позднечетвертичное время (по данным о Западной Сибири). *Доклады АН СССР*, 250(2), с. 418-421.

Новиков Д.А. (2011). Вертикальная геотермическая зональность северных районов Западной Сибири и акватории Карского моря. Сб. мат. VII межд. научного конгресса «ГЕО-Сибирь-2011», 2(2), с. 57-61.

Новиков Д.А. (2005). Геохимия подземных вод апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса Надым-Газовского междуречья. *Отечественная геология*, 3, с. 73-82.

Новиков Д.А. (2017). Гидрогеологические предпосылки нефтегазоносности западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба. *Геодинамика и тектонофизика*, 8(4), с. 881-901. <https://doi.org/10.5800/GT-2017-8-4-0322>

Новиков Д.А. (2014). Гидродинамика нефтегазоносных отложений неокома переходной области от Западно-Сибирского артезианского бассейна к Хатангскому. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 2, с. 24-33.

Новиков Д.А. (2018). О вертикальной гидродинамической зональности Ямало-Карской депрессии (северные районы Западной Сибири). *Известия Вузов. Нефть и газ*, 1, с. 35-42. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2018-1-35-42>

Новиков Д.А., Лепокуров А.В. (2005). Гидрогеологические условия нефтегазоносных отложений на структурах южной части Ямало-Карской депрессии. *Геология нефти и газа*, 5, с. 21-30.

Новиков Д.А. (2019). Роль элизионного водообмена в формировании гидродинамического поля Ямало-Карской депрессии. *Литология и полезные ископаемые*, 3, с. 248-261. <https://doi.org/10.31857/S0024-497X20193248-261>

Новиков Д.А., Рыжкова С.В., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В. (2018). О геотермической зональности нефтегазоносных отложений северо-западных районов Новосибирской области. *Известия Вузов. Нефть и газ*, 5, с. 69-76. DOI: <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2018-5-69-76>

Новиков Д.А., Рыжкова С.В., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В., Сесь К.В., Ефимцев Н.А., Шохин А.Е. (2018). Нефтегазовая гидрогеохимия доюрских комплексов южных районов Обь-Иртышского междуречья. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 329(12), с. 39-54. DOI <https://doi.org/10.18799/24131830/2018/12/19>

Садыкова Я.В., Фомин М.А., Глазунова А.С., Дульцев Ф.Ф., Сесь К.В., Черных А.В. (2019). О природе гидрогеохимических аномалий в Межевском нефтегазоносном районе (Новосибирская и Томская области). *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 1, с. 45-54. DOI <https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-1-45-54>

Симанович И.М. (1978). Кварц песчаных пород. М: Недра, 152 с.

Ставицкий Б.П. (1964). Геотермические условия Западно-Сибирской низменности. *Геология СССР*, XLIV (II), с. 205-209.

Ставицкий Б.П., Курчинов А.Р., Белкина Б.В., Булгакова Н.Э., Кудрявый С.В. (1981). Тепловой режим недр Западной Сибири. Изученность и особенности. *Труды ЗапСибНИГНИ*, 164, с. 18-37.

Сурков В.С., Роменко В.И., Жеро О.Г. (1972). Геотермическая характеристика платформенного чехла центральной части Западно-Сибирской плиты и связь ее с геологическим строением фундамента. *Труды СНИИГТИМС*, 156, с. 101-109.

Фотиади Э.Э., Моисеенко У.И., Соколова Л.С. (1969). О тепловом поле Западно-Сибирской плиты. *Доклады АН СССР*, 189(2), с. 385-388.

Шварцев С.Л., Новиков Д.А. (1999). Гидрогеологические условия Харампурского мегавала. *Известия ВУЗов. Нефть и газ*, 3, с. 21-29.

Шварцев С.Л., Новиков Д.А. (2004). Природа вертикальной гидрогеохимической зональности нефтегазоносных отложений (на примере Надым-Газовского междуречья, Западная Сибирь). *Геология и геофизика*, 45(8), с. 1008-1020.

Antonellini M.A., Aydin A., Pollard D.A. (1994). Microstructure of deformation bands in porous sandstones at Arches National Park, Utah. *J. Struct. Geol.*, 16, pp. 941-959. [https://doi.org/10.1016/0191-8141\(94\)90077-9](https://doi.org/10.1016/0191-8141(94)90077-9)

Burst J.F. (1969). Diagenesis of Gulf Coast Clayey Sediments and Its Possible Relation to Petroleum Migration. *AAPG Bull.*, 53(1), pp. 73-93. <https://doi.org/10.1306/5D25C595-16C1-11D7-8645000102C1865D>

Novikov D.A. (2017). Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins. *Petroleum Exploration and Development*, 44(5), pp. 780-788. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(17\)30088-5](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(17)30088-5)

Novikov D.A., Dultsev F.F., Chernykh A.V. (2018). Abnormally high formation pressures in jurassic-cretaceous reservoirs of Arctic regions of Western Siberia. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 193(1), 012050. DOI <https://doi.org/10.1088/1755-1315/193/1/012050>

Novikov D.A., Sukhorukova A.F. (2015). Hydrogeology of petroleum deposits in the northwestern margin of the West Siberian Artesian Basin. *Arabian Journal of Geosciences*, 8(10), pp. 8703-8719. DOI <https://doi.org/10.1007/s12517-015-1832-5>

Perry E.A., Hower J. (1972). Late-stage dehydration in deeply buried polytic sediments. *AAPG Bull.*, 56(10), pp. 2013-2021. <https://doi.org/10.1306/819A41A8-16C5-11D7-8645000102C1865D>

Shaw D.B., Weaver C.E. (1965). The mineralogical composition of shales. *Journal of Sediment. Res.*, 35(1), pp. 213-222. <https://doi.org/10.1306/74D71221-2B21-11D7-8648000102C1865D>

## Сведения об авторах

**Дмитрий Анатольевич Новиков** – канд. геол.-мин. наук, заведующий лабораторией гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН; доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, д. 3  
E-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

**Федор Федорович Дульцев** – аспирант, младший научный сотрудник лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, д. 3

**Анатолий Витальевич Черных** – аспирант кафедры геологии месторождений нефти и газа, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет; младший научный сотрудник лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, д. 3

**Светлана Владимировна Рыжкова** – канд. геол.-мин. наук, старший научный сотрудник лаборатории геологии нефти и газа Западной Сибири, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН; старший преподаватель кафедры геологии месторождений нефти и газа, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, д. 3

Статья поступила в редакцию 13.03.2019;

Принята к публикации 09.09.2019;

Опубликована 01.12.2019

IN ENGLISH

## Hydrodynamic features of oil and gas bearing deposits of the southern areas of Ob-Irtysh interfluves

D.A. Novikov<sup>1,2\*</sup>, F.F. Dultsev<sup>1</sup>, A.V. Chernykh<sup>1</sup>, S.V. Ryzhkova<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation

<sup>2</sup>Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russian Federation

\*Corresponding author: Dmitry A. Novikov, e-mail: novikovda@ipgg.sbras.ru



**Abstract.** The results of study of hydrogeological conditions of oil and gas bearing deposit of the southern areas of Ob-Irtysh interfluves (southern regions of West Siberian basin) are presented. The hydrodynamic field is characterized by direct dependence and the presence of normal and increased pressure (formation anomalous pressure factor not exceed 1.13) is common in Apt-Alb-Cenomanian, Neokomian, Jurassic and pre-Jurassic complexes. The results of study of the reservoir properties and hydrodynamic conditions indicated that the elision water exchange play the dominant role in the modern hydrogeological structure formation. Two types of water drive system is established: elisional (lithostatical and termodehydrational) in the inner areas (southern part of Koltogor-Nyurolsky trench, Nyurolskaya megadepression, Verkhnevasyugansk anticline and other structures) and infiltrational within the territory of Barabapikhtovo monocline. Elisional system is replaced by the elisional-termodehydrational at the depth 2.0-2.2 km. Large piezo maximum zones (southern part of Koltogor-Nyurolsky trench and Nyurolskaya megadepression) become the inner regions of water pressure generation (the inner feed areas) with the maximal degree of hydrogeological closure of the interior. The region of piezo minima, tracing the structures of the Barabinsk-Pikhtovskaya megamonocline, relates to the external feed area. The hydrodynamic model of the southern areas of Ob-Irtysh interfluves is building for the first time and allow to predict the pressure change trends in the areas with poorly provided with the actual data.

**Keywords:** elision water exchange, hydrodynamic field, stratal pressure, inter-layer flows, West Siberian sedimentary basin, Ob-Irtysh interfluve

**Recommended citation:** Novikov D.A., Dultsev F.F., Chernykh A.V., Ryzhkova S.V. (2019). Hydrodynamic features of oil and gas bearing deposits of the southern areas of Ob-Irtysh interfluves. *Georesursy = Georesources*, 21(4), pp. 92-101. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.92-101>

## References

- Aleksandrov B.L. (1987). Abnormally high reservoir pressure in oil and gas basins. Moscow: Nedra, 216 p. (In Russ.)
- Alekseev G.I., Andreev V.N., Gorelov A.A., Kazmin L.L. (1982). Methods for studying the compaction of terrigenous rocks during paleogeological reconstructions. Moscow: Nauka, 144 p. (In Russ.)
- Antonellini M.A., Aydin A., Pollard D.A. (1994). Microstructure of deformation bands in porous sandstones at Arches National Park, Utah. *J. Struct. Geol.*, 16, pp. 941-959. [https://doi.org/10.1016/0191-8141\(94\)90077-9](https://doi.org/10.1016/0191-8141(94)90077-9)
- Burst J.F. (1969). Diagenesis of Gulf Coast Clayey Sediments and Its Possible Relation to Petroleum Migration. *AAPG Bull.*, 53(1), pp. 73-93. <https://doi.org/10.1306/5D25C595-16C1-11D7-8645000102C1865D>
- Duchkov A.D., Galushkin Yu.I., Smirnov L.V., Sokolova L.S. (1990). Evolution of the temperature field of the sedimentary cover of the northern West Siberian Plate. *Russian Geology and Geophysics*, 10, pp. 51-60.
- Dultsev F.F., Novikov D.A. (2017). Geothermal zonality of Fore-Yenisei sedimentary basin. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering*, 328(11), pp. 6-15.
- Dyunin V.I., Korzun V.I. (2005). Hydrogeodynamics of oil and gas basins. Moscow: Nauchny mir, 524 p. (In Russ.)
- Fotiadi E.E., Moiseyenko U.I., Sokolova L.S. (1969). About the thermal field of the West Siberian plate. *Doklady AN SSSR*, 189(2), pp. 385-388. (In Russ.)
- Kartsev A.A., Abukova L.A., Abramova O.P. (2015). Dictionary of oil and gas hydrogeology. Moscow: GEOS, 304 p. (In Russ.)
- Kontorovich V.A., Belyayev S.Yu., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O., Kontorovich A.A., Suprunenko O.I. (2001). Tectonic structure and history of evolution of the West Siberian geosyncline in the Mesozoic and Cenozoic. *Russian Geology and Geophysics*, 42(11-12), pp. 1832-1845.
- Kortsenshteyn V.N. (1977). Water pressure systems of the largest gas and gas condensate fields of the USSR. Moscow: Nedra, 247 p. (In Russ.)
- Kruglikov N.M., Nelyubin V.V., Yakovlev O.N. (1985). Hydrogeology of the West Siberian oil and gas basin and features of the formation of hydrocarbon deposits. Leningrad: Nedra, 279 p. (In Russ.)
- Kruglikov N.M., Yakovlev O.N. (1981). Questions of groundwater dynamics in the north of Western Siberia. *Hydrogeological conditions of petroleum potential of some regions of the USSR*, pp. 78-100. (In Russ.)
- Kurchikov A.R. (1981). The hydrodynamic nature of the geothermal anomaly in the Salym and Krasnolensky regions of Western Siberia. *Trudy ZapSibNIGNI*, 164, pp. 38-47. (In Russ.)
- Kurchikov A.R. (1992). Hydrogeothermal criteria of petroleum potential. Moscow: Nedra, 231 p. (In Russ.)
- Kurchikov A.R., Stavitskiy B.P. (1980). Features of change with the depth of thermal conductivity of sedimentary rocks of Western Siberia. *Trudy ZapSibNIGNI*, 48, pp. 11-15. (In Russ.)
- Kurchikov A.R., Stavitskiy B.P. (1985). Geothermy of Western Siberia. *Trudy ZapSibNIGNI*, 200, pp.75-90. (In Russ.)
- Kurchikov A.R., Stavitskiy B.P. (1986). Determination of the deep heat flow in complex geothermal conditions. *Izv. AN SSSR. Ser. Geol.*, 11, pp. 121-127. (In Russ.)
- Kurchikov A.R., Stavitskiy B.P. (1987). Geothermy of oil and gas regions of Western Siberia. Moscow: Nedra, 134 pp. (In Russ.)
- Levorsen A.I. (1970). Geology of oil and gas. Moscow: Mir, 639 p. (In Russ.)
- Magara K. (1982). Rock compaction and fluid migration. Applied Petroleum Geology. Moscow: Nedra, 296 p. (In Russ.)
- Matusevich V.M., Bakuyev O.V. (1986). Geodynamics of water-pressure systems of the West Siberian oil and gas megabasin. *Sovetskaya geologiya*, 2, pp. 117-122. (In Russ.)
- Matusevich V.M., Rylkov A.V., Ushatinskiy I.N. (2005). Geofluid systems and oil and gas problems of the West Siberian megabasin. Tyumen: TyumGNGU, 225 p. (In Russ.)
- Mavritskiy B.F. (1960). Geothermal zonality of the West Siberian artesian basin. *Izv. AN SSSR. Ser. Geol.*, 3, pp. 72-83. (In Russ.)
- Nazarov A.D. (2004). Oil and gas hydrogeochemistry of the south-eastern part of the West Siberian oil and gas province. Moscow: Ideya-Press, 288 p. (In Russ.)
- Nesterov I.I., Kurchikov A.R., Stavitskiy B.P. (1988). The main features of the geothermal field of Western Siberia. Neftgeological interpretations of the thermal regime of the bowels of Western Siberia. *Trudy ZapSibNIGNI*, pp. 5-23. (In Russ.)
- Nesterov I.I., Stavitskiy B.P., Kurchikov A.R. (1980). On the degree of disturbance of the thermal regime of the subsoil for the Late Quaternary time (according to data on Western Siberia). *Doklady AN SSSR*, 250(2), pp. 418-421. (In Russ.)
- Novikov D.A. (2005). Groundwater geochemistry of the Apt-Alb-Cenomanian hydrogeological complex of the Nadym-Tazovsky interfluve. *Otechestvennaya geologiya*, 3, pp. 73-82. (In Russ.)
- Novikov D.A. (2011). Vertical geothermal zonality at the north areas of Western Siberia and the Kara sea area. *Proc. VII Int. Sci. Congress "GEO-Siberia-2011"*, 2(2), pp.57-61. (In Russ.)
- Novikov D.A. (2014). Hydrodynamics of oil and gas deposits of the neocom transition region from the West Siberian artesian basin to Khatanga. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2, pp. 24-33. (In Russ.)
- Novikov D.A. (2017). Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins. *Petroleum Exploration and Development*, 44(5), pp. 780-788. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(17\)30088-5](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(17)30088-5)
- Novikov D.A. (2017). Hydrogeological conditions for the presence of oil and gas in the western segment of the Yenisei-Khatanga regional trough. *Geodynamics & Tectonophysics*, 8(4), pp. 881-901. <https://doi.org/10.5800/GT-2017-8-4-0322> (In Russ.)
- Novikov D.A. (2019). Role of elisional water exchange in the hydrodynamic field formation in the Yamal-Kara Depression. *Lithology and Mineral Resources*, 54(3), pp. 236-247. DOI <https://doi.org/10.1134/S0024490219030076>
- Novikov D.A. (2018). On the vertical hydrodynamic zonality of the Yamalo-Kara Depression (northern regions of Western Siberia). *Izvestiya Vuzov. Neft i gaz = Oil and Gas Studies*, 1, pp. 35-42. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2018-1-35-42> (In Russ.)
- Novikov D.A., Dultsev F.F., Chernykh A.V. (2018). Abnormally high formation pressures in jurassic-cretaceous reservoirs of Arctic regions of Western Siberia. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 193(1), 012050. DOI <https://doi.org/10.1088/1755-1315/193/1/012050>

Novikov D.A., Lepokurov A.V. (2005). Hydrogeological conditions of petroleum potential deposits on the structures in the southern part of Yamalo-Karskoye depression. *Geologiya nefi i gaza = Oil And Gas Geology*, 5, pp. 21-30. (In Russ.)

Novikov D.A., Ryzhkova S.V., Dultsev F.F., Chernykh A.V. (2018). On the geothermal zonality of oil and gas deposits of the north-western regions of the Novosibirsk region. *Izvestiya Vuzov. Neft i gaz = Oil and Gas Studies*, 5, pp. 69-76. DOI: <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2018-5-69-76> (In Russ.)

Novikov D.A., Ryzhkova S.V., Dultsev F.F., Chernykh A.V., Ses K.V., Efimtsev N.A., Shokhin A.E. (2018). Oil and gas hydrogeochemistry of the prejurassic deposits in the southern areas of Obirtysh interfluvies. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering*, 329 (12), pp. 39-54. DOI <https://doi.org/10.18799/24131830/2018/12/19> (In Russ.)

Novikov D.A., Sukhorukova A.F. (2015). Hydrogeology of petroleum deposits in the northwestern margin of the West Siberian Artesian Basin. *Arabian Journal of Geosciences*, 8(10), pp. 8703-8719. DOI <https://doi.org/10.1007/s12517-015-1832-5>

Nudner V.A. (1970). Hydrogeology of the USSR. V. XVI: West Siberian Plain (Tyumen, Omsk, Novosibirsk and Tomsk Regions). Moscow: Nedra, 368 p. (In Russ.)

Perry E.A., Hower J. (1972). Late-stage dehydration in deeply buried politic sediments. *AAPG Bull.*, 56(10), pp. 2013-2021. <https://doi.org/10.1306/819A41A8-16C5-11D7-8645000102C1865D>

Sadykova Ya.V., Fomin M.A., Glazunova A.S., Dultsev F.F., Ses K.V., Chernykh A.V. (2019). To the nature of the hydrochemical anomalies in mezhovskiy oiland gas-bearing region (Tomsk and Novosibirsk regions). *Geologiya, geofizika i razrabotka nefyanykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 1, pp. 45-54. DOI <https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-1-45-54> (In Russ.)

Shaw D.B., Weaver C.E. (1965). The mineralogical composition of shales. *Journal of Sediment. Res.*, 35(1), pp. 213-222. <https://doi.org/10.1306/74D71221-2B21-11D7-8648000102C1865D>

Shvartsev S.L., Novikov D.A. (1999). Hydrogeological conditions of Kharampur megawall. *Izvestiya Vuzov. Neft i gaz = Oil and Gas Studies*, 3, pp. 21-29. (In Russ.)

Shvartsev S.L., Novikov D.A. (2004). The nature of vertical hydrogeochemical zoning of petroleum deposits (exemplified by the Nadym-Taz interfluvie, West Siberia). *Russian Geology and Geophysics*, 45(8), pp. 1008-1020. (In Russ.)

Simanovich I.M. (1978). Quartz of sand rocks. Moscow: Nedra, 152 p. (In Russ.)

Stavitskiy B.P. (1964). Geothermal conditions of the West Siberian Lowland. *Geologiya SSSR*, XLIV (II), pp. 205-209. (In Russ.)

Stavitskiy B.P., Kurchikov A.R., Belkina B.V., Bulgakova N.E., Kudryavyy S.V. (1981). Thermal regime of the Western Siberia interior. Knowledge and features. *Trudy ZapSibNIGNI*, 164, pp. 18-37. (In Russ.)

Surkov V.S., Romenko V.I., Zhero O.G. (1972). Geothermal characteristics of the platform cover of the central part of the West Siberian plate and its connection with the geological structure of the basement. *Trudy SNIIGGIMSa*, 156, pp. 101-109. (In Russ.)

Vassoyevich N.B. (1960). Experience in building a typical gravitational compaction curve of clay sediments. *Novosti nefyanyy tekhniki. Geologiya*, 4, pp. 11-15. (In Russ.)

Zimin Yu.G., Kontorovich A.E., Shvydkova L.I. (1967). Geothermal characteristics of the Mesozoic deposits of the West Siberian oil and gas basin. *Russian Geology and Geophysics*, 5, pp. 3-13. (In Russ.)

### About the Authors

*Dmitry A. Novikov* – PhD, Head of the Laboratory of Sedimentary Basins Hydrogeology of Siberia, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; Associate Professor of the Department of Petroleum Fields Geology, Novosibirsk State University

3, Ak. Koptug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation  
E-mail: [NovikovDA@ipgg.sbras.ru](mailto:NovikovDA@ipgg.sbras.ru)

*Fedor F. Dultsev* – Post-graduate student, Junior Researcher of the Laboratory of Sedimentary Basins Hydrogeology of Siberia, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3, Ak. Koptug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

*Anatoliy V. Chernykh* – Post-graduate student of the Geological and Geophysical Department, Novosibirsk State University; Junior Researcher of the Laboratory of Sedimentary Basins Hydrogeology of Siberia, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3, Ak. Koptug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

*Svetlana V. Ryzhkova* – PhD, Senior Researcher of the Laboratory of Petroleum Geology of the Western Siberia, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; Lecturer of the Department of Petroleum Fields Geology, Novosibirsk State University

3, Ak. Koptug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

*Manuscript received 13 March 2019;*

*Accepted 9 September 2019;*

*Published 1 December 2019*

## Сравнение потенциала вторичных и третичных методов воздействия на пласт для получения углеводородов из нефтематеринских пород, обладающих высоким нефтегенерационным потенциалом

В.В. Левкина<sup>1\*</sup>, А.Г. Калмыков<sup>1</sup>, Т.Н. Генарова<sup>2</sup>, М.С. Тихонова<sup>1</sup>, А.В. Пирогов<sup>1</sup>,  
О.А. Шпигун<sup>1</sup>, А.Ю. Бычков<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

<sup>2</sup>Институт тепло- и массообмена имени А.В. Лыкова Национальной академии наук Беларуси, Минск, Беларусь

В работе приведены результаты сравнения количественного и качественного состава углеводородных соединений, которые могут быть получены вследствие вторичного и третичного методов воздействия на породы высокоуглеродистых формаций (на примере пород баженовской свиты) с высоким нефтегенерационным потенциалом. Показано, что в результате извлечения имеющихся в открытых порых битумоидов, реализации генерационного потенциала и получения «синтетической» нефти можно получать углеводородные соединения, количество которых достигает 35 кг и 20 кг на 1 м<sup>3</sup> породы, соответственно. Продукты имеют высокую зрелость и идентичны по составу с нефтью, добываемой из данных пород при стандартной технологии разработки. Установлено, что в будущем при разработке соответствующих технологий при последовательном воздействии на пласт вторичными и третичными методами можно существенно повысить добычу нефти.

**Ключевые слова:** нефтематеринские породы, нефтегенерационный потенциал, углеводородные соединения, «синтетическая» нефть, газовая хроматография с масс-спектрометрическим детектированием

**Для цитирования:** Левкина В.В., Калмыков А.Г., Генарова Т.Н., Тихонова М.С., Пирогов А.В., Шпигун О.А., Бычков А.Ю. (2019). Сравнение потенциала вторичных и третичных методов воздействия на пласт для получения углеводородов из нефтематеринских пород, обладающих высоким нефтегенерационным потенциалом. *Георесурсы*, 21(4), с. 95-102. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.95-102>

### Введение

Высокоуглеродистые формации – один из ключевых объектов при изучении отложений и прогнозировании запасов и ресурсов углеводородов (Конторович и др., 1975; Прищепа и др., 2014; Ступакова и др., 2015). Они являются нефтематеринской толщей, в процессе геологической эволюции из содержащегося в ней керогена образуются нефть и газ. В результате последующей миграции по разрезу данные углеводороды наполняют традиционные коллекторы. Оценка характеристик нефтематеринских пород позволяет определить, сколько нефти было сгенерировано в процессе катагенетического преобразования отложений, какое количество углеводородных соединений (УВС) сохранилось в пласте, а какое количество мигрировало в вышележащие пласты (Санникова и др., 2019).

В то же время высокоуглеродистые формации подвержены вторичным преобразованиям, изменению минерального состава в результате растворения, формирования новых минералов, протекания гидротермальных процессов, преобразования керогена, в результате чего в породах формируется поровое пространство, в котором содержится нефть (Калмыков, Балущкина, 2017). Разработка месторождений с нетрадиционными

коллекторами в нефтематеринских толщах в настоящее время позволяет наращивать ресурсный потенциал страны и компенсировать снижение добычи нефти из традиционных коллекторов.

Проведённые исследования показали, что в высокоуглеродистых формациях в зависимости от зрелости органического вещества и условий его формирования, а также протекавших вторичных процессов количество нефти существенно варьирует. В то же время в случае низкой зрелости (стадия катагенеза ПК3-МК2) большая часть углеводородов в породе находится не в виде нефти, а в виде физически связанных или заблокированных УВС (Калмыков, 2016). При этом кероген преобразован слабо и в будущем может сгенерировать большой объём УВС в результате дальнейших катагенетических преобразований.

При низкой зрелости в большинстве случаев разработка скважин бурением без дополнительных технологических работ неэффективна и экономически убыточна. Поэтому компании стараются разрабатывать различные технологии увеличения добычи нефти. Различают вторичные и третичные методы воздействия на пласт (Сургачев, 1985). Под вторичными методами воздействия на пласт подразумевается закачка воды, газа или реагентов, позволяющих извлекать уже сформировавшиеся углеводороды. Третичные методы предполагают воздействие на пласт с целью преобразования органического

\* Ответственный автор: Валентина Владимировна Левкина  
E-mail: [jugora@mail.ru](mailto:jugora@mail.ru)

© 2019 Коллектив авторов



вещества, фактически, осуществления крекинга в пласте. Применение данных методов интенсификации позволит извлечь из пород неподвижные углеводороды и частично реализовать генерационный потенциал керогена.

Ранее в литературе были рассмотрены характеристики уже сформировавшихся УВС (Mueller, Philp, 1998; Тихонова и др., 2019). Данные битумоиды могут иметь достаточно высокую зрелость и использоваться в качестве углеводородного сырья. При этом важно понимать, где в породе располагаются те или иные битумоиды и в каком случае какие из них будут вовлечены в разработку. Также имеется достаточно большое количество публикаций по оценке перспектив третичных методов воздействия на пласт (Попов и др., 2017). Оценка перспектив образования углеводородов из керогена на основных высокоуглеродистых формациях России – баженовской и доманиковой свитах – обычно проводится на основании экспериментов по гидропиролизу пород (Бушнев и др., 2004; Бычков и др., 2015; Rorov et al., 2017; Калмыков и др., 2017). Авторами показано, что при температурном воздействии можно частично реализовать генерационный потенциал керогена и получить углеводородные системы разного состава.

При этом перспективы комплексного воздействия на пласт ранее не оценивались. Важно провести сравнение возможностей различных методов разработки нефтенасыщенных высокоуглеродистых пород, выяснить, насколько будут различаться получаемые продукты по составу, и как будет варьировать количество выделяемых УВС. Целью данной работы является исследование потенциала вторичных и третичных методов воздействия на нефтематеринские породы, обладающие высоким нефтегенерационным потенциалом (на примере пород одного месторождения баженовской свиты), и сопоставление характеристик образующихся продуктов с нефтью, получаемой при разработке данных пород без специальных технологий воздействия.

## Экспериментальная часть

### Материалы и реактивы

Для оценки перспектив вторичных и третичных методов воздействия на пласт использовались образцы пород баженовской свиты из одной скважины, расположенной на восточном борту Фроловской мегавпадины. Для исследования были выбраны 3 образца, расположенные в разных частях разреза и отличающиеся по составу, определённому ранее методами рентгенофазового и рентгенофлуоресцентного анализа (табл. 1).

В работе использовали следующие реактивы: *n*-гексан (Panreac, Испания), толуол (Panreac, Испания), метилен хлористый («Компонент-реактив», Россия, для спектроскопии), хлороформ («Химмед», Россия), силикагель КСКГ 0,04-0,1 мм («Хромресурс», Россия), нитрат серебра («Лабсинтез», Россия), бензол (Компонент-реактив, Россия), этиловый спирт («Флора Кавказа», Россия).

## Методики исследования

**Пиролиз.** Для определения содержания органического вещества в образцах, его типа и зрелости, а также содержания физически связанных углеводородных соединений и оценки генерационного потенциала выполнен пиролиз образцов до и после различных воздействий на приборе Rock-Eval-6 (Франция). Подробно измерения на приборе описаны в работах (Тиссо, Вельте, 1981; Espitalie, 1984).

**Экстракция.** Извлечение битумоидов из пород баженовской свиты проводилось методом ступенчатой экстракции с использованием ряда растворителей с возрастающей полярностью. Горячая экстракция каждым растворителем осуществлялась в приборе Соклета по международному стандарту D5369-93. В качестве растворителей использовались гексан, хлороформ и смесь этилового спирта и бензола в соотношении 1:1. Для выделения углеводородных соединений из открытых пор экстракцию проводили на цилиндрических образцах размером 30×30 мм; для получения битумоидов из закрытых пор цилиндрические образцы после окончания экстракции всеми тремя растворителями измельчали, а последующую экстракцию выполняли на полученных порошках. Подробно методика экстракции описана в статье (Тихонова и др., 2019).

**Гидротермальное воздействие.** Получение «синтетической» нефти из пород баженовской свиты осуществлялось методом гидротермального воздействия на образцы в автоклавах в присутствии воды. Образец массой ~50 г помещается в автоклав. К образцу добавляется вода в таком объёме, чтобы при температуре эксперимента давление водяного пара создавало в автоклаве пластовое давление в 300 атм. Температура экспериментов – 300 °С и 350 °С. Длительность эксперимента составляла 7 дней при температуре 300 °С и 12 часов при 350 °С. Подробнее методика и выбор температуры описаны в работе (Калмыков и др., 2017).

**Разделение углеводородных соединений.** Отделение мальтенов от смолисто-асфальтеновых веществ в полученных экстрактах и синтетических нефтях проводили добавлением к пробе 40-кратного избытка *n*-гексана, выдерживанием раствора в течение суток в темном месте и последующем фильтровании. Разделение образцов на насыщенную и ароматическую фракции проводилось методом жидкостной хроматографии. Делительную колонку с адсорбентом (около 1-2 г смеси силикагеля и нитрата серебра в соотношении 9:1) промывали *n*-гексаном, переносили в неё 5 капель нефти/битумоида и промывали 3 раза *n*-гексаном для сбора насыщенной фракции. Ароматическая фракция смывалась толуолом.

**Хроматографический анализ.** Для определения углеводородов нефти использовали газовый хроматограф Agilent 7890В, снабженный автоматическим устройством ввода пробы Agilent 7693 Autosampler, масс-спектрометром Agilent 5977А MSD (Agilent Technologies, США). Сбор данных и обработку хроматограмм проводили с помощью

Образец	Глубина	Кремнезем	Глинистые минералы	Кальцит	Доломит	Пирит	Альбит	ОВ
23-097	2924,0	53,3	12,8	0,6	2,9	3,2	11,1	15,8
30-032	2911,1	32,6	23,1	2,6	0,0	5,4	11,7	24,7
32-116	2905,8	43,9	15,0	6,4	0,0	8,2	9,3	16,6

Табл. 1. Минерально-компонентный состав исследуемых образцов

программного обеспечения MassHunter (Agilent Technologies, США). Капиллярная колонка HP-5MS (30 м×0,25 мм, 0,25 мкм) с неподвижной фазой на основе метил (95 %)-фенил (5 %)-полисилоксана. Газ-носитель – гелий; расход газа-носителя через колонку – 1 см<sup>3</sup>/мин. Объем вводимой пробы – 1 мм<sup>3</sup>. Температура испарителя – 290 °С, температура интерфейса – 300 °С; температурный градиент для разделения компонентов насыщенной и ароматической фракций нефтей, экстрактов и продуктов пиролиза.

**Расчет геохимических параметров.** Для всех исследованных образцов были рассчитаны геохимические индексы CPI (Carbon preference index) и ОЕР (odd TO even predominance), которые сводятся к числовому представлению преобладания четных *n*-алканов над нечетными в конкретном диапазоне углеродной цепи. Индексы CPI и ОЕР рассчитываются по следующим формулам:

$$CPI = 0,5 * \left( \frac{C_{25} + C_{27} + C_{29} + C_{31} + C_{33}}{C_{24} + C_{26} + C_{28} + C_{30} + C_{32}} + \frac{C_{25} + C_{27} + C_{29} + C_{31} + C_{33}}{C_{26} + C_{28} + C_{30} + C_{32} + C_{34}} \right);$$

$$OER = 0,5 * \frac{C_{21} + 6C_{23} + C_{25}}{4 * (C_{22} + C_{24})}$$

### Результаты и обсуждение

Оценку потенциала исследуемых образцов пород баженовской свиты можно получить, проанализировав результаты пиролиза образцов. Результаты пиролиза образцов до экстракции приведены в таблице 2.

Как видно, в образцах содержится большое количество органического вещества (ТОС – больше 12 мас. %). При этом образцы обладают высоким нефтегенерационным потенциалом (сумма параметров S1 и S2), варьирующимся от 75 мг УВ/г породы до 105 мг УВ/г породы. Соответственно, породы, из которых были выбраны образцы, в будущем могут служить источником большого количества углеводородных соединений. При этом нефтегенерационный потенциал характеризует как уже сгенерированные углеводородные соединения, так и генерационный потенциал керогена, показывающий количество УВС, которое может быть получено в будущем в результате катагенетического созревания пород.

Важно отметить, что органическое вещество имеет высокие значения водородного индекса HI, соответствующие ~500 мг УВ/г ТОС, а параметр Tmax равен 440 °С. Это свидетельствует о невысокой степени зрелости пород, соответствующей стадии катагенеза МК1-2. Обычно для таких стадий зрелости параметр S1 имеет более низкие

значения, редко превышающие 10 мг УВ/г породы. Данные породы можно отнести к породам с повышенной насыщенностью УВС.

Как было сказано ранее, вторичные методы воздействия на пласт направлены на извлечение УВС, оставшихся после традиционной разработки пород, в том числе соединений, находящихся в неподвижном состоянии в результате их физических свойств (например, обладающих высокой молекулярной массой), а также лёгких соединений, находящихся в закрытых порах или физически связанных с органическим веществом. Для оценки перспектив вторичных методов воздействия на исследуемые породы баженовской свиты необходимо оценить количество потенциально извлекаемых соединений и их состав.

Оценка количества УВС в породе может быть осуществлена на основании результатов пиролиза пород после экстракции. Стоит отметить, что, согласно представлениям о строении пород баженовской свиты (Калмыков, 2016), поровое пространство разделяется на открытые и закрытые поры. Для определения количества УВ в открытых порах был выполнен пиролиз после экстракции цилиндрических образцов. Количество УВС в закрытых порах оценивалось по разнице параметров S1 и S2 после экстракции цилиндров и порошков. По результатам пиролиза было установлено, что более 90 % лёгких УВС (параметр S1) находится в открытых порах и составляет порядка 12-15 мг УВ/г породы, тогда как УВС с высокой молекулярной массой (параметр S2) распределяются в открытых и закрытых порах примерно поровну и составляют около 10 мг УВ/г породы в каждом типе пор. Значения основных пиролитических параметров после экстракции порошков приведены в таблице 3.

Полученные результаты показывают, что для добычи лёгких битумоидов, которые по своим характеристикам будут наиболее близки к нефти, можно не вовлекать УВС, находящиеся в закрытых порах. При этом суммарное количество УВС, которое может быть извлечено в результате вторичных методов воздействия на пласт, для исследуемых пород составляет около 35 мг УВ/г породы, что является очень высоким показателем для пород баженовской свиты. Также важно отметить, что доля лёгких УВС в данных породах составляет около 40 %, что позволит добывать около 35 кг лёгких УВС с 1 м<sup>3</sup> породы. С учётом всех имеющихся УВС в породе эта цифра составляет около 90 кг.

Образец	S1, мг УВ/г породы	S2, мг УВ/г породы	Tmax, °С	ТОС, мас. %	PI	HI, мг УВ/г ТОС	OSI, мг УВ/г ТОС
23-097	13,2	61,4	441	12,1	0,18	508	108,9
30-032	16,6	89,0	440	18,5	0,16	480	89,8
32-116	12,9	63,3	443	12,3	0,17	516	105,1

Табл. 2. Результаты пиролиза исследуемых образцов

Образец	S1, мг УВ/г породы	S2, мг УВ/г породы	Tmax, °С	ТОС, мас. %	PI	HI, мг УВ/г ТОС	OSI, мг УВ/г ТОС
23-097	0,1	39,1	442	8,5	0,00	462	1,4
30-032	0,4	70,2	440	15,5	0,01	452	2,8
32-116	0,3	39,3	439	9,6	0,01	412	3,4

Табл. 3. Результаты пиролиза исследуемых образцов после полной экстракции

Значения параметра S2 после экстракции характеризуют генерационный потенциал керогена. Данный параметр варьирует от 40 до 70 мг УВ/г породы, показывая, что в случае разработки третичных методов воздействия на пласт, позволяющих преобразовать кероген в УВС, из 1 м<sup>3</sup> породы максимально можно будет добыть 100-170 кг УВС.

Полученные результаты показывают, что выбранные для исследований породы обладают высоким потенциалом для применения вторичных и третичных методов воздействия на пласт. При этом максимальное количество добываемых каждым из методов УВС можно считать соизмеримым. Однако для оценки потенциала применения различных технологий необходимо определить, насколько состав получаемых в результате тех или иных способов воздействия на пласт УВС сопоставим с составом нефти, добываемой из месторождения.

Для сравнения состава извлекаемых углеводородов был выполнен хроматомасс-спектрометрический анализ насыщенной и ароматической фракций мальтенов нефти, извлекаемой из пород баженновской свиты данного месторождения, гексанового и хлороформенного экстрактов из открытых пор, гексанового экстракта из закрытых пор и «синтетической» нефти. Для оценки потенциала вторичных методов воздействия исследовали только гексановые и хлороформенные экстракты из открытых пор (цилиндрические образцы), а для сравнения потенциала закрытых пор – гексановые экстракты из закрытых пор. Такой выбор экстрактов обусловлен низким содержанием лёгких УВС в закрытых порах, а также высокой долей асфальтенов (до 95 %) в спиртобензольных экстрактах из открытых пор.

На первом этапе был выполнен сравнительный анализ распределения *n*-алканов в гексановых (рис. 1) и хлороформенных (рис. 2) экстрактах из открытых пор образцов пород, расположенных в разных частях разреза.

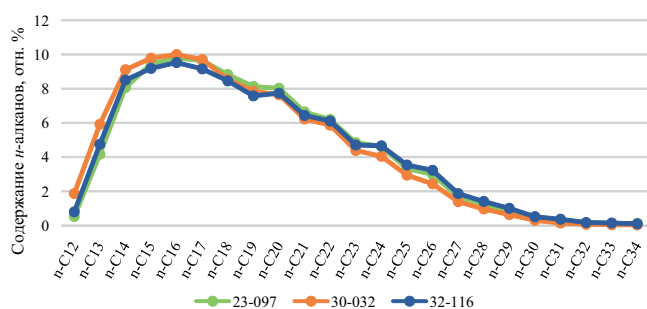


Рис. 1. Распределение *n*-алканов в гексановых экстрактах из открытых пор

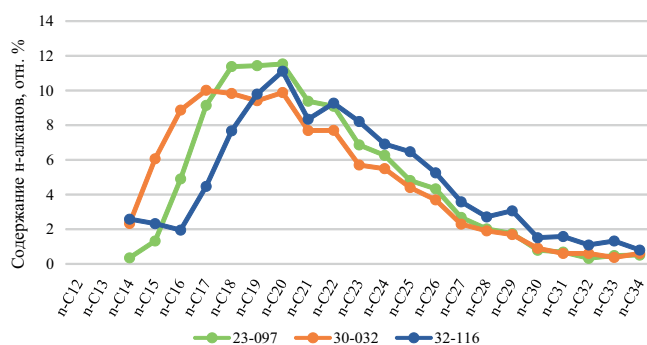


Рис. 2. Распределение *n*-алканов в хлороформных экстрактах из открытых пор

Как было установлено ранее (Тихонова и др., 2019), сопоставление распределения *n*-алканов в образцах по разрезу позволяет оценить, есть ли миграция УВС в пласте, а также выявить различия в процессе генерации УВС в породах разного состава. Как видно из рисунка 1, гексановые экстракты образцов полностью идентичны. В то же время распределение *n*-алканов в хлороформенных экстрактах несколько различается, хотя данное различие можно считать несущественным, вторичные минимумы и максимумы на кривых повторяются, а общий вид кривых в открытых порах схож.

Для гексановых экстрактов из закрытых пор (рис. 3) для всех образцов наблюдается локальный пик, соответствующий повышенному содержанию *n*-алканов с длиной цепи C22. При этом, в общем, вид кривых распределения идентичен. В то же время наличие отдельных максимумов и отсутствие ярко выраженного пика для низкомолекулярных соединений (C16-C20) может свидетельствовать о более низкой зрелости гексановых экстрактов из закрытых пор.

По результатам исследования изменчивости распределения *n*-алканов в разных образцах можно говорить об отсутствии заметных различий в экстрактах по разрезу. Такая идентичность свидетельствует о том, что во всём разрезе процесс генерации вещества происходил одинаково. При этом экстракты из открытых и закрытых пор существенно отличаются друг от друга. Гексановый экстракт во всех образцах имеет максимум для лёгких *n*-алканов с длиной цепи C14-C18; в хлороформенном экстракте максимум сдвигается в сторону C17-C21; а для гексанового экстракта характерен единичный пик, приходящийся на C22 (рис. 4). Такие различия показывают, что в закрытых порах зрелость УВС существенно ниже. Предположительно, УВС из закрытых пор потребуют дополнительной переработки после извлечения,

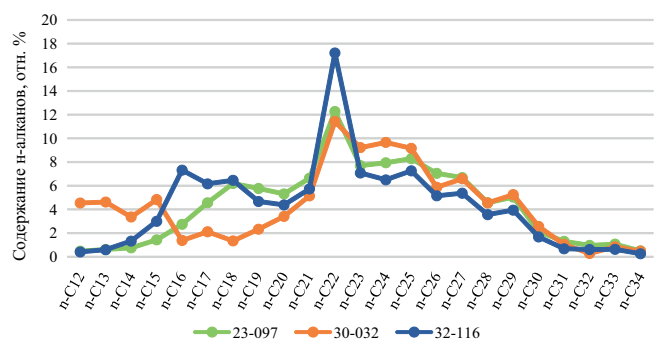


Рис. 3. Сравнение гексановых экстрактов из закрытых пор

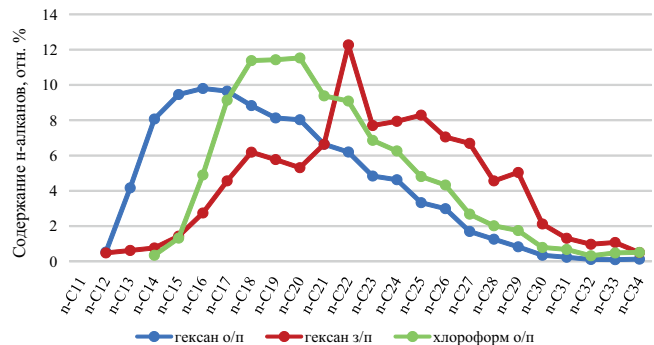


Рис. 4. Распределение *n*-алканов в различных экстрактах образца 23-097



что связано с большими затратами. Вероятно, добыча битумоидов из закрытых пор в таких отложениях менее перспективна.

Для оценки перспектив третичных методов воздействия на пласт указанные образцы были подвержены гидропиролизу при следующих параметрах: 300 °С в течение 7 дней и 350 °С в течение 12 часов. Количество мальтенов и асфальтенов в получаемой «синтетической» нефти приведено в таблице 4. Как видно из таблицы, количество мальтенов и асфальтенов при мягком варианте воздействия соизмеримо, а суммарный выход составляет 1,0-1,5 мг УВС/г породы. При повышении температуры большую часть получаемой «синтетической» нефти составляют мальтены (80-95 %). Общий выход существенно возрастает, достигая 5-10 мг УВ/г породы. Важно отметить, что в обоих случаях реализация генерационного потенциала составила порядка 5-10 мг УВ/г породы, что свидетельствует о высоком выходе жидких УВС и малом проценте сгенерированного при высоких температурах воздействия газа. Вероятно, подбор оптимальных условий позволит повысить выход «синтетической» нефти из данных пород.

Образец	Фракция	Масса синтетической нефти при 300°С, г	Масса синтетической нефти при 350°С, г
23-097	мальтены	0,0137	0,2826
	асфальтены	0,0355	0,0376
30-032	мальтены	0,0338	0,3348
	асфальтены	0,0158	0,0145
32-116	мальтены	0,0495	0,4190
	асфальтены	0,0245	0,0971

Табл. 4. Количество синтетической нефти, получаемой в результате гидротермального воздействия при различных условиях

Анализ распределения *n*-алканов в получаемых «синтетических» нефтях показал, что в получаемых УВС присутствует первичный довольно узкий максимум, приходящийся на C14-C19. При этом при повышенных температурах эксперимента для всех образцов «синтетической» нефти наблюдается наличие второго максимума, отвечающего длине цепи C25-C30, что особенно выражено у образца 32-116 (рис. 5). Это свидетельствует о том, что при мягких условиях гидротермального воздействия (300 °С, 7 дней) разрываются только слабые связи, в то

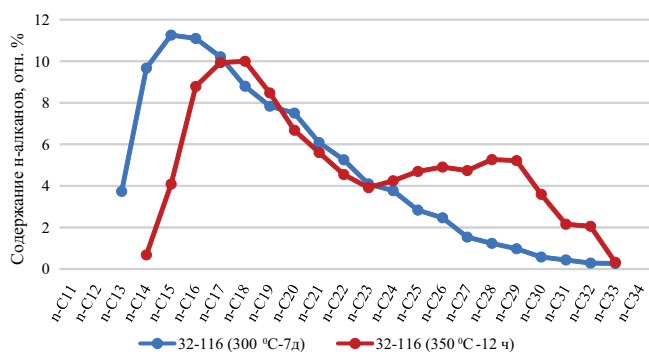


Рис. 5. Сравнение распределения *n*-алканов в синтетических нефтях, полученных из образца 32-116 при различных условиях пиролиза

время как при повышенных температурах может происходить не только отрыв большого количества углеводородов от керогена, но и вторичный крекинг асфальтенов и других соединений с высокой молекулярной массой, в результате чего образуются новые *n*-алканы. Скорее всего, вторичный пик объясняется неоптимальными условиями получения «синтетической» нефти; подбор других условий, как показали предыдущие эксперименты (Бычков и др., 2015, Калмыков и др., 2017), должен привести к мономодальному распределению. В то же время изменение условий может привести ко вторичному крекингу лёгких соединений и формированию газообразных УВ.

Поскольку первый пик в распределении *n*-алканов «синтетических» нефтей, полученных при разных условиях, идентичен, и в оптимальных условиях распределение всегда будет приближаться к кривой с монопиком, то для сравнения с экстрактами и естественной нефтью использовали образцы «синтетической» нефти, полученные при 300 °С за 7 дней. Результаты распределения приведены на рисунке 6. Наблюдается сходство в соотношении *n*-алканов между нефтью, добытой при разработке пород баженовской свиты данного месторождения, гексановым экстрактом из открытых пор и продуктами гидропиролиза. Поскольку на распределение лёгких УВ мог оказать влияние процесс упаривания и пробоподготовки, а *n*-алканы с большей длиной цепи во всех образцах идентичны, можно утверждать, что в результате вторичных и третичных методов воздействия можно получать УВС, состав которых близок к естественной нефти по данному показателю.

В то же время результаты экспериментов по получению «синтетической» нефти могут означать, что при температурном воздействии на породы происходит экстракция сорбированных УВС, а не реализация генерационного потенциала. Однако помимо появления вторичного пика для «синтетических» нефтей, полученных при температуре 350 °С за 12 часов, в пользу получения именно продуктов реализации генерационного потенциала может свидетельствовать увеличение параметра S1 после экспериментов (значения достигают 20 мг УВ/г породы, что на 25 % выше исходных значений), а также наличие в синтетических нефтях соединений, отсутствующих в естественных нефтях и экстрактах (рис. 7). Как видно, в ароматических фракциях обоих «синтетических» нефтей присутствует пик, предположительно характеризующий наличие метилантрацена, которого нет в гексановом экстракте

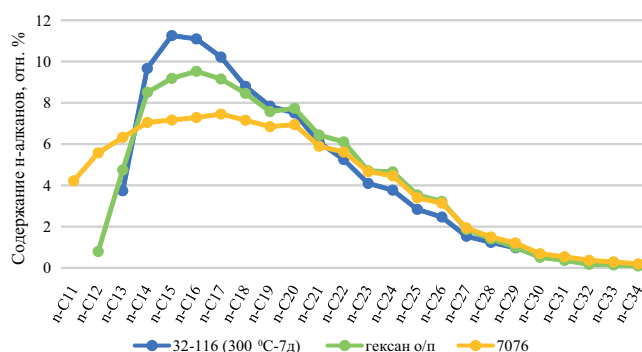


Рис. 6. Сравнение распределения *n*-алканов в нефти, гексанового экстракта из открытых пор и «синтетической» нефти (300 °С, 7 дней) для образца 32-116

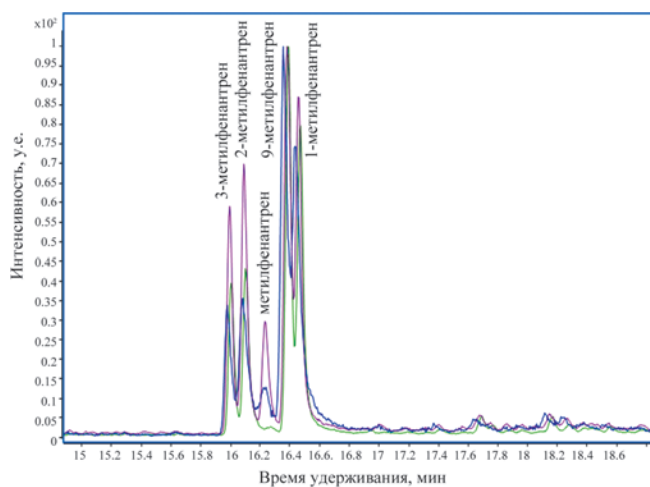


Рис. 7. Наложение хроматограмм ароматической фракции, полученных для образца 32-116 при исследовании «синтетической» нефти 300°C, 7 дней (фиолетовая линия), «синтетической» нефти 350°C, 12 часов (синяя линия), и гексанового экстракта из открытых пор (зеленая линия). Режим регистрации выбранного иона –  $m/z$  192.

из открытых пор (метод хромато-масс-спектрометрии (ГХ-МС) не позволяет установить, в каком положении находится метильная группа, для этого требуется проведение дальнейших исследований методом ГХ-МС/МС или анализ стандартных образцов). Фактически, наличие указанных особенностей свидетельствует, что в результате температурного воздействия происходит реализация генерационного потенциала керогена, а не только выделение уже сформированных УВС.

Помимо сравнения распределения *n*-алканов для нефти, экстрактов и «синтетических» нефтей были определены параметры зрелости, позволяющие оценить идентичность УВС, получаемых различными способами, по их преобразованности. Геохимические индексы CPI и OEP приведены в таблице 5.

Установлено, что данные параметры для нефти, гексанового и хлороформенного экстрактов и «синтетических» нефтей близки друг к другу, что позволяет предполагать, что в результате вторичных и третичных методов воздействия на пласт продукты будут иметь высокую степень зрелости, УВС не потребуют вторичной переработки.

Образец	CPI			OEP		
	23-097	30-032	32-116	23-097	30-032	32-116
Гексан, о/п	0,97	1,01	0,98	0,90	0,90	0,89
Гексан, з/п	1,23	1,33	1,30	0,75	0,83	0,58
Хлороформ, о/п	1,03	0,98	1,16	0,90	0,88	0,99
Синтетическая нефть, 300°C, 7 дней	1,05	1,00	1,03	0,93	0,94	0,93
Синтетическая нефть, 350°C, 12 часов	1,12	1,00	0,97	0,96	0,94	0,96
Природная нефть	0,99			0,93		

Табл. 5. Геохимические параметры CPI и OEP, рассчитанные для исследованных образцов

Другим параметром, позволяющим сравнить исследуемые УВС системы, является отношение Pr/Ph (табл. 6). Как видно из таблицы, в случае гексановых экстрактов из закрытых пор наблюдаются самые низкие значения данного геохимического параметра. В хлороформенных экстрактах из открытых пор параметр также не достигает 0,5, тогда как в гексановых экстрактах из открытых пор и в нефти значения идентичны и равны ~0,6. Параметры для «синтетических» нефтей также близки к указанным системам и равны ~0,7. Таким образом, можно говорить, что по данному параметру указанные УВС близки.

Ещё один параметр, характеризующий зрелость УВС, определяется по соотношению 4-метилдибензотиофена к 1-метилдибензотиофену (табл. 7) и для всех систем лежит в пределах погрешности. Это также указывает на высокую степень термической зрелости ОВ во всех случаях.

### Заключение

В результате проделанной работы было установлено, что образцы баженской свиты, обладающие высоким нефтегенерационным потенциалом, перспективны для разработки вторичными и третичными методами воздействия на пласт. В случае вторичных методов воздействия следует извлекать углеводородные соединения, которые находятся в скважине в физически связанном состоянии или зафиксированы битумоидными пробками.

Образец	Pr/Ph					
	Гексан, о/п	Гексан, з/п	Хлороформ, о/п	Синтетическая нефть, 300°C, 7 дней	Синтетическая нефть, 350°C, 12 часов	Природная нефть 7076
23-097	0,59	0,27	0,43	0,66	0,72	0,59
30-032	0,63	0,25	0,48	0,70	0,65	
32-116	0,57	0,30	0,26	0,69	0,71	

Табл. 6. Отношение Pr/Ph для исследованных образцов

Образец	4 MDBT/1 MDBT					
	Гексан о/п	Гексан з/п	Хлороформ о/п	Синтетическая нефть, 300°C, 7 дней	Синтетическая нефть, 350°C, 12 часов	Естественная нефть
23-097	1,67	1,69	1,45	1,69	1,53	1,56
30-032	1,66	1,56	1,46	1,59	1,58	
32-116	1,65	1,97	1,3	1,55	1,51	

Табл. 7. Геохимический параметр 4 MDBT/1 MDBT для исследованных образцов

Для разработки не требуется осуществлять разрушение породы (например, методом гидроразрыва пласта) для извлечения УВС из закрытых пор, поскольку их зрелость ниже. Состав отличается от естественной нефти, и, вероятно, потребуются вторичная переработка продукта. При извлечении битумоидов из открытых пор их состав близок к составу естественных нефтей, добываемых из баженовской свиты данного месторождения, а количество лёгких УВС может достигать 35 кг с 1 м<sup>3</sup> породы.

В то же время, данные породы перспективны для третичных методов воздействия на пласт. Состав получаемых «синтетических» нефтей также близок к составу естественной нефти. При этом при воздействии на породу температурой 350 °С в течение 12 часов в присутствии воды можно извлечь 15-20 кг УВС с 1 м<sup>3</sup> породы. В то же время в породе после теплового воздействия будут сохраняться сорбированные УВС. Подбор оптимальных условий воздействия на пласт позволит повысить добычу «синтетической» нефти данным методом. Необходимы дополнительные исследования, чтобы оценить, будут ли после извлечения «синтетической» нефти сохраняться сорбированные УВС в пласте.

Таким образом, вторичные и третичные методы воздействия на пласт позволят в будущем при разработке соответствующих технологий существенно увеличить добычу нефти из пород высокоуглеродистых формаций с высоким нефтегенерационным потенциалом, не потребуют вторичной переработки продукта и могут быть использованы последовательно, суммируя количество добываемых углеводородов.

### Финансирование/Благодарности

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ и БРФФИ в рамках совместного научного проекта № 19-53-04008 (РФФИ) и №X19PM-014 (БРФФИ).

### Литература

- Бушев Д.А., Бурдельная Н.С., Шанина С.Н., Макарова Е.С. (2004). Генерация углеводородных и гетероатомных соединений высокосернистым горючим сланцем в процессе водного пиролиза. *Нефтехимия*, 44(6), с. 449-458.
- Бычков А.Ю., Калмыков А.Г., Бугаев И.А. и др. (2015). Экспериментальные исследования получения углеводородных флюидов из пород баженовской свиты при гидротермальных условиях. *Вестник МГУ имени М.В. Ломоносова. Сер. 4. Геология*, 4, с. 34-39. <https://doi.org/10.3103/S014587521504002X>
- Калмыков А.Г., Бычков А.Ю., Калмыков Г.А., Бугаев И.А., Козлова Е.В. (2017). Генерационный потенциал керогена баженовской свиты и возможность его реализации. *Георесурсы*, 2, с. 165-172.
- Калмыков Г.А. (2016). Строение баженовского нефтегазонасного комплекса как основа прогноза дифференцированной нефтепродуктивности. Дис. д. геол.-мин. н. М: МГУ, 391 с.
- Калмыков Г.А., Балущкина Н.С. (2017). Модель нефтенасыщенности порового пространства пород баженовской свиты Западной Сибири и её использование для оценки ресурсного потенциала. М: ГЕОС. 247 с.
- Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. (1975). Геология нефти и газа Западной Сибири. М: Недра, 680 с.
- Попов Е.Ю., Бондаренко Т.М., Добровольская С.А., Калмыков А.Г., Морозов Н.В., Ерофеев А.А. (2017). Потенциал применения третичных методов воздействия на нетрадиционные углеводородные системы на примере баженовской свиты. *Нефтяное хозяйство*, 3, с. 54-58. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-3-54-57>

Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю., Ильинский А.А., Морариу Д. (2014). Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ – резерв сырьевой базы углеводородов России. Под ред. О.М. Прищепы (Труды ВНИГРИ). СПб: ФГУП «ВНИГРИ», 323 с.

Санникова И.А., Ступакова А.В., Большакова М.А. и др. (2019). Региональное моделирование углеводородных систем баженовской свиты в Западно-Сибирском бассейне. *Георесурсы*, 2(21), с. 203-212.

Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Фадеева Н.П. и др. (2015). К оценке запасов и ресурсов сланцевой нефти. *Вестник Московского университета. Серия 4: Геология*, 3, с. 3-10. <https://doi.org/10.3103/S0145875215030096>

Сургачев М.Л. (1985). Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М: Недра, 308 с.

Тихонова М.С., Иванова Д.А., Калмыков А.Г. и др. (2019). Методика ступенчатой экстракции пород высокоуглеродистых формаций для изучения компонентного распределения битумоидов и изменчивости их основных геохимических параметров. *Георесурсы*, 2(21), с. 172-182. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.172-182>

Mueller E., Philp R.P. (1998). Extraction of high molecular weight hydrocarbons from source rocks: an example from the Green River Formation, Uinta Basin, Utah. *Organic Geochemistry*, 28(9-10), pp. 625-631. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(98\)00031-X](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(98)00031-X)

Popov E., Kalmykov A., Cheremisin A. et al. (2017). Laboratory investigations of hydrous pyrolysis as ternary enhanced oil recovery method for Bazhenov formation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 156, pp. 852-857. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.06.017>

### Сведения об авторах

*Валентина Владимировна Левкина* – ведущий инженер Аналитического центра, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1/3  
Тел: +7(999)905-51-20. E-mail: jugora@mail.ru

*Антон Георгиевич Калмыков* – старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

*Татьяна Николаевна Генарова* – научный сотрудник, Институт тепло- и массообмена имени А.В. Лыкова Национальной академии наук Беларуси

Беларусь, 220072, Минск, ул. П. Бровки, д. 15

*Маргарита Станиславовна Тихонова* – инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ломоносовский пр., д. 27, к1

*Андрей Владимирович Пирогов* – доктор хим. наук, профессор кафедры аналитической химии, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1/3

*Олег Алексеевич Шпигун* – доктор хим. наук, профессор кафедры аналитической химии, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1/3

*Андрей Юрьевич Бычков* – профессор кафедры геохимии, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Статья поступила в редакцию 01.08.2019;

Принята к публикации 18.09.2019; Опубликована 01.12.2019



## Comparison of influence on the formation by secondary and tertiary methods for the production of hydrocarbon compounds from oil source rocks with high oil-generating potential

V.V. Levkina<sup>1\*</sup>, A.G. Kalmykov<sup>1</sup>, T.N. Henarova<sup>2</sup>, M.S. Tikhonova<sup>1</sup>, A.V. Pirogov<sup>1</sup>,  
O.A. Shpigun<sup>1</sup>, A.Yu. Bychkov<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

<sup>2</sup>A.V. Luikov Heat and Mass Transfer Institute of the National Academy of Sciences of Belarus, Minsk, Belarus

\*Corresponding author: Valentina V. Levkina, e-mail: jugora@mail.ru

**Abstract.** The work presents the comparison results of the quantitative and qualitative composition of hydrocarbon compounds that can be obtained as a result of secondary and tertiary methods of influence on organic-rich rocks (on the example of the Bazhenov Formation rocks) with a high oil-generating potential. It is shown that as a result of extraction of bitumoids presented in open pores, realisation the generation potential and the production of synthetic oil, it is possible to produce hydrocarbon compounds, the amount of which reaches 35 kg and 20 kg per 1 m<sup>3</sup> of rock, respectively. Products possess high maturity and are identical in composition to the oil extracted from these rocks by standard technology of development. It was found that with the development of appropriate technologies of subsequent influence on the formation by secondary and tertiary methods, oil production can be significantly increased in the future.

**Keywords:** oil source rock, oil-generating potential, hydrocarbon compounds, synthetic oil, gas chromatography with mass spectrometry detection

**Recommended citation:** Levkina V.V., Kalmykov A.G., Henarova T.N., Tikhonova M.S., Pirogov A.V., Shpigun O.A., Bychkov A.Yu. (2019). Comparison of influence on the formation by secondary and tertiary methods for the production of hydrocarbon compounds from oil source rocks with high oil-generating potential. *Georesursy = Georesources*, 21(4), pp. 95-102. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.95-102>

### References

- Bushnev D.A., Burdel'naya N.S., Shanina S.N., Makarova E.S. (2004). Generation of hydrocarbons and hetero compounds by sulfur-rich oil shale in hydrous pyrolysis. *Petroleum Chemistry*, 44(6), pp. 416-425.
- Bychkov A.Y., Kalmykov G.A., Bugaev I.A., Kalmykov A.G., Kozlova E.V. (2015). Experimental investigations of hydrocarbon fluid recovery from hydrothermally treated rocks of the Bazhenov Formation. *Moscow University Geology Bulletin*, 70(4), pp. 299-304. <https://doi.org/10.3103/S014587521504002X>
- Kalmykov G.A. (2016). The structure of the Bazhenov oil and gas complex as a basis for predicting differentiated petroleum productivity. *Dr. geol. and min. sci. diss.* Moscow: MSU, 391 p. (In Russ.)
- Kalmykov A.G., Bychkov A.Yu., Kalmykov G.A., Bugaev I.A., Kozlova E.V. (2017). Generation potential of kerogen of the Bazhenov formation and possibility of its implementation. *Georesursy = Georesources*. Sp. Is., pp. 165-172. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.17>
- Kalmykov G.A., Balushkina N.S. (2017). The model of oil saturation of the rocks pore space of the Bazhenov Formation of Western Siberia and its use for assessing the resource potential. Moscow: GEOS, 247 p. (In Russ.)
- Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K. et al. (1975). Geology of oil and gas of Western Siberia. Moscow: Nedra. 680 p. (In Russ.)
- Mueller E., Philp R.P. (1998). Extraction of high molecular weight hydrocarbons from source rocks: an example from the Green River Formation, Uinta Basin, Utah. *Organic Geochemistry*, 28(9-10), pp. 625-631. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(98\)00031-X](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(98)00031-X)
- Popov E., Kalmykov A., Cheremisin A. et al. (2017). Laboratory investigations of hydrous pyrolysis as ternary enhanced oil recovery method for Bazhenov formation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 156, pp. 852-857. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.06.017>
- Popov E.Yu., Bondarenko T.M., Dobrovolskaya S.A., Kalmykov A.G., Morozov N.V., Erofeev A.A. The potential of tertiary methods application for

unconventional hydrocarbon systems exposure on the example of Bazhenov formation. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, 3, pp. 54-58. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-3-54-57> (In Russ.)

Prishchepa O.M., Aver'yanova O.Yu, Il'inskii A.A., D. Morariu (2014). Oil and Gas of Low-Permeability Shale Beds as a Reserve of Hydrocarbon Raw Materials Base in Russia. St.Petersburg: VNIGRI, 323 p. (In Russ.)

Sannikova I.A., Stoupakova A.V., Bolshakova M.A., Galushkin Yu.I., Kalmykov G.A., Sautkin R.S., Suslova A.A., Kalmykov A.G., Kozlova E.V. (2019). Regional modeling of hydrocarbon systems of the Bazhenov Formation in the West Siberian basin. *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 203-212. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.203-212> (In Russ.)

Stupakova A.V., Kalmykov G.A., Fadeeva N.P., Bogomolov A.K., Kiryukhina T.A., Korobova N.I., Maltsev V.V., Pronina N.V., Sautkin R.S., Suslova A.A., Shardanova T.A. (2015). On the estimation of shale-oil resources and reserves. *Moscow University Geology Bulletin*, 70(3), pp. 183-190. <https://doi.org/10.3103/S0145875215030096>

Surgachev M.L. (1985). Secondary and tertiary methods of enhanced oil recovery. Moscow: Nedra, 308 p. (In Russ.)

Tikhonova M.S., Ivanova D.A., Kalmykov A.G., Borisov R.S., Kalmykov G.A. (2019). Methods of step extraction of rocks of high-carbon formations for the study of the component distribution of bitumen and variability of their basic geochemical parameters. *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 172-182. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.172-182> (In Russ.)

### About the Authors

*Valentina V. Levkina* – Leading Engineer of the Analytical center, Lomonosov Moscow State University  
1/3, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation  
Phone: +7(999)905-51-20  
E-mail: jugora@mail.ru

*Anton G. Kalmykov* – Senior Researcher of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University  
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

*Tatsiana N. Henarava* – Research Assistant of the Laboratory of Physico-Chemical Hydrodynamics, A.V. Luikov Heat and Mass Transfer Institute of the National Academy of Sciences of Belarus  
15, P. Brovka Street, Minsk, Belarus

*Margarita S. Tikhonova* – Engineer of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University  
27, build. 1, Lomonosovskiy ave., Moscow, 119234, Russian Federation

*Andrey V. Pirogov* – Professor of the Analytical Chemistry Department, Lomonosov Moscow State University  
1/3, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

*Oleg A. Shpigun* – Professor of the Analytical Chemistry Department, Lomonosov Moscow State University  
1/3, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

*Andrei Yu. Bychkov* – Professor of the Geochemistry Department, Lomonosov Moscow State University  
1/3, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 1 August 2019;

Accepted 18 September 2019;

Published 1 December 2019

# Увеличение нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей кислотными композициями на основе поверхностно-активных веществ, координирующих растворителей и комплексных соединений

Л.К. Алтунина\*, В.А. Кувшинов, Л.А. Стасьева, И.В. Кувшинов  
Институт химии нефти Сибирского отделения РАН, Томск, Россия

Рассмотрены физико-химические аспекты увеличения нефтеотдачи месторождений тяжелой высоковязкой нефти, разрабатываемых на естественном режиме и в сочетании с тепловыми методами, композициями на основе поверхностно-активных веществ (ПАВ), координирующих растворителей и комплексных соединений, химически эволюционирующих непосредственно в пласте с приобретением коллоидно-химических свойств, оптимальных для целей нефтевытеснения. Факторами, вызывающими химическую эволюцию композиций, являются термобарические пластовые условия, взаимодействие с породой коллектора и пластовыми флюидами.

Для увеличения нефтеотдачи и интенсификации разработки месторождений высоковязких нефтей созданы кислотные нефтевытесняющие композиции пролонгированного действия на основе ПАВ, аддукта неорганической кислоты и многоатомного спирта. В результате экспериментальных исследований кислотно-основных равновесий в системах с донорно-акцепторными взаимодействиями – многоосновной неорганической кислоты и полиола, влияния на них электролитов, неэлектролитов и ПАВ, выбраны оптимальные составы и области концентраций компонентов кислотных композиций. При взаимодействии первоначально кислотной композиции с карбонатным коллектором выделяется  $\text{CO}_2$ , вязкость нефти снижается в 1.2-2.7 раза, повышается pH композиции, и она химически эволюционирует, превращаясь в щелочную нефтевытесняющую композицию. Таким образом, обеспечивается эффективное нефтевытеснение и пролонгированное воздействие на пласт. Композиция совместима с минерализованными пластовыми водами, имеет низкую температуру замерзания (минус 20 ÷ минус 60 °С), низкое межфазное натяжение на границе с нефтью, применима в широком интервале температур – от 10 до 200 °С.

В 2014-2018 гг. успешно проведены промышленные испытания технологий увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти с применением кислотной нефтевытесняющей композиции на основе ПАВ, координирующих растворителей и комплексных соединений на опытных участках пермо-карбоневой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения, разрабатываемых на естественном режиме и паротепловым воздействием. Опытно-промышленные работы показали высокую эффективность технологий, получены значимые эффекты по увеличению дебита нефти, снижению обводненности и интенсификации разработки. Технологии экологически безопасны и технологически эффективны. Перспективно промышленное использование технологий для залежей высоковязких нефтей.

**Ключевые слова:** высоковязкие нефти, увеличение нефтеотдачи, физико-химические технологии, кислотные нефтевытесняющие композиции, ПАВ, многоосновные кислоты, полиолы, координационные соединения, кислотно-основные равновесия,  $\text{CO}_2$ , реология, вязкость, Усинское месторождение, опытнo-промышленные испытания

**Для цитирования:** Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А., Кувшинов И.В. (2019). Увеличение нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей кислотными композициями на основе поверхностно-активных веществ, координирующих растворителей и комплексных соединений. *Георесурсы*, 21(4), с. 103-113. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.103-113>

## Введение

В настоящее время тяжелые, высоковязкие нефти рассматриваются в качестве основного резерва мировой добычи углеводородов, что определяет актуальность фундаментальных научно-исследовательских работ по формированию новых подходов к решению проблем их наиболее полного извлечения из пласта (Romero-Zeron, 2016; Муслимов, 2012; Sheng, 2011). Для решения проблемы увеличения нефтеотдачи залежей тяжелой, высоковязкой нефти предлагается широкий спектр различных методов. Самыми распространенными являются термические

методы, основанные на снижении вязкости нефти при нагревании, что повышает степень её извлечения из пласта-коллектора (Ружин и др., 2013; Hascakir, 2017; Бурже и др., 1989; Kovscek, 2012). Исследуются разнообразные варианты термического воздействия, использующие закачку в пласт водяного пара и горячей воды, а также процессы внутрипластового сухого и влажного горения, термохимического генерирования тепла за счет реакций с пластовой водой и породой, микроволнового нагрева, тепла геотермальных источников. Из термических методов наиболее эффективным, достигшим стадии широкомасштабного промышленного применения, оказался метод паротеплового воздействия путем стационарной или циклической закачки водяного пара в пласт. Однако паротепловое воздействие является технологически сложной

\* Ответственный автор: Любовь Константиновна Алтунина  
E-mail: [alk@ipc.tsc.ru](mailto:alk@ipc.tsc.ru)

и высокзатратной системой разработки месторождения. Поэтому перспективно применение физико-химических методов для интенсификации разработки и повышения нефтеотдачи залежей тяжелых высоковязких нефтей в виде нетермических «холодных» технологий и в сочетании с паротепловым воздействием (Altunina, Kuvshinov, 2008; Алтунина, Кувшинов, 2007; Altunina et al., 2015).

В работах Института химии нефти Сибирского отделения РАН указанный подход реализуется путем создания «интеллектуальных» композиций на основе генерируемых непосредственно в пласте термотропных неорганических и полимерных золеобразующих и гелеобразующих композиций, а также нефтewытесняющих композиций с регулируемой вязкостью и щелочностью для закачки в нефтяные пласты с целью увеличения нефтеотдачи, снижения обводненности добывающих скважин и интенсификации добычи нефти в осложненных условиях эксплуатации, в том числе для месторождений высоковязких нефтей, разрабатываемых как с применением термических методов, так и без теплового воздействия (Altunina et al., 2013, 2016, 2017; Алтунина и др., 2017; Кувшинов и др., 2017).

В данной работе рассматриваются физико-химические аспекты увеличения нефтеотдачи месторождений тяжелой нефти, разрабатываемых на естественном режиме и в сочетании с тепловыми методами, с использованием циклического и стационарного воздействия на пласт химически эволюционирующими системами на основе поверхностно-активных веществ (ПАВ), координирующих растворителей и комплексных соединений. Факторами, вызывающими химическую эволюцию систем в пласте, являются термобарические пластовые условия, взаимодействие с породой коллектора и пластовыми флюидами. В результате химической эволюции инжестируемых систем в пласте, в процессе нефтewытеснения последовательно, закономерно сменяя друг друга, образуются эффективные нефтewытесняющие жидкости с высокой кислотнo-основной буферной емкостью, регулируемой вязкостью, а также эмульсионные и газо-жидкостные системы коллоидной степени дисперсности.

### Кислотно-основные равновесия в системах «многоосновная кислота – полиол – вода»

Для увеличения нефтеотдачи и интенсификации разработки месторождений высоковязких нефтей созданы кислотные нефтewытесняющие композиции нового типа на основе ПАВ, координирующих растворителей и комплексных соединений, в частности, координационных соединений многоосновных неорганических кислот с многоатомными спиртами (полиолами), химически эволюционирующих непосредственно в пласте с приобретением коллоидно-химических свойств, оптимальных для целей нефтewытеснения. В результате экспериментальных исследований кислотнo-основных равновесий в системах с донорно-акцепторными взаимодействиями – многоосновной

неорганической кислоты и многоатомного спирта, влияния на них электролитов, неэлектролитов и ПАВ, выбраны оптимальные составы и области концентраций компонентов кислотных композиций.

В системах «неорганическая поликислота – полиол» за счет донорно-акцепторного взаимодействия образуются комплексные кислоты, намного более сильные, чем исходная кислота (Шварц, 1990; Shvarts et al., 2005). Донорно-акцепторное взаимодействие позволяет усилить кислотность нефтewытесняющих композиций и увеличить продолжительность их действия в пласте за счет повышения буферной емкости и расширения диапазона буферного действия в кислой области pH. Донорно-акцепторное взаимодействие протекает в среде водного раствора полиола, например, глицерина, маннита, сорбита. Такой раствор является координирующим растворителем, полиол в нем – основание Льюиса, донор электронной пары. Растворенные в координирующем растворителе кислоты Льюиса, например, борная кислота, а также акваионы некоторых металлов: кальция, магния, железа и алюминия, являются акцепторами электронной пары донора. Химическая связь по типу донор-акцептор обладает свойствами поляризованной ковалентной связи и называется координационной связью. Взаимодействие донора и акцептора приводит к образованию молекулярного комплекса донор-акцептор, называемого координационным соединением или аддуктом. Комплекс является намного более сильной кислотой, чем исходная кислота Льюиса. В России и за рубежом этот факт вызвал интерес к исследованию возможности применения комплексных кислот в физико-химических технологиях повышения нефтеотдачи.

На рисунке 1 приведена схема образования комплексной кислоты и ее диссоциации на ионы на примере взаимодействия борной кислоты и глицерина.

Глицеринборная кислота стехиометрического состава, указанного на рисунке 1, в условиях наших экспериментов является доминирующей формой координационного полиолборатного комплекса.

Атом кислорода гидроксильной группы в молекуле глицерина – донор – отдает свою неподеленную электронную пару на свободную орбиталь акцептора – атома бора в молекуле борной кислоты. В результате из одной молекулы борной кислоты и двух молекул глицерина образуется молекула координационного соединения – глицеринборная кислота, на четыре порядка более сильная, чем борная кислота. Вместо борной кислоты в этой схеме может находиться акваион металла, обладающий свойствами кислоты Льюиса, например, двухзарядный катион кальция и магния или трехзарядный катион алюминия и железа. Молекулы комплексной кислоты способны взаимодействовать с акваионами металлов за счет своих гидроксильных спиртовых групп. На рисунке 2 приведена схема реакции, в которой отражена стереохимическая

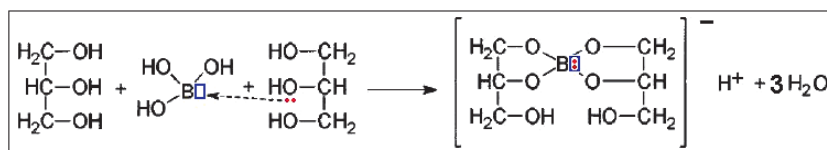


Рис. 1. Донорно-акцепторное взаимодействие борной кислоты и глицерина с образованием комплексной глицеринборной кислоты



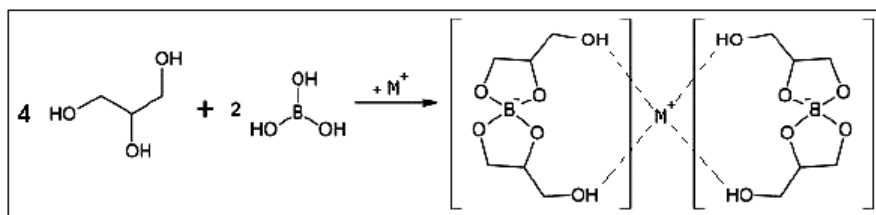


Рис. 2. Схема взаимодействия глицеринборной кислоты с катионом металла в растворе с образованием растворимого внешнесферного циклического комплекса

особенность молекулы глицеринборной кислоты – её способность образовывать растворимые внешнесферные циклические комплексы с ионами металлов за счет концевых гидроксильных групп.

Схема на рисунке 2 гипотетическая, основана на экспериментальных результатах (рис. 3) – повышенной вязкости глицеринборной кислоты в концентрированных водно-глицериновых растворах солей двух и трехвалентных металлов.

При увеличении концентрации акваионов металла в растворе, наряду с циклическими структурами, возможно образование полимероподобных ассоциатов, в которых акваионы металлов играют роль мостиков, связывающих молекулы комплексной кислоты в линейные и разветвленные пространственные ассоциативные структуры. Как правило, такое структурообразование приводит к значительному возрастанию вязкости. Способ регулирования вязкости и плотности добавками солей указанных металлов может быть полезным для регулирования физико-химических и реологических свойств композиций. Кроме того, такое взаимодействие способствует совместимости комплексных кислот на основе полиолов с пластовыми водами, особенно с высокоминерализованными, с большим содержанием солей кальция и магния.

Система «борная кислота – многоатомный спирт – электролиты – вода» представляет интерес в качестве основы нового типа нефтewытесняющих жидкостей, эффективных при низких пластовых температурах, при которых традиционные нефтewытесняющие жидкости малоэффективны. Физико-химические свойства этой системы обуславливаются донорно-акцепторным взаимодействием многоатомных спиртов с борной кислотой, в котором анионы кислоты выступают в качестве четырехдентантного лиганда, являющегося кислотой Льюиса. В результате в этой системе в зависимости от pH и природы присутствующих электролитов образуются различные

координационные комплексы глицерина и анионов борной кислоты. Эти комплексы при взаимодействии с водорастворимыми неионогенными ПАВ образуют эффективные нефтewытесняющие жидкости с высокой смачивающей и моющей способностью.

Борная кислота является слабой кислотой, ее pK = 9.2, но с глицирином она образует достаточно сильную глицеринборную кислоту (Рахманкулов и др., 2003; Крешков, 1977), у которой pK для концентрации глицерина 1M равна 6.5, для концентрации глицерина 3.5M – 5.7 (Шарло, 1965). Глицеринборная кислота и ее соли лучше растворимы в воде, чем соли борной кислоты. Это обусловлено большей гидрофильностью их молекул и насыщенностью координационных связей бора. Поэтому глицеринборная кислота и ее соли хорошо совместимы с минерализованными пластовыми водами.

В Институте химии нефти Сибирского отделения РАН (ИХН СО РАН) проведены экспериментальные исследования кислотно-основных равновесий в системах «борная кислота – полиол – вода». Значения pH растворов получали потенциометрическим методом с применением стеклянного электрода с использованием микропроцессорного лабораторного pH-метра производства HANNA Instruments, плотность – пикнометрическим методом. Измерение вязкости растворов полиолов проводили с использованием вибрационного вискозиметра «Реокинетика» с камертонным датчиком. Исследования реологических свойств растворов и нефти проводили методом ротационной вискозиметрии с использованием вискозиметра «Реотест-2.1.М» (измерительная система коаксиальных цилиндров S/S2) и Реометра HAAKE Viscotester iQ (измерительная система коаксиальных цилиндров CC16 DIN/Ti) при различных скоростях сдвига и температурах.

Установлено, что при взаимодействии борной кислоты и полиолов в результате образования комплексных кислот значение pH 1 % раствора борной кислоты в

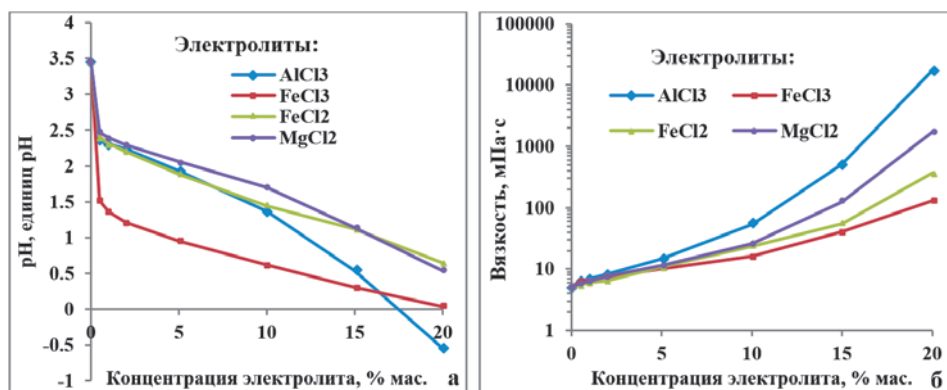


Рис. 3. Зависимость pH (а) и вязкости (б) растворов, содержащих 5 % мас. борной кислоты и 50 % мас. глицерина от концентрации электролитов

водно-спиртовых растворителях при увеличении концентрации многоатомных спиртов в растворителе снижается от 5.9 ед. рН до 1.7-2.7 ед. рН, 5 % раствора – от 3.4 до 1.5-2.2 ед. рН и 10 % – до 1.3-1.8 ед. рН (например, рис. 4а). При этом вязкость растворов значительно увеличивается (рис. 4б). Уменьшение рН с увеличением концентрации полиола носит монотонный характер, обусловленный непрерывным сдвигом равновесия реакции ионизации, сопряженным со сдвигом реакции образования комплекса борной кислоты с полиолом, что подтверждается рассчитанными значениями концентрационных констант образования и ионизации глицеринборной кислоты в глицериновом координирующем растворителе.

В результате исследования влияния электролитов на кислотно-основные равновесия растворов в системе «вода – глицерин – борная кислота» установлено, что наиболее сильное влияние на кислотное равновесие оказывают хлориды алюминия  $AlCl_3$ , железа  $FeCl_3$ ,  $FeCl_2$  и магния  $MgCl_2$  (рис. 3). Так, при увеличении концентрации хлорида алюминия в растворе до 20 % мас. значения рН снижаются до минус 0.54 ед. рН (рис. 3а), значения вязкости растворов увеличиваются до 17500 мПа·с (рис. 3б).

Добавление ПАВ существенно не влияет на кислотно-основные равновесия растворов в системе «вода – глицерин – борная кислота» и их физико-химические характеристики растворов (рН, вязкость, плотность).

Для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей, наряду с кислотно-основными свойствами, важным является реологическое поведение нефтевытесняющих композиций. В связи с этим были исследованы реологические свойства растворов композиций на основе системы «ПАВ – глицерин – борная кислота – электролиты» методом ротационной вискозиметрии с использованием ротационного вискозиметра «Реотест-2.1.М» (измерительная система коаксиальных цилиндров S/S1). При различных скоростях сдвига получены реологические кривые течения растворов, определены значения вязкостей. Установлено, что композиции на основе системы «ПАВ – глицерин – борная кислота – электролиты» являются ньютоновскими жидкостями, то есть зависимость напряжения от скорости сдвига имеет линейный характер, и значения вязкости не зависят от скорости сдвига (рис. 5) несмотря на высокие значения вязкости растворов.

Таким образом, введение полиолов, например, глицерина, маннита, сорбита, в состав нефтевытесняющих композиций на основе ПАВ и многоатомных кислот приводит к увеличению их кислотности, снижению рН

и температуры замерзания растворов, увеличению их вязкости и плотности, улучшению их совместимости с минерализованными пластовыми водами. Исследование кислотно-основных равновесий в системах «борная кислота – полиол – вода» с донорно-акцепторными взаимодействиями, изучение влияния электролитов, неэлектролитов и ПАВ, позволило установить закономерности образования координационных соединений и выбрать состав и концентрации компонентов для создания кислотных композиций с коллоидно-химическими свойствами, оптимальными для целей нефтевытеснения.

### Физико-химические и реологические свойства нефтевытесняющих кислотных композиций на основе ПАВ, борной кислоты и полиола

На основе проведенных исследований в ИХН СО РАН создана кислотная нефтевытесняющая композиция пролонгированного действия на основе ПАВ, аддукта борной кислоты и глицерина (композиция ГБК), реализующая концепцию химически эволюционирующих систем. Композиция совместима с минерализованными пластовыми водами, имеет низкую температуру замерзания (минус 20 ÷ минус 60 °С), низкое межфазное натяжение на границе с нефтью (ниже 0.001 мН/м на границе с нефтью Усинского месторождения). Плотность композиции можно регулировать от 1100 до 1300 кг/м<sup>3</sup>, вязкость – от десятков до сотен мПа·с.

Композиция применима для повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти за счет увеличения проницаемости пород коллектора и продуктивности добывающих скважин в широком интервале температур – от 10 до 200 °С; наиболее эффективна в карбонатных коллекторах, в частности, пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения. Композиция обладает замедленной реакцией с карбонатными породами. Высокая нефтевытесняющая способность, совместимость с минерализованными пластовыми водами, снижение набухаемости глин приводит к доотмыву остаточной нефти как из высоко проницаемых, так и из низко проницаемых зон пласта.

В результате взаимодействия кислотной композиции с карбонатным коллектором выделяется  $CO_2$ , который растворяется в нефти и снижает ее вязкость, что способствует увеличению степени извлечения нефти. Кроме того, при высоких температурах, больше 70 °С, в результате взаимодействия с карбонатным коллектором и гидролиза карбамида, входящего в состав композиции, рН композиции повышается с 2.8-3.1 до 8.8-10.0 (рис. 6), и она химически

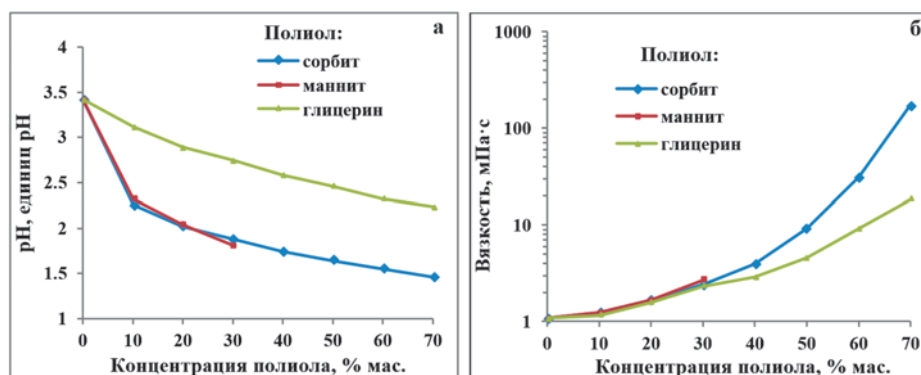


Рис. 4. Зависимость рН (а) и вязкости (б) раствора, содержащего 5 % мас. борной кислоты от концентрации полиола

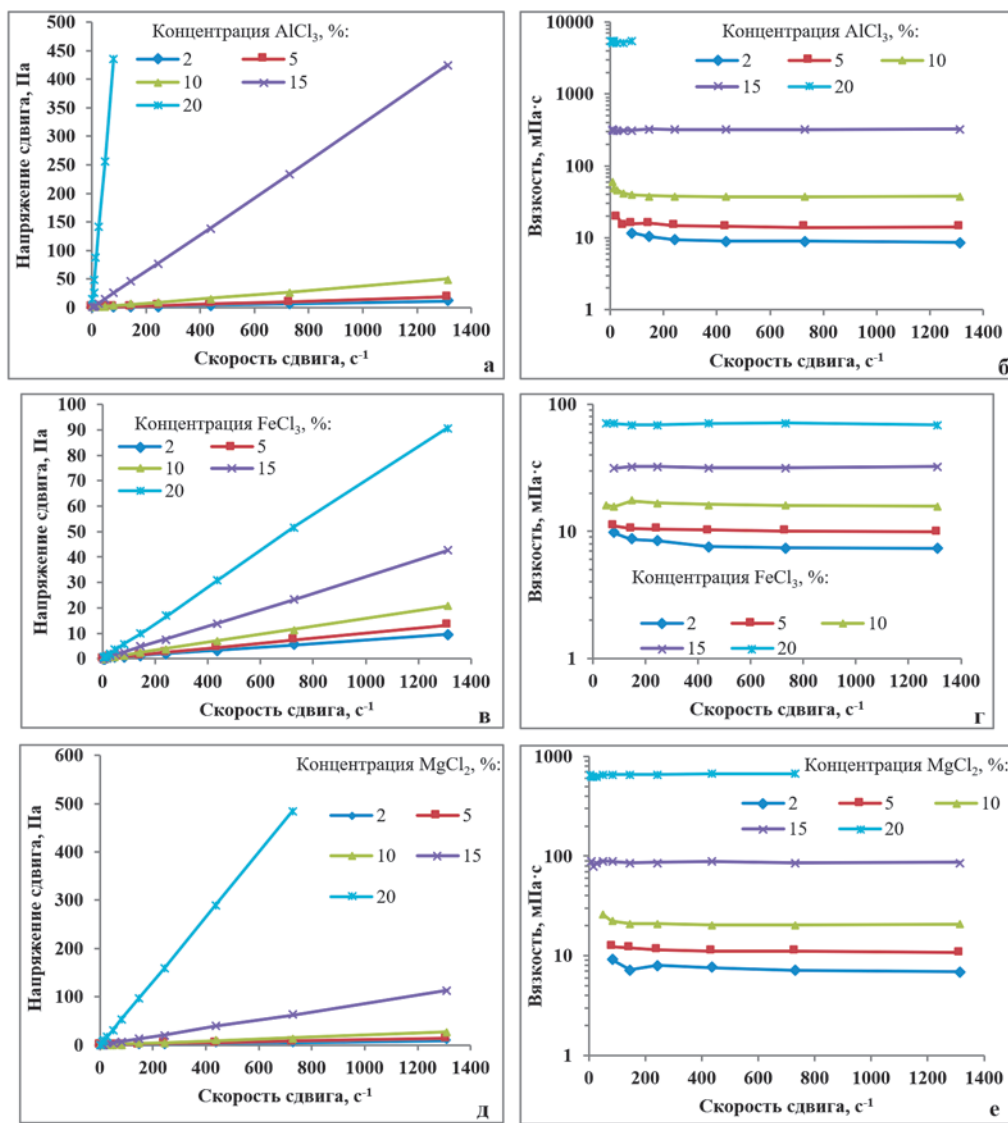


Рис. 5. Реологические кривые течения (а, в, д) и зависимости вязкости (б, г, е) растворов, содержащих ПАВ, борную кислоту, глицерин и электролиты, от скорости сдвига

эволюционирует, превращаясь в щелочную нефтewытесняющую композицию, обеспечивающую эффективное нефтewытеснение и пролонгированное воздействие на пласт. После термостатирования с композицией и карбонатным коллектором при температуре выше 70 °C вязкость нефти снижается в 1.2-2.7 раза (рис. 7).

Методом ротационной вискозиметрии исследовали реологические свойства нефти Усинского месторождения

до термостатирования и после термостатирования исходной нефти с нефтewытесняющей кислотной композицией ГБК при температурах 70, 90 и 120 °C. При различных скоростях сдвига и температурах в интервале от 20 до 90 °C получены реологические кривые течения нефти и определены значения вязкостей (рис. 8). Нефть Усинского месторождения представляет собой коллоидно-дисперсную систему со слабо выраженными неньютоновскими свойствами. Термостатирование с нефтewытесняющей

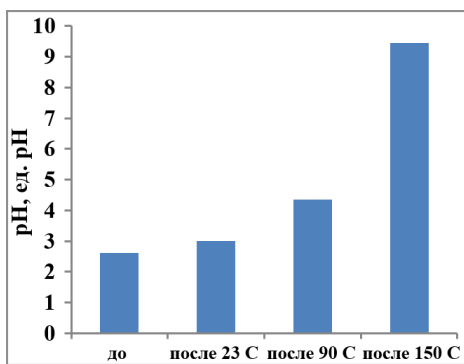


Рис. 6. Значения pH композиции ГБК до и после термостатирования с карбонатным коллектором при различных температурах

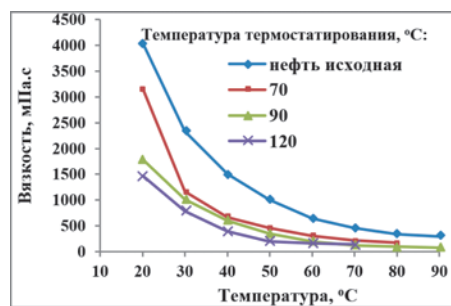


Рис. 7. Температурная зависимость вязкости нефти Усинского месторождения до и после термостатирования с композицией ГБК при различных температурах



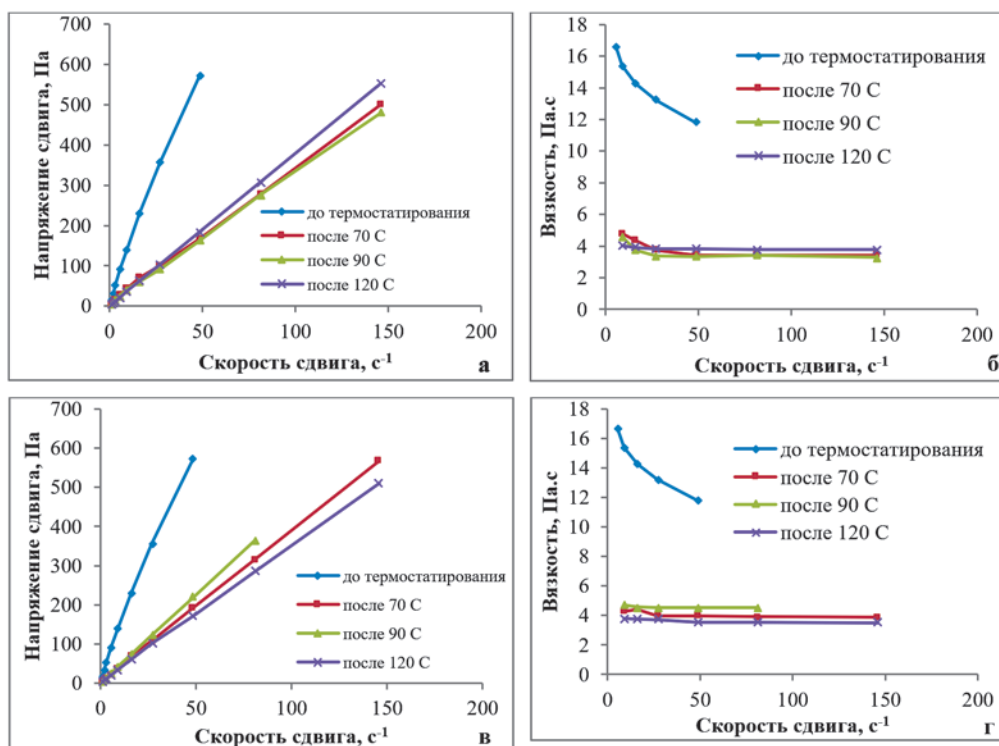


Рис. 8. Реологические кривые течения (а, в) и зависимость вязкости нефти Усинского месторождения от скорости сдвига (б, г) до и после термостатирования при различных температурах с композицией ГБК (а, б), и с композицией ГБК при добавлении карбонатной породы (в, г). Измерения проведены при 20 °С.

кислотной композицией значительно снижает вязкость нефти. Нефть теряет неньютоновские свойства и становится ньютоновской жидкостью, то есть зависимость напряжения от скорости сдвига приобретает линейный характер.

Кроме того, методом протонного магнитного резонанса (ПМР) с использованием прибора ЯМР-Фурье-спектрометр AVANCEAV 300 фирмы «Bruker» (Германия) установлено, что нефтевытесняющие кислотные композиции ГБК имеют деэмульгирующие свойства. Из ПМР-спектров следует, что в результате термообработки нефти с композициями ГБК при различных температурах содержание воды в нефтяной фазе системы «нефть – композиция» снижается, причем, чем выше температура термообработки, тем меньше воды остается в нефтяной фазе.

### Опытно-промышленные работы с применением кислотной нефтевытесняющей композиции ГБК

Кислотная нефтевытесняющая композиция ГБК пролонгированного действия на основе ПАВ, аддукта борной кислоты и глицерина может применяться при обработке призабойных зон (ОПЗ) нагнетательных и добывающих скважин с использованием различных схем закачки: одной оторочкой, несколькими оторочками, чередующейся закачкой оторочек композиции ГБК разной концентрации. При чередующейся закачке оторочек композиции ГБК сначала закачивается оторочка композиции, разбавленная в 3-10 раз (оптимально в 5 раз), затем оторочка композиции ГБК, разбавленная в 2 раза, снова оторочка композиции, разбавленная в 3-10 раз и т.д. После закачки всего объема композиция ГБК продавливается в пласт из насосно-компрессорных труб (НКТ) буферным объемом воды (8-10 м³). Время

воздействия композиции ГБК на призабойную зону скважины составляет от 12 часов до 1-3 суток, на этот период скважина должна быть закрыта.

Для увеличения нефтеотдачи и интенсификации разработки залежей тяжелых высоковязких нефтей без теплового воздействия предложены «холодные» физико-химические технологии с применением «интеллектуальных» нефтевытесняющих композиций на основе ПАВ, координирующих растворителей и комплексных соединений. Для увеличения дебитов низкопродуктивных добывающих скважин пермо-карбонной залежи Усинского месторождения по нефти и жидкости без паротеплового воздействия предложена реагентоциклика (аналогично пароциклике) с применением кислотной нефтевытесняющей композиции ГБК пролонгированного действия на основе ПАВ, аддукта борной кислоты и глицерина. В добывающую скважину закачивается оторочка композиции ПАВ, затем производится закачка воды, после этого производится выдержка 7-14 суток (аналогично пропитке при пароциклике) и затем скважина пускается в работу. Добыча нефти ведется в виде маловязкой прямой эмульсии. После окончания добычи нефти в скважине в первом цикле проводится следующий цикл – закачка чередующихся оторочек композиции ПАВ и воды, как и в первом цикле, выдержка и затем добыча нефти из скважины. В результате наблюдается увеличение добычи нефти как из высокопроницаемых, так и из низкопроницаемых зон пласта.

С 29.05.2014 по 26.07.2014 г. на пермо-карбонной залежи Усинского месторождения проведены опытно-промышленные работы с применением кислотной композиции ГБК пролонгированного действия по варианту реагентоциклики. ООО «ОСК» произведена закачка композиции ГБК в 10 низкопродуктивных добывающих

скважин. Объем закачки композиции находился в интервале 30-50 м<sup>3</sup>, объем концентрата композиции – 9-15 м<sup>3</sup>. На рисунке 9 представлена характерная реакция скважин непосредственно после закачки, а на рисунке 10 – обобщенный график увеличения дебитов по нефти и по жидкости суммарно по всем 10 скважинам за период наблюдения после обработки 19 месяцев и средние значения месячных дебитов по нефти для отдельных скважин до и после обработки композицией ГБК (по итогам 19 месяцев).

После закачки кислотной композиции ГБК пролонгированного действия на основе ПАВ, аддукта неорганической кислоты и полиола наблюдается увеличение дебитов по нефти на 5.5-14.8 тонн/сут, увеличение дебитов по жидкости на 15-25 м<sup>3</sup>/сут. Средний дебит по нефти для одной скважины до обработки составлял 80 т/мес, по результатам 19 месяцев после обработки – 185 т/мес, то есть прирост дебита по нефти составил в среднем 104 т/мес на скважину. Дополнительно добытая нефть за период наблюдения 19 месяцев составила ~20 000 т по 10 скважинам, или ~2000 т/скв.; эффект не закончился.

По результатам проведенных работ технология применения кислотной композиции ГБК пролонгированного действия для повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти за счет увеличения проницаемости пород

карбонатного коллектора и повышения продуктивности низкопродуктивных добывающих скважин была рекомендована к промышленному применению.

На пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения в 2017-2018 гг. успешно проведена апробация технологии по восстановлению приемистости горизонтальной скважины и повышению нефтеотдачи при тепловом воздействии закачкой кислотной нефтewытесняющей композиции ГБК пролонгированного действия на основе ПАВ, аддукта борной кислоты и глицерина. В 2017 г. на Юго-Восточном опытном участке пермо-карбоневой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» совместно с ИХН СО РАН, филиалом ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» и ООО «ОСК» проведена закачка гелеобразующей и нефтewытесняющей композиций с последующим восстановлением приемистости по жидкости и увеличением нефтеотдачи с применением кислотной композиции на основе ПАВ, координирующих растворителей и комплексных соединений: обработка горизонтальных горячих водонагнетательных скважин 10ГС и 11ГС композициями ГАЛКА® и НИНКА-3 в июне-сентябре 2017 г., с последующей обработкой скважины 10ГС кислотной композицией ГБК на основе ПАВ.

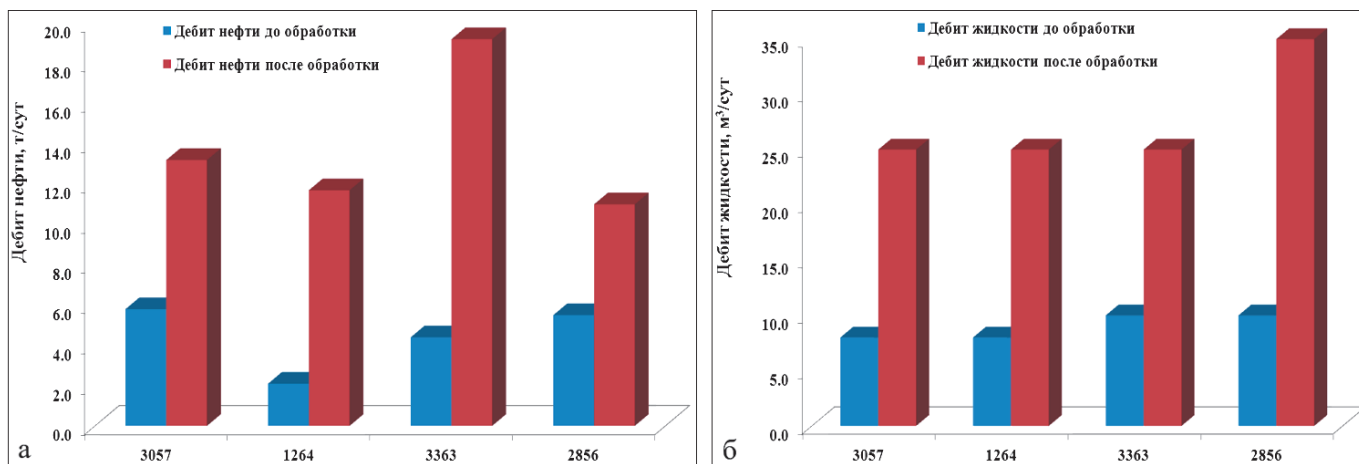


Рис. 9. Результаты ОПР с применением кислотной композиции ГБК пролонгированного действия на низкопродуктивных добывающих скважинах №№ 3057, 1264, 3363, 2856 пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения: увеличение дебитов по нефти (а) и по жидкости (б) непосредственно после закачки

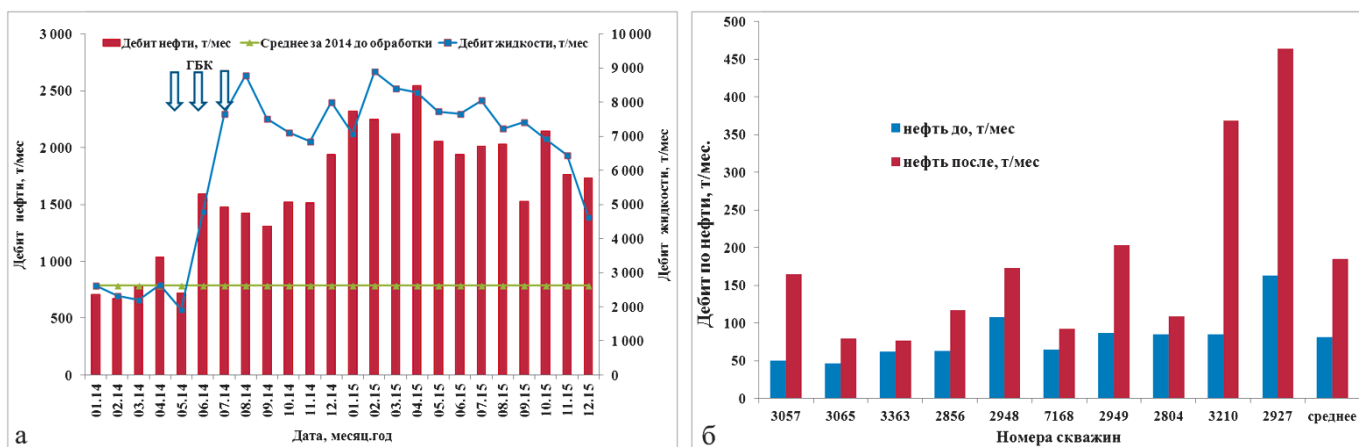


Рис. 10. Результаты ОПР с применением кислотной композиции ГБК пролонгированного действия на низкопродуктивных добывающих скважинах пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения: (а) – суммарно по 10 добывающим скважинам, увеличение дебитов по нефти, снижение обводненности; (б) – среднее значение месячных дебитов по нефти для отдельных скважин за период наблюдения 19 мес. по отдельным скважинам до и после обработки композицией ГБК

Неорганические гелеобразующие композиции ГАЛКА® в поверхностных условиях являются маловязкими водными растворами, а в пластовых условиях превращаются в гели. Гелеобразование происходит под действием тепловой энергии пласта или закачиваемого теплоносителя, без сшивающих агентов. Для приготовления композиций используется вода любой минерализации. Применимы для неоднородных пластов с проницаемостью от 0.01 до 30 мкм<sup>2</sup>. Время гелеобразования – от нескольких минут до нескольких суток в интервале температур 10-320 °С. С их использованием разработаны пять гель-технологий увеличения нефтеотдачи, которые промышленно используются на месторождениях Западной Сибири и Республики Коми (Алтунина, Кувшинов, 2008; Алтунина, Кувшинов, 2007; Алтунина et al., 2015; Алтунина и др., 2017). Экологическая безопасность реагентов, их безвредность для человека позволяют широко использовать гель-технологии на месторождениях России и других стран.

Загущенная композиция НИНКА-3 является одновременно потокоотклоняющей и нефтевытесняющей композицией, применяется для увеличения и коэффициента нефтевытеснения, и коэффициента охвата залежей высоковязких нефтей, разрабатываемых паротепловым воздействием (Алтунина et al., 2011, 2015; Алтунина и др., 2016). В пласте при тепловом воздействии карбамид гидролизует, образуя CO<sub>2</sub> и NH<sub>3</sub>, который с солью аммония дает щелочную аммиачную буферную систему, оптимальную для целей нефтевытеснения. Повышение pH вызывает гидролиз соли алюминия с образованием золя гидроксида алюминия, при этом вязкость композиции увеличивается на 1-2 порядка, что приводит к увеличению охвата пласта тепловым воздействием, подключению низкопроницаемых пропластков, снижению вязкости нефти и ее доотмыву. В результате происходит увеличение коэффициента охвата пласта, прирост КИН и интенсификация добычи нефти.

На скважинах №№ 10ГС и 11ГС, расположенных на Юго-Восточном опытном участке (рис. 11), осуществляют закачку горячей воды в нижний объект разработки. Юго-Восточный участок (куст скважины 70Ц) входит в состав южного актуального участка. До 2012 г. участок разрабатывался на естественном режиме, на момент внедрения системы поддержания пластового давления

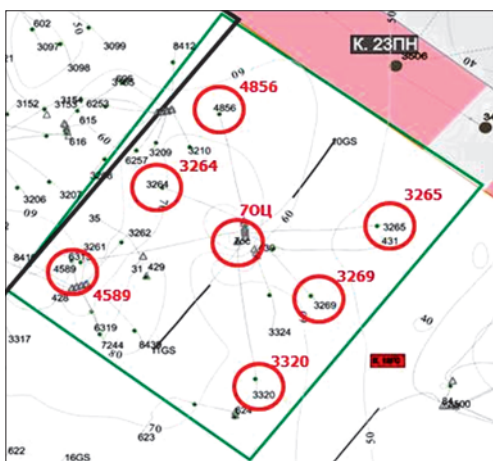


Рис. 11. Участок опытно-промышленных работ в районе куста скважины № 70Ц

(ППД) средневзвешенное пластовое давление составляло 8.58 МПа, среднесуточный дебит жидкости – 22 т/сут, среднесуточный дебит нефти – 10.4 т/сут, обводненность – 52 %. С организацией одновременной закачки горячей воды в скважины №№ 10ГС, 11ГС в декабре 2012 г. с приемистостью по 400 т/сут (общая суточная закачка 800 т/сут) пластовое давление стабилизировалось и на момент анализа составляло 9.2 МПа, но в результате прорыва воды резко выросла обводненность окружающих скважин в феврале 2013 г., с 57 до 65 %, после этого объемы закачки были скорректированы. С июня 2013 г. скважины №№ 10ГС, 11ГС эксплуатируются циклически по 30 дней, суточная приемистость одной скважины около 400 м<sup>3</sup>/сут. После перехода на циклический режим закачки средний дебит жидкости окружающих скважин составил 30 т/сут, средний дебит нефти – 9 т/сут.

На нагнетательной скважине № 10ГС 30-31.07.2017 проведены мероприятия по закачке гелеобразующей композиции ГАЛКА® для перераспределения фильтрационных потоков, ограничения водопритока; закачено 100 м<sup>3</sup>. Приемистость до обработки составляла 720 м<sup>3</sup>/сут, после – 640 м<sup>3</sup>/сут. Мероприятия по закачке нефтевытесняющей и потокоотклоняющей композиции НИНКА-3 для выравнивания профиля приемистости и доотмыва остаточной нефти выполнены 09-11.08.2017; закачено 200 м<sup>3</sup>. Приемистость до обработки составляла 640 м<sup>3</sup>/сут, после – 640 м<sup>3</sup>/сут. В целом, по результатам проведения работ отмечается снижение приемистости скважины на 80 м<sup>3</sup>.

На нагнетательной скважине № 11ГС 27-28.08.2017 проведены мероприятия по закачке композиции ГАЛКА®; закачено 80 м<sup>3</sup>. Приемистость до обработки составляла 720 м<sup>3</sup>/сут, после – 520 м<sup>3</sup>/сут. Мероприятия по закачке композиции НИНКА-3 выполнены 14-15.09.2017; закачено 160 м<sup>3</sup>. Приемистость до обработки составляла 510 м<sup>3</sup>/сут, после – 520 м<sup>3</sup>/сут. В целом по результатам проведения работ отмечается снижение приемистости скважины на 200 м<sup>3</sup>. Ввиду того, что скважины расположены на одном участке залежи, и закачка композиций выполнена приблизительно в один период, далее их влияние на добывающие скважины рассматривается совместно.

В декабре 2017 г. при работе скважины № 10ГС наблюдался рост давления на печи 70Ц, после этого печь переведена на штуцер 2 мм, но это не привело к снижению давления. Для снижения давления на печи увеличили штуцер на скважине № 11ГС. Косвенно это свидетельствует о снижении приемистости в скважине № 10ГС. Для интенсификации приемистости было принято решение в скважине № 10ГС выполнить ОПЗ с применением нефтевытесняющей кислотной композиции ГБК на основе ПАВ, аддукта борной кислоты и глицерина. В январе 2018 года была выполнена закачка в скважину 10ГС 50 м<sup>3</sup> кислотной композиции, оторочками по 5 м<sup>3</sup>, с чередующимся изменением соотношения композиция : вода, равным 1:1 и 1:9, согласно разработанного технического плана и инструкции по применению композиции.

На рисунке 12 представлен график работы по 20 добывающим скважинам участка, окружающим скважины 10 и 11ГС. На рисунке отмечены моменты обработки композициями. Видно, что в первые месяцы эффект был не слишком заметен, что можно объяснить как обычной



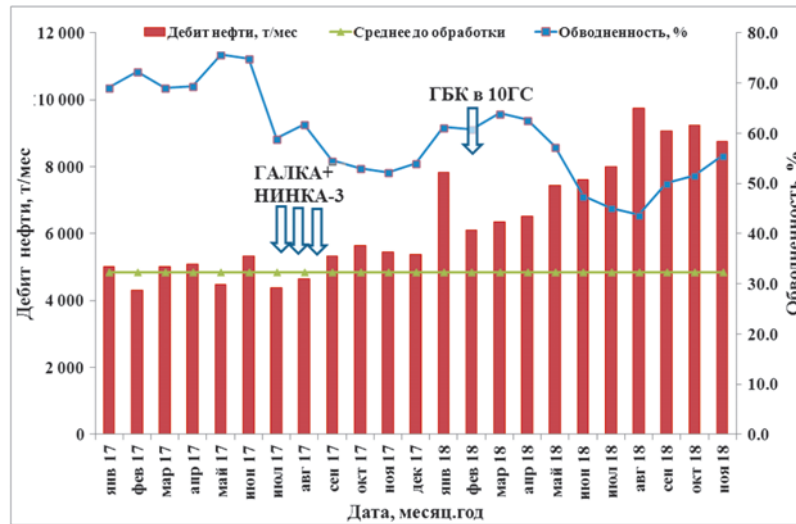


Рис. 12. Результаты комплексной обработки композициями ГАЛКА+НИНКА-3, с дополнительной обработкой кислотной композицией ГБК нагнетательных скважин 10ГС и 11ГС в 2017-2018 гг.

для обработок добывающих скважин задержкой эффекта в 2-4 месяца, обусловленной временем перераспределения потоков и прохождения фронта жидкости между нагнетательной и добывающими скважинами, а также снижением приемистости в скважине 10ГС.

После проведения мероприятий по увеличению приемистости на скважине 10ГС с закачкой кислотной композиции ГБК, на графике виден стабильный прирост дебита нефти. Снижение обводненности зафиксировано практически сразу же после обработки и сохраняется все время наблюдения эффекта. На текущий момент зафиксирована продолжительность эффекта 14 месяцев, дополнительная добыча нефти по участку составляет 35400 т, или ~4.2 т/сут. на каждую добывающую скважину, то есть наблюдается увеличение добычи нефти и интенсификация разработки, что подтверждает эффективность композиции ГБК и предложенной технологии.

Таким образом, показана возможность применения кислотной композиции ГБК на основе ПАВ, координирующих растворителей и комплексных соединений в случае необходимости восстановить или увеличить приемистость нагнетательной скважины, в том числе после обработок гелеобразующими и/или высоковязкими составами.

## Заключение

Для увеличения нефтеотдачи и интенсификации разработки месторождений высоковязких нефтей созданы кислотные нефтевытесняющие композиции на основе ПАВ, координирующих растворителей и комплексных соединений, химически эволюционирующие непосредственно в пласте с приобретением коллоидно-химических свойств, оптимальных для целей нефтевытеснения.

Основными физико-химическими факторами увеличения нефтеотдачи является взаимодействие первоначально кислотной композиции с карбонатным коллектором с выделением  $\text{CO}_2$  и снижением вязкости нефти в 1.2-2.7 раза, приводящее к повышению pH композиции и её превращению в щелочную нефтевытесняющую композицию с большой буферной емкостью. Эти факторы обеспечивают эффективное нефтевытеснение и пролонгированное воздействие на пласт в широком

диапазоне разбавления водой в процессе внутрислоистой фильтрации.

Присутствие ПАВ и полиолов в композиции обеспечивает её совместимость с минерализованными пластовыми водами, низкую температуру замерзания (минус 20 ÷ минус 60 °С), низкое межфазное натяжение на границе с нефтью (ниже 0.001 мН/м) и применимость в широком интервале пластовых температур (от 10 до 200 °С). При этом композиции являются ньютоновскими жидкостями с высокой вязкостью (от десятков до сотен мПа·с), соизмеримой с вязкостью нефти.

Все используемые в композициях ГБК реагенты являются продуктами многотоннажного промышленного производства. Композиции имеют высокую технологичность, в том числе и в северных регионах, так как они низкозастывающие; для их приготовления и закачки используется стандартное нефтепромысловое оборудование.

Применение в промышленном масштабе кислотных нефтевытесняющих композиций нового типа на основе ПАВ, координирующих растворителей и комплексных соединений, реализующих концепцию химически эволюционирующих систем, а также экологически безопасных технологий с их использованием, имеющих высокую технологическую и экономическую эффективность, позволит продлить рентабельную эксплуатацию месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, и вовлечь в разработку месторождения с трудноизвлекаемыми запасами углеводородного сырья, в том числе залежи высоковязких нефтей и месторождения Арктического региона.

## Финансирование

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации в рамках ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014-2020 годы» по приоритетному направлению «Рациональное природопользование», Соглашение о предоставлении субсидии №14.604.21.0176 от 26.09.2017 г., уникальный

идентификатор – RFMEFI60417X0176. Результаты работ получены с использованием научного оборудования Томского регионального центра коллективного пользования ТНЦ СО РАН, Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук.

## Литература

Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. (2007). Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений (обзор). *Успехи химии*, 76(10), с. 1034-1052.

Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Кувшинов И.В., Стасьева Л.А., Чертенков М.В., Шкрабюк Л.С., Андреев Д.В. (2017). Физико-химические и комплексные технологии увеличения нефтеотдачи пермо-карбоневой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения. *Нефтяное хозяйство*, 7, с. 26-29.

Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А., Кувшинов И.В., Козлов В.В. (2016). Нефтевытесняющая композиция ПАВ с регулируемой вязкостью для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей. *Георесурсы*, 18(4), ч. 1, с. 281-288.

Бурже Ж., Сурно П., Комбарну М. (1989). Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. М: Недра, 422 с.

Крешков А.П. (1977). Основы аналитической химии. Физические и физико-химические (инструментальные) методы анализа. Кн. 3. Изд. 2-е. М: Химия, 488 с.

Кувшинов И. В., Кувшинов В. А., Алтунина Л. К. (2017). Применение термотропных композиций для повышения нефтеотдачи. *Нефтяное хозяйство*, 1, с. 44-47.

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

Рахманкулов Д.Л., Кимсанов Б.Х., Чанышев Р.Р. (2003). Физические и химические свойства глицерина. М: Химия, 200 с.

Резин Л.М., Морозюк О.А., Дуркин С.М. (2013). Особенности и инновационные направления освоения ресурсов высоковязких нефтей. *Нефтяное хозяйство*, 8, с. 51-53.

Шарло Г. (1965). Методы аналитической химии. Количественный анализ неорганических соединений. М: Химия, 976 с.

Шварц Е.М. Взаимодействие борной кислоты со спиртами и оксикислотами. Рига: Зинатне, 1990. 414 с.

Altunina L.K., Kuvshinov V.A. (2008). Improved oil recovery of high-viscosity oil pools with physicochemical methods at thermal-steam treatments. *Oil&Gas Science and Technology*, 63(1), pp. 37-48. <https://doi.org/10.2516/ogst:2007075>

Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V. (2016). «Cold» technologies for enhanced oil recovery from high-viscosity oil pools in carbonate reservoirs. *Proc. 7th EAGE Saint Petersburg International Conference and Exhibition*, Saint Petersburg, paper Th A 04. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201600228>

Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V., Chertentkov M.V., Ursegov S.O. (2015). Pilot tests of new EOR technologies for heavy oil reservoirs. *Proc. SPE Russian Petroleum Conference*, Moscow, paper 176703-MS. <https://doi.org/10.2118/176703-RU>

Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Ursegov S.O., Chertentkov M.V. (2011). Synergism of physicochemical and thermal methods intended to improve oil recovery from high-viscosity oil pools. *16th European Symposium on Improved Oil Recovery*, Cambridge, UK, paper A13, 11 p. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201404753>

Altunina L.K., Kuvshinov I.V., Kuvshinov V.A. and Stasyeva L.A. (2017). Chemically evolving systems for oil recovery enhancement in heavy oil deposits. *AIP Conference Proceedings*, USA, v. 1909, p. 020005. <https://doi.org/10.1063/1.5013686>

Altunina, L., Kuvshinov, V., Kuvshinov, I. (2013). Promising Physical-chemical IOR Technologies for Arctic Oilfields. *Society of Petroleum Engineers – SPE Arctic and Extreme Environments Conference and Exhibition*, AEE, 2. pp. 1057-1082. <https://doi.org/10.2118/166872-MS>

Hascakir B. (2017). Introduction to thermal Enhanced Oil Recovery (EOR). *Journal of Petroleum Science and Engineering*, special issue, 154, pp. 438-441. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.05.026>

Kovscek A.R. (2012). Emerging challenges and potential futures for thermally enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 98-99, pp. 130-143. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2012.08.004>

Romero-Zeron L. (2016). Chemical Enhanced Oil Recovery (cEOR). *InTech*, 200 p. <https://doi.org/10.5772/61394>

Sheng J.J. (2011). Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. *Gulf Publ.*, 617 p.

Shvarts E.M., Ignash R.T., Belousova R.G. (2005). Reactions of Polyols with Boric Acid and Sodium Monoborate. *Russian Journal of General Chemistry*, 75(11), pp. 1687-1692. <https://doi.org/10.1007/s11176-005-0492-7>

## Сведения об авторах

Любовь Константиновна Алтунина – доктор тех. наук, профессор, заслуженный деятель науки РФ, заведующая лабораторией коллоидной химии нефти

Институт химии нефти Сибирского отделения РАН  
Россия, 634055, Томск, проспект Академический, д. 4  
Тел: +7 (3822) 491 146. E-mail: [alk@ipc.tsc.ru](mailto:alk@ipc.tsc.ru)

Владимир Александрович Кувшинов – канд. хим. наук, ведущий научный сотрудник

Институт химии нефти Сибирского отделения РАН  
Россия, 634055, Томск, проспект Академический, д. 4

Любовь Анатольевна Стасьева – научный сотрудник  
Институт химии нефти Сибирского отделения РАН  
Россия, 634055, Томск, проспект Академический, д. 4

Иван Владимирович Кувшинов – ведущий программист  
Институт химии нефти Сибирского отделения РАН  
Россия, 634055, Томск, проспект Академический, д. 4

Статья поступила в редакцию 06.03.2019;

Принята к публикации 26.07.2019; Опубликована 01.12.2019

IN ENGLISH

## Enhanced oil recovery from high-viscosity oil deposits by acid systems based on surfactants, coordinating solvents and complex compounds

L.K. Altunina\*, V.A. Kuvshinov, L.A. Stasyeva, I.V. Kuvshinov

Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tomsk, Russian Federation

\*Corresponding author: Lyubov K. Altunina, e-mail: [alk@ipc.tsc.ru](mailto:alk@ipc.tsc.ru)

**Abstract.** Physicochemical aspects of enhanced oil recovery (EOR) from heavy high-viscosity deposits, developed in natural mode and combined with thermal methods, using systems based on surface-active substances (surfactants), coordinating solvents and complex compounds are considered, which chemically evolve in situ to acquire colloidal-chemical properties that are optimal for oil displacement. Thermobaric

reservoir conditions, interactions with reservoir rock and fluids are the factors causing the chemical evolution of the systems.

To enhance oil recovery and intensify the development of high-viscosity deposits, acid oil-displacing systems of prolonged action based on surfactants, inorganic acid adduct and polyatomic alcohol have been created. As a result of experimental studies of acid-base equilibrium in the systems

with donor-acceptor interactions – polybasic inorganic acid and polyol, the influence of electrolytes, non-electrolytes and surfactants, the optimal compositions of the systems were selected, as well as concentration ranges of the components in the acid systems. When the initially acid system interacts with the carbonate reservoir to release CO<sub>2</sub>, the oil viscosity decreases 1.2-2.7 times, the pH of the system rises and this system evolves chemically turning into an alkaline oil-displacing system. As a result it provides effective oil displacement and prolonged reservoir stimulation. The system is compatible with saline reservoir waters, has a low freezing point (minus 20 ÷ minus 60 °C), low interfacial tension at the oil boundary and is applicable in a wide temperature range, from 10 to 200 °C.

In 2014-2018 field tests of EOR technologies were successfully carried out to intensify oil production in the test areas of the Permian-Carboniferous deposit of high-viscosity oil in the Usinsk oil field, developed in natural mode and combined with thermal-steam stimulation, using the acid oil-displacing system based on surfactants, coordinating solvents and complex compounds. The pilot tests proved high efficiency of EOR technologies, as far as the oil production rate significantly increased, water cut decreased to intensify the development. The EOR technologies are environmentally safe and technologically effective. Commercial use of the EOR is promising for high-viscosity oil deposits.

**Keywords:** high-viscosity oils, enhanced oil recovery, physicochemical technologies, acid oil-displacing systems, surfactants, polybasic acids, polyols, coordinating compounds, acid-base equilibrium, CO<sub>2</sub>, rheology, viscosity, the Usinsk oilfield, pilot tests

**Recommended citation:** Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Stayeva L.A., Kuvshinov I.V. (2019). Enhanced oil recovery from high-viscosity oil deposits by acid systems based on surfactants, coordinating solvents and complex compounds. *Georesursy = Georesources*, 21(4), pp. 103-113. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.103-113>

## References

- Altunina L.K., Kuvshinov V.A. (2007). Physical and chemical methods for enhanced oil recovery (review). *Uspekhi khimii = Russian Chemical Reviews*, 76(10), pp. 1034-1052. (In Russ.)
- Altunina L.K., Kuvshinov V.A. (2008). Improved oil recovery of high-viscosity oil pools with physicochemical methods at thermal-steam treatments. *Oil & Gas Science and Technology*, 63(1), pp. 37-48. <https://doi.org/10.2516/ogst:2007075>
- Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V. (2016). «Cold» technologies for enhanced oil recovery from high-viscosity oil pools in carbonate reservoirs. *Proc. 7th EAGE Saint Petersburg International Conference and Exhibition*, Saint Petersburg, paper Th A 04. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201600228>
- Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V., Chertenkov M.V., Ursegov S.O. (2015). Pilot tests of new EOR technologies for heavy oil reservoirs. *Proc. SPE Russian Petroleum Conference*, Moscow, paper 176703-MS. <https://doi.org/10.2118/176703-RU>
- Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V., Stasyeva L.A., Chertenkov M.V., Shkrabyuk L.S., Andreev D.V. (2017). Physical-chemical and complex EOR/IOR technologies for the Permian-Carboniferous deposit of heavy oil of the Usinskoye oil field. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 7, pp. 26-29. (In Russ.)
- Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Stasyeva L.A., Kuvshinov I.V., Kozlov V.V. (2016). Oil-Displacing Surfactant Composition with Controlled Viscosity for Enhanced Oil Recovery from Heavy Oil Deposits. *Georesursy = Georesources*, 18(4), p. 1. pp. 281-288. <http://dx.doi.org/10.18599/grs.18.4.5>
- Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Ursegov S.O., Chertenkov M.V. (2011). Synergism of physicochemical and thermal methods intended to improve

oil recovery from high-viscosity oil pools. *16th European Symposium on Improved Oil Recovery*, Cambridge, UK, paper A13, 11 p. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201404753>

Altunina L.K., Kuvshinov I.V., Kuvshinov V.A. and Stasyeva L.A. (2017). Chemically evolving systems for oil recovery enhancement in heavy oil deposits. *AIP Conference Proceedings*, USA, v. 1909, p. 020005. <https://doi.org/10.1063/1.5013686>

Altunina, L., Kuvshinov, V., Kuvshinov, I. (2013). Promising Physical-chemical IOR Technologies for Arctic Oilfields. *Society of Petroleum Engineers – SPE Arctic and Extreme Environments Conference and Exhibition*, AEE, 2. pp. 1057-1082. <https://doi.org/10.2118/166872-MS>

Burzhe Zh., Surio P., Kombarnu M. (1989). Thermal enhanced oil recovery methods. Moscow: Nedra Publ., 422 p. (In Russ.)

Hascakir B. (2017). Introduction to thermal Enhanced Oil Recovery (EOR). *Journal of Petroleum Science and Engineering*, special issue, 154, pp. 438-441. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.05.026>

Kovscek A.R. (2012). Emerging challenges and potential futures for thermally enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 98-99, pp. 130-143. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2012.08.004>

Kreshkov A.P. (1977). Fundamentals of analytical chemistry. Physical and physico-chemical (instrumental) methods of analysis. Book 3. Ed. 2nd. Moscow: Khimiya Publ., 488 p. (In Russ.)

Kuvshinov I.V., Kuvshinov V.A., Altunina L.K. (2017). Field experience of thermotropic compositions application for enhanced oil recovery. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 1, pp. 44-47. (In Russ.)

Muslimov R.Kh. (2012). Oil recovery: past, present, future. Kazan: Fen, 664 p. (In Russ.)

Rakhmankulov D.L., Kimsanov B.X., Chanyshev R.R. (2003). Physical and chemical properties of glycerin. Moscow: Khimiya Publ., 200 p. (In Russ.)

Romero-Zeron L. (2016). Chemical Enhanced Oil Recovery (cEOR). *InTech*, 200 p. <https://doi.org/10.5772/61394>

Ruzin L.M., Morozuk O.A., Durkin S.M. (2013). Features and innovative ways of highly viscous oil field development. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 8, pp. 51-53. (In Russ.)

Sharlo G. (1965). Methods of analytical chemistry. Quantitative analysis of inorganic compounds. Moscow: Khimiya Publ., 976 p. (In Russ.)

Sheng J.J. (2011). Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Gulf Publ., 617 p.

Shvarts E.M. (1990). The interaction of boric acid with alcohols and hydroxy acids. Riga: Zinatne Publ., 414 p. (In Russ.)

Shvarts E.M., Ignash R.T., Belousova R.G. (2005). Reactions of Polyols with Boric Acid and Sodium Monoborate. *Russian Journal of General Chemistry*, 75(11), pp. 1687-1692. <https://doi.org/10.1007/s11176-005-0492-7>

## About the Authors

*Lyubov K. Altunina* – Professor, DSc (Engineering), Head of the Laboratory of Colloidal Chemistry of Oil Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences  
4, Akademicheskoy Ave., Tomsk, 634055, Russian Federation  
Tel: +7 (3822) 491 146. E-mail: [alk@ipc.tsc.ru](mailto:alk@ipc.tsc.ru)

*Vladimir A. Kuvshinov* – PhD (Chemistry), Leading Researcher  
Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences  
4, Akademicheskoy Ave., Tomsk, 634055, Russian Federation

*Lyubov A. Stasyeva* – Researcher  
Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences  
4, Akademicheskoy Ave., Tomsk, 634055, Russian Federation

*Ivan V. Kuvshinov* – Leading Programmer  
Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences  
4, Akademicheskoy Ave., Tomsk, 634055, Russian Federation

Manuscript received 6 March 2019;

Accepted 26 July 2019;

Published 1 December 2019



## Выбор оптимального критерия прочности для терригенных отложений пашийского горизонта Ташлиярской площади Ромашкинского месторождения

И.И. Гирфанов<sup>1\*</sup>, М.М. Ремеев<sup>1</sup>, О.С. Сотников<sup>1</sup>, А.А. Лутфуллин<sup>2</sup>, И.Р. Мухлиев<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», Бузульма, Россия

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

<sup>3</sup>Центр геолого-технических мероприятий ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

С начала эксплуатации нефтяного месторождения происходит изменение напряженного состояния массива горных пород. Определение предельных состояний, при которых происходит разрушение, позволяет прогнозировать поведение горных пород при изменении действующих напряжений. В данной работе использованы результаты исследований керна, отобранного из пашийского горизонта, проведенных на шести комплектах образцов, представленных песчаником. Каждый комплект включал в себя три образца, отобранных из однородных участков с одной глубины и использованных для определения пределов прочности при растяжении, одноосном и объемном сжатии, соответствующим пластовым условиям. Приводится анализ методик построения паспорта прочности породы, сравнение критериев прочности описанного в ГОСТ 21153.8-88, линейного критерия прочности Мора-Кулона и критерия Хоека-Брауна. Критерий Хоека-Брауна имеет преимущество в описании нелинейного увеличения прочности с увеличением давления обжима и более адекватно отображает свойства пород. На основе лабораторных исследований керна впервые проведено сравнение применимости критериев прочности для продуктивных отложений пашийского горизонта Ромашкинского месторождения для определения их практической применимости. Комплексные исследования прочностных характеристик ранее не проводились, и полученные результаты послужат основой для дальнейшего анализа и применения с целью повышения эффективности разработки терригенного девона Ромашкинского месторождения.

**Ключевые слова:** критерий прочности, паспорт прочности, критерий Мора-Кулона, критерий Хоека-Брауна, предел прочности, растяжение, одноосное сжатие, объемное сжатие

**Для цитирования:** Гирфанов И.И., Ремеев М.М., Сотников О.С., Лутфуллин А.А., Мухлиев И.Р. (2019). Выбор оптимального критерия прочности для терригенных отложений пашийского горизонта Ташлиярской площади Ромашкинского месторождения. *Георесурсы*, 21(4), с. 114-118. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.114-118>

С начала эксплуатации нефтяного месторождения происходит изменение напряженного состояния массива горных пород. В процессе техногенного воздействия (добыча пластового флюида, применение системы поддержания пластового давления (ППД), осуществление гидравлического разрыва пласта (ГРП) и т.д.) изменяются пластовое давление, эффективные напряжения, режим напряжений, температура пласта как на локальных участках, так и по месторождению в целом.

Изменение действующих напряжений может стать причиной разрушения горной породы, изменения объема порового пространства, активации существующих разломов, изменения проводимости естественных трещин и т.д.

Определение предельных состояний, при которых происходит разрушение, позволяет прогнозировать поведение горных пород при изменении действующих напряжений. Сопротивление породы разрушению под действием внешней нагрузки называется прочностью. Пределы прочности определяются в лабораторных испытаниях образцов горных пород при растягивающих и сжимающих нагрузках.

Прочность горных пород определяется двумя составляющими: прочностью матрицы породы и прочностью нарушений сплошности породы (трещины, поры, включения, дефекты и т.д.). Условия, которые приводят к разрушению горной породы, могут быть описаны критериями напряжений или так называемым критерием прочности. Общим в вопросе разрушения является то, что горные породы обладают большей прочностью на сжатие, чем на растяжение.

Критерии прочности, описываемые через напряжения, являются наиболее распространенными в механике горных пород. Большинство из них используют только минимальные и максимальные главные напряжения без учёта промежуточного главного напряжения. Кривая, огибающая круги предельных напряжений, построенных в координатах – нормальные эффективные напряжения – касательные напряжения ( $\sigma$ ,  $\tau$ ), представляет собой критерий, называемый паспортом прочности горной породы.

По ГОСТ Р 50544-93 паспорт прочности горной породы – это зависимость предельных разрушающих касательных напряжений от действующих в горной породе нормальных напряжений, графически представляющая собой огибающую серии предельных кругов напряжений (ГОСТ Р 50544-93, 1993).

\* Ответственный автор: Ильядар Ильясович Гирфанов

E-mail: [gii@tatnipi.ru](mailto:gii@tatnipi.ru)

© 2019 Коллектив авторов

Описанная в ГОСТ 21153.8-88 (ГОСТ 21153.8-88, 1988) методика построения паспорта прочности основана на использовании результатов определения пределов прочности при объемном сжатии не менее чем для трех образцов керна при различных значениях бокового давления, еще на двух образцах определяют пределы прочности при растяжении и одноосном сжатии. Строят пять окружностей в координатах  $\sigma$ - $\tau$  и проводят плавную кривую, огибающую все пять (или более) полуокружностей. Для данной методики необходимо минимум пять образцов керна, что зачастую не выполнимо из-за ограниченности объемов кернавого материала.

Следующая методика основана на применении данных пределов прочности при срезе со сжатием по ГОСТ 21153.5-88 «Породы горные. Метод определения предела прочности при срезе со сжатием» (ГОСТ 21153.5-88, 1988), что не отвечает нуждам наших производственных и научно-исследовательских задач. Обе вышеописанные методики не являются расчётными и основаны на построении окружностей в координатах  $\sigma$ - $\tau$  по данным определения пределов прочности на керне.

Третья методика построения паспорта прочности породы является расчётной и предусматривает определение координат точек огибающей расчётным путём по эмпирическому уравнению:

$$\tau = \tau_{max} \left( \frac{\sigma_k^2}{\sigma_k^2 + a^2} \right)^{3/8}, \tag{1}$$

где  $\tau_{max}$  – максимальное сопротивление породы сдвигу при гипотетически полностью закрывшихся под действием давления трещинах и порах, МПа;  $\sigma_k$  – нормальное напряжение относительно начала координат, перенесенного в точку пересечения огибающей с осью абсцисс, МПа;  $a$  – параметр формы огибающей кривой.

Расчёт  $\tau$  по формуле (1) производится с использованием результатов лабораторных тестов по определению пределов прочности при растяжении и одноосном сжатии и табулированных параметров, приведенных в ГОСТ 21153.8-88.

В данной работе использованы результаты исследований керна, отобранного из пашийского горизонта скв. 14403р Ташлиярской площади, проведённых на шести комплектах образцов, представленных песчаником. Каждый комплект включал в себя три образца, отобранных из однородных участков с одной глубины и использованного для определения пределов прочности при растяжении, одноосном и объемном сжатии, соответствующим пластовым условиям. Результаты экспериментов

Номер комплекта	Номер образца	Глубина отбора, м	Размеры образца Dхh, мм	Тип испытания	Предел прочности МПа
1	32	1625,6	30х60	объемное сжатие	87,5
	31	1625,55	30х60	одноосное сжатие	43,20
	33	1625,6	30х15	растяжение	2,90
2	35	1626,3	30х60	объемное сжатие	61,0
	37	1626,35	30х60	одноосное сжатие	25,58
	36	1626,3	30х15	растяжение	2,70
3	43	1628,43	30х60	объемное сжатие	119,1
	41	1628,4	30х60	одноосное сжатие	43,48
	42	1628,4	30х15	растяжение	3,50
4	45	1629,33	30х60	объемное сжатие	144,9
	47	1629,36	30х60	одноосное сжатие	61,27
	46	1629,33	30х15	растяжение	5,70
5	51	1630,43	30х60	объемное сжатие	119,0
	49	1630,4	30х60	одноосное сжатие	75,69
	50	1630,4	30х15	растяжение	3,90
6	54	1632,25	30х60	объемное сжатие	78,0
	56	1632,28	30х60	одноосное сжатие	41,45
	55	1632,25	30х15	растяжение	4,40
Среднее по образцам			30х60	объемное сжатие	102,0
			30х60	одноосное сжатие	48,45
			30х15	растяжение	3,85

Табл. 1. Результаты определения пределов прочности при объемном сжатии, одноосном сжатии и растяжении

приведены в табл. 1. На рис. 1 приведены примеры построения паспортов прочности по ГОСТ 21153.8-88.

Как видно, критерий прочности не описывает точно окружность, построенную по значениям предела прочности и давления обжима, полученным при испытании образца при трёхосном сжатии. Обжим, создаваемый при трёхосном испытании на предел прочности, увеличивает значение последнего по сравнению с испытанием на предел прочности при одноосном сжатии, проводимым при атмосферном давлении и давлении обжима, равном

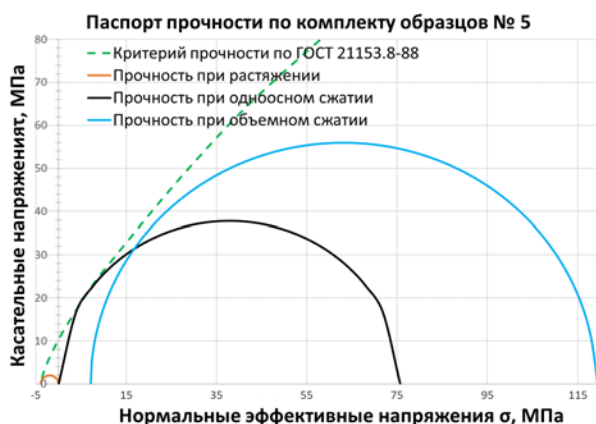
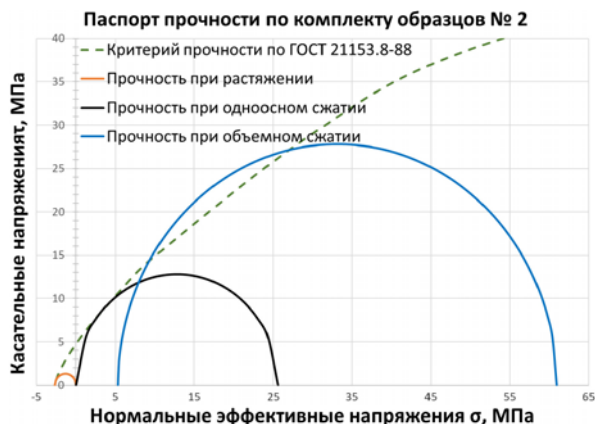


Рис. 1. Паспорт прочности ГОСТ 21153.8-88 для комплектов образцов №2 и №5

нулю. Это делает затруднительным применение ГОСТ 21153.8-88 для построения паспорта прочности горной породы по результатам испытаний образцов керна при пластовых условиях.

Рассмотренный линейный критерий прочности Мора-Кулона (Coulomb, 1776) не удовлетворяет необходимым требованиям по описанию границы прочности горной породы:

$$\tau = C + \sigma \cdot \operatorname{tg}\varphi, \tag{2}$$

где  $\tau$  – величина касательных напряжений, МПа;  $C$  – значение когезии, МПа;  $\sigma$  – величина нормальных напряжений, МПа;  $\operatorname{tg}\varphi$  – тангенс угла наклона кривой критерия прочности.

Критерий прочности Мора-Кулона основан на гипотезе Мора о зависимости касательных напряжений от нормальных и гипотезе Кулона о силах сцепления.

На рис. 2 представлен линейный критерий прочности Мора-Кулона. Как видно, в области прочности на разрыв критерий не проходит по касательной к окружности, и в области напряжений, лежащих дальше предела прочности при пластовых условиях, он показывает завышенную границу.

В качестве альтернативы способам построения критериев прочности по ГОСТ 21153.8-88 и по уравнению Мора-Кулона рассмотрен критерий Хоека-Брауна. Он, в отличие от линейного критерия Мора-Кулона, представляет собой нелинейную параболическую форму. Критерий Хоека-Брауна – это эмпирически полученная зависимость, используемая для описания нелинейного возрастания максимальной прочности породы с возрастанием эффективного напряжения.

В основу легли опыты Хоека с разрушением хрупкой породы и использованием параболической огибающей Мора, полученной из теории разрушения Гриффита, чтобы определить взаимосвязь между касательным и нормальным напряжением при возникновении трещины. Объединив возникновение трещины с распространением трещины и разрушением горных пород, Хоек и Браун предложили поправочные коэффициенты для того, чтобы адаптировать различные параболические кривые к данным трехосных испытаний (Хоек, Brown, 1980). Таким образом, критерий Хоека-Брауна имеет преимущество в описании нелинейного увеличения прочности с увеличением давления обжима.

В работе (Kumar, 1998) приводится следующая запись критерия Хоека-Брауна:

$$\sigma_1 = \sigma_3 + C_0 \cdot \sqrt{m \cdot \frac{\sigma_3}{C_0} + s}, \tag{3}$$

где  $\sigma_1$  – максимальное сжимающее усилие при трехосном разрушении, МПа;  $\sigma_3$  – минимальное сжимающее усилие при разрушении, МПа;  $C_0$  – прочность при одноосном сжатии, МПа;  $m, s$  – параметры, зависящие от свойств породы.

Для неповрежденных пород  $s$  равно единице, а для гранулированных сыпучих пород  $s$  равно нулю. Значения параметра  $m$  получают по данным лабораторных исследований образцов пород. Параметр  $m$  характеризует хрупкость породы: чем он меньше, тем более пластичная порода.

При отсутствии данных лабораторных тестов используются справочные данные, полученные Хоеком и Брауном. Например, для песчаников параметр  $m$  находится в диапазоне от 15 до 24 (Zoback, 2010).

Критерий Хоека-Брауна представлен соотношением максимального и минимального напряжений, и для его преобразования в параметры нормальных и касательных напряжений Кумаром (Kumar, 1998) предложен способ вычисления точек касательной в координатах  $(\sigma, \tau)$ :

$$\sigma = \sigma_3 + \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{1 + \sigma'}, \tag{4}$$

$$\tau = \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{1 + \sigma'} \cdot \sqrt{\sigma'}, \tag{5}$$

$$\sigma' = 1 + ma \left( m \frac{\sigma_3}{\sigma_c} + s \right)^{a-1}, \tag{6}$$

где  $\sigma$  – нормальные напряжения, МПа;  $\tau$  – касательные напряжения, МПа;  $\sigma_1$  – максимальное сжимающее усилие при разрушении, МПа;  $\sigma_3$  – минимальное сжимающее усилие при разрушении, МПа;  $\sigma'$  – отношение дифференциалов  $\sigma_1$  и  $\sigma_3$ ;  $\sigma_c$  – прочность при одноосном сжатии, МПа;  $a, m, s$  – параметры, зависящие от свойств породы.

Подбор параметров  $a, m$  и  $s$  осуществляется по условию из соотношения:

$$\frac{\sigma_1 - \sigma_3}{\sigma_c} = \left( m \frac{\sigma_3}{\sigma_c} + s \right)^a. \tag{7}$$

В целях унификации для рассматриваемых терригенных отложений пашийского горизонта параметр  $a$  принят равным 0,5, параметр  $s$  – равным 1; осуществлялся только подбор параметра  $m$  по выполнению условия уравнения (7). Результаты определения данных параметров приведены в табл. 2. По комплекту 1 параметр  $a$  взят равным 0,54 для того, чтобы добиться хорошего описания огибающей предельных кругов напряжений и выполнения условия (7).

Примеры построения критерия прочности Хоека-Брауна по результатам лабораторных исследований

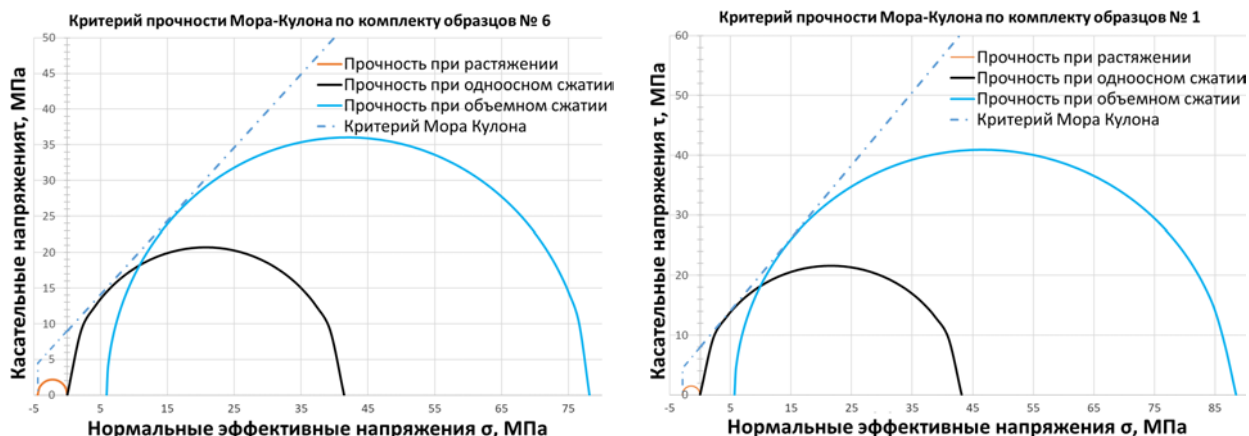


Рис. 2. Линейный критерий прочности Мора-Кулона для комплектов образцов №1, №6



Номер комплекта	Параметр		
	<i>a</i>	<i>s</i>	<i>m</i>
1	0,54	1	17
2	0,5	1	18,2
3	0,5	1	33
4	0,5	1	33,4
5	0,5	1	12,7
6	0,5	1	14,3
Средние значения параметров свойств породы	0,5	1	21,4

Табл. 2. Значения параметров *a*, *m*, *s* по комплектам образцов

пределов прочности приведены на рисунке 3.

Как показано на рис. 4, по комплекту образцов №6 не удалось добиться полного описания огибающей предельных кругов напряжений в области растягивающих напряжений. Недостающая часть достроена линией по тренду продолжения критерия.

Для определения общих параметров интервала пашийского горизонта взяты средние значения пределов прочности, определённые по результатам испытаний комплектов образцов. Параметры *a*, *m* приняты равными 0,5 и 1, соответственно, а параметр *s* принят средним по результатам тестов, равным 21,4. На рис. 5 приведены построенные критерии прочности по ГОСТ 21153.8-88, линейному критерию Мора-Кулона и критерию прочности Хоека-Брауна на основе средних значений для пашийского горизонта.

По полученным результатам видно, что линейный критерий прочности Мора-Кулона показывает завышенную

границу в области растягивающих напряжений; критерий прочности, построенный по ГОСТ 21153.8-88, даёт заниженную границу в области сжимающих напряжений; а критерий Хоека-Брауна в целом удовлетворительно описывает предельные круги напряжений в области растягивающих напряжений, одноосного и объёмного сжатий.

### Выводы

1. На основе лабораторных исследований керн впервое проведено сравнение применимости критериев прочности для продуктивных отложений пашийского горизонта Ромашкинского месторождения для определения их практической применимости.

2. Комплексные исследования прочностных характеристик ранее не проводились, и полученные результаты послужат основой для дальнейшего анализа и применения с целью повышения эффективности разработки терригенного девона Ромашкинского месторождения.

3. Критерий Мора-Кулона представляет собой эмпирическую зависимость, полностью основанную на данных, полученных опытным путём, что делает её надежной. Недостатком является линейность критерия, что приводит к снижению точности и влияет на результаты расчётов, например, устойчивости ствола скважины.

4. Критерий Хоека-Брауна благодаря его нелинейности более адекватно отображает свойства пород в части, где действуют растягивающие напряжения, и в области напряжений, лежащих за пределом прочности при пластовых условиях. Аналитический характер критерия делает его удобным для практического применения и

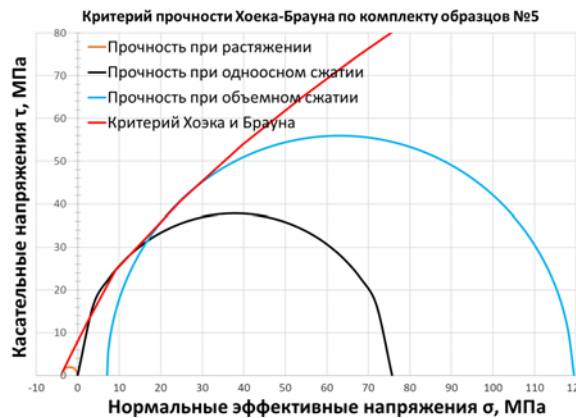
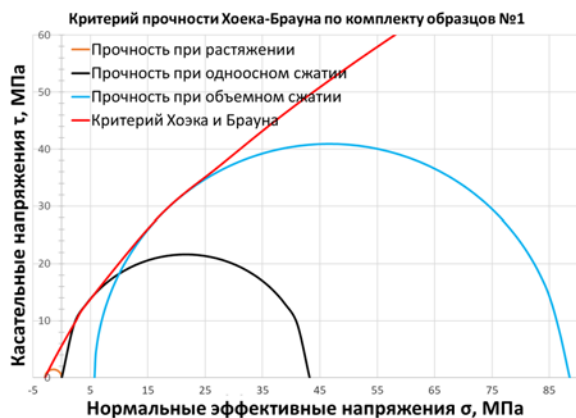


Рис. 3. Критерии прочности Хоека-Брауна для комплектов образцов №1 и №5

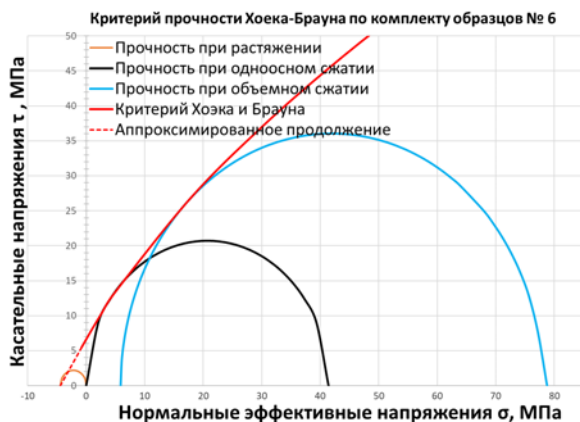


Рис. 4. Критерий прочности Хоека-Брауна для комплекта образцов №6

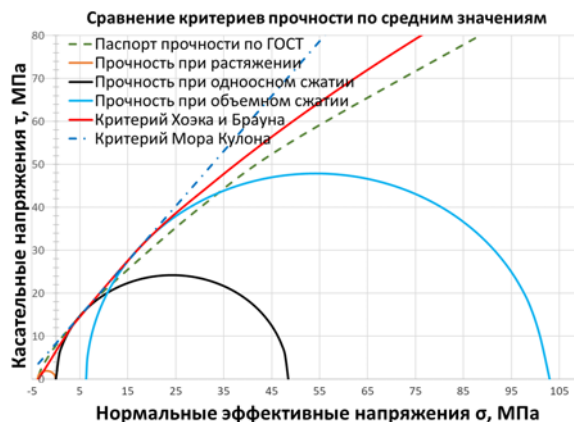


Рис. 5. Критерии прочности для средних по комплектам образцов значений пределов прочности

при численном моделировании свойств пород пашийского горизонта Ташлийарской площади Ромашкинского месторождения.

### Литература

- ГОСТ Р 50544-93 (1993). Породы горные. Термины и определения. М: Госстандарт России; Изд-во стандартов, 47 с.
- ГОСТ 21153.8-88 (1988). Породы горные. Метод определения предела прочности при объемном сжатии. М: Изд-во стандартов, 15 с.
- ГОСТ 21153.5-88 (1988). Породы горные. Метод определения предела прочности при срезе со сжатием. М: Изд-во стандартов, 7 с.
- Coulomb C.A. (1776). Essai sur une application des regles des maximis et minimis a quelques problemes de statique relatifs, a la architecture. *Memoires de Mathematique et de Physique, presentes a l'Academie Royales Des Sciences*, 7, pp. 343-387.
- Hoek E., Brown E.T. (1980). Underground excavations in rock. London, The Institution of Mining and Metallurgy, 527 p.
- Kumar P. (1998). Shear Failure Envelope of Hoek-Brown Criterion for Rockmass. *Tunnelling and Underground Space Technology*, 13(4), pp. 453-458.
- Zoback M.D. (2010). Reservoir Geomechanics. Cambridge, Cambridge University Press, 461 p.

Статья поступила в редакцию 13.06.2019;

Принята к публикации 09.09.2019; Опубликована 01.12.2019

### Сведения об авторах

*Ильдар Ильясович Гирфанов* – младший научный сотрудник, отдел исследований скважин, коллекторов и углеводородов, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»  
Россия, 423230, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, д. 32

*Олег Сергеевич Сотников* – канд. тех. наук, начальник отдела исследований скважин, коллекторов и углеводородов, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»  
Россия, 423230, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, д. 32

*Марат Марселевич Ремеев* – заведующий сектором, отдел исследований скважин, коллекторов и углеводородов Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»  
Россия, 423230, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, д. 32

*Азат Абузарович Лутфуллин* – канд. тех. наук, заместитель начальника Управления по разработке нефтяных и газовых месторождений, ПАО «Татнефть»  
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

*Ильнур Рашитович Мухлиев* – заместитель руководителя, Центр геолого-технических мероприятий ПАО «Татнефть»  
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Тельмана, д. 88

IN ENGLISH

## Selection of optimal strength criteria for the terrigenous Pashiy horizon of the Romashkinskoe field Tashliyarskaya area

I.I. Girfanov<sup>1\*</sup>, M.M. Remeev<sup>1</sup>, O.S. Sotnikov<sup>1</sup>, A.A. Lutfullin<sup>2</sup>, I.R. Muhljev<sup>3</sup>

<sup>1</sup>TatNIPIneft Institute Tatneft PJSC, Bugulma, Russian Federation

<sup>2</sup>Tatneft PJSC, Almetyevsk, Russian Federation

<sup>3</sup>EOR and Workover Operations Center Tatneft PJSC, Almetyevsk, Russian Federation

\*Corresponding author: Ildar I. Girfanov, e-mail: gii@tatnipi.ru

**Abstract.** In the process of oil reserves' development, the in-situ stresses change. Knowledge of rock failure constraints will allow prediction of behavior of rock when subject to subsurface stress change. In this study, we used the results of studies of the Pashiy sandstone core samples recovered from the Tashliyarskaya area well No. 14403. Six sets of samples, each consisting of three samples taken from the homogeneous intervals at the same depth, were used to determine the ultimate tensile strength, uniaxial and triaxial compressive strength in the in-situ conditions. An analysis of the methods for constructing a rock strength certificate, and comparison of the strength criteria described in State Standard 21153.8-88, the Mohr-Coulomb linear strength criterion and the non-linear Hoek-Brown criterion are provided. The Hoek-Brown criterion has the advantage of describing a non-linear increase in strength with an increase in overburden pressure and more adequately reflects the properties of rock. For the first time, a comparison of applicability of strength criteria obtained by different methods and based on the laboratory core analysis was made to determine their practical applicability. Comprehensive studies of the strength characteristics have never been previously conducted, and the results obtained will serve as the basis for further analysis and application in order to improve the development of the terrigenous Devonian Romashkinskoe field.

**Keywords:** failure criterion, strength certificate, Mohr-Coulomb failure criterion, Hoek-Brown failure criterion, ultimate stress, tensile, uniaxial compression, triaxial compression

**Recommended citation:** Girfanov I.I., Remeev M.M., Sotnikov O.S., Lutfullin A.A., Muhljev I.R. (2019). Selection of optimal strength criteria for the terrigenous Pashiy horizon of the Romashkinskoe field Tashliyarskaya area. *Georesursy = Georesources*, 21(4), pp. 114-118. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.114-118>

Manuscript received 13 June 2019;

Accepted 9 September 2019; Published 1 December 2019

### References

- Coulomb C.A. (1776). Essai sur une application des regles des maximis et minimis a quelques problemes de statique relatifs, a la architecture. *Memoires de Mathematique et de Physique, presentes a l'Academie Royales Des Sciences*, 7, pp. 343-387.
- Hoek E., Brown E.T. (1980). Underground excavations in rock. London, The Institution of Mining and Metallurgy, 527 p.
- Kumar P. (1998). Shear Failure Envelope of Hoek-Brown Criterion for Rockmass. *Tunnelling and Underground Space Technology*, 13(4), pp. 453-458.
- State Standard R 50544-93 (1993). Rocks. Terms and Definitions. 47 p. (In Russ.)
- State Standard 21153.5-88 (1988). Rocks. Method for determination of shear strength limit. 7 p. (In Russ.)
- State Standard 21153.8-88 (1988). Rocks. Method for determination of triaxial compressive strength. 15 p. (In Russ.)
- Zoback M.D. (2010). Reservoir Geomechanics. Cambridge, Cambridge University Press, 461 p.

### About the Authors

*Ildar I. Girfanov* – Junior Researcher, Core Analysis, PVT and Well Testing Department, TatNIPIneft Institute Tatneft PJSC  
32, M.Djalil st., Bugulma, 423326, Russian Federation

*Oleg S. Sotnikov* – PhD, Head of Core Analysis, PVT and Well Testing Department, TatNIPIneft Institute TATNEFT PJSC  
32, M.Djalil st., Bugulma, 423326, Russian Federation

*Marat M. Remeev* – Sector Leader, Core Analysis, PVT and Well Testing Department, TatNIPIneft Institute TATNEFT PJSC  
32, M.Djalil st., Bugulma, 423326, Russian Federation

*Azat A. Lutfullin* – PhD, Deputy Head of Reservoir Engineering Department, Tatneft PJSC  
75, Lenin st., Almetyevsk, 423400, Russian Federation

*Ilnur R. Muhljev* – Deputy Head, EOR and Workover Operations Center Tatneft PJSC  
88, Telman st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

## По поводу уроков разработки Шкаповского нефтяного месторождения

Е.В. Лозин

ООО «РН-БашНИИШнефть», Уфа, Россия

E-mail: [lozinev@bashneft.ru](mailto:lozinev@bashneft.ru)

В статье сформулированы основные выводы о разработке крупного Шкаповского нефтяного месторождения с акцентом на результаты освоения основных объектов – горизонтов ДІ и ДІV терригенного девона. Месторождение вводилось в эксплуатацию вслед за соседними Туймазинским и Серафимовским с учетом опыта научно организованной системы разработки этих крупных платформенных нефтяных месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной области. Показано, что указанный опыт мало учитывался особенно в отношении необеспеченности нужд нефтедобычи средствами капитального строительства, материально-технического снабжения и объектами соцкультбыта.

Потенциал месторождения был реализован за 18 лет. Форсированно развивались внутриконтурное и очаговое заводнение, технологии добычи с помощью электроцентробежных насосов (ЭЦН), химизация процессов извлечения нефти, первичного сбора и транспорта продукции, технологии подготовки нефти, газа и воды и др. Шкаповским инженерам и учёным принадлежит ряд нововведений: реализация высоких темпов разработки, средств предупреждения и ликвидации соле-парафиноотложений, внедрение двуствольного бурения, освоение высокопроизводительных ЭЦН, раздельная разработка объектов и др. Одновременно решались задачи ликвидации нарушения экологического равновесия в недрах и окружающей среде и жилищном и коммунальном строительстве.

Современной актуальной проблемой доразработки месторождения является активизация выработки остаточных запасов нефти из водонефтяных зон, разбуренных неоправданно редкой сеткой скважин. Конечные коэффициенты нефтеотдачи девонских объектов ожидаются высокими, но, по мнению автора статьи, могли достигнуть 0,6 д.е.

**Ключевые слова:** нефтяное месторождение, запасы нефти и газа, заводнение внутриконтурное, заводнение законтурное (приконтурное), темп разработки, нефтеотдача, водонефтяная зона

**Для цитирования:** Лозин Е.В. (2019). По поводу уроков разработки Шкаповского нефтяного месторождения. *Георесурсы*, 21(4), с. 119-122. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.119-122>

Крупное Шкаповское нефтяное месторождение отличается крайне неравномерным распределением запасов нефти по разрезу: 98 % первоначальных суммарных начальных извлекаемых запасов (НИЗ) было сосредоточено в пластах терригенной толщи девона (эксплуатационные горизонты ДІ и ДІV), и всего 2,0 % приходилось на остальные шесть объектов. Из этих шести наиболее значительные НИЗ содержались в пластах терригенной толщи нижнего карбона (1,0 %). Доля пяти карбонатных объектов составляла около 1,0 % первоначальных суммарных НИЗ.

В связи с данным обстоятельством приоритетные решения при проектировании разработки месторождения были направлены на научно-методическое обеспечение максимальной выработки запасов из объектов терригенного девона. Научно обоснованные проектные решения по разработке остальных объектов формировались после завершения основного периода разработки горизонтов ДІ и ДІV, который составил срок 18 лет.

Освоение Шкаповского месторождения происходило «без должного подкрепления инфраструктурой» (по терминологии проф. В.Н. Щелкачев): в необустроенной лесостепной местности за первые 12 лет (1955-1967 гг.) под давлением директивных органов «выжимали» максимум добычи нефти, не обеспечив элементарного нефтепромыслового обустройства и объектов соцкультбыта.

Необходимых материальных и денежных средств у государства не было, но необоснованных расчётами пожеланий по добыче нефти существовало сверх меры. В итоге через упомянутые 12 лет получили интенсивное падение текущей добычи нефти. Людей, облеченных властью, не интересовал опыт соседнего уникального Туймазинского месторождения, где освоение и ввод в разработку протекали гораздо более разумно. Указанный опыт позволил учёному с мировым именем В.Н. Щелкачёву квалифицировать его как «академию нефтяной промышленности» (Щелкачев, 2004). Но при освоении Шкаповского месторождения данного опыта как бы не существовало.

При интенсивном разбуривании и обустройстве Шкаповского месторождения постоянно обнаруживался дефицит в самом необходимом: в бурильных и насосно-компрессорных трубах, цементе, химреагентах, электро- и штанговых погружных насосах и т.д. Была внедрена прогрессивная технология бурения «двустволок», когда с одного основания бурились две скважины. Но полученную экономию во времени часто не в состоянии были использовать из-за нехватки обсадных труб для спуска кондуктора или эксплуатационной колонны. В ряде законченных скважин спущенные кондуктора вообще не цементировали, а иногда извлекали, чтобы оборудовать вновь забуриваемые скважины. Подобные «новшества» обернулись технологическим и, главное, экологическим вредом для недр и окружающей среды. Почти половина



семей рабочего посёлка Приютово, где жили нефтеслужащие Шкапово, проживала в бараках в тяжелейших социальных условиях. На строительство жилья тоже не хватало средств. Люди жили и ставили рекорды по производственным показателям, проявляя настоящий героизм при ликвидации аварий на трубопроводах и др. промысловых объектах.

Только через призму вышеизложенного можно судить о плюсах и минусах разработки этого месторождения.

Несмотря на отмеченные издержки, основной период разработки Шкаповского месторождения оказался коротким: за 18 лет извлечено 75 % суммарных НИЗ (Лозин, Ахмеров, 2017). Для крупных месторождений такие сроки автору статьи неизвестны. В очередной раз доказано, что рациональным является ввод месторождения в разработку в одну стадию. *Бурение уплотняющих скважин* (infill drilling) подтвердило правильность научной концепции об оптимальной плотности сетки скважин. Доказана необходимость загущения сетки до оптимальной на отдельных участках (Лозин, Ахмеров, 2017). Зародился infill drilling в США и явился реальным ответом на мнение М. Маскета относительно неопределенности задачи о существовании связи между плотностью сетки и нефтеотдачей (Малоярославцев и др., 1969). Кстати, это утверждение сформулировано 80 лет назад и давно уже не является актуальным, в том числе в США. Разработка Шкаповского месторождения с уплотняющим бурением и соответствующим развитием системы заводнения доказала указанную связь и одновременно показала, что в реальном неоднородном пласте **сетка скважин должна быть нерегулярной за счёт локального уплотнения на отдельных участках**. Одновременно было доказано, что разработка с заводнением приводит к заметному увеличению водонефтяного фактора (ВНФ) даже в условиях маловязких нефтей.

Выдержана и *раздельная разработка горизонтов ДI и ДIV* (за редкими исключениями из-за необеспеченности насосным оборудованием после прекращения фонтанирования скважин). Этот результат должен рассматриваться как подтверждение одного из краеугольных принципов рациональной разработки нефтяных месторождений: научно обоснованного выделения объектов разработки и их участия в выработке запасов нефти. Увлечение с объединением в один объект разработки ряда пластов, часто с резко различными ФЕС, не является рациональным принципом научно организованной разработки.

### **Относительно других принципов разработки месторождения**

*В отношении форсированного отбора жидкости (ФОЖ)*. Известна точка зрения, что разработка терригенного девона Шкаповского месторождения осуществлялась при форсированных темпах отбора жидкости. Отбор жидкости из горизонта ДI в расчёте на одну скважину имел тенденцию к росту и максимума достиг в 90-х гг. прошлого столетия на уровне 175-208 т/сут. В современный период этот показатель сохраняется на уровне 170 т/сут. Аналогичная динамика наблюдается по горизонту ДIV. В настоящий период отбор на 1 скважину колеблется в пределах 150-170 т/сут. Приведенные цифры свидетельствуют о сравнительно высоких отборах, обусловленных высокими коэффициентами продуктивности (Маскет,

1953). Как приведенные цифры соотносятся с ФОЖ, свидетельствуют следующие расчёты. Рассчитанные по формуле Дюпюи потенциальные дебиты скважин горизонтов ДI и ДIV составляют от 150 до 1200 т/сут. Реализованные дебиты по отдельным скважинам достигали 700-800 т/сут, а средние не превышали (см. выше) 208 т/сут, т.е. составляли от 100 до 25 % от потенциальных. Максимальные возможности ФОЖ не были использованы, но бесспорно, что в ряде случаев применялся ФОЖ. Анализ показателей разработки участков с ФОЖ с помощью многих методик не свидетельствует о случаях незакономерного роста текущей обводнённости. Наоборот, в ряде случаев наблюдалось кратковременное снижение обводнённости. Построенные характеристики вытеснения (ХВ) подтверждают технологический эффект. Суммарный технологический эффект от ФОЖ никогда не подсчитывался, но суть в том, что на участках, где ФОЖ реально производился, по ХВ виден эффект в виде дополнительной добычи нефти.

Выполнены исследования, показывающие, что наращивание отбора жидкости до КИН = 0,4 позволяет соответственно наращивать добычу нефти, а затем связь теряется. Увеличение отборов жидкости на последующей стадии позволяет снижать темпы падения добычи нефти, а на заключительной стадии связь «температура отбора – нефтеотдача» не проявляется.

*В отношении регулирования разработки*. Для поддержания высоких темпов выработки при прекращении фонтанирования скважин возникала проблема оборудования их высокопроизводительными погружными электроцентробежными насосами (ЭЦН) из-за отсутствия необходимых типоразмеров. Отечественные высокопроизводительные ЭЦН не обладали высоким напором (их тоже не хватало). Только после закупки импортных ЭЦН высокой производительности, обладавших высоконапорными характеристиками, проблему удалось частично решить (вследствие ограниченного количества указанных ЭЦН). Не обеспечивались потребности в трубах для прокладки водоводов к вновь осваиваемым нагнетательным скважинам. Новые нагнетательные скважины подключались к одному водоводу за счёт его продления от «старых» скважин. Исследованиями было доказано, что такое решение не отвечало обеспечению надлежащей приемистости. Иногда и новые добывающие скважины осваивались с подключением к выкидным линиям работающих скважин. О каком регулировании разработки можно было вести речь, если не обеспечивались проектные технологические режимы эксплуатации? Но регулирование «по-крупному» всё-таки обеспечивалось за счёт геолого-технических мероприятий (ГТМ).

*В отношении заводнения*. Заводнение прошло все этапы совершенствования – от законтурного (приконтурного) до внутриконтурного рядного (разрезающими рядами на блоки) до очагово-избирательного. В условиях реальной геологической неоднородности получено подтверждение о воздействии нагнетания на ограниченных расстояниях от очага (нагнетательной скважины) до ближайшей и удалённой добывающей, о рациональных давлениях нагнетания и «жёсткости» системы заводнения.

*В отношении фонда скважин*. Данный показатель обеспечивает выполнение всех остальных показателей добычи нефти и разработки месторождения, прежде

всего, экономических. Количественное выражение фонда скважин – добывающих, нагнетательных и наблюдательных (пьезометрических) – в проектных документах определяется расчетами. А на практике наблюдаются перекосы. Совершенно не регламентируется категория скважин «ожидающих ликвидации». Указанная категория иногда превращается в «карман», куда надолго помещаются скважины, действительно требующие физической ликвидации, но по разным причинам, пребывающие в этом качестве в течение продолжительного времени. На ранних этапах освоения нефтяных месторождений Волго-Уральской провинции выполнялись исследования, направленные на получение промысловых данных о средней нормативной продолжительности «жизни» скважин, пробуренных 70, 60, 50 лет тому назад. Но эта проблема ныне как бы не существует, а её важное экологическое содержание очевидно, в том числе для проектирования доработки. В экономических расчётах закладывается полное перебуривание старых скважин, но четких технико-технологических регламентных границ не существует. Особенно это касается скважин, где допускались отклонения в конструкциях по цементированию кондукторов, промежуточных и эксплуатационных колонн.

В отношении рациональной разработки водонефтяных зон (ВНЗ). Пологая Шкаповская брахиантиклиналь, контролирующая внешний и внутренний контуры нефтеносности ДІ и ДІV, обусловила наличие широких водонефтяных зон (ВНЗ), в которых было сосредоточено более 50 % суммарных НИЗ нефти. С подобным феноменом впервые столкнулись при разведке гигантской Туймазинской брахиантиклинали. Сопоставляя разработку Туймазинского месторождения с гигантским американским месторождением Ист-Тексас, проф. В. Н. Щелкачев последовательно подчёркивал, что ВНЗ на последнем разбурена по гораздо более плотной сетке. Собственно песчаный пласт Вудбайн с высокими ФЕС на месторождении Ист-Тексас на всей громадной площади своего моноклинального распространения подстилается подошвенной водой и разбурен почти гектарной сеткой. На Туймазинском месторождении сетка разбуривания ВНЗ в 2-3 раза была менее плотной по сравнению с первоначально полностью нефтяной зоной (ЧНЗ), на которой в свою очередь плотность сетки составляла в среднем 20 га/скв. При этом 11 % площади туймазинских ВНЗ занимали так называемые «бесконтактные» участки, т.е. такие, где нефтенасыщенная часть отделяется от водонасыщенной непроницаемым прослоем. На Шкаповском месторождении «бесконтактных» участков в ВНЗ по существу не было. Положение на крупных платформенных месторождениях усугубляется ещё одним обстоятельством. В краевых кольцевых зонах, примыкающих к внешнему контуру нефтеносности, нефтенасыщенные толщины составляют 1-3 м при водонасыщенных от 3 до 10 м. Столь неблагоприятное соотношение нефтенасыщенных и водонасыщенных толщин усугубляется повышенной геологической неоднородностью и глинистостью верхних нефтенасыщенных толщин. Содержащиеся здесь запасы нефти не вырабатываются. Это подтверждается данными ГИС по новым скважинам.

Авторы статьи (Якупов и др., 2019), рассмотревшие проблему доработки ВНЗ платформенных

месторождений на примере Шкаповского, справедливо (вслед за другими авторами) ставят вопрос о доработке ВНЗ с помощью горизонтальных скважин (ГС) и скважин с горизонтальным окончанием (БГС). Приводится следующая схема выработки запасов нефти с применением указанных скважин (рис. 1):

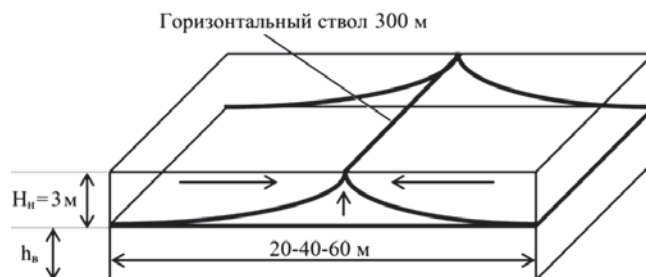


Рис. 1. Схема создания депрессии в ВНЗ в горизонтальных скважинах (по Якупов и др., 2019)

Приведенную схему приходится признать соответствующей современной действительности. Полученные высокие первоначальные дебиты нефти из ГС (БГС) в ВНЗ при умеренной обводнённости очень быстро снижаются за счёт резкого обводнения, что ставит под сомнение рентабельность бурения. Это показано и в статье (Чекушин и др., 2015). Показанная схема депрессии свидетельствует о преимущественном градиенте вовлечения в выработку средней и нижней частей пласта, обладающих лучшими ФЕС по сравнению с верхней и примыкающей к ней средней частям. Существо же горизонтального бурения состоит главным образом в том, чтобы создать цилиндрическую «воронку» депрессии вдоль оси ствола. А этого можно добиться только подбором технологического режима работы ГС, а не просто созданием условий для максимального отбора. Целесообразно исследовать и характер перфорации горизонтального ствола в скважинах в ВНЗ (может быть дыры перфорации внизу не создавать и т.д.). Это требует научного исследования.

При всех изложенных издержках на сегодня бесспорным является достижение КИН по терригенному девону Шкаповского месторождения не ниже 0,565: по горизонту ДІV – 0,58, по горизонту ДІ – 0,55, что соответствует разности в вязкостях нефти. На взгляд автора, КИН мог бы быть и больше – не ниже 0,6.

В статье рассмотрены не все уроки разработки Шкаповского нефтяного месторождения. К ним относятся, например, идеи о перспективах доработки месторождения с помощью технологий увеличения нефтеотдачи (МУН), из которых самой привлекательной является технология воздействия с применением жидкой двуокиси углерода. Имеются прикидочные расчёты об эффективности этой технологии, но это уже тема другой статьи.

## Выводы

Основные уроки разработки Шкаповского нефтяного месторождения свидетельствуют о состоятельности следующих принципов:

- 1) Целесообразность ввода месторождения в одну стадию;
- 2) Справедливость раздельной разработки объектов;
- 3) Выбор оптимальной для реального эксплуатационного объекта плотности сетки скважин с добуриванием

уплотняющих скважин на локальных участках неоднородной геологической среды;

4) Рациональность высоких темпов разработки, обусловленных ФЕС коллекторов;

5) Неизбежность высокого ВНФ при разработке с заводнением даже для маловязких нефтей;

6) Целесообразность разбуривания ВНЗ по плотным сеткам с использованием возможностей ГС и БГС;

7) Максимальная технологическая эффективность заводнения при очагово-избирательных схемах.

8) Создание системы контроля за экологической безопасностью, техногенной нагрузкой на недра и окружающую среду.

## Литература

Лозин Е.В. (1971). О продуктивности скважин Шкаповского месторождения на поздней стадии разработки. *Нефтяное хозяйство*, 9, с. 44-49.

Лозин Е.В., Ахмеров Р.З. (2017). Уроки разработки Шкаповского нефтяного месторождения. Уфа: ООО «БашНИПИнефть», 372 с.

Малоярославцев А.А., Халимов Э.М., Лозин Е.В. и др. (1969). О результатах бурения уплотняющих скважин на Шкаповском нефтяном

месторождении. *Вопросы разработки нефтяных месторождений Башкирии: сб. тр. УфНИИ*. Уфа: Башкнигоиздат, вып. 27, с. 164-172.

Маскет М. (1953). Физические основы добычи нефти. М.: Гостоптехиздат, 922 с.

Чекушин В.Ф., Ганеев А.И., Лозин Е.В. (2015). Доразработка залежей крупного нефтяного месторождения с помощью горизонтальных скважин. *Нефтяное хозяйство*, 10, с. 82-85.

Щелкачев В.Н. (2004). Важнейшие принципы нефтеразработки. М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, с. 301; 329; 406-429.

Якупов Р.Ф., Мухаметшин В.Ш., Хакимзянов И.Н., Трофимов В.Е. (2019). Оптимизация выработки запасов из водонефтяных зон горизонта D3ps Шкаповского нефтяного месторождения с помощью горизонтальных скважин. *Георесурсы*, 21(3), с. 5-61. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.55-61>

## Сведения об авторе

Евгений Валентинович Лозин – доктор геол.-мин. наук, профессор, эксперт по геологии и разработке месторождений, ООО «РН-БашНИПИнефть»

Россия, 450006, Уфа, ул. Ленина, д. 86/1

Тел: +7 (347) 262-42-67, e-mail: [lozinev@bashneft.ru](mailto:lozinev@bashneft.ru)

Статья поступила в редакцию 09.04.2019;

Принята к публикации 05.09.2019; Опубликована 01.12.2019

IN ENGLISH

## To the experience of Shkapovo oilfield development

E. V. Lozin

BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

E-mail: [lozinev@bashneft.ru](mailto:lozinev@bashneft.ru)

**Abstract.** The article formulates the main conclusions about the development of a large Shkapovsky oil field with an emphasis on the results of the development of the main objects – horizons DI and DIV of the terrigenous Devonian. The field was commissioned following the neighboring Tuimazinsky and Serafimovsky fields, taking into account the experience of a scientifically organized system for the development of these large platform oil fields in the Volga-Ural oil and gas region. It is shown that this experience was not taken into account much, especially in relation to the unsecured needs of oil production with capital construction, material and technical supply and social facilities.

The potential of the field was realized in 18 years. Intra-contour and focal flooding, production technologies using electric centrifugal pumps (ESP), chemicalization of oil extraction processes, primary collection and transportation of products, oil, gas and water treatment technologies, etc., accelerated the development. Shkapov engineers and scientists own a number of innovations: realizing high development rates, means of preventing and eliminating salt-paraffin deposits, the introduction of double-barrel drilling, the development of high-performance ESPs, separate development of facilities, etc. At the same time, tasks were solved on eliminating ecological imbalance in the bowels and the environment, housing and public works.

The current urgent problem of the field's additional development is the activation of the production of residual oil reserves from oil and watered zones drilled with an unreasonably rare grid of wells. The final oil recovery coefficients of the Devonian objects are expected to be high, but, according to the author of the article, could reach CU 0.6.

**Keywords:** oil field, oil and gas reserves, in-circuit flooding, marginal flooding, development pace, oil recovery

**Recommended citation:** Lozin E.V. (2019).

To the experience of Shkapovo oilfield development. *Georesursy = Georesources*, 21(4), pp. 119-122. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.119-122>

## References

Chekushin V.F., Ganeev A.I., Lozin E.V. (2015). Last stage development of giant oil field by horizontal well systems. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 10, pp. 82-85. (In Russ.)

Lozin E.V. (1971). On the Shkapovo oil field wells productivity at the late stage of development. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 9, pp. 44-49. (In Russ.)

Lozin E.V., Akhmerov R.Z. (2017). Lessons learned from the Shkapovo oil field development. Ufa: BashNIPIneft, 371 p. (In Russ.)

Maloyaroslavtsev A.A., Khalimov E.M., Lozin E.V. et al. (1969). About the results of drilling sealing wells at the Shkapovo oil field. *Issues of developing oil fields in Bashkiriya: collection of articles: Coll. papers*. Ufa: Bashkniгоizdat, vol. 27, pp. 164-172. (In Russ.)

Masket M. (1953). Physical fundamentals of oil production. Moscow: Gostoptekhizdat Publ., 922 p. (In Russ.)

Schelkachev V.N. (2004). The most important principles of oil development: 75 years of experience. Moscow: GUNG im. I.M. Gubkina, pp. 301; 329; 406-429. (In Russ.)

Yakupov R.F., Mukhametshin V.Sh., Khakimzyanov I.N., Trofimov V.E. (2019). Optimization of reserve production from water oil zones of D3ps horizon of Shkapovsky oil field by means of horizontal wells. *Georesursy = Georesources*, 21(3), pp. 55-61. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.55-61>

## About the Author

Evgeny V. Lozin – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Expert in Geology and Field Development, BashNIPIneft LLC

86/1, Lenin str., Ufa, 450006, Russian Federation

Tel: +7 (347) 262-42-67, e-mail: [lozinev@bashneft.ru](mailto:lozinev@bashneft.ru)

Manuscript received 9 April 2019;

Accepted 5 September 2019; Published 1 December 2019



# ГЕО Eurasia 2020

## Геолого-геофизическая конференция и выставка

ПРИЕМ ДОКЛАДОВ  
ДО 25 НОЯБРЯ 2019 г.

5-8 февраля 2018 года  
www.gece.moscow

### НАПРАВЛЕНИЯ ПРОГРАММЫ

#### АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ

Региональные геолого-геофизические исследования  
Геологическое моделирование  
Геофизические исследования в скважинах  
Геомеханика и петрофизика  
Сейсмические технологии  
Геофизическая аппаратура и робототехника  
Морские исследования и освоение шельфовых ресурсов  
Суперкомпьютерные технологии в нефтегазовой отрасли

#### АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ РУДНОЙ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ

Региональные геолого-геофизические исследования  
Геологическое моделирование  
Геофизические исследования в скважинах  
Петрофизика и геомеханика  
Детальные геофизические методы  
Геофизическая аппаратура и робототехника  
Морские исследования и освоение шельфовых ресурсов  
Цифровая трансформация индустрии.

#### АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ИНЖЕНЕРНОЙ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ

Инженерно-геофизические исследования в криолитозоне  
Изучение опасных геологических процессов с помощью геофизических методов  
Геофизические методы, применяемые при проектировании строительных сооружений  
Исследования древних и современных подземных сооружений

### ВАЖНЫЕ ДАТЫ

**25 СЕНТЯБРЯ** -  
ОКОНЧАНИЕ ЛЬГОТНОЙ  
РЕГИСТРАЦИИ ДЕЛЕГАТОВ

**25 ОКТЯБРЯ** - ОКОНЧАНИЕ ЛЬГОТНОЙ  
РЕГИСТРАЦИИ ЭКСПОНЕНТОВ ВЫСТАВКИ

**25 НОЯБРЯ** - ОКОНЧАНИЕ ПРИЕМА  
АННОТАЦИЙ ДОКЛАДОВ

**800+**  
участников

**250+**  
докладов

**40+**  
стендов

3-6 февраля 2020 | Центр международной торговли | Москва  
www.gece.moscow | info@gece.moscow | +7 (495) 765 23 64



# EAGE

EUROPEAN  
ASSOCIATION OF  
GEOSCIENTISTS &  
ENGINEERS

# 2020 Санкт-Петербург



9-я международная конференция  
Геонауки: трансформируем знания в ресурсы

## Важные даты

Окончание приёма тезисов	1 октября 2019 г.
Окончание приёма заявок на рекламное место и коммерческие презентации по льготному тарифу	1 декабря 2019 г.
Уведомление авторов о включении в программу	10 декабря 2019 г.
Окончание регистрации по льготному тарифу	25 декабря 2019 г.
Окончание предварительной регистрации	25 марта 2020 г.

## Темы научных сессий

- 1 Региональные, тематические и научные геологические исследования
- 2 Геологическое изучение и поэтапное освоение Арктической зоны и шельфов
- 3 Практические примеры при ГРП
- 4 Разведка и разработка месторождений
- 5 Круглый стол: Перспективы внедрения и развития интеллектуальных систем в процессах разведки и добычи

6-9 АПРЕЛЯ 2020 ГОДА | САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, РОССИЯ

[WWW.EAGE.ORG](http://WWW.EAGE.ORG) | [WWW.EAGE.RU](http://WWW.EAGE.RU)