

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТИ И ГАЗА

ACTUAL PROBLEMS OF OIL AND GAS

Институт проблем нефти и газа
Российской академии наук

Oil and Gas Research Institute of the
Russian Academy of Sciences

Геология, поиски,
разведка и эксплуатация
нефтяных и газовых
месторождений

Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых
месторождений

Геофизика



Научное сетевое издание
Scientific online journal

Научное сетевое издание «Актуальные проблемы нефти и газа»* издается с 2010 г.
Учредитель издания – Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем нефти и газа РАН

Главный редактор

Закиров Эрнест Сумбатович, д. т. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Редакционный совет

Дмитриевский А.Н., академик РАН, ИПНГ РАН, Москва, Россия

Абдуллаев Г.С., д. г.-м. н., АО «ИГИРНИГМ», Ташкент, Узбекистан

Богоявленский В.И., чл.-кор. РАН, ИПНГ РАН, Москва, Россия

Григорьев Б.А., чл.-кор. РАН, «Газпром ВНИИГАЗ», Москва, Россия

Ермилов О.М., академик РАН, Ямало-Ненецкий филиал ИНГГ СО РАН, Тюмень, Россия

Конторович В.А., чл.-кор. РАН, ИНГГ СО РАН, Новосибирск, Россия

Махнач А.А., академик НАН РБ, РУП «Научно-производственный центр по геологии», Минск, Беларусь

Скоробогатов В.А., д. г.-м. н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва, Россия

Редакционная коллегия

Абукова Л.А., д. г.-м. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Баганова М.Н., к. т. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Баталин О.Ю., к. ф.-м. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Еремин Н.А., д. т. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия
Коваленко К.В., д. г.-м. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Кузин А.М., к. г.-м. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия
Поднек В.Э., к. ф.-м. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Сумин А.М., к. ю. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия
Шустер В.Л., д. г.-м. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Редакция

Башкина Е.М., **Сурначёв Д.В.**, **Чигарев В.Б.**,
Дацко Т.Г.

Адрес редакции:

119333, РФ, Москва, ул. Губкина, д. 3
Тел. редакции: +7(499)135-71-81,
+7(499)135-60-51
E-mail: oilgasjournal@ipng.ru

Свидетельство о регистрации Эл № ФС77-67021 от 16 сентября 2016 года.

Издание открытого доступа.

Все статьи рецензируются и публикуются бесплатно.

Периодичность выпуска издания – 4 раза в год.
Сайт: <http://oilgasjournal.ru/index.html>

Издание индексируется в РИНЦ.

Входит в Перечень рецензируемых научных изданий ВАК
(научные специальности 1.6.11, 2.8.4, 1.6.9)

*Предыдущее название – «Георесурсы, геоэнергетика, геополитика», свид. о рег. Эл № ФС77-36038 от 23.04.2009 г.

Дизайн обложки: Д. Филиппова

События

Поздравления с 35-летием ИПНГ РАН 3

Поздравления академику РАН Дмитриевскому Анатолию Николаевичу с юбилеем 10

Проблемы стратегического планирования в нефтегазовой отрасли

Дмитриевский А.Н. Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности 16

Закиров Э.С. Перспективы развития Института проблем нефти и газа РАН при взаимодействии с газодобывающими компаниями России 24

Фундаментальные проблемы геологии, геофизики и геохимии нефти и газа

Дмитриевский А.Н., **Скибицкая Н.А.**, **Гафаров Н.А.**, **Бурханова И.О.**, **Большаков М.Н.**, **Доманова Е.Г.**, **Сурначёв Д.В.**, **Марутян О.О.**, **Пуго Т.А.** Трудноизвлекаемый резерв газовой части нефтегазоконденсатных и газоконденсатных месторождений на поздних стадиях разработки по газу, жидким нефтяным углеводородам, битуминозным компонентам, редким, редкоземельным и благородным металлам 34

Пуланова С.А. Анализ и систематизация представлений о влиянии геолого-геохимических факторов на формирование и нефтегазоносность мегарезервуаров осадочных бассейнов 49

Баренбаум А.А., **Шиловский А.П.** О современном нефтегазообразовании 68

Новые методы и технологии изучения геологической среды нефтегазоносных бассейнов

Шустер В.Л. Научные основы прогноза и поисков крупных скоплений углеводородов 88

Родкин М.В. Закономерности микроэлементного состава каустобиолитов и углекислых флюидов по результатам корреляционного анализа, обзор результатов 97

Жилина И.В., **Кузнецов Р.О.** Прогноз фазового состояния углеводородов в природных резервуарах юго-востока Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции 118

Гидротермодинамическое и геомеханическое моделирование процессов в насыщенных геосредах

Закиров Э.С., **Аникеев Д.П.**, **Индрупский И.М.** Применение двух классов обратных задач для оптимального управления разработкой месторождения природных углеводородов 130

Индрупский И.М., **Закиров Э.С.**, **Аникеев Д.П.**, **Ющенко Т.С.**, **Астанина А.А.**, **Кусочкова Е.В.**, **Ибрагимов А.И.**, **Алексеева Ю.В.**, **Цаган-Манджиев Т.Н.**, **Лобанова О.А.** Развитие научно-методических решений для эффективной разработки газоконденсатных залежей в низкопроницаемых коллекторах со сложным фазовым поведением пластового флюида 151

Попов С.Н., **Чернышов С.Е.** Численное моделирование задач геомеханики при изучении неоднородного поля напряжений в околоскважинной зоне 175

Инновационные технологии освоения нефтегазовых ресурсов в сложных горно-геологических и экстремальных природно-климатических условиях

Закиров Э.С. Совершенствование методов моделирования, лабораторных и промысловых исследований для создания новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях 188

Новые технологии и подходы к разработке нефтяных и газовых месторождений

Сурначёв Д.В., **Скибицкая Н.А.** К вопросу о закачке CO₂ в газоконденсатную залежь в рамках технологии извлечения нефти и ретроградного конденсата в концентрациях ниже порога фильтрации из газонасыщенных нефтегазоматеринских отложений нефтегазоконденсатных месторождений на поздней стадии разработки 210

Научные проблемы проектирования, эксплуатации и контроля подземных хранилищ УВ

Абукова Л.А., **Сафарова Е.А.**, **Филиппова Д.С.**, **Поднек В.Э.**, **Кияченко Ю.Ф.**, **Юдин И.К.**, **Исаева Г.Ю.**, **Мельник А.Д.**, **Бевзо М.О.** Гидрохимические и микробиологические процессы, сопровождающие гибридное хранение водорода и метана в водоносных горизонтах 221

Экологический мониторинг и промышленная безопасность нефтегазовых объектов

Богоявленский В.И., **Богоявленский И.В.**, **Кишанков А.В.**, **Корниенко С.Г.**, **Никонов Р.А.**, **Сизов О.С.** Повышение эффективности и экологической безопасности освоения нефтегазовых ресурсов арктической и субарктической зон Земли в условиях меняющегося климата 235

Тупышев М.К. Тампонирующие скважины с учетом техногенных деформационных процессов при разработке месторождений углеводородов 264

Scientific online journal *Actual Problems of Oil and Gas*.
Published since 2010
Founder: Oil and Gas Research Institute of the
Russian Academy of Sciences (OGRI RAS)

Editor-in-Chief

Zakirov Ernest S., Dr. Sci. (Eng.), OGRI RAS,
Moscow, Russia

Editorial Council

Dmitrievsky A.N., Academician of the RAS, OGRI RAS,
Moscow, Russia

Abdullaev G.S., Dr. Sci. (Geol.-Min.), IGIRNIGM LLC,
Tashkent, Uzbekistan

Bogoyavlensky V.I., Corr. Member of the RAS, OGRI RAS,
Moscow, Russia

Grigoriev B.A., Corr. Member of the RAS, Gazprom
VNIIGAZ LLC, Moscow, Russia

Ermilov O.M., Academician of the RAS, Yamal-
Nenets Division of IPGG SB RAS, Tyumen, Russia
Kontorovich V.A., Corr. Member of the RAS, IPGG SB
RAS, Novosibirsk, Russia

Makhnach A.A., Academician of the NAS of Belarus,
Scientific-Productional Centre for Geology, Minsk,
Belarus

Skorobogatov V.A., Dr. Sci. (Geol.-Min.), Gazprom
VNIIGAZ LLC, Moscow, Russia

Editorial Board

Abukova L.A., Dr. Sci. (Geol.-Min.), OGRI RAS,
Moscow, Russia

Baganova M.N., Cand. Sci. (Eng.), OGRI RAS,
Moscow, Russia

Batalin O.Yu., Cand. Sci. (Phys.-Math.), OGRI RAS,
Moscow, Russia

Eremine N.A., Dr. Sci. (Eng.), OGRI RAS,
Moscow, Russia

Kovalenko K.V., Dr. Sci. (Geol.-Min.), OGRI RAS,
Moscow, Russia

Kouzin A.M., Cand. Sci. (Geol.-Min.), OGRI RAS,
Moscow, Russia

Podnek V.E., Cand. Sci. (Phys.-Math.), OGRI RAS,
Moscow, Russia

Sumin A.M., Cand. Sci. (Law), OGRI RAS,
Moscow, Russia

Shuster V.L., Dr. Sci. (Geol.-Min.), OGRI RAS,
Moscow, Russia

Editorial Staff

Bashkina E.M., **Surnachev D.V.**, **Chigarev V.B.**,
Datsko T.G.

Editorial address:

3, Gubkin Street, Moscow,
Russian Federation, 119333
Phone: +7(499)135-71-81, +7(499)135-60-51
E-mail: oilgasjournal@ipng.ru

Registration certificate El No. FS77-67021
from 16 September 2016.

An open access journal.

No fee for publication and for peer-review.

Publication frequency: 4 issues per year.

Site: <http://oilgasjournal.ru/index.html>

Indexed in the Russian Science Citation Index.
Approved by the Higher Attestation Commission
(scientific specialties 1.6.11, 2.8.4, 1.6.9)

*Previous title – *Georesources, Geoenergetics,*
Geopolitics reg. sert. El. No. FS77-36038 from
23.04.2009.

Cover design: D. Filippova

Events

Congratulations with the 35th anniversary of OGRI RAS **3**

Congratulations to the Academician of the RAS Anatoly N. Dmitrievsky on his anniversary **10**

Strategic planning issues of oil and gas industry

Dmitrievsky A.N. The fundamental basis of innovative technologies of oil and gas industry **16**

Zakirov E.S. Feasible ways of future development of Oil and Gas Research Institute of the
Russian Academy of Sciences in cooperation with Russian gas companies **24**

Fundamental issues of geology, geophysics and geochemistry of oil and gas

**Dmitrievsky A.N., Skibitskaya N.A., Gafarov N.A., Burkhanova I.O., Bolshakov M.N.,
Domanova E.G., Surnachev D.V., Marutyan O.O., Pugo T.A.** Hard-to-recover reserves of
gas, liquid petroleum hydrocarbons, bituminous components, rare, rare-earth and noble
metals of the gas-saturated part of oil and gas condensate and gas condensate fields at the
late stage of development **34**

Punanova S.A. Analysis and systematization of ideas about the influence of geological and
geochemical factors on the formation and oil and gas content of megareservoirs of
sedimentary basins **49**

Barenbaum A.A., Shilovsky A.P. On modern oil and gas formation

**New methods and technologies of studying the geological environment of oil and gas
bearing basins**

Shuster V.L. Scientific foundations of forecasting and searching for large accumulations of
hydrocarbons **68**

Rodkin M.V. Patterns of trace element composition of caustobiolites and carbonic fluids
according to the results of correlation analysis: A summary of results **88**

Zhilina I.V., Kuznetsov R.O. Forecast of the phase state of hydrocarbons in natural
reservoirs of the southeast of the West Siberian oil and gas province **97**

**Hydrothermodynamic and geomechanical modelling of the processes in saturated
geological media**

Zakirov E.S., Anikeev D.P., Indrupskiy I.M. Application of two classes of inverse problems
for optimization and management of the natural hydrocarbon field development process **118**

**Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Anikeev D.P., Ushchenko T.S., Astanina A.A.,
Kusochkova E.V., Ibragimov A.I., Alekseeva Yu.V., Tsagan-Mandzhiev T.N., Lobanova O.A.**
Development of methodological solutions for the efficient development of gas condensate
deposits in low-permeability reservoirs with complex phase behavior of reservoir fluid **130**

Popov S.N., Chernyshov S.E. Numerical modeling of problems of geomechanics in the study
of an inhomogeneous stress field in the near-wellbore zone **151**

**Innovative technologies for oil and gas resources exploitation in complicated geological
and critical environmental conditions**

Zakirov E.S. Improvement in simulation methods, laboratory studies and field surveys for
creating new technologies of efficient environmentally friendly hydrocarbon production at
complex geological conditions **188**

New technologies and approaches to oil and gas field development

Surnachev D.V., Skibitskaya N.A. On the issue of injection of CO₂ into a gas-condensate
deposit within the framework of the technology of extraction of oil and retrograde
condensate at concentrations below the filtration threshold from gas-saturated oil and gas
source deposits of oil and gas condensate fields, at the late stage of development **210**

**Research issues of projecting, exploitation and monitoring of underground hydrocarbon
storages**

**Abukova L.A., Safarova E.A., Filippova D.S., Podnek V.E., Kiyachenko Yu.F., Yudin I.K.,
Isaeva G.Yu., Melnik A.D., Bevzo M.O.** Hydrochemical and microbiological processes
accompanying hybrid storage of hydrogen and methane in aquifers **221**

Environmental monitoring and industrial security of oil and gas facilities

**Bogoyavlensky V.I., Bogoyavlensky I.V., Kishankov A.V., Kornienko S.G., Nikonov R.A.,
Sizov O.S.** Increasing the efficiency and environmental safety of the development of oil and
gas resources in the Arctic and Subarctic zones of the Earth in a changing climate **235**

Tupyshev M.K. Plugging of wells taking into account man-made deformation processes
during hydrocarbon field development **264**



Поздравления с 35-летием РАН

Поздравление от Российской академии наук



Ленинский просп., 14, Москва, ГПС-1, 119991, Телетайп/Телекс 411095 ANS RU,
Факс (495) 954-33-20 (Ленинский просп., 14), (495) 938-18-44 (Ленинский просп., 32а)
Справочное бюро (495) 938-03-09, <http://www.ras.ru>

Директору ИПНГ РАН
проф., д.т.н. Э.С. Закирову

Научному руководителю ИПНГ РАН
академику РАН А.Н. Дмитриевскому

Уважаемые коллеги!

Поздравляю коллектив Института проблем нефти и газа Российской академии наук знаменательной датой – 35-летием со дня основания!

Институт был создан в соответствии с распоряжением Совета Министров СССР от 23 февраля 1987 г. № 393р на базе кафедр и лабораторий Московского института нефти и газа им. И.М. Губкина. Таким образом были объединены преимущества традиционных академических учреждений и динамизм высшей школы, базирующейся на постоянном притоке молодых творческих сил.

В ИПНГ РАН проводятся фундаментальные, поисковые и прикладные научные исследования в области нефти и газа, обеспечивающих решение ряда актуальных задач, таких как увеличение ресурсов углеводородного сырья, включая его нетрадиционные виды; более полное энерго- и ресурсосберегающее извлечение углеводородов из недр; экологически безопасное функционирование нефтегазовых природно-технических систем; научное обоснование цифровизации поиска, разведки, добычи и транспортировки углеводородного сырья.

Первым директором - организатором Института проблем нефти и газа стал В.Н. Виноградов, бывший в те годы ректором Московского института нефти и газа им. И.М. Губкина. Огромный вклад внесли в создание института Н.К. Байбаков, занимавший в те годы должность заместителя Председателя

Совета Министров СССР, председателя Госплана СССР, академик А.Л. Яншин, член-корреспондент А.А. Геодекян и многие другие. Идея создания Института была поддержана президентом АН СССР академиком А.П. Александровым, а академиком-секретарем Отделения геологии, геофизики, геохимии и горных наук АН СССР академиком Б.С. Соколовым. Деятельность ИПНГ РАН активно поддерживали вице-президент РАН академик Н.П. Лаверов и академик-секретарь ОНЗ РАН академик А.О. Глико.

Огромный вклад в развитие Института в современных условиях внес академик А.Н. Дмитриевский. Он не только обеспечил развитие фундаментальных и прикладных исследований в области нефтегазовой геологии на новом уровне, но и воспитал плеяду ученых в этой чрезвычайно важной области науки, которая обеспечивает разработку новых подходов к инновационному развитию нефтегазовой отрасли современной России.

В этот знаменательный день желаю всему коллективу Института проблем нефти и газа Российской академии наук крепкого здоровья, счастья и новых творческих успехов во имя российской науки и на благо нашей Великой Родины!

Научный руководитель
НИИ «АЭРОКОСМОС» академик РАН

В.Г. Бондур



Поздравление от Института энергетики Пекинского университета

ПОЗДРАВИТЕЛЬНОЕ ПИСЬМО

Уважаемый Эрнест Сумбатович!

Разрешите мне от имени Института энергетики Пекинского университета и от себя лично поздравлять Вас и весь коллектив со знаменательной датой – 35-летием со дня создания Института проблем нефти и газа Российской Академии наук.

За 35 лет Ваш коллектив добился больших успехов, новых открытий и изобретений, тем самым внёс большой вклад в дело развития геологической теории и практики.

От всей души желаю коллективу Института проблем нефти и газа РАН новых творческих успехов! Уверен, что Институт будет образцовым примером в общественной и научной деятельности, как и прежде.

Желаю Вам крепкого здоровья и благополучия во всём!

С уважением,



Цзинь Чжицзюнь
Академик Академии Наук КНР
Иностранный Академик РАН

Директор Института энергетики Пекинского университета



Поздравление от АО «Институт геологии и разработки горючих ископаемых»



**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И РАЗРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ»**
(АО «ИГиРГИ»)

Уважаемые коллеги!

От всего коллектива АО «ИГиРГИ» поздравляю вас
с 35-летием создания Института проблем нефти
и газа Российской академии наук!

Искренне хочу пожелать процветания и стабильности,
широких возможностей и перспективных проектов,
а также здоровья, счастья и благополучия всему
коллективу ИПНГ РАН!

С уважением,
генеральный директор АО «ИГиРГИ»
Я.Н. Смышляев

Москва
2022



Поздравление от Института проблем нефти и газа ФИЦ «Якутский научный центр Сибирского отделения Российской академии наук»



Глубокоуважаемый Эрнест Сумбатович!

Глубокоуважаемые коллеги!

Институт проблем нефти и газа

Сибирского отделения

Российской академии наук

сердечно поздравляет вас

с 35-летием Вашего Института

35 лет – время, которому присущи успех созидания, поиски творчества, осмысленность дальнейшего развития. Вы по праву можете гордиться яркими страницами биографии Института, тем более, что у истоков его создания стоял такой известный на всю страну Институт нефти и газа им. Ивана Михайловича Губкина. Это позволило объединить преимущества традиционных академических учреждений и динамизм высшей школы, базирующийся на постоянном притоке молодых творческих сил. В биографию вашего Института навсегда записаны имена Владимира Николаевича Виноградова, в те годы ректора Московского института нефти и газа им. И.М. Губкина и ставшего первым директором - организатором Института проблем нефти и газа РАН, Николая Константиновича Байбакова, занимавшего в те годы должность заместителя Председателя Совета Министров СССР, председателя Госплана СССР, академика Александра Леонидовича Янишина, чл.-корр. АН СССР Артема Арамовича Геодекяна, проф. Каплана Сафербиевича Басниева и др.

Сегодняшний юбилей - дата примечательная: вы уже много добились и еще многого предстоит добиться.

35 лет – праздник добра, сердечных слов и счастливых воспоминаний.

У вас много замыслов и надежд, и мы желаем, чтобы все они осуществились. Процветания, успехов и новых побед!

Всем вашим сотрудникам, молодым и умудрённым научным опытом, желаем только движения вперед, новых планов, творческих идей, смелых решений и конечно - доброго здоровья!

Директор ИПНГ ФИЦ ЯНЦ СО РАН,

д.т.н.

Соколова М.Д.



Поздравление от Института проблем комплексного освоения недр им. академика Н.В. Мельникова РАН

Уважаемый Эрнест Сумбатович!

Институт проблем комплексного освоения недр им. академика Н.В.Мельникова Российской академии наук поздравляет Вас и весь коллектив Института проблем нефти и газа Российской академии наук с 35-летием со дня основания.

Юбилей – важное событие как в жизни отдельного человека, так и целого института. Когда речь идет об организации, решающей задачи по проведению и координации фундаментальных, поисковых и прикладных научных исследований в области нефти и газа, увеличению ресурсов углеводородного сырья, экологически безопасному функционированию нефтегазовых природно-технических систем и научному обоснованию цифровизации поиска, разведки, добычи и транспортировки углеводородного сырья для научно-технологического развития Российской Федерации, этот день приобретает особый смысл. Это подведение итогов всех достижений, гордость за полученные результаты, время постановки более амбициозных задач и начало стремления к новым горизонтам.

Одновременно с решением глобальных задач, руководство Института успешно реализует ряд важнейших направлений – растит кандидатов и докторов наук, участвует в работе и организует научные конференции и форумы, руководит работой ученых и диссертационных советов.

В жизни каждого будь то человека или организации наступает звездный час, поэтому сегодня весь коллектив ИПКОН РАН и мы лично желаем, чтобы Институт проблем нефти и газа Российской академии наук не останавливаясь на достигнутом шел вперед, расширяя границы научного познания!

С Уважением,
Академик РАН,
директор Института

 В.Н. Захаров

Академик РАН, председатель научного совета РАН
по проблемам горных наук

 К.Н. Трубецкой

Академик РАН, председатель научного совет РАН
по проблемам обогащения полезных ископаемых

 В.А. Чантурия

Член-корреспондент РАН, научный руководитель
отдела теории проектирования освоения недр

 Д.Р. Каплунов



Поздравление от Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе (МГРИ)



МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

«Российский государственный геологоразведочный университет имени
Серго Орджоникидзе»
(МГРИ)

Миклухо-Маклая ул., д. 23, Москва, 117997, тел. (495)433-62-56, E-mail: office@mgri.ru
ОКПО 02068835, ОГРН 1027739347723, ИНН/КПП 7728028967/772801001

10.10.2022 № 01-20/1898

на № _____ от _____

Директору ИПНГ РАН,
д.т.н., профессору РАН
Закирову Э.С.

Уважаемый Эрнест Сумбатович!

В этом году исполнилось 35 лет ИПНГ РАН!

Начав свою историю в 1987 г. с создания Института проблем нефти и газа Академии наук СССР и Минвуза СССР на базе кафедр и лабораторий Московского института нефти и газа им. И.М. Губкина - институт и по сей день является одним из лидеров в области фундаментальных, поисковых и прикладных научных исследований в области нефти и газа, обеспечивающих создание междисциплинарного научного задела по приоритетным направлениям стратегии научно-технологического развития Российской Федерации.

Ученые ИПНГ РАН участвуют в экспедициях по всему миру, плодотворно решают задачи научного обоснования цифровизации поиска, разведки, добычи и транспортировки углеводородного сырья, экологически безопасного функционирования нефтегазовых природно-технических систем, увеличения ресурсов углеводородного сырья, включая его нетрадиционные виды и многие другие важные задачи.

Особенно важно отметить сотрудничество ИПНГ РАН и МГРИ в рамках реализации Стратегии развития Арктической зоны РФ и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года, что отразилось в разработке и реализации программы геологического изучения арктических и субарктических морей Дальнего Востока в процессе систематизации материалов о физико-географическом и экологическом статусе, геолого-геофизической изученности, геологическом строении и нефтегазоносности.

МГРИ поздравляет коллектив Института проблем нефти и газа РАН с 35-летним юбилеем и желает всего самого доброго, творческих успехов и новых свершений в научном поиске, крепкого здоровья Вашему коллективу! Пусть пример стоящих у истоков создания Института - В.Н. Виноградова, Н.К. Байбакова, А.Л. Яншина, А.А. Геодекина, К.С. Басниева - блестящих организаторов науки и образования, будет вдохновлять Вас на новые свершения!

С уважением,

Исполняющий обязанности ректора

Ю.П. Панов


Мустаев Рустам Наильевич
mustaevrm@mgri.ru
+7-926-833-41-72


Поздравления академику РАН Дмитриевскому А.Н. с юбилеем



Поздравление Президента Российской Федерации Путина В.В.

ф. ТГ-10


ПРЕЗИДЕНТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
 ТЕЛЕГРАММА

Прием: <u>6/5</u> го <u>10</u> час. <u>40</u> мин. Бланк № <u>18</u> Принял: <u>сф</u>	Для заметок адресата 
--	---

ТЕЛЕГРАММА

МОСКВА 132/23003 109 06/05 1038=

ПРЕЗИДЕНТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ УВЕДОМЛЕНИЕ ТЕЛЕГРАФОМ МОСКВА УЛИЦА
ГУБКИНА Д 3 ФГБУН "ИНСТИТУТ ПРОБЛЕМ НЕФТИ И ГАЗА РАН" АКАДЕМИКУ
РАН А. Н. ДМИТРИЕВСКОМУ=

УВАЖАЕМЫЙ АНАТОЛИЙ НИКОЛАЕВИЧ ВСКЛ
ПРИМИТЕ ПОЗДРАВЛЕНИЯ С 85-ЛЕТИЕМ.
ОДИН ИЗ ВЕДУЩИХ СПЕЦИАЛИСТОВ В ОБЛАСТИ ГЕОЛОГИИ И МИНЕРАЛОГИИ,
АВТОР ФУНДАМЕНТАЛЬНЫХ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ – ВЫ МНОГОЕ СДЕЛАЛИ ДЛЯ
ОСВОЕНИЯ НОВЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, РАЗВИТИЯ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ
НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ.
ОСОБОЙ ПРИЗНАТЕЛЬНОСТИ ЗАСЛУЖИВАЮТ ВАША ОРГАНИЗАТОРСКАЯ,
ПЕДАГОГИЧЕСКАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ, АКТИВНОЕ СОДЕЙСТВИЕ ШИРОКОМУ ВНЕДРЕНИЮ
В ОТРАСЛЬ ИННОВАЦИОННЫХ, ЦИФРОВЫХ, ЭКОЛОГИЧЕСКИ БЕЗОПАСНЫХ
ТЕХНОЛОГИЙ. И КОНЕЧНО, ВАШ БОЛЬШОЙ ЛИЧНЫЙ ВКЛАД В СОЗДАНИЕ
ИНСТИТУТА ПРОБЛЕМ НЕФТИ И ГАЗА РАН, В ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЕГО ПЛОДОТВОРНОЙ
РАБОТЫ И УКРЕПЛЕНИЕ КАДРОВОГО ПОТЕНЦИАЛА.
ЖЕЛАЮ ВАМ УСПЕХОВ, ЗДОРОВЬЯ И БОДРОСТИ ДУХА=В. ПУТИН
ПР-766=

НННН ВРЕМЯ-10:40 ДАТА-06.05.2022 ВХ.НОМЕР-018



Поздравление Председателя Центрального банка Российской Федерации Набиуллиной Э.С.

ф. ТГ-17

 ПРАВИТЕЛЬСТВЕННАЯ ТЕЛЕГРАММА	
Прием: 06/05 го 09 час. 46 мин. Бланк № 010 Принял: 	Для заметок адресата

ТЕЛЕГРАММА

A/O 113331A GBNK RU

МОСКВА 113331/1/21 88 06/05 0939=

ПРАВИТЕЛЬСТВЕННАЯ 119333 МОСКВА ЗПТ УЛИЦА ГУБКИНА ЗПТ ДОМ 3
ИПНГ РАН НАУЧНОМУ РУКОВОДИТЕЛЮ ИНСТИТУТА ПРОБЛЕМ НЕФТИ И ГАЗА
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК АКАДЕМИКУ РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК
ДМИТРИЕВСКОМУ АНАТОЛИЮ НИКОЛАЕВИЧУ=

УВАЖАЕМЫЙ АНАТОЛИЙ НИКОЛАЕВИЧ ВОСКЛИЦАТЕЛЬНЫЙ ЗНАК
В ЭТОТ ОСОБЕННЫЙ ДЛЯ ВАС ДЕНЬ ПРИМИТЕ ПОЗДРАВЛЕНИЕ
С 85-ЛЕТИЕМ И ИСКРЕННИЕ ПОЖЕЛАНИЯ УСПЕХОВ В ВАШЕЙ
ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЗПТ ВОПЛОЩЕНИЯ В ЖИЗНЬ ВСЕГО ЗАДУМАННОГО ТЧК
КРЕПКОГО ЗДОРОВЬЯ ЗПТ ПОДДЕРЖКИ ЗПТ ПОНИМАНИЯ И УВАЖЕНИЯ СО
СТОРОНЫ КОЛЛЕГ ЗПТ ДРУЗЕЙ И САМЫХ БЛИЗКИХ ЗПТ СЧАСТЬЯ И
БЛАГОПОЛУЧИЯ ТЧК С УВАЖЕНИЕМ=
ПРЕДСЕДАТЕЛЬ ЦЕНТРАЛЬНОГО БАНКА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Э.С. НАБИУЛЛИНА=



0939

НННН ВРЕМЯ-09:46 ДАТА-06.05.2022 ВХ.НОМЕР-010



Поздравление Председателя Правления ПАО «Газпром» Миллера А.Б.

ТЕЛЕГРАММА

A/O 111823 SINT RU

МОСКВА 111012/1 66 6/5 0900=

119991 ГСП-1 МОСКВА УЛ ГУБКИНА Д 3 НАУЧНОМУ РУКОВОДИТЕЛЮ
ИНСТИТУТА ПРОБЛЕМ НЕФТИ И ГАЗА РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК АКАДЕМИКУ
РАН А Н ДМИТРИЕВСКОМУ=

УВАЖАЕМЫЙ АНАТОЛИЙ НИКОЛАЕВИЧ ВСЛ ЗНК
ОТ ИМЕНИ ПРАВЛЕНИЯ ПАО ГАЗПРОМ И ОТ СЕБЯ ЛИЧНО СЕРДЕЧНО
ПОЗДРАВЛЯЮ ВАС С 85-ЛЕТИЕМ СО ДНЯ РОЖДЕНИЯ ТЧК ПРИМИТЕ ИСКРЕННИЕ
ПОЖЕЛАНИЯ КРЕПКОГО ЗДОРОВЬЯ ЗПТ БЛАГОПОЛУЧИЯ ЗПТ ПЛОДОТВОРНОЙ И
УСПЕШНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ=
ПРЕДСЕДАТЕЛЬ ПРАВЛЕНИЯ ПАО ГАЗПРОМ А Б МИЛЛЕР=

0905

НННН ВРЕМЯ-09:09 ДАТА-06.05.2022 ВХ.НОМЕР-008





Поздравление Председателя Правления ПАО «Газпром нефть» Дюкова А.В.

ТЕЛЕГРАММА

МОСКВА 336095 63 06/05 1554=

УВЕДОМЛЕНИЕ ТЕЛЕГРАФОМ МОСКВА УЛИЦА ГУБКИНА Д 3 ИПНГ РАН НАУЧНОМУ
РУКОВОДИТЕЛЮ АКАДЕМИКУ РАН ДМИТРИЕВСКОМУ АН=

УВАЖАЕМЫЙ АНАТОЛИЙ НИКОЛАЕВИЧ ВСКЛ
ПОЗВОЛЬТЕ ОТ ИМЕНИ КОМПАНИИ ''ГАЗПРОМ НЕФТЬ'' И ОТ СЕБЯ ЛИЧНО
ПОЗДРАВИТЬ ВАС С ЮБИЛЕЕМ ВСКЛ
ЖЕЛАЮ ВАМ НОВЫХ ПОБЕД И НЕИССЯКАЕМОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ДОСТИЖЕНИЯ ВСЕХ
ПОСТАВЛЕННЫХ ЦЕЛЕЙ.
ЗДОРОВЬЯ, СЧАСТЬЯ, БЛАГОПОЛУЧИЯ ВАМ И ВАШИМ БЛИЗКИМ ВСКЛ
С УВАЖЕНИЕМ,=ПРЕДСЕДАТЕЛЬ ПРАВЛЕНИЯ ПАО ГАЗПРОМ НЕФТЬ А.В. ДЮКОВ=

НННН ВРЕМЯ-16:00 ДАТА-06.05.2022 ВХ.НОМЕР-062





**Поздравление вице-президента РАН
академика РАН Бондура В.Г.**

**Научному руководителю
Института проблем нефти и газа РАН
академику РАН**

**ДМИТРИЕВСКОМУ
Анатолию Николаевичу**



ГЛУБОКОУВАЖАЕМЫЙ АНАТОЛИЙ НИКОЛАЕВИЧ!

Сердечно поздравляю Вас с юбилеем!

Ваш жизненный путь — это путь талантливого, честного, целеустремленного человека, целиком посвятившего себя служению науке в области геологии нефти и газа.

От всей души желаю Вам, глубокоуважаемый Анатолий Николаевич, крепкого здоровья, счастья и благополучия, реализации самых смелых творческих планов в Вашей многогранной деятельности.

A handwritten signature in blue ink, which appears to be 'В.Г. Бондур', is located below the congratulatory text.

Вице-президент РАН
академик РАН
В.Г. БОНДУР

6 мая 2022 г.



Поздравление академика-секретаря Отделения наук о Земле РАН Глико А.О. и начальника Отдела наук о Земле РАН Сократова И.Н.

ТЕЛЕГРАММА

A/O 114966 KRT RU

МОСКВА 114966/02 275 4/05 1345=

ВРУЧИТЬ 6/05/2022
 119333 МОСКВА УЛ ГУБКИНА 3 ИПНГ РАН
 АКАДЕМИКУ РАН
 ДМИТРИЕВСКОМУ А Н=

ДОРОГОЙ АНАТОЛИЙ НИКОЛАЕВИЧ ВСЛ
 ОТДЕЛЕНИЕ НАУК О ЗЕМЛЕ РАН СЕРДЕЧНО ПОЗДРАВЛЯЕТ ВАС КРУПНОГО
 УЧЕНОГО – ГЕОЛОГА ЗПТ СПЕЦИАЛИСТА В ОБЛАСТИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
 ОСАДОЧНЫХ БАСЕЙНОВ С 85-ЛЕТИЕМ СО ДНЯ РОЖДЕНИЯ ВСЛ
 ВЫ ВНЕСЛИ КРУПНЫЙ ВКЛАД В РАЗРАБОТКУ И ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ
 СИСТЕМНОГО АНАЛИЗА В ГЕОЛОГИИ ЗПТ В ТЕОРИЮ И МЕТОДОЛОГИЮ
 СИСТЕМНОГО ЛИТОЛОГО-ГЕНЕТИЧЕСКОГО АНАЛИЗА НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ
 ОСАДОЧНЫХ БАСЕЙНОВ ТЧК ВАМИ ПРЕДЛОЖЕНА МЕТОДИКА
 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ИЗУЧЕНИЯ ОСАДОЧНЫХ БАСЕЙНОВ КАК
 ЦЕЛОСТНЫХ ПРИРОДНЫХ СИСТЕМ ТЧК ВЫ ОСНОВАЛИ НАУЧНУЮ ШКОЛУ
 СИСТЕМНО-ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ЛИТОСФЕРЫ ТЧК
 СУЩЕСТВЕНЕН ВАШ ВКЛАД В РАЗРАБОТКУ НАУЧНЫХ ОСНОВ ИННОВАЦИОННЫХ
 И ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПОИСКА ЗПТ РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ
 И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗПТ В ЧАСТНОСТИ ДЛЯ РЕНТАБЕЛЬНОЙ ДОБЫЧИ
 СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ ИЗ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕТОРОВ БАЖЕНОВСКОЙ
 СВИТЫ ТЧК ВЫ ЯВЛЯЕТЕСЬ ОДНИМ ИЗ ОРГАНИЗАТОРОВ ИНСТИТУТА ПРОБЛЕМ
 НЕФТИ И ГАЗА РАН И МИНОБРАЗОВАНИЯ РФ ТЧК ПОД ВАШИМ РУКОВОДСТВОМ
 ОН СТАЛ ВЕДУЩИМ АКАДЕМИЧЕСКИМ УЧРЕЖДЕНИЕМ ПО РАЗРАБОТКЕ НАУЧНЫХ
 ОСНОВ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ТЧК
 МНОГО ЛЕТ ВОЗГЛАВЛЯЕТЕ ЖУРНАЛ ГЕОЛОГИЯ ЗПТ ГЕОФИЗИКА И
 РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТЧК БОЛЕЕ 50 ЛЕТ
 ЧИТАЕТЕ ЛЕКЦИИ СТУДЕНТАМ В РГУ НЕФТИ И ГАЗА ИМ ГУБКИНА ТЧК
 ВЫ ВОЗГЛАВЛЯЕТЕ РАБОТУ ПО АНАЛИЗУ И ЭКСПЕРТИЗЕ ПРАКТИЧЕСКИ ВСЕХ
 КРУПНЫХ ПРОЕКТОВ ПО ОСВОЕНИЮ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ РАЗЛИЧНЫХ



РЕГИОНОВ СТРАНЫ В ТЧ В КАЧЕСТВЕ ЧЛЕНА ЭКСПЕРТНОГО СОВЕТА ПРИ
 ПРАВИТЕЛЬСТВЕ РФ ЗПТ ЯВЛЯЕТЕСЬ ПОСТОЯННЫМ УЧАСТНИКОМ МНОГИХ
 НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИХ КОНФЕРЕНЦИЙ ЗПТ НЕФТЯНЫХ КОНГРЕССОВ В
 РОССИИ И ЗА РУБЕЖОМ ТЧК ВАШИ РАБОТЫ УДОСТОЕНЫ ГОСУДАРСТВЕННЫХ
 ПРЕМИЙ СССР И РФ ЗПТ ГОСУДАРСТВЕННЫХ НАГРАД ТЧК
 ДОРОГОЙ АНАТОЛИЙ НИКОЛАЕВИЧ ПРИМИТЕ НАШИ ДОБРЫЕ ПОЖЕЛАНИЯ НОВЫХ
 ТВОРЧЕСКИХ УСПЕХОВ И КРЕПКОГО ЗДОРОВЬЯ ВАМ И ВАШИМ БЛИЗКИМ=
 АКАДЕМИК РАН ГЛИКО А О
 НАЧАЛЬНИК ОТДЕЛА НАУК О ЗЕМЛЕ РАН СОКРАТОВА И Н=



НННН ВРЕМЯ-14:08 ДАТА-04.05.2022 ВХ.НОМЕР-039

Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности

Вступительная статья к 35-летию ИПНГ РАН

А.Н. Дмитриевский

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

E-mail: a.dmitrievsky@ipng.ru

Аннотация. Дальнейшее развитие нефтяной и газовой промышленности России в значительной мере зависит от создания новых инновационных технологий. В статье рассматриваются достижения ученых Института проблем нефти и газа РАН и других академических институтов в области создания передовых научно-технических и технологических решений, обеспечивающих повышение эффективности поиска, разведки и разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, а также предложения по развитию методов мониторинга нефтегазотранспортных магистралей и нефтегазохимии.

Ключевые слова: нефтяная и газовая промышленность, инновационные технологии, Энергетическая стратегия России, нефтегазовые ресурсы, разработка месторождений, ИПНГ РАН

Для цитирования: Дмитриевский А.Н. Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 3(42). С. 16–23. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art1>

Почти 30 лет назад была разработана и утверждена программа «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности», в реализации которой в разные годы принимали участие 28 академических институтов. Координатор программы – Институт проблем нефти и газа РАН. Фундаментальные, ориентированные и прикладные исследования, выполненные при реализации программы, вошли в технологический блок ресурсно-инновационной стратегии развития экономики России. В проекте Энергетической стратегии России на период до 2035 года «в качестве центральной идеи определен переход от экспортно-сырьевой к ресурсно-инновационной стратегии развития экономики страны».

Инновационные технологии, созданные учеными Российской академии наук, являются еще одним серьезным конкурентным преимуществом нашей страны.

Фундаментальные работы ученых академических институтов охватывают широкий спектр научных исследований от проблем происхождения нефти, закономерностей формирования крупных и гигантских нефтяных и газовых месторождений до обоснования механизмов образования энергоактивных и флюидонасыщенных зон Земли, солитонных механизмов транспорта эндогенной энергии и флюидов и реализации масштабных процессов динамики и дегазации Земли (ИПНГ РАН, ФИАН, ИФЗ РАН).

Большое внимание уделено исследованию взаимодействия эндогенных и экзогенных процессов, что позволило обосновать промышленную нефтегазонасыщенность больших глубин (8–10 км). Проведено 7 международных конференций, охвативших самые различные аспекты генезиса нефти, проблемы энергетики, динамики и дегазации Земли.

Энергоактивные (ИПНГ РАН) и флюидонасыщенные (ИФЗ РАН) зоны обнаружены на глубинах 50–55, 100–120, 150–200–250 км, выявлено их влияние на формирование энергетического потенциала и флюидное содержание коровых волноводов, установленных на глубинах 10–12–15 км и реже – 18–20 км. Механизм дилатансии и компаксии определяет режим «работы» коровых волноводов, флюидные потоки которых, устремляясь в верхние горизонты земной коры, собирают микронепть в залежи.

Этот механизм по-новому объясняет миграционные процессы, когда микронепть активными флюидными потоками собирается в промышленные залежи, часто характеризующиеся аномально высокими пластовыми давлениями. Этот же механизм определяет полигенность месторождений нефти и газа.

Энергетическая и флюидодинамическая активность обусловила формирование гигантских залежей углеводородов Астраханского карбонатного массива. Скважина Д-2, заложенная по предложению ученых ГИН РАН и ИПНГ РАН в пределах лицензионного участка ОАО «Газпром» в 2001 году, вскрыла девонские отложения, и с глубины около 7,0 км был получен фонтан нефти. Залежь характеризуется аномально высокими пластовыми давлениями (1450 атм). Пробуренная скважина законсервирована в ожидании масштабной промышленной разработки. Скважины, пробуренные на центральном и правобережном участках Астраханского массива, привели к открытию двух месторождений газа в отложениях среднего карбона. Эти работы отмечены премией ПАО «Газпром» в 2010 г.

Выполненные научные работы и положительные результаты исследований позволили обосновать возможность бурения самой глубокой на планете скважины.

Решение о бурении скважины глубиной 15,0 км в 2014 году подписали президенты России и Казахстана. Следует подчеркнуть, что все исследования по геолого-геофизическому обоснованию и проектные работы по бурению сверхглубокой скважины выполнены учеными Геологического института РАН и Института проблем нефти и газа РАН.

Под руководством и при участии ученых академических институтов, начиная с 90-х годов была выполнена государственная экспертиза практически всех реализуемых в настоящее время проектов нефтяной и газовой промышленности.

Открыты 12 месторождений нефти и газа. Созданы эффективные технологии освоения нефтегазовых ресурсов в сложных горно-геологических и природно-климатических условиях. Эти работы отмечены присуждением двух Государственных премий. Весомый вклад внесен в изучение геологического строения и нефтегазоносности регионов Крайнего Севера, Восточной Сибири и республики Саха (Якутия) (Объединенный институт геологии, геофизики и минералогии СО РАН, ИПНГ РАН).

Месторождение матричной нефти, ресурсы которой превышают 2,5 млрд т, открыто в пределах действующего Оренбургского газоконденсатного месторождения, добыча газа на котором ведется с 1973 года. Это одно из крупнейших в мире месторождений, открытых за последние 20–25 лет. Матричная нефть – это карбонатный аналог сланцевой нефти, переработка и высокие переделы которой позволяют получать высокоценную и остродефицитную на мировом рынке продукцию – редкие и редкоземельные металлы, углеродное волокно, новое поколение катализаторов, нанотрубки, наносорбенты, новые композиционные материалы (ИНХС РАН, ИПНГ РАН).

Детальные исследования фациальных и палеогеографических условий осадконакопления, литологического и геохимического состава пород, исследование органического вещества и керогена, особенностей формирования высокомолекулярных компонентов позволили выявить аморфные и кристаллические минерально-органические полимеры, преобразование которых «in situ» привело к формированию очагов матричной нефти.

Создано новое поколение технологии «Темпоскрин-Люкс», обеспечивающее эффективную добычу легкой маловязкой нефти из обводненных месторождений (ИПНГ РАН, ОАО «Атомбиотех»). Технология готова к немедленной реализации. Прежние два поколения реагента показали свою эффективность на месторождениях всех основных нефтедобывающих регионов России. Немедленное начало реализации технологии позволит обеспечить дополнительное получение 100,0 млн т нефти. Себестоимость добычи нефти – 1,2 долл. за баррель. Эта самая дешевая нефть в мире, за исключением новых месторождений, где нефть добывается фонтанным способом.

В 2013 году ученые института выиграли тендер и обосновали технологические решения по эффективной разработке нефтяной оторочки совместно с газоконденсатными объектами гигантского Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Мы активно используем результаты фундаментальных исследований прошлых лет. Академик С.А. Христианович предложил реализовать депрессионные эффекты для улучшения проницаемости призабойной зоны. Этот процесс он назвал «георыхление». Детальное обоснование процесса выполнил академик Д.М. Климов

(Институт проблем механики РАН). Академик В.А. Глухих и академик Я.Б. Зельдович дали теоретическое обоснование процессам, связанным с реализацией плазменно-импульсного воздействия. Специалисты ОАО «Новас» П.Г. Агеев и Н.П. Агеев использовали эти разработки для воздействия на призабойную зону продуктивного пласта при бурении вертикальных скважин. Ученые ИПУ РАН и ИПНГ РАН предложили объединить эти процессы, т. е. георыхление и плазменно-импульсное воздействие, с целью интенсификации процессов нефтедобычи, что обеспечивает значительно больший технологический эффект.

В настоящее время совместно с ОАО «Новас» мы завершаем работы по созданию технологии, заменяющей американскую технологию многостадийного гидроразрыва, используемую при добыче сланцевой нефти. Как известно, технология имеет серьезные экологические ограничения. Именно по этой причине она не получила распространения, и, в частности, и в Европе. Плазменно-импульсная технология экологически абсолютно «чистая» и имеет лучшие экономические параметры.

Академик С.А. Христианович и профессор Ю.П. Желтов в 1953 году впервые изложили теоретические основы бурения горизонтальных скважин. Эта технология получила масштабное развитие и успешно стала использоваться компаниями. Реализация этой технологии в нашей стране задержалась более чем на 50 лет и ее использование началось в связи с приходом в нефтегазовый комплекс России западных компаний. Совместно с инновационной компанией «Проксима-ойл» совершенствуется отечественная технология горизонтально-разветвленного бурения скважин.

Совместно с Институтом нанотехнологий (Канада) создана магнитная технология добычи трудноизвлекаемых запасов вязкой нефти. Фундаментальные исследования позволили установить, что вязкость нефти определяется наличием в ней фрактальных агрегатов, которые часто содержат дисперсное железо. При воздействии переменным магнитным полем фрактальные агрегаты разрушаются, вязкость нефти снижается, что обеспечивает значительное повышение коэффициента нефтеотдачи самой распространенной среди трудноизвлекаемых запасов категории нефти.

Созданы технологии сепарации метана, основанные на сверхзвуковых и криогенных эффектах, что обеспечивает эффективное и экологически безопасное освоение сероводородосодержащих газовых и газоконденсатных месторождений, ресурсы которых только на юге Прикаспийской впадины составляют 5,4 трлн м³. 8 малогабаритных установок заменяют Астраханский газоперерабатывающий завод, но их стоимость при 100%-ной экологической безопасности в 180–200 раз дешевле (ИПНГ РАН).

Разработаны реагенты, которые в результате реализации эффектов самоорганизации укрепляют призабойную зону, что позволяет увеличить депрессию на продуктивный пласт и интенсифицировать добычу низконапорного газа. Созданная технология дает возможность продлить на многие десятилетия сроки эффективной эксплуатации Уренгойского, Ямбургского, Медвежьего месторождений с запасами газа более 5,0 трлн м³ (ИПНГ РАН).

Изучение природных факторов и явлений позволило разработать рекомендации по мониторингу состояния

магистральных нефте- и газопроводов и выявлять опасные зоны и участки, где наиболее часто происходят аварии (геодинамическая активность недр, эманации глубинных агрессивных газов, электромагнитные и тепловые аномалии, физические поля Земли и т. п.). Эти исследования позволили разработать рекомендации по диагностике транспортных систем, их своевременному и адресному ремонту специализированными организациями, что позволит продлить нормативный срок службы 70% нефтегазопроводов в 1,5 раза (на 12–15 лет).

Научным центром института совершенствуется созданная ОАО «Криокор» технология дистанционной магнитной томографии состояния внутринефтепроводных систем, трубопроводов и магистральных нефте- и газопроводов на участках, где невозможна внутритрубная диагностика (участки, где сохранились старые трубопроводы с внутритрубными сварными швами, участки пересечения местности с резкими изгибами трубы, затрудняющие прохождения диагностического снаряда и т. п.) В связи с большим объемом работ (более 1,0 млн км) разработана и находится в стадии апробации технология, предусматривающая использование дронов, оснащенных соответствующим приборным оборудованием для диагностики дефектов методами магнитной томографии.

Совместно с норвежской компанией «Statoil» разработана технология морского транспорта сжатого газа. Завершаются исследования по созданию новых сорбционных материалов, обеспечивающих значительное увеличение объема транспортируемого компримированного газа.

Совместно с научным центром Курчатовского института проводятся исследования по изучению использования эффекта сверхпроводимости для транспорта больших объемов энергии. Разработаны принципиальные основы технологии, в соответствии с которой сверхпроводник, обеспечивающий без потерь транспорт электроэнергии, помещается в сжиженный метан.

Научные исследования показали, что на глубинах, превышающих 700–800 м, углекислый газ переходит в особое состояние. При этом сохраняются свойства его как газа, но плотность его увеличивается и значительно превышает плотность метана в 5 раз. Разработаны рекомендации по эффективной эксплуатации подземных хранилищ газа и обоснована возможность использования CO_2 в качестве буферного газа, что значительно сокращает затраты на создание и эксплуатацию ПХГ.

Развитие нефтегазовых технологий в области добычи новых видов углеводородного сырья является основой для реализации технологий высоких переделов нефтепереработки и нефтехимии, обеспечивающих выход на рынок высокомаржинальной продукции, пользующейся значительным спросом как в России, так и на мировом рынке. Следует указать на несколько направлений развития технологий в данной области. Первое из них связано с созданием новых процессов переработки тяжелого углеводородного сырья, такого как гудрон. Здесь прорывное значение имеет процесс гидроконверсии тяжелого сырья различного вида на наноразмерных катализаторах, разработанного в Российской академии наук (ИНХС РАН, ИПХФ РАН). Этот процесс не только позволяет реализовать практически безостаточную переработку сырья в дистиллятные фракции

(выход до 95%), но и обеспечивает производство концентрата цветных металлов с использованием сверхадиабатической газификации. Таким образом, удастся перевести в полезные продукты наименее ценную часть нефти. Особое значение данный процесс имеет при переработке матричной нефти, поскольку позволяет выделить весь спектр ценных металлов, содержащихся в ней (ИПНГ РАН).

Второе важнейшее направление в этой области – создание новых катализаторов для нефтепереработки и нефтехимии, без которых невозможно существование указанных отраслей. Решение этой задачи в рамках работ ряда академических институтов (ИК СО РАН, ИНХС РАН ИПХУ СО РАН и др.) имеет важное значение для обеспечения экономической безопасности страны. Высокая импортозависимость в этой области может привести к гигантским потерям в случае введения санкций. Следует отметить, что благодаря работам институтов РАН, наша страна в короткий срок может наладить производство широкого спектра современных катализаторов нефтепереработки и нефтехимии, таких как катализаторы каталитического крекинга, гидроочистки дизельного топлива, гидрокрекинга, риформинга с движущимся слоем, полимеризации этилена и пропилена. Производство катализаторов при соответствующей поддержке может быть развернуто уже к 2018 году.

Существенное значение имеет и третье направление – создание процессов переработки газового сырья в жидкие углеводороды и сырье для нефтехимии. Здесь хотелось бы обратить внимание на процесс, созданный в ИНХС РАН и ИПХФ РАН и прошедший пилотные испытания: получение углеводородов из природного газа через диметилэфир.

Предлагается несколько вариантов процесса. Первый предназначен для получения бензинов, причем возможно получение как низкоароматической бензиновой фракции, так и высокооктановых бензинов, удовлетворяющих классу 5 технического регламента (с октановым числом 92 без добавок и с октановым числом 95–98 с использованием специально получаемой добавки). Возможно получение 55 тыс. т бензина из 100 млн м³ природного газа. Альтернативой бензину в этом процессе может служить нефтехимическое сырье – этилен и пропилен, которые могут быть получены с выходом до 80% из природного газа. Возможно использование и промежуточного продукта – диметилового эфира, как заменителя сжиженных газов или дизельного топлива.

Весомый вклад внесен учеными академических институтов в повышение эффективности освоения нефтегазовых ресурсов в сложных горно-геологических и природно-климатических условиях, рационального природопользования и охраны окружающей среды (ИГЭ РАН, институты СО РАН). Разработаны рекомендации по экологически безопасному размещению объектов нефтяной и газовой промышленности, в том числе в арктической зоне России (ИПНГ РАН).

Ученые 16 академических институтов 6 отделений РАН в период 2006–2014 гг. приняли участие в исследованиях по программе Президиума РАН «Фундаментальный базис инновационных технологий прогноза, оценки, добычи и глубокой комплексной переработки стратегического минерального сырья, необходимого для модернизации экономики России».

В программе отделения наук о Земле, начиная с 2006 г. по 2014 г., активно участвовали 14 институтов Российской академии наук (координаторы программы

акад. РАН А.Э. Конторович и акад. РАН А.Н. Дмитриевский).

Разработана программа «Возрождение старых нефтегазодобывающих регионов России», которая дает возможность значительно повысить добычу нефти в регионах с развитой инфраструктурой, а также технологии интенсификации добычи нефти. Созданы инновационные технологии эмиссионной сейсмической томографии, диссипативной сейсмометрии, позволяющие выявлять остаточные запасы нефти и газа и установить пропущенные продуктивные горизонты. Программа «Возрождение старых нефтедобывающих регионов России» включена в Федеральную программу «Воспроизводство минерально-сырьевых ресурсов». Исполнителями программы являются ученые 8 академических институтов.

В результате 20-летней работы 28 академических институтов по программе «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности» созданы научно-технические, технологические решения и инновационные технологии, реализация которых совместно с нефтяными и газовыми компаниями позволит внедрить импортозамещающие технологии, в значительной мере нейтрализующие санкции, имеющие целью снизить эффективность работы предприятий нефтегазового комплекса России.

Нефтегазовый комплекс имеет все необходимое для реализации возложенных на него задач. Он по-прежнему обладает крупнейшей в мире минерально-сырьевой базой, развитой инфраструктурой, квалифицированными кадрами, значительным инновационным потенциалом и, что немаловажно, характеризуется масштабным и быстрым возвратом вложенных финансовых ресурсов.

Успешная реализация ресурсно-инновационного развития экономики в значительной мере зависит от создания эффективной системы организации и управления инновационными преобразованиями в нефтегазовом комплексе.

Необходимо обеспечить:

- активное и заинтересованное участие в реализации инновационных технологий нефтяных и газовых компаний страны;

- государственную поддержку повсеместной реализации инновационных нефтегазовых технологий;

- разработку механизмов государственно-частного партнерства, предусматривающих как финансирование важнейших проектов, так и контроль за их реализацией;

- совершенствование налоговой системы, поощряющей реализацию инновационных технологий;

- приоритетное финансирование фундаментальных и поисковых исследований по реализации амбициозных проектов, позволяющих России занять лидирующие позиции в мировой науке;

- приоритетное финансирование научных исследований и конкретных проектов, обеспечивающих технологический

суверенитет нефтяной и газовой промышленности России, создание импортозамещающих технологий и высокую конкурентоспособность на мировом рынке через механизмы Российского научного фонда и Государственной программы развития науки и технологий в Российской Федерации.

Эффективное и целенаправленное внедрение инновационных технологий РАН уже с первого года позволит получить постоянно нарастающий финансовый поток за счет роста нефтегазодобычи и реализации инновационных технологий высоких переделов.

Значительные финансовые ресурсы дадут возможность поддержать развитие инновационных процессов в самых различных, в том числе несырьевых, отраслях экономики. В целом инновационные процессы обеспечат эффективную модернизацию промышленности и реиндустриализацию экономики России.

Инновационные технологии, модернизация и реиндустриализация экономики приведут к системным изменениям не только в нефтегазовой отрасли, но и к положительным преобразованиям в экономике России.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН (тема «Фундаментальный базис энергоэффективных, ресурсосберегающих и экологически безопасных, инновационных и цифровых технологий поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, исследование, добыча и освоение традиционных и нетрадиционных запасов и ресурсов нефти и газа; разработка рекомендаций по реализации продукции нефтегазового комплекса в условиях энергоперехода и политики ЕС по декарбонизации энергетики (фундаментальные, поисковые, прикладные, экономические и междисциплинарные исследования)», № 122022800270-0).

Информация об авторе

Анатолий Николаевич Дмитриевский – академик РАН, д.г.-м.н., научный руководитель института, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, a.dmitrievsky@ipng.ru

Поступила в редакцию 15.06.2023

The fundamental basis of innovative technologies of oil and gas industry

Introductory article on the 35th anniversary of OGRI RAS

A.N. Dmitrievsky

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

E-mail: a.dmitrievsky@ipng.ru

Abstract. The further development of the Russian oil and gas industry significantly depends on the creation of the new innovative technologies. The article deals with the achievements of the scientists of Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences and other academic institutions in the field of creation of advanced scientific, technical and technological solutions for improving the efficiency of prospecting, exploration and development of oil, gas and gas condensate fields, as well as proposals for the development of the methods for monitoring oil and gas transportation routes and petrochemical industry.

Keywords: oil and gas industry, innovative technologies, Energy Strategy of Russia, oil and gas resources, field development, OGRI RAS

Citation: *Dmitrievsky A.N.* The fundamental basis of innovative technologies of oil and gas industry // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 3(42). P. 16–23. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art1> (In Russ.).

Information about the author

Anatoly N. Dmitrievsky – Academician of the Russian Academy of Sciences, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Scientific Director of the Institute, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, a.dmitrievsky@ipng.ru

Received 15.06.2023

Перспективы развития Института проблем нефти и газа РАН при взаимодействии с газодобывающими компаниями России

Э.С. Закиров

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия
E-mail: ezakirov@ogri.ru

Аннотация. На прошедшем в декабре 2022 г. XX Юбилейном Международном Форуме «Газ России 2022 – поворот на Восток» Российского газового общества было высказано множество идей относительно текущего состояния газового рынка. Однако не было предложено ни одного подхода к дальнейшему развитию газовой отрасли страны. Данная статья является полемичной, но задающей одно из возможных направлений конкурентного развития рынков нефти и газа России. До некоторой степени статья является обзорной по инновационным технологиям Института проблем нефти и газа РАН, ориентированным на решение каждодневных задач газодобывающих компаний на различных месторождениях. Предлагается комплекс уже апробированных технологий для значительного снижения эксплуатационных затрат и повышения эффективности разработки месторождений газа в различных термобарических условиях.

Ключевые слова: совершенствование разработки газовых, газоконденсатных, нефтегазоконденсатных месторождений, повышение коэффициентов извлечения, многофункциональные технологии, Оренбургское, Вуктыльское и Уренгойское нефтегазоконденсатные месторождения, низконапорный газ, водоизоляция, пескопроявление

Для цитирования: Закиров Э.С. Перспективы развития Института проблем нефти и газа РАН при взаимодействии с газодобывающими компаниями России // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 3(42). С. 24–33. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art2>

Введение

В России существует большое разнообразие газовых месторождений, от сеноманских залежей с сухим газом до ачимовских околокритических флюидальных систем. Часто разработка газоконденсатной шапки дополнительно осложняется наличием нефтяной оторочки. У сотрудников Института проблем нефти и газа (ИПНГ) РАН имеются решения по совершенствованию разработки для каждого из рассматриваемых типов флюидальных систем, с учетом текущего состояния системы разработки, пластового давления, массообменных процессов и т. д. Хотя в ИПНГ РАН также имеются представители геологических специальностей, статья акцентирует внимание читателя на процессах

разработки как потенциально дающих наибольшую и быструю выгоду при трансформации системы разработки. Задача данной статьи – расширить площадку для взаимодействия сотрудников института с газодобывающими компаниями страны.

Низконапорный газ

Сотрудники ИПНГ РАН работают над созданием новых материалов для совершенствования существующих технологий при решении проблем, характерных для залежей низконапорного газа:

- борьба с пескопроявлениями;
- водоизоляция;
- разнообразные виды ремонта скважин.

За период 2009–2011 гг. произведено опробование технологий для повышения эффективности эксплуатации на 80 газовых скважинах [1], однако, их дальнейшее применение приостановлено. Эффективно решена проблема проведения работ по водоизоляции в субгоризонтальных газовых скважинах без глушения [2]. Перечисленный набор технологий позволяет быстро, дешево решать насущные задачи на слабосцементированных коллекторах сеномана.

Принципиально новая задача – с использованием новых материалов, аддитивных технологий 3D-печати создать дешевую и надежную замену гравийным фильтрам. В статье [3] рассматривается вопрос создания керновых образцов с заданными свойствами на основе 3D-принтеров. В целом процесс первоначального патентования соответствующих идей близится к завершению, в ближайшем будущем институт готов обратиться в профильные департаменты газодобывающих компаний с просьбой о проведении опытно-промышленных испытаний разрабатываемых технологий на месторождениях и подземных хранилищах газа.

Соответствующие технологии или практически готовы, или требуют опытно-промышленных испытаний, при их использовании возможно значимое снижение актуальности проблем выноса песка, водопроявлений и т. д. с одновременным увеличением дебита газа обрабатываемых скважин.

Кроме научно-инженерных задач по обработке отдельных скважин специалистами ИПНГ РАН предлагаются технологии по доработке залежей низконапорного газа [4, 5]. Кратко о предложенной технологии говорится в одной из статей¹ данного выпуска, посвященной одной из тем Госзадания ИПНГ РАН.

Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение

Не вдаваясь подробно в историю изменений в оценке запасов Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ), приведем графические изображения того, как выглядит нефтяная оторочка данного месторождения (рис. 1 и 2) по актуальным на сегодняшний день представлениям.

На указанных рисунках приведены профильный разрез и вид сверху на месторождение. Следует отметить, что при открытии месторождения оторочка трассировалась не так, приближаясь по своему виду к представленному на рис. 3. Не останавливаясь на причинах подобной трактовки строения месторождения, первое предложение ИПНГ РАН состоит в доизучении оторочки ОНГКМ с оценкой потенциала промышленной разработки частично расформированной залежи нефти. Да, оторочка сместилась в газовую часть в силу градиента давления, вызванного истощением пластового давления в газовой части. Однако, результаты бурения скважины 1-ВМС, последующая интерпретация полученных данных керна и геофизических исследований скважин позволили специалистам ИПНГ РАН утверждать возможность доработки нефтяной оторочки с потенциальным достижением коэффициента извлечения нефти на уровне 25%. Для перехода на полномасштабное развитие подобных идей необходимо проведение опытно-промышленных работ на участке месторождения.

¹ См. статью *Закиров Э.С.* «Совершенствование методов моделирования, лабораторных и промысловых исследований для создания новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях» в данном выпуске.

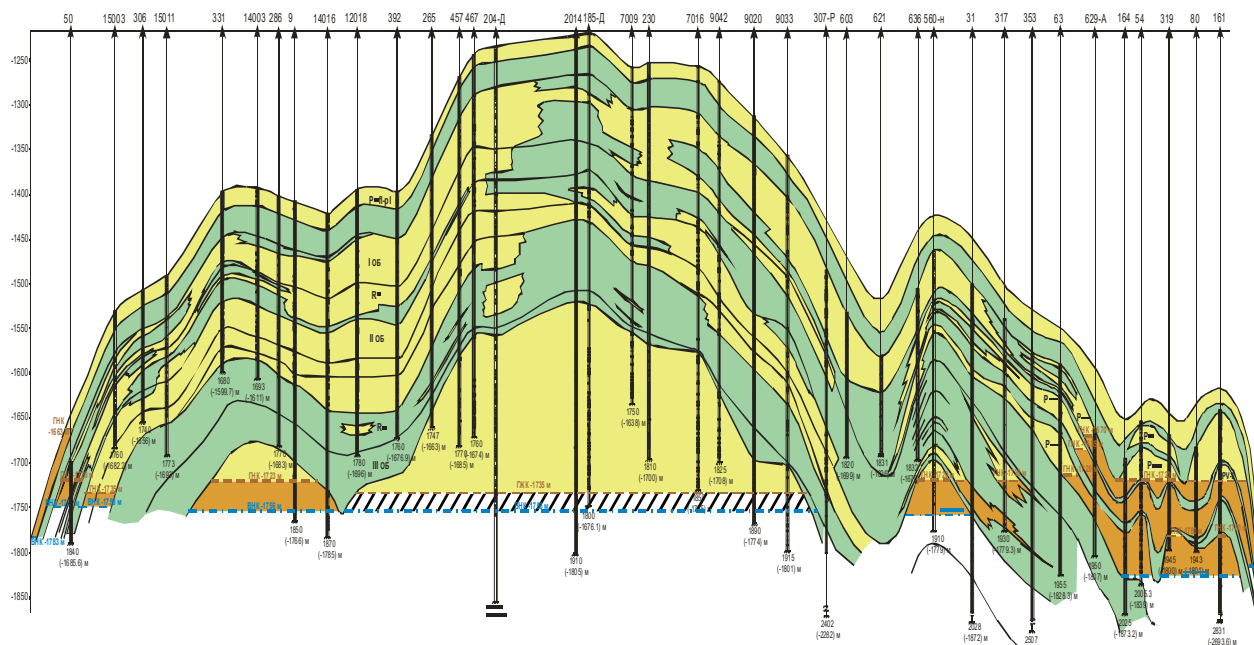


Рис. 1. Профильный разрез ОНГКМ с текущей трассировкой нефтяной оторочки (из открытых источников)

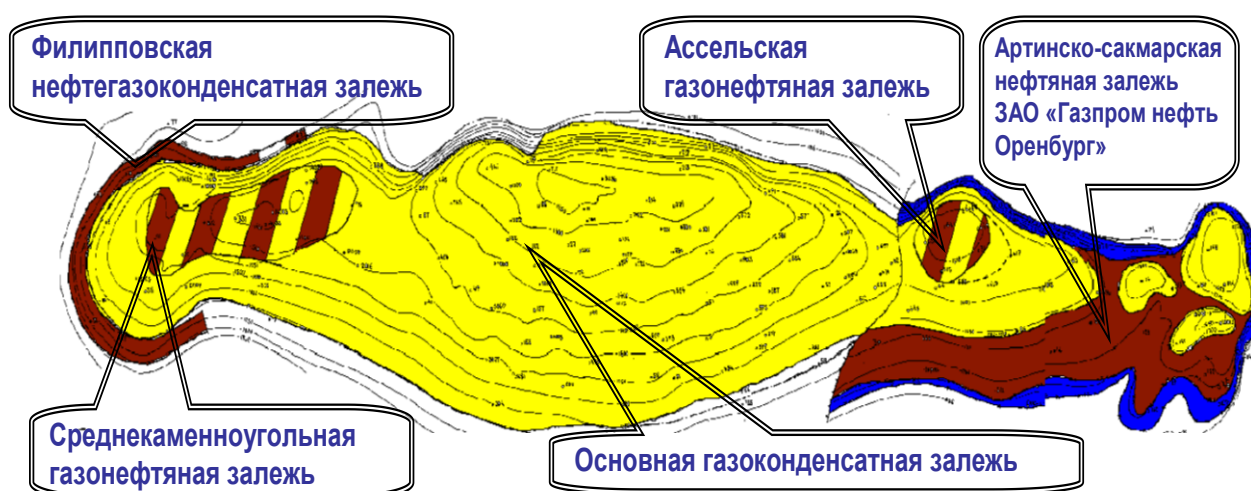


Рис. 2. Схема расположения контуров нефтегазоносности залежей ОНГКМ (из открытых источников)

Вернемся к газовой части месторождения. Подсчитанные в 2003 г. на основе разработанных методик специалистами ИПНГ РАН, ООО «ВолгоУралНИПИгаз» и компании «Рохар» геологические запасы трудноизвлекаемой нефти (определенной как высокомолекулярное сырье (ВМС) на тот момент исследований) были представлены на рассмотрение и экспертизу в Государст-

венную комиссию по запасам полезных ископаемых Министерства природных ресурсов Российской Федерации (ГКЗ МПР РФ). Экспертно-технический совет ФГУ ГКЗ Роснедра МПР РФ в 2005 г. оценил суммарные ресурсы высокомолекулярного сырья (нефти) в зонах газонасыщения ОНГКМ в объеме 2,59 млрд т нефтяного эквивалента, в том числе 578 млн т масел были отнесены к запасам категории С2.

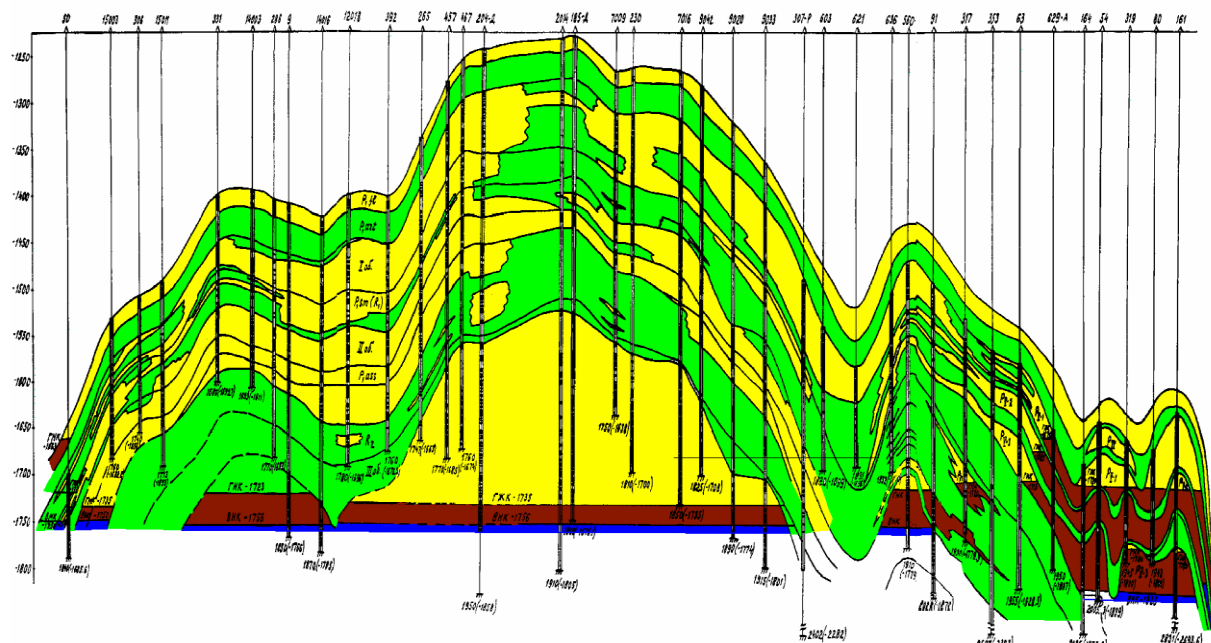


Рис. 3. Профильный разрез ОНГКМ с вероятной трассировкой нефтяной оторочки (из открытых источников)

В 2012 г. на основе разработанной уточненной методики и созданных оригинальных математических геолого-геохимических 3D-моделей Оренбургского НГКМ учеными ИПНГ РАН (в составе договора ООО «Газпром ВНИИГАЗ» с ООО «Газпром добыча Оренбург») был проведен уточненный подсчет суммарных геологических запасов матричной нефти, а также подсчет запасов (ресурсов) ее отдельных компонентов (жидких нефтяных углеводородов, масел, смол, асфальтенов),

см. рис. 4. Уточненные суммарные геологические запасы трудноизвлекаемой нефти (матричной нефти, ВМС) в поровых и трещинно-поровых коллекторах газонасыщенной части Оренбургского месторождения оценены в 3,058 млрд т, в том числе запасы жидких нефтяных углеводородов (ЖУВ) – 2,421 млрд т, суммарные запасы высокомолекулярных компонентов (ВМК): масел, смол, асфальтенов – 637,2 млн т, из которых 337,72 млн т – запасы масел [6, 7].

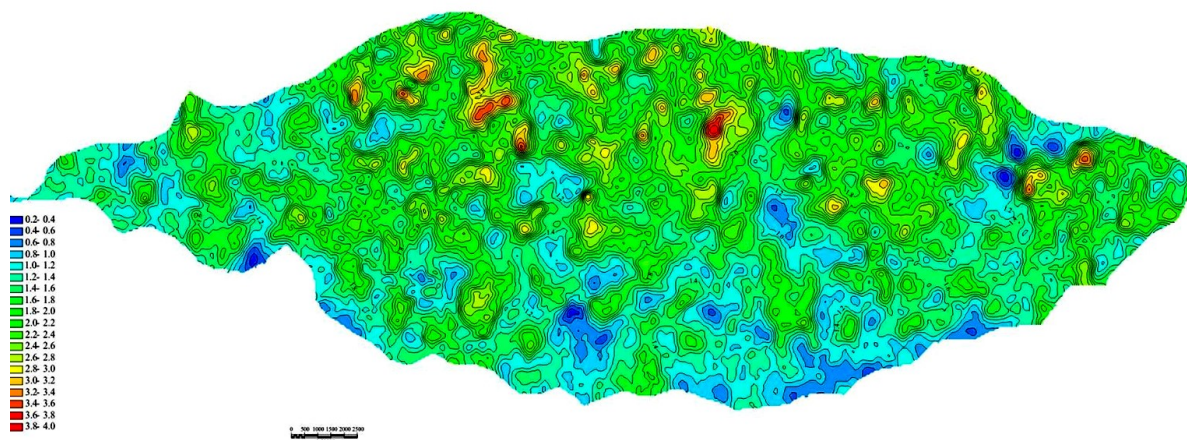


Рис. 4. Линейные запасы жидких углеводородов матричной нефти в поровых коллекторах центральной части ОНГКМ, т/м² [7]

Второе предложение Иинститута проблем нефти и газа РАН относительно ОНГКМ состоит в поиске экономически рентабельной технологии добычи ЖУВ из газовой части в промышленных масштабах.

Общий вывод: ОНГКМ – это не умирающий газовый промысел, а «Клондайк ценных металлов». Как показали последующие исследования, не только в переносном смысле, а в самом что ни на есть прямом: в высокомолекулярном сырье ОНГКМ содержатся промышленные количества многих редкоземельных и благородных металлов.

Добыча на заключительных стадиях разработки уникальных запасов трудноизвлекаемой нефти из газовой части обустроенных, с развитой инфраструктурой газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, особенно таких крупных, как Оренбургское НГКМ, значительно более рентабельна по сравнению с добычей газа, конденсата и нефти на вновь вводимых средних и малых месторождениях. Она позволит

продлить на десятилетия жизнь соответствующих градообразующих предприятий и регионов.

Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение

На основе разработанной методики впервые на основании данных равновесного PVT-моделирования по всему разрезу месторождения и геологического 3D-моделирования специалистами ИПНГ РАН подсчитаны начальные запасы ЖУВ матричной нефти Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения (ВНГКМ). Запасы ЖУВ матричной нефти в продуктивных газонасыщенных отложениях ВНГКМ оценены в количестве 148 385,3 тыс. т, что повышает практически в два раза начальную ресурсную базу ВНГКМ по жидким углеводородам.

Приведенные исследования заставляют по-другому взглянуть на проблему доизвлечения выпавшего в пласте ВНГКМ конденсата (рис. 5).

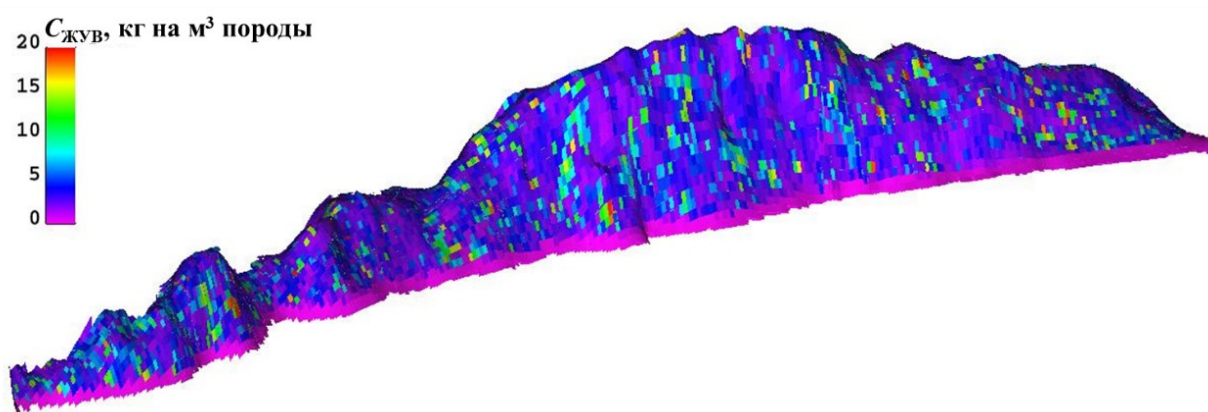


Рис. 5. Объемное распределение величин объемных концентраций ЖУВ в продуктивных газонасыщенных отложениях Вуктыльского НГКМ (по данным геолого-геохимического 3D-моделирования с использованием методики [8])

Наличие в пласте на момент начала разработки ЖУВ ненулевой насыщенности в газовой части увеличивает насыщенность конденсатом в каждый момент времени. Вполне вероятно стекание конденсата вниз к подошве пласта с формированием конденсатной оторочки по типу нефтяной. Тогда вполне эффективной технологией станет заводнение сформировавшейся оторочки и извлечение конденсата по технологиям добычи нефти.

Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение

ИПНГ РАН – единственная в стране научная организация, которая обладает теоретическими и практическими знаниями того, как эффективно «разорвать» нефтяной и газовый проекты, как технологически независимо разрабатывать нефтяные оторочки и газовые шапки с организацией медленного сайклинг-процесса в газоконденсатной шапке для извлечения выпавшего в пласте конденсата [9]. Не последнее слово в этом вопросе могут сказать идеи EPGI (energy production/gas injection – производства энергии и закачки газа) [10]. Технологически вопрос достиг зрелости и промышленно реализуется компанией Epsana на месторождении Weyburn.

Хотя идея совершенствования технологии разработки УНГКМ и сформулирована выше, ее практическая реализация требует качественной проработки вопроса с использованием 3D геолого-гидродинамической модели всех продуктивных отложений. Ибо совместное использование ресурсов газа для повышения коэффициентов

извлечения конденсата и нефти потребует значительных усилий в совместной работе сотрудников научных и проектных институтов.

В статье (см. ссылку¹, с. 2) данного выпуска кратко освещаются вопросы разработки газовых залежей с аномальным содержанием конденсата, включая околокритические.

Заключение

ИПНГ РАН – единственный институт в системе РАН, комплексно решающий вопросы повышения компонентоотдачи пластов. В институте создаются принципиально новые (включая многофункциональные), а также совершенствуются существующие технологии разработки газовых месторождений во всех термобарических условиях флюидальных систем, включая околокритические. Разрабатываются новые материалы для использования в инновационных технологиях ремонта скважин, водоизоляции и борьбы с пескопроявлениями.

Институт – лидер в области компьютерного 3D-моделирования процессов разработки месторождений природных углеводородов. Неиспользование его потенциала для нужд газовой отрасли считаем нерациональным.

Наметившийся отказ от наукометрии в оценке научной деятельности и переход к оценке вклада в результаты функционирования реальной промышленности открывает неограниченные перспективы для взаимодействия института с добывающими предприятиями страны и мира.

Статья подготовлена в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН (тема «Совершенствование методов моделирования, лабораторных и промысловых исследований для создания новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях» (122022800272-4)).

Литература

1. Каушанский Д.А. Комплекс технологий для повышения эффективности эксплуатации газовых скважин на месторождениях, вступивших в заключительную стадию разработки в условиях Арктики и Западной Сибири // Наука и техника газовой промышленности. 2017. № 1. С. 40–53.
2. Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б., Цищорин А.И., Москвичев В.Н. Ограничение водопритока в субгоризонтальных скважинах без глушения // Время колтюбинга. Время ГРП. 2013. № 3(45). С. 44–47.
3. Демьяновский В.Б. Исследование возможности проектирования и изготовления лабораторных моделей керна методом 3D-проектирования и 3D-печати // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 4(39). С. 117–125. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art9>
4. Закиров Э.С., Аникеев Д.П., Закиров С.Н., Алексеева Ю.В. О способе доработки водоплавающей залежи с запасами низконапорного газа // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2020. № 7(103). С. 22–27.
5. Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П. Пат. RU 2594496 С1. Способ доработки водоплавающей залежи с запасами низконапорного газа. № 2015126934/03; Заявл. 07.07.2015; Оpubл. 20.08.2016 // Изобретения. Полезные модели. 2016. Бюл. № 23. 12 с. <http://www1.fips.ru>
6. Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А., Гафаров Н.А. и др. Ресурсный потенциал газовой части Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения на поздних стадиях разработки // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 3(34). С. 35–48. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-34.art3>
7. Дмитриевский А.Н., Ефимов А.Г., Гутман И.С. и др. Матричная нефть, остаточные запасы газа Оренбургского НГКМ и перспективы их освоения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. Вып. 4(23). С. 22. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art22>
8. Скибицкая Н.А., Бурханова И.О., Большаков М.Н., Марутян О.О., Доманова Е.Г., Пуго Т.А. Методика построения трехмерной геологической модели эффективной пористости Вуктыльского месторождения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 2(37). С. 3–16. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art1>
9. Закиров Э.С. О некоторых проблемах и решениях при 3D-моделировании процессов разработки нефтяных и газовых месторождений // Доклады Российской академии наук. Науки о Земле. 2023. Т. 510, № 1. С. 5–10. <https://doi.org/10.31857/S2686739722602976>
10. Западинский А.Л. Пат. RU 2187626 С1. Способ разработки залежи углеводородного сырья (варианты). № 2001127126/03; Заявл. 08.10.2001; Оpubл. 20.08.2002 // Изобретения. Полезные модели. 2002. Бюл. № 23. 17 с. <http://www1.fips.ru>

Информация об авторе

Эрнест Сумбатович Закиров – д.т.н., директор, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, ezakirov@ogri.ru

Поступила в редакцию 25.07.2023

Feasible ways of future development of Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences in cooperation with Russian gas companies

E.S. Zakirov

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia
E-mail: ezakirov@ogri.ru

Abstract. At the 20th Anniversary International Forum of the Russian Gas Society “The Gas of Russia 2022 – Turn to the East” held in December 2022, many ideas were expressed about the current state of the gas market. However, no approach at all for the further development of the country’s gas industry was put forward. This article is polemical, but sets out one possible direction for the competitive development of Russia’s oil and gas markets. To a certain extent, the article is a review of innovative technologies by Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences aimed at solving everyday problems of gas producing companies at various fields. It offers a set of already tested technologies to significantly reduce operating costs and improve the efficiency of gas field development in various PT conditions.

Keywords: improving the development of gas, gas condensate, oil and gas condensate fields, increasing component recovery factors, multifunctional technologies, Orenburg, Vuktyl and Urengoy oil and gas condensate fields, low-pressure gas, water insulation, sand production

Citation: Zakirov E.S. Feasible ways of future development of Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences in cooperation with Russian gas companies // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 3(42). P. 24–33. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art2> (In Russ.).

References

1. *Kaushanskiy D.A.* A set of technologies to improve the efficiency of gas well operation at fields entering the final stage of development in the conditions of the Arctic and Western Siberia // Science and Technology in the Gas Industry. 2017. No. 1. P. 40–53. (In Russ.).
2. *Kaushansky D.A., Demyanovskiy V.B., Tsitsorin A.I., Moskvichev V.N.* Water shutoff in subhorizontal gas wells with no well killing // Coiled Tubing Times. 2013. No. 3(45). P. 44–47.
3. *Demyanovskiy V.B.* Study of the possibility of designing and manufacturing laboratory models of the core by 3D design and 3D printing // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 4(39). P. 117–125. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art9> (In Russ.).
4. *Zakirov E.S., Anikeev D.P., Zakirov S.N., Alekseeva Yu.V.* On the method of further development of a water-floating deposit with low-pressure gas reserves // Business Magazine Neftegaz.RU. 2020. No. 7(103). P. 22–27. (In Russ.).
5. *Zakirov S.N., Indrupskij I.M., Zakirov E.S., Anikeev D.P.* Pat. RU 2594496 C1. Method for further development of bottom water-drive reservoir with low pressure gas reserves. No. 2015126934/03; Appl. 07.07.2015; Publ. 20.08.2016 // Inventions. Utility models. 2016. Bull. No. 23. 12 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
6. *Dmitrievsky A.N., Skibitskaya N.A., Gafarov N.A.* et al. Resource potential of gas-saturated part of the Orenburg oil and gas condensate field at the final stages of development // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 3(34). P. 35–48. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-34.art3> (In Russ.).

7. *Dmitrievsky A.N., Efimov A.G., Gutman I.S. et al.* Matrix oil and residual gas reserves of Orenburg oil-gas condensate field and prospects of their development // Actual Problems of Oil and Gas. 2018. Iss. 4(23). P. 22. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art22> (In Russ.).
8. *Skibitskaya N.A., Burkhanova I.O., Bolshakov M.N., Marutyan O.O., Domanova E.G., Pugo T.A.* The method of creating three-dimensional geological model of effective porosity of the Vuktyl field // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 2(37). P. 3–16. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art1> (In Russ.).
9. *Zakirov E.S.* Some problems and solutions in 3D modeling of the processes of oil and gas field development // Doklady Earth Sciences. 2023. Vol. 510, No. 1. P. 243–247. <https://doi.org/10.1134/S1028334X23600020>
10. *Zapadinskij A.L.* Pat. RU 2187626 C1. Method of development of hydrocarbon material pool (versions). No. 2001127126/03; Appl. 08.10.2001; Publ. 20.08.2002 // Inventions. Utility models. 2002. Bull. No. 23. 17 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).

Information about the author

Ernest S. Zakirov – Dr. Sci. (Eng.), Director, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, ezakirov@ogri.ru

Received 25.07.2023

Трудноизвлекаемый резерв газовой части нефтегазоконденсатных и газоконденсатных месторождений на поздних стадиях разработки по газу, жидким нефтяным углеводородам, битуминозным компонентам, редким, редкоземельным и благородным металлам

**А.Н. Дмитриевский¹, Н.А. Скибицкая^{1*}, Н.А. Гафаров², И.О. Бурханова¹, М.Н. Большаков¹,
Е.Г. Доманова¹, Д.В. Сурначёв¹, О.О. Марутян¹, Т.А. Пуго¹**

1 – Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

2 – независимый исследователь, Москва, Россия

E-mail: *skibitchka@mail.ru

Аннотация. Многие нефтегазоконденсатные и газоконденсатные месторождения, открытые в 60–70-е годы прошлого столетия, сейчас находятся на поздней стадии разработки. В лаборатории трудноизвлекаемых запасов углеводородов Института проблем нефти и газа РАН проводятся научно-исследовательские работы с целью обоснования увеличения ресурсного потенциала и достижения максимальных коэффициентов компонентоотдачи длительно разрабатываемых месторождений на примере Оренбургского и Вуктыльского нефтегазоконденсатных месторождений. Вовлечение в добычу и глубокую комплексную переработку уникальных запасов трудноизвлекаемой матричной нефти позволит поддержать подающую добычу в старых нефтегазодобывающих регионах.

Ключевые слова: Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение, Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение, ресурсный потенциал, компонентоотдача, поздняя стадия разработки, матричная нефть газонасыщенной части месторождения, трехмерное моделирование, запасы, ценные металлы

Для цитирования: Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А., Гафаров Н.А., Бурханова И.О., Большаков М.Н., Доманова Е.Г., Сурначёв Д.В., Марутян О.О., Пуго Т.А. Трудноизвлекаемый резерв газовой части нефтегазоконденсатных и газоконденсатных месторождений на поздних стадиях разработки по газу, жидким нефтяным углеводородам, битуминозным компонентам, редким, редкоземельным и благородным металлам // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 3(42). С. 34–48. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art3>

Введение

Лаборатория трудноизвлекаемых запасов углеводородов под руководством кандидата геолого-минералогических наук Скибицкой Натальи Александровны существует с момента основания Института проблем нефти и газа (ИПНГ) РАН. В составе лаборатории функционирует сертифицированный Петрофизический центр. Квалификация и опыт научных сотрудников лаборатории,

а также имеющиеся в распоряжении коллектива уникальное лабораторное оборудование и специализированное программное обеспечение позволяют выполнять широкий спектр исследований:

– изучение пород продуктивных отложений месторождений литолого-петрографическими, петрофизическими, геохимическими и физико-химическими методами;

- обоснование петрофизических моделей исследуемых отложений;
- разработка методик и интерпретация результатов геофизических исследований скважин (ГИС);
- параметрическое заполнение геологических трехмерных (3D) моделей;
- подсчет запасов;
- обоснование термодинамической модели флюидальной системы месторождений;
- гидродинамическое моделирование;
- разработка способов добычи, в том числе в концентрациях ниже порога фильтрации, трудно-извлекаемой жидкой и высоко-битуминозной незрелой нефти и ретроградного конденсата из газовой части нефтегазоконденсатных и газовых шапок нефтяных месторождений на поздних стадиях их разработки;
- разработка способов глубокой переработки высокобитуминозной нефти с выделением в «хвостах» производства редких, редкоземельных и благородных металлов и их товарных продуктов.

Ряд исследований проводится совместно с научными коллективами ведущих университетов и научных институтов страны: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и его филиала в г. Ухта, Нижне-Волжского научно-исследовательского института геологии и геофизики (г. Саратов), ООО «ВолгоУралНИПИгаз», Института физической химии и электрохимии им. А.Н. Фрумкина РАН, МГУ имени М.В. Ломоносова, ОАО «ВНИПИнефть», АО «Гиредмет», ИНХС РАН.

Изучение ресурсного потенциала газовой части нефтегазоконденсатных и газоконденсатных месторождений на поздних стадиях разработки

Матричная нефть – нефть нефтегазо-материнских карбонатных толщ, сингенетичная вмещающим породам. Матричная нефть является природной коллоидной системой, в которой выделяются два основных компонента: жидкие углеводороды нефтяного ряда (ЖУВ) и высокомолекулярные компоненты (ВМК) – асфальтены, смолы тяжелые (спирто-бензольные), смолы легкие (бензольные), масла. К первой группе попутных полезных компонентов матричной нефти относятся сорбированные ВМК матричной нефти – газ и конденсат, ко второй группе попутных полезных компонентов – цветные, благородные, редкие и редкоземельные металлы, входящие в состав ВМК матричной нефти [1].

Оценка запасов матричной нефти и ее попутных компонентов на длительно разрабатываемых газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождениях (ГКМ и НГКМ) приведет к увеличению цены капитализации этих месторождений на поздних стадиях их разработки. Разработка технологий добычи нефти, в том числе в концентрациях ниже порога фильтрации, из газонасыщенных зон месторождений вместе с добычей газа позволит существенно повысить рентабельность процесса добычи газа. Данные исследования обеспечивают повышение эффективности и устойчивости воспроизводства сырьевой базы страны на долгосрочную перспективу.

Плодотворное сотрудничество с ПАО «Газпром», ООО «Газпром добыча Оренбург», ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ООО «ВолгоУралНИПИгаз», филиалом ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта позволили решить следующие важные фундаментальные и научно-технические задачи [2–4]:

1. Выполнены и проанализированы результаты петрофизических, физико-химических, геохимических и электронно-микроскопических исследований керна из продуктивных отложений Оренбургского (более 5000 образцов) и Вуктыльского НГКМ (более 400 образцов).

2. На примере Оренбургского и Вуктыльского НГКМ экспериментально доказано и теоретически объяснено

ранее неизвестное промежуточное коллоидное сейсмонеустойчивое состояние нефтегазоматеринских карбонатных пород. Данное фазовое состояние возникает на стадиях газогенерации в процессе преобразования органического вещества до керогена в составе полимерных морфоструктурных форм карбонатно-органических нефтегазоматеринских систем (рис. 1 и 2).

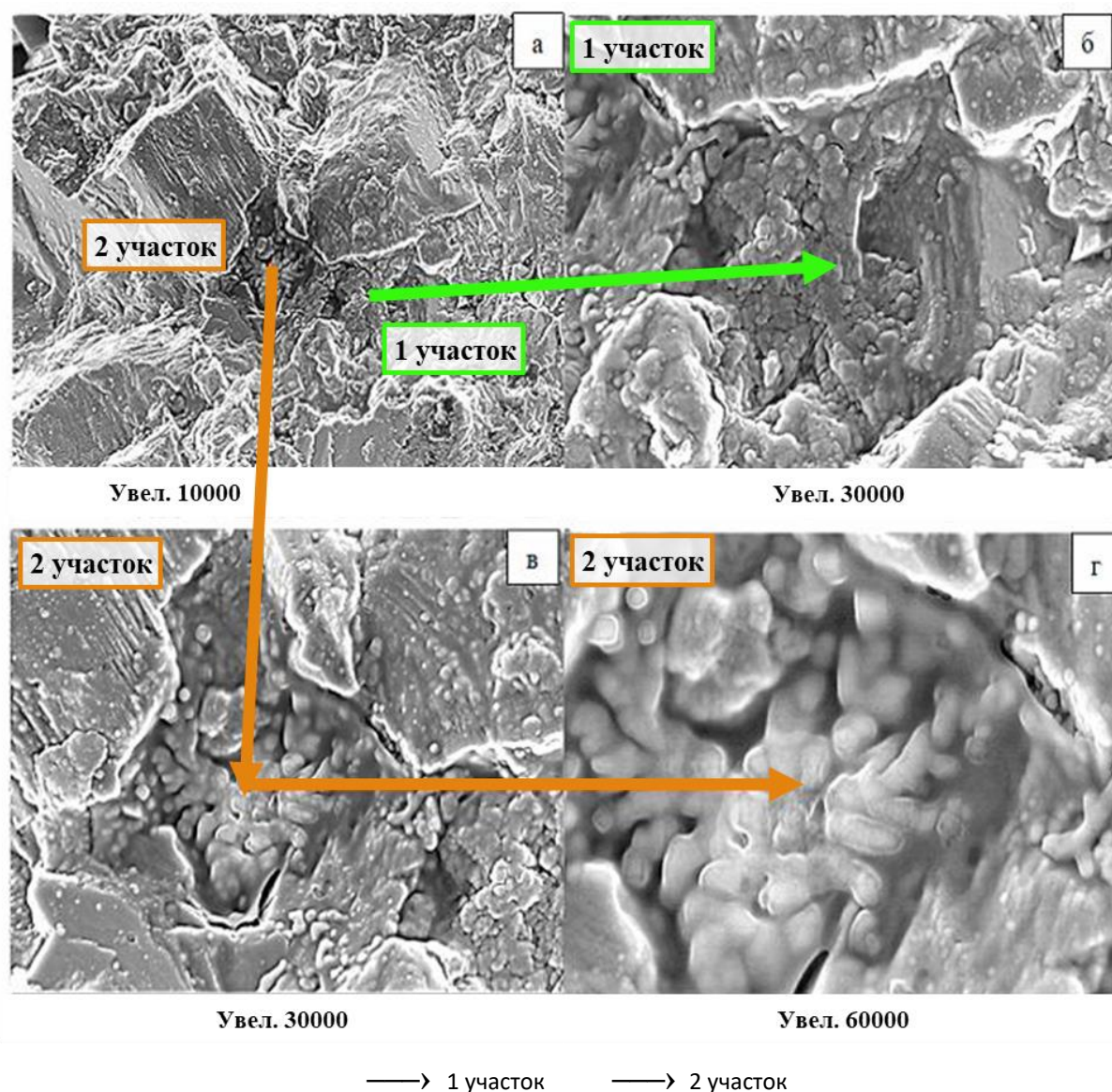


Рис. 1. Исследование скола образца пород Вуктыльского НГКМ в растровом электронном микроскопе.

1 участок – стадия химической деструкции и коллоидизации,

2 участок – следующая за ней начальная стадия микритизации (глобуляция):

а – увеличение 10 000 \times ; б – увеличение 30 000 \times ; в – увеличение 30 000 \times ; г – увеличение 60 000 \times

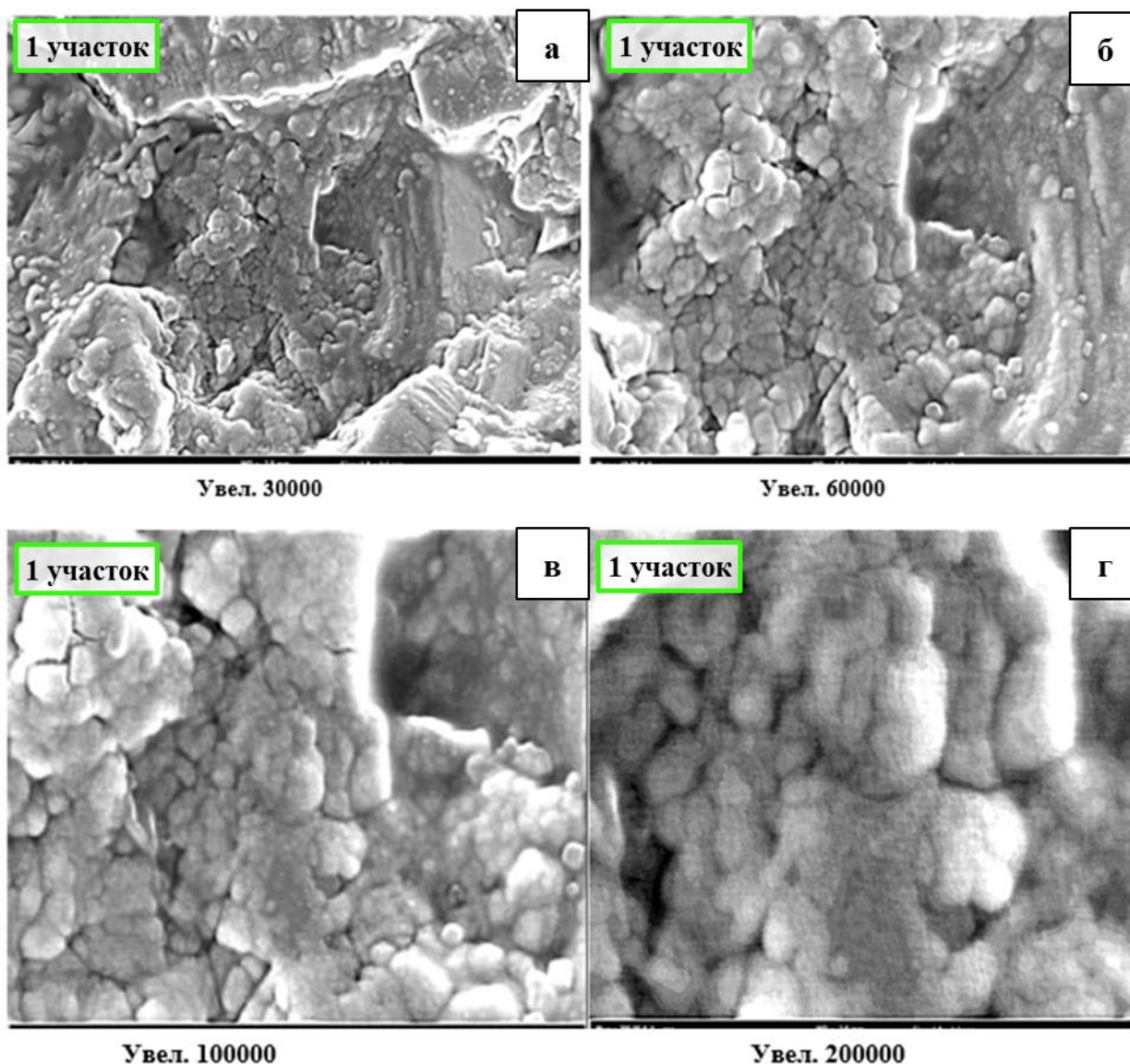


Рис. 2. Исследование скола образца пород Вуктыльского НГКМ в растровом электронном микроскопе (увеличение 1 участка, показанного на рис. 1а, 1б). Коллоидное состояние первичных карбонатно-органических полимерных кристаллов нефтегазоматеринской карбонатной матрицы на начальных стадиях преобразования до керогена входящего в их состав органического вещества:

а – увеличение 30 000^х; б – увеличение 60 000^х; в – увеличение 100 000^х; г – увеличение 200 000^х

3. Разработана методика оценки суммарных и покомпонентных (жидких углеводородов и высокомолекулярных компонентов – масел, смол, асфальтенов) концентраций матричной нефти в продуктивных отложениях нефтегазоконденсатных месторождений на примере Оренбургского НГКМ (ОНГКМ)

по данным геофизических исследований скважин.

4. Созданы математические 3D-модели: структурно-емкостная, геолого-геохимическая и физико-химическая – продуктивных отложений ОНГКМ на основе комплексного анализа результатов исследований керна и ГИС (рис. 3).

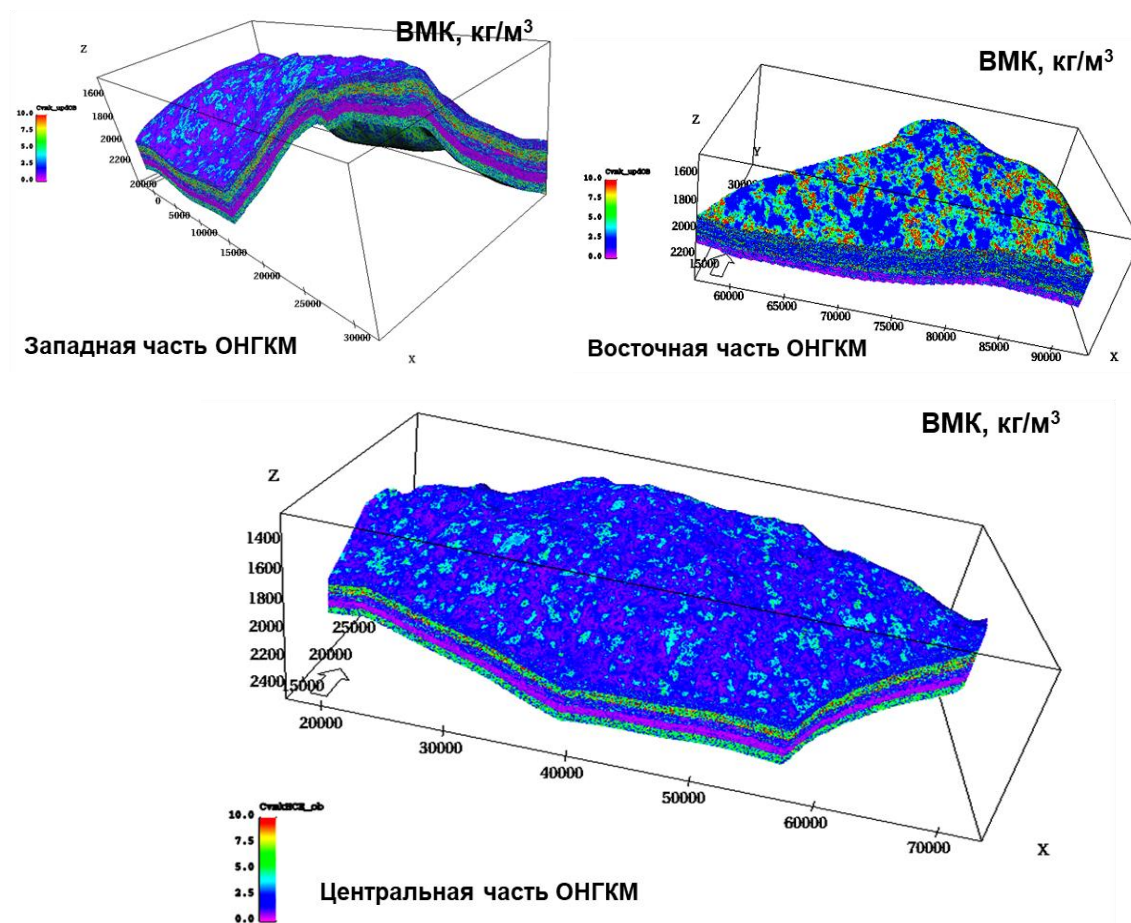


Рис. 3. Объемные геолого-геохимические модели распределения суммарных концентраций высокомолекулярных компонентов матричной нефти в продуктивных отложениях центральной, западной и восточной частей Оренбургского НГКМ

5. Разработана методика оценки концентраций металлов в породах продуктивных отложений ОНГКМ на основе лабораторного анализа микроэлементного состава накопленных образцов компонентов битумоидов – асфальтенов, смол тяжелых спиртобензольных, смол легких бензольных, масел.

6. Подсчитаны запасы матричной нефти, в том числе запасы жидких углеводородов, битуминозных компонентов, и связанных с ними ценных металлов в продуктивных газонасыщенных отложениях Оренбургского НГКМ. Суммарные запасы матричной нефти составляют 3,059 млрд т, в том числе суммарные запасы жидких углеводородов нефтяного ряда – 2,421 млрд т, запасы

жидких углеводородов в поровом типе коллектора – 1,267 млрд т (рис. 4).

7. Выделены перспективные зоны распространения и направленной добычи ценных металлов, содержащихся в высокомолекулярных компонентах нефти газонасыщенных отложений Оренбургского НГКМ.

8. Подсчитаны неучтенные при подсчете запасов геологические запасы газа, связанного компонентами битумоидов и керогеном, на начало разработки и на поздней стадии разработки Оренбургского НГКМ. Запасы связанного газа ОНГКМ при начальном пластовом давлении (20,44 МПа) составили около 150 млрд м³, что равно 6,8% от суммарных запасов свободного газа (2192,6 млрд м³) (см. рис. 4).

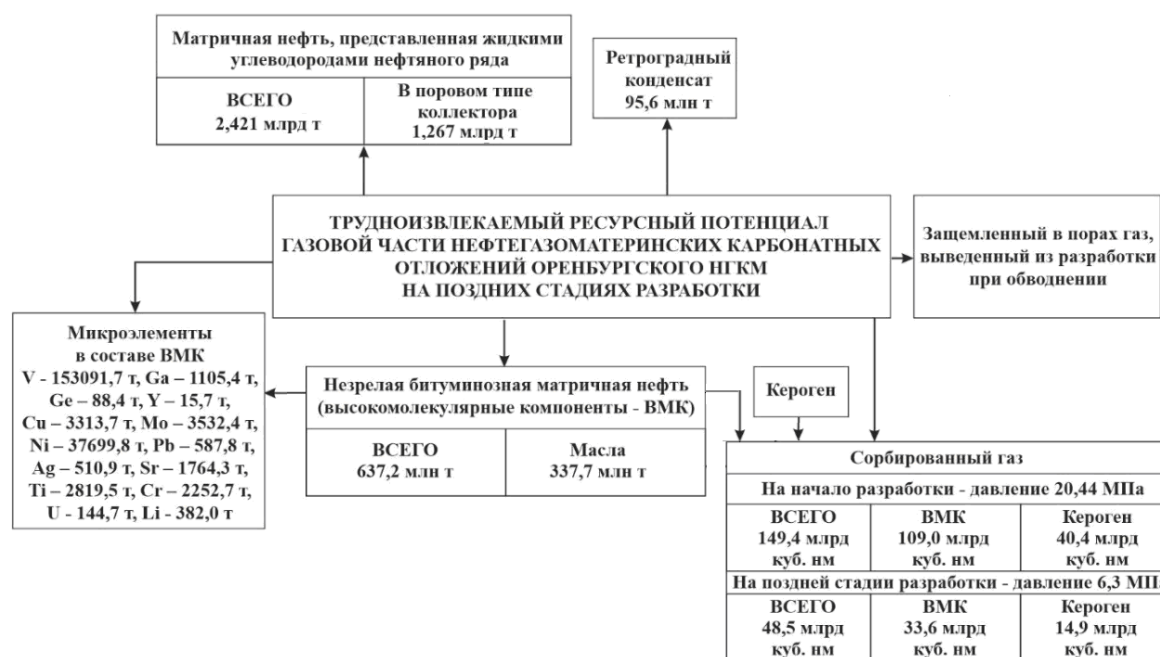


Рис. 4. Трудноизвлекаемый ресурсный потенциал газовой части нефтегазоматеринских карбонатных отложений Оренбургского НГКМ на поздних стадиях разработки [3]

9. Созданы математические структурно-емкостные 3D-модели: эффективной, структурно-защемленной (при обводнении в процессе разработки) и динамической (фильтрующей) пористости в объеме продуктивных отложений Вуктыльского НГКМ (ВНГКМ) на основе анализа результатов комплексных исследований керна и ГИС.

10. Разработана методика термодинамического моделирования карбонатных нефтегазоматеринских пластовых систем на примере ВНГКМ, с целью оценки величины и закономерностей распределения запасов жидких углеводородов матричной нефти в карбонатных отложениях газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, для прироста ресурсной базы и повышения цены капитализации обустроенных месторождений на поздних стадиях их разработки.

11. Созданы математические 3D-модели распределения объемных концентраций жидких углеводородов (рис. 5а) и степени заполнения жидкими углеводородами динамических (фильтрующих) поровых объемов (рис. 5б) в газонасыщенных породах продуктивных отложений Вуктыльского НГКМ.

12. Оценены запасы жидких углеводородов в газонасыщенной части Вуктыльского НГКМ.

13. Рекомендованы участки (рис. 5в) и технологии для проведения на них опытно-промышленных работ по отработке технологий добычи трудноизвлекаемых пластовых ЖУВ (нефти и ретроградного конденсата), в концентрациях ниже порога фильтрации, из газовой части нефтегазоконденсатных месторождений (и газовых шапок нефтяных месторождений) на поздних стадиях их разработки.

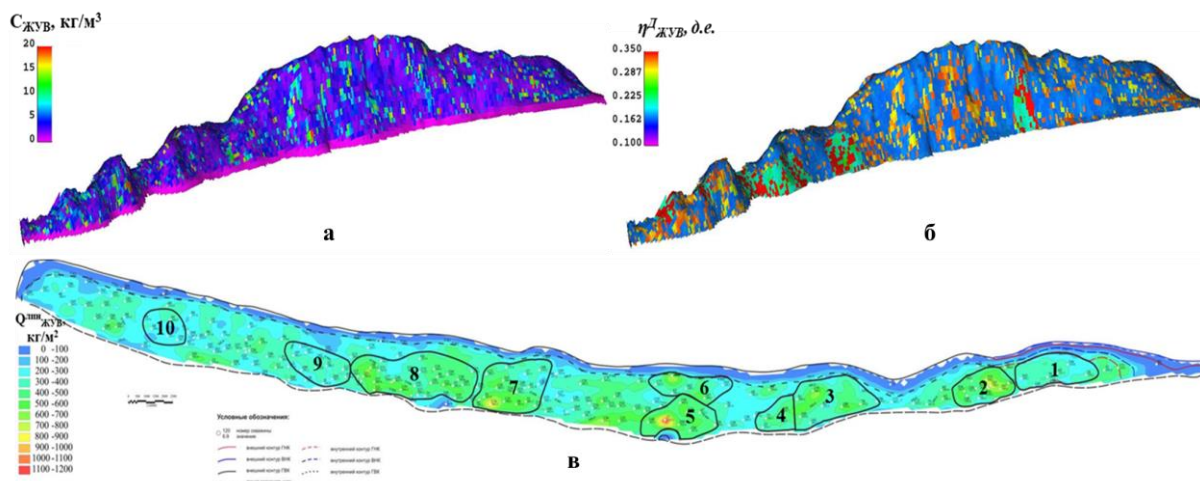


Рис. 5. 3D-распределение величин объемных концентраций жидких углеводородов $C_{жув}$ в kg/m^3 породы (а) и степени заполнения жидкими углеводородами динамических (фильтрующих) поровых объемов $\eta^л_{жув}$ (б) в газонасыщенных породах продуктивных отложений Вуктыльского НГКМ; карта линейных запасов жидких углеводородов матричной нефти $Q^{лин}_{жув}$ в высокочемках коллекторах (порового и смешанного типов) газонасыщенных продуктивных отложений IV объекта (C_3-C_2m) с расположением участков (в) для проведения опытно-промышленных работ с целью добычи жидких углеводородов из газонасыщенной части месторождения на поздней стадии разработки

14. Установлены закономерности обводнения продуктивных отложений газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений в процессе их разработки на режиме падения (на режиме истощения) пластовых давлений. Разработана методика оценки объемов заземленного в порах газа, выведенного из разработки в процессе обводнения.

15. Разработаны математические 3D-модели скорости обводнения и времени обводнения продуктивных отложений газоконденсатных и газоконденсатнонефтяных месторождений в процессе их разработки.

16. Разработаны способы оценки объемов газа, выведенных из разработки в процессе обводнения.

17. Разработаны эффективные технологии добычи ЖУВ (матричной нефти и ретроградного конденсата) в концентрациях ниже порога фильтрации, в том числе незрелой матричной нефти с высокой концентрацией в ней

металлоносных высокомолекулярных компонентов [5].

18. Разработаны эффективные технологии глубокой переработки в светлые бензин-дизельные фракции тяжелых фракций нефти, содержащих ценные металлы, и извлечения из остатков такой переработки ценных металлов и их товарных продуктов [6–9].

Результаты исследований лаборатории за последние годы

Среди научных направлений деятельности лаборатории наиболее важными являются:

- изучение процессов нефтегазогенерации;
- увеличение ресурсного потенциала месторождений углеводородов;
- разработка новых технологий добычи трудноизвлекаемых ресурсов нефти, ретроградного конденсата на поздних стадиях разработки нефтегазоматеринских отложений;

– математическое моделирование процессов обводнения при разработке ГКМ и НГКМ на режиме падения пластового давления и нефтяных месторождений при их разработке технологиями законтурного и внутриконтурного заводнения;

– разработка новых технологий глубокой переработки битуминозной нефти с высокой концентрацией в ней ценных металлов.

Комплексный анализ результатов многолетних (более 30 лет) петрофизических, геохимических, литолого-геохимических, электронно-микроскопических и спектральных (в растровом электронном микроскопе высокого разрешения) исследований обширной коллекции образцов пород, отобранных из продуктивных карбонатных отложений Оренбургского НГКМ, Тенгизского нефтяного месторождения, Карачаганакского НГКМ, Димитровского газонефтяного месторождения, Астраханского ГКМ и Вуктыльского НГКМ, доказал, что карбонатные продуктивные отложения этих месторождений являются нефтегазоматеринскими [10].

На примере Оренбургского и Вуктыльского нефтегазоконденсатных месторождений, с установленной нефтегазоматеринской природой карбонатных отложений месторождений углеводородов как карбонатно-органического полимера, доказана ведущая роль процессов последовательного преобразования органического вещества в закономерном последовательном *фазовом преобразовании* карбонатно-органических нефтегазоматеринских систем (см. рис. 1, 2):

I – от первичного крупнокристаллического плотного неколлектора (как карбонатно-органического крупно-

кристаллического полимера) до гелеподобного коллоида, набухшего в отгенерированном и растворенном в нем газе) и в дальнейшем преобразовании

II – в субкапиллярнопоровый микритизированный коллектор с высокой концентрацией керогена между микритовыми частицами и далее

III – в крупнопоровый крупнокристаллический нефтегазонасыщенный коллектор в результате взаимосвязанных процессов нефтегенерации (преобразования керогена до жидких нефтяных углеводородов) и перекристаллизации, аутигенные кристаллы которого представляют либо такой же карбонатно-органический литотип, но новой кристаллической структуры (например, скаленоэдрической) либо новый породообразующий карбонатно-органический литотип (например, доломит) со своим органическим веществом и соответствующими дальнейшими процессами его преобразования на последующих стадиях газо- и нефтегенерации.

Выявленные закономерности катагенетического преобразования нефтегазоматеринских систем позволяют:

– повысить эффективность разведочных работ, в том числе интерпретации сейсмических данных;

– проводить очаговое 3D-моделирование распределения в объеме нефтегазоконденсатных и газовых шапок нефтяных месторождений зон с различным фазовым состоянием и различной глубиной процессов перекристаллизации с целью дифференцированной оценки запасов в зонах углеводородов газового и жидкостного ряда и дифференцированного подхода к выбору имеющихся и к созданию новых технологий разработки таких зон;

– изучить возможность разработки способов управления процессами генерации углеводородов в нефтегазоматеринских карбонатных системах, в том числе во времени разработки при снижении пластового давления (то есть при увеличении эффективного напряжения на пласт);

– повысить эффективность интерпретации материалов большой сейсмики в зонах с неравновесным фазовым состоянием карбонатных систем с целью выявления этих зон и возможного предупреждения опасных сейсмических событий, в том числе на месторождениях углеводородов.

В настоящее время обеспечение национальной минерально-сырьевой безопасности Российской Федерации является важнейшей задачей. В 2022 г. актуализирован Перечень основных видов стратегического минерального сырья [11]. В недрах Оренбургского НГКМ содержатся запасы и ресурсы значительной части видов стратегического минерального сырья из этого Перечня: нефть, природный газ, гелий, уран, хром, титан, медь, свинец, цинк, никель, молибден, серебро, редкие и редкоземельные металлы (см. рис. 4) [2, 5, 12, 13]. Прогнозные ресурсы металлов, наиболее перспективных с точки зрения получения товарных продуктов в результате переработки матричной нефти, составили: ванадия V – 153091,7 т, никеля Ni – 37699,8 т, галлия Ga – 1105,4 т, молибдена Mo – 3532,4 т, серебра – Ag 510,9 т [5]. Нитрид галлия является перспективным полупроводником и может заменить кремний в электронике [14]. Кроме того, матричная нефть Оренбургского месторождения содержит литий Li, необходимый для производства аккумуляторов для электромобилей [15]. Прогнозные ресурсы

этого ценного редкого металла составили 382 т (см. рис. 4). Запасы урана U на Оренбургском месторождении, подсчитанные специалистами лаборатории, составили 144,7 т (см. рис. 4). Следует подчеркнуть, что добыча и выделение этих высокоценных металлов производится одновременно в процессе добычи и глубокой переработки содержащей их нефти.

На основе геологической 3D-модели по данным равновесного PVT-моделирования по всему разрезу Вуктыльского месторождения впервые подсчитаны начальные запасы ЖУВ матричной нефти ВНГКМ в количестве 148 385,3 тыс. т [4]. Для проведения опытно-промышленных работ по отработке технологий добычи трудноизвлекаемых пластовых ЖУВ из газонасыщенной части разреза (жидких углеводородов матричной нефти и ретроградного конденсата) рекомендовано 10 участков с высокими линейными запасами жидких углеводородов $Q_{\text{линей}}^{\text{ЖУВ}}$ в высокочемках коллекторах (рис. 5в). Максимальные запасы ЖУВ сосредоточены в пределах участков, расположенных в центральной части месторождения.

Заключение

В ближайшие годы в лаборатории трудноизвлекаемых запасов углеводородов ИПНГ РАН будут продолжены научно-исследовательские работы в направлении выявления и увеличения ресурсного потенциала месторождений углеводородов:

– Разработка научных основ добычи жидких углеводородов (ретроградного газоконденсата и нефти) из газонасыщенных зон нефтегазоконденсатных месторождений на завершающей стадии их разработки (на примере Оренбургского и Вуктыльского НГКМ);

– Разработка методики создания пространственно-временной 4D-модели обводнения газонасыщенных продуктивных отложений нефтегазоконденсатных месторождений в процессе разработки на режиме «истощения», дифференцированно по скорости обводнения и времени обводнения с начала разработки (на примере Оренбургского НГКМ);

– Подсчет текущих запасов остаточного газа в необводненных целиках и защемленного в порах обводненных зон в продуктивных отложениях Оренбургского НГКМ;

– Подсчет трудноизвлекаемых запасов газа в слабопроницаемом поровом типе коллектора Вуктыльского НГКМ на основе уточненной геологической 3D-модели и установленных закономерностей процессов обводнения.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН (тема «Создание научных основ новой системной методологии прогноза, поисков и освоения залежей углеводородов, включая залежи матричной нефти в газонасыщенных карбонатных отложениях нефтегазоконденсатных месторождений», № 122022800274-8).

Литература

1. Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А. Матричная нефть: перспективы освоения нового пласта знаний // Oil & Gas Journal Russia. 2011. № 9. С. 70–74.
2. Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А., Гафаров Н.А. и др. Ресурсный потенциал газовой части Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения на поздних стадиях разработки // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 3(34). С. 35–48. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-34.art3>
3. Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А., Гафаров Н.А. и др. Трудноизвлекаемый ресурсный потенциал газовой части нефтегазоматеринских карбонатных отложений нефтегазоконденсатных месторождений на поздних стадиях разработки на примере Оренбургского НГКМ // Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности: Сб. трудов Всероссийской научной конференции с международным участием, посвященной 35-летию ИПНГ РАН. М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2022. С. 67–72.
4. Сурначев Д.В., Скибицкая Н.А., Большаков М.Н., Бурханова И.О. Методика оценки ресурсного потенциала газонасыщенной части нефтегазоконденсатных и газоконденсатных месторождений с учетом запасов жидких углеводородов матричной нефти на основе пластовой термодинамики (на примере Вуктыльского НГКМ) // SOCAR Proceedings. 2022. № S2. С. 1–8. <https://doi.org/10.5510/OGP2022SI200719>
5. Хаджиев С.Н., Алдошин С.М., Дмитриевский А.Н. и др. Пат. RU 2731216 С2. Способ комплексной добычи и переработки матричной нефти. № 2018138530; Заявл. 31.10.2018; Опубл. 31.08.2020 // Изобретения. Полезные модели. 2020. Бюл. № 25. 18 с. <http://www1.fips.ru>
6. Ананенков А.Г., Резуненко В.И., Дмитриевский А.Н. и др. Пат. RU 2241020 С1. Способ переработки высокомолекулярного углеводородного сырья. № 2003124144/04; Заявл. 05.08.2003; Опубл. 27.11.2004 // Изобретения. Полезные модели. 2004. Бюл. № 33. 10 с. <http://www1.fips.ru>

7. Глазов С.В., Зайченко А.Ю., Кислов В.М. и др. Пат. RU 2623541 С1. Способ выделения соединений молибдена из тяжелых нефтяных остатков. № 2016110673; Заявл. 23.03.2016; Опубл. 27.06.2017 // Изобретения. Полезные модели. 2017. Бюл. № 18. 6 с. <http://www1.fips.ru>
8. Скибицкая Н.А., Резуненко В.И., Дмитриевский А.Н. и др. Пат. RU 2146274 С1. Способ переработки высокомолекулярного углеводородного сырья. № 98122533/04; Заявл. 18.12.1998; Опубл. 10.03.2000 // Изобретения. Полезные модели. 2000. Бюл. № 7. 14 с. <http://www1.fips.ru>
9. Хаджиев С.Н., Зекель Л.А., Кадиева М.Х. и др. Пат. RU 2614140 С1. Способ гидроконверсии тяжелой части матричной нефти. № 2016108130; Заявл. 09.03.2016; Опубл. 23.03.2017 // Изобретения. Полезные модели. 2017. Бюл. № 9. 12 с. <http://www1.fips.ru>
10. Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Большаков М.Н. и др. Закономерность и взаимосвязь катагенетических процессов преобразования органического вещества в составе нефтегазоматеринской карбонатно-органической матрицы месторождений углеводородов // Новые идеи в геологии нефти и газа – 2017: Сб. науч. трудов (по материалам Международной научно-практической конференции) / Отв. ред. А.В. Ступакова. М.: Перо, 2017. С. 327–334.
11. Об утверждении Перечня основных видов стратегического минерального сырья: Распоряжение Правительства РФ от 30.08.2022 № 2473-р // Информационно-правовой портал «Гарант». <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/405118925/> (Дата обращения 16.06.2023).
12. Скибицкая Н.А., Навроцкий О.К., Бурханова И.О. и др. Содержание металлов в высокомолекулярных компонентах нефти ранней стадии нефтегенерации (на примере Оренбургского НГКМ) // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. 2016. № 2(283). С. 23–34.
13. Скибицкая Н.А., Навроцкий О.К., Бурханова И.О. и др. Распределение микроэлементов в высокомолекулярных компонентах нефти ранних стадий нефтегенерации в газонасыщенной части продуктивных отложений западной и восточной частей Оренбургского НГКМ // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. № 3(22). С. 35. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-22.art35>
14. Быкова Н. Нитрид галлия идет на смену кремнию // Эксперт. 2022. № 17–18(1250). С. 68–71.
15. Асадов Д.Г. Исследование типов аккумуляторов, используемых в электромобилях // Международный технико-экономический журнал. 2011. № 2. С. 121–124.

Информация об авторах

Анатолий Николаевич Дмитриевский – академик РАН, д.г.-м.н., научный руководитель института, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, a.dmitrievsky@ipng.ru

Наталья Александровна Скибицкая – к.г.-м.н., заведующий лабораторией, ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, skibitchka@mail.ru

Наиль Анатольевич Гафаров – д.т.н., независимый исследователь, Москва, Россия, na.gafarov@gmail.com

Ирина Оскаровна Бурханова – к.г.-м.н., ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, burhanova_irina@mail.ru

Михаил Николаевич Большаков – к.г.-м.н., старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, rgu2006@mail.ru

Елена Георгиевна Доманова – к.х.н., старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, e.domanova@yandex.ru

Дмитрий Владимирович Сурначёв – к.ф.-м.н., старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, d_surnachev@mail.ru

Олег Олегович Марутян – старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, omarutyan@mail.ru

Татьяна Альбертовна Пуго – ведущий инженер, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, antchr@mail.ru

Поступила в редакцию 26.05.2023

Hard-to-recover reserves of gas, liquid petroleum hydrocarbons, bituminous components, rare, rare-earth and noble metals of the gas-saturated part of oil and gas condensate and gas condensate fields at the late stage of development

A.N. Dmitrievsky¹, N.A. Skibitskaya^{1*}, N.A. Gafarov², I.O. Burkhanova¹, M.N. Bolshakov¹,
E.G. Domanova¹, D.V. Surnachev¹, O.O. Marutyan¹, T.A. Pugo¹

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

2 – independent scientist, Moscow, Russia

E-mail: *skibitchka@mail.ru

Abstract. Many oil and gas condensate and gas condensate fields discovered in the '60s and '70s of the last century are now at the late stage of development. Research of the Laboratory for Hard-to-Recover Hydrocarbon Reserves of the Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences has been devoted to justify an increase in the resource potential and attain a maximum of recovery efficiency for long-developed fields using the evidence from the Orenburg and the Vuktyl oil and gas condensate fields. The involvement of the unique reserves of hard-to-recover oil will help to enhance declining production in old oil and gas producing regions.

Keywords: Orenburg oil and gas condensate field, Vuktyl oil and gas condensate field, resource potential, component recovery, late stage of development, matrix oil of the gas-saturated part of the field, 3D modeling, reserves, precious metals

Citation: Dmitrievsky A.N., Skibitskaya N.A., Gafarov N.A., Burkhanova I.O., Bolshakov M.N., Domanova E.G., Surnachev D.V., Marutyan O.O., Pugo T.A. Hard-to-recover reserves of gas, liquid petroleum hydrocarbons, bituminous components, rare, rare-earth and noble metals of the gas-saturated part of oil and gas condensate and gas condensate fields at the late stage of development // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 3(42). P. 34–48. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art3> (In Russ.).

References

1. Dmitrievsky A.N., Skibitskaya N.A. Matrix oil: the prospects for mastering a new layer of knowledge // Oil & Gas Journal Russia. 2011. No. 9. P. 70–74. (In Russ.).
2. Dmitrievsky A.N., Skibitskaya N.A., Gafarov N.A. et al. Resource potential of gas-saturated part of the Orenburg oil and gas condensate field at the final stages of development // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 3(34). P. 35–48. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-34.art3> (In Russ.).
3. Dmitriyevsky A.N., Skibitskaya N.A., Gafarov N.A. et al. Hard-to-recover resource potential of the gas part of the oil and gas parent carbonate deposits of oil and gas condensate fields at late stages of development: the case of the Orenburg oil and gas condensate field // Fundamental Basis of Innovative Technologies of Oil and Gas Industry: Proceedings of the All-Russian Scientific Conference with International Participation dedicated to the 35th anniversary of OGRI RAS. Moscow: Oil and Gas Research Institute of the RAS, 2022. P. 67–72. (In Russ.).
4. Surnachev D.V., Skibitskaya N.A., Bolshakov M.N., Burkhanova I.O. Methodology for estimating the resource potential of the gas-saturated part of oil and gas condensate and gas condensate fields with due regard for the reserves of matrix oil liquid hydrocarbons based on reservoir

thermodynamics (the case of Vuktyl oil and gas condensate field) // SOCAR Proceedings. 2022. No. S2. P. 1–8. <https://doi.org/10.5510/OGP2022SI200719> (In Russ.).

5. *Khadzhiev S.N., Aldoshin S.M., Dmitrievskij A.N.* et al. Pat. RU 2731216 C2. Method for complex production and processing of matrix oil. No. 2018138530; Appl. 31.10.2018; Publ. 31.08.2020 // Inventions. Utility models. 2020. Bull. No. 25. 18 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).

6. *Ananenko A.G., Rezunenko V.I., Dmitrievskij A.N.* et al. Pat. RU 2241020 C1. High-molecular hydrocarbon feedstock processing method. No. 2003124144/04; Appl. 05.08.2003, Publ. 27.11.2004 // Inventions. Utility models. 2004. Bull. No. 33. 10 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).

7. *Glazov S.V., Zajchenko A.Yu., Kislov V.M.* et al. Pat. RU 2623541 C1. Method of separation of molybdenum compounds from heavy oil residues. No. 2016110673; Appl. 23.03.2016; Publ. 27.06.2017 // Inventions. Utility Models. 2017. Bull. No. 18. 6 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).

8. *Skibitskaja N.A., Rezunenko V.I., Dmitrievskij A.N.* et al. Pat. RU 2146274 C1. Method of processing high-molecular hydrocarbon stock. No. 98122533/04; Appl. 18.12.1998; Publ. 10.03.2000 // Inventions. Utility models. 2000. Bull. No. 7. 14 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).

9. *Khadzhiev S.N., Zekel L.A., Kadieva M.K.* et al. Pat. RU 2614140 C1. Method of hydroconversion of heavy part of matrix oil. No. 2016108130; Appl. 09.03.2016; Publ. 23.03.2017 // Inventions. Utility models. 2017. Bull. No. 9. 12 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).

10. *Skibitskaya N.A., Kuzmin V.A., Bolshakov M.N.* et al. Regularity and interrelation of catagenetic processes of organic matter transformation in the composition of the oil and gas-mineral carbonate-organic matrix of hydrocarbon deposits // New Ideas in Oil and Gas Geology – 2017: Collected papers (from the International Scientific Conference) / Ed. by A.V. Stupakova. Moscow: Pero, 2017. P. 327–334. (In Russ.).

11. On approval of the list of main types of strategic minerals: Decree of the Government of the Russian Federation as of 30.08.2022 No. 2473-r // Garant Legal Information System. <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/405118925/> (Accessed 16.06.2023). (In Russ.).

12. *Skibichkaya N.A., Navrotsky O.K., Burkhanova I.O.* et al. Metal content in high-molecular-weight components of early oil (object of study – Orenburg Oil-Gas-Condensate Field) // Proceedings of Gubkin Russian State University of Oil and Gas. 2016. No. 2(283). P. 23–34. (In Russ.).

13. *Skibitskaya N.A., Navrotsky O.K., Burkhanova I.O.* et al. Microelement content of high-molecular-weight components of the early oil: the case of west and east sections of Orenburg oil-gas-condensate field // Actual Problems of Oil and Gas. 2018. Iss. 3(22). P. 35. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-22.art35> (In Russ.).

14. *Bykova N.* Gallium nitride to replace silicon // Expert. 2022. No. 17–18(1250). P. 68–71. (In Russ.).

15. *Asadov D.G.* Research of storage battery types used in electric cars // International Technical and Economic Journal. 2011. No. 2. P. 121–124. (In Russ.).

Information about the authors

Anatoly N. Dmitrievsky – Academician of the Russian Academy of Sciences, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Scientific Director of the Institute, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, a.dmitrievsky@ipng.ru

Natalia A. Skibitskaya – Cand. Sci. (Geol.-Min.), Head of Laboratory, Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, skibitchka@mail.ru

Nail A. Gafarov – Dr. Sci. (Eng.), independent scientist, Moscow, Russia, na.gafarov@gmail.com

Irina O. Burkhanova – Cand. Sci. (Geol.-Min.), Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, burhanova_irina@mail.ru

Mikhail N. Bolshakov – Cand. Sci. (Geol.-Min.), Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, rg2006@mail.ru

Elena G. Domanova – Cand. Sci. (Chem.), Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, e.domanova@yandex.ru

Dmitry V. Surnachev – Cand. Sci. (Phys.-Math.), Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, d_surnachev@mail.ru

Oleg O. Marutyan – Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, omarutyan@mail.ru

Tatiana A. Pugo – Leading Engineer, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, antchr@mail.ru

Received 26.05.2023

Анализ и систематизация представлений о влиянии геолого-геохимических факторов на формирование и нефтегазоносность мегарезервуаров осадочных бассейнов

С.А. Пунанова

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
E-mail: punanova@mail.ru

Аннотация. Проанализировано влияние геолого-геохимических факторов на свойства нефтей, насыщающих комбинированные ловушки в различных нефтегазоносных бассейнах. Разработан путь прогноза свойств флюидов (физико-химических, углеводородного и микроэлементного составов), а также фазовое состояние скоплений в ловушках различного строения в связи с вертикальной шкалой нефтегазообразования. Проведена оценка поисковых критериев их выявления, анализ и систематизация представлений о влиянии различных геолого-геохимических факторов на формирование и нефтегазоносность мегарезервуаров. Большую значимость приобретает возможность оценки продуктивности сланцевых формаций и выбор «слабких пятен» геохимическими методами.

Ключевые слова: нафтиды, геохимические исследования, углеводороды, микроэлементы, нефтегазоносные бассейны, мегарезервуары

Для цитирования: Пунанова С.А. Анализ и систематизация представлений о влиянии геолого-геохимических факторов на формирование и нефтегазоносность мегарезервуаров осадочных бассейнов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 3(42). С. 49–67. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art4>

Введение

В научном плане важным моментом в современных экономических условиях является следование разработанной ранее и значительно дополненной акад. А.Э. Конторовичем парадигмы развития топливно-энергетического комплекса России. Научные и производственные направления связаны с увеличением геолого-разведочных работ, активизацией и эффективным соединением прикладных разработок и фундаментальных новаций, проведение исследований с учетом научных представлений о процессах формирования и переформирования месторождений углеводородов (УВ) осадочного чехла [1]. Особенно востребованы на современном этапе геохимические исследования, которые способствуют выявлению перспективных

интервалов разреза углеродсодержащих (сланцевых) формаций [1–3].

Особенности генетического типа нефтей и оценка фазового состояния скоплений, заполняющих ловушки комбинированного типа

С учетом рекомендованной автором классификации нефтей нефтегазоносных бассейнов (НГБ) по их обогащенности микроэлементами (МЭ), а также с обозначением глубин и катагенетических параметров процессов нефтегазогенерации в НГБ России и мира предложено прогнозировать состав флюидов, т. е. их физико-химические свойства, металлогению и фазовое состояние скоплений в ловушках разного типа (рис. 1) [4–6].

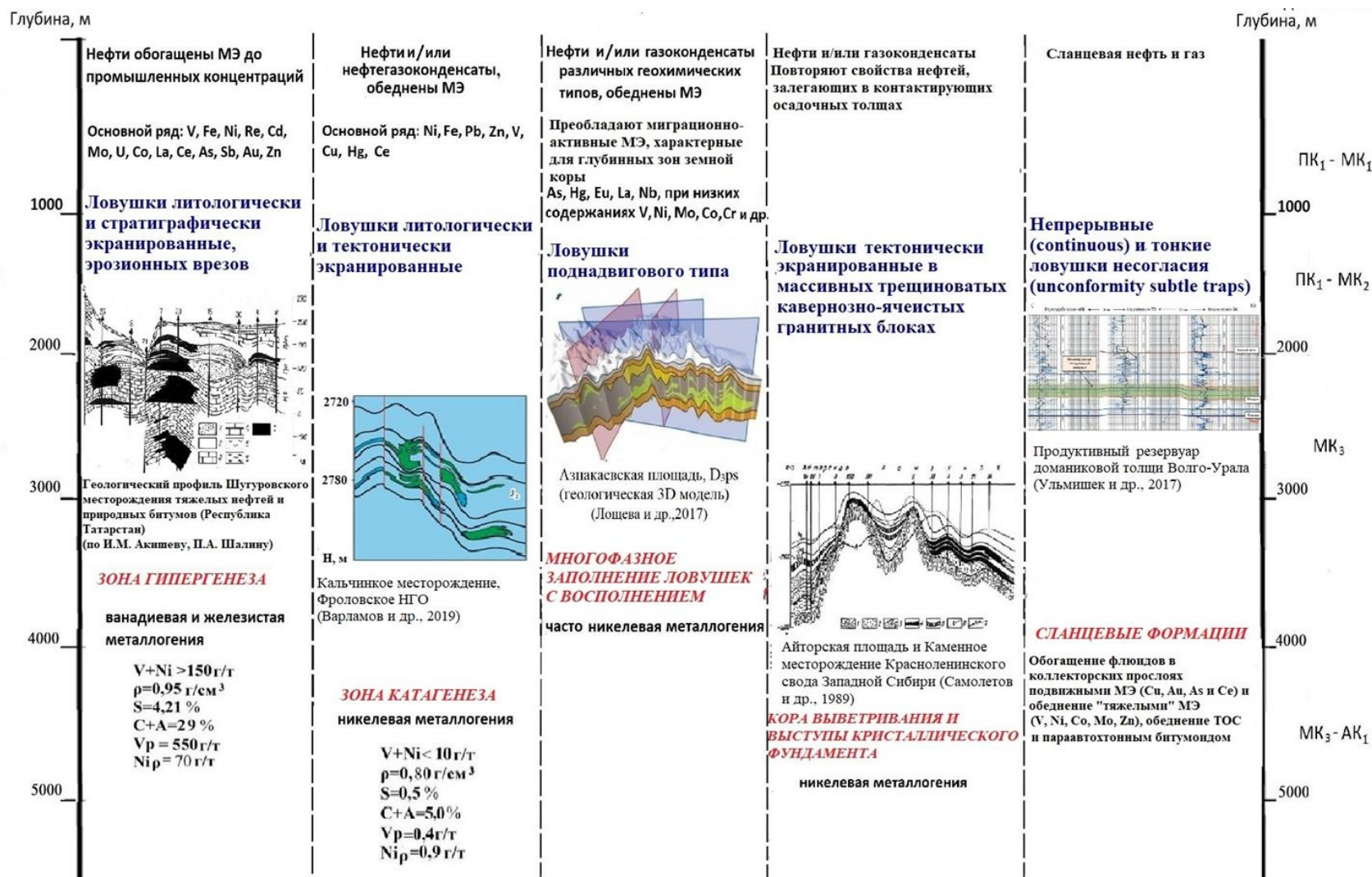


Рис. 1. Схема-модель прогнозной оценки усредненной характеристики нафтидов, аккумулирующихся в залежах в связи с процессами нефтегенерации и аккумуляции

На рис. 1 приведена схема-модель свойств нефтидов, аккумулирующихся в разнообразного типа ловушках на различных уровнях процессов онтогенеза: МК, ПК и АК – мезо, прото и апокатагенез; ρ – плотность нефти; S – содержание серы; C+A – сумма смол и асфальтенов; Vp, Nip – ванадиевый и никелевый металлопорфириновые комплексы (МПК).

В основу модели легли как литературные данные, так и исследования, проведенные непосредственно автором статьи. Показаны нефти, характерные для зон гипергенеза, катагенного преобразования флюидов, сложного многофазного образования скоплений, сланцевых формаций и залежей в образованиях фундамента. Для обобщения использован материал по нефтям месторождений различных регионов мира – Афгано-Таджикской депрессии, Бузачинского свода Казахстана, Предкавказья, Тимано-Печорского, Волго-Уральского, Западно-Сибирского НГБ, бассейна Потигуар Бразилии, Венесуэлы и Канады (штат Альберта), Паннонского бассейна (Венгрия), Вьетнама и др.

Мегабассейны, мегарезервуары и их принадлежность к геолого-геохимическим объектам

НГБ признаются мегабассейнами при условии величины накопленной добычи в них свыше 5 млрд баррелей в нефтяном эквиваленте. Поиски наиболее перспективных земель при внедрении новых цифровых технологий приурочены к шельфовым зонам Арктических морей, к глубоководным горизонтам осадочных бассейнов, к выступам кристаллического фундамента, к недоизученным областям молодых и древних

плит. Классификации седиментационных бассейнов, а в их рамках НГБ по площади, объему осадочного выполнения, величине начальных потенциальных геологических ресурсов углеводородов, соотношению в бассейне массы жидких и газообразных УВ и т. д. и целесообразности вычленения класса мегабассейнов предлагались в классических работах исследователей [7–12].

Представляется, что понятие мегарезервуара, рекомендованное учеными-классиками, несколько устарело в связи с открытием месторождений нефти и газа в нетрадиционных коллекторах. И в этих условиях не всегда соблюдается это, казалось бы, необходимое условие существования резервуара УВ – наличие емкости-коллектора и покрышки, так как площади мегарезервуаров имеют более широкий охват, объединяя и нефтесборные территории, содержащие отложения, генерирующие УВ, и их аккумулирующие (сланцевые формации, битумные пески и т. д.).

По мнению автора, мегарезервуары в осадочных бассейнах представлены природными скоплениями в различных геолого-геохимических средах. Это четыре типа мегарезервуаров: в традиционных коллекторах НГБ и в нетрадиционных коллекторах – высоковязкие тяжелые нефти и природные битумы, сланцевые формации и разуплотненные коллекторы выступов фундамента. Детальная характеристика подобных резервуаров с характерными примерами дана в работах автора [13–17]. Особенности геолого-геохимических объектов, аккумулирующих крупные и гигантские нефтяные и газовые скопления, представлены в табл. 2.

Таблица 2

Схема-модель природных резервуаров

Характеристика резервуара и примеры	Мегарезервуары			
	Традиционные скопления	Нетрадиционные скопления		Смешанные скопления
Тип нефтяной системы	Обычная пластовая нефтяная система	Нефтяная и/или газовая система (tight petroleum system)	Нефтематеринская (или исходная) нефтяная система	Сочетание обычной пластовой нефтяной и нефтяной и/или газовой систем
Тип коллектора	Прерывистые резервуары, географически дискретны	Квазинепрерывные или вторично прерывистые резервуары в плотных низкопроницаемых коллекторах, аккумулирующие тяжелые нефти и природные битумы	Непрерывные резервуары низкородовых коллекторов сланцевых формаций (tight petroleum system)	Прерывистые резервуары, географически дискретны; квазинепрерывные в разуплотненных порово-кавернозных коллекторах эрозионных выступов кристаллического фундамента
Характерные регионы и нефтегазоносные комплексы (НГК)	Западно-Сибирский НГБ, апт-альб-сеноманский НГК (покурская свита с продуктивными пластами ПК1-24), сложенный континентальными угленосными и прибрежно-морскими фациями	Волго-Уральский (Республика Татарстан) и Восточно-Сибирский НГБ, Прикаспийский (Республика Казахстан) регион, Западно-Канадский и Венесуэльский НГБ. Кварцевые пески нижнемелового возраста на слоне Канадского щита. Нижнепермский и верхнепермский комплекс Татарстана	Тимано-Печорский, Волго-Уральский, Западно-Сибирский НГБ. Доманик, баженовский гор-т. Нефтяной потенциал доманиковой толщи [18] – 143,6 млрд т, газовый – 59,8 трлн м ³ , остаточный 98,2 млрд т нефти и 24,2 трлн м ³ газа	Вьетнам, Ливия, Йемен, Венесуэла, Англия, Казахстан, Индонезия, Россия. От докембрийских гранитов до гранитоидов олигоценного возраста
Месторождения-гиганты	Медвежье, Ямбургское, Заполярное, Уренгойское, Русское, Бованенковское	Ашальчинское, Шугуровское, Горское, Оленекское, С. Бузачи, Вабаска, Пис-Ривер, Колд-Лейк	Марцелла, Барнетт, Баккен, Черный гигант, Гуанъань	Субан, Белый Тигр, Мара, Оймаша, Ланкастер, Ауджила Нафура, Набрэя, Ла Пас
Природные факторы, влияющие на масштабность скоплений УВ в мегарезервуарах осадочного бассейна	Благоприятные сочетания геодинамических, литофациальных и геохимических процессов генерации, миграции, аккумуляции и сохранности залежей, «отличные» нефтематеринские свиты с соответствующими генерационными показателями и значительные объемы осадочного выполнения бассейна	Восходящие движения как регионального, так и локального плана и активная субвертикальная или восходящая латеральная миграция УВ по пластам, открытым к зонам гидрогеологической разгрузки, способствуют попаданию нефтей в зоны гипергенеза. Основная движущая сила этих процессов – геодинамическая активность НГБ и первичная высокая нефтегенерация исходных нефтематеринских свит	Тектонические и палеофациальные обстановки морского мелководного или глубоководного бассейна некомпенсированного прогибания с ураганным накоплением ОВ и последующей катагенетической преобразованием до стадии нефтяного или газонефтяного окна при влиянии вулканических и гидротермальных процессов	Совмещение больших объемов разуплотненных с хорошими фильтрационно емкостными свойствами коллекторов в выступах фундамента и больших объемов осадочного выполнения и площадей исходных нефтематеринских отложений, способных генерировать большие массы УВ

Природные битумы и высоковязкие нефти обогащены ценными, промышленно значимыми МЭ. Концентрации микроэлементов распределяются по различным фракциям нефтеперегонки. Максимальное количество их связано с мазутами (Ba, Sr, Ce, Pr, Nd, Yb, U, Hg, Ge, As), гудронами (Co, Mo, Se, Te, Ga, Ag, Re), битумами (Rb, Be, B, Mg, Al, Sc, Y, Ti, V, Cr, Mn, Fe, Ni, Zr, Nb, Rh, Cu, Zn, Sb). Высокие концентрации Mo, Ni, Re, V и Se, представляющие промышленный интерес, накапливаются в органической части битумов, из которой они могут быть извлечены. О высоких концентрациях редкоземельных, рассеянных и благородных металлов свидетельствуют данные изучения матричной нефти Оренбургского месторождения [19]. В составе высокомолекулярных компонентов выявлено (в тоннах, в пересчете на запасы) 153091,7 V; 37699,8 Ni; 1105,4 Ga; 382,0 Li и др. элементов.

Особую значимость приобретает обогащенность природных битумов и тяжелых нефтей до рудных промышленных масштабов ванадием, важным элементом, необходимым во многих производственных процессах. Так, запасы V, извлекаемые из битумных песков Канады, составляют 3969,9 тыс. т, а из тяжелых нефтей «Пояса Ориноко» в Венесуэле – 16 720 тыс. т, что по расчетам составляет 45% от объема его общемирового производства из рудного сырья. Содержания V и Ni в природных битумах из пермских отложений Татарского свода и Мелекесской впадины очень высоки. На рис. 2 представлены концентрации V и Ni и отношения V/Ni в природных битумах от нижнепермских до казанского яруса верхнепермских отложений. Максимальные средние концентрации V и Ni выявлены в битумах нижнепермских отложений ($V = 910$ г/т; $Ni = 177$ г/т).

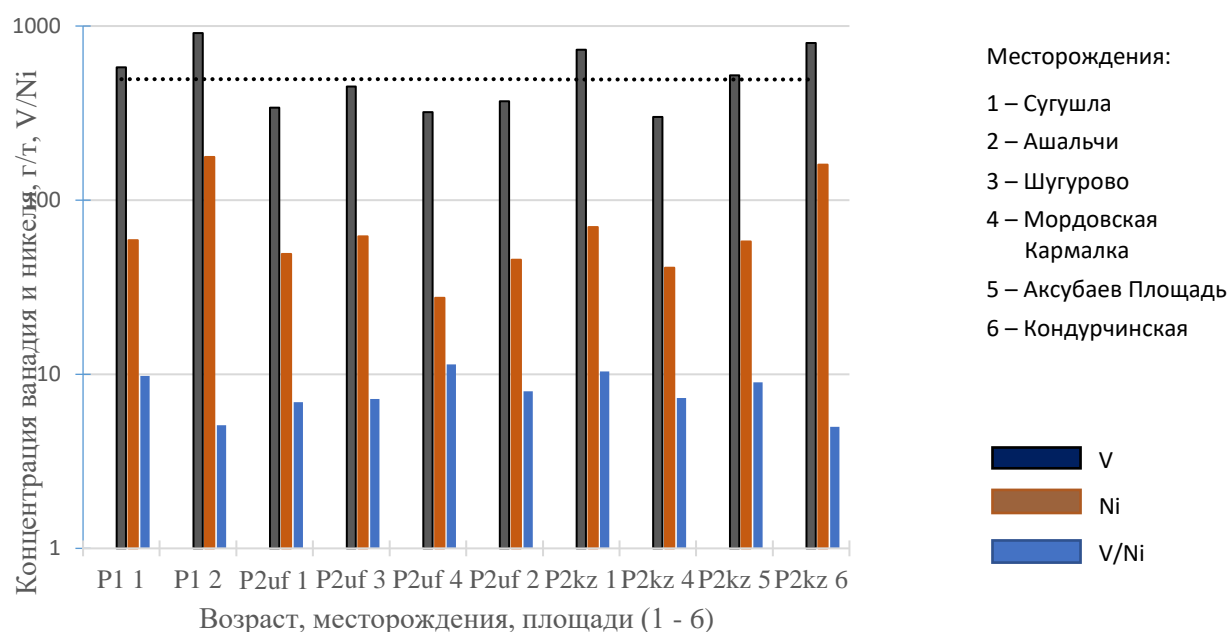


Рис. 2. Распределение V и Ni в битумах из пермских отложений Татарстана (по аналитическим данным [20])

Прогноз поисков крупных и гигантских по запасам скоплений УВ

При оценке перспектив нефтегазоносности территорий осадочных бассейнов встает вопрос о крупности ожидаемых скоплений. Прогноз поисков крупных и гигантских по запасам скоплений УВ сырья является актуальной народно-хозяйственной проблемой, особенно в настоящих сложных условиях передела рынков энергетических ресурсов и соответственно в связи с этим цен на нефть и газ [12, 18]. Анализ научных публикаций по прогнозу УВ скоплений в мегарезервуарах можно объединить в несколько направлений: 1) общие оценки масштабы резервуаров НГБ мира по ряду геолого-геохимических признаков; 2) оценка количественных критериев месторождений-гигантов нефти с применением геолого-математического моделирования; 3) прогноз объектов нефтескоплений в сланцевых формациях геохимическими методами.

Геолого-геохимические процессы, обуславливающие формирование и нефтегазоносность мегарезервуаров осадочных бассейнов

Наиболее полный анализ открытия мегарезервуаров с гигантскими запасами отдельно нефти и газа в мегабассейнах мира к 2021 году приведен в работах [21, 22]. Из 555 бассейнов мира месторождения-гиганты выявлены в 15 бассейнах с мощностью осадочного чехла более 5 км и достаточно глубоко залеганием фундамента. Наибольшее число месторождений-гигантов открыто в бассейне Персидского залива – 36, в Западно-Сибирском бассейне – 9, Прикаспийском – 5, Маракайбо – 3. В остальных 11 бассейнах (Волго-Уральском, Лено-Вилуйском, Баренцевоморском, Амударьинском, Сунляо,

Североморском, Алжиро-Ливийском, Мексиканского залива, Западном Внутреннем, Арктического склона Аляски, Рувума, Мозамбик) обнаружено по 1–2 месторождений-гигантов. К 2021 г. выявлено 42 нефтяных месторождений-гигантов с суммарными начальными запасами 112,1 млрд т, или 30,1% от запасов всех месторождений мира и 25 месторождений-гигантов, что составляет 36,2% мировых запасов. Самые крупные мегабассейны по этим параметрам, такие как Арабо-Персидский, Западно-Сибирский и Восточно-Сибирский являются наиболее богатыми и по запасам УВ сырья. Так, только на мегабассейны Персидского залива и Западно-Сибирского региона приходится 95,3 млрд т нефти (85% запасов всех месторождений-гигантов мира) и 64,7 трлн м³ газа (57,4% запасов гигантских газовых месторождений) [21, 22].

Отмечается, что бассейны с большим объемом пород осадочного выполнения и большой площадью имеют и большие запасы. На основании анализа 195 НГБ мира сделано заключение [23], что с увеличением объема осадочного выполнения седиментационного бассейна растет величина начальных потенциальных геологических ресурсов (рис. 3).

Поисковыми критериями высоко-масштабных по запасам скоплений УВ в верхнем продуктивном комплексе Западно-Сибирского НГБ, кроме высоких содержаний углистого типа органических веществ (ОВ), катагенетических преобразований в диапазоне нефтяного окна, больших площадей нефтематеринских свит, являются также особенности геодинамических процессов. Образование уникальных по запасам месторождений в этом регионе обусловлено наличием крупных и гигантских структурных ловушек.

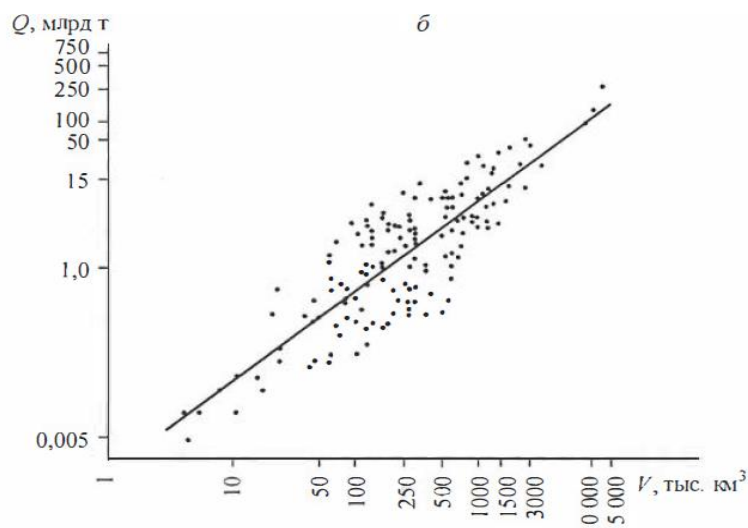


Рис. 3. Зависимость величины начальных потенциальных геологических ресурсов Q (млрд т) УВ от объема осадочного выполнения седиментационных бассейнов V (тыс. км³)

Как отмечают многие исследователи, тектоника северных и арктических регионов в неоген-четвертичное время была на несколько порядков активнее центральных, и именно здесь проявились интенсивные структурно-формационные движения с образованием поднятий-ловушек с амплитудами более 200 м. Вероятно значительное воздымание, способствующее выделению растворенного газа, а также активизация геодинамических движений, приведшее к формированию крупных структур-ловушек типа мегавалов, валов, куполовидных поднятий и др., являлись благоприятными факторами для образования здесь уникальных и гигантских месторождений [16, 24, 25].

На примере бассейнов эпигерцинских плит показана необходимость учета большого количества факторов, контролирующих формирование зон, богатых нефтью, нефтью и газом, конденсатным газом, сухим газом и объединенных в пять групп [26]. Это тектонический (8 показателей), литологический (5 показателей), гидрогеологический (2 показателя), геохимический (5 показателя)

и термодинамический (2 показателя). Основными из совокупности этих факторов являются: мощность осадочного чехла, особенно мощность фанерозойских отложений; особенности истории развития и контрастность локальных структур; наличие в разрезе небольшого числа надежно изолированных мега- и региональных резервуаров; наличие в составе проницаемого комплекса достаточно большого количества песчано-алевритового материала; существование в настоящее время или в прошлом крутых (вплоть до вертикальных) участков подъема подземных вод, что в значительной мере способствует выделению УВ в свободную фазу; наличие в разрезе больших масс осадочных пород, богатых ОВ, которое может быть источником нефти и газа; достаточная катагенетическая превращенность ОВ.

В качестве основных из главных рекомендуемых показателей формирования месторождений нефти и газа с гигантскими скоплениями предлагаются следующие благоприятные геолого-геохимические факторы [21, 22, 24].

1. Обогащенность осадочной толщи ОВ, однако, определяющим является не количество его в единице объема, а абсолютная масса.

2. Наличие в пределах нефтегазосборной территории зоны нефтегазо-накопления осадочных толщ — генераторов больших масс УВ.

3. Близость зоны нефтегазоаккумуляции к зоне максимального прогибания, т. е. к зоне наиболее интенсивной и длительной генерации нефти и газа.

4. Преобладание процессов генерации и аккумуляции УВ в течение всей истории седиментационного бассейна над процессами их рассеивания из ловушек.

5. Наличие в резервуаре, содержащем основную часть ресурсов УВ на месторождении, надежного глинистого или эвапоритового регионального или межрегионального флюидоупора, обеспечивающего благоприятные условия для аккумуляции УВ и сохранения их залежей.

6. Связь крупных скоплений нефти и газа с большими по емкости ловушками, сформировавшимися ко времени, когда соответствующий комплекс переживал главную фазу нефтенакопления или один из периодов интенсивного газообразования.

Необходимо подчеркнуть, что только комплексный анализ процессов онтогенеза скоплений УВ может ответить на вопрос о возможности формирования мегарезервуаров УВ.

Количественные критерии прогноза нефтегазоносности

Количественные критерии прогноза нефтегазоносности на основе детального анализа геолого-геохимических данных по большинству НГБ разработаны в ряде работ

А.Э. Конторовича с соавторами и др. [7, 23, 27], а применение и методические разработки продолжены и развиты в последующих многочисленных работах российских исследователей. Оценка количественного прогноза нефтегазоносности при использовании статистических методов аналитических данных (регрессионные, корреляционные и логико-дискретные зависимости) основана на моделировании закономерностей размещения залежей нефти и газа. Построенные с привлечением подобных расчетов карты прогнозной оценки перспектив нефтеносности отдельных нефтегазосодержащих толщ и на их основе – сводные карты для всего НГБ, позволяют решить задачу оценки потенциальных ресурсов нефти и газа в пределах всего бассейна и наметить зоны высоких запасов в резервуарах осадочного чехла. При изучении мегарезервуаров различных районов мира методами геолого-математического моделирования каждое месторождение описано 99 параметрами (свойствами) [28, 29]. Выделено пять групп свойств, которые характеризуют практически весь разрез продуктивной толщи – ее нефтесодержащий проницаемый комплекс, отложения, расположенные выше и ниже по разрезу, а также геотектоническую обстановку. Очевидно, что наибольшую информативность среди рассмотренных групп свойств имеет характеристика нефтесодержащего коллектора, а далее по значимости следуют тектоническая обстановка и толщина, подстилающая коллектор.

Количественный прогноз нефтеносности проводится также по данным битуминологических исследований. В основе прогноза – картирование нефтепроизводящих отложений и оценка их нефтепроизводящего потенциала [30].

В многочисленных работах конца прошлого столетия и в последующих современных работах, основанных на детальных геохимических исследованиях ОБ, битумоидов и нефтей, публикуются карты количества УВ, эмигрировавших с 1 км² нефтепроизводящей толщи различных нефтегазоносных комплексов Западно-Сибирского и Восточно-Сибирского и других НГБ России и карты генерации УВ, которые востребованы и в текущих условиях поисков крупных месторождений нефти и газа. Прогнозные оценки масштабы скоплений, сводятся к следующему: 1) при масштабах эмиграции нефти меньше 200–400 тыс. т/км² аккумуляция их в промышленной залежи, судя по материалам изученных районов Западной Сибири, не происходит; 2) с ростом масштабов эмиграции УВ коэффициенты аккумуляции растут; 3) с улучшением коллекторских свойств и выдержанности проницаемых горизонтов коэффициенты аккумуляции увеличиваются.

***Прогноз объектов нефтескоплений
в сланцевых формациях
геохимическими методами***

Проблема выявления зон расположения и прогноза продуктивности углеродсодержащих (сланцевых) толщ с их непрерывными резервуарами до настоящего времени остается спорной, ввиду того, что нефтесборные интервалы разреза сланцевых формаций не имеют четких границ. Отмечается [31], что обогащенные органикой радиоляритовые, сланцевые, карбонатные толщи баженовской, доманиковой, хадумской и куонамской свит, выявление залежей в которых является не только геологической, но и технологической задачей, обособляются в особую группу

нестандартных ловушек. Именно геохимические методы исследования способны учитывать весь спектр генетических факторов, контролирующих образование месторождений – от очага генерации до ловушки. И именно геохимические методы в данном случае играют важную определяющую роль при оценке их продуктивности [32].

В настоящее время разрабатываются геохимические показатели продуктивных интервалов разреза и масштабы скоплений сланцевых формаций, используемые при вычленении наиболее оптимальных условий добычи нефтяных УВ, т.е. для прогноза и оконтуривания нефтепродуктивных нефтесборных участков (экономически и экологически выгодных). Это – характер окислительно-восстановительных процессов, степень катагенеза исходного ОБ, гидротермальные воздействия, увеличивающие пористость, дифференциация УВ и МЭ составов мигрирующих флюидов и др. В продуктивных интервалах разреза скапливается параавтохтонная органика, т.е. эпигенетичный подвижный миграционный битумоид, а в непродуктивных – остаточная автохтонная органика, т.е. сингенетичный битумоид. В табл. 3 показаны сгруппированные автором геохимические показатели продуктивных интервалов разреза сланцевых формаций в сравнении с непродуктивными по материалам [32–37].

Установленная связь между нефтенасыщенностью пород и геохимическими показателями дает возможность прогнозировать интервалы нефтескоплений внутри общей исходно нефтематеринской сланцевой толщи. А по некоторым показателям по данным ГИС даже при отсутствии керна [36].

Практический результат проводимых фундаментальных исследований, т. е. возможность по геохимическим данным выделять нефтенасыщенные протяженные

пласты, используется при разработке баженовских отложений в компании «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» [38].

Таблица 3

Вероятностная схема геохимических показателей (усредненные показатели) выявления продуктивных интервалов разреза сланцевых отложений на примере баженовских и доманиковых отложений (по материалам [32–37])

Геохимические показатели битумоидов (экстракты из пород)	Виды аналитических исследований	Продуктивные интервалы сланцевых отложений	Непродуктивные интервалы сланцевых отложений
β – коэффициент битуминозности: $\beta = C/C_{org}, \%$, где C содержание битумоида	Битуминологический анализ	Низкие величины β $\beta = 7-8\%$	Высокие величины β β до 30%
C_{org} и ТОС	Пиролиз Roc-Eval	Обедненные C_{org} , но контактирующие с высокообогащенными C_{org} (ТОС) пачками пород	Высокообогащенные ОБ (> 10 % современного содержания ТОС)
Коэффициент метаморфизма $k_i = (П+Ф)/(Н-C_{17}+Н-C_{18})$	Хроматографический анализ УВ состава	0,1–0,3	0,8
Концентрация МЭ в битумоидах, ассоциированных с тяжелыми асфальто-смолистыми компонентами (V, Ni, Co, Mo); ассоциированных с легкими, масляными УВ компонентами (Cu, Fe, As, Pb) Концентрационный ряд Концентрация МПК на битумоид – доманик баженовская свита	Микроэлементный анализ	Низкая концентрация $V=120$ г/т; $Ni=0,6$ г/т Высокая концентрация $Cu=9,5$ г/т $Zn>V>Fe>Pb>Cu>Ni>Co$ < 0,01% (низкая концентрация или отсутствуют) отсутствуют	Высокая концентрация $V=1040$ г/т; $Ni=3,6$ г/т Низкая концентрация $Cu=1,7$ г/т $V>Zn>Ni>Fe>Pb>Cu$ Co 0,1–1% (высокая) 2–3 %
Ароматические каротиноиды ОБ: Kac1 Kac2	Биомаркерный анализ	0,7–1 0,41–0,44	>1, 0 0,45
Влияние катагенетической зрелости керогена на емкостные свойства пород	Пиролиз, сканирующая электронная микроскопия; люминесцентная микроскопия	Наличие прочных кремнистых или карбонатных разностей в составе минерального каркаса, препятствующих закрытию пор под влиянием горного давления, минералов, стимулирующих преобразование керогена; высокая катагенетическая зрелость	Низкие величины кремнисто-карбонатных разностей, низкая катагенетическая зрелость

Заключение

1. Дана качественная оценочная характеристика УВ флюидов (физико-химические свойства, УВ состав, металлогеническая специализация и фазовое состояние скоплений), аккумулирующихся в сложных неантиклинальных ловушках. Геохимический тип нефти прогнозируется на основе типизации нефтей по их микроэлементному составу и расположения залежи относительно шкалы флюидообразования, определяющей процессы онтогенеза УВ.

2. Систематизированы и обновлены представления о формировании и нефтегазоносности мегарезервуаров в различных геолого-геохимических средах. Предложено расширить понятие «мегарезервуары», как аккумуляторов гигантских по запасам скоплений нефти и газа, и впервые рассматривать традиционные скопления–мегарезервуары и нетрадиционные скопления–мегарезервуары, связанные плохопроницаемыми низкопоровыми отложениями – это скопления тяжелых высоковязких промышленно ванадиеносных нефтей и природных битумов, резервуары самих сланцевых формаций, а также скопления в разуплотненных порово-кавернозных отложениях эрозионных выступов кристаллического фундамента.

3. Рассмотрено влияние различных геолого-геохимических факторов на формирование и нефтегазоносность мегарезервуаров осадочных бассейнов. Наиболее изучены причины насыщения мегарезервуаров в традиционных ловушках осадочного чехла. Это достаточно ожидаемые и объяснимые – значительные величины площади бассейнов и объемов пород нефтесборных площадей, объемные ловушки и мощные толщи экранирующих

отложений, необходимые для высокой генерации, геохимические условия (содержание ОВ, значительная прогретость – стадии нефтяного или газового окна); высокая сохранность скоплений. Более сложна и пока не достаточно изучена картина прогноза скоплений с уникальными и гигантскими запасами, связанными с нетрадиционными коллекторами.

4. Проведена оценка концентраций МЭ в тяжелых нефтях и природных битумах. Промышленно ванадиеносные скопления–мегарезервуары, аккумулирующие гигантские запасы УВ, рассматриваются как комплексное сырье добычи нефти и/или газа и сопутствующих им рудных металлов. Это имеет значение для повышения эффективности работ и привлечения инвесторов к финансированию проектов. На современном уровне развития нефтегазового комплекса России проблема восполнения ресурсов, оценка и прогноз качества нефти являются острейшими и дискуссионными в научном, экономическом и геополитическом аспектах. Возможность извлечения из нефтей металлов, цены на которые непрерывно повышаются, привлекают нефтяные компании. При зеленой повестке развития производств, при декарбонизации мировой экономики возникает острая потребность в дополнительном количестве ценных и редких металлов, таких как Li, Al, Ti, Co, Ni, в связи с необходимостью конструирования именно металлических деталей для использования возобновляемых источников энергии, цены на которые непрерывно возрастают [39]. И сейчас в условиях нарастающего энергетического кризиса необходимо проектирование нефтеперерабатывающих заводов с возможным извлечением ценных и промышленно важных металлов из добываемого сырья.

5. Установлена связь между нефтенасыщенностью пород сланцевых формаций и геохимическими показателями, которая дает возможность прогнозировать интервалы нефтескоплений внутри общей исходно нефтематеринской толщи. Впервые выявлены и рекомендованы для оценки прогнозных показателей данные о МЭ составе нафтидов, которые наравне с изменениями их УВ состава являются маркерами прогноза продуктивности резервуаров исследуемых формаций. Необходимым условием применения определенных УВ и МЭ показателей является, на взгляд автора, равные условия сравнения, а именно близость катагенетического преобразования и учет окислительно-восстановительного потенциала.

Для образования мегарезервуаров (месторождений-гигантов) необходимо совмещение благоприятных факторов широкого круга природных процессов генерации, миграции, аккумуляции и сохранности скоплений, и все субстанции должны быть мегамасштабными, т. е. совмещение генерации мегамасс УВ с нефтесборных осадочных мегаплощадей, образование природного мегарезервуар-ловушки и надежной мощной мегапокрышки. Такие процессы подробно проанализированы на примерах Западно-Сибирского и Арабо-Персидского бассейнов. Однако разрыв этой цепочки, сбой процессов формирования залежи нефтяного или газового скопления, также может привести к образованию гигантских месторождений. Это – мегарезервуары битумных песков и твердых

битумов. При этом необходимы восходящие движения в НГБ, процессы воздымания и тектонических перестроек, способствующие активной субвертикальной или восходящей миграции УВ и выходу их в близповерхностные зоны гипергенного преобразования и биodeградации и масштабные латеральные перетоки. Для формирования мегарезервуаров в фундаменте, кроме больших объемов разуплотненных с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов, необходимы большие площади исходных нефтематерианских отложений с высокими генерационными свойствами.

Мегарезервуары сланцевых формаций, охватывающих практически полный объем распространения отложений, формируются при определенных тектонических и палеофациальных обстановках морского мелководного или глубоководного бассейна некомпенсированного прогибания с ураганным накоплением ОВ и последующей катагенетической преобразованием его до стадии нефтяного или газонефтяного окна при влиянии вулканических и гидротермальных процессов.

И только комплексный подход, интегрирование геохимических, геологических, геофизических, гидрогеологических и др. методов исследования даст эффективный результат. Геохимические исследования должны быть неотъемлемым элементом общего комплекса работ по поискам мегарезервуаров, разведке и разработке месторождений УВ сырья и прогнозу ловушек комбинированного типа.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН (тема «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла», 122022800253-3).

Литература

1. *Конторович А.Э., Эдер Л.В.* Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2015. № 5. С. 8–17.
2. *Дахнова М.В.* Применение геохимических методов исследований при поисках, разведке и разработке месторождений углеводородов // Геология нефти и газа. 2007. № 2. С. 81–89.
3. *Куклинский А.Я., Штунь С.Ю., Морошкин А.Н.* и др. Применение методов резервуарной геохимии при оценке вклада в добываемую продукцию каждого из двух совместно эксплуатирующийся пластов, содержащих разные по молекулярному составу нефти // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2021. № 1(349). С. 39–43. [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-1\(349\)-39-43](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-1(349)-39-43)
4. *Пуланова С.А.* Актуальность картирования неантиклинальных ловушек и особенности их классификаций // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 3(30). С. 13–25. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-30.art2>
5. *Пуланова С.А.* Геохимические особенности углеводородных флюидов в неантиклинальных ловушках // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2021. № 10(358). С. 15–21. [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-10\(358\)-15-21](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-10(358)-15-21)
6. *Пуланова С.А.* О характерных особенностях нафтидов в связи с процессами формирования залежей // Георесурсы. 2021. Т. 23, № 4. С. 107–115. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.12>
7. *Конторович А.Э., Фотиади Э.Э., Демин В.И.* и др. Прогноз месторождений нефти и газа. М.: Недра, 1981. 350 с.
8. *Вассоевич Н.Б., Архипов А.Я., Бурлин Ю.К.* и др. Нефтегазоносный бассейн – основной элемент нефтегеологического районирования крупных территорий // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 1970. № 5. С. 13–24.
9. *Хаин В.Е., Соколов Б.А.* Современное состояние и дальнейшее развитие учения о нефтегазоносных бассейнах // Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых: Сб. ст. М.: Наука, 1973. С. 94–108.
10. *Абукова Л.А., Филиппова Д.С., Исаева Г.Ю., Сафарова Е.А.* Геофлюидодинамическая спецификация мегарезервуаров нефти и газа // SOCAR Proceedings. 2022. № S2. С. 57–68. <https://doi.org/10.5510/OGP2022SI200725>
11. *Еременко Н.А., Чилингар Г.В.* Геология нефти и газа на рубеже веков. М.: Наука, 1996. 176 с.
12. *Шустер В.Л.* Особенности формирования и размещения крупных и гигантских по запасам месторождений нефти и газа в мегарезервуарах осадочных бассейнов // SOCAR Proceedings. 2022. № S2. С. 30–38. <https://doi.org/10.5510/OGP2022SI200723>
13. *Пуланова С.А.* Мегарезервуары углеводородов – аккумуляторы гигантских по запасам скоплений нефти и газа // SOCAR Proceedings. 2022. № S2. С. 39–51. <https://doi.org/10.5510/OGP2022SI200724>
14. *Пуланова С.А.* Нефтегазоносность кристаллического фундамента с учетом развития в нем неструктурных ловушек комбинированного типа // Георесурсы. 2019. Т. 21, № 4. С. 19–26. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.19-26>
15. *Пуланова С.А., Виноградова Т.Л.* Сравнительная характеристика природных углеводородных систем различного генезиса // Нефтехимия. 2016. Т. 56, № 4. С. 326–336.

16. Пуланова С.А., Самойлова А.В. Углеводородные мегарезервуары апт-сеноманских отложений северных регионов Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 4(89). С. 15–19. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2022-4-15-19>
17. Пуланова С.А. Промышленно ванадиеносные тяжелые нефти и природные битумы: мегарезервуары в нетрадиционных коллекторах // Рассохинские чтения: Материалы Международной конференции. Ухта: Изд-во УГТУ, 2023. С. 73–78.
18. Сеница Н.В., Прищепина О.М. Концептуальная модель формирования зоны нефтегазонакопления в пределах палеозойского основания юго-востока Западно-Сибирского бассейна // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 1(40). С. 14–26. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-40.art2>
19. Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А., Гафаров Н.А. и др. Трудноизвлекаемый ресурсный потенциал газовой части нефтегазоматеринских карбонатных отложений нефтегазогозоконденсатных месторождений на поздних стадиях разработки на примере Оренбургского НГКМ // Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности: Сб. трудов Всероссийской научной конференции с международным участием, посвященной 35-летию ИПНГ РАН. М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2022. С. 67–72.
20. Каюкова Г.П., Петров С.М., Успенский Б.В. Свойства тяжелых нефтей и битумов пермских отложений Татарстана в природных и техногенных процессах. М.: ГЕОС, 2015. 343 с.
21. Высоцкий В.И., Скоробогатов В.А. Гигантские месторождения углеводородов России и мира. Перспективы новых открытий // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2021. № 1–6(175). С. 20–25.
22. Скоробогатов В.А. Крупнейшие, гигантские и уникальные осадочные бассейны мира и их роль в развитии газовой промышленности в XXI веке // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2018. № 10(82). С. 126–141.
23. Конторович А.Э. Геология нефти и газа: Избранные труды: В 3 т. Т. 3. Методы прогноза нефтегазоносности. Планирование геолого-разведочных работ. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2008. 331 с.
24. Скоробогатов В.А. Генетические причины уникальной газо- и нефтеносности меловых и юрских отложений Западно-Сибирской провинции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2003. № 8. С. 8–14.
25. Карогодин Ю.Н. Пространственно-временные закономерности концентрации гигантских скоплений нефти и газа Западной Сибири (системный аспект) // Георесурсы. 2006. № 1(18). С. 28–30.
26. Анализ влияния различных факторов на размещение и формирование месторождений нефти и газа (на примере платформенных областей) / Под ред. В.С. Лазарева, В.Д. Наливкина. Л.: Недра, 1971. 334 с. (Труды ВНИГРИ. Вып. 295).
27. Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Трофимук А.А. Миграция рассеянных битумоидов. Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1971. 167 с. (Труды института геологии и геофизики. Вып. 143).
28. Трофимук А.А., Вышемирский В.С., Дмитриев А.Н. и др. Распознавание образцов гигантских нефтяных месторождений // Проблемы нефтеносности Сибири: Сб. ст. Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1971. С. 34–50.
29. Вышемирский В.С., Дмитриев А.Н., Трофимук А.А. Поисковые признаки гигантских нефтяных месторождений: Специальный доклад к VIII Мировому нефтяному конгрессу. М., 1971. 16 с.

30. *Конторович А.Э., Бабина Н.М., Богородская Л.И., Винокур Б.Г.* Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. Л.: Недра, 1967. 224 с.
31. *Варламов А.И., Шиманский В.В., Танинская Н.В.* и др. Состояние проблемы поисков и перспектив выявления неструктурных ловушек углеводородов основных нефтегазоносных провинций России // Геология нефти и газа. 2019. № 3. С. 9–22. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2019-3-9-22>
32. *Пуланова С.А.* Оценка микроэлементного состава нафтидов – необходимый этап нефтехимических исследований // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2022. № 2(122). С. 56–63.
33. *Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Коробова Н.И.* и др. Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна – типы разреза, условия формирования и перспективы нефтегазоносности // Георесурсы. 2017. № 5. С. 112–124. <https://doi.org/10.18599/grs.19.12>
34. *Прищепина О.М., Баженова Т.К., Никифорова В.С.* и др. Уточнение геохимических особенностей распределения органического вещества в доманиковых отложениях Тимано-Печорской НПП. Успехи органической геохимии: Материалы 2-й Всероссийской научной конференции с участием иностранных ученых, посвященной 120-летию со дня рождения Н.Б. Вассоевича и 95-летию со дня рождения С.Г. Неручева. Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2022. С. 212–215. <https://doi.org/10.25205/978-5-4437-1312-0-212-215>
35. *Скворцов М.Б., Дахнова М.В., Можегова С.В.* и др. Роль геохимических методов в прогнозе нефтеносности и оценке ресурсного потенциала черносланцевых толщ (на примере баженовской свиты) // Геология и геофизика. 2017. Т. 58, № 3–4. С. 495–503. <https://doi.org/10.15372/GiG20170312>
36. *Остроухов С.Б., Пронин Н.В., Плотникова И.Н., Хайрtdинов Р.К.* Новый метод «геохимического каротажа» для изучения доманиковых отложений // Георесурсы. 2020. Т. 22, № 3. С. 28–37. <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.28-37>
37. *Абукова Л.А., Юсупова И.Ф., Абрамова О.П.* Роль органического вещества сланцевой залежи в формировании ее проницаемости на раннем катагенном этапе // Химия твердого топлива. 2014. № 2. С. 19–24. <https://doi.org/10.7868/S0023117714020029>
38. *Алексеев А.Д.* Баженовская свита: в поисках большой сланцевой нефти на Верхнем Салыме. Часть 2 // ROGTEC. Российские нефтегазовые технологии. 2013. № 35. С. 14–27. https://rogtec magazine.com/wp-content/uploads/2014/09/02_The-Bazhenov-Formation-in-Search-of-Big-Shale-Oil.pdf (Дата обращения 28.08.2023).
39. *Gielen D., Lyons M.* Critical materials for the energy transition: Rare earth elements. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2022. 46 p. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Technical-Papers/IRENA_Rare_Earth_Elements_2022.pdf (Дата обращения 28.08.2023).

Информация об авторе

Светлана Александровна Пуланова – д.г.м.н., ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, runanova@mail.ru

Поступила в редакцию 07.08.2023

Analysis and systematization of ideas about the influence of geological and geochemical factors on the formation and oil and gas content of megareservoirs of sedimentary basins

S.A. Punanova

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

E-mail: punanova@mail.ru

Abstract. The influence of geological and geochemical factors on the properties of oils saturating combined traps in various oil and gas basins is analyzed. A way is developed for predicting the properties of fluids (physicochemical, hydrocarbon and trace element compositions), as well as the phase state of accumulations in traps of various structures in connection with the vertical scale of oil and gas formation. The evaluation of the search criteria for their identification, analysis and systematization of ideas about the influence of various geological and geochemical factors on the formation and oil and gas content of megareservoirs is carried out. Of great importance is the possibility of assessing the productivity of shale formations and the selection of “sweet spots” by geochemical methods.

Keywords: naphthides, geochemical studies, hydrocarbons, trace elements, oil and gas basins, megareservoirs

Citation: *Punanova S.A.* Analysis and systematization of ideas about the influence of geological and geochemical factors on the formation and oil and gas content of megareservoirs of sedimentary basins // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 3(42). P. 49–67. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art4> (In Russ.).

References

1. *Kontorovich A.E., Eder L.V.* A new paradigm of the development strategy for the mineral resource base of the oil producing industry in the Russian Federation // Mineral Resources of Russia. Economics and Management. 2015. No. 5. P. 8–17. (In Russ.).
2. *Dakhnova M.V.* Application of geochemical investigations for exploration, prospecting and development of hydrocarbons fields // *Geologiya Nefti i Gaza*. 2007. No. 2. P. 81–89. (In Russ.).
3. *Kuklinsky A.Ya., Shtun S.Yu., Moroshkin A.N.* et al. Applying reservoir geochemistry methods to determine performance of each of jointly operated formations with different oil molecular composition // *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2021. No. 1(349). P. 39–43. [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-1\(349\)-39-43](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-1(349)-39-43) (In Russ.).
4. *Punanova S.A.* The relevance of mapping non-anticlinal traps and features of their classifications // Actual Problems of Oil and Gas. 2020. Iss. 3(30). P. 13–25. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-30.art2> (In Russ.).
5. *Punanova S.A.* Geochemical features of hydrocarbon fluids in non-anticlinal traps // *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2021. No. 10(358). P. 15–21. [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-10\(358\)-15-21](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-10(358)-15-21) (In Russ.).
6. *Punanova S.A.* About the characteristic features of naphthides in connection with the processes of formation of deposits // *Georesursy*. 2021. Vol. 23, No. 4. P. 107–115. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.12>

7. *Kontorovich A.E., Fotiadi E.E., Demin V.I. et al.* Forecast of oil and gas fields. Moscow: Nedra, 1981. 350 p. (In Russ.).
8. *Vassoevich N.B., Arkhipov A.Ya., Burlin Yu.K. et al.* Oil and gas basin is the main element of petrogeological zoning of large territories // *Vestnik Moskovskogo Universiteta. Seriya 4: Geologiya*. 1970. No. 5. P. 13–24. (In Russ.).
9. *Khain V.E., Sokolov B.A.* Current state and further development of the doctrine of oil and gas basins // *Modern problems of geology and geochemistry of fossil fuels: Collected papers*. Moscow: Nauka, 1973. P. 94–108. (In Russ.).
10. *Abukova L.A., Filippova D.S., Isaeva G.Yu., Safarova E.A.* Geofluidodynamic specification for oil and gas mega-reservoirs // *SOCAR Proceedings*. 2022. No. S2. P. 57–68. <https://doi.org/10.5510/OGP2022SI200725> (In Russ.).
11. *Eremenko N.A., Chilingar G.V.* Geology of oil and gas at the turn of the century. Moscow: Nauka, 1996. 176 p. (In Russ.).
12. *Shuster V.L.* Features of formation and placement of large and giant oil and gas deposits in megareservoirs of sedimentary basins // *SOCAR Proceedings*. 2022. No. S2. P. 30–38. <https://doi.org/10.5510/OGP2022SI200723> (In Russ.).
13. *Punanova S.A.* Megareservoirs of hydrocarbons are accumulation of giant by oil and gas deposits // *SOCAR Proceedings*. 2022. No. S2. P. 39–51. <https://doi.org/10.5510/OGP2022SI200724> (In Russ.).
14. *Punanova S.A.* Oil and gas possibility of crystalline basement taking into account development in it of non-structural traps of combined type // *Georesursy*. 2019. Vol. 21, No. 4. P. 19–26. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.19-26>
15. *Punanova S.A., Vinogradova T.L.* Comparative characterization of natural hydrocarbon systems of various genesis // *Petroleum Chemistry*. 2016. Vol. 56, No. 4. P. 562–571. <https://doi.org/10.1134/S0965544116070148>
16. *Punanova S.A., Samoilova A.V.* Hydrocarbon megareservoirs of Apt-Cenomanian deposits of the northern regions of Western Siberia // *Exposition Oil Gas*. 2022. No. 4(89). P. 15–19. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2022-4-15-19> (In Russ.).
17. *Punanova S.A.* Industrially vanadium-bearing heavy oils and natural bitumens: megareservoirs in unconventional reservoirs // *Rassokhin Readings: Proceedings of the International Conference*. Ukhta: Ukhta State Technical University, 2023. P. 73–78. (In Russ.).
18. *Sinita N.V., Prishchepa O.M.* A conceptual model for the formation of oil and gas accumulation zone within the Paleozoic basement of the southeastern West Siberian basin // *Actual Problems of Oil and Gas*. 2023. Iss. 1(40). P. 14–26. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-40.art2> (In Russ.).
19. *Dmitrievsky A.N., Skibitskaya N.A., Gafarov N.A.* Hard-to-recover resource potential of the gas part of oil and gas source carbonate deposits of oil and gas condensate fields at the late stages of development on the example of the Orenburg oil and gas condensate field // *Fundamental Basis of Innovative Technologies of Oil and Gas Industry: Proceedings of the All-Russian Scientific Conference with International Participation dedicated to the 35th anniversary of OGRI RAS*. Moscow: Oil and Gas Research Institute of the RAS, 2022. P. 67–72. (In Russ.).

20. *Kayukova G.P., Petrov S.M., Uspensky B.V.* Properties of heavy oils and bitumens from the Permian deposits of Tatarstan in natural and technogenic processes. Moscow: GEOS, 2015. 343 p. (In Russ.).
21. *Vysotsky V.I., Skorobogatov V.A.* Giant hydrocarbon fields of Russia and the world. Prospects for new discoveries // Mineral Resources of Russia. Economics and Management. 2021. No. 1-6(175). P. 20–25. (In Russ.).
22. *Skorobogatov V.A.* The largest, giant and unique sedimentary basins of the world and their role in the development of the gas industry in the 21st century // Business Magazine Neftegaz.RU. 2018. No. 10(82). P. 126–141. (In Russ.).
23. *Kontorovich A.E.* Oil and gas geology: Selected works: In 3 vols. Vol. 3. Methods for predicting oil and gas content. Planning of exploration works. Novosibirsk: SNIIGGiMS, 2008. 331 p. (In Russ.).
24. *Skorobogatov V.A.* Genetic reasons for the unique gas and oil content in Cretaceous and Jurassic sediments of West-Siberian province // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. 2003. No. 8. P. 8–14. (In Russ.).
25. *Karogodin Yu.N.* Spatial and temporal patterns of concentration of giant accumulations of oil and gas in Western Siberia (system aspect) // Georesursy. 2006. No. 1(18). P. 28–30. (In Russ.).
26. Analysis of the influence of various factors on the location and formation of oil and gas fields (on the example of platform areas) / Ed. by V.S. Lazarev and V.D. Nalivkin. Leningrad: Nedra, 1971. 334 p. (In Russ.). (VNIGRI Transactions. Iss. 295). (In Russ.).
27. *Vyshemirsky V.S., Kontorovich A.E., Trofimuk A.A.* Migration of dispersed bitumoids. Novosibirsk: Nauka, Sib. Br., 1971. 167 p. (Proceedings of the Institute of Geology and Geophysics, SB AS USSR. Iss. 143). (In Russ.).
28. *Trofimuk A.A., Vyshemirsky V.S., Dmitriev A.N.* et al. Recognition of giant oil pools // Problems of presence of oil in Siberia: Collected papers. Novosibirsk: Nauka, Sib. Br., 1971. P. 34–50. (In Russ.).
29. *Vyshemirsky V.S., Dmitriev A.N., Trofimuk A.A.* Exploration signs of giant oil fields: Special Report for the 8th World Petroleum Congress. Moscow, 1971. 16 p. (In Russ.).
30. *Kontorovich A.E., Babina N.M., Bogorodskaya L.I., Vinokur V.G.* Oil-producing strata and conditions for the formation of oil in the Mesozoic deposits of the West Siberian Lowland. Leningrad: Nedra, 1967. 224 p. (In Russ.).
31. *Varlamov A.I., Shimansky V.V., Taninskaya N.V.* et al. Search and prospects of discovery of non-structural hydrocarbon traps in major petroleum provinces of Russia // Geologiya Nefti i Gaza. 2019. No. 3. P. 9–22. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2019-3-9-22> (In Russ.).
32. *Punanova S.A.* Evaluation of the trace element composition of naftides is a necessary stage in petrochemical research // Business Magazine Neftegaz.RU. 2022. No. 2(122). P. 56–63. (In Russ.).
33. *Stoupakova A.V., Kalmykov G.A., Korobova N.I.* et al. Domanik deposits of the Volga-Ural basin – types of section, formation conditions and prospects of oil and gas potential // Georesursy. 2017. No. S. P. 112–124. <https://doi.org/10.18599/grs.19.12> (In Russ.).
34. *Prischepa O.M., Bazhenova T.K., Nikiforova V.S.* et al. Refinement of the geochemical features of the distribution of organic matter in the Domanik deposits of the Timan-Pechora oil and gas field // Advances in Organic Geochemistry: Proceedings of the 2nd All-Russian Scientific Conference with

the Participation of Foreign Scientists dedicated to the 120th anniversary of N.B. Vassoyevich and the 95th anniversary of S.G. Neruchev. Novosibirsk: Novosibirsk State University, 2022. P. 212–215. <https://doi.org/10.25205/978-5-4437-1312-0-212-215> (In Russ.).

35. *Skvortsov M.B., Dakhnova M.V., Mozhegova S.V. et al.* Geochemical methods for prediction and assessment of shale oil resources (case study of the Bazhenov Formation) // Russian Geology and Geophysics. 2017. Vol. 58, No. 3–4. P. 403–409. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2016.09.015>

36. *Ostroukhov S.B., Pronin N.V., Plotnikova I.N., Khairtdinov R.K.* A new method of “geochemical logging” for studying Domanic deposits // Georesursy. 2020. Vol. 22, No. 3. P. 28–37. <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.28-37>

37. *Abukova L.A., Yusupova I.F., Abramova O.P.* Role of the organic matter of a shale layer in the formation of its permeability at the early catagenic stage // Solid Fuel Chemistry. 2014. Vol. 48, No. 2. P. 92–97. <https://doi.org/10.3103/S0361521914020025>

38. *Alekseev A.D.* The Bazhenov Formation: In search of big shale oil in Upper Salym // ROGTEC. Russian Oil and Gas Technologies. 2013. No. 35. P. 14–27. https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2014/09/02_The-Bazhenov-Formation-in-Search-of-Big-Shale-Oil.pdf (Accessed on 28.08.2023).

39. *Gielen D., Lyons M.* Critical materials for the energy transition: Rare earth elements. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2022. 46 p. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Technical-Papers/IRENA_Rare_Earth_Elements_2022.pdf (Accessed on 28.08.2023).

Information about the author

Svetlana A. Punanova – Dr. Sci. (Geol.-Min.), Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, punanova@mail.ru

Received 07.08.2023

О современном нефтегазообразовании

А.А. Баренбаум*, А.П. Шиловский**

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

E-mail: *azary@mail.ru, **ashilovsky08@gmail.com

Аннотация. Согласно органической теории происхождения углеводородов, нефтегазовый потенциал залежей является ограниченным, поэтому в ходе эксплуатации месторождений он обязан уменьшаться. Обнаружение феномена пополнения запасов нефти и газа на разрабатываемых месторождениях, а также экспериментально доказанная возможность перевода этих месторождений в режим «неиссякаемой» добычи углеводородов ставит перед разработчиками ряд новых задач. Главная из них – контроль углеводородного потенциала залежей нефти и газа месторождений и поддержания его на максимально высоком уровне. Привлечено внимание к фундаментальным достижениям российских ученых, которые позволили создать биосферную концепцию нефтегазообразования, на ее основе адекватно решить проблему происхождения нефти и газа, а также объяснить феномен пополнения запасов разрабатываемых месторождений. С позиций биосферной концепции обсуждается система мер, повышающих эффективность эксплуатации месторождений нефти и газа в условиях пополнения запасов углеводородов в залежах при разработке.

Ключевые слова: углеводородный потенциал, пополнение запасов месторождений, биосферная концепция нефтегазообразования, современное нефтегазообразование

Для цитирования: Баренбаум А.А., Шиловский А.П. О современном нефтегазообразовании // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 3(42). С. 68–87. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art5>

Введение

Происхождение нефти и газа – одна из наиболее значимых для человечества проблем геологии, которая на протяжении последних 150 лет остается нерешенной в многолетнем непримиримом споре сторонников органической и минеральной гипотез образования углеводородов. До недавнего времени обе эти гипотезы играли в нефтегазовой геологии роль самостоятельных научных парадигм. Согласно органической парадигме, углеводороды образуются в осадочном чехле земной коры в результате катагенеза отмершего органического вещества. Тогда как по парадигме минеральной углеводороды синтезируются из неорганического вещества в глубоких недрах Земли, откуда затем

поступают к поверхности, где накапливаются в виде нефти и газа в ловушках осадочного чехла. Обе эти гипотезы-парадигмы имеют серьезные недостатки, которые не позволяют научному геологическому сообществу отдать предпочтение ни одной из них.

В настоящее время это многолетнее противостояние сторонников разных парадигм лишилось научного смысла. Причиной тому стало открытие в России 30 лет назад феномена современного пополнения углеводородов в эксплуатируемых месторождениях [1–17]. Этот феномен никак не предполагался в нефтегазовой геологии, что обнаружило при его объяснении полную беспомощность приверженцев как органической, так и минеральной гипотез-парадигм.

Первыми поняли и правильно объяснили природу феномена сотрудники МГУ чл. корр. Б.А. Соколов и А.Н. Гусева [1], которые в 1993 г. заявили, что «нефть и газ являются возобновляемыми природными ископаемыми, освоение которых должно строиться, исходя из баланса объемов генерации углеводорода и возможностей их отбора в процессе эксплуатации месторождений».

Данный вывод позднее получил поддержку и развитие в Институте проблем нефти и газа (ИПНГ) РАН, благодаря разработке биосферной концепции нефтегазообразования [18–32]. Эта концепция начала разрабатываться в институте под руководством С.Н. Закирова, начиная с 2000-х годов. К настоящему времени построена теоретическая модель, которая подвела под вывод Б.А. Соколова и А.Н. Гусевой необходимое теоретическое обоснование [21–24]. Опираясь на учение В.И. Вернадского о биосфере [33, 34], биосферная концепция связала образование углеводородов в недрах с геохимическим круговоротом углерода и воды на Земле с участием в этом процессе живого вещества биосферы.

В результате проблема происхождения нефти и газа превратилась в более сложную междисциплинарную проблему, которая потребовала учета процессов не только в недрах, но и на земной поверхности, в том числе и с участием людей. Такой подход к решению проблемы нефтегазообразования выявил необходимость учета в этом процессе еще трех фундаментальных явлений природы, открытых российскими учеными на протяжении последних 40 лет.

Первое открытие (I) – астрофизическое, принципиально подтвердившее учение В.И. Вернадского (1926–1944)

о биосфере. Открытием установлено [19, 20], что воду, углерод и другие химические элементы, которыми богата земная кора, приносят на Землю галактические кометы. Эти кометы в больших количествах выпадают на все планеты Солнечной системы в сравнительно короткие ~2–5 млн лет эпохи кометных бомбардировок, которые повторяются через 19–37 млн лет. На Земле кометный материал включается в геохимический круговорот, который, согласно В.И. Вернадскому [33, 34], обязательно происходит с участием живого вещества биосферы, а в настоящее время также людей, как ее наиболее деятельного элемента.

Второе открытие (II) – гидрогеологическое. Установлено [19–21], что циркуляция вод на континентах происходит за счет двух основных циклов круговорота воды: надземного – климатического, и подземного – литосферного. При этом воды осадочного чехла на 90% состоят из поверхностных «метеогенных» вод и на 10% – из «морских» вод глубинной циркуляции. В итоге открыт ранее неизвестный «биосферный» цикл круговорота углерода через земную поверхность, который играет главную роль в процессах современного нефтегазообразования. Этот цикл вызван переносом водорастворенного углекислого газа (CO₂) в осадочный чехол метеогенными водами при их 40-летнем климатическом круговороте [18–22].

Третье открытие (III) – геохимическое, заключающееся в механохимическом механизме образования углеводородов под действием естественных сеймотектонических процессов [35–46]. В 1982 г. это явление зарегистрировано Государственным комитетом по изобретениям и открытиям при ГКНТ СССР как Научное открытие 326 [40].

Данный механизм сегодня получил название *геосинтеза* [23, 25, 26]. При геосинтезе донором водорода в углеводородах является вода, а донором углерода – органическое вещество (ОВ), водорастворенный CO_2 , а также легкорастворимые карбонатные породы [44].

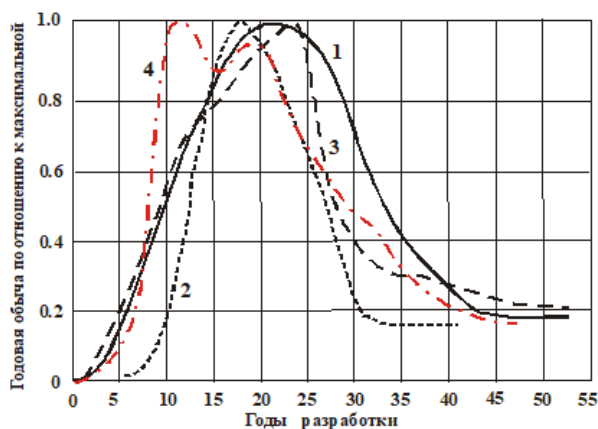
Все три явления участвуют в образовании углеводородов совместно, и без учета любого из них решить проблему происхождения нефти и газа, а также объяснить современное пополнение их месторождений не представляется возможным.

Феномен современного нефтегазообразования

Данный феномен был обнаружен в нашей стране 30 лет назад, можно

сказать, случайно. При распаде СССР в начале 1990-х годов ряд старых месторождений в России, Азербайджане, Чечне, на Украине некоторое время не разрабатывали. Спустя 2–3 года, когда к их разработке вернулись, оказалось [1–17], что в этих старых обводнившихся месторождениях восстановились давления и месторождения снова начали давать промышленные притоки УВ.

Последующее изучение феномена показало [21], что восполнение УВ имеет место, как на нефтяных, так и газовых месторождениях, и происходит весьма быстро. При этом эффект наиболее значителен на месторождениях, находящихся в длительной эксплуатации (рис. 1).



- Месторождения:
- 1 – Ромашкинское нефтяное
 - 2 – Самотлорское нефтяное
 - 3 – Туймазинское нефтяное
 - 4 – Шебелинское газоконденсатное

Рис. 1. Нормированные графики разработки месторождений [21]

После 30–40 лет эксплуатации, независимо от геологических условий, начальных запасов и схем разработки, добыча углеводородов на месторождениях выходит на асимптоту в ~20% от лет максимальной добычи. Феномен наблюдается как на крупных, так и на мелких месторождениях. Причем запасы пополняются легкими углеводородами – в первую очередь, метаном. Поэтому, если

извлекать углеводороды из залежей в количестве, не превышающем 20% от уровня их извлечения в годы с максимальной добычей, то месторождения могут быть переведены в режим «неиссякаемых» источников углеводородов. По рекомендации ученых ИПНГ РАН [23] такой режим эксплуатации успешно реализуется на Шебелинском газоконденсатном месторождении с начала 2000-х годов.

Два других важных эффекта установлены Р.Х. Муслимовым и др. [12] на Минабаевской площади нефтяного Ромашкинского месторождения, которое разрабатывается с 1943 г. Один из эффектов состоит в том, что пополнение углеводородов в месторождении обнаруживают не все добывающие скважины, а лишь скважины-«миллионеры», из которых уже извлечено более 1 млн т нефти. Состав газовой фазы в продукции скважин-«миллионеров» варьирует с периодом 5 лет, что свидетельствует об отсутствии подтоков в эту ловушку глубинных углеводородов (рис. 2). Авторами [12] установлено, что с периодом 5 лет варьируют на территории Татарстана также климатические осадки. Максимумы i/n -отношения бутана в нефтях и выпадения осадков совпадают по времени. Данный факт указывает на то, что в процессах современного нефтегазообразования обязательно участвуют метеогенные воды, которые могут быстро проникать на глубины 2 км (отложения девона на месторождении).

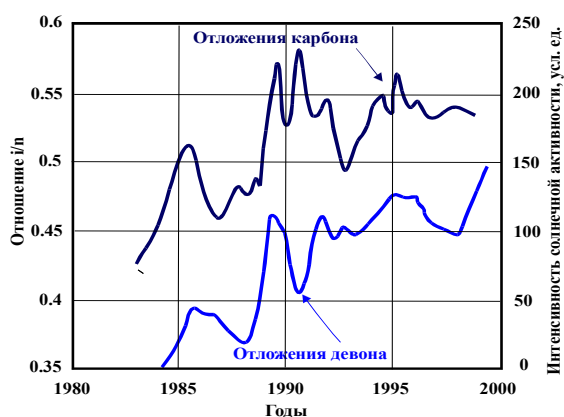


Рис. 2. Отношение содержаний i -бутана и n -бутана в газовой фракции нефти скважин-«миллионеров» [12]

Биосферная концепция

Модель геохимического круговорота углерода, построенная в соответствии со взглядами В.И. Вернадского на участие биосферы в круговороте вещества на Земле и учитывающая все три открытия российских ученых [18, 21], схематически приведена на рис. 3.

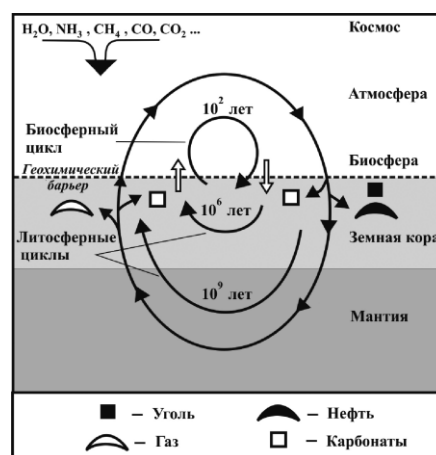


Рис. 3. Схема геохимического круговорота углерода на Земле [21]

В данной модели учтено [18–22], что при циклических бомбардировках Солнечной системы галактическими кометами на Землю поступает большое количество углерода и воды (Открытие I) — широкая стрелка на рис. 3 слева вверху. Поступивший космический углерод перераспределяется по трем основным циклам его круговорота через земную поверхность: биосферному (климатическому) со временем циркуляции $\tau_1 \sim 40$ лет (Открытие II) и двум геологическим: «быстрому» с $\tau_2 \sim 10^6$ лет и «медленному» с $\tau_3 \sim 10^9$ лет. Быстрый геологический цикл вызван захоронением отмершего органического вещества и отложением карбонатов при осадконакоплении. Медленный геологический цикл обусловлен погружением углеродсодержащего вещества на большие глубины при субдукции литосферных плит.

Все три цикла связаны между собой и происходят таким образом, что над земной поверхностью, играющей роль геохимического барьера, углерод циркулирует в окисленном виде (CO_2), а под поверхностью – преобразуется

в УВ (Открытие III). Вследствие низкой растворимости в воде, образовавшиеся углеводороды заполняют ловушки-коллекторы, где в виде нефти и газа могут сохраняться достаточно длительное время.

Теоретическая модель, разработанная на основании схемы (см. рис. 3), представлена системой 3-х линейных дифференциальных уравнений, каждое из которых описывает свой цикл углерода:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dn_1}{dt} + \frac{n_1}{\tau_1} = \alpha_{12}n_2 + \alpha_{13}n_3 + Q(t); \\ \frac{dn_2}{dt} + \frac{n_2}{\tau_2} = \alpha_{21}n_1 + \alpha_{23}n_3; \\ \frac{dn_3}{dt} + \frac{n_3}{\tau_3} = \alpha_{31}n_1 + \alpha_{32}n_2, \end{array} \right. \quad (1)$$

где n_1 , n_2 , n_3 и τ_1 , τ_2 , τ_3 – соответственно, количество углерода и его время жизни в каждом из циклов круговорота;

$Q(t)$ – функция циклического поступления во времени t углерода на поверхность Земли;

α_{ij} – параметры обмена углеродом между циклами.

Модель (1) использовалась при изучении режимов круговорота углерода на Земле в докембрии, фанерозое и в современную эпоху [18, 19, 21]. Расчеты показали, что в состоянии динамического равновесия геохимической системы (при $t \rightarrow \infty$) количества углерода в двух первых циклах круговорота асимптотически стремятся к устойчивому соотношению: $n_1 = (\tau_1/\tau_2)n_2$. При этом для современной эпохи модель обеспечила баланс круговорота углерода через земную поверхность с учетом нефтегазообразования в недрах и современной хозяйственной деятельности людей.

Из модели следует, что при циклическом поступлении на Землю космического вещества устойчивое функционирование биосферы требует вывода

из активного обмена излишков подвижного углерода и их фиксацию на ограниченное время в природных «резервуарах». Такими резервуарами на земной поверхности являются Мировой океан, живое вещество, атмосфера и почвы-илы, а под поверхностью – залежи нефти и газа, газогидраты и подземные воды. Поскольку $\tau_1 \ll \tau_2$, почти весь подвижный углерод биосферы ($\sim 10^{17}$ т) сегодня находится под земной поверхностью. Над ней его в $\sim 10^4$ раз меньше, и он распределен между водами Мирового океана, живыми организмами и растительностью, воздухом атмосферы, а также почвенно-иловым слоем.

Современное распределение подвижного углерода (окисленного + восстановленного) по основным надземным резервуарам биосферного цикла приведено на рис. 4.

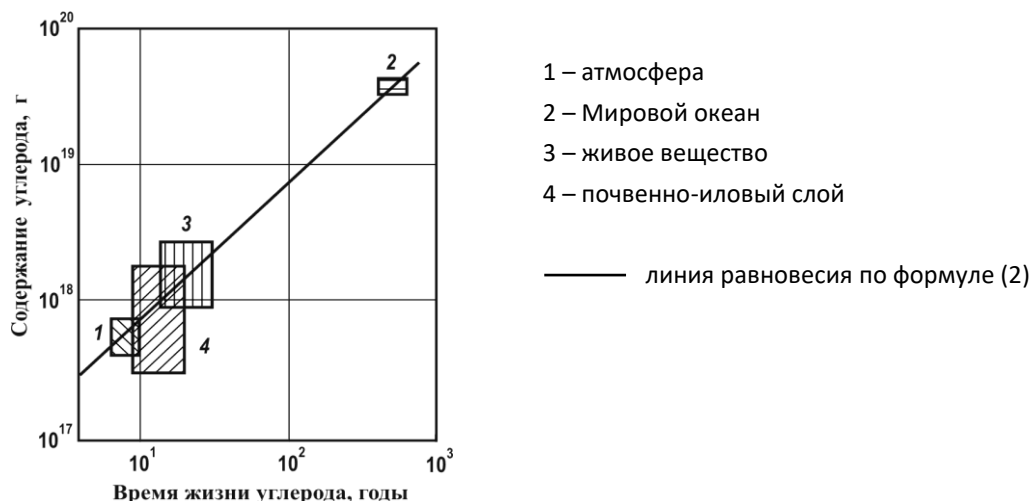


Рис. 4. Сопоставление содержания углерода n_i и его времени жизни τ_i . Прямоугольники показывают разброс оценок по данным литературы [21]

На рис. 4 видно, что в настоящее время геохимическая система круговорота углерода в биосфере находится в состоянии, при котором:

$$\frac{n_i}{\tau_i} = C = \text{const}, \quad (2)$$

где константа C имеет физический смысл скорости круговорота углерода.

Выполнение условия (2) означает, что биосфера находится в динамическом равновесии, и уход углерода из некоего i -резервуара восполняется его поступлением из других. Если это условие не выполняется, то в геохимической системе возникают перетоки вещества, которые стремятся вернуть ее в равновесие.

Величину константы C определяет подвижный углерод, который на протяжении фанерозоя поступал из космоса на Землю и длительно накапливался в круговороте. Стабилизация величины C обеспечивается изменением количеств биогенного и карбонатного углерода, которые переходят при круговороте из подвижного (биосферный цикл) в малоподвижное (геологические

циклы) состояние и наоборот. В современную эпоху при воздействиях на биосферу космических и эндогенных факторов, включая деятельность людей, блоки (см. рис. 4) перемещаются вдоль наклонной линии, положение которой остается неизменным.

Обратим внимание и на то, что блок «живое вещество» (см. рис. 4) участвует в круговоротах через поверхность Земли не только углерода, но также воды и кислорода. Найденные скорости круговоротов вод Мирового океана через срединные океанические хребты, кислорода атмосферы и углерода биосферы, пересчитанного на CO_2 , приведены в табл. 1. Из данных табл. 1 следует, что вода, кислород и углекислота (CO_2) образуют на нашей планете единую биогеохимическую систему. Ее объединяющим началом, как утверждал В.И. Вернадский, является живое вещество биосферы. Входя обязательным составным элементом в циклы воды, углерода и кислорода, живые организмы приводят скорость круговорота вещества биосферы в согласие с геологической циркуляцией вод гидросферы.

Таблица 1

Константы круговорота углекислоты, кислорода и воды [21]

Тип круговорота	Константа равновесия $C \times 10^{-11}$ т/год
Круговорот диоксида углерода в биосфере	2,56±0,50
Циркуляция кислорода в атмосфере	2,75±0,05
Круговорот вод Мирового океана через срединные океанические хребты	2,64±0,40

Обсуждение результатов

Биосферная концепция свидетельствует [47–49], что образование на нашей планете нефти и газа, а также современная дегазация из недр CH_4 , CO_2 , N_2 , H_2 и других газов – это не разные геологические процессы, а единое природное явление, вызванное циклическим поступлением на Землю космического вещества (открытие I) и его круговоротом на нашей планете при активном участии живого вещества биосферы [18, 21, 22]. При обосновании этого утверждения, наряду с учением В.И. Вернадского о биосфере, использованы три фундаментальных открытия российских ученых.

Причиной современного образования углеводородов и дегазации недр является ранее неизвестный цикл циркуляции углерода и воды через поверхность Земли с участием метеогенных вод климатического круговорота [20] (открытие II). Циркуляция сопровождается геосинтезом углеводородов из воды, CO_2 и других предельно окисленных соединений углерода (открытие III). Геосинтез интенсивно протекает на поверхности матрицы пород, механически активированной тектоно-сейсмическими процессами, приливным влиянием Луны, а также процессами, вызванными хозяйственной деятельностью людей.

В результате геосинтез углеводородов по реакции $\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$, термодинамически запрещенной в стандартных условиях, в водонасыщенных породах земной коры происходит при температурах менее 100 °С.

Этот процесс сопровождается колоссальным разложением подземных вод на H_2 и O_2 в осадочном чехле. Оценено [30], что при этом в верхних горизонтах земной коры (до глубины 5 км) ежегодно распадается 2×10^9 т/год подземных вод. На 90% эти воды являются метеогенными, которые ежегодно переносят под земную поверхность $\sim 10^9$ т водорастворенного CO_2 , участвующего в геосинтезе углеводородов. Этого CO_2 вполне достаточно, чтобы на схеме (см. рис. 3) обеспечить баланс углерода на восходящей и нисходящей ветвях круговорота углерода через земную поверхность [24, 27–31].

Расчеты также приводят к заключению, что современное образование углеводородов на нашей планете во многом связано с хозяйственной деятельностью людей. Дело в том, что в мире ежегодно в виде нефти, природного газа и угля человек потребляет такое количество углеродных топлив, что их сжигание приводит к образованию $\sim 2,5 \times 10^{10}$ т/год CO_2 . Эта масса CO_2 составляет 10% от константы круговорота углерода в биосферном цикле (см. табл. 1), что отнюдь не мало.

Извлекая нефть, газ и уголь из недр и сжигая их на поверхности, человек нарушает динамическое равновесие между циклами углерода, сложившееся на Земле за тысячи–миллионы лет. В результате большая масса углерода, участвовавшая ранее в геологических циклах со временами круговорота $\sim 10^6$ и $\sim 10^9$ лет, сегодня вовлекается в быстрый – 40-летний биосферный цикл.

Этот «добавочный» CO_2 поступает в атмосферу, откуда затем перераспределяется по другим надземным и подземным резервуарам биосферного цикла [21, 31]. Однако резервуаров CO_2 на поверхности оказывается недостаточно. Геохимическая система биосферы ищет им замену и находит ее под поверхностью, заполняя как освободившиеся ловушки разрабатываемых месторождений углеводородов, так и отлагая аквамариновые газогидраты на шельфе океанов и морей [27, 48, 49].

Метаногидраты – это ловушки углеводородов, в которых молекулы CH_4 входят в решетку льда H_2O . Большинство метаногидратов (98%) отлагаются на шельфе Мирового океана в условиях, когда они могут сохраняться десятилетиями. Образуются метаногидраты из водорастворенного CO_2 , который с подземным стоком вод с континентов переносится на шельф, где CO_2 преобразуется в метан [48]. По оценкам, запасы метана в аквамариновых метаногидратах $\sim 10^{12}$ т, а скорость образования метаногидратов близка современному темпу добычи углеродных топлив [49].

Таким образом, современная хозяйственная деятельность людей, нарушающая глобальное и региональное динамическое равновесие в геохимической системе биосферы, действует не только на климат Земли, но и ощутимо влияет на региональные процессы нефтеобразования и в недрах.

Образование углеводородов в промышленных масштабах, в первую очередь, происходит в осадочном чехле крупных водосборных нефтегазоносных бассейнов, которые дренируют огромные по площади территории. В зоне нефтегазообразования этих бассейнов метеогенные воды интенсивно разлагаются, участвуя

вместе с CO_2 в геосинтезе углеводородов. При этом непрореагировавший CO_2 , азот из атмосферного воздуха, содержащийся в метеогенной воде, а также новообразованные водород и большая часть метана дегазируют в атмосферу, тогда как углеводороды C_{5+} остаются под поверхностью, заполняя геологические ловушки [28, 29].

Данным механизмом хорошо объясняются такие широко известные факты, как наличие над залежами углеводородов геохимических аномалий [50], восстановление на эксплуатируемых месторождениях дебитов «ликвидированных» и «брошенных» скважин [51], а также выход на постоянный дебит (см. рис. 1) старых и, казалось бы, давно выработанных месторождений.

В нефтегазоносных осадочных бассейнах к этим фактам также относится приуроченность главной зоны нефтегазообразования к зоне перехода от гидростатического к литостатическому градиенту давления [30]. За счет интенсивного разрушения в этой зоне подземных вод и дегазации из нее H_2 , CH_4 , N_2 и CO_2 , здесь возникает пьезоминимум гидростатических давлений, который превращает эту зону в эффективный насос [28], который за время одного-двух лет «засасывает» на эти глубины как метеогенные воды с поверхности, так и воды из более глубоких участков разреза.

Эти факты свидетельствуют, что главную роль в современном образовании углеводородов играет 40-летний биосферный цикл, вызванный циркуляцией метеогенных вод. Геологические циклы углерода с периодами $\sim 10^6$ и $\sim 10^9$ лет в пополнении эксплуатируемых месторождений практически не участвуют, поскольку их вклад в этот процесс соответственно в $\sim 10^4$ и $\sim 10^7$ раз меньше [47].

Таким образом, за время освоения нефтегазовых месторождений, порядка нескольких десятков лет, нефтегазовый потенциал залежей углеводородов восстанавливается исключительно за счет биосферного цикла. Согласно биосферной концепции величина этого потенциала зависит от темпа извлечения углеводородов из недр, сохранности ловушек на месторождениях, объемов добычи и логистики перемещения углеводородов на поверхности при использовании людьми [15, 52].

Вопросы практической реализации

Остановимся на ряде практически важных следствий и рекомендаций биосферной концепции, которые остаются пока без должного внимания и обсуждения научной общественности.

Современная практика освоения нефтегазовых месторождений, как известно, руководствуется оценками начальных, оперативных и/или остаточных запасов углеводородов в залежах. Эта практика исходит из органической гипотезы-парадигмы, согласно которой нефтегазовый потенциал залежей конечен и при эксплуатации месторождений только уменьшается. Поэтому с целью сокращения времени возврата вложенных в разработку месторождений денежных средств, освоение месторождений стремятся проводить как можно быстрее и до максимального извлечения из них углеводородов. В свете вышесказанного, эта практика разработки нефтегазовых месторождений неприемлема, поскольку обычно приводит к необратимой ликвидации ловушек углеводородов, да и самих месторождений.

Новые взгляды на нефтегазообразование, очевидно, требуют серьезного анализа и пересмотра сложившейся сегодня в мире системы хозяйствования [53, 54].

Очевидно, что вследствие восполнения углеводородов на эксплуатируемых месторождениях стратегический подход к их разработке, а также критерии его эффективности нуждаются в пересмотре. На передний план в стратегии эксплуатации месторождений может быть вынесен контроль текущего состояния нефтегазового потенциала продуктивных залежей месторождения и поддержания его на максимально высоком уровне. Эта задача требует детального геологического изучения месторождений и непрерывного мониторинга продукции добывающих скважин.

Возраст вмещающих пород никоим образом не определяет возраст углеводородов в геологических ловушках месторождений [29, 51]. Если нефтегазовая геологическая ловушка при стабильных тектонических условиях может существовать достаточно длительное время (миллионы лет), то из-за отсутствия над ловушками идеальных покровов, удерживающих нефть и газ в ловушках неограниченное время, углеводороды в ловушках непрерывно обновляются. Так что после 40 лет эксплуатации месторождений (см. рис. 1) возраст добываемых нефти и газа не превышает этого времени. Поскольку любая ловушка является «открытой» гидрологической системой, в ней непрерывно распадается вода, и генерируются углеводороды и водород, которые заполняют свободный объем ловушки. Только битумы и тяжелые смолы могут иметь возраст, соизмеримый с возрастом пород, слагающих ловушку. В этом случае возможна ситуация, когда тяжелые фракции УВ заполняют весь геометрический объем ловушки, а генерируемые легкие фракции пластовыми водами будут транспортироваться в иные ловушки и/или поступят к поверхности и дегазируют в атмосферу, участвуя в образовании над месторождениями геохимических аномалий [50].

В работах [15, 54] обсуждается система мер, способствующих сохранению нефтегазового потенциала эксплуатируемых месторождений. Эти меры позволяют реализовать режим разработки, при котором добыча углеводородов компенсируется их естественным восполнением в залежах. В этом случае, на практике подтвердившемся, удастся эксплуатировать месторождения на протяжении многих десятков лет как «неиссякаемые» источники углеводородного сырья.

Другим следствием биосферной концепции является возможность добычи на нефтегазовых месторождениях наряду с углеводородами также водорода, который в больших количествах образуется из воды при геосинтезе. Поскольку любая ловушка является «открытой» гидрологической системой, в ней непрерывно распадается вода, и генерируются углеводороды и H_2 , которые заполняют свободный объем ловушки.

Имеются многочисленные примеры поступления на поверхность из недр вместе с метаном больших количеств водорода [55–59]. Наиболее известен в литературе выход газа, на 96% состоящего из водорода, из скважины, пробуренной на воду, – в Республике Мали [60].

Вместе с тем наличие водорода в продукции добывающих скважин нефтегазовых месторождений до недавнего времени мало интересовало разработчиков, и потому они не уделяли водороду большого внимания. Все усилия разработчиков были исключительно направлены на повышение добычи нефти и газа. Теперь ситуация принципиально изменилась.

В связи с планами устойчивого развития и перехода мировой экономики на использование водородной энергетики большое значение приобретает добыча наряду с нефтью и газом также ископаемого

водорода, который образуется в едином цикле с этими углеводородами. Поэтому первым шагом в переводе нефтегазовых месторождений на одновременную добычу водорода, на взгляд авторов, может стать мониторинг H_2 в продукции скважин. Детальный анализ этой информации позволит оценить объем и скорость образования как водорода, так и углеводородов на разных площадях месторождения. Не исключено, что при правильной системе улавливания водорода, по крайней мере, в продукции некоторых скважин, как и в Мали [60], он может преобладать.

К поиску и разведке нефтегазовых месторождений, где можно рассчитывать на попутную добычу ископаемого водорода, должны предъявляться особые требования. Эти требования, прежде всего, касаются наличия над ловушками надежных непроницаемых экранирующих покрышек, способных обеспечить накопление и удержание ископаемого водорода достаточно длительное время.

Практика показывает, что к подобным «экранам» можно отнести породы трапповых формаций [54, 61, 62], отложения которых широко развиты на территории нашей страны. В частности, породы трапповых формаций пермо-триасового возраста установлены и на Западно-Сибирской и на Восточно-Сибирской платформе. На Русской платформе трапповые формации имеют венд-нижнедевонский возраст (рис. 5), образуя в осадочном чехле, имеющем толщину 3–5 км, огромные по площади территории, ошибочно принимаемые за своды кристаллического фундамента. Эти территории характеризуются наличием в разрезе осадочного чехла на глубинах около 2 км надежной региональной покрышки для углеводородов и ископаемого водорода, экранирующей осадочные отложения, содержащие проницаемые коллекторы [63].

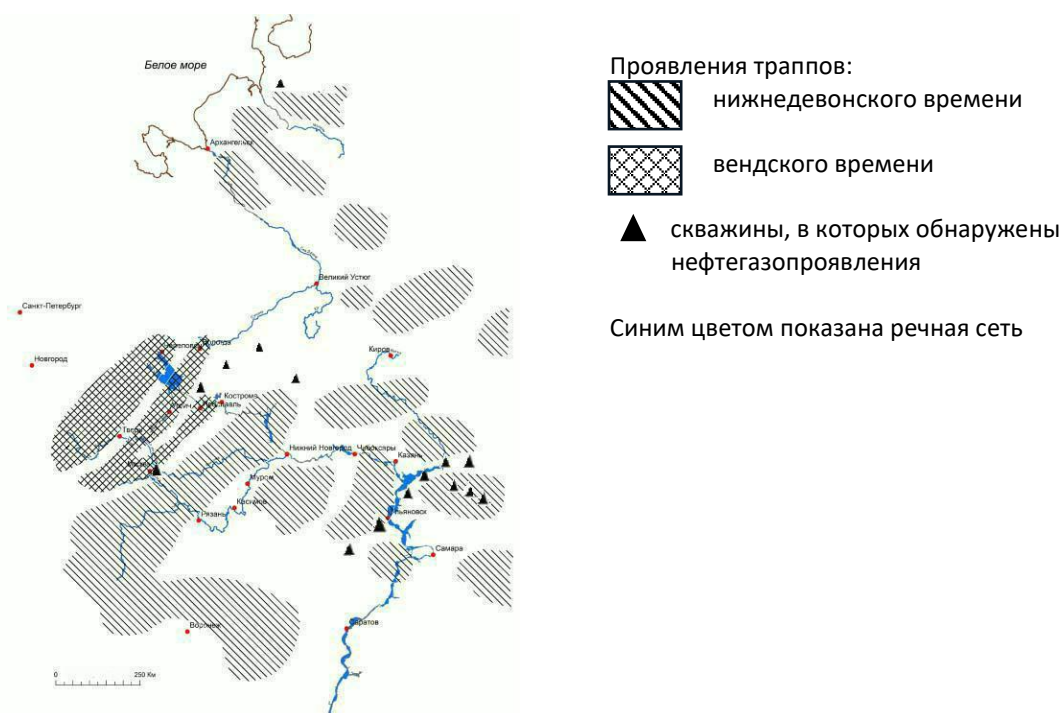


Рис. 5. Распространения пород трапповых формаций в пределах Русской плиты [63]

Выводы

1. Новые взгляды на происхождение углеводородов и их месторождений как возобновляемых источников нефти, газа и ископаемого водорода, да и сам процесс их образования, являющийся в промышленном отношении не геологическим, а современным биосферным процессом, требуют серьезного анализа и пересмотра всей сложившейся сегодня в мире системы хозяйствования. Тем более, что человеческий фактор играет в процессах современного нефтегазообразования и климата, а также оптимального природопользования, исключительно важную роль.

2. Нуждается в пересмотре и существующая практика разработки нефтегазовых месторождений. На первый план при их эксплуатации должна выходить задача поддержания на максимальном уровне и как можно более длительное время нефтегазового потенциала разрабатываемых залежей, обеспечивающего высокий выход нефти, газа и ископаемого водорода. Очевидно, что решение этой задачи невозможно без надлежащего научного обоснования, требующего основательного геологического изучения месторождения и всестороннего контроля продукции добывающих скважин.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН (тема «Фундаментальный базис энергоэффективных, ресурсосберегающих и экологически безопасных, инновационных и цифровых технологий поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, исследование, добыча и освоение традиционных и нетрадиционных запасов и ресурсов нефти и газа; разработка рекомендаций по реализации продукции нефтегазового комплекса в условиях энергоперехода и политики ЕС по декарбонизации энергетики (фундаментальные, поисковые, прикладные, экономические и междисциплинарные исследования)», № 122022800270-0; тема «Совершенствование методов моделирования,

лабораторных и промысловых исследований для создания новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях», № 122022800272-4).

Литература

1. Соколов Б.А., Гусева А.Н. О возможности быстрой современной генерации нефти и газа // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 1993. № 3. С. 48–56.
2. Соколов Б.А., Абля Э.А. Флюидодинамическая модель нефтегазообразования. М.: ГЕОС, 1999. 76 с.
3. Смирнова М.Н. Возможность современного формирования залежей нефти и газа // Новые идеи в науках о Земле: Тез. докл. IV Международной конференции. М.: МГГА, 1999. Т. 1. С. 272.
4. Муслимов Р.Х., Изотов В.Г., Ситдикова Л.М. Влияние флюидного режима кристаллического фундамента Татарского свода на регенерацию запасов Ромашкинского месторождения // Новые идеи в науках о Земле: Тез. докл. IV Международной конференции. М.: МГГА, 1999. Т. 1. С. 264.
5. Аширов К.Б., Боргест Т.М., Карев А.Л. Обоснование причин многократной восполнимости запасов нефти и газа на разрабатываемых месторождениях Самарской области // Известия Самарского научного центра РАН. 2000. Т. 2, № 1. С. 166–173.
6. Запывалов Н.П. Флюидодинамические основы реабилитации нефтегазовых месторождений, оценка и возможность увеличения активных остаточных запасов // Георесурсы. 2000. № 3(4). С. 11–13.
7. Корчагин В.И. Нефтеносность фундамента // Прогноз нефтегазоносности фундамента молодых и древних платформ: Тез. докл. Международной конференции. Казань: КГУ, 2001. С. 39–42.
8. Дмитриевский А.Н., Баренбаум А.А., Баталин О.Ю. К вопросу о биогенном и абиогенном генезисе нефти // Прогноз нефтегазоносности фундамента молодых и древних платформ: Тез. докл. Международной конференции. Казань: КГУ, 2001. С. 99–100.
9. Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М., Смирнова М.Н. Механизмы, масштабы и темпы восполнения нефтегазовых залежей в процессе их разработки // Генезис нефти и газа: Сб. ст. / Отв. ред. А.Н. Дмитриевский, А.Э. Конторович. М.: ГЕОС, 2003. С. 106–109.
10. Гаврилов В.П. Микстгенетическая концепция образования углеводородов: теория и практика // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр: Материалы VI Международной конференции. М.: ГЕОС, 2002. Кн. 1. С. 120–122.
11. Запывалов Н.П., Попов И.П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2003. 198 с.
12. Муслимов Р.Х., Глумов Н.Ф., Плотникова И.Н. и др. Нефтегазовые месторождения – саморазвивающиеся и постоянно возобновляемые объекты // Геология нефти и газа. 2004. № 5. С. 43–49.
13. Дюнин В.И., Корзун А.В. Движение флюидов: происхождение нефти и формирование месторождений углеводородов. Обзорная информация. М.: Научный мир, 2003. 98 с.
14. Гаврилов В.П., Скарятин В.Д. Геофлюидодинамика углеводородов и восполнение их запасов // Геодинамика нефтегазоносных бассейнов: Тез. докл. II Международной конференции. М.: РГУНГ, 2004. С. 31–34.
15. Баренбаум А.А., Шиловская Т.И., Шиловский А.П. Современное нефтегазообразование // Углеводородный потенциал фундамента молодых и древних платформ: Материалы Международной научной конференции. Казань: Изд-во КГУ, 2006. С. 34–38.
16. Гаврилов В.П. Возможные механизмы естественного восполнения запасов на нефтяных и газовых месторождениях // Геология нефти и газа. 2008. № 1. С. 56–64.

17. Дмитриевский А.Н. Полигенез нефти и газа // Доклады Академии наук. 2008. Т. 419, № 3. С. 373–377.
18. Баренбаум А.А. О поступлении космического углерода и его круговороте на Земле // Экосистемные перестройки и эволюция биосферы / Отв. ред. А.Г. Пономаренко, А.Ю. Розанов, М.А. Федонкин. М.: ПИН РАН, 1998. Вып. 3. С. 15–29.
19. Баренбаум А.А. Галактика, Солнечная система, Земля. Соподчиненные процессы и эволюция. М.: ГЕОС, 2002. 393 с.
20. Баренбаум А.А. Механизм формирования скоплений нефти и газа // Доклады Академии наук. 2004. Т. 399, № 6. С. 802–805.
21. Баренбаум А.А. Галактоцентрическая парадигма в геологии и астрономии. М.: ЛИБРОКОМ, 2010. 544 с.
22. Баренбаум А.А. Решение проблемы нефти и газа на основе биосферной концепции нефтегазообразования // Уральский геологический журнал. 2013. № 2(92). С. 3–27.
23. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Баренбаум А.А. и др. Природный геосинтез углеводородов и его следствия // Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов: Материалы IV Международного научного симпозиума. М.: ВНИИнефть, 2013. Т. 1. С. 130–135.
24. Баренбаум А.А. Научная революция в проблеме происхождения нефти и газа. Новая нефтегазовая парадигма // Георесурсы. 2014. № 4(59). С. 9–15. <https://doi.org/10.18599/grs.59.4.2>
25. Баренбаум А.А., Климов Д.С. Экспериментальное измерение скорости разрушения карбонизированной воды при геосинтезе // Труды Всероссийского ежегодного семинара по экспериментальной минералогии, петрологии и геохимии (ВЕСЭМПГ-2015). М.: ГЕОХИ РАН, 2015. С. 347–351.
26. Климов Д.С. Экспериментальные исследования физико-химических явлений при участии CO₂ в фильтрационных и обменных процессах: Автореф. дис. канд. тех. наук. М., 2015. 25 с.
27. Баренбаум А.А. Современное нефтегазообразование как следствие круговорота углерода в биосфере // Георесурсы. 2015. № 1(60). С. 46–53. <https://doi.org/10.18599/grs.60.1.9>
28. Баренбаум А.А. К вопросу нисходящей фильтрации воды в нефтегазоносных осадочных бассейнах // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2015. Вып. 2(12). С. 22. http://oilgasjournal.ru/vol_12/barenbaum.html (Дата обращения 05.08.2023).
29. Баренбаум А.А. О возрасте нефти в залежах // Георесурсы. 2017. Т. 19, № 1. С. 30–37. <https://doi.org/10.18599/grs.19.1.6>
30. Баренбаум А.А. О связи процессов нефтегазообразования и дегазации с разложением подземных вод // Георесурсы. 2018. Т. 20, № 4. С. 290–300. <https://doi.org/10.18599/grs.2018.4.290-300>
31. Баренбаум А.А. Новые представления о происхождении нефти и газа в связи с открытием явления пополнения запасов эксплуатируемых месторождений // Георесурсы. 2019. Т. 21, № 4. С. 34–39. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.34-39>
32. Barenbaum A.A., Klimov D.S. Theoretical model Anderson-Schulz-Flory within the framework of studying the mechanism of polycondensation synthesis // Inorganic Chemistry Communications. 2020. Vol. 112. P. 107664. <https://doi.org/10.1016/j.inoche.2019.107664>
33. Вернадский В.И. Избранные сочинения: В 5 т. Т. 5. М.: Изд-во АН СССР, 1960. 422 с.
34. Вернадский В.И. Химическое строение биосферы Земли и ее окружение. М.: Наука, 2001. 376 с.
35. Молчанов В.И. Опыты по синтезу углеводородов при тонком измельчении минеральных веществ в воде // Доклады АН СССР. 1967. Т. 174, № 5. С. 1185–1187.
36. Молчанов В.И., Павлов А.Л., Гонцов А.А. Экспериментальные исследования образования углеводородов из твердого органического вещества // Доклады АН СССР. 1969. Т. 189, № 2. С. 397–399.

37. Молчанов В.И. Генерация водорода в литогенезе. Новосибирск: Наука, 1981. 142 с.
38. Трофимук А.А., Черский Н.В., Царев В.П., Сороко Т.И. Новые данные по экспериментальному изучению преобразования ископаемого органического вещества с использованием механических полей // Доклады АН СССР. 1981. Т. 257, № 1. С. 207–211.
39. Трофимук А.А., Черский Н.В., Галимов Э.М. и др. Природный фактор, вызывающий преобразование ископаемого органического вещества // Геология и геофизика. 1982. № 6. С. 72–77.
40. Трофимук А.А., Черский Н.В., Царев В.П., Сороко Т.И. Явление преобразования органического вещества осадочных пород под действием тектонических и сейсмических процессов земной коры: Диплом на открытие № 326. Приоритет открытия – 21 апреля 1982 г. Заявка № ОТ-10572 от 21.04.1982 // Открытия, изобретения. 1987. Бюл. № 35. С. 3.
41. Черский Н.В., Царев В.П. Механизмы синтеза углеводородов из неорганических соединений в верхних горизонтах земной коры // Доклады АН СССР. 1984. Т. 279, №3. С. 730–735.
42. Черский Н.В., Царев В.П., Сороко Т.И., Кузнецов О.Л. Влияние тектоно-сейсмических процессов на образование и накопление углеводородов. Новосибирск: Наука, 1985. 224 с.
43. Черский Н.В., Мельников В.П., Царев В.П. Явление генерации углеводородов из предельно окисленных соединений углерода и воды // Доклады АН СССР. 1986. Т. 288, № 1. С. 201–204.
44. Царев В.П. Особенности нефтегазообразования в зонах тектоносейсмической активации. Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1988. 186 с.
45. Молчанов В.И., Селезнева О.Г., Журнов Е.Н. Активация минералов при измельчении. М: Недра, 1988. 208 с.
46. Молчанов В.И., Гонцов А.А. Моделирование нефтегазообразования. Новосибирск: ИГГМ СО РАН, 1992. 246 с.
47. Баренбаум А.А. О непригодности органической и минеральной гипотез для объяснения явления современного восполнения разрабатываемых месторождений нефти и газа // О новой парадигме развития нефтегазовой геологии: Материалы Международной научно-практической конференции. Казань: Ихлас, 2020. С. 57–62.
48. Баренбаум А.А. О возможной связи газогидратов с субмаринными подземными водами // Водные ресурсы. 2007. Т. 34, № 5. С. 620–625
49. Баренбаум А.А. Балансовая оценка скорости образования акваториальных метаногидратов // Геология морей и океанов: Материалы XXII Международной научной конференции (Школы) по морской геологии. М.: ИО РАН, 2017. Т. 2. С.135–139.
50. Барташевич О.В., Зорькин Л.М., Зубайраев С.Л. и др. Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра, 1980. 300 с.
51. Запивалов Н.П. Сколько лет жить нефтяному месторождению // Георесурсы. 2012. №1(43). С. 2–5.
52. Мартынов В., Кучеров В., Бессель В., Лопатин А. Неорганический синтез нефти как фактор устойчивого развития глобальной энергетики // Энергетическая политика. 2022. № 1(167). С. 20–29. https://doi.org/10.46920/2409-5516_2022_1167_20
53. Сланцевая революция и глобальный энергетический переход / Под ред. Н.А. Иванова. М.; СПб.: Нестор-История, 2019. 540 с.
54. Шиловский А.П., Шиловская Т.И., Баренбаум А.А. Новые подходы к стратегии поисков нефтегазовых месторождений // Дегазация Земли: геофлюиды, нефть и газ, парагенезис в системе горючих ископаемых: Тез. докл. Международной конференции. М.: ГЕОС, 2006. С.285–288.
55. Etiöpe G., Schoell M., Hosgörmez H. Abiotic methane flux from the Chimaera seep and Tekirova ophiolites (Turkey): Understanding gas exhalation from low temperature serpentinization and implications for

Mars // Earth and Planetary Science Letters. 2011. Vol. 310, No. 1–2. P. 96–104. <https://doi.org/10.1016/j.epsl.2011.08.001>

56. Beaumont V., Vacquand C., Deville E., Prinzhofer A. Hydrogen generation during serpentinisation in ophiolite complexes: A comparison of H₂-rich gases from Oman, Philippines and Turkey// EGU General Assembly 2013, Vienna, Austria, 2–12 April 2013. Paper EGU2013-5553. <https://meetingorganizer.copernicus.org/EGU2013/EGU2013-5553.pdf> (Accessed on 29.08.2023).

57. Sano Y., Urabe A., Wakita H., Wushiki H. Origin of hydrogen-nitrogen gas seeps, Oman // Applied Geochemistry. 1993. Vol. 8, No. 1. P. 1–8. [https://doi.org/10.1016/0883-2927\(93\)90053-J](https://doi.org/10.1016/0883-2927(93)90053-J)

58. Konn C., Charlou J.L., Holm N.G., Mousis O. The production of methane, hydrogen, and organic compounds in ultramafic-hosted hydrothermal vents of the Mid-Atlantic Ridge // Astrobiology. 2015. Vol. 15, No. 5. P. 381–399. <https://doi.org/10.1089/ast.2014.1198>

59. Zgonnik V., Beaumont V., Deville E. et al. Evidence for natural molecular hydrogen seepage associated with Carolina bays (surficial, ovoid depressions on the Atlantic Coastal Plain, Province of the USA) // Progress in Earth and Planetary Science. 2015. Vol. 2, No. 1. P. 31. <https://doi.org/10.1186/s40645-015-0062-5>

60. Prinzhofer A., Tahara Cissé C.S., Diallo A.B. Discovery of a large accumulation of natural hydrogen in Bourakebougou (Mali) // International Journal of Hydrogen Energy. Vol. 43, No. 42. P. 19315–19326. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.08.193>

61. Шиловский А.П. Пат. RU 2784209 С1. Способ поиска ископаемого водорода в осадочной толще. № 2022118258; Заявл. 05.07.2022; Оpubл. 23.11.2022 // Изобретения. Полезные модели. 2022. Бюл. № 33. 4 с. <http://www1.fips.ru>

62. Шиловский А.П. Тектоническое строение Московского осадочного бассейна – определяющий фактор нефтегазоносности региона // Фундаментальные проблемы тектоники и геодинамики: Материалы ЛП Тектонического совещания. М.: ГЕОС, 2020. Т. 2. С. 423–427.

63. Шиловский А.П. Неразведанные запасы углеводородов в недрах Московского осадочного бассейна // Недропользование XXI век. № 3(40). 2013. С.66–69.

Информация об авторах

Азарий Александрович Баренбаум – к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, azary@mail.ru

Андрей Павлович Шиловский – к.г.-м.н., заведующий центром, ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, ashilovsky08@gmail.com

Поступила в редакцию 26.05.2023

On modern oil and gas formation

A.A. Barenbaum*, A.P. Shilovsky**

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

E-mail: *azary@mail.ru, **ashilovsky08@gmail.com

Abstract. According to the organic theory of oil and gas origin, hydrocarbon potential of their deposits is limited. Therefore, during the exploitation of deposits, this potential must decrease. The discovery of the phenomenon of oil and gas reserves replenishment in developed fields, as well as the experimentally proven possibility of transferring these fields to “inexhaustible” hydrocarbon production mode, poses a number of new tasks for developers. The main one is controlling the hydrocarbon potential of oil and gas deposits and maintaining it at highest possible level. In the article we draw attention to a number of fundamental achievements of domestic scientists, which made it possible to create a biosphere concept of oil and gas formation, on its basis to adequately solve the problem of the origin of oil and gas, and also to explain the modern replenishment of hydrocarbon reserves in developed fields. From the standpoint of biosphere concept, a system of measures is considered that increases the efficiency of developing oil and gas fields in conditions of replenishment of hydrocarbon reserves.

Keywords: hydrocarbon potential, deposit replenishment, biosphere concept of oil and gas formation, modern oil and gas formation

Citation: Barenbaum A.A., Shilovsky A.P. On modern oil and gas formation // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 3(42). P. 68–87. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art5> (In Russ.).

References

1. Sokolov B.A., Guseva A.N. On the possibility of fast modern oil and gas generation // Vestnik Moskovskogo Universiteta. Seriya 4: Geologiya. 1993. No. 3. P. 48–56. (In Russ.).
2. Sokolov B.A., Ablya E.A. Fluidodynamic model of oil and gas formation. Moscow: GEOS, 1999. 76 p. (In Russ.).
3. Smirnova M.N. Possibility of modern formation of oil and gas deposits // New Ideas in Earth Sciences: Abstracts of the 4th International Conference. Moscow: MSGPA, 1999. Vol. 1. P. 272. (In Russ.).
4. Muslimov R.Kh., Izotov V.G., Sitdikova L.M. Influence of the fluid regime of the crystalline basement of the Tatar fold on the recovery of reserves of the Romashkinskoye field // New Ideas in Earth Sciences: Abstracts of the 4th International Conference. Moscow: MSGPA, 1999. Vol. 1. P. 264. (In Russ.).
5. Ashirov K.B., Borgest T.M., Karev A.L. The reasons of repeated many times gas and oil restocking at the fields being exploited in the Samara region // Izvestiya of Samara Scientific Center of the Russian Academy of Sciences. 2000. Vol. 2, No. 1. P. 166–173. (In Russ.).
6. Zapivalov N.P. Fluid dynamic basis for rehabilitation of oil and gas fields, evaluation and possibility to increase active residual reserves // Georesursy. 2000. No. 3(4). P. 11–13. (In Russ.).
7. Korchagin V.I. Oil potential of the basement // Forecast of Oil and Gas Potential of the Basement of Young and Ancient Platforms: Abstracts of the International Conference. Kazan: KSU, 2001. P. 39–42. (In Russ.).

8. *Dmitrievsky A.N., Barenbaum A.A., Batalin O.Yu.* On the issue of biogenic and abiogenic genesis of oil // Forecast of Oil and Gas Potential of the Basement of Young and Ancient Platforms: Abstracts of the International Conference. Kazan: KSU, 2001. P. 99–100. (In Russ.).
9. *Dmitrievsky A.N., Valyaev B.M., Smirnova M.N.* Mechanisms, scales and rates of replenishment of oil and gas deposits in the process of their development // Oil and gas genesis: Collected papers / Ed. by A.N. Dmitrievsky, A.E. Kontorovich. Moscow: GEOS, 2003. P.106–109. (In Russ.).
10. *Gavrilov V.P.* Mixtgenetic concept of hydrocarbon formation: theory and practice // New Ideas in Geology and Geochemistry of Oil and Gas. Toward the Creation of a General Theory of Oil and Gas Carrying Capacity of the Subsoil: Proceedings of the 6th International Conference. Moscow: GEOS, 2002. Book 1. P. 120–122. (In Russ.).
11. *Zapivalov N.P., Popov I.P.* Fluid dynamic models of oil and gas deposits. Novosibirsk: SB RAS, 2003. 198 p. (In Russ.).
12. *Muslimov R.Kh., Glumov N.F., Plotnikova I.N. et. al.* Oil and gas fields - selfdeveloping and constantly renewable facilities // Geologiya Nefti i Gaza. 2004. № S. P. 43–49. (In Russ.).
13. *Dunin V.I., Korzun A.V.* Fluid movement: origin of oil and formation of hydrocarbon deposits. A review information. Moscow: Nauchnyi Mir, 2003. 98 p. (In Russ.).
14. *Gavrilov V.P., Skaryatin V.D.* Geofluid dynamics of hydrocarbons and replenishment of their reserves // Geodynamics of Oil and Gas Basins: Abstracts of the 2nd International Conference. Moscow: Gubkin University, 2004. P. 31–34. (In Russ.).
15. *Barenbaum A.A., Shilovskaya T.I., Shilovsky A.P.* Modern oil and gas formation // Hydrocarbon Potential of the Basement of Young and Ancient Platforms: Proceedings of the International Scientific Conference. Kazan: KSU, 2006. P. 34–38. (In Russ.).
16. *Gavrilov V.P.* On possible mechanisms of natural resources renewability in oil and gas fields // Geologiya Nefti i Gaza. 2008. No. 1. P. 56–64. (In Russ.).
17. *Dmitrievskii A.N.* Polygenesis of oil and gas // Doklady Earth Sciences. 2008. Vol. 419, No. 2. P. 373–377. <https://doi.org/10.1134/S1028334X08030033>
18. *Barenbaum A.A.* About cosmic carbon input and its cycling on the Earth // Ecosystem restructures and the evolution of biosphere / Ed. by A.G. Ponomarenko, A.Yu. Rozanov, M.A. Fedonkin. Moscow: PIN RAN, 1998. Iss. 3. P. 15–29. (In Russ.).
19. *Barenbaum A.A.* Galaxy, Solar System, Earth. Subordinate processes and evolution. Moscow: GEOS, 2002. 393 p. (In Russ.).
20. *Barenbaum A.A.* Mechanism of the formation of oil and gas pools // Doklady Earth Sciences. 2004. Vol. 399, No. 9. P. 1218–1221.
21. *Barenbaum A.A.* Galactocentric paradigm in geology and astronomy. Moscow: LIBROCOM, 2010. 544 p. (In Russ.).
22. *Barenbaum A.A.* Decision problem origin of oil and gas on basis the biospheric concept of oil-and-gas formation // Uralian Geological Journal. 2013. No. 2(92). P. 3–27. (In Russ.).
23. *Zakirov S.N., Zakirov E.S., Barenbaum A.A. et al.* Natural geosynthesis of hydrocarbons and its implications // Theory and Practice of Applying Enhanced Oil Recovery Methods: Proceedings of the 4th International Scientific Symposium. Moscow: VNIineft, 2013. Vol. 1. P. 130–135. (In Russ.).
24. *Barenbaum A.A.* The scientific revolution in the oil and gas origin issue. new oil and gas paradigm // Georesursy. 2014. No. 4(59). P. 9–15. <https://doi.org/10.18599/grs.59.4.2> (In Russ.).

25. *Barenbaum A.A., Klimov D.S.* Experimental measurement speed destruction of carbonated water at geosynthesis // Proceedings of Russian Annual Seminar on Experimental Mineralogy, Petrology and Geochemistry (RASEMPG–2015). Moscow: GEOKHI RAS, 2015. P. 347–351. (In Russ.).
26. *Klimov D.S.* Experimental studies of physico-chemical phenomena with the participation of CO₂ in filtration and exchange processes: Cand. Sci. diss. abstr. Moscow, 2015. 25 p. (In Russ.).
27. *Barenbaum A.A.* Modern oil and gas generation as a result of carbon cycle in the biosphere // Georesursy. 2015. No. 1(60). P. 46–53. <https://doi.org/10.18599/grs.60.1.9> (In Russ.).
28. *Barenbaum A.A.* On the problem of the water downward filtration in the oil-and-gas bearing sedimentary basins // Georesources, Geoenergetics, Geopolitics. 2015. Iss. 2(12). P. 22. http://oilgasjournal.ru/vol_12/barenbaum.html (Accessed on 29.08.2023). (In Russ.).
29. *Barenbaum A.A.* Oil origin and age // Georesursy. 2017. Vol. 19, No. 1. P. 30–37. <https://doi.org/10.18599/grs.19.1.6>
30. *Barenbaum A.A.* On the relationship of oil and gas formation and degassing processes with groundwater decomposition // Georesursy. 2018. Vol. 20, No. 4. P. 290–300. <https://doi.org/10.18599/grs.2018.4.290-300>
31. *Barenbaum A.A.* New representations on oil and gas origin in connection with the opening of the phenomenon of reserves replenishment in exploited oil fields // Georesursy. 2019. Vol. 21, No. 4. P. 34–39. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.34-39>
32. *Barenbaum A.A., Klimov D.S.* Theoretical model Anderson-Schulz-Flory within the framework of studying the mechanism of polycondensation synthesis // Inorganic Chemistry Communications. 2020. Vol. 112. P. 107664. <https://doi.org/10.1016/j.inoche.2019.107664>
33. *Vernadsky V.I.* Selected works: In 5 vols. Vol. 5. Moscow: Academy of Sciences of the USSR, 1960. 422 p. (In Russ.).
34. *Vernadsky V.I.* Chemical structure of the Earth's biosphere and its environment. Moscow: Nauka, 2001. 376 p. (In Russ.).
35. *Molchanov V.I.* Experiments on synthesis of hydrocarbons at fine grinding of mineral substances in water // Doklady AN SSSR. 1967. Vol. 174, No. 5. P. 1185–1187. (In Russ.).
36. *Molchanov V.I., Pavlov A.L., Gontsov A.A.* Experimental studies of hydrocarbon formation from solid organic matter // Doklady AN SSSR. 1969. Vol. 189, No. 2. P. 397–399. (In Russ.).
37. *Molchanov V.I.* Hydrogen generation in lithogenesis. Novosibirsk: Nauka, 1981. 142 p. (In Russ.).
38. *Trofimuk A.A., Cherskii N.V., Tsarev V.P., Soroko T.I.* New data on the experimental study of the transformation of fossil organic matter using mechanical fields // Doklady AN SSSR. 1981. Vol. 257, No. 1. P. 207–211. (In Russ.).
39. *Trofimuk A.A., Cherskii N.V., Galimov E.M.* et al. Natural factor causing transformation of fossil organic matter // Gelologiya i Geofizika. 1982. No. 6. P. 72–77. (In Russ.).
40. *Trofimuk A.A., Chersky N.V., Tsarev V.P., Soroko T.I.* The phenomenon of transformation of organic matter of sedimentary rocks under the action of tectonic and seismic processes of the Earth's crust: Discovery diploma No. 326. Priority of discovery – 21 April 1982. Application No. OT-10572 of 21.04.1982 // Discoveries, Inventions. 1987. Bull. No. 35. P. 3. (In Russ.).
41. *Cherskii N.V., Tsarev V.P.* Mechanisms of synthesis of hydrocarbons from inorganic compounds in the upper horizons of the Earth's crust // Doklady AN SSSR. 1984. Vol. 279, No. 3. P. 730–735. (In Russ.).

42. *Cherskii N.V., Tsarev V.P., Soroko T.I., Kuznetsov O.L.* Influence of tectono-seismic processes on formation and accumulation of hydrocarbons. Novosibirsk: Nauka, 1985. 224 p. (In Russ.).
43. *Cherskii N.V., Melnikov V.P., Tsarev V.P.* The phenomenon of hydrocarbon generation from extremely oxidized compounds of carbon and water // *Doklady AN SSSR*. 1986. Vol. 288, No. 1. P. 201–204. (In Russ.).
44. *Tsarev V.P.* Features of oil and gas formation in zones of tectonoseismic activation. Novosibirsk: Nauka, Sib. Br., 1988. 186 p. (In Russ.).
45. *Molchanov V.I., Selezneva O.G., Zhirnov E.N.* Activation of minerals during grinding. Moscow: Nedra, 1988. 208 p. (In Russ.).
46. *Molchanov V.I., Gontsov A.A.* Modelling of oil and gas formation. Novosibirsk: IGGM SB RAS, 1992. 246 p. (In Russ.).
47. *Barenbaum A.A.* On the unsuitability of organic and mineral hypotheses to explain the phenomenon of modern replenishment of developed oil and gas fields // *On the New Development Paradigm of Oil and Gas Geology: Proceedings of the International Scientific and Practical Conference*. Kazan: Ikhlas, 2020. P. 57–62. (In Russ.).
48. *Barenbaum A.A.* On possible relationship between gas-hydrates and submarine groundwater // *Water Resources*. 2007. Vol. 34, No. 5. P. 587–592. <https://doi.org/10.1134/S0097807807050132>
49. *Barenbaum A.A.* Balance estimation of rate formation of marine methanohydrates // *Geology of Seas and Oceans: Proceedings of the 22nd International Conference on Marine Geology*. Moscow: IO RAS, 2017. Vol. 2. P. 135–139. (In Russ.).
50. *Bartashevich O.V., Zorkin L.M., Zubairaeve S.L. et al.* Geochemical methods of oil and gas fields prospecting. Moscow: Nedra. 1980. 300 p.
51. *Zapivalov N.P.* Dynamics of oilfield activity // *Georesursy*. 2012. No. 1(43). P. 2–5. (In Russ.).
52. *Martynov V., Kucherov V., Bessel V., Lopatin A.* On the issue of sustainable development of the global energy // *Energeticheskaya Politika*. 2022. No. 1. P. 20–29. https://doi.org/10.46920/2409-5516_2022_1167_20 (In Russ.).
53. *Shale revolution and global energy transition* / Ed. by N.A. Ivanov. Moscow; St. Petersburg: Nestor-Istoriya, 2019. 540 p. (In Russ.).
54. *Shilovsky A.P., Shilovskaya T.I., Barenbaum A.A.* New approaches to the strategy of oil and gas fields prospecting // *Earth Degassing: Geofluids, Oil and Gas, Paragenesis in the System of Combustible Fossils: Abstracts of the International Conference*. Moscow: GEOS, 2006. P. 285–288. (In Russ.).
55. *Etiope G., Schoell M., Hosgörmez H.* Abiotic methane flux from the Chimaera seep and Tekirova ophiolites (Turkey): Understanding gas exhalation from low temperature serpentinization and implications for Mars // *Earth and Planetary Science Letters*. 2011. Vol. 310, No. 1–2. P. 96–104. <https://doi.org/10.1016/j.epsl.2011.08.001>
56. *Beaumont V., Vacquand C., Deville E., Prinzhofer A.* Hydrogen generation during serpentinisation in ophiolite complexes: A comparison of H₂-rich gases from Oman, Philippines and Turkey// *EGU General Assembly 2013, Vienna, Austria, 2–12 April 2013. Paper EGU2013-5553*. <https://meetingorganizer.copernicus.org/EGU2013/EGU2013-5553.pdf> (Accessed on 29.08.2023).
57. *Sano Y., Urabe A., Wakita H., Wushiki H.* Origin of hydrogen-nitrogen gas seeps, Oman // *Applied Geochemistry*. 1993. Vol. 8, No. 1. P. 1–8. [https://doi.org/10.1016/0883-2927\(93\)90053-J](https://doi.org/10.1016/0883-2927(93)90053-J)

58. *Konn C., Charlou J.L., Holm N.G., Mousis O.* The production of methane, hydrogen, and organic compounds in ultramafic-hosted hydrothermal vents of the Mid-Atlantic Ridge // *Astrobiology*. 2015. Vol. 15, No. 5. P. 381–399. <https://doi.org/10.1089/ast.2014.1198>
59. *Zgonnik V., Beaumont V., Deville E.* et al. Evidence for natural molecular hydrogen seepage associated with Carolina bays (surficial, ovoid depressions on the Atlantic Coastal Plain, Province of the USA) // *Progress in Earth and Planetary Science*. 2015. Vol. 2, No. 1. P. 31. <https://doi.org/10.1186/s40645-015-0062-5>
60. *Prinzhofer A., Tahara Cissé C.S., Diallo A.B.* Discovery of a large accumulation of natural hydrogen in Bourakebougou (Mali) // *International Journal of Hydrogen Energy*. Vol. 43, No. 42. P. 19315–19326. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.08.193>
61. *Shilovskij A.P.* Pat. RU 2784209 C1. Method for searching for fossil hydrogen in the sedimentary stratum. No. 2022118258; Appl. 05.07.2022; Publ. 23.11.2022 // *Inventions. Utility models*. 2022. Bull. No. 33. 4 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ).
62. *Shilovsky A.P.* Tectonic structure of the Moscow sedimentary basin - a determining factor of oil and gas bearing capacity of the region // *Fundamental Problems of Tectonics and Geodynamics: Proceedings of the 52nd Tectonic Meeting*. Moscow: GEOS, 2020. Vol. 2. P. 423–427. (In Russ).
63. *Shilovsky A.P.* Undiscovered hydrocarbon reserves in the depths of the Moscow sedimentary basin // *21st Century Subsoil Use*. No. 3(40). 2013. P.66–69. (In Russ).

Information about the authors

Azary A. Barenbaum – Cand. Sci. (Phys.-Math.), Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, azary@mail.ru

Andrey P. Shilovsky – Cand. Sci. (Geol.-Min.), Head of Center, Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, ashilovsky08@gmail.com

Received 26.05.2023

Научные основы прогноза и поисков крупных скоплений углеводородов

В.Л. Шустер

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

E-mail: tshuster@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрены особенности формирования крупных по запасам месторождений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам. На основе статистического анализа фактических материалов по 26 крупнейшим по запасам мировым и российским месторождениям нефти и газа дана оценка зависимости величины запасов от основных геологических факторов, участвующих в формировании залежи, таких как площадь месторождения и фильтрационно-емкостные свойства коллекторов. Предложены критерии прогноза крупных скоплений углеводородов на разных этапах геологоразведочных работ.

Ключевые слова: нефть, газ, запасы, крупные месторождения, научные основы, геолого-геохимические факторы

Для цитирования: Шустер В.Л. Научные основы прогноза и поисков крупных скоплений углеводородов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 3(42). С. 88–96. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art6>

Введение

Еще 10–15 лет назад среди перспективных направлений геологоразведочных работ на нефть и газ в России и в мире рассматривались поисковые объекты в отложениях глубоких горизонтов, в низкопроницаемых коллекторах сланцевых формаций, в породах, содержащих тяжелые вязкие нефти [1]. В последние годы, в связи с резким ростом мировых цен на углеводороды (УВ), вырос интерес к достаточно затратным проектам, осуществляемым в сложных природно-климатических условиях арктического шельфа и регионов севера Западной и Восточной Сибири. При возрастающем спросе на энергоносители в таких странах, как Китай, Индия, Вьетнам, Индонезия, и других подобные дорогостоящие проекты

становятся рентабельными. В условиях современной экономико-политической ситуации для сохранения Россией приоритетного положения на мировом энергетическом рынке и обеспечения конкурентных цен на нефть и газ требуется открытие и освоение крупных по запасам месторождений нефти и газа. Это позволит перестроить и расширить экспорт нефти и газа страны в восточном (азиатском), африканском и южноамериканском направлениях.

Целью исследований является анализ, систематизация и дополнение научных основ прогноза и поисков крупных по запасам месторождений нефти и газа, на основе оценки влияния геолого-геохимических и геофлюидодинамических факторов на их формирование.

Методы исследования

Обобщены результаты исследований по проблеме прогноза и поисков крупных месторождений нефти и газа, опубликованные в работах ведущих ученых. Проведена статистическая обработка данных по 26 мировым крупнейшим месторождениям углеводородов: изучены связи между объемом запасов и важнейшими геолого-геохимическими факторами, влияющими на формирование этих месторождений.

Используя статистический подход к оценке степени влияния геолого-геохимических факторов на формирование крупнейших месторождений, разработаны качественные и количественные критерии их прогноза и поисков.

Результаты

Крупные по запасам месторождения УВ приурочены к значительным по площади и объему резервуарам различного типа и литологического состава.

Основная часть открытых крупнейших и гигантских месторождений приурочена к антиклинальным ловушкам. В последние десятилетия подобные месторождения выявлены в неантиклинальных (комбинированных) ловушках и в сложнопостроенных резервуарах сланцевых формаций [2].

К крупным месторождениям относятся скопления нефти с начальными запасами от 100 млн т (до 300 млн т – крупнейшие) и газа – от 100 млрд м³ (до 300 млрд м³ – крупнейшие).

К гигантским месторождениям соответственно – от 300 млн т до 1 млрд т нефти и от 300 млрд м³ до 1 трлн м³ газа (классификация ПАО «Газпром»).

По данным публикации [3], среди 555 осадочных бассейнов гиганты выявлены в 15. К 2021 г. открыто 42 нефтяных гигантских месторождения и 25 газовых гиганта. Из них в России три нефтяных и 11 газовых гигантов. Авторы статьи рассматривают месторождения–гиганты с запасами нефти свыше 1 млрд т и газа – свыше 1 трлн м³.

В мире открыто 36 гигантов в Персидском заливе, 9 – в Западно-Сибирском бассейне, 5 – в Прикаспийском, три – в Маракайбо и по 1–2 гиганта в остальных бассейнах, в том числе, в Волго-Уральском, Баренцевоморском, Лено-Вилуйском бассейнах.

Кроме того, открыто значительное число крупных месторождений. Более 60% запасов УВ в мире приурочено к юрским и меловым отложениям на глубинах до 3–5 км.

Исходя из существующей статистики открытий крупных и гигантских месторождений УВ, совершенно очевидно, что для их формирования требуются специальные условия для образования и размещения месторождений, базирующиеся на масштабных процессах и их временном сочетании, а также на оптимальных количественных характеристиках основных геолого-геохимических факторов.

В результатах анализа этих условий и заключаются научные основы формирования крупнейших месторождений нефти и газа и, как следствие, выявление критериев их прогноза и поисков. Наряду с общими для осадочных бассейнов закономерностями, в каждом конкретном бассейне существуют и некоторые специфические особенности, которые необходимо учитывать при прогнозе и поисках.

Проблеме формирования крупнейших и гигантских месторождений углеводородов, в том числе такой важной ее составляющей, как строение резервуара, содержащего скопление УВ, посвящены работы советских (российских) и зарубежных ученых многих стран [2–17].

Схема формирования крупных (как и мелких, и средних) по запасам месторождений нефти и газа общеизвестна, необходимо только установить те особенности формирования, которые являются благоприятными (необходимыми и достаточными) для образования крупного по запасам скопления УВ. И не менее важный вопрос: на каком этапе геологоразведочных работ (ГРП) и по какому набору фактических материалов, соответствующих этому этапу, возможно оценить те или иные условия формирования крупных скоплений нефти и газа.

Необходимо уточнить условия формирования именно для крупного скопления УВ, начиная с процессов нефтегазообразования (а предварительно или одновременно – и формирования осадочного бассейна), включая накопление органики, процессов генерации, миграции, аккумуляции УВ; формирования ловушки (резервуара), и заканчивая процессами сохранности (или разрушения) залежи. Как эти процессы синхронизируются во времени и пространстве и какими геолого-геохимическими факторами контролируются?

Для выработки критериев прогноза (и поисков) крупных скоплений углеводородов требуется определить качественные и/или количественные характеристики как процессов формирования

крупного месторождения, так и геолого-геохимических факторов, благоприятных для формирования залежи и содержащего ее резервуара.

Точность (или степень вероятности) прогноза будет зависеть от объема геолого-геохимических материалов и оценки масштабности и синхронности процессов формирования месторождения.

Ниже приведены предлагаемые в публикациях благоприятные геолого-геохимические условия (факторы) для формирования крупных скоплений нефти и газа.

Научно обоснована и подтверждена практически результатами приуроченность крупных и гигантских месторождений нефти и газа к обширным по площади и значительным по объему природным резервуарам.

Термин «природный резервуар» впервые введен И.О. Бродом [18, 19]; уточнен и детализирован в публикациях [6–9, 17].

Природный резервуар – это природная емкость для нефти и газа и воды, существование которой обусловлено соотношением коллектора с плохо проницаемыми породами и которая характеризуется емкостью, гидродинамическими условиями и пластовой энергией, формой и условиями залегания [17].

Термин «мегарезервуар», как расширенное понятие от «природный резервуар», впервые введенный в работах А.Э. Конторовича и др. [4], А.И. Леворсена [20], означает резервуар, содержащий значительное количество углеводородов, занимающий значительную площадь и охватывающий значительный стратиграфический интервал разреза.

В качестве основных благоприятных факторов для формирования крупных скоплений нефти и газа в опубликованных работах 1970–1980 гг. [4–7] рекомендуется учитывать следующие:

- наличие в пределах нефтегазосборной зоны нефтегазонакопления генераторов больших масс углеводородов (определяющим является абсолютная масса органического вещества);
- близость зоны нефтегазонакопления к зоне максимального прогибания;
- наличие надежного флюидоупора;
- наличие мощного проницаемого комплекса;
- значительный объем ловушек, сформировавшихся синхронно с главной фазой нефтенакопления или периодом интенсивного газообразования.

В работе [13] дополнительно к вышеперечисленным факторам добавлены:

- мощность осадочного чехла (особенно фанерозойских отложений);
- контрастность локальных структур;
- надежно изолированные мега- и региональные резервуары;
- существование подъема подземных вод;
- достаточная катагенетическая превращенность органического вещества и другие.

Большая часть из сформированного комплекса благоприятных для формирования крупных скоплений нефти и газа показателей (факторов) может быть оценена уже на региональном этапе ГРР.

На основе сформированного комплекса показателей в 70–80-х годах прошлого столетия в Западной Сибири был открыт

ряд крупных и гигантских месторождений нефти, а затем и газа.

В работах (3, 10, 12) подробно рассмотрены онтогенетические, геологические (первичные) и генетические (вторичные) условия, благоприятные для формирования газовых и нефтяных гигантов в Западной Сибири (часть из этих факторов повторяет или уточняет ранее упомянутые).

Это – наличие в разрезе генерационного доминант–комплекса, сложенного чаще всего глинами, образование крупных конседиментационных ловушек с сохранностью первоначальной пористости, незначительное расстояние латеральной миграции, а также надежные флюидоупоры и др.

Все должно быть масштабно: процессы генерации, первичной и коллекторской (собирающей) миграции, аккумуляции и необходимые условия для сохранности залежи УВ.

В публикации [11] на основе анализа результатов открытия нефтяных и газовых гигантов в Северном море предложены три системы показателей, по которым оценивается вероятность выявления в нефтегазоносных бассейнах месторождений–гигантов, исходя из допущения, что распределение ресурсов в неразведанной части нефтегазоносного бассейна не будет принципиально отличаться от распределения ресурсов в разведанной части. Разработанная авторами [11] вероятностная система качественной оценки перспектив открытия крупных и гигантских месторождений УВ будет полезна при проведении поисково-разведочных работ на шельфе арктических морей и в северных регионах Западной и Восточной Сибири.

Автором статьи была предпринята попытка провести количественную и качественную оценку геолого-геохимических факторов, влияющих на формирование крупных и гигантских по запасам открытых месторождений мира и России. Проанализированы фактические материалы по 26 крупнейшим месторождениям [15].

Статистически определена связь величины запасов месторождения с ее площадью, фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов; а также качественно – с возрастом и с литологическим составом коллекторов и с литологическим составом и мощностью флюидоупоров.

Получены следующие результаты: с нарастанием величины объема запасов возрастает площадь крупнейших месторождений УВ от 800–900 км² до 4000–5000 км²; значения пористости коллекторов увеличиваются от 15 до 35%, проницаемости (при ограниченной статистике) – от 300 до 1500 мД. Породы-коллекторы, как правило, представлены песчаниками или карбонатами; флюидоупоры – глинами, аргиллитами, каменной солью, толщиной 100 м и более.

Часть из перечисленных выше параметров (факторов) может быть оценена на региональном этапе ГРП, часть – на поисковом этапе.

Учет этих результатов важен при оценке рентабельности проекта и возможных рисков его осуществления.

Выводы

Таким образом, необходимыми условиями для формирования крупных и гигантских месторождений углеводородов являются последовательное временное совпадение процессов нефтегазообразования («отличные», по классификации Тиссо и Вельте, нефтематеринские свиты, с высокими генерационными показателями, высокой концентрацией органического вещества и мезокатагенетической степенью его преобразования) с формированием мегарезервуара значительной площади и объема, с высокими ФЕС пород-коллекторов и надежным флюидоупором, а также необходимы большие объемы отложений и площади осадочных бассейнов. Все процессы должны характеризоваться значительной масштабностью.

Разработанные, уточненные и дополненные, научные основы формирования крупных скоплений нефти и газа могут быть использованы при прогнозе и поисках месторождений со значительными запасами УВ и выработке критериев прогноза на каждом этапе ГРП.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН (тема «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла», 122022800253-3).

Литература

1. Абукова Л.А. Шустер В.Л. Перспективы развития нефтегазового комплекса России // Экспозиция Нефть Газ. 2016. № 7(53). С. 12–15.
2. Pearson K. Geologic models and evaluation of undiscovered conventional and continuous oil and gas resources – Upper Cretaceous Austin Chalk: Scientific Investigations Report 2012-5159. Reston, VA: United States Geological Survey, 2012. 26 p. <https://doi.org/10.3133/sir20125159>

3. *Высоцкий В.И., Скоробогатов В.А.* Гигантские месторождения углеводородов России и мира. Перспективы новых открытий // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2021. № 1–6(175). С. 20–25.
4. *Конторович А.Э., Бабина Н.М., Богородская Л.И., Винокур Б.Г.* Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. Л.: Недра, 1967. 224 с.
5. *Вассоевич Н.Б., Архипов А.Я., Бурлин Ю.К.* и др. Нефтегазоносный бассейн – основной элемент нефтегеологического районирования крупных территорий // Вестник Московского университета. Сер. 4. Геология. 1970. № 5. С. 13–24.
6. *Трофимук А.А., Вышемирский В.С., Дмитриев А.Н.* и др. Распознавание образов гигантских нефтяных месторождений // Проблемы нефтеносности Сибири: Сб. ст. Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1971. С. 34–50.
7. *Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Трофимук А.А.* Миграция рассеянных битумоидов. Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1971. 167 с. (Труды Института геологии и геофизики СО АН СССР. Вып. 143).
8. *Хаин В.Е., Соколов Б.А.* Современное состояние и дальнейшее развитие учения о нефтегазоносных бассейнах // Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых: Сб. ст. М.: Наука, 1973. С. 94–108.
9. *Конторович А.Э., Фотиади Э.Э., Демин В.И.* и др. Прогноз месторождений нефти и газа. М.: Недра, 1981. 350 с.
10. *Скоробогатов В.А., Ростовцев В.Н.* Перспективы поисков газовых месторождений в северных районах Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1983. № 11. С. 15–19.
11. *Белонин М.Д., Новиков Ю.Н., Соболев В.С.* Концепция и предварительные результаты прогноза крупнейших месторождений нефти и газа на арктическом шельфе России // Геология нефти и газа. 2001. № 1. С. 3–9.
12. *Скоробогатов В.А.* Крупнейшие, гигантские и уникальные осадочные бассейны мира и их роль в развитии газовой промышленности в XXI веке // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2018. № 10(82). С. 126–141.
13. Анализ влияния различных факторов на размещение и формирование месторождений нефти и газа (на примере платформенных областей) / Под ред. В.С. Лазарева и В.Д. Наливкина. Л.: Недра, 1971. 334 с. (Труды ВНИГРИ. Вып. 295).
14. *Пуланова С.А.* Мегарезервуары углеводородов – аккумуляторы гигантских по запасам скоплений нефти и газа // SOCAR Proceedings. 2022. № S2. С. 39–51. <https://doi.org/10.5510/OGP2022SI200724>
15. *Шустер В.Л.* Особенности формирования и размещения крупных и гигантских по запасам месторождений нефти и газа в мегарезервуарах осадочных бассейнов // SOCAR Proceedings. 2022. № S2. С. 30–38. <https://doi.org/10.5510/OGP2022SI200723>
16. Геология гигантских месторождений нефти и газа / Под ред. М. Хэлбути; пер. с англ. И.П. Лаврушко, Ю.Г. Такаевой; под ред. и с предисл. С.П. Максимова. М.: Мир, 1973. 440 с.
17. *Еременко Н.А., Чилингар Г.В.* Геология нефти и газа на рубеже веков. М.: Наука, 1996. 176 с.

18. *Брод И.О., Еременко Н.А.* Основы геологии нефти и газа: Учеб. пособие. М.: Изд-во Московского университета, 1953. 339 с.
19. *Брод И.О., Васильев В.Г., Высоцкий И.В.* и др. Нефтегазоносные бассейны земного шара. М.: Недра, 1965. 600 с.
20. *Леворсен А.И.* Геология нефти и газа / Пер.с англ. И.Т. Дубовского, М.Ш. Моделевского и Г.Ф. Ульмишека; под ред. и с предисл. Н.Б. Вассоевича и М.К. Калинко. М.: Мир, 1970. 640 с.

Информация об авторе

Владимир Львович Шустер – д.г.-м.н., главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, tshuster@mail.ru

Поступила в редакцию 25.07.2023

Scientific foundations of forecasting and searching for large accumulations of hydrocarbons

V.L. Shuster

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia
E-mail: tshuster@mail.ru

Abstract. The article discusses the features of the formation of large reserves of oil and gas fields, confined to megareservoirs. Based on the statistical analysis of the actual data for the 26 largest reserves of the world and Russian oil and gas fields, an assessment of the dependence of the reserves on the main geological factors involved in the formation of the deposit, such as the area of the deposit and the filtration and reservoir properties of reservoirs, is given. The criteria for forecasting large accumulations of hydrocarbons at different stages of geological exploration are proposed.

Keywords: oil, gas, reserves, large field, scientific foundations, geological and geochemical factors

Citation: *Shuster V.L. Scientific foundations of forecasting and searching for large accumulations of hydrocarbons // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 3(42). P. 88–96. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art6> (In Russ.).*

References

1. *Abukova L.A., Shuster V.L. Strategic directions of development oil and gas complex in Russia // Exposition Oil & Gas. 2016. No. 7(53). P. 12–15. (In Russ.).*
2. *Pearson K. Geologic models and evaluation of undiscovered conventional and continuous oil and gas resources – Upper Cretaceous Austin Chalk: Scientific Investigations Report 2012-5159. Reston, VA: United States Geological Survey, 2012. 26 p. <https://doi.org/10.3133/sir20125159>*
3. *Vysotsky V.I., Skorobogatov V.A. Giant hydrocarbon fields of Russia and the world. Prospects of new discoveries // Mineral Resources of Russia. Economics and Management. 2021. No. 1–6(175). P. 20–25. (In Russ.).*
4. *Kontorovich A.E., Babina N.M., Bogorodskaya L.I., Vinokur B.G. Oil-producing strata and conditions of oil formation in Mesozoic sediments of the West Siberian depression. Leningrad: Nedra, 1967. 224 p. (In Russ.).*
5. *Vassoevich N.B., Arkhipov A.Ya., Burlin Yu.K. et al. The oil and gas basin is the main element of the oil and gas zoning of large territories // Vestnik Moskovskogo Universiteta. Ser. 4. Geologiya. 1970. No. 5. P. 13–24. (In Russ.).*
6. *Trofimuk A.A., Vyshemirsky V.S., Dmitriev A.N. et al. Recognition of giant oil pools // Problems of presence of oil in Siberia: Collected papers. Novosibirsk: Nauka, Sib. Br., 1971. P. 34–50. (In Russ.).*
7. *Vyshemirskiy V.S., Kontorovich A.E., Trofimuk A.A. Migration of scattered bitumoids. Novosibirsk: Nauka, Sib. Br, 1971. 167 p. (Proceedings of the Institute of Geology and Geophysics. Iss. 143). (In Russ.).*
8. *Khain V.E., Sokolov B.A. The current state and further development of the doctrine of oil and gas basins // Modern problems of geology and geochemistry of combustible minerals. Moscow: Nauka, 1973. P. 94–108. (In Russ.).*

9. *Kontorovich A.E., Fotiadi E.E., Demin V.I. et al.* Forecast of oil and gas fields. Moscow: Nedra, 1981. 350 p. (In Russ.).
10. *Skorobogatov V.A., Rostovtsev V.N.* Prospects for the search for gas fields in the northern regions of Western Siberia // *Geologiya Nefti i Gaza*. 1983. No. 11. P. 15–19. (In Russ.).
11. *Belonin M.D., Novikov Yu.N., Sobolev V.S.* Concept and preliminary results of the forecast of the largest oil and gas fields on the Arctic shelf of Russia // *Geologiya Nefti i Gaza*. 2001. No. 1. P. 3–9. (In Russ.).
12. *Skorobogatov V.A.* The largest, giant and unique sedimentary basins of the world and their role in the development of the gas industry in the 21st century // *Business Magazine Neftegaz.RU*. 2018. No. 10(82). P. 126–141. (In Russ.).
13. Analysis of the influence of various factors on the placement and formation of oil and gas fields (on the example of platform areas) / Ed. by V.S. Lazarev and V.D. Nalivkin. Leningrad: Nedra, 1971. 334 p. (VNIGRI Transactions. Iss. 295). (In Russ.).
14. *Punanova S.A.* Megareservoirs of hydrocarbons are accumulation of giant by oil and gas deposits // *SOCAR Proceedings*. 2022. No. S2. P. 39–51. <https://doi.org/10.5510/ogp2022si200724>
15. *Shuster V.L.* Features of formation and placement of large and giant deposits of oil and gas in megareservaries of sedimentary basins // *SOCAR Proceedings*. 2022. No. S2. P. 30–38. <https://doi.org/10.5510/OGP2022SI200723> (In Russ.).
16. *Geology of giant petroleum fields* / Ed. by M.T. Halbouty. Tulsa, OK: American Association of Petroleum Geologists, 1973. 575 p.
17. *Eremenko N.A., Chilingar G.V.* Geology of oil and gas at the turn of the century. Moscow: Nauka, 1996. 176 p. (In Russ.).
18. *Brod I.O., Eremenko N.A.* Fundamentals of oil and gas geology: Textbook. Moscow: Moscow State University, 1953. 339 p. (In Russ.).
19. *Brod I.O., Vasiliev V.G., Vysotsky I.V. et al.* Oil and gas basins of the globe. Moscow: Nedra, 1965. 600 p. (In Russ.).
20. *Levorsen A.I.* Geology of petroleum. 2nd ed. San Francisco: W.H. Freeman, 1967. 724 p.

Information about the author

Vladimir L. Shuster – Dr. Sci. (Geol.-Min.), Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, tshuster@mail.ru

Received 25.07.2023

Закономерности микроэлементного состава каустобиолитов и углекислых флюидов по результатам корреляционного анализа, обзор результатов

М.В. Родкин^{1,2,3,4}

1 – Институт теории прогноза землетрясений и математической геофизики РАН, Москва, Россия

2 – Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия,

3 – Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, Москва, Россия

4 – Институт морской геологии и геофизики Дальневосточного отделения РАН, Южно-Сахалинск, Россия

E-mail: rodkin@mitp.ru

Аннотация. Анализ содержания микроэлементов – известный метод исследования. В статье обсуждаются результаты расчетов коэффициентов корреляции микроэлементного состава проб с модельными химическими составами верхней, средней и нижней коры и биоты. В отличие от обычно используемых методов сравнения содержания отдельных элементов и групп элементов, этот метод, основанный на использовании всей совокупности данных о микроэлементном составе, обеспечивает получение более робастных результатов. Фактологической основой анализа является база данных, скомпилированная по большому числу анализов разных авторов и включающая данные о микроэлементном составе органического вещества горных пород, твердых каустобиолитов и углеводородных и углекислых флюидов. Результаты расчетов коэффициентов корреляции на количественном уровне подтверждают ранее сделанные выводы о полигенном источнике микроэлементов в нафтидах, грязевулканических и углекислых флюидах. Используемый метод позволяет оценивать глубину заложения соответствующих флюидных систем и доминирующий тип исходной органики. Выявлен ряд новых соотношений между величинами коэффициентов корреляции составов исследованных природных веществ, в частности, тенденция изменения величин коэффициентов корреляции нафтидов с составом земной коры и биоты в процессе преобразования исходного органического вещества в нефть и далее в продукты деградации нефти. Результаты проведенного анализа свидетельствуют в пользу ранее предложенной модели массивированного нефтегенеза по схеме проточного неравновесного реактора. Подтверждение этой модели позволяет предложить на ее основе систему прогнозных признаков высокой нефтегазоносности, что затребовано практикой нефтепоисковых работ в связи с истощением запасов неглубоких и традиционных месторождений углеводородов.

Ключевые слова: микроэлементы, каустобиолиты, углеводородные и углекислые флюиды, база данных, корреляционный анализ, эволюция микроэлементного состава нафтидов, прогнозные признаки нефтеносности

Для цитирования: Родкин М.В. Закономерности микроэлементного состава каустобиолитов и углекислых флюидов по результатам корреляционного анализа, обзор результатов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 3(42). С. 97–117. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art7>

Введение

Микроэлементный (МЭ) состав углеводородных и углекислых флюидов и горных пород традиционно широко используются

для исследования их онтогенеза [1–8]. Метод зарекомендовал себя как весьма эффективный при решении целого ряда вопросов.

В частности, на его основе был сделан важный вывод о гетерогенности МЭ состава углеводородных флюидов (нафтидов), включающего элементы, унаследованные от исходного органического вещества (ОВ), из вмещающих пород, а также глубинные компоненты [1, 2, 8]. Этот важный вывод носил, однако, качественный характер, не позволяя проследить изменение вклада биогенной и глубинной компоненты в разных условиях.

Заметим, что при анализе МЭ состава обычно сравниваются концентрации отдельных характеристических элементов, часто представимые на фигуративных диаграммах, где они сопоставляются с теми или иными характерными или модельными соотношениями. Но концентрации отдельных элементов зависят от большого числа часто не вполне известных или неизвестных факторов и потому часто сильно варьируют. В результате анализируемые соотношения обычно оказываются изменчивыми, а их интерпретации не вполне определенными, а иногда и противоречивыми [6, 7].

Стандартный способ увеличения устойчивости получаемых оценок состоит в привлечении большей статистики, в увеличении массива данных. Резко увеличить число анализируемых проб затруднительно. Но увеличение робастности результатов анализа может быть достигнуто на основе сравнения концентраций не отдельных элементов или групп элементов, а всей их совокупности. При этом получаемые совокупности данных о концентрации разных элементов могут сравниваться как между собой, так и с моделями химического (в том числе, микроэлементного) состава тех или иных сред.

Ниже дан обзор цикла работ по применению метода корреляционного

анализа для сравнения МЭ состава каустобиолитов и углеводородных и углекислых флюидов с модельными химическими составами верхней, средней и нижней коры, биоты (водные и наземные организмы, растения и животные), и интерпретации полученных соотношений. Из общих соображений можно ожидать, что получаемые результаты окажутся более устойчивыми, чем при сравнении концентрации отдельных элементов и групп элементов. Применение корреляционного анализа стало возможным в результате определения МЭ состава образцов методом ICP-MS (масс-спектрометрия с ионизацией пробы в индуктивно связанной плазме), что позволяет с большой точностью определять концентрации широкого набора элементов (до полусотни и даже более).

Метод исследования и исходные данные

Очевидным требованием при применении метода корреляционного анализа является использование анализов с определением концентрации большого числа элементов, что обеспечивает лучшую робастность этого метода по сравнению с использованием величин концентрации отдельных характерных элементов и групп элементов. Поэтому при формировании базы данных не использовались результаты анализов с малым числом (обычно менее 30) определений числа элементов. Расчет значений коэффициентов корреляции (КК) проводился в логарифмическом масштабе, что позволяет учитывать данные по элементам с очень малой концентрацией. Как будет видно из дальнейшего, результаты получаемых оценок КК достаточно стабильны.

Для получения представительных результатов была скомпилирована база данных (БД) по содержанию микроэлементов в различных природных объектах. По данным МЭ состава проб рассчитывались коэффициенты корреляции МЭ состава проб с модельными химическими составами верхней, средней и нижней коры (по источникам [9, 10]) и с четырьмя типами биоты – водными и наземными организмами, животными и растениями (по модели из работы [11]). В БД представлены данные по МЭ составу углекислых и грязевулканических вод

Большого Кавказа, по битумоидам (растворимые компоненты органического вещества горных пород), сырым нефтям, смолисто-асфальтеновым компонентам нефти и природным битумам (асфальтам). Используемый аналитический материал заимствован из работ [3, 4, 12–29]; на настоящее время в БД введено около 350 результатов МЭ анализов, по разным типам природных объектов и по разным континентам. Выборка из БД по МЭ содержанию нафтидов Северной Евразии представлена в табл. 1. База данных пополняется.

Таблица 1

**База данных МЭ состава каустобиолитов Северной Евразии
(составлено автором с использованием материалов [30])**

Вещество	Число проб	Расположение, вмещающие породы	Максимальное число элементов	Источник
нефть	10	Балтийская синеклиза	52	[22]
асфальтиты, породы	6	Включения в кимберлитах	43	[24]
кериты	5	Сибирская платформа	41	[23]
битумоиды, породы	8	Южно-Татарский свод	48	[23]
нефть	8	Разные районы	27	[16]
битумоиды	6	Хибины, включения	43	[25]
нефть	8	Зап. Сибирь	59	[17]
породы, битумы	8	Скважины, разные районы	48	[26]
нефть	5	Средние значения, разные нефтегазоносные бассейны	39	[27]
нефть, битумы	11	Днепровский грабен, юг Зап. Сибири	49	[2]
смолисто-асфальтеновые компоненты нефти	11	Днепровский грабен	50	[3]
нефть	11	Удмуртия	49	[13]
битумоиды, породы	8	Породы щитов	42	[28]
нефть	2	Камчатка	52	[18]
смолы, асфальтены	12	Тимано-Печора	43	[29]
породы, нефть, битумоиды	12	Волго-Урал, доманик,	48	[19]
нефти	27	Зап. Сибирь, Волго-Урал (Ромашкино)	66, 63, 47, 47	[8]

Результаты расчетов

Наиболее статистически полно (по данным [4]) в БД представлены результаты анализов углекислых вод Большого Кавказа, что позволяет на их примере продемонстрировать возможности

метода. Данные по МЭ составу грязевулканических вод и брекчии Кавказского региона анализируются в совокупности с этими, более многочисленными, данными по углекислым водам мегаантиклинория Большого Кавказа [4, 21].

Для всех проб единообразно рассчитывались коэффициенты корреляции с модельными химическими составами трех горизонтов земной коры (верхняя, средняя и нижняя континентальная земная кора) и четырьмя типами биоты (растения и животные, морские и наземные).

Сначала охарактеризуем результаты расчетов для углекислых гидротерм. В табл. 2 представлены средние результаты расчетов по ряду районов Большого Кавказа, наиболее полно обеспеченных опробованиями. Данные таблицы (погрешности коэффициентов корреляции) свидетельствуют о достаточно высокой точности результатов расчетов.

Таблица 2

Коэффициенты корреляции между составами углекислых вод (районы Большого Кавказа), коры и биоты (усредненные значения) [31]

Район (число анализов)	Модельный состав континентальной коры			Биота			
	верхняя	средняя	нижняя	растения		животные	
				морские	наземные	морские	наземные
р. Кубань (41)	0,75±0,01*	**0,76±0,01	0,71±0,01	0,80±0,005	0,82±0,01	0,78±0,005	0,75±0,005
р. Баксан (15)	0,75±0,01	0,76±0,01	0,72±0,01	0,81±0,01	0,83±0,01	0,81±0,01	0,75±0,01
р. Ардон (16)	0,75±0,01	0,77±0,01	0,73±0,01	0,81±0,01	0,84±0,01	0,80±0,005	0,77±0,005
Южная Осетия (17)	0,76±0,01	0,77±0,01	0,74±0,01	0,82±0,005	0,84±0,01	0,79±0,01	0,75±0,01
КМВ (14)	0,70±0,01	0,73±0,01	0,68±0,01	0,83±0,01	0,83±0,01	0,83±0,01	0,81±0,01

Примечания:

* погрешность оценки среднего коэффициента корреляции;

** жирным шрифтом выделены максимальные значения коэффициентов корреляции.

Как видно из табл. 2, для высокогорных районов Эльбруса и Казбека максимальная корреляция МЭ состава гидротермальных вод наблюдается со средним химическим составом средней континентальной коры и с составом наземных растений и животных; причем различия средних величин КК с разными горизонтами земной коры и с разными типами биоты в большинстве случаев статистически значимы. Несколько иные результаты получены для проб района Кавказских Минеральных Вод (КМВ). Для МЭ состава проб района КМВ также максимальна связь

с составом средней коры, но значения коэффициентов корреляции с химическим составом морской и наземной биоты статистически не различаются.

Результаты расчетов КК для МЭ состава грязевулканических вод Азербайджана, Таманского полуострова и Восточной Грузии приведены в табл. 3. Также, как и для углекислых вод районов Эльбруса и Казбека, наибольшая корреляция МЭ состава проб наблюдается с составом средней коры, но значения КК для вод грязевых вулканов систематически ниже, чем для углекислых гидротерм. Сильное различие касается связи с биотой.

Таблица 3

Коэффициенты корреляции между составами вод грязевых вулканов Кавказского региона с составом земной коры и биоты [31]

Район (число анализов)	Модельный состав континентальной коры			Биота			
	верхняя	средняя	нижняя	растения		животные	
				морские	наземные	морские	наземные
Тамань (17)	0,61±0,01*	**0,68±0,01	0,58±0,01	0,82±0,01	0,74±0,01	0,76±0,01	0,71±0,01
Грузия (5)	0,66±0,03	0,68±0,03	0,64±0,03	0,81±0,01	0,75±0,01	0,76±0,01	0,72±0,01
Апшерон (5)	0,42±0,04	0,48±0,04	0,44±0,04	0,72±0,04	0,67±0,02	0,77±0,02	0,65±0,03
Шемаха- Гобустан (23)	0,42±0,01	0,48±0,01	0,44±0,01	0,75±0,01	0,66±0,01	0,76±0,01	0,67±0,01
р. Кура (12)	0,47±0,03	0,55±0,03	0,50±0,03	0,76±0,02	0,70±0,01	0,79±0,01	0,69±0,01

Примечания:

* погрешность оценки среднего коэффициента корреляции;

** жирным шрифтом выделены максимальные значения корреляции.

Для грязевых вулканов Грузии, Азербайджана и Тамани наибольшая корреляция наблюдается с химическим составом не наземных, а морских растений или животных. Легко видеть, что

пространственная приуроченность областей, отвечающих большему значению корреляции с морской или наземной биотой, хорошо согласуется с современной орографией и с геологическим развитием Кавказа (рис. 1).

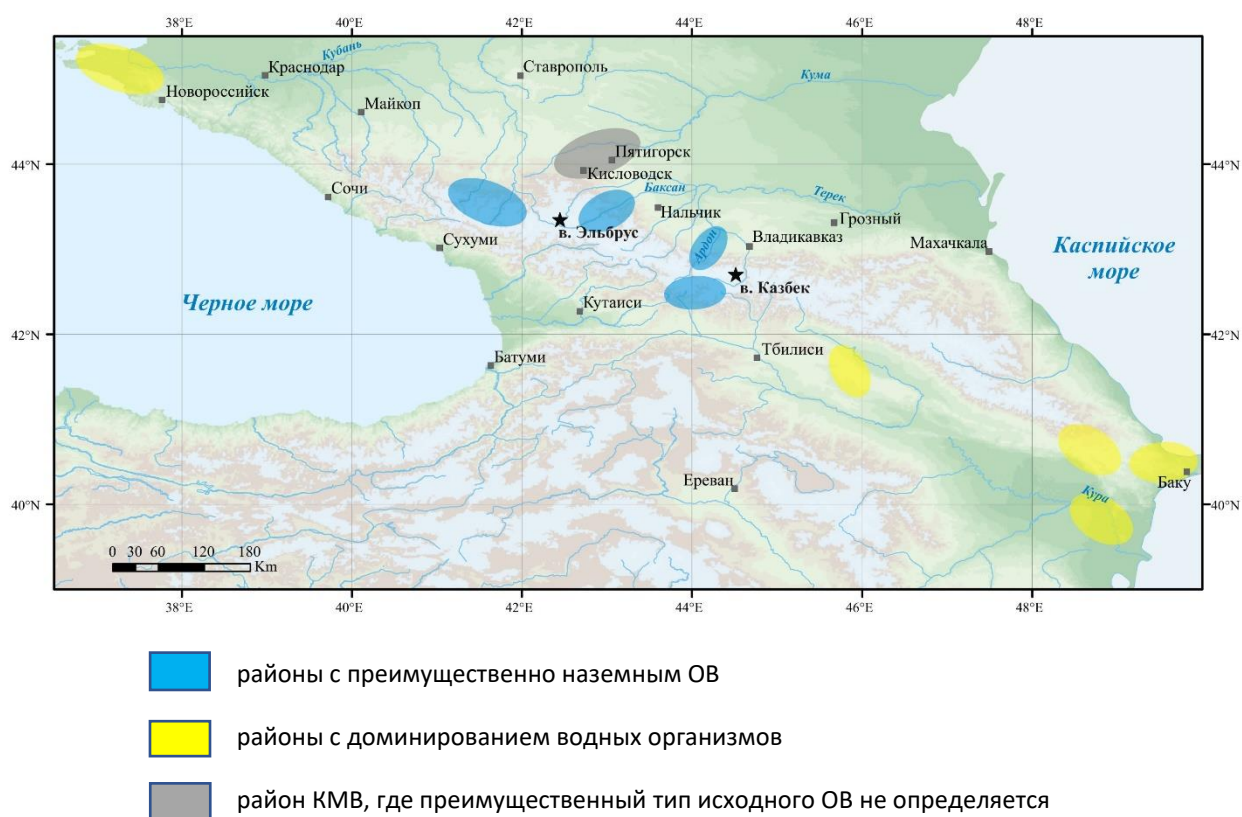


Рис. 1. Схема расположения районов опробования гидротермальных и грязевулканических вод Большого Кавказа

По полученным результатам корни зарождения углекислых гидротермальных вод и вод грязевых вулканов Большого Кавказа располагаются на уровне средней коры. Это заметно глубже, чем указано в [4], где эти воды трактуются как инфильтрационные с глубиной источников не более нескольких километров. Однако наша оценка согласуется с рядом других исследований, в частности, с сейсмологическими данными [32–34] о значительной, до 20 км, глубине корней ряда грязевых вулканов Черного и Каспийского морей, а также с данными о глубинах основных магматических камер под вулканами. Как известно, под вулканами обычно выделяются две магматические камеры – основная, на уровне средней коры и ниже, и приповерхностная – в нескольких километрах под вершиной конуса. Под Эльбрусом основной магматический очаг выявляется в интервале глубин 30–40 км [35]. Заметим, однако, также, что в связи с сильной эрозией области высокогорий, ближе к поверхности здесь оказываются выведены глубокие горизонты земной коры; в связи с этим указание на среднекоровый МЭ состав может и не указывать на большую глубину заложения соответствующих флюидных систем.

В целом результаты анализов углекислых и грязевулканических вод Кавказского региона свидетельствуют о возможности использования варианта метода корреляционного анализа для определения как доминирующего типа исходной биоты, так и глубин заложения исследуемых флюидных систем. Аналогичный анализ в случае углеводородных флюидов дает новый способ оценки доминирования сапропелевого или гумусового состава исходного ОВ и глубин заложения сопряженных с нефтегенезом глубинных флюидных систем. Напомним, что важность

активного флюидного режима в нафтидогенезе, согласно флюидодинамической модели нефтегазообразования Б.А. Соколова [36], практически общепринята.

Перейдем к обзору полученных ранее [37–40] результатов корреляционного анализа нафтидов. Были выполнены и проанализированы результаты расчетов для всей последовательности преобразования органического вещества – от битумоидов (растворимые компоненты ОВ горных пород) к сырым нефтям, смолисто-асфальтовым компонентам нефти и далее к асфальтам. Результаты расчетов, в том числе для отдельных месторождений (например, Ромашкино), обсуждались в работах [37–40], здесь обсудим только общую тенденцию изменения величин коэффициентов корреляции в ходе преобразования исходного рассеянного органического вещества (РОВ).

Ранее уже было убедительно показано [1–3, 26], что в составе МЭ нафтидов отчетливо прослеживается влияние не только живого вещества и вмещающих пород, но и глубоких горизонтов земной коры. Характер изменения в ходе процесса нафтидогенеза вклада биогенного и глубинного фактора представлен на рис. 2. По оси абсцисс на рисунке отложена разность величин КК содержаний элементов в образцах в нижней и в верхней коре ($R_{Lower} - R_{Upper}$), а на оси ординат показано максимальное значение коэффициентов корреляции между содержанием элементов в пробах и в одном из видов биоты – $\max(R_{Biota})$. Значение разницы КК с нижней и верхней корой характеризует изменение относительного вклада вещества нижней континентальной коры и верхней, а максимальная величина корреляции с биотой характеризует тесноту связи с составом органического вещества, вне зависимости от его типа, морского или наземного.

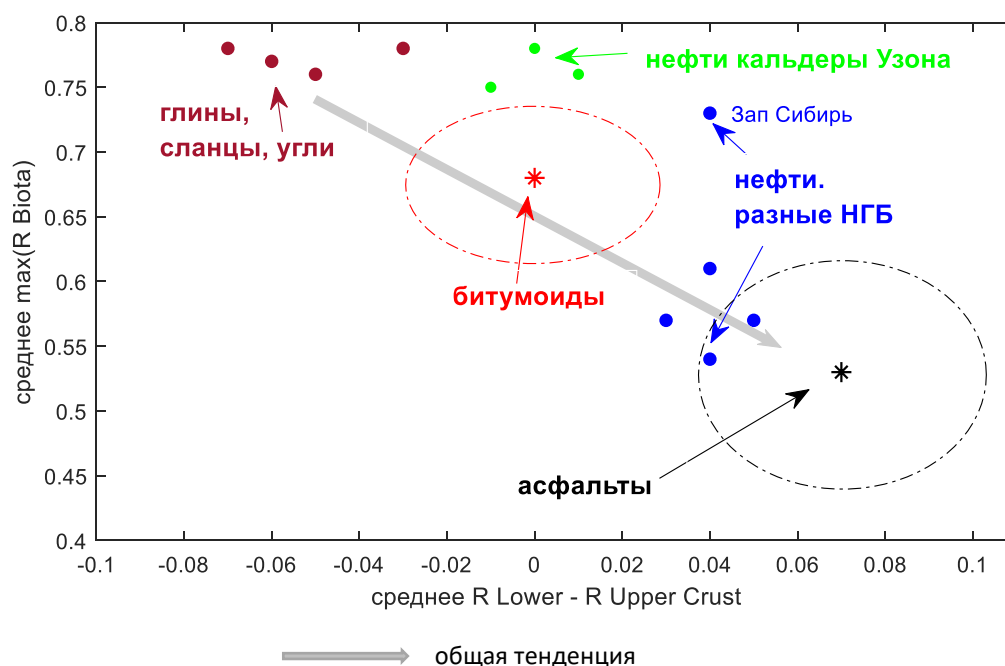


Рис. 2. Изменение характера МЭ состава от углей и сланцев к нефтям и продуктам деградации нефти (асфальты)

При значительном разбросе значений коэффициентов корреляции для отдельных проб получаем вполне определенную тенденцию, схематично представленную серой стрелкой на рис. 2. Для глин, углей и сланцев ожидаемо максимальна связь с химическим составом верхней коры и максимальна корреляция с составом биоты. В ряду от экстрактов из вмещающих пород (битумоиды) к сырой нефти средним значениям для смолисто-асфальтеновых компонент нефти основных нефтегазоносных бассейнов (НГБ) России и далее к природным битумам (асфальты) происходит ослабление связи МЭ состава образцов с биотой и рост разницы КК с нижней и верхней континентальной корой. Для углей, глин и других приповерхностных типов пород и для РОВ связь с составом верхней коры доминирует. Для подавляющего большинства сырых нефтей, для смолисто-асфальтеновых

компонент нефти и природных битумов (асфальтов) выше значения КК с составом нижней коры.

Из приведенной закономерности исключением являются нефти Камчатки и, возможно, нефти месторождения Белой Тигр на шельфе Вьетнама (в последнем случае имеются данные по недостаточному числу элементов и велика погрешность определения величин КК). Для нефтей и нефтепроявлений Камчатки (кальдера вулкана Узон [18]) доминирует связь не с нижней, а со средней или даже с верхней корой; также наблюдаются повышенные значения КК с биотой. Эти аномалии легко объясняются в рамках модели реализации массивованного нефтегенеза по схеме неравновесного проточного реактора [41, 42]. Эта модель в определенной степени является развитием и детализацией широко принятой флюидодинамической модели нефтегенеза [37].

В работах автора [37, 38, 41, 42] флюидный режим областей активного нефтегенеза связывается с восходящим потоком молодых низкоминерализованных вод – продуктов дегидратации – выносящим в приповерхностные горизонты компоненты нефти (более подробно эта модель обсуждается ниже). В условиях повышенного глубинного теплового потока на Камчатке (в особенности, в области кальдеры вулкана Узон) процессы дегидратации протекают на существенно меньших глубинах, соответственно восходящий флюидный поток несет геохимическую метку меньших глубин.

Обсуждение

Вышеприведенные результаты ставят два вопроса. В какой степени выявленная высокая корреляция с модельным химическим составом нижней коры указывает на связь МЭ состава нефтидов с нижними горизонтами коры, могут ли быть другие объяснения полученному результату. И второй вопрос: указывает ли этот результат на полигенез не только МЭ состава нефтидов (что уже было показано ранее), но также и их основной углеводородной компоненты. Как известно, спор биогенной и абиогенной моделей нефтегенеза продолжается уже не одно столетие, посвященным этому вопросу работам несть числа, а в работе [43] предлагается компромиссное решение – полигенез не только МЭ состава, но и основной углеводородной компоненты нефтей. Обсудим эти вопросы.

Прежде всего, вполне очевидно, что в ряде случаев близко к поверхности Земли выведены породы, ранее отвечавшие термодинамическим условиям и составу глубоких горизонтов земной коры. В ряде регионов, например, в длительное время

воздымающейся Фенноскандии, такие породы представлены очень широко. В случае выявления здесь месторождений углеводородов (УВ) можно было бы ожидать вполне глубинного характера их МЭ состава уже только на основе взаимодействия со вмещающими породами. Такая возможность не реализуется, так как современных месторождений УВ в Фенноскандии нет, хотя и широко представлены шунгиты, продукты метаморфизма докембрийских углеродистых пород. Решающее возражение против подобного случайного обогащения МЭ состава нефтей нижнекоровыми компонентами состоит в типичности тенденции более высокой корреляции МЭ состава нефтидов с химическим составом нижней коры, нежели верхней. Эта тенденция практически повсеместна, в том числе она проявляется в областях, где нет оснований предполагать наличие исходно нижнекоровых пород в верхних горизонтах земной коры.

В качестве других указаний на действительно глубинный коровый характер выявленной связи приведем пару эмпирических корреляций. Как свидетельства присутствия глубинной компоненты обычно принимаются рост концентрации типично глубинных элементов и наличие положительной Eu-аномалии. Выше отмечалось, что сопоставление данных по отдельным элементам и группам элементов часто дает неустойчивые результаты, характеризующиеся большим разбросом и потому трудно интерпретируемые. Чтобы минимизировать такие отклонения, используем наиболее однородные исходные данные – по возможности, представленные одним коллективом авторов или для одного общего района.

Для анализа Eu-аномалии используем, как более однородные, данные более поздних по времени анализов из четырех публикаций одной и той же группы авторов [2, 3, 28, 29]. На рис. 3 показаны результаты сопоставления, где разными значками даны результаты разных

публикаций. Можно видеть наличие статистически значимой корреляции между величинами Eu-аномалии и величинами параметра $R_{corrLower} - R_{corrUpper}$: большим значениям разности коэффициентов корреляции соответствуют большие значения Eu-аномалии.

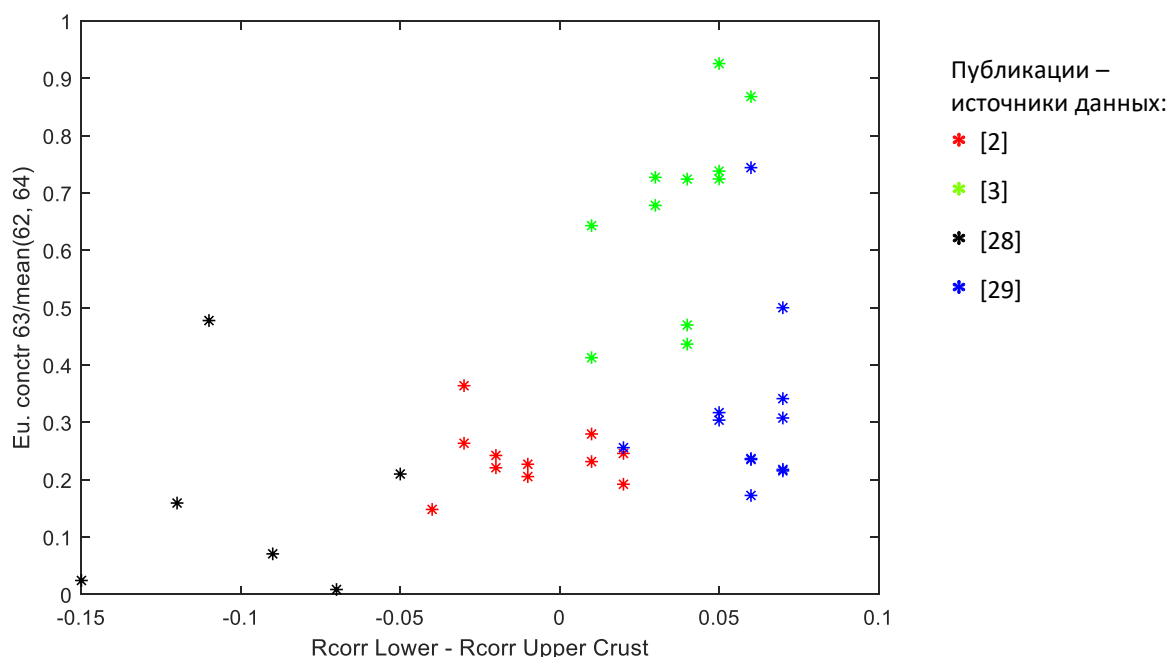


Рис. 3. Соотношение различия величин коэффициентов корреляции $R_{corrLower} - R_{corrUpper}$ с величиной Eu-аномалии (отношения содержания Eu к среднему арифметическому содержаний Sm и Gd) [30]

На рис. 4 сопоставлены величины разницы коэффициентов корреляции микроэлементного состава нефтидов с нижней и верхней корой с другой характеристикой относительного вклада биогенной и глубинной составляющей в МЭ составе нефтидов, а именно, с отношением характерных концентраций биогенных и глубинных элементов. К биогенным элементам в МЭ составе нефтидов принято относить V, Ni, Zn, Cu, U, Fe, Co, Mo, Ag, I, Br, B, а к типично глубинным обычно относят Hg, Sb, Li, Al, лантаноиды [1, 37]. Уменьшение разброса данных обеспечивается использованием результатов

для одного региона – Западная Сибирь, Ханты-Мансийский автономный округ, выполненных преемственным коллективом авторов [8, 15, 17]. Заметим, что значимую корреляцию удалось получить только при использовании наиболее устойчивой характеристики относительного вклада «глубинных» и «биогенных» элементов (медианы величин концентрации для наборов элементов). При использовании менее статистически устойчивых характеристик среднего значения концентрации или суммы концентраций всех «глубинных» и «биогенных» элементов статистически значимой корреляции получено не было.

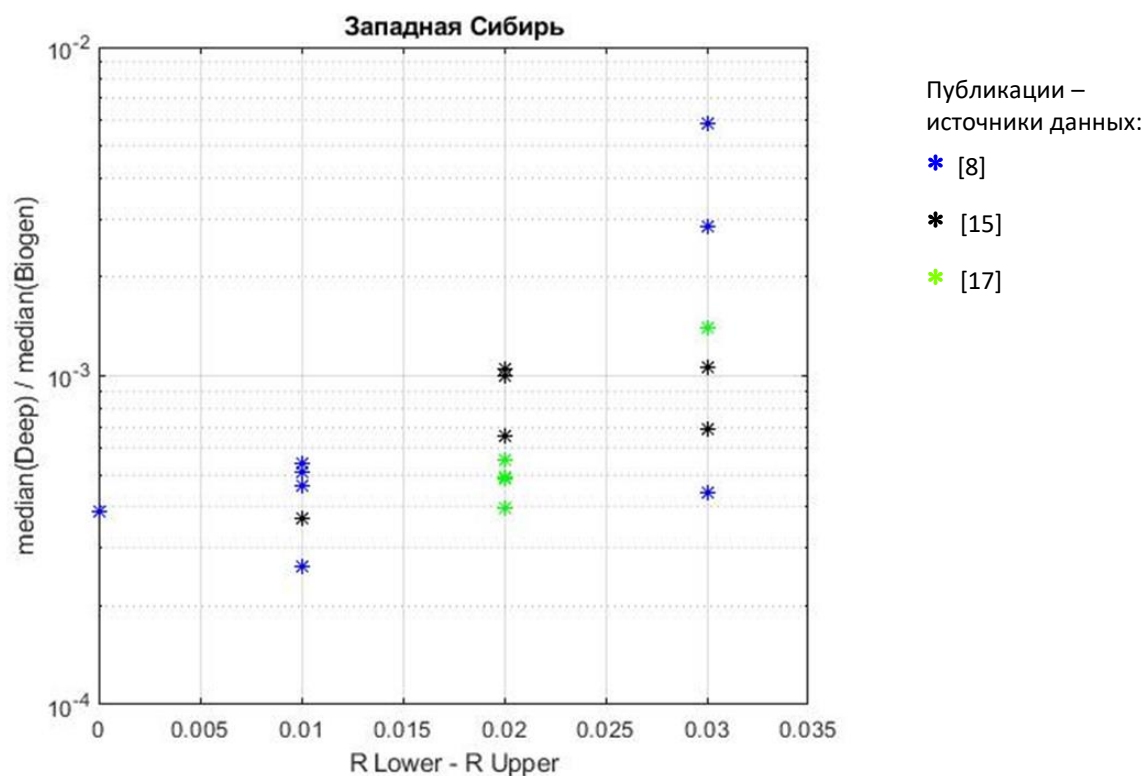


Рис. 4. Наличие связи между разницей коэффициентов корреляции с составом нижней и верхней коры $R_{\text{Lower}} - R_{\text{Upper}}$ и отношением медиан концентрации «глубинных» и «биогенных» элементов

На рис. 4 также отчетливо видно сильное доминирование биогенной компоненты в МЭ содержании нафтидов по массе. Отношения характерных значений медиан концентраций биогенных и глубинных элементов для разных проб варьируют в диапазоне $>10^2 - 10^4$.

Приведенные соображения дают основание утверждать, что используемый метод расчета коэффициентов корреляции МЭ состава проб с модельными составами верхней, средней и нижней коры дает правомочную и при этом более устойчивую, робастную характеристику изменений величин вклада глубинной нижнекоревой компоненты, чем многие другие методы.

Обратимся теперь к вопросу о гетерогенности собственно УВ – основной компоненты нафтидов. Легко видеть, что для возникновения выявленных

закономерностей изменения МЭ состава нафтидов не обязательна глубинная природа собственно углеводородной компоненты. Достаточно наличия восходящего флюидного потока, берущего начало на уровне нижней коры. Именно такой процесс и предполагался в рамках модели массивов нефти по схеме неравновесного проточного реактора [41, 42]. В рамках этой модели термодинамически неравновесные компоненты нефти выносятся из реакторной области восходящим потоком слабоминерализованных, возможно, надкритических вод, хорошо растворяющих УВ. Оптимальные условия для реализации такой схемы возникают в областях сквозькоровых надвигов (в частности, в зонах субдукции) и в областях аномально быстрого прогибания земной коры.

В эти зоны по мере развития процесса погружения поступают все новые порции содержащих РОВ осадочных пород; и здесь эти породы промываются локализованным потоком молодых слабо минерализованных вод – продуктов дегидратации пород зоны быстрого погружения в более глубоких ее горизонтах. Наиболее интенсивно эти процессы протекают в зонах надвигов. Следующий отсюда вывод о преимущественной связи крупных месторождений нефти с зонами надвигов, как было показано в [42], хорошо согласуется с геофизическими данными. В качестве последних свидетельств связи месторождений нефти с зонами надвигов укажем работу [44].

Отсюда получаем, что доказанное выше участие пород нижней континентальной коры в формировании МЭ облика нафтидов не означает также и нижнекоровой природы основной углеводородной компоненты нафтидов. Заметим при этом, что в рамках развиваемой модели имеет место существенная конвергенция сильных сторон биогенной и абиогенной моделей нефтегенеза. В качестве доминирующего источника вещества при формировании месторождений УВ рассматривается рассеянное органическое вещество. Однако для реализации активного нафтидогенеза необходимым условием оказывается развитие интенсивного восходящего глубинного флюидного потока и близость активных разломных зон. Такие признаки скорее свойственны абиогенной модели нефтегенеза, нежели классическому варианту биогенной, определяющими факторами в которой являются наличие осадочных толщ, их прогрев и наличие хороших экранов и ловушек.

Естественным развитием предложенной модели могли бы являться аналогичные

расчеты для химического вещества верхней мантии и для химического вещества бактериальных сообществ. К сожалению, нам неизвестны сравнимые по полноте модели химического состава верхней мантии и вещества бактериальных сообществ. Приведенные в работе [11] данные по химическому составу бактерий указывают содержания малого числа элементов, недостаточного для получения достаточно надежных оценок величин коэффициентов корреляции. Отметим, однако, что по этим данным, для некоторых массивов проб получаются экстремально высокие значения КК с веществом бактериальных сообществ, что может указывать на значительную роль подземных бактериальных сообществ в формировании углеводородных месторождений.

Подтверждение положений модели массивованного нефтегенеза по схеме проточного неравновесного реактора результатами корреляционного анализа МЭ состава нафтидов дает основание предложить на основе этой модели комплекс признаков возможного развития нефтегенеза. Согласно этим представлениям, потенциально наиболее нефтеносны окрестности зон надвигов, в частности, зон субдукции. Отсюда, на региональном уровне наиболее перспективны пояса, отвечающие современным и древним зонам субдукции (возрастом примерно до 100–200 млн лет). При этом весьма полезными для уточнения потенциальной нефтеносности окажутся детальные палеорекострукции, которые позволят оценить объемы субдуцированной литосферы, а соответственно, и запасы затащенного в зону субдукции органического вещества. Для этих оценок понадобятся детальные палеомагнитные данные, на настоящий момент никак не применяемые при прогнозе нефтеносности.

На субрегиональном уровне перспективными будут глубинные коровые надвиги, особенно те их участки, где в процесс поддвига вовлекались большие объемы рассеянного ОВ. Для выделения таких зон окажутся полезны гравитационные данные, позволяющие выделять древние зоны надвигов/поддвигов по линейным гравиметрическим аномалиям. Заметим, что на линейность зон расположения месторождений УВ, на их связь с линейными гравитационными аномалиями, а в тектоническом отношении – на связь углеводородных месторождений с зонами надвигов указывали достаточно часто, в частности, в работах [29, 44].

Заключение

Дан обзор применения корреляционного анализа для исследования МЭ состава каустобиолитов и флюидов. Результаты анализа содержания микроэлементов данной пробы сравниваются с модельными составами верхней, средней и нижней континентальной коры и с типовым химическим составом четырех типов биоты (растения и животные, водные и наземные организмы). Фактологической основой для сравнения является скомпилированная авторами БД по МЭ составу проб каустобиолитов, грязевулканических и углекислых флюидов; всего – более 350 анализов по данным разных авторов.

Метод (при достаточном числе и точности определения содержания микроэлементов) позволяет определить доминирующий исходный тип биоты и глубину корней соответствующей флюидной системы (уровни верхней, средней или нижней коры). Применительно

к месторождениям УВ метод дает возможность оценить глубину корней флюидной системы, сопряженной с данным углеводородным месторождением, и доминирующий тип исходной органики (гумусовый или сапропелевый); определение этих характеристик весьма важно в практике геологических работ на нефть и газ.

В последовательности: «рассеянное ОВ – битумоиды (растворимые компоненты ОВ пород) – нефти и смолисто-асфальтеновые компоненты нефти – природные битумы и асфальты» однонаправленно изменяются значения коэффициентов корреляции между содержаниями микроэлементов нафтидов с составами биоты и с химическим составом земной коры. Корреляционная связь МЭ состава нафтидов с составом биоты уменьшается, а разница КК с химическим составом нижней и верхней коры растет. При этом заведомо верхнекоровые по своему происхождению субстанции, такие как сланцы, глины и угли характеризуются высокими значениями корреляции их МЭ состава с составом биоты и более тесной корреляцией с составом верхней коры, нежели средней и нижней.

Проведенный корреляционный анализ количественно подтвердил ранее полученный на качественном уровне вывод о полигенном характере источника микроэлементов в нафтидах. При этом предлагаемый метод позволяет определять изменения соотношения роли глубинных и биогенных компонент в процессе преобразования исходного ОВ и нафтидов. Основную по массе долю микроэлементов дает биогенная компонента, но в процессе преобразований нафтидов вклад глубинной компоненты увеличивается.

Изменение глубин заложения флюидных систем, соответствующих разным нефтепроявлениям и углеводородным месторождениям (основные НГБ России, грязевулканические флюиды, молодые нефти Камчатки) в их связи с тепловым режимом данного региона согласуются с положениями вышеуказанной в работах автора модели реализации массивированного нефтегенеза по схеме проточного неравновесного реактора.

Весомое подкрепление модели массивированного нефтегенеза по схеме проточного неравновесного реактора результатами корреляционного анализа МЭ состава нафтидов дает основание предложить на основе этой модели комплекс признаков возможного развития массивированного нефтегенеза. Согласно этим представлениям, на региональном уровне наиболее перспективны пояса, отвечающие современным и древним зонам субдукции. При этом весьма полезными для уточнения

потенциальной нефтеносности окажутся детальные палеореконструкции, которые позволят оценить объемы субдуцированной литосферы, а соответственно, и запасы затаятого в зону субдукции органического вещества. Для этих оценок понадобятся детальные палеомагнитные данные, на настоящий момент не используемые при прогнозе нефтеносности. На субрегиональном уровне перспективными будут глубинные надвиги, особенно те их участки, где в процесс погружения вовлекались наибольшие объемы рассеянного ОВ. Для выделения таких зон окажутся полезны гравитационные данные, позволяющие выделять древние зоны надвигов по линейным гравиметрическим аномалиям.

Благодарности

Автор признателен Т.А. Рукавишниковой и Т.В. Прохоровой (ИТПЗ РАН) за помощь при формировании базы данных.

Статья написана в рамках планов работ ИТПЗ РАН, ИМГиГ ДВО РАН и выполнения государственного задания ИППНГ РАН (тема «Фундаментальный базис энергоэффективных, ресурсосберегающих и экологически безопасных, инновационных и цифровых технологий поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, исследование, добыча и освоение традиционных и нетрадиционных запасов и ресурсов нефти и газа; разработка рекомендаций по реализации продукции нефтегазового комплекса в условиях энергоперехода и политики ЕС по декарбонизации энергетики (фундаментальные, поисковые, прикладные, экономические и междисциплинарные исследования)», № 122022800270-0).

Литература

1. Пуланова С.А. О полигенной природе источника микроэлементов нефтей // Геохимия. 2004. № 8. С. 893–907.
2. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Журавлев Д.З. Геохимические особенности нефти различных регионов и возможный источник металлов в ней // Доклады Академии наук. 2008. Т. 422, № 1. С. 88–92.
3. Готтих Р.П., Винокуров С.Ф., Писоцкий Б.И. Редкоземельные элементы как геохимические критерии эндогенных источников микроэлементов в нефти // Доклады Академии наук. 2009. Т. 425, № 2. С. 223–227.

4. *Лаврушин В.Ю.* Подземные флюиды Большого Кавказа и его обрамления. М.: ГЕОС, 2012. 348 с. (Труды Геологического института. Вып. 599).
5. *Ронкин Ю.Л., Федоров Ю.Н., Алексеев В.П.* Неорганические микроэлементы в сырых нефтях и их тяжелых фракциях Даниловского и Кечимовского нефтегазовых месторождений Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области // Труды Института геологии и геохимии им. академика А.Н. Заварицкого. 2013. Вып. 160. С. 282–287.
6. *Маслов А.В., Шевченко В.П., Подковыров В.Н.* и др. Особенности распределения элементов-примесей и редкоземельных элементов в современных донных осадках нижнего течения р. Северная Двина и Белого моря // Литология и полезные ископаемые. 2014. № 6. С. 463–492. <https://doi.org/10.7868/S0024497X1406007X>
7. *Маслов А.В., Шевченко В.П.* Систематика редких и рассеянных элементов в сопочном или грязевых вулканов Северо-Западного Кавказа // Геохимия. 2020. Т. 65, № 9. С. 886–910. <https://doi.org/10.31857/S0016752520080087>
8. *Ivanov K.S., Erokhin Yu.V., Kudryavtsev D.A.* Inorganic geochemistry of crude oils of northern eurasia after ICP-MS data as clear evidence for their deep origin // Energies. 2022. Vol. 15, No. 1. P. 48. <https://doi.org/10.3390/en15010048>
9. *Тейлор С.Р., МакЛеннан С.М.* Континентальная кора: ее состав и эволюция / Пер. с англ. Р.Н. Соболева, Л.Т. Соболевой; под. ред. Л.С. Бородина. М.: Мир, 1988. 384 с.
10. *Rudnick R.L., Gao S.* Composition of the continental crust // Treatise on Geochemistry. 2003. Vol. 3. P. 1–64. <https://doi.org/10.1016/B0-08-043751-6/03016-4>
11. *Bowen H.J.M.* Trace elements in biochemistry. London; New York: Academic Press, 1966. 241 p.
12. *Иванов К.С., Биглов К.Ш., Ерохин Ю.В.* Микроэлементный состав нефтей Республики Татарстан (на примере Ромашкинского месторождения) // Вестник института геологии Коми научного центра Уральского отделения РАН. 2013. № 8(224). С. 2–6.
13. *Маслов А.В., Пономарева С.А., Ронкин Ю.Л.* РЗЭ-систематика сырых нефтей Карсовайского месторождения (Республика Удмуртия) // Литология и геология горючих ископаемых: Межвуз. науч. темат. сб. / Отв. ред. В.П. Алексеев. Екатеринбург: Изд-во Уральского государственного горного университета, 2010. Вып. 4(20). С. 242–253.
14. *Маслов А.В., Ронкин Ю.Л., Лепихина О.П.* и др. Микроэлементы в нефтях некоторых месторождений-сателлитов Ромашкинского нефтяного поля (Республика Татарстан) // Литосфера. 2015. № 1. С. 53–64.
15. *Ронкин Ю.Л., Федоров Ю.Н., Алексеев В.П.* Неорганические микроэлементы в сырых нефтях и их тяжелых фракциях Даниловского и Кечимовского нефтегазовых месторождений Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области // Труды Института геологии и геохимии им. академика А.Н. Заварицкого. 2013. Вып. 160. С. 282–287.
16. *Ясныгина Т.А., Малых Ю.М., Рассказов С.В.* и др. Определение редких земель и других металлов в байкальской нефти методом ИСП-МС: сопоставление с нефтями Сибири и Дальнего Востока России // Доклады Академии наук. 2006. Т. 410, № 5. С. 672–675.
17. *Федоров Ю.Н., Иванов К.С., Ерохин Ю.В., Ронкин Ю.Л.* Неорганическая геохимия нефти Западной Сибири (первые результаты изучения методом ICP-MS) // Доклады Академии наук. 2007. Т. 414, № 3. С. 385–388.

18. Добрецов Н.Л., Лазарева Е.В., Жмодик С.М. и др. Геологические, гидрогеохимические и микробиологические особенности нефтяной площадки кальдеры Узон (Камчатка) // Геология и геофизика. 2015. Т. 56, № 1–2. С. 56–88. <https://doi.org/10.15372/GiG20150103>
19. Михайлова А.Н. Влияние гидротермальных воздействий на эффективность извлечения углеводородов из высокоуглеродистых доманиковых пород: Автореф. дис. ... канд. хим. наук. Казань, 2021. 24 с.
20. Шпирт М.Я., Пунанова С.А. Особенности микроэлементного состава углей, сланцев и нефтей различных осадочных бассейнов // Химия твердого топлива. 2010. № 4. С. 57–65.
21. Лаврушин В.Ю., Гулиев И.С., Киквадзе О.Е. и др. Воды грязевых вулканов Азербайджана: изотопно-геохимические особенности и условия формирования // Литология и полезные ископаемые. 2015. № 1. С. 3–29. <https://doi.org/10.7868/S0024497X15010036>
22. Вешев С.А., Степанов К.И., Васильева Т.Н. Определение широкого круга элементов-примесей в нефтяных объектах // Геохимия. 2000. № 10. С. 1132–1136.
23. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И. Распределение вещества на начальной стадии дифференциации восстановленных флюидов // Руды и металлы. 2005. № 3. С. 23–33.
24. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Журавлев Д.З. Распределение микроэлементов в системах кимберлит–битум и базальт–битум в диатремах Сибирской платформы // Доклады Академии наук. 2004. Т. 399, № 3. С. 373–377.
25. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И. К вопросу о формировании нефтематеринских толщ // Георесурсы. 2006. № 4(21). С. 6–11.
26. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Журавлев Д.З. Роль эндогенных флюидов в формировании углеродсодержащих пород в геологическом разрезе нефтегазоносных провинций // Доклады Академии наук. 2007. Т. 412, № 4. С. 524–529.
27. Готтих Р.П., Лукин А.Е., Писоцкий Б.И. Геохимические аспекты образования углеродистых веществ Днепровского грабена и юга Сибирской платформы // Доклады Академии наук. 2008. Т. 419, № 5. С. 665–669.
28. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Наумко И.М., Свешников К.И. Геохимические особенности некоторых битуминозных веществ гидротермальной стадии развития гранитоидного магматизма // Доклады Академии наук. 2012. Т. 445, № 1. С. 66–71.
29. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Малинина С.С., Черненко А.И. Роль глубинных процессов в формировании углеводородных скоплений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. 2016. № 3. С. 86–101.
30. Родкин М.В., Пунанова С.А. Корреляционный анализ микроэлементного состава нафтидов: метод, результаты, интерпретация // Геофизические процессы и биосфера. 2022. Т. 21, № 4. С. 131–141. <https://doi.org/10.21455/GPB2022.4-9>
31. Родкин М.В., Пунанова С.А. Корреляционные зависимости микроэлементного состава природных объектов // Геология нефти и газа. 2022. № 4. С. 99–107. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2022-4-99-107>
32. Собисевич А.Л., Горбатилов А.В., Овсяченко А.Н. Глубинное строение горы Карабетовой // Доклады Академии наук. 2008. Т. 22, № 4. С. 542–546.
33. Шнюков Е.Ф., Нетребская Е.Я. Корни Черноморских грязевых вулканов // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. 2013. № 1(31). С. 87–92.

34. Собисевич Л.Е. Собисевич А.Л. Грязевой вулкан Шуго, глубинное строение и механизмы деятельности // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. 2020. Т. 16, № 2(60). С. 66–80. <https://doi.org/10.15407/gpimo2020.02.066>
35. Шемпелев А.Г., Заалишвили В.Б., Чотчаев Х.О. и др. Тектоническая раздробленность и геодинамический режим вулканов Эльбрус, и Казбек (Центральный Кавказ, Россия): результаты глубинных геофизических исследований // Геотектоника. 2020. № 5. С. 55–69. <https://doi.org/10.31857/S0016853X20050082>
36. Соколов Б.А. Флюидодинамическая модель нефтегазообразования // Вестник Московского университета. Сер. 4. Геология. 1996. № 4. С. 28–36.
37. Родкин М.В., Рундквист Д.В., Пунанова С.А. Об относительной роли нижнекоровых и верхнекоровых процессов в формировании микроэлементного состава нефтей // Геохимия. 2016. № 11. С. 1025–1031. <https://doi.org/10.7868/S0016752516090065>
38. Rodkin M.V., Ngo T.L., Punanova S.A. Correlation of trace element composition of oils and other caustobiolites with chemical content of different types of biota and the Upper, Middle and the Lower Earth's Crust // Vietnam Journal of Earth Sciences. 2021. Vol. 43, No. 1. P. 23–31. <https://doi.org/10.15625/0866-7187/15573>
39. Пунанова С.А., Родкин М.В. Сравнение вклада разноглубинных геологических процессов в формирование микроэлементного облика каустобиолитов // Георесурсы. 2019. Т. 21, № 3. С. 14–24. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.14-24>
40. Пунанова С.А., Родкин М.В., Рукавишников Т.А. Генетические особенности микроэлементного состава нафтидов на основе корреляционного анализа // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 4(77). С. 30–34. <https://doi.org/10.24411/2076-6785-2020-10091>
41. Родкин М.В. Рециклинг углерода в зонах субдукции и роль процессов рециклинга в образовании месторождений УВ в преддуговых и задуговых бассейнах // Дегазация Земли и генезис углеводородных флюидов и месторождений: Сб. ст. / Отв. ред. А.Н. Дмитриевский, Б.М. Валяев. М.: ГЕОС, 2002. С. 221–253.
42. Родкин М.В., Рукавишников Т.А. Очаг нефтеобразования как неравновесная динамическая система – модель и сопоставление с эмпирическими данными // Геология нефти и газа. 2015. № 3. С. 63–68.
43. Дмитриевский А.Н. Полигенез нефти и газа // Доклады Академии наук. 2008. Т. 419, № 3, 2008. С. 373–377.
44. Грунис Е.Б., Ростовицков В.Б., Давыденко Б.И. и др. Неразведанный углеводородный потенциал поднадвиговых структур Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. 2022. № 3. С. 7–16. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2022-3-7-16>

Информация об авторе

Михаил Владимирович Родкин – д.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; главный научный сотрудник, Институт теории прогноза землетрясений и математической геофизики РАН, Москва, Россия; главный научный сотрудник, Института Физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, Москва, Россия; главный научный сотрудник, Институт морской геологии и геофизики Дальневосточного отделения РАН, Южно-Сахалинск, Россия, rodkin@mitp.ru

Поступила в редакцию 25.07.2023

Patterns of trace element composition of caustobiolites and carbonic fluids according to the results of correlation analysis: A summary of results

M.V. Rodkin^{1,2,3,4}

1 – Institute of Earthquake Prediction Theory and Mathematical Geophysics, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

2 – Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

3 – Schmidt Institute of Physics of the Earth, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

4 – Institute of Marine Geology and Geophysics, Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences, Yuzhno-Sakhalinsk, Russia

E-mail: rodkin@mitp.ru

Abstract. Trace element analysis is a well-known research method. The article discusses the results of calculations of correlation coefficients of trace element composition of samples with model chemical content of the Upper, Middle and the Lower crust and biota. Unlike the commonly used methods for comparing the content of individual elements and groups of elements, this method, based on the use of the entire set of available trace element data, provides more robust results. The factual basis of the analysis is a database compiled of a large number of analyzes by different authors and including trace element composition data of organic matter of rocks, solid caustobiolites and hydrocarbon and carbonic deep fluids. The results of correlation coefficient calculations at a quantitative level confirm the previously made conclusions of the polygenic source of trace elements in naphthides, mud volcanic and carbonic fluids. The method makes it possible to estimate the depth of bottom the corresponding fluid systems and the dominant type of the original organic matter. A number of new relationships between the correlation coefficient values of the trace element compositions of the studied natural substances are revealed, in particular, the trend of changes in the correlation coefficients values of trace element content in specimens with the composition of the Earth's crust and biota in the process of transformation of the initial organic matter into oil and further into oil degradation products. The results of the analysis testify in favor of the previously proposed model of massive oil genesis according to the scheme of a non-equilibrium flow reactor. Confirmation of this model allows us to propose on its basis a system of predictive indicators of possible high oil and gas content, which is required by practice in connection with the depletion of reserves of shallow traditional hydrocarbon deposits.

Keywords: trace elements, caustobiolites, hydrocarbon and carbonic fluids, database, correlation analysis, evolution of trace element composition of naphthides, predictive signs of oil potential

Citation: Rodkin M.V. Patterns of trace element composition of caustobiolites and carbonic fluids according to the results of correlation analysis: A summary of results // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 3(42). P. 97–117. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art7> (In Russ.).

References

1. Punanova S.A. Polygenetic sources of trace elements in oils // *Geochemistry International*. 2004. Vol. 42, No. 8. P. 781–793.
2. Gottikh R.P., Pisotsky B.I., Zhuravlev D.Zh. Geochemical properties of oils in different regions and potential source metals contained in oil // *Doklady Earth Sciences*. 2008. Vol. 422, No. 1. P. 1084–1088. <https://doi.org/10.1134/S1028334X08070180>

3. *Gottikh R.P., Vinokurov S.F., Pisotskii B.I.* Rare-earth elements as geochemical criteria of endogenous sources of microelements contained in oil // *Doklady Earth Sciences*. 2009. Vol. 425, No. 1. P. 325–329. <https://doi.org/10.1134/S1028334X09020342>
4. *Lavrushin V.Yu.* Subsurface fluids of the Greater Caucasus and its surrounding. Moscow: GEOS, 2012. 348 p. (Transactions of Geological Institute. Vol. 599). (In Russ.).
5. *Ronkin Yu.L., Fedorov Yu.N., Alekseev V.P.* Inorganic trace elements in crude oils and their heavy fractions of Danilovskoye and Kechimovskoye oil and gas fields of Khanty-Mansiysk Autonomous District, Tyumen Region // *Proceedings of the Institute of Geology and Geochemistry*. 2013. Iss. 160. P. 280–287. (In Russ.).
6. *Maslov A.V., Shevchenko V.P., Podkovyrov V.N.* et al. Specific features of the distribution of trace and rare earth elements in recent bottom sediments in the lower course of the Severnaya Dvina River and White Sea // *Lithology and Mineral Resources*. 2014. Vol. 49, No. 6. P. 433–460. <https://doi.org/10.1134/S0024490214060078>
7. *Maslov A.V., Shevchenko V.P.* Systematics of trace elements in sediments from the North-Western Caucasus mud volcanoes // *Geochemistry International*. 2020. Vol. 58, No. 9. P. 1027–1049. <https://doi.org/10.1134/S001670292008008X>
8. *Ivanov K.S., Erokhin Yu.V., Kudryavtsev D.A.* Inorganic geochemistry of crude oils of Northern Eurasia after ICP-MS data as clear evidence for their deep origin // *Energies*. 2022. Vol. 15, No. 1. P. 48. <https://doi.org/10.3390/en15010048>
9. *Taylor S.R., McLennan S.M.* The continental crust: Its composition and evolution. Oxford: Blackwell, 1985. 312 p.
10. *Rudnick R.L., Gao S.* Composition of the continental crust // *Treatise on Geochemistry*. 2003. Vol. 3. P. 1–64. <https://doi.org/10.1016/B0-08-043751-6/03016-4>
11. *Bowen H.J.M.* Trace elements in biochemistry. London; New York: Academic Press, 1966. 241 p.
12. *Ivanov K.S., Biglov K.Sh., Erokhin Yu.V.* Trace element composition of Tatarstan oils (Romashkinskoye deposit) // *Vestnik of Institute of Geology of Komi Science Center of Ural Branch RAS*. 2013. No. 8(224). P. 2–6. (In Russ.).
13. *Maslov A.V., Ponomareva S.A., Ronkin Yu.L.* REE systematics of crude oils of the Karsovayskoye field (Republic of Udmurtia) // *Lithology and geology of combustible fossils: Collected papers* / Ed. by V.P. Alekseev. Yekaterinburg: Ural State Mining University, 2010. Iss. 4(20). P. 242–253. (In Russ.).
14. *Maslov A.V., Ronkin Yu.L., Lepikhina O.P.* et al. The microelements in crude oils of Romashkinskoye oil field satellite deposits (Tatarstan Republic) // *Lithosphere (Russia)*. 2015. No. 1. P. 53–64. (In Russ.).
15. *Ronkin Yu.L., Fedorov Yu.N., Alekseev V.P.* Inorganic trace elements in crude oils and their heavy fractions of Danilovskoye and Kechimovskoye oil and gas fields of Khanty-Mansiysk Autonomous District, Tyumen Region // *Proceedings of the Institute of Geology and Geochemistry*. 2013. Iss. 160. P. 282–287. (In Russ.).
16. *Yasnygina T.A., Malykh Yu.M., Rasskazov S.V.* et al. The ICP-MS determination of rare earths and other metals in Baikal crude oil: Comparison with crude oils in Siberia and the Russian Far East //

Doklady Earth Sciences. 2006. Vol. 411, No. 8. P. 1237–1240. <https://doi.org/10.1134/S1028334X06080174>

17. *Fedorov Yu.N., Ivanov K.S., Erokhin Yu.V., Ronkin Yu.L.* Inorganic geochemistry of the oil of west Siberia: First ICP-MS data // Doklady Earth Sciences. 2007. Vol. 414, No. 1. P. 634–637. <https://doi.org/10.1134/S1028334X07040319>

18. *Dobretsov N.L., Lazareva E.V., Zhmodik S.M.* et al. Geological, hydrogeochemical, and microbiological characteristics of the Oil site of the Uzon caldera (Kamchatka) // Russian Geology and Geophysics. 2015. Vol. 56, No. 1–2. P. 39–63. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2015.01.003>

19. *Mikhaylova A.N.* Influence of hydrothermal influences on the efficiency of hydrocarbons extraction from high-carbon Domanic rocks: Cand. Sci. diss. abstr. Kazan, 2021. 24 p. (In Russ.).

20. *Shpirt M.Ya., Punanova S.A.* Trace element compositions of coal, shale, and petroleum from various sedimentary basins // Solid Fuel Chemistry. 2010. Vol. 44, No. 4. P. 265–274. <https://doi.org/10.3103/S0361521910040105>

21. *Lavrushin V.Yu., Guliev I.S., Kikvadze O.E.* et al. Waters from mud volcanoes of Azerbaijan: Isotopic-geochemical properties and generation environments // Lithology and Mineral Resources. 2015. Vol. 50, No. 1. P. 1–25. <https://doi.org/10.1134/S0024490215010034>

22. *Veshev S.A., Stepanov K.I., Vasil'eva T.N.* Determination of a wide range of trace elements in oil objects // Geochemistry International. 2000. Vol. 38, No. 10. P. 1035–1039.

23. *Gottikh R.P., Pisotsky B.I.* Substance distribution at the initial stage of differentiation of reduced fluids // Ores and Metals. 2005. No. 3. P. 23–33. (In Russ.).

24. *Gottikh R.P., Pisotskii B.I., Zhuravlev D.Z.* Trace element distribution in the kimberlite-bitumen and basalt-bitumen systems in diatremes of the Siberian Craton // Doklady Earth Sciences. 2004. Vol. 399, No. 9. P. 1222–1226.

25. *Gottikh R.P., Pisotsky B.I.* On the issue of the formation of oil-maternal strata // Georesursy. 2006. No. 4(21). P. 6–11. (In Russ.).

26. *Gottikh R.P., Pisotsky B.I., Zhuravlev D.Zh.* Role of endogenous fluids in the formation of carbon-bearing rocks in the geological section of the oil-and-gas provinces // Doklady Earth Sciences. 2007. Vol. 412, No. 1. P. 125–130. <https://doi.org/10.1134/S1028334X07010291>

27. *Gottikh R.P., Lukin A.E., Pisotsky B.I.* Geochemical aspects of the formation of carbonaceous material in the Dneprov graben and southern Siberian Platform // Doklady Earth Sciences. 2008. Vol. 419, No. 2. P. 481–485. <https://doi.org/10.1134/S1028334X0803029X>

28. *Gottikh R.P., Pisotskii B.I., Naumko I.M., Sveshnikov K.I.* Geochemical peculiarities of some bitumen materials of the hydrothermal stage of granitoid // Doklady Earth Sciences. 2012. Vol. 445, No. 1. P. 826–831. <https://doi.org/10.1134/S1028334X12070033>

29. *Gottikh R.P., Pisotskii B.I., Malinina S.S., Chernenkova A.I.* The role of abyssal processes in hydrocarbon accumulation formation in the Timan-Pechora oil and gas province // Geologiya Nefti i Gaza. 2016. No. 3. P. 86–101. (In Russ.).

30. *Rodkin M.V., Punanova S.A.* Correlation analysis of the trace element composition of naphthides: method, results, interpretation // Geophysical processes and biosphere. 2022. Vol. 21, No. 4. P. 131–141. <https://doi.org/10.21455/GPB2022.4-9>

31. Rodkin M.V., Punanova S.A. Trace element composition of natural objects: correlation dependences // *Geologiya Nefti i Gaza*. 2022. No. 4. P. 99–107. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2022-4-99-107>
32. Sobissevitch A.L., Gorbatikov A.V., Ovsuchenko A.N. Deep structure of the Mt. Karabetov mud volcano // *Doklady Earth Sciences*. 2008. Vol. 422, No. 1. P. 1181–1185. <https://doi.org/10.1134/S1028334X08070428>
33. Shnyukov E.F., Netrebskaya E.Ya. Roots of the black sea mud volcanoes // *Geology and Mineral Resources of World Ocean*. 2013. No. 1(31). P. 87–92. (In Russ.).
34. Sobisevich L.E., Sobisevich A.L. Mud volcano Shugo, depth structure and mechanisms of activity // *Geology and Mineral Resources of World Ocean*. 2020. Vol. 16, No. 2(60). P. 66–80. <https://doi.org/10.15407/gpimo2020.02.066> (In Russ.).
35. Shempelev A.G., Zaalishvili V.B., Chotchaev Kh.O. et al. Tectonic fragmentation and geodynamic regime of Elbrus and Kazbek volcanoes (Central Caucasus, Russia): Results of the deep geophysical research // *Geotectonics*. 2020. Vol. 54, No. 5. P. 652–664. <https://doi.org/10.1134/S0016852120050088>
36. Sokolov B.A. Fluid dynamics model of oil and gas formation // *Vestnik Moskovskogo Universiteta. Ser. 4. Geologiya*. 1996. No. 4. P. 28–36. (In Russ.).
37. Rodkin M.V., Rundkvist D.V., Punanova S.A. The relative role of lower and upper crustal processes in the formation of trace element compositions of oils // *Geochemistry International*. 2016. Vol. 54, No. 11. P. 989–995. <https://doi.org/10.1134/S0016702916090068>
38. Rodkin M.V., Ngo T.L., Punanova S.A. Correlation of trace element composition of oils and other caustobiolites with chemical content of different types of biota and the Upper, Middle and the Lower Earth's Crust // *Vietnam Journal of Earth Sciences*. 2021. Vol. 43, No. 1. P. 23–31. <https://doi.org/10.15625/0866-7187/15573>
39. Punanova S.A., Rodkin M.V. Comparison of the contribution of differently depth geological processes in the formation of a trace elements characteristic of caustobiolites // *Georesursy*. 2019. Vol. 21, No. 3. P. 14–24. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.14-24>
40. Punanova S.A., Rodkin M.V., Rukavishnikova T.A. Genetic features of the trace element composition of naphthides based on correlation analysis // *Exposition Oil Gas*. 2020. No. 4(77). P. 30–34. <https://doi.org/10.24411/2076-6785-2020-10091> (In Russ.).
41. Rodkin M.V. Carbon recycling in subduction zones and the role of recycling processes in the formation of hydrocarbon deposits in fore-arc and back-arc basins // *Earth degassing and genesis of hydrocarbon fluids and deposits: Collected papers* / Ed. by A.N. Dmitrievsky, B.M. Valyaev. Moscow: GEOS, 2002. P. 221–253. (In Russ.).
42. Rodkin M.V., Rukavishnikova T.A. Oil-formation center as non-equilibrium dynamic system – the model and its comparison to experimental data // *Geologiya Nefti i Gaza*. 2015. No. 3. P. 63–68. (In Russ.).
43. Dmitrievskii A.N. Polygenesis of oil and gas // *Doklady Earth Sciences*. 2008. Vol. 419, No. 2. P. 373–377. <https://doi.org/10.1134/S1028334X08030033>
44. Grunis E.B., Rostovshchikov V.B., Davydenko B.I. et al. Unexplored hydrocarbon potential of subthrust structures in Timan-Pechora petroleum province // *Geologiya Nefti i Gaza*. 2022. No. 3. P. 7–16. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2022-3-7-16> (In Russ.).

Information about the author

Mikhail V. Rodkin – Dr. Sci. (Phys.-Math.), Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; Chief Researcher, Institute of Earthquake Prediction Theory and Mathematical Geophysics, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; Chief Researcher, Schmidt Institute of Physics of the Earth, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; Chief Researcher, Institute of Marine Geology and Geophysics, Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences, Yuzhno-Sakhalinsk, Russia, rodkin@mitp.ru

Received 25.07.2023

Прогноз фазового состояния углеводородов в природных резервуарах юго-востока Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

И.В. Жилина*, Р.О. Кузнецов**

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

E-mail: *89163573819@mail.ru, **kuznetsovropng@gmail.com

Аннотация. Прогноз фазового состава углеводородов в резервуарах является актуальной задачей для эффективности поисков, разведки и добычи нефти и газа. Одним из ключевых принципов дифференциального улавливания является теория Максимова–Савченко–Гассоу, согласно которой фазовый состав углеводородов в ловушках зависит от термобарических условий в период формирования залежи. В работе выполнен анализ фазового насыщения ловушек на примере южных частей Западно-Сибирской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций. Дифференциальное улавливание углеводородов в этих двух примерах имеет обратную тенденцию, что также хорошо укладывается в существующую теорию. Показано возможное распределение фазового состава углеводородов в последовательности ловушек вверх по восстанию пласта для разных геологических объектов, что может послужить хорошей основой для снижения экономических рисков поисков и разведки месторождений нефти и газа.

Ключевые слова: дифференциальное улавливание углеводородов, миграция и аккумуляция углеводородов, давление насыщения, давление пластовое, прогноз фазового состояния углеводородов, Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция

Для цитирования: Жилина И.В., Кузнецов Р.О. Прогноз фазового состояния углеводородов в природных резервуарах юго-востока Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 3(42). С. 118–229. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art8>

Введение

В условиях реальной экономической ситуации одной из приоритетных задач является оптимизация процессов добычи углеводородов, в том числе снижение рисков в процессе эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. В основе развития нефтегазодобывающего комплекса лежит оценка величины и структуры начальных геологических ресурсов углеводородов, включая дифференциацию по фазовому составу. В работе проанализированы южные районы Западно-Сибирской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций

(НГП). Несмотря на довольно хорошую изученность, проблема дифференцированного прогноза скоплений углеводородов по типам флюида остается актуальной.

Успехи, достигнутые современной теорией нефтидогенеза в осадочных бассейнах, позволяют уверенно восстанавливать эволюцию нефтегазоносных бассейнов и их частей с момента образования органического вещества до процессов генерации, миграции, аккумуляции и консервации углеводородов в ловушках.

Принципиальная схема формирования месторождений нефти и газа может быть следующая: в диагенезе начинаются уплотнение осадков и первые существенные преобразования находящегося в нем органического вещества. Уплотнение, вызванное повышением давления и перестройкой структуры самого вещества, способствует перемещению углеводородов в нефтематеринской породе, а потом и в коллекторе. Этот процесс происходит активно в главной зоне нефтеобразования при достижении соответствующих термобарических условий (температура более 50 °С, давление более 15–20 мПа).

В настоящей работе авторы сконцентрировались на процессе вторичной миграции и дифференциации углеводородов в резервуарах.

По мере исследования вопроса формирования зон преимущественного нефте- и газонакопления рядом исследователей были выделены основные благоприятные факторы, влияющие на пространственную дифференцию месторождений нефти и газа. В основу этих исследований легли теория углеродного коэффициента [1, 2] и теория осадочно-миграционного образования нефти и газа [3–5]. Исследователи выделяли такие факторы, как термодинамический режим недр, история тектонического развития региона, тип рассеянного органического вещества, степень катагенетической преобразованности органического вещества, гидродинамический режим [4, 6–8].

Помимо перечисленных факторов, способствующих формированию зон преимущественно нефте- и газонакопления, необходимо учитывать влияние дифференциального улавливания углеводородов в ловушках в процессе

латеральной миграции. Как показали многочисленные исследования (С.П. Максимов, С.Г. Неручев, Т.А. Ботнева, А.Э. Конторович, И.И. Нестеров и др.), латеральная миграция углеводородов ограничивается осевой зоной ближайшей крупной впадины. Флюиды начинают перемещаться от наиболее погруженных зон к периферийным, более приподнятым частям, по направлению снижения давления.

При латеральной миграции углеводородной смеси внутри одного резервуара вверх по восстанию заполняется ряд последовательно расположенных ловушек. Впервые такую закономерность в распределении скоплений нефти и газа объяснили канадский геолог У. Гассоу и российские ученые С.П. Максимов, В.П. Савченко и др. (1954 г.) [9].

Схема дифференциального улавливания нефти и газа в последовательной цепи ловушек Максимова–Савченко–Гассоу

Принципиально схему дифференциального улавливания углеводородов в последовательной цепи ловушек Максимова–Савченко–Гассоу при пластовом давлении ниже и выше давления насыщения можно показать на гипотетической схеме из 7 локальных поднятий, расположенных последовательно на одном тектоническом элементе большего порядка (рис. 1). Поток мигрирующих углеводородов движется вверх к более приподнятым частям. Авторы не касались механизма миграции – в данном случае безразлично, мигрируют ли углеводороды вместе с водой, единой разогретой газонефтяной смесью или находятся в свободной фазе.

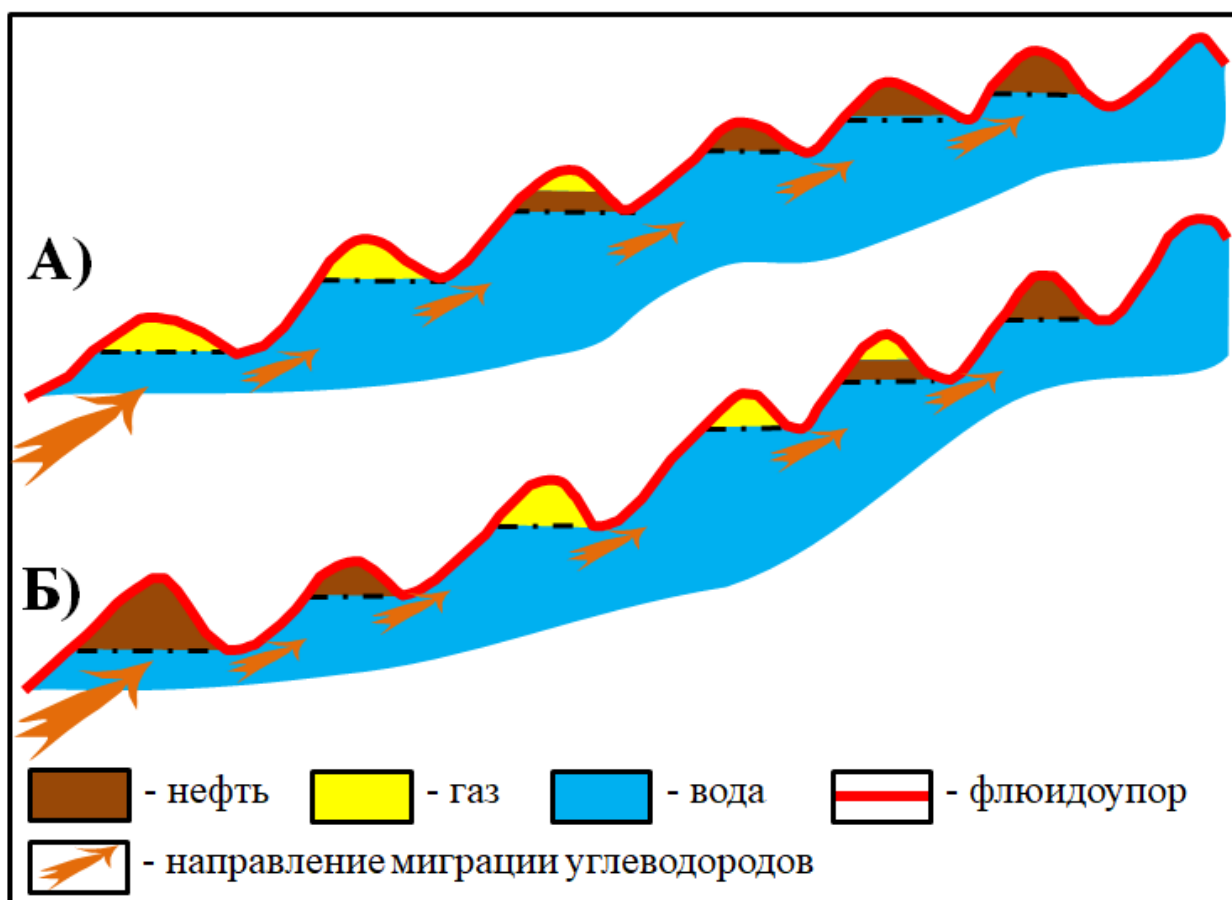


Рис. 1. Принципиальная схема дифференциального улавливания нефти и газа в последовательной цепи ловушек Максимова–Савченко–Гассоу при пластовом давлении: а – ниже давления насыщения; б – выше давления насыщения [9]

Последовательность заполнения ловушек углеводородами зависит в первую очередь от разницы между пластовым давлением и давлением насыщения.

При пластовом давлении ниже давления насыщения (см. рис. 1а) первая ловушка, расположенная ближе к очагу нефтегазообразования, будет полностью заполнена газообразными углеводородами. Ловушка углеводородов, расположенная выше, гипсометрически заполняется газом с нефтяной оторочкой, а более высоко-расположенные в разрезе структуры – преимущественно нефтью, причем плотность нефти станет возрастать. Если объем генерации углеводородов был недостаточным или имели место существенные потери

углеводородов при вертикальной миграции по разломам и/или нарушениям надежности флюидоупоров, то расположенные еще выше положительные тектонические элементы будут содержать преимущественно воду.

В случае если пластовое давление больше, чем давление насыщения (см. рис. 1б), первая структура заполнится нефтью с полностью растворенным в ней газом. При перетоке этой нефти из ловушки в расположенную выше гипсометрически следующую ловушку, когда пластовое давление упадет ниже давления насыщения, часть растворенного газа в нефти выделится в свободную фазу и структура заполнится газом полностью или частично в зависимости от объема газа.

Следующая ловушка, которая расположена выше гипсометрически, будет заполнена газом и нефтью, а находящаяся еще выше ловушка – только нефтью. Ловушки с минимальной глубиной будут содержать непромышленные залежи нефти, нефтепроявления или могут быть водоносными.

Схема дифференциального улавливания углеводородов в южной части Тимано-Печорской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинциях

Первая схема дифференциального улавливания (см. рис. 1а) характерна для отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (рис. 2), где на выявленных структурах между Зеленецким газовым и Ярегским нефтяным месторождениями можно прогнозировать открытие залежей смешанного фазового состояния или залежей легкой нефти [10]. Такая же картина наблюдается в Верхнепечорской впадине

и на Мичаю-Пашнинском валу. Вторая схема (см. рис. 1б) характерна для Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Зональность в размещении нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений отчетливо проявляется на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и неоднократно отмечалась целым рядом исследователей (А.Э. Конторович, Э.Э. Фотиади, В.И. Москвин, И.И. Нестеров, Б.Н. Шурыгин и др.). Зоны нефтенакпления приурочены к центральным и более прогнутым частям нефтегазоносного бассейна, зоны газонакпления размещаются в относительно приподнятых, преимущественно окраинных зонах и на резких высокоамплитудных внутриплатформенных сводах и крупных валах.

В качестве объекта исследования выбраны верхнеюрские отложения (пласт Ю₁) юго-восточных районов Западной Сибири. На территории изучаемого района прослеживается довольно резкое разграничение зон нефте- и газонакпления.

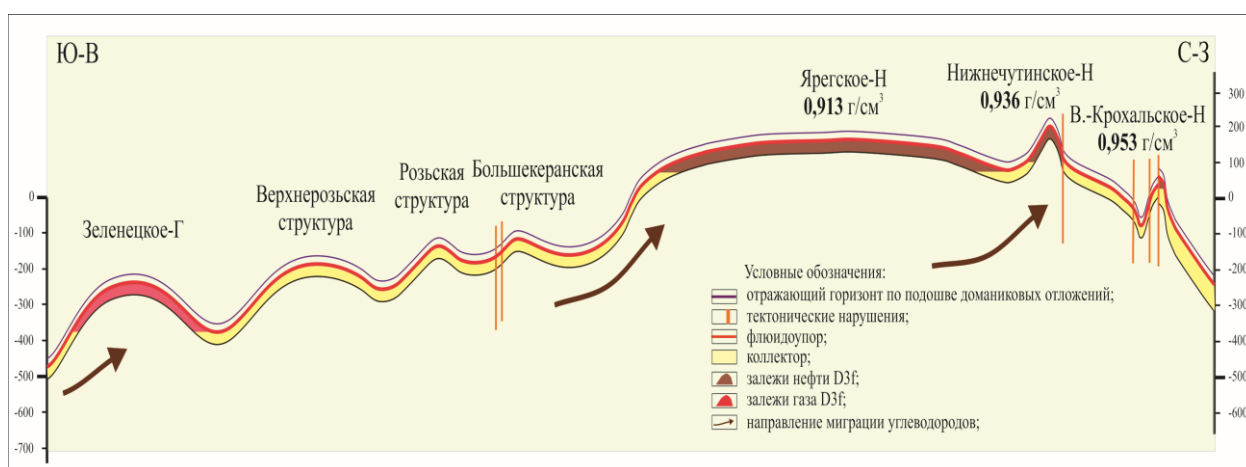


Рис. 2. Направление миграции углеводородов во франских терригенных отложениях Ухта-Ижемского вала [10]

В целом, зональность проявляется следующим образом: на Сургутском, Нижневартовском, Каймысовском и Александровском сводах, в Юганской мегападине верхнеюрские продуктивные горизонты содержат лишь нефтяные залежи, а восточнее – на Среднеvasюганском, Парабельском мегавалах и Пудинском куполовидном мезоподнятии, наряду с нефтяными месторождениями, в отложениях юры открыт ряд газовых и нефтегазовых месторождений, в том числе таких крупных, как Мыльджинское, Лугинецкое и Казанское. Причем часто месторождения разного фазового состава приурочены к одному тектоническому элементу.

В рамках исследований по дифференциальному улавливанию углеводородов в ловушках авторами был

проведен анализ плотности нефти и изменения фазового состава углеводородов по трем разрезам, расположенным в южной части Нюрольской мегападины и на прилегающих положительных структурах второго порядка, на основе структурных карт [11, 12]. На этих разрезах приведена фактическая схема заполнения ловушек верхнеюрского возраста, находящихся на основных путях миграции нефти и газа из Нюрольского преимущественного нефтяного очага генерации углеводородов.

На первом разрезе (рис. 3) проиллюстрировано изменение плотности нефти по пути миграции от Нюрольской впадины вверх по склону Верхнеvasюганской антиклизы (Моисеевское, Крапивинское, Карайское, Игольско-Таловое месторождения).

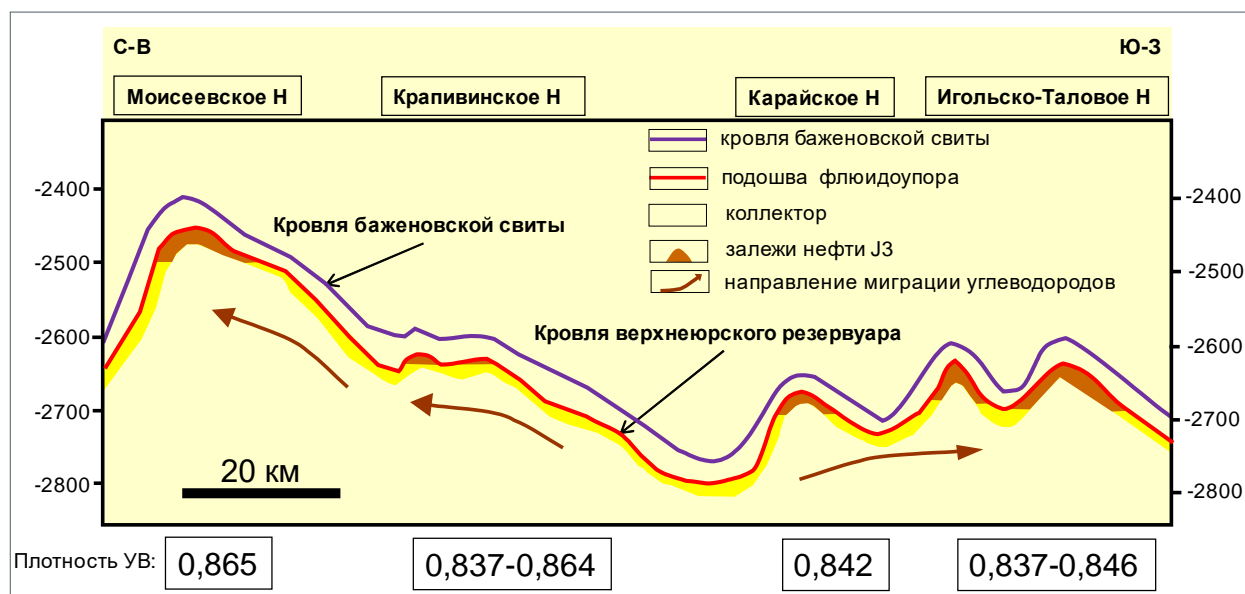


Рис. 3. Изменение плотности нефти для залежей в верхнеюрских отложениях по разрезу №1 (Нюрольская мегападина – Верхнеvasюганская антиклизы)

По мере заполнения ловушек на пути миграции увеличивается плотность нефти: на Карайском месторождении она составляет 0,842 г/см³, для залежи Игольско-Талового месторождения, расположенного выше

гипсометрически, – примерно 0,837–0,846 г/см³, для Крапивинского и Моисеевского месторождений, расположенных к северо-западу, плотность изменяется от 0,837 до 0,864 г/см³, соответственно.

Несмотря на то, что в этой зоне не наблюдается ярко выраженной закономерности распределения месторождений со сменой фазового состава углеводородов в залежах, тем не менее довольно хорошо прослеживается тенденция увеличения плотности нефти по пути миграции вверх по восстанию пласта.

Кроме того, согласно принципу Максимова–Савченко–Гассоу для этих месторождений характерно преобладание

пластового давления над давлением насыщения в момент формирования залежей.

На втором разрезе (рис. 4), расположенном в южной части Нюрольской мегавпадины и на склоне Средне-Васюганского мегавала, распределение фазового состояния углеводородов согласно принципу дифференциального улавливания Максимова–Савченко–Гассоу наблюдается в верхнеюрских ловушках терригенного комплекса с юго-запада на северо-восток.

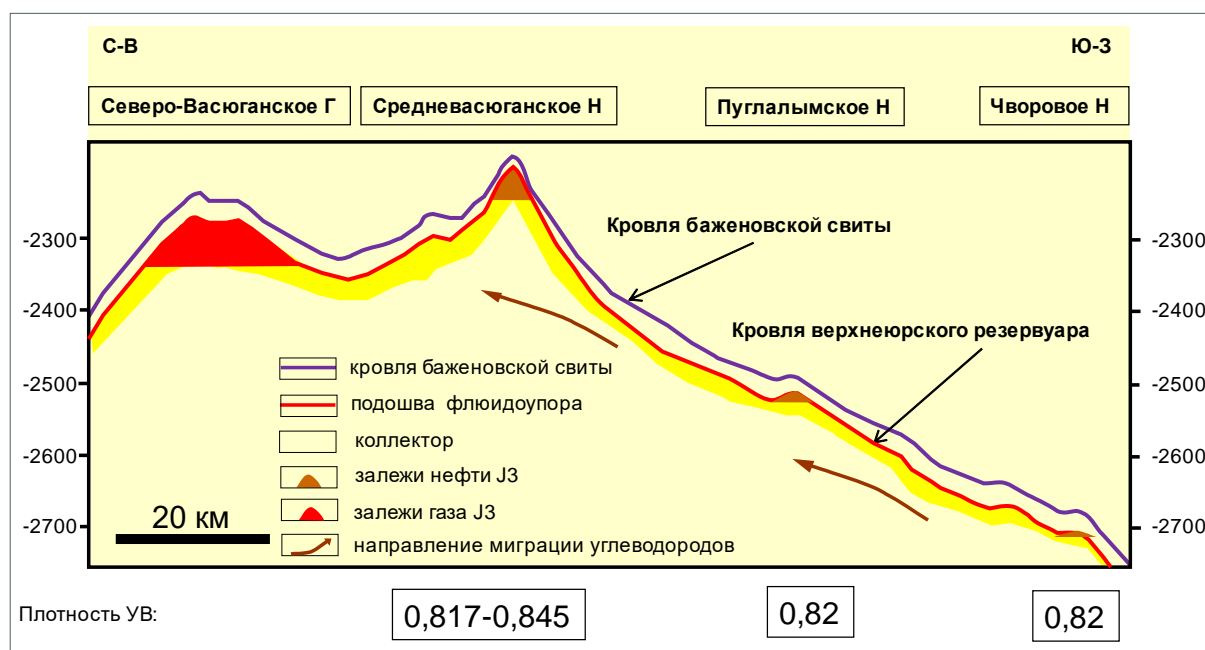


Рис. 4. Изменение плотности нефти для залежей в верхнеюрских отложениях по разрезу №2 (Нюрольская мегавпадина – Средне-Васюганский мегавал)

Плотность нефти на этих месторождениях увеличивается вверх по восстанию пласта Ю₁ от 0,82 г/см³ на Чворовом и Пуглалымском нефтяных месторождениях до 0,845 г/см³ на Средне-васюганском нефтяном месторождении. Этот факт подтверждает принцип Максимова–Савченко–Гассоу для указанных месторождений и говорит о преобладании пластового давления над давлением насыщения в момент формирования залежей. Далее происходит смена фазового состава углеводородов в залежах верхнеюрских отложений, связанная с выравниванием давления насыщения и

пластового давления в момент формирования залежей. Расстояние между Средне-васюганским (нефтяным) и Северо-Васюганским (газоконденсатным) месторождениями, расположенными на Средне-васюганском валу, составляет менее чем 20 км.

Третий разрез простирается с юго-запада на северо-восток в пределах Нюрольской мегавпадины и Шингинской мезоседловины, включает Верхнесалатское и Южно-Мыльджинское нефтяные месторождения, а также Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение (рис. 5).

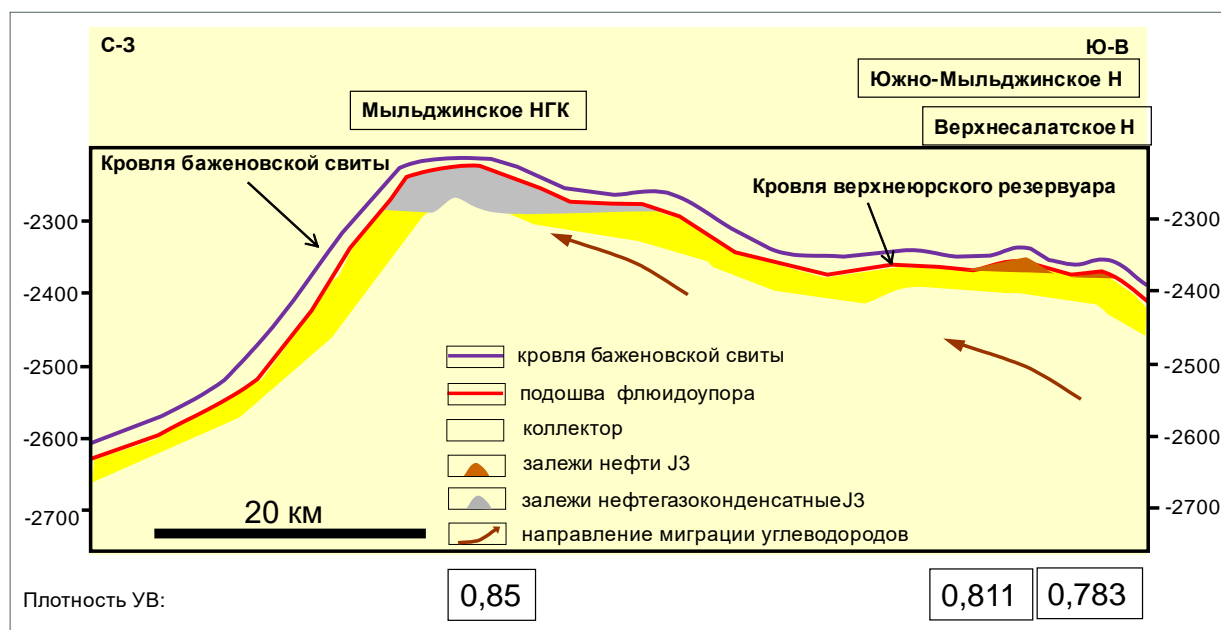


Рис. 5. Изменение плотности нефти для залежей в верхнеюрских отложениях по разрезу №3 (Нюрольская мегавападина – Шингинская мезоседловина)

Плотность нефти в этой последовательности также увеличивается по пути миграции и происходит смена фазового состава углеводородов, что также говорит о преобладании пластового давления над давлением насыщения в момент формирования залежей.

Из проведенного анализа видно, что фактическое распределение залежей углеводородов в верхнеюрском комплексе юго-восточных районов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции происходит согласно второму типу принципа Максимова–Савченко–Гассоу, когда в момент формирования залежей давление насыщения превышает пластовое давление.

Прогноз фазового состава на основе соотношения пластового давления и давления насыщения

Помимо изучения изменения плотности нефти и смены фазового

состава углеводородов вверх по восстанию продуктивного пласта, в работе предпринята попытка выполнить прогноз фазового состава на основе соотношения пластового давления и давления насыщения в момент формирования залежей согласно принципу Максимова–Савченко–Гассоу.

Из результатов работы [13] видно, что современные очертания и амплитуду большинство структур в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции приобрело в постсенноманское время. Следовательно, верхнеюрские залежи формировались преимущественно в кайнозойское время.

В рамках исследований был сформирован банк данных по месторождениям в верхнеюрских отложениях на юго-востоке Западной Сибири. Построены карты распределения пластового палеодавления и палеодавления насыщения.

Для расчета пластового палеодавления за основу было взято гидростатическое давление в пласте на момент формирования верхнеюрских залежей. Палеодавление насыщения рассчитывалось с учетом данных А.Н. Фомина по отражательной способности витринита [14] и зависимости температуры от значений катагенетической зрелости витринита на момент формирования залежей [15]. Для лучшей калибровки были построены «современные» карты

разницы между резервуарным давлением и давлением насыщения с учетом плотности углеводородов.

В результате была получена карта разницы между резервуарным давлением и давлением насыщения, которая схожа с таковой для резервуарного палеодавления и палеодавления насыщения и показывает, где согласно принципу Максимова–Савченко–Гассоу могут быть открыты месторождения нефти или газа (рис. 6).

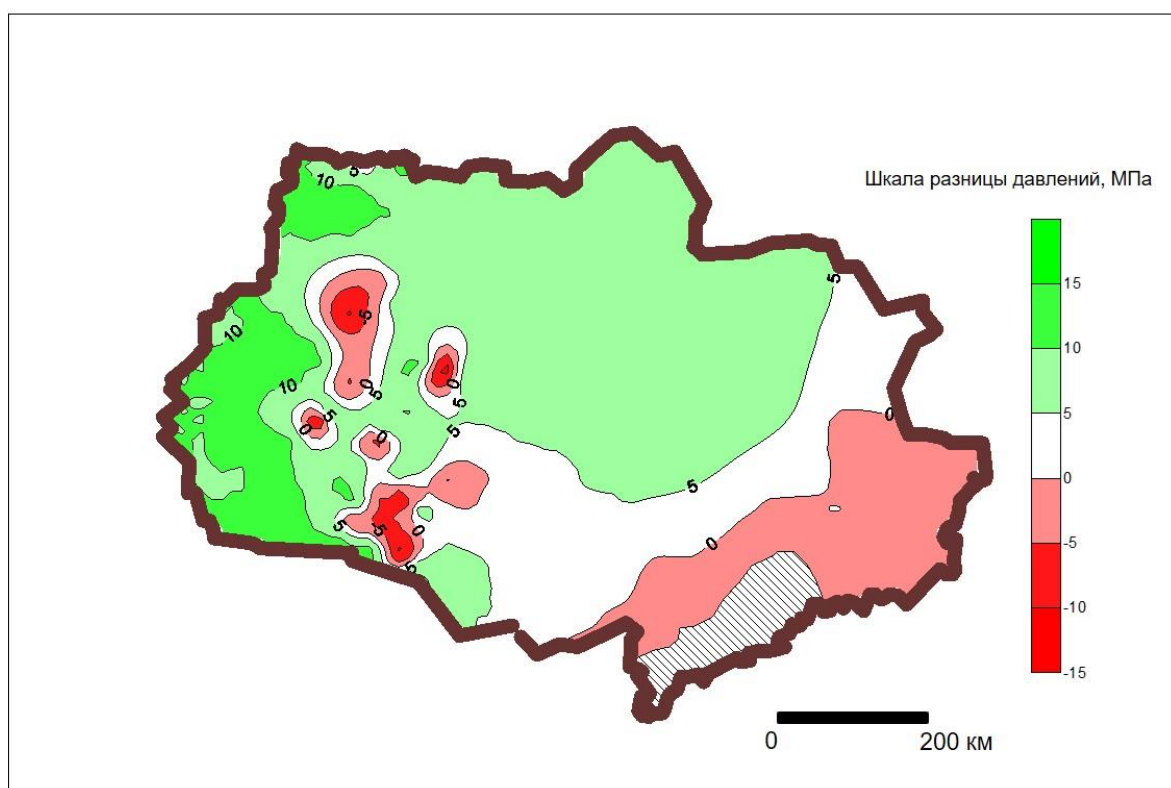


Рис. 6. Карта разницы между давлением насыщения и пластовым давлением в верхнеюрских резервуарах в юго-западной части Западно-Сибирской НГП (Томская область), заштрихованная область – зона отсутствия верхнеюрского комплекса

Анализ карты, построенной с учетом плотностей углеводородов (см. рис. 6) показывает, что в западной части расположены территории с преобладанием резервуарного давления над давлением насыщения. Средний уровень превышения давления

пластового над давлением насыщения для верхнеюрских резервуаров составляет не более 10 Мпа, что говорит о том, что в этой части территории исследования будут формироваться месторождения нефтяные с растворенным газом.

Восточнее выделяется область, где давления насыщения менее давлений резервуарных. Для этих зон будет характерно разделение углеводородной смеси и выделение газовых шапок и газовых залежей на месторождениях. В северо-восточной части будет располагаться область с превышением давления резервуарного над давлением насыщения, а к юго-востоку можно будет наметить области, где возможно выделение газовых залежей и газовых шапок на потенциальных месторождениях, при наличии всех необходимых условий для формирования и сохранения залежей.

Полученные данные хорошо согласуются с фактическим расположением открытых месторождений, а также с предыдущими исследованиями одного из авторов, выполненными по другой методике [16].

Выводы

Несмотря на обратную тенденцию заполнения ловушек углеводородами разных типов в Западно-Сибирской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинциях, эти закономерности полностью объясняются принципом дифференциального улавливания Максимова–Савченко–Гассоу и зависят от термобарических условий в пласте на момент формирования залежей.

Построенные карты распространения разницы между пластовым давлением и давлением насыщения, отражающие палео- и современные термобарические условия в резервуаре, показывают области преимущественно газо- и нефтенакопления. Эти результаты могут послужить хорошей основой для поиска и разведки месторождений нефти и газа.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН (тема «Создание научных основ новой системной методологии прогноза, поисков и освоения залежей углеводородов, включая залежи матричной нефти в газонасыщенных карбонатных отложениях нефтегазоконденсатных месторождений», № 122022800274-8).

Литература

1. Крамбейн У., Кауфмен М., Мак-Кеммен Р. Модели геологических процессов. Введение в математическую геологию / Пер. с англ. Р.И. Когана; под ред. и с предисл. Д.А. Родионова. М.: Мир, 1973. 150 с.
2. Аленин В.В., Батулин Ю.Н., Белонин М.Д. и др. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. М.: ВНИГНИ, 2000. 189 с.
3. Галкин В.И., Галкин С.В., Левинзон И.Л., Пономарев В.А. Прогнозирование нефтегазоносности локальных структур вероятностно-статистическими методами // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 1997. № 1. С. 31–35.
4. Курчиков А.Р. Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности. М.: Недра, 1992. 231 с.
5. Харбух Дж.У., Давтон Дж.Х., Дэвис Дж.У. Применение вероятностных методов в поисково-разведочных работах на нефть / Пер. с англ. С.И. Щегловой; под ред. М.С. Модлевского. М.: Недра, 1981. 246 с.

6. *Конторович А.Э., Фотиади Э.Э., Демин В.И. и др.* Прогноз месторождений нефти и газа. М.: Недра, 1981. 350 с.
7. Литмологические закономерности размещения резервуаров и залежей углеводородов: Сб. ст. / Отв. ред. Ю.Н. Карогодин, Н.П. Запывалов. Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1990. 224 с. (Труды Института геологии и геофизики. Вып. 743).
8. *Резник В.С.* Метод вероятностной оценки ресурсов нефти и газа седиментационных бассейнов // Геология нефти и газа. 1984. № 4. С. 24–29.
9. *Максимов С.П.* Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа / Под ред. А.А. Трофимука. М.: Недра, 1964. 486 с.
10. *Гурова Д.И.* Фазовая зональность распределения углеводородов в южной части Тимано-Печорской НГП согласно принципу дифференциального улавливания // SOCAR Proceedings. 2022. № S2. С. 17–22. <https://doi.org/10.5510/OGP2022SI200721>
11. *Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э. и др.* Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. 2001. Т. 42, № 11–12. С. 1832–1845.
12. *Конторович В.А.* Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, фил. «ГЕО», 2002. 253 с.
13. *Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др.* Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 680 с.
14. *Фомин А.Н.* Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. Новосибирск: ИНГТ СО РАН, 2011. 331 с.
15. *Barker C.E., Goldstein R.H.* Fluid-inclusion technique for determining maximum temperature in calcite and its comparison to the vitrinite reflectance geothermometer // Geology. 1990. Vol. 18, No. 10. P. 1003–1006. [https://doi.org/10.1130/0091-7613\(1990\)018%3C1003:FITFDM%3E2.3.CO;2](https://doi.org/10.1130/0091-7613(1990)018%3C1003:FITFDM%3E2.3.CO;2)
16. *Жилина И.В.* Анализ пространственного распространения ресурсов верхнеюрского комплекса по типам флюида (Томская область) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2004. № 1. С. 105–111.

Информация об авторах

Инна Вячеславовна Жилина – к.г.-м.н., заведующий лабораторией, старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, 89163573819@mail.ru

Роман Олегович Кузнецов – младший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, kuznetsovroipng@gmail.com

Поступила в редакцию 11.10.2023

Forecast of the phase state of hydrocarbons in natural reservoirs of the southeast of the West Siberian oil and gas province

I.V. Zhilina*, R.O. Kuznetsov**

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

E-mail: *89163573819@mail.ru, **kuznetsovroipng@gmail.com

Abstract. Forecast of the phase composition of hydrocarbons in reservoirs is an actual task for the efficiency of oil and gas exploration and production. One of the key principles of differential capture is the Maksimov–Savchenko–Gassou theory, according to which the phase composition of hydrocarbons in traps depends on thermobaric conditions during the formation of the fields. This work analyzes the phase saturation of traps using the example of the southern parts of the West Siberian and Timan-Pechora oil and gas provinces. The differential capture of hydrocarbons in these two provinces has the opposite trend, which nevertheless fits well with the existing theory. The possible distribution of the phase composition of hydrocarbons in the sequence of traps upwards of the reservoir for different geological objects is shown, which can serve as a good basis for reducing the economic risks of exploring oil and gas fields.

Keywords: differential capture of hydrocarbons, migration and accumulation of hydrocarbons, saturation pressure, reservoir pressure, forecast of the phase state of hydrocarbons, West Siberian oil and gas province

Citation: Zhilina I.V., Kuznetsov R.O. Forecast of the phase state of hydrocarbons in natural reservoirs of the southeast of the West Siberian oil and gas province // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 3(42). P. 118–129. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art8> (In Russ.).

References

1. Krumbein W.C., Kaufman G., McCammon R.B. Models of geologic processes. An introduction to mathematical geology / Transl. from Engl. by R.I. Kogan; ed. and intr. by D.A. Rodionov. Moscow: Mir, 1973. 150 p. (In Russ.).
2. Alenin V.V., Baturin Yu.N., Belonin M.D. et.al. Methodological guidelines for the quantitative and economic assessment of oil, gas and condensate resources in Russia. Moscow: VNIGNI, 2000. 189 p. (In Russ.).
3. Galkin V.I., Galkin S.V., Levinzon I.L., Ponomarev V.A. Forecasting the oil and gas content of local structures using probabilistic and statistical methods // Oil and Gas Studies. 1997. No. 1. P. 31–35. (In Russ.).
4. Kurchikov A.R. Hydrogeothermal criteria for oil and gas potential. Moscow: Nedra, 1992. 231 p. (In Russ.).
5. Harbaugh J.W., Doveton J.H., Davis J.C. Application of probabilistic methods in oil exploration. New York: Wiley, 1977. 269 p.
6. Kontorovich A.E., Fotiadi E.E., Demin V.I. et.al. Forecast of oil and gas fields. Moscow: Nedra, 1981. 350 p. (In Russ.).
7. Lithmological patterns of placement of reservoirs and hydrocarbon deposits: Collected papers. / Ed. by Yu.N. Karogodin, N.P. Zapivalov. Novosibirsk: Nauka, Sib. Br., 1990. 224 p. (Transactions of the Institute of Geology and Geophysics. Iss. 743). (In Russ.).

8. *Reznik V.S.* Probability method of evaluation of oil and gas resources in sedimentary basins // *Geologiya Nefti i Gaza*. 1984. No. 4. P. 24–29. (In Russ.).
9. *Maksimov S.P.* Patterns of location and conditions for the formation of oil and gas fields / Ed. by A.A. Trofimuk. Moscow: Nedra, 1964. 486 p. (In Russ.).
10. *Gurova D.I.* Phase zonation of distribution of hydrocarbons in the southern part of the Timan-Pechora oil and gas province according to the principle of differential entrapment // *SOCAR Proceedings*. 2022. No. S2. P. 17–22. <https://doi.org/10.5510/OGP2022SI200721> (In Russ.).
11. *Kontorovich V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E.* et al. Tectonic structure and history of the evolution of the West Siberian geosyncline in the Mesozoic and Cenozoic // *Geologiya i Geofizika*. 2001. Vol. 42, No. 11–12. P. 1832–1845. (In Russ.).
12. *Kontorovich V.A.* Tectonics and petroleum potential of the Mesozoic–Cenozoic deposits of the southeastern regions of West Siberia. Novosibirsk: Publ. House of SB RAS, GEO Br., 2002. 253 p. (In Russ.).
13. *Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K.* et. al. Geology of oil and gas of Western Siberia. Moscow: Nedra, 1975. 680 p. (In Russ.).
14. *Fomin A.N.* Catagenesis of organic matter and oil and gas potential of Mesozoic and Paleozoic sediments of the West Siberian megabasin. Novosibirsk: IPGG SB RAS, 2011. 331 p. (In Russ.).
15. *Barker C.E., Goldstein R.H.* Fluid-inclusion technique for determining maximum temperature in calcite and its comparison to the vitrinite reflectance geothermometer // *Geology*. 1990. Vol. 18, No. 10. P. 1003–1006. [https://doi.org/10.1130/0091-7613\(1990\)018%3C1003:FITFDM%3E2.3.CO;2](https://doi.org/10.1130/0091-7613(1990)018%3C1003:FITFDM%3E2.3.CO;2)
16. *Zhilina I.V.* Analysis of the spatial distribution of resources of the Upper Jurassic complex by fluid types (Tomsk region) // *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2004. No. 1. P. 105–111. (In Russ.).

Information about the authors

Inna V. Zhilina – Cand. Sci. (Geol.-Min.), Head of Laboratory, Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, 89163573819@mail.ru

Roman O. Kuznetsov – Junior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, kuznetsovropng@gmail.com

Received 11.10.2023

Применение двух классов обратных задач для оптимального управления разработкой месторождения природных углеводородов

Э.С. Закиров*, Д.П. Аникеев**, И.М. Индрупский***

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

E-mail: *ezakirov@ogri.ru, **anikeev@ipng.ru, ***i-ind@ipng.ru

Аннотация. В статье рассматриваются два класса обратных задач в моделировании разработки месторождений углеводородов: оптимизации и адаптации истории разработки. В совокупности они формируют основу для управления разработкой месторождения в замкнутом цикле, на основе постоянно обновляемой 3D геолого-технологической модели.

Задачи адаптации (идентификации) модели возникают из-за точечного характера измерений и неточности определения исходных данных о фильтрационно-емкостных свойствах вмещающих пород и других параметрах залежи при построении 3D-модели. Такие задачи относятся к обратным, поскольку по следствию – промысловым замерам – определяется причина, их вызвавшая. Рассматриваемые задачи связаны с идентификацией как фильтрационно-емкостных свойств пласта, так и других ключевых параметров, определяющих динамику разработки. Геологически согласованная постановка обеспечивает сохранение в адаптированной модели исходно заложенных геологических принципов распределения свойств пласта.

Второй рассматриваемый класс задач – задачи оптимизации (регулирования) разработки. Одна из востребованных постановок связана с оптимальным перераспределением заданного целевого уровня добычи продукции из месторождения по всем скважинам эксплуатационного фонда во времени. При этом учитываются технологические ограничения наземного оборудования. Максимизируемый критерий отражает экономический эффект от разработки актива.

В данной статье, не вдаваясь в подробности математической реализации, авторы рассматривают практические примеры решения указанных задач с использованием полномасштабных 3D многофазных фильтрационных моделей реальных месторождений. Используются алгоритмы на основе современных методов теории оптимального управления, разработанные и реализованные сотрудниками Института проблем нефти и газа РАН Junior Researcher в программном комплексе SimMatch и подтвердившие свою эффективность на многочисленных синтетических и реальных примерах.

Применение и дальнейшее развитие рассматриваемых методов в рамках единого цикла, с учетом непрерывно поступающей информации от всей совокупности датчиков, позволит значительно повысить эффективность применения интеллектуальных скважин и систем управления промыслом.

Ключевые слова: оптимизация разработки в замкнутом цикле, обратные задачи, адаптация истории разработки, автоадаптация, геологически согласованная адаптация, управление разработкой месторождения

Для цитирования: Закиров Э.С., Аникеев Д.П., Индрупский И.М. Применение двух классов обратных задач для оптимального управления разработкой месторождения природных углеводородов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 3(42). С. 130–150. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art9>

Введение

Управление разработкой в замкнутом цикле – важная и актуальная тема в нефтегазовой литературе. Из множества публикаций можно отметить работы [1–5]. Данное понятие имеет вполне определенный смысл с практической точки зрения. Под ним подразумевается максимизация технико-экономического критерия качества (целевого функционала) на основе постоянно адаптирующейся 3D-модели к непрерывно поступающим данным при разработке интеллектуального месторождения природных углеводородов. Существует большое количество взаимозаменяемых понятий, характеризующих подобный подход: «управление разработкой в замкнутом цикле», «управление в реальном времени», «интеллектуальное управление пластом», «оптимизация в замкнутом цикле», «интеллектуальные месторождения», «i-fields», «e-fields», «самообучающееся управление пластом» или «интегрированные операции».

В частности, применительно к газовым месторождениям цель указанного подхода выражается в максимизации коэффициента извлечения газа (КИГ) или экономических параметров (например, дисконтированной добычи газа, что при постоянной цене газа соответствует дисконтированному доходу от продажи добываемого газа) в процессе разработки залежи за счет изменения режимов работы забойного и наземного оборудования. Причем частота управляющих воздействий может покрывать диапазон от периодических изменений до практически непрерывного процесса управления.

Важнейшим инструментом достижения обозначенной цели является 3D компьютерное гидродинамическое моделирование. Соответствующая 3D-модель подвергается процедуре адаптации по мере выявления значительного отличия прогноза по указанной 3D-модели от наблюдаемых на месторождении фактических данных. Таким образом, для повышения степени достоверности результатов оптимизации 3D гидродинамическая модель поддерживается в максимально актуальном состоянии. И к очередному этапу оптимизации показателей разработки не приступают до тех пор, пока 3D-модель не ассимилирует все поступающие данные с промысла и различных датчиков интеллектуальных скважин.

В мировой литературе представлено достаточное количество работ по управлению разработкой в замкнутом цикле, например [1–4]. Авторы не останавливаются на математических особенностях реализованных подходов. Ибо даже беглое рассмотрение набора существующих методов как адаптации истории, так и оптимизации разработки может представлять собой отдельную статью или даже множество публикаций. Так, обратным задачам адаптации посвящена фундаментальная обзорная монография [6], далеко не исчерпывающая современное состояние исследований в этой области. Отдельный вопрос – формулировка оптимизируемого критерия качества и выбор набора управляющих параметров в каждом рассматриваемом виде обратных задач. Далее в статье авторы акцентируют внимание на постановках и методах решения обратных задач, развиваемых в исследованиях Института проблем нефти и газа (ИПНГ) РАН.

Математическая постановка задачи адаптации модели к истории разработки

Задача идентификации относится к классу обратных задач. Если при решении прямых задач определяется динамика добычи нефти, газа, конденсата, воды и давлений при заданных параметрах пласта, то в обратных задачах по некоторым косвенным данным находится причинная составляющая наблюдаемых событий. Именно из-за обращения естественного направления причинно-следственных связей задача и носит название обратной. Она ставится и решается в оптимизационной постановке. Решение осуществляется

на основе заданного критерия качества J (оптимизируемого функционала, или функционала невязки). Этот функционал отвечает за степень «адаптированности» модели, т. е. соответствия модели реальным данным, измеренным на месторождении.

Отметим, что в силу значительного объема и разнохарактерности измеряемых показателей задача идентификации является по сути многокритериальной. Через задание критерия качества определенного вида она сводится к однокритериальной. Один из наиболее распространенных подходов основан на методе взвешенных наименьших квадратов.

Тогда целевой функционал можно определить, например, в следующем виде:

$$J = \sum_{i=1}^L \sum_{j=1}^M \sum_{n=1}^N \left[\left(P_{ij}^{n,\phi} - P_{ij}^{n,p} \right)^2 + \alpha \left(O_{ij}^{n,\phi} - O_{ij}^{n,p} \right)^2 + \right. \\ \left. + \beta \left(\text{ГНФ}_{ij}^{n,\phi} - \text{ГНФ}_{ij}^{n,p} \right)^2 + \gamma \left(\text{ВГФ}_{ij}^{n,\phi} - \text{ВГФ}_{ij}^{n,p} \right)^2 + \right. \\ \left. + \delta \left(S_{ij}^{n,\phi} - S_{ij}^{n,p} \right)^2 + \pi \left(\text{ГВК}_i^{n,\phi} - \text{ГВК}_i^{n,p} \right)^2 \right], \quad (1)$$

где

P – значение давления (забойного или пластового), бар;

O – значение обводненности, %;

ГНФ – значение газонефтяного фактора, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

ВГФ – значение водогазового фактора, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

S – значение насыщенности (околоскважинной зоны) какой-то определенной фазы, %;

ГВК – отметки поднятия ГВК, м;

$\alpha, \beta, \gamma, \delta, \pi$ – весовые множители;

верхние индексы ϕ, p – фактические и расчетные (вычисленные на основании модели) параметры, соответственно;

индекс i – номер скважины;

индекс j – номер интервала (по разрезу) замера;

индекс n – номер момента времени замера;

L – количество скважин;

M – количество интервалов замера;

N – количество моментов времени замера.

Так как перед невязками между фактическими и расчетными значениями величин в функционале (1) присутствуют весовые множители, возможны различные варианты задания замеров. Они могут быть представлены как в физических величинах, так и в нормированном виде.

В зависимости от особенностей конкретной задачи $\alpha, \beta, \gamma, \delta, \pi$ могут принимать различные неотрицательные значения, возможно, зависящие от момента времени измерения. При равенстве соответствующего множителя нулю замер просто исключается из функционала.

При решении обратной задачи известными параметрами являются результаты фактических замеров перечисленных показателей работы эксплуатационных скважин, а также значения давлений и насыщенных в наблюдательных и пьезометрических скважинах. При этом замеры могут осуществляться на разных скважинах в различные моменты времени и в различных сочетаниях, т. е. по различным скважинам могут замеряться разные параметры или их группы.

Обозначим через \vec{u} вектор управляющих параметров, за счет вариации которых хотим получить совпадение между фактическими и расчетными показателями разработки. В первых работах по идентификации под управляющими параметрами понимались пористость и

проницаемость сеточных блоков. Для простоты изложения в пределах данного раздела под управляющими параметрами можно понимать именно эти искомые величины. Далее по тексту иногда будем уточнять понятие управляющего параметра в каждой конкретной задаче идентификации.

На практике выбор управляющих параметров в задаче идентификации производится следующим образом. При осуществлении моделирования процесса разработки месторождения на основании имеющихся данных устанавливается, какие параметры оказывают наиболее сильное влияние на прогнозные показатели. Нередко они известны с наименьшей точностью. Подобный анализ указывает на параметры, которые следует выбирать в качестве управляющих. Этот шаг соответствует так называемой структурной идентификации.

В случае полной и точной адаптации модели к фактическому состоянию реального пласта значение функционала равнялось бы нулю. Полное совпадение адаптированной модели и реального пласта недостижимо с практической точки зрения, например, вследствие погрешностей в промысловых замерах. Поэтому ставится и решается задача идентификации лишь на основе минимизации функционала (1) с определением специальных условий для остановки итерационного процесса.

Представим функционал (1) в ином виде, удобном для дальнейших рассуждений

$$J(\vec{u}) = \sum_{n=1}^N (\vec{y}^n(\vec{u}) - \vec{Y}^n)^T \Omega (\vec{y}^n(\vec{u}) - \vec{Y}^n), \quad (2)$$

где \vec{Y}^n – вектор замеренных значений (любая комбинация из давлений, обводненности продукции, газонефтяного или водогазового фактора, насыщенности, отметки ГВК в исследуемых скважинах);

$\vec{y}^n(\vec{u})$ – вектор рассчитанных по модели параметров, соответствующий замеренным данным;

N – число временных интервалов замеров;

верхние индексы n и T – номер замера и матричная операция транспонирования, соответственно;

Ω – матрица весовых коэффициентов, при этом обычно задается и используется только главная диагональ данной матрицы; часто диагональные коэффициенты представляют собой обратную величину квадрата среднеквадратичной погрешности замера соответствующего параметра.

Физический смысл матрицы Ω состоит в возможности задания различных весов замерам в целевой функции (2) в соответствии со степенью их достоверности, важностью их воспроизведения и размерностью (единицами измерения) отдельных замеров. Чем больше весовой коэффициент, тем значительнее вклад и влияние соответствующего замера на величину функционала. Как правило, сами значения коэффициентов матрицы Ω определяются экспертно, хотя существуют подходы для их автоматического определения.

Заметим, что на область изменения вектора управляющих параметров обычно налагаются некоторые ограничения как физического, так и смыслового характера:

$$\vec{u}_{min} \leq \vec{u} \leq \vec{u}^{max}. \quad (3)$$

Обозначим систему разностных уравнений в рамках прямой задачи с заданными краевыми условиями одним векторным соотношением (система уравнений прямой задачи):

$$\vec{F}^n(\vec{x}^n, \vec{x}^{(n-1)}, \vec{u}) = 0, \quad n = 1, 2, \dots, N, \quad (4)$$

где

\vec{x}^n – независимые переменные задачи на временном шаге n (давление, насыщенность в ячейках и забойные давления на скважинах), называемые также фазовыми;

N – номер последнего шага прямой задачи.

Прямое (аналитическое) определение вектора управляющих параметров, обеспечивающее минимум функционалу (2) при наличии ограничений (3) и уравнений

Так, например, коэффициент пористости, как правило, не может находиться вне интервала $(0; 0,4)$, а для проницаемости задается определенный диапазон величин, не нарушающий представлений о геологическом строении месторождения. Но в ряде случаев пористость при адаптации может превышать значение 100%, что интерпретируется как необходимость уточнить геологическое строение объекта, а значит, и объем соответствующей сеточной области. Физически подобная ситуация может быть связана с рядом ошибок. Например, с неправильно определенным уровнем водонефтяного контакта или неверным определением толщины пласта.

симулятора (4), в случае модели реального пласта не представляется возможным. Поэтому рассматриваются, в основном, итерационные численные методы.

Автоматизированная адаптация к истории разработки подвергалась интенсивному исследованию в течение, по крайней мере, последних 50 лет. В области методов решения обратных задач имеется большое число высококачественных обзорных работ, включая [6–11].

Недостаточный учет геологических особенностей пласта при автоматизированном решении задач идентификации вызвал широкий практический интерес к адаптации истории разработки в полуавтоматизированном режиме. Ряд коммерческих пакетов прикладных программ, таких как MEPO, Tempest-Enable, tNavigator, SimOpt и др., используют аппроксимацию целевой функции, методы планирования эксперимента, глобальной оптимизации, генетические алгоритмы и методы типа Гаусса-Ньютона на основе коэффициентов чувствительности. Из-за низкой вычислительной эффективности результат существенно зависит от способности инженера-разработчика идентифицировать умеренное число ключевых параметров для использования при адаптации истории. Сохранение пластовой геологии обычно также не контролируется данными алгоритмами. При ошибочном подборе идентифицируемых параметров на реальных примерах возможен даже постоянный рост значения функционала, подвергающегося минимизации.

Методы теории оптимального управления (сопряженные методы) доказали высокую эффективность для крупномасштабных задач адаптации истории, при этом наиболее интенсивные исследования велись в 1990-е гг. Обзор [12] охватывает многие работы, основанные на методах теории оптимального управления.

Соответствующие итерационные алгоритмы имеют высокую скорость сходимости (с использованием квазиньютоновских методов – практически квадратичную в окрестности оптимальной точки), слабо зависящую от начального приближения. Благодаря этому возможен автоматизированный поиск минимума критерия качества (1), начиная с различных начальных приближений, характеризующих разнообразные реализации особенностей геологического строения пласта. В случае сходимости решений с различными начальными приближениями к одинаковому распределению искомым свойств, можно предполагать единственность полученного решения.

Авторы данной статьи прошли большой путь в поиске набора управляющих параметров для решения задач адаптации истории разработки [13]. Старт, как и у большинства исследователей в данной области, начался с поиска коэффициентов пористости, проницаемости. Однако уточнялись не значения в каждой сеточной ячейке отдельно, а множители на «кубы» (массивы значений по ячейкам) коэффициентов пористости и проницаемости (по трем координатным осям) в пределах зон влияния (удельных объемов дренирования) отдельных скважин. В дальнейшем в число идентифицируемых включались и параметры функций относительных фазовых проницаемостей (ОФП). Затем решались задачи геометрической идентификации. Так, с использованием высотных отметок вершин сеточных ячеек в так называемой геометрии угловой точки определялись толщины продуктивных слоев; оценивалась площадная конфигурация, например, водоносного горизонта, приуроченного к разрабатываемому месторождению.

В альтернативной постановке вместо геометрической идентификации определялись параметры численных водонапорных областей – аквиферов (например, рассчитываемых по модели Фетковича). Некоторые примеры решения перечисленных задач представлены ниже. Однако все указанные подходы не отслеживают согласованность получаемых значений оцениваемых в обратной задаче параметров с геологической концепцией построения модели пласта. Потенциально возможна коррекция значений управляющих параметров путем отнесения их в область «не геологичных» величин, особенно для коэффициентов проницаемости.

На сегодняшний день большинство моделей продуктивных пластов построены с использованием двухточечной геостатистики для моделирования распределений пористости (иногда и проницаемости) в пределах каждой фации. Как правило, пористость является единственным параметром, определяемым в результате процедуры кригинга или последовательного гауссова моделирования.

В действительности, используемые вариограммы для моделирования свойств пласта являются параметрическими функциями из определенных классов. Для учета пространственной анизотропии распределений свойств пласта различают направленные вариограммы. Для нефтяных и газовых пластов, особенно на ранних стадиях разработки, значения параметров вариограмм обычно крайне неопределенны из-за недостатка данных на малых и средних расстояниях.

В последние годы возникла идея осуществления геологически согласованной адаптации истории разработки [14, 15]. В этом случае постановка обратной задачи

подразумевает использование в качестве управляющих параметров не самих значений пористости и проницаемости ячеек 3D-модели, а параметров анизотропных вариограмм и петрофизических зависимостей «пористость–проницаемость», лежащих в основе соответствующего распределения свойств пласта. На синтетических примерах показана принципиальная возможность восстановления истинных параметров геологической модели благодаря использованию предложенного подхода.

В ряде современных пакетов геолого-гидродинамического моделирования и ансамблевых методов решения задач идентификации сохранение геологической согласованности реализовано в рамках другого подхода, именуемого «Большая петля» (BigLoop). Он подразумевает возможность рассмотрения практически всех ключевых параметров, используемых при построении 3D-модели пласта, в качестве неопределенных и уточняемых в процессе адаптации. Преимуществами являются гибкость и работа с ансамблем реализаций, что позволяет контролировать неопределенность прогнозных и оптимизационных расчетов по мере уточнения модели. Неизбежная плата – огромная емкость вычислений даже в случае использования прокси-моделей, настраиваемых на опорные расчеты с использованием полноценной 3D-модели. В отличие от подобных методов, идея работ [14, 15] состоит в реализации эффективного направленного поиска решения задачи идентификации, при сохранении геологической согласованности модели, с возможностью приближенной оценки неопределенности оцениваемых значений параметров [14].

Математическая постановка задачи регулирования разработки

При традиционном проектировании эффективная система разработки месторождения отыскивается на основе сопоставления экономической прибыли от реализации различных вариантов. Для осуществления оптимизационного процесса требуется задание критерия качества (функционала).

Этот функционал может включать различные экономические и технологические аспекты. Для экономического обоснования

проекта часто используют критерий дисконтированного потока наличности NPV (the Net Present Value), или чистого дисконтированного дохода. Детальный учет всех составляющих данного критерия эффективности сложен. Поэтому часто за критерий эффективности принимается условие достижения максимума дисконтированной накопленной добычи нефти или газа за рассматриваемый период времени. В ряде случаев данный критерий довольно близок к критерию NPV.

Оптимизируемый в данной задаче критерий качества записывается в виде, принципиально отличном от (1):

$$J = \sum_{n=1}^N \frac{\bar{q}_0^n \Delta t^n}{(1 + 0,01r)^{(n-\frac{1}{2})}}, \quad (5)$$

где

\bar{q}_0^n – средний дебит (добыча) нефти (газа) за n -й временной интервал Δt , м³/сут;

r – коэффициент дисконтирования за месяц в процентах;

N – число месяцев прогнозного периода.

Дебит (добыча) по месторождению может быть вычислен как сумма дебитов добывающих скважин.

Важными технологическими ограничениями являются ограничения на объем добываемой продукции Q для скважин или групп скважин.

Добыча компонентов может ограничиваться следующими соотношениями:

$$\sum_{m \in G_\gamma} Q_m^{v(n)} \leq Q_{\max}^{v(n)}, \quad v = 1, 2, 3, \quad n = 1, 2, \dots, N. \quad (6)$$

Здесь G_γ – множество скважин, объединенных в γ -ю группу в соответствии с технологическим процессом.

Для отдельных скважин может использоваться ограничение на забойное давление. Ограничение снизу

задается на забойное давление для добывающих скважин, а сверху – для нагнетательных.

В функциональном виде уравнения прямой задачи можно представить следующим образом:

$$\begin{aligned}\vec{F}^n(\vec{x}^n, \vec{x}^{(n-1)}, \vec{u}^n) &= 0 \\ \vec{\theta}(\vec{x}^n, \vec{u}^n) &= 0 \\ \vec{v}(\vec{x}^n, \vec{u}^n) &\leq 0,\end{aligned}\tag{7}$$

где два нижних соотношения – матричная запись ограничений на дебиты компонентов в виде равенств и неравенств соответственно, а верхнее – решаемая система уравнений прямой задачи.

Задача оптимального управления разработкой состоит в поиске допустимого управления \vec{u}_f , удовлетворяющего системе ограничений в виде равенств и неравенств (7) таким образом, чтобы доставить максимум целевой функции (5). При этом подразумевается, что процесс разработки описывается системой дифференциальных уравнений теории фильтрации в 3D многофазной постановке.

На практике задачи регулирования существенно отличаются по числу управляющих параметров от задач адаптации истории разработки. В задачах идентификации обычно фигурирует до 3–4 недостаточно достоверно определенных параметров на каждую скважину в модели. Другими словами, определяется по три параметра для каждой скважины. Найти даже это относительно небольшое количество параметров непросто как в вычислительном плане, так и с точки зрения единственности и устойчивости решения. В задачах регулирования число управляющих параметров кратно выше. В каждый допустимый момент регулирования по времени (зададим число таких моментов значением M) возможно независимое определение забойных давлений (альтернативно – дебитов) всех скважин в модели. При этом все управляющие параметры подвержены взаимному влиянию

– интерференции. Оптимальное решение лежит на гиперповерхности, на которой, как минимум, одно из ограничений (6) определено в виде равенства. Соответствующее поведение оптимального решения диктуется фактором дисконтирования добычи в критерии качества (5). Нефть или газ, добытые на 1 месяц позже, менее значимы, чем извлеченные из пласта сейчас. Фактор дисконтирования заставляет увеличивать добычу с самого начала.

Задачи регулирования разработки могут иметь разные цели – например, кратко- и долгосрочные, многокритеритальные, часто взаимно конфликтующие. Поэтому формулировка подобных задач отличается относительным разнообразием. Одна из практически важных задач регулирования разработки применительно к нефтегазовой залежи описана выше и заключается в следующем. При заданных ограничениях промысловой инфраструктуры осуществляется максимизация технико-экономического критерия (например, накопленной дисконтированной добычи нефти или газа) за счет применения автоматизированного алгоритма распределения дебитов по добывающим и расходов по нагнетательным скважинам (в случае разработки с поддержанием давления) на каждый интервал прогнозного периода времени.

Традиционно подобная оптимизация осуществляется на уровне целых скважин. Однако, возможна постановка задачи с поинтервальной оптимизацией режимов работы оборудования внутри интеллектуальной скважины – например, если скважина разделена на несколько интервалов притока/закачки активными клапанами ICV (inflow control valve). Тогда возникает задача определения оптимального раскрытия в каждый момент времени каждого из управляющих клапанов независимо. Естественно, что в случае поступления нежелательного флюида, например, воды в добывающую скважину, добыча из обводняющегося интервала должна зажиматься, а добыча по скважине перераспределяться с учетом работы всех интервалов.

Описанные постановки задач и алгоритмы адаптации истории разработки и оптимизации основаны на современных методах теории оптимального управления и реализованы в программном продукте SimMatch – некоммерческом (in-house) симуляторе с опциями автоматизированного решения задач идентификации и регулирования, разрабатываемом в лаборатории газонефтеконденсатоотдачи пластов имени С.Н. Закирова Института проблем нефти и газа РАН. В работах [5, 16] на ряде синтетических примеров демонстрируется эффект от его применения совместно с разработанной процедурой геологически согласованной адаптации 3D-модели к истории разработки [14, 15].

При решении задач регулирования разработки модель пласта остается фиксированной. Очевидно, что на решение задачи регулирования сильное влияние оказывают ФЕС, геометрия пласта, ОФП и другие неопределенные параметры.

На практике же соответствующие параметры никогда достоверно не бывают известны. Именно поэтому возникает необходимость совместить две задачи – уточнение строения пласта по фактическим данным эксплуатации месторождения с регулированием разработки. По мере все большего приведения в соответствие прогноза по 3D-модели к происходящим в пласте процессам, решение задачи регулирования приближается к истинному оптимальному решению, соответствующему идеальной модели с достоверно известными свойствами пласта.

Как отмечалось, в качестве эффективного метода геологически согласованной адаптации к данным истории разработки авторами развивается подход, использующий динамические данные добычи для корректировки распределений пористости и проницаемости в согласии с принципами, заложенными при построении геологической модели. Для достижения данной цели значения параметров анизотропной вариограммы и корреляции пористости и проницаемости для каждой фации, а также вариограммы для распределения фаций, уточняются с использованием градиентной процедуры [14, 15]. Одновременно в роли идентифицируемых параметров могут выступать и другие неопределенные входные данные модели: функции ОФП, анизотропия коллекторских свойств, геометрические параметры залежи и др. Рассмотренные выше алгоритмы решения задач оптимального управления разработкой (задач регулирования) используются затем для максимизации заданного технико-экономического критерия. Представленные в работе [16] примеры демонстрируют потенциал применения указанных методов.

Практические примеры применения подхода к идентификации параметров месторождений

На рис. 1 представлена динамика фактических и расчетных значений забойного давления по одной из скважин

подземного хранилища газа (ПХГ) Lauchstädt (Германия) [13]: до адаптации модели и после нее. В результате уточнения ФЕС пласта оценка активных запасов газа в ПХГ уменьшилась на 15%.

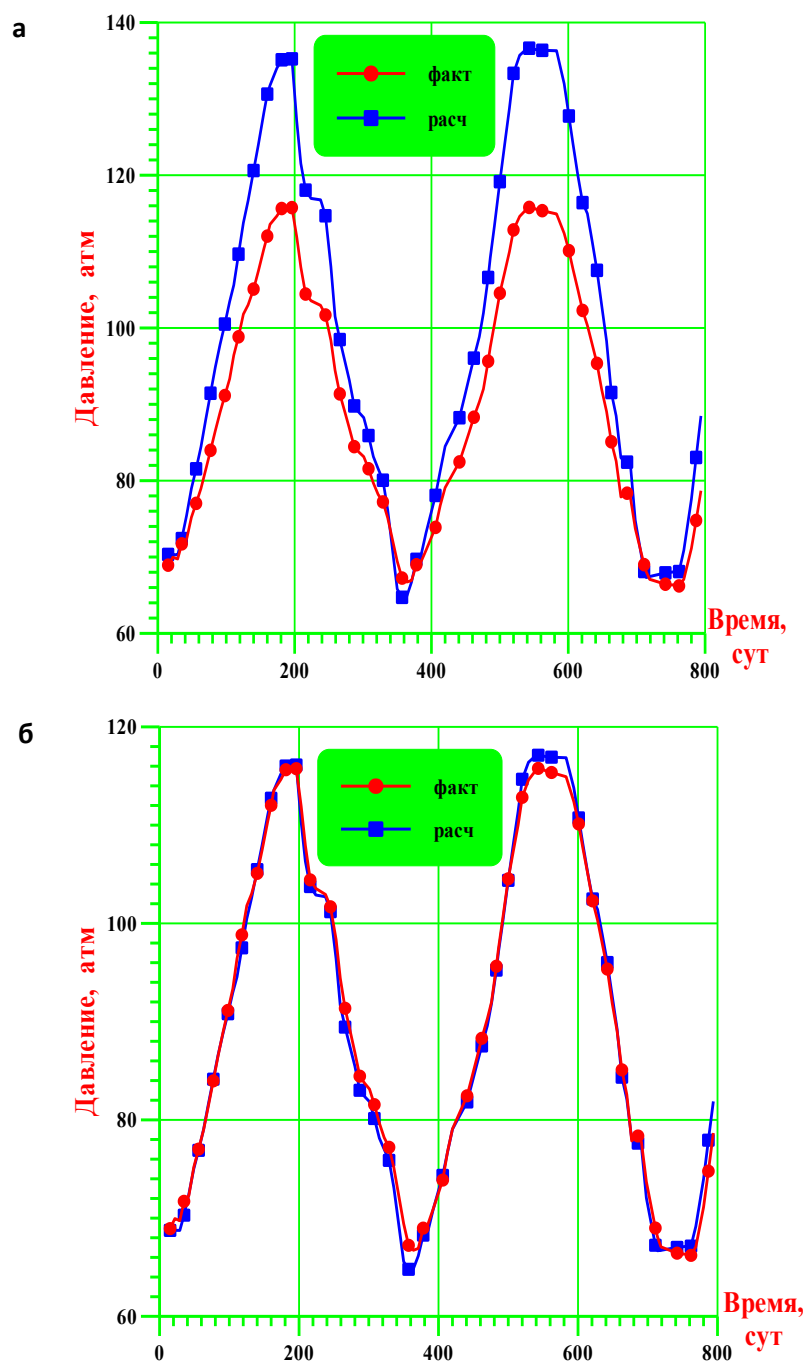


Рис. 1. Фактическая и расчетная динамика забойного давления :
а – до адаптации модели; б – после адаптации модели

Из теории решения обратных задач хорошо известно, что первым, наиболее достоверно определяемым параметром является дренируемый объем. Он определяет наклон кривой изменения давления от времени. А положение по вертикали указанной кривой контролируется проницаемостью пласта. Поэтому привязывать запасы 3D геологической модели к запасам залежи, утвержденным в Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых, неверно. Реальные запасы дренируемого объекта необходимо оценивать по результатам решения обратной

задачи. Пример с ПХГ Lauchstädt в этом отношении является поучительным.

Как говорилось выше, предложенный подход к адаптации модели может использоваться не только для уточнения ФЕС в уже существующей модели, но и для уточнения геометрических параметров пласта и параметров водоносных бассейнов. На рис. 2 представлены представлена динамика фактических и расчетных значений забойного давления для другой задачи, при решении которой одновременно уточнялись ОФП и геометрия подстилающего водоносного горизонта [13].

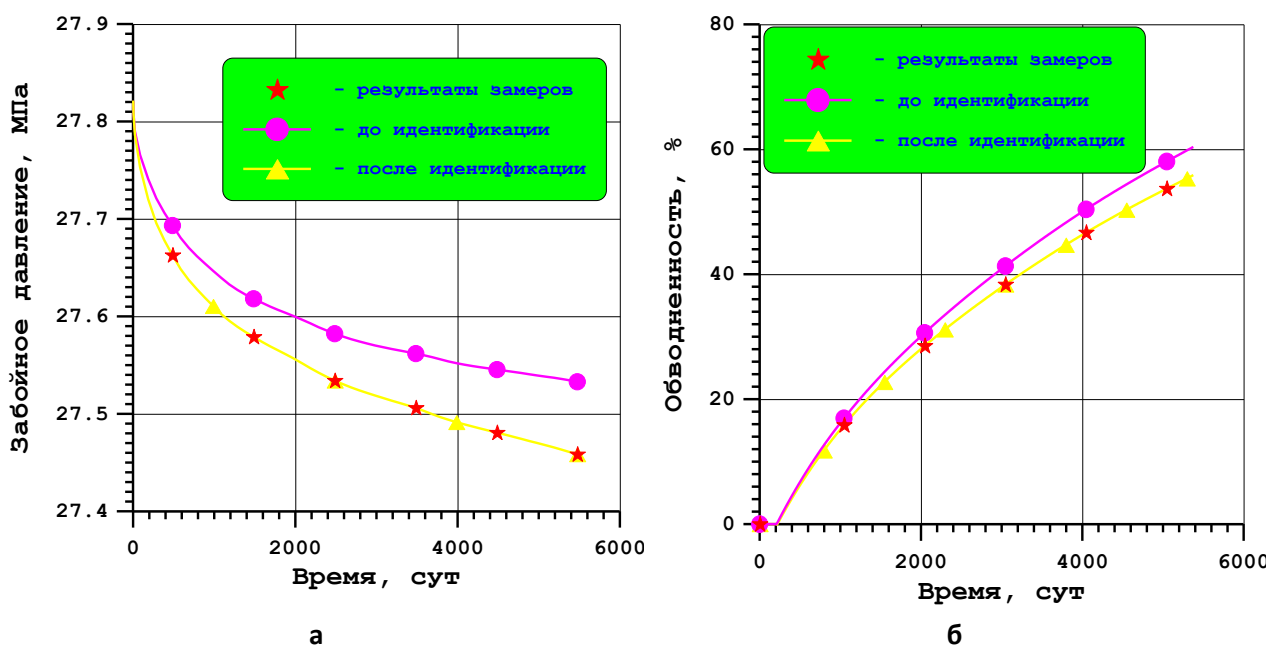


Рис. 2. Фактическая и расчетная динамика забойного давления:
а – до адаптации модели; б – после адаптации модели

На рис. 3 показано изменение значений множителей деформирования модели, отвечающих за трансформацию геометрии аквифера на разных итерациях.

Представленный пример синтетический, и искомые множители были известны априори – они равнялись 1. При единичных значениях множителей была решена задача прогнозирования и определена динамика

значений забойных давлений и обводненности добываемой продукции. Используя эти «замеренные» значения и запуская итерационное решение обратной задачи, исходя из вдвое увеличенных размеров аквифера по двум координатным направлениям на плоскости, на основе обсуждаемого подхода удалось восстановить истинную конфигурацию водоносного пласта.

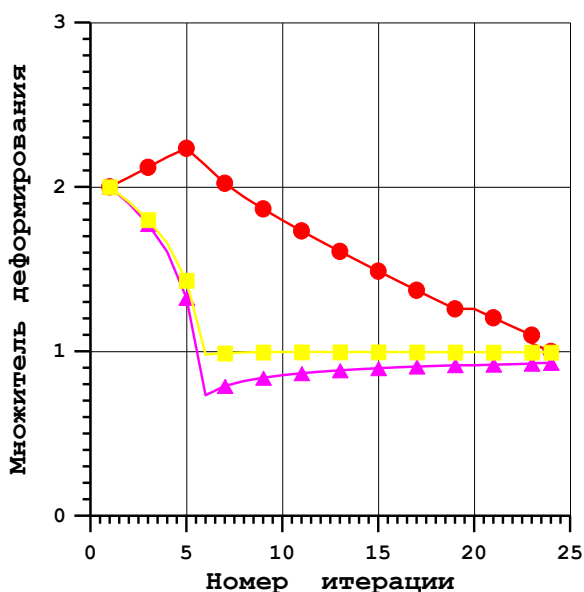


Рис. 3. Динамика значений множителей, отвечающих за изменение геометрии модели на разных итерациях

Из-за ограничений объема статьи авторы не останавливаются подробно на примерах решения задач геологически согласованной адаптации модели, отсылая читателя к публикациям [5, 14–16].

Практические примеры применения подхода к управлению разработкой месторождения

На рис. 4 представлено изменение функционала – критерия качества (5) при

оптимизации разработки уникального месторождения Troll. В качестве альтернативного выступает реализуемый по проекту вариант разработки. В качестве одного из ограничений был задан объем поставки газа потребителям и оптимизировалась добыча нефти при выполнении обязательств по поставке газа. При этом пропускная способность газового трубопровода соответствовала цели по поставкам газа.

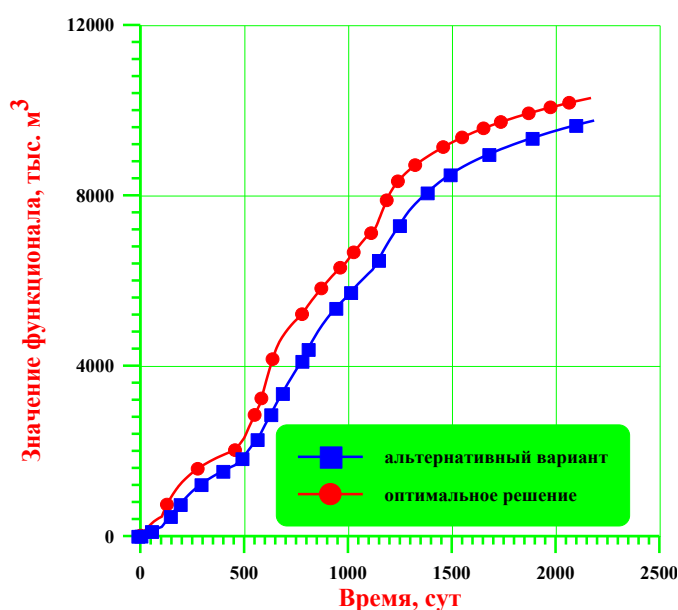


Рис. 4. Критерий качества при оптимизации разработки месторождения Troll

На рис. 5 представлена динамика добычи газа и нефти по двум сопоставляемым вариантам. Как видно из рис. 5а, оптимизация процесса разработки сохранила «полочку» добычи газа, передвинув ее на более ранний срок. Форсирование добычи позитивно сказалось на дисконтированной добыче газа и нефти. Добыча же нефти возросла

в ранние периоды, однако уступила запроектированному варианту позднее. Это также характерно для задач регулирования с рассматриваемым критерием: дисконтирование добычи заставляет ускорять разработку, форсируя добычу. Использование альтернативных критериев позволяет, например, оптимизировать конечные коэффициенты извлечения.

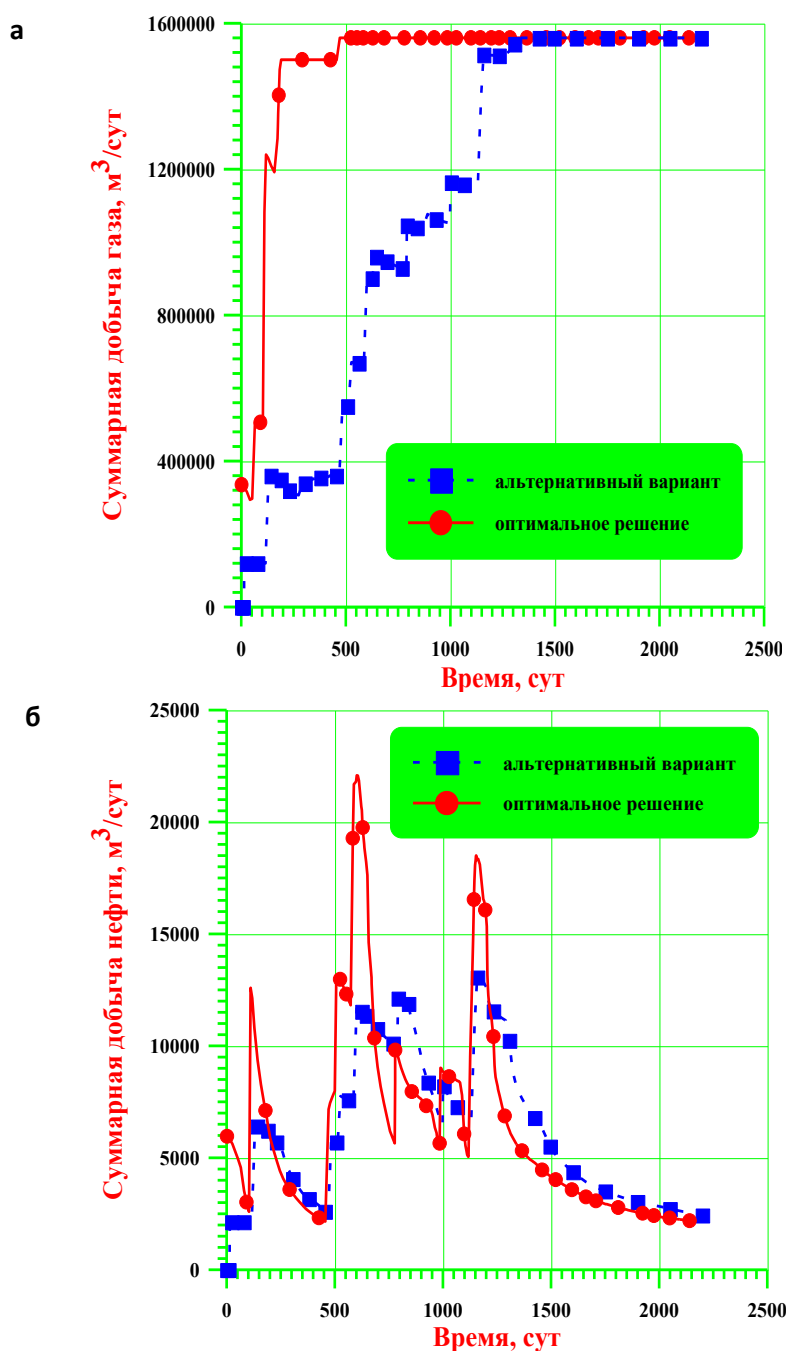


Рис. 5. Динамика добычи по двум вариантам разработки: а – газа; б – нефти

В качестве одного из ограничений был задан целевой объем поставки газа потребителям, определявший пропускную способность газового трубопровода. Как видно из рис. 5а и 5б, оптимизация процесса разработки позволила раньше выйти на полную загрузку доступной газовой инфраструктуры, обеспечивая возможность поддержания более высоких уровней добычи нефти.

На рис. 6 представлены результаты оптимизации процесса разработки для нефтяного месторождения У в России. Рассматриваемый фонд скважин составил несколько десятков. На рис. 6 показаны интегральные показатели по объекту в целом: базовое решение и решение, полученное в результате оптимизации.

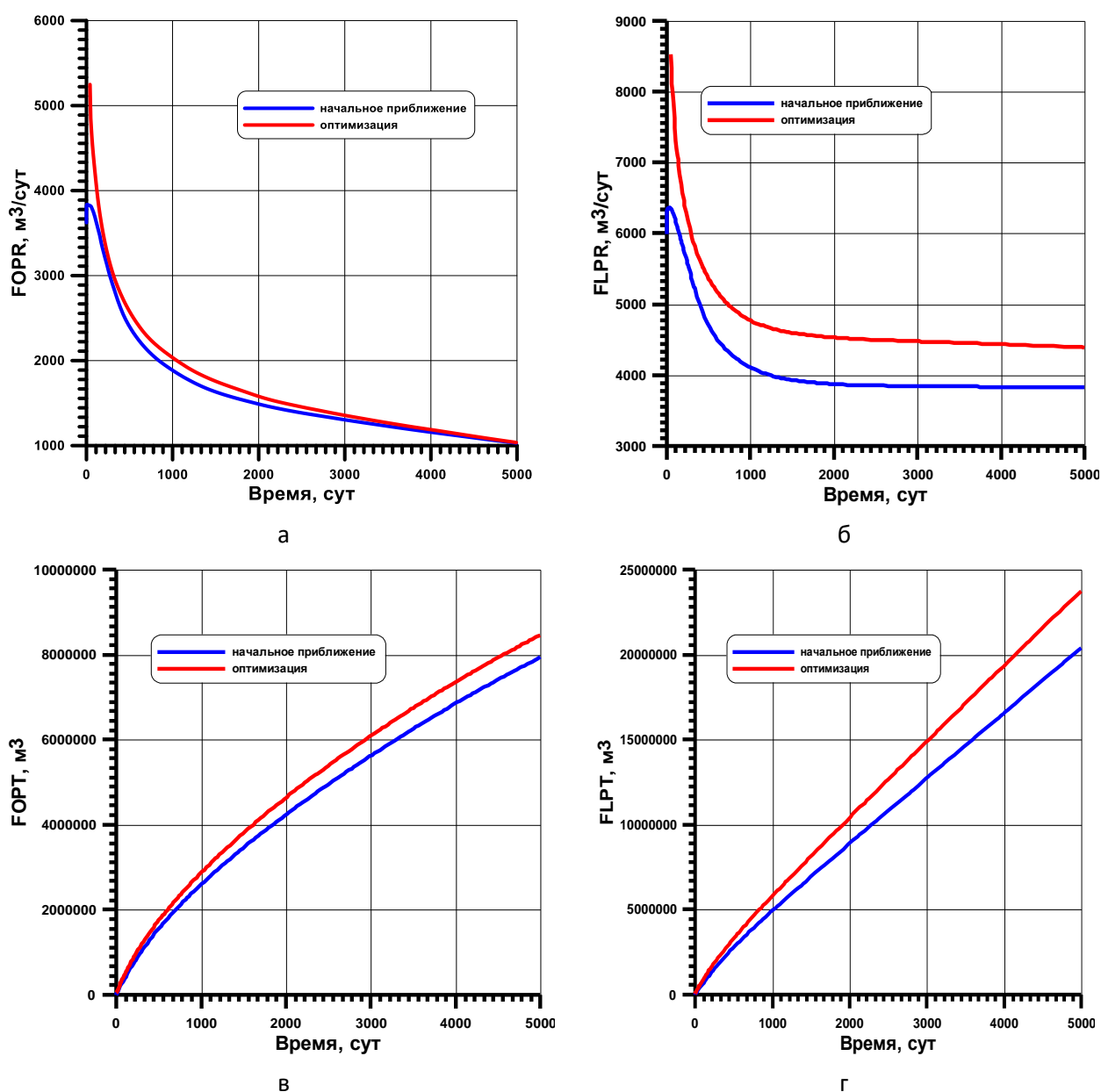


Рис. 6. Прогнозные показатели разработки месторождения У до (—) и после (—) оптимизации:
а – текущая добыча нефти, б – текущая добыча жидкости, в – накопленная добыча нефти,
г – накопленная добыча жидкости

Как видно из рисунков, в результате оптимизации обеспечиваются более высокие уровни текущей (FOPR) и накопленной (FORT) добычи нефти. Такой результат является следствием прироста добычи жидкости (FLPR, FLPT) в больших объемах, чем прирост добычи нефти, но в рамках допустимых ограничений. Это типичная ситуация, когда оптимизация добычи нефти приводит к росту объемов попутно добываемой воды.

Заключение

Регулирование разработки месторождений в замкнутом цикле включает повторяющееся решение обратных задач адаптации и оптимизации на основе 3D геолого-технологической модели с учетом постоянно обновляемой информации о показателях эксплуатации месторождения в целом, отдельных скважин или их интервалов, оборудованных интеллектуальным заканчиванием. Представленные постановки и развиваемые авторами алгоритмы с использованием методов теории оптимального управления обеспечивают

эффективное решение двух рассматриваемых классов обратных задач. Несмотря на формальную некорректность задач с математической точки зрения, апробирование развиваемых подходов на синтетических примерах и использование в практических задачах подтверждает возможность получения достоверных решений. Применение различных форм критерия качества позволяет решать разные задачи в рамках единого математического аппарата, сохраняя геологическую согласованность уточняемой 3D-модели. Необходимые доработки для введения новых компонентов в критерий качества и внесения изменений в программный код находят отражение в развиваемом программном комплексе SimMatch ИПНГ РАН. Практические примеры, представленные в данной статье и приводимых ссылках на другие публикации авторов, демонстрируют возможности рассматриваемого подхода по уточнению параметров разрабатываемых объектов и улучшению показателей эксплуатации конкретных месторождений.

Статья подготовлена в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН (тема «Совершенствование методов моделирования, лабораторных и промысловых исследований для создания новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях», № 122022800272-4).

Литература

1. Jansen J.D., Douma S.D., Brouwer D.R. et al. Closed-loop reservoir management // SPE Reservoir Simulation Symposium. The Woodlands, Texas, USA, 2–4 February 2009. Paper SPE-119098-MS. <https://doi.org/10.2118/119098-MS>
2. Chierici G.L. Economically improving oil recovery by advanced reservoir management // Journal of Petroleum Science and Engineering. 1992. Vol. 8, No. 3. P. 205–219. [https://doi.org/10.1016/0920-4105\(92\)90034-X](https://doi.org/10.1016/0920-4105(92)90034-X)

3. *Jansen J.D., Brouwer D.R., Naevdal G., van Kruijsdijk C.P.J.W.* Closed-loop reservoir management // *First Break*. 2005. Vol. 23, No. 1. P. 43–48. <https://doi.org/10.3997/1365-2397.2005002>
4. *Jansen J.D., Durlofsky L., Aziz K., van Kruijsdijk C.P.J.W.* Preface – Closed-loop reservoir management // *Computational Geosciences*. 2006. Vol. 10, No. 1. P. 1–2. <https://doi.org/10.1007/s10596-005-9015-1>
5. *Zakirov E.S., Zakirov S.N., Indrupskiy I.M.* et al. Optimal control of field development in a closed loop // *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, 26–28 October 2015. Paper SPE 176642-MS. <https://doi.org/10.2118/176642-MS>
6. *Oliver D.S., Reynolds A.C., Liu N.* Inverse theory for petroleum reservoir characterization and history matching. Cambridge, UK; New York: Cambridge University Press, 2008. 380 p. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511535642>
7. *Yeh W.W.-G.* Review of parameter identification in groundwater hydrology: the inverse problem // *Water Resources Research*. 1986. Vol. 22, No. 2. P. 95–108. <https://doi.org/10.1029/WR022i002p00095>
8. *Carrera J., Neuman S.P.* Estimation of aquifer parameters under transient and steady state conditions: 1. Maximum likelihood method incorporating prior information // *Water Resources Research*. 1986. Vol. 22, No. 2. P. 199–210. <https://doi.org/10.1029/WR022i002p00199>
9. *Ewing R.E., Pilant M.S., Wade J.G., Watson A.T.* Estimating parameters in scientific computation – A survey of experience from oil and groundwater modeling // *IEEE Computational Science and Engineering*. 1994. Vol. 1, No. 3. P. 19–31. <https://doi.org/10.1109/MCSE.1994.313170>
10. *Watson A.T., Wade J.G., Ewing R.E.* Parameter and system identification for fluid flow in underground reservoirs // *Proceedings of the Conference on Inverse Problems and Optimal Design in Industry*. Wiesbaden: Vieweg + Teubner, 1994. P. 81–108. https://doi.org/10.1007/978-3-322-96658-2_5
11. *Oliver D.S., Chen Y.* Recent progress on reservoir history matching: a review // *Computational Geosciences*. 2011. Vol. 15, No. 1. P. 185–221. <https://doi.org/10.1007/s10596-010-9194-2>
12. *Jansen J.D.* Adjoint-based optimization of multi-phase flow through porous media – A review // *Computers & Fluids*. 2011. Vol. 46, No. 1. P. 40–51. <https://doi.org/10.1016/j.compfluid.2010.09.039>
13. *Закиров Э.С.* Трёхмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2001. 303 с.
14. *Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Shiryayev I.M.* et al. Advanced geologically-consistent history matching and uncertainty evaluation // *ECMOR XV – 15th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery*, Amsterdam, Netherlands, 29 August – 1 September 2016. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201601812>
15. *Закиров Э.С., Индрупский И.М., Любимова О.В.* и др. Согласованная адаптация геостатистических моделей залежей нефти и газа // *Доклады Академии наук*. 2017. Т. 476, № 4. С. 421–425. <https://doi.org/10.7868/S0869565217280143>
16. *Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Аникеев Д.П.* Регулирование разработки нефтяных и газовых месторождений // *Актуальные проблемы нефти и газа*. 2018. Вып. 2(21). С. 30. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-21.art30>

Информация об авторах

Эрнест Сумбатович Закиров – д.т.н., директор, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, ezakirov@ogri.ru

Даниил Павлович Аникеев – к.т.н., заведующий лабораторией, старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, anikeev@ipng.ru

Илья Михайлович Индрупский – д.т.н., заместитель директора по научной работе, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, i-ind@ipng.ru

Поступила в редакцию 05.07.2023

Application of two classes of inverse problems for optimization and management of the natural hydrocarbon field development process

E.S. Zakirov*, D.P. Anikeev**, I.M. Indrupskiy***

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

E-mail: *ezakirov@ogri.ru, **anikeev@ipng.ru, ***i-ind@ipng.ru

Abstract. The article considers two classes of inverse problems in the modeling of hydrocarbon field development: optimization and adaptation of the development history. They jointly form the basis for field development management in a closed loop, based on a constantly updated 3D geological and technological model.

The problems of model adaptation (identification) arise due to the point-by-point measurements and the inaccuracy of determining the initial data on porosity and permeability of the host rocks and other parameters of the deposit when building the 3D model. Such problems are regarded as the inverse ones, because the consequence – field measurements – is used to determine their cause. The problems under consideration are related to the identification of both porosity and permeability of the reservoir and other key parameters that determine the dynamics of development. Geologically consistent formulation ensures that the adapted model retains the original geological principles of the distribution of reservoir properties.

The second class of problems under consideration is the problems of optimization (regulation) of development. One of the sought-after formulations is related to the optimal redistribution of a given target level of production from the field to all production wells in time. In this case, the technological limitations of surface equipment are taken into account. The maximized criterion reflects the economic effect of the asset development.

In this article, without going into details of mathematical realization, the authors consider practical examples of solving these problems using full-scale 3D multiphase filtration models of the real fields. The algorithms based on the current methods of optimal control theory are used, which were developed and implemented by the researchers of Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences in the SimMatch software package and confirmed their effectiveness on numerous synthetic and real examples.

Application and further development of these methods within the framework of a single loop, taking into account continuous information from the entire set of sensors, will significantly increase the efficiency of intelligent wells and field control systems.

Keywords: optimization of development in a closed loop, inverse problems, automated history matching, autoadaptation, geologically consistent history matching, management of field development

Citation: Zakirov E.S., Anikeev D.P., Indrupskiy I.M. Application of two classes of inverse problems for optimization and management of the natural hydrocarbon field development process // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 3(42). P. 130–150. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art9> (In Russ.).

References

1. Jansen J.D., Douma S.D., Brouwer D.R. et al. Closed-loop reservoir management // SPE Reservoir Simulation Symposium. The Woodlands, Texas, USA, 2–4 February 2009. Paper SPE-119098-MS. <https://doi.org/10.2118/119098-MS>

2. *Chierici G.L.* Economically improving oil recovery by advanced reservoir management // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 1992. Vol. 8, No. 3. P. 205–219. [https://doi.org/10.1016/0920-4105\(92\)90034-X](https://doi.org/10.1016/0920-4105(92)90034-X)
3. *Jansen J.D., Brouwer D.R., Naevdal G., van Kruijsdijk C.P.J.W.* Closed-loop reservoir management // *First Break*. 2005. Vol. 23, No. 1. P. 43–48. <https://doi.org/10.3997/1365-2397.2005002>
4. *Jansen J.D., Durlofsky L., Aziz K., van Kruijsdijk C.P.J.W.* Preface – Closed-loop reservoir management // *Computational Geosciences*. 2006. Vol. 10, No. 1. P. 1–2. <https://doi.org/10.1007/s10596-005-9015-1>
5. *Zakirov E.S., Zakirov S.N., Indrupskiy I.M.* et al. Optimal control of field development in a closed loop // *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, 26–28 October 2015. Paper SPE 176642-MS. <https://doi.org/10.2118/176642-MS>
6. *Oliver D.S., Reynolds A.C., Liu N.* Inverse theory for petroleum reservoir characterization and history matching. Cambridge, UK; New York: Cambridge University Press, 2008. 380 p. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511535642>
7. *Yeh W.W.-G.* Review of parameter identification in groundwater hydrology: the inverse problem // *Water Resources Research*. 1986. Vol. 22, No. 2. P. 95–108. <https://doi.org/10.1029/WR022i002p00095>
8. *Carrera J., Neuman S.P.* Estimation of aquifer parameters under transient and steady state conditions: 1. Maximum likelihood method incorporating prior information // *Water Resources Research*. 1986. Vol. 22, No. 2. P. 199–210. <https://doi.org/10.1029/WR022i002p00199>
9. *Ewing R.E., Pilant M.S., Wade J.G., Watson A.T.* Estimating parameters in scientific computation – A survey of experience from oil and groundwater modeling // *IEEE Computational Science and Engineering*. 1994. Vol. 1, No. 3. P. 19–31. <https://doi.org/10.1109/MCSE.1994.313170>
10. *Watson A.T., Wade J.G., Ewing R.E.* Parameter and system identification for fluid flow in underground reservoirs // *Proceedings of the Conference on Inverse Problems and Optimal Design in Industry*. Wiesbaden: Vieweg + Teubner, 1994. P. 81–108. https://doi.org/10.1007/978-3-322-96658-2_5
11. *Oliver D.S., Chen Y.* Recent progress on reservoir history matching: a review // *Computational Geosciences*. 2011. Vol. 15, No. 1. P. 185–221. <https://doi.org/10.1007/s10596-010-9194-2>
12. *Jansen J.D.* Adjoint-based optimization of multi-phase flow through porous media – A review // *Computers & Fluids*. 2011. Vol. 46, No. 1. P. 40–51. <https://doi.org/10.1016/j.compfluid.2010.09.039>
13. *Zakirov E.S.* Three-dimensional multiphase problems in forecasting, analyzing and controlling oil and gas field development. Moscow: Graal, 2001. 303 p. (In Russ.).
14. *Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Shiryayev I.M.* et al. Advanced geologically-consistent history matching and uncertainty evaluation // *ECMOR XV – 15th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery*, Amsterdam, Netherlands, 29 August – 1 September 2016. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201601812>
15. *Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Liubimova O.V.* et al. Geostatistically consistent history matching of 3D oil-and-gas reservoir models // *Doklady Earth Sciences*. 2017. Vol. 476, No. 2. P. 1120–1124. <https://doi.org/10.1134/S1028334X17100117>
16. *Zakirov E.S., Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Anikeev D.P.* Oil and gas fields development optimization // *Actual Problems of Oil and Gas*. 2018. Iss. 2(21). P. 30. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-21.art30> (In Russ.).

Information about the authors

Ernest S. Zakirov – Dr. Sci. (Eng.), Director, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, ezakirov@ogri.ru

Daniil P. Anikeev – Cand. Sci. (Eng.), Head of the Laboratory, Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, anikeev@ipng.ru

Ilya M. Indrupskiy – Dr. Sci. (Eng.), Deputy Director for Research, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, i-ind@ipng.ru

Received 05.07.2023

Развитие научно-методических решений для эффективной разработки газоконденсатных залежей в низкопроницаемых коллекторах со сложным фазовым поведением пластового флюида

И.М. Индрупский*, Э.С. Закиров**, Д.П. Аникеев***, Т.С. Ющенко, А.А. Астанина, Е.В. Кусочкова, А.И. Ибрагимов, Ю.В. Алексеева, Т.Н. Цаган-Манджиев, О.А. Лобанова

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

E-mail: *i-ind@ipng.ru, **ezakirov@ogri.ru, ***anikeev@ipng.ru

Аннотация. Эффективная добыча газа и конденсата из глубокопогруженных залежей требует решения комплекса научно-методических проблем, включающих оценку распределения начального состава и свойств флюида по объему залежи; прогнозирование сложного фазового поведения флюидов в околокритических условиях и с учетом влияния пористой среды; моделирование формирования конденсатных валов («банок») при многофазных течениях с учетом скоростных эффектов, переменного межфазного натяжения, неравновесных фазовых переходов и сложного заканчивания скважин; и др. В статье представлены наработки Института проблем нефти и газа РАН в данной области, с акцентом на освоение уникальных запасов углеводородов в ачимовских отложениях Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения.

Ключевые слова: глубокопогруженная газоконденсатная залежь, ачимовские залежи, Уренгойское месторождение, низкопроницаемый коллектор, фазовое поведение, влияние пористой среды, околокритический флюид, конденсатные валы, конденсатные банки, межфазное натяжение, неравновесные фазовые переходы

Для цитирования: Индрупский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П., Ющенко Т.С., Астанина А.А., Кусочкова Е.В., Ибрагимов А.И., Алексеева Ю.В., Цаган-Манджиев Т.Н., Лобанова О.А. Развитие научно-методических решений для эффективной разработки газоконденсатных залежей в низкопроницаемых коллекторах со сложным фазовым поведением пластового флюида // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 3(42). С. 151–174. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art10>

Введение

Ачимовские залежи Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) – уникальный объект как по объему запасов углеводородов (более 3 трлн м³ газа, 1 млрд т конденсата и 2 млрд т нефти), так и по сложности геолого-физических условий их залегания и извлечения. Глубины залегания изменяются от 3,2 до 4 км, начальные давления – 61–64 МПа, температуры – 105–115 °С, абсолютная проницаемость – от десятых долей до единиц

миллидарси при высокой неоднородности коллектора, начальное содержание конденсата в пластовом газе (компонентов C₅₊) – от ~300 до 650–700 г/м³. Для обеспечения рентабельной продуктивности широко применяются горизонтальные скважины (ГС) с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП). Различным методическим аспектам эффективного освоения запасов ачимовских залежей посвящены многочисленные публикации, например [1–4].

Сложный компонентный состав со значительной вариацией по объему залежей, уникальное содержание конденсата, наличие нефтяных оторочек и околокритическое состояние флюида на ряде объектов определяют сложности при отборе и исследовании проб, интерпретации лабораторных данных и прогнозировании фазового поведения пластового флюида. Для наиболее низкопроницаемых ачимовских пластов возникают дополнительные трудности, связанные с учетом возможного влияния коллектора на кривые конденсации в пористой среде [5].

Другой комплекс факторов – сложный характер многофазных многокомпонентных течений в околоскважинных зонах, с переменным составом фаз, межфазным поверхностным натяжением, влиянием скоростных эффектов и значительным контрастом характеристик течения в матрице коллектора и трещинах гидроразрыва пласта (ГРП) [4, 6]. В совокупности с фазовым поведением флюида они определяют динамику формирования конденсатных валов («банок»), темпы падения добычи газа и конденсата, снижения забойного и пластового давления, а также потенциальную эффективность применения методов борьбы с конденсатными валами, повышения продуктивности скважин и увеличения конденсатоотдачи.

На примере ачимовских залежей Уренгойского месторождения в данной статье представлены результаты исследований лаборатории газонефтеконденсатоотдачи пластов имени С.Н. Закирова Института проблем нефти и газа (ИПНГ) РАН по обоснованию научно-методических решений для эффективной разработки газоконденсатных

залежей в низкопроницаемых коллекторах со сложным фазовым поведением пластового флюида.

Влияние сверхмалых концентраций тяжелых углеводородных компонентов на фазовое поведение газоконденсатной системы

Достоверное описание фазового поведения пластовых флюидов лежит в основе прогнозирования динамики добычи углеводородов и моделирования разработки газоконденсатных залежей. Теоретическим аспектам и методическим проблемам построения флюидальных моделей (PVT¹-моделей) реальных пластовых систем посвящены широко известные обобщающие монографии [7–9] и многочисленные публикации. Общепринятый подход опирается на использование кубических уравнений состояния, с заданием компонентного состава и уточнением параметров псевдокомпонентов (фракций) по данным лабораторных PVT-исследований глубинных и/или рекомбинированных проб пластового флюида. Применительно к ачимовским залежам данной проблеме посвящен ряд работ, например [2, 5, 10, 11]. Эффективная методика построения и настройки PVT-моделей пластовых флюидов представлена в статье [12]. В ней подытожены многолетний опыт и методические наработки бывшего сотрудника лаборатории газонефтеконденсатоотдачи пластов ИПНГ РАН, известного эксперта в области PVT-моделирования проф. А.И. Брусиловского совместно с одним из авторов данной статьи.

¹ PVT – давление, объем, температура.

В качестве примера на рис. 1 проиллюстрированы особенности процедуры настройки PVT-модели газоконденсатной системы на кривую

потерь насыщенного конденсата по результатам контактно-дифференциальной конденсации (CVD – Constant Volume Depletion).

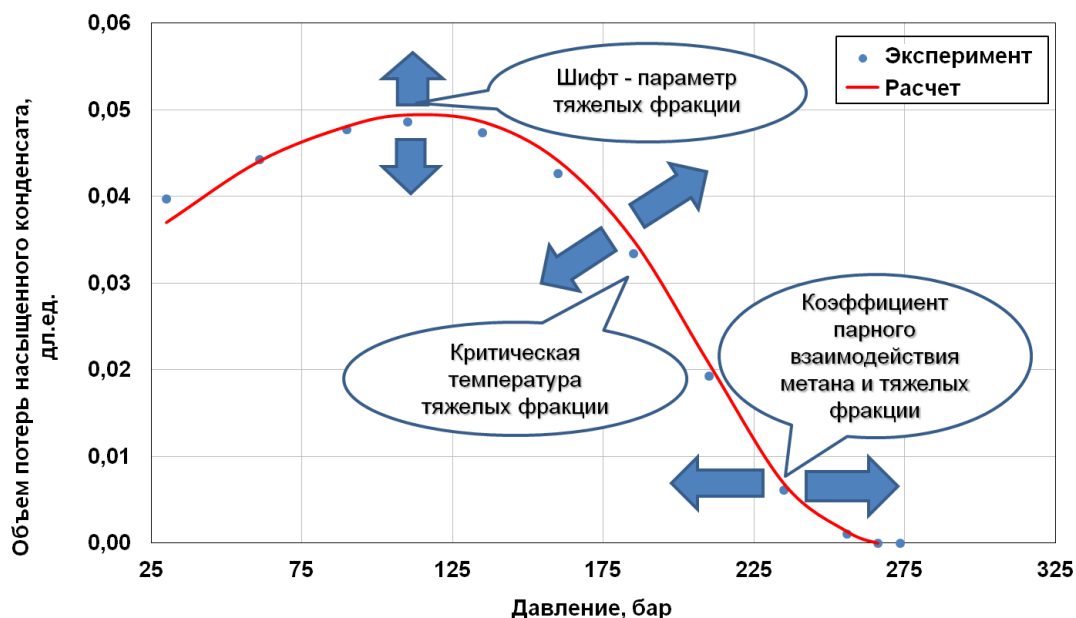


Рис. 1. Влияние параметров уравнения состояния на кривую пластовых потерь насыщенного конденсата [12]

Для ряда залежей в ачимовских отложениях Уренгойского НГКМ исследования фазового поведения глубинных и рекомбинированных сепараторных проб идентифицируют газоконденсатный пластовый флюид (ПФ) как недонасыщенный, с давлением начала конденсации на 5–10 МПа ниже пластового. В то же время динамика показателей работы скважин на начальных стадиях эксплуатации свидетельствует о том, что выпадение в пласте жидкой фазы начинается с самых ранних стадий снижения забойного давления [5], что соответствует насыщенному начальному состоянию углеводородной системы.

Одним из предполагаемых факторов, влияющих на фазовое поведение ПФ, является возможное наличие в газонасыщенной части пласта неподвижных рассеянных жидких углеводородов (ЖУВ).

При этом состав флюида в пробах может отличаться от реального пластового из-за конденсации части тяжелых компонентов в призабойной зоне при создании депрессии. Кроме того, оптические детекторы PVT-установок могут не фиксировать малое количество выпадающей жидкой фазы в начале процесса конденсации, и тогда оцененное значение давления начала конденсации по результатам лабораторных исследований будет ниже фактического.

В обоих указанных случаях выпадение жидкой фазы на интервале от фактического начального пластового давления до измеренного давления начала конденсации преимущественно связано с наиболее тяжелой фракцией, содержащейся в пластовой смеси в очень малых концентрациях. Ее характеристики должны заметно отличаться от параметров других фракций, определенных в составе пробы ПФ.

На рис. 2 представлен пример оценки влияния дополнительной тяжелой фракции при ее добавлении к исходному составу по пробе газоконденсатного пластового флюида до получения предельно насыщенного состояния. Использован исходный состав, аналогичный пробе ПФ для одной из ачимовских залежей.

После добавления тяжелой фракции в мольной доле менее 0,015% давление начала конденсации Рн.к. стало равно начальному пластовому. При этом кривая потерь насыщенного конденсата существенно не изменилась для давлений ниже измеренного по пробе давления начала конденсации.

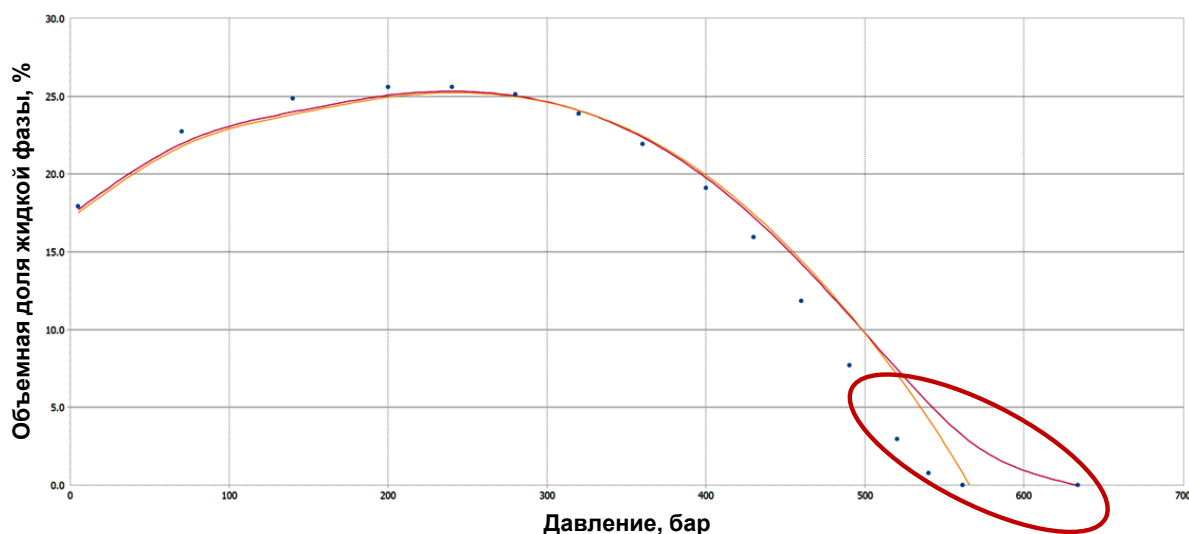


Рис. 2. Расчетные кривые потерь насыщенного конденсата при процессе CVD для состава ПФ по пробе и с учетом добавления дополнительной тяжелой фракции Coil

На рис. 3 сопоставлены составы полученного предельно насыщенного газоконденсатного флюида и равновесной к нему жидкой фазы. Видно, что выпадение тяжелой фракции в жидкую фазу сопровождается конденсацией и других компонентов пласто-

вой смеси, что может влиять на различие фазового поведения реальной пластовой системы и отобранной пробы пластового флюида и позволяет приближенно оценить состав неподвижных равновесных ЖУВ, предположительно содержащихся в пласте.

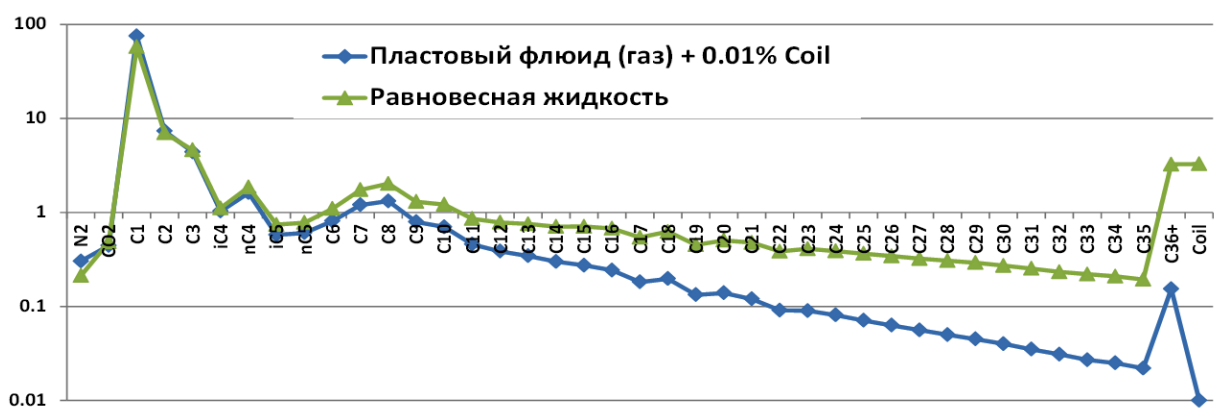


Рис. 3. Состав донасыщенного газоконденсатного ПФ и равновесной к нему жидкой фазы

Параметры добавляемой тяжелой фракции могут определяться задаваемым значением молекулярной массы, превышающей значения для фракций в составе пробы ПФ. Другой способ – путем выделения из остатка наиболее тяжелой фракции с мольной долей 0,01–0,02% методом гамма-распределения Витсона [8]. Доля добавляемой фракции подбирается таким образом, чтобы давление начала конденсации стало равно начальному пластовому. При дальнейшем увеличении доли добавляемой фракции исходное состояние пластовой углеводородной системы становится двухфазным. При этом возрастают начальная насыщенность ЖУВ и начальный участок кривой конденсации (5–10 МПа от Рн.к. по пробе) при практически неизменной ее форме в области меньших давлений.

Таким образом, не определяемые в пробах ПФ сверхмалые концентрации тяжелых фракций в составе пластовой газоконденсатной системы могут существенно влиять на ее фазовое состояние и начальный участок кривой конденсации.

Влияние адсорбции на состав и фазовое поведение пластового флюида

В условиях низкопроницаемого коллектора компоненты пластового флюида частично находятся в адсорбированном состоянии. Существенное влияние адсорбции на запасы и фазовое поведение ПФ характерно для сланцевых коллекторов, где значительное количество углеводородов содержится внутри нанопор. Как следствие, взаимодействия между молекулами флюида и стенками породы играют важную роль при оценке запасов, состава и свойств извлекаемых углеводородов [13].

В плотных терригенных коллекторах, таких как ачимовские залежи Уренгойского месторождения, средний размер пор составляет приблизительно 10^{-2} – 10^{-1} мкм, что на 1–2 порядка больше, чем в сланцевых пластах. Относительная толщина адсорбционных пленок флюида и доля занимаемого ими объема пор незначительны. Тем не менее, адсорбция тяжелых компонентов газоконденсатной системы может существенно менять их концентрацию в свободном флюиде и влиять на фазовое поведение [5].

Оценка возможного влияния адсорбции компонентов ПФ для условий ачимовских залежей выполнялась с использованием модели SLD-PR – упрощенной модели локальной плотности в сочетании с уравнением состояния Пенга-Робинсона [14]. Модель SLD-PR основана на совместном учете потенциала взаимодействия «флюид – стенка поры» и уравнения состояния. Химические потенциалы адсорбированной и объемной фаз предполагаются равными при равновесии. Для флюида под влиянием адсорбции потенциал взаимодействия «флюид – твердое тело» является функцией расстояния до стенки и суммируется с химическим потенциалом взаимодействия «флюид – флюид» в углеводородной смеси, рассчитываемым через значения летучести компонентов по уравнению состояния. Получаемая система уравнений позволяет рассчитать локальный состав и плотность флюида в зависимости от положения относительно стенки поры. По профилю плотности можно определить толщину пленки адсорбированной фазы и определить ее плотность, а по профилям концентрации компонентов рассчитать усредненный по поре состав свободного флюида.

С использованием модели SLD-PR были выполнены расчеты для 24-компонентной углеводородной смеси, соответствующей пробе ПФ для одной из ачимовских залежей Уренгойского месторождения с содержанием компонентов C_{5+} более 600 г/м^3 , начальным давлением 63 МПа и температурой $109 \text{ }^\circ\text{C}$. При начальных пластовых условиях флюид является газоконденсатным, но характеризуется окологкритическим состоянием. Для такой системы даже небольшие изменения мольных долей тяжелых компонентов в свободном флюиде могут привести к значительным изменениям фазового поведения.

Расчеты проведены для условной щелевидной поры размером 50 нм при различных давлениях [15]. Такой размер пор типичен для низкопроницаемых участков ачимовского коллектора. Результаты показывают, что адсорбция приводит к заметному изменению содержания компонентов и фракций, начиная с C_9-C_{10} , в свободном флюиде по сравнению с общим составом смеси. Для фракции C_{36+} различие кратное. В то же время, модель SLD-PR позволила получить физически интерпретируемые результаты только для давлений до $\sim 30 \text{ МПа}$ (рис. 4).

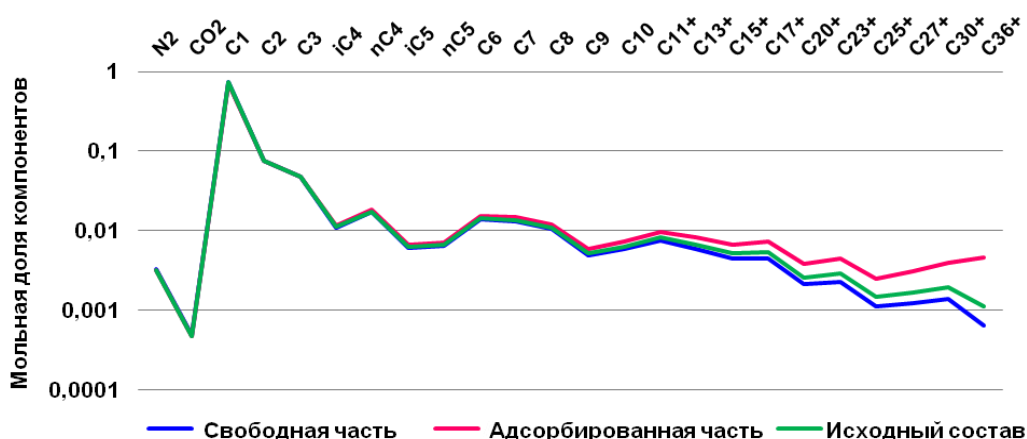


Рис. 4. Сопоставление исходного состава смеси со средними расчетными составами свободной и адсорбированной части флюида при давлении 30 МПа [15]

Ограниченная применимость модели, возможно, связана с неточностью используемого выражения для потенциала взаимодействия «флюид — твердое тело» при более высоких давлениях. На текущий момент моделирование многокомпонентной адсорбции углеводородов в глубоководных пластах затрудняется практически полным отсутствием в литературе соответствующих экспериментальных данных.

На примере той же пластовой флюидальной системы был рассмотрен следующий актуальный вопрос [15]: можно ли объяснить влиянием адсорбции наблюдаемое различие между составом свободного флюида из скважинных проб и составом по экстрактам из керна?

На первом шаге воспроизводился полный состав флюида по осредненным данным экстрактов из керна. В керновых экстрактах не сохраняются летучие компоненты смеси.

Для воспроизведения полного состава использован реконструирующий расчет, основанный на расчете фазовых равновесий состава по экстрактам с составом летучих компонентов из пробы. В качестве альтернативного способа воспроизведения полного состава использовалась модель гамма-распределения Витсона [8] с настройкой

параметров на осредненные данные по экстрактам.

Далее с полученным полным составом осуществлялся расчет по модели SLD-PR с определением среднего состава свободного флюида. Этот состав сопоставлялся с составом свободного флюида по скважинным пробам. Результаты описанного расчета представлены на рис. 5.

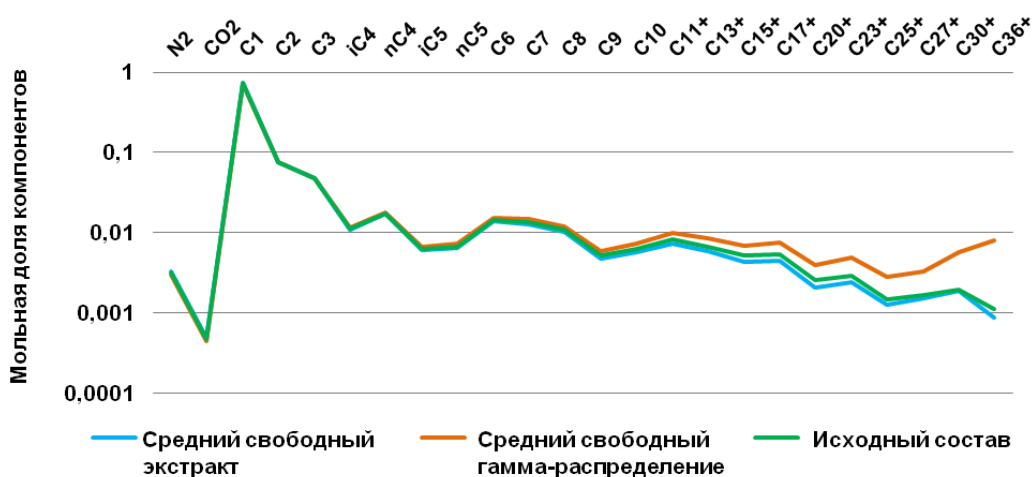


Рис. 5. Сравнение исходного состава ПФ по пробе из скважины и средних составов свободной части флюида при давлении 30 МПа, полученных по модели SLD-PR на основе реконструированных составов по экстракту и с приведением к модели гамма-распределения [15]

При давлении 30 МПа состав пластового флюида по скважинным пробам хорошо воспроизводится средним составом свободной части флюида, рассчитанным по модели SLD-PR на основе реконструированного полного состава по экстрактам из керна. При более высоких давлениях аналогичный результат получить не удалось из-за указанной выше ограниченной применимости модели.

Для оценки возможного влияния адсорбции/десорбции компонентов при изменении давления на фазовое поведение ПФ реализована следующая пошаговая процедура [15]:

- с помощью модели SLD-PR производится расчет среднего состава свободной части смеси при начальном давлении и пластовой температуре;

- полученный свободный состав используется в задаче фазового равновесия [7] для определения начальных долей и составов газовой и жидкой углеводородных фаз;

- далее давление пошагово снижается, и на каждом шаге повторяются аналогичные вычисления.

Таким образом, многокомпонентная адсорбция рассматривается как основной фактор, влияющий на состав свободной части смеси и, следовательно, на фазовое равновесие.

В области применимости модели SLD-PR (до 30 МПа) получены результаты, аналогичные выводам для сланцевых коллекторов [13]: преимущественная адсорбция тяжелых компонентов влияет на состав свободной части смеси, а десорбция по мере снижения давления изменяет динамику конденсации в углеводородной системе. При этом для окологкритического ПФ может меняться не только динамика, но и тип фазового поведения, например – с нефтяного (появление газовой фазы из жидкой) на газоконденсатный (конденсация жидкости из газа).

Таким образом, несмотря на упрощенность модели SLD-PR (простая геометрия пор, неучет связанной воды) и ограниченную применимость для глубокопогруженных пластов, выполненное моделирование демонстрирует некоторые важные эффекты и тенденции. Учет адсорбции компонентов пластовой системы для ачимовских залежей позволяет количественно объяснить различие в составе пластового флюида между скважинными пробами и экстрактами из керна. Также возможна оценка изменения фазового поведения ПФ в пористой среде в сравнении с лабораторными PVT-исследованиями.

Распределение начального состава ПФ по объему залежи с учетом неполной гравитационной сегрегации

Для ачимовских пластов Уренгойского месторождения характерно значительное и сложное по характеру изменение начального состава и свойств пластового флюида в объеме залежей. Геохимические исследования подтверждают наличие нескольких источников поступления углеводородов [11]. Тем не менее, для многих залежей отмечается ряд закономерных тенденций в изменении состава и свойств ПФ, указывающих на гидродинамическое единство пластовой системы (в пределах

залежи) и важную роль гравитационного фактора: характерное увеличение плотности и содержания компонентов C_{5+} с глубиной, наличие газонефтяных контактов (ГНК), нефтяной тип флюида в области повышенных глубин [5].

Общепринятые модели распределения начального компонентного состава флюида по глубине основываются в изотермическом случае на условии равенства разности химических потенциалов компонента между двумя отметками изменению его гравитационного потенциала [7]. При учете геотермического градиента рассчитывается псевдоравновесное состояние с учетом не только гравитации, но и термодиффузии [8, 9]. Известные алгоритмы позволяют построить зависимость компонентного состава и давления от глубины по заданному составу и давлению в опорной точке и вертикальному профилю температуры. Также определяются наличие и положение ГНК. Расчеты для ачимовских залежей показывают, что тип прогнозируемого ГНК может быть как классическим – переход от газовой фазы к равновесной с ней жидкой фазе, так и сверхкритическим – непрерывное изменение состава со сверхкритическим переходом от газа к жидкости [5].

Общим ограничением всех известных моделей распределения начального состава по глубине является предположение о полной гравитационной сегрегации флюида. Это, в том числе, означает отсутствие ЖУВ в газоконденсатной части залежи. Чтобы учесть возможное наличие рассеянных ЖУВ, авторами предложен модифицированный алгоритм, предполагающий равновесие по глубине только в пределах газовой фазы. Жидкая фаза считается равновесной к газовой на каждой глубине, но не связанной по вертикали [16]. Пример применения алгоритма для одной из ачимовских залежей показан на рис. 6.

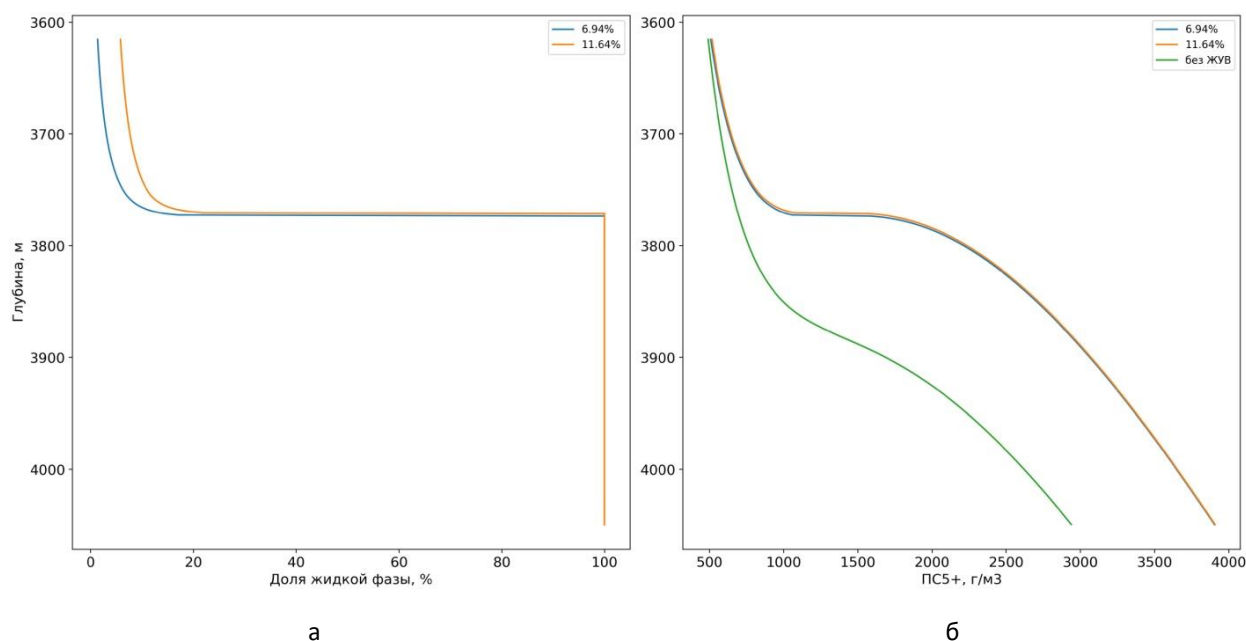


Рис. 6. Расчетные распределения параметров по глубине в соответствии с предложенным алгоритмом для различных значений доли ЖУВ на опорной глубине:
а – содержание компонентов C5+; б – объемная доля ЖУВ [16]

Учет ЖУВ приводит к увеличению содержания C_{5+} в газоконденсатной области, флюид становится предельно насыщенным. Отмечается повышение уровня ГНК и возможная смена его типа со сверхкритического на классический.

Учитывая низкую проницаемость ачимовского коллектора и слабую дифференциацию фаз по свойствам в околокритической области, возможно и иное проявление неполной гравитационной сегрегации: недостижение пластовой системой псевдоравновесного по глубине состояния. Авторами предложена модифицированная модель распределения состава и давления, предполагающая релаксацию флюидальной системы от исходно однородного состояния в направлении псевдоравновесного распределения в поле гравитации с учетом геотермического градиента [16]. Пример расчета для ачимовской залежи представлен на рис. 7.

Как видно, с ростом относительного времени отмечается ожидаемое увеличение дифференциации давления и состава по глубине с постепенным формированием ГНК. Отметим, что неизменное положение опорной точки в данном случае корректно: рис. 7 показывает не временную динамику одной и той же системы, а «срез» на разные значения относительного времени различных систем с одинаковым давлением и составом в опорной точке (точке отбора пробы). Графики распределения параметров (см. рис. 7) дают возможное объяснение эффекту, наблюдаемому по некоторым ачимовским залежам: различия в фактических значениях давления и содержания компонентов C_{5+} между пробами по газоконденсатным (выше ГНК) и нефтяным (ниже ГНК) скважинам меньше, чем прогнозируется по классическим равновесным моделям.

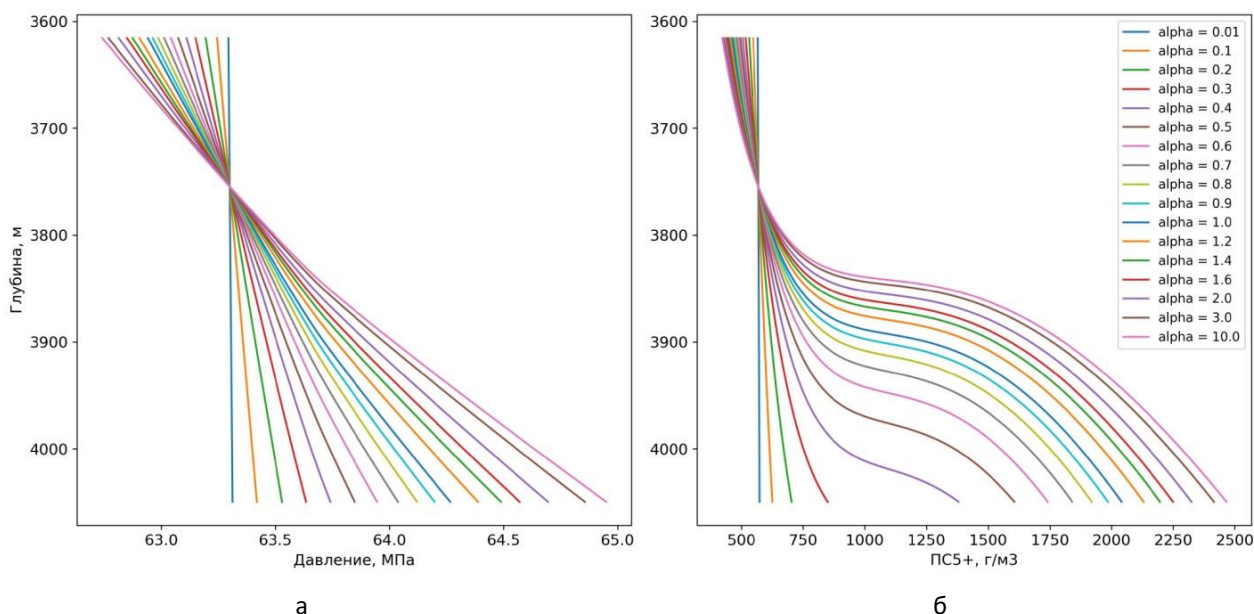


Рис. 7. Пример расчета распределения состава по глубине при неполной релаксации к псевдоравновесному состоянию: а – давление; б – содержание компонентов C_{5+} ; α – относительное время с начала процесса релаксации (по отношению к характерному времени релаксации системы) [16]

Методика настройки численных моделей притока газоконденсатного флюида к горизонтальным скважинам с многостадийным ГРП

Для добычи углеводородов из газоконденсатных залежей в низкопроницаемых коллекторах применяют ГС с МГРП. Для прогнозирования работы таких скважин необходимо описывать течение двухфазного (газ + конденсат) многокомпонентного флюида в пласте в направлении скважин, приток к трещинам МГРП и поток в них с учетом фазовых переходов, изменений межфазного натяжения и скорости течения. Такие задачи могут решаться на основе детальных секторных гидродинамических моделей с применением специальных опций для учета трещин МГРП (например, WFRACPL в пакете RFD tNavigator) и межфазных эффектов. Последние вызывают наибольшие сложности в практической реализации из-за значительного числа влияющих факторов и связанной с этим проблематичности и неоднозначности

настройки параметров соответствующих моделей. Для их преодоления авторами разработана специализированная методика настройки таких моделей.

На предварительной стадии используемая для секторного гидродинамического моделирования многокомпонентная модель пластового флюида (PVT-модель) на основе уравнения состояния настраивается на результаты лабораторных исследований проб, включая динамику долей, составов и вязкостей фаз, а также межфазного натяжения «газ–конденсат». При этом учитываются рассмотренные выше эффекты. Это обеспечивает правильный учет фазовых переходов и связанных с ними изменений составов и свойств углеводородных фаз по мере динамического изменения давления в каждой ячейке модели.

Основная стадия состоит в настройке гидродинамической модели по фильтрационным параметрам удаленной и околоскважинной зон, а также параметрам, контролирующим совместное течение газовой и жидкой углеводородных фаз.

Основными характеристиками, определяющими совместное течение нескольких фаз в пористой среде, являются относительные фазовые проницаемости (ОФП). В случае двухфазного течения «газ–конденсат» (в присутствии остаточной воды) их можно считать функциями газонасыщенности. В то же время необходимо учитывать влияние величины капиллярного числа, характеризующего соотношение сил вязкого трения и капиллярных сил в зависимости от локального межфазного натяжения, вязкостей фаз и скорости течения. Данный эффект особенно существенен для околокритических систем, где величина межфазного натяжения может возрастать от практически нулевых (условия смесимости при давлении начала конденсации) до существенно больших значений (переход к несмешивающемуся течению) по мере снижения давления. Вязкости фаз также существенно меняются из-за динамического изменения их состава. Для скорости течения характерно увеличение на порядки при приближении к скважине и движении потока по трещинам ГРП, с достижением условий, когда необходимо учитывать отклонение от линейного закона фильтрации Дарси и включать в расчет инерционные эффекты по закону Форхгеймера.

Наиболее распространенные модели для расчета величины капиллярного числа и значений ОФП углеводородных фаз – модель Витсона [17] и модель Heriott-Watt [18]. Общей сложностью при их практическом применении является необходимость определения не только стандартных кривых ОФП «газ–конденсат» при несмешивающемся режиме, но и нескольких параметров модели, характеризующих переход к полностью смешивающемуся режиму по мере увеличения капиллярного числа.

Например, в работе [4] описаны результаты проведения комплекса лабораторных исследований в специализированной лаборатории Weatherford в Норвегии на керновом материале одной из ачимовских залежей Уренгойского месторождения по определению параметров модели Витсона. Использовался специально подобранный синтетический флюид, корректно воспроизводящий требуемые характеристики реального пластового флюида во всем диапазоне ожидаемых забойных давлений. Полученные параметры зависимости ОФП от капиллярного числа для двух керновых моделей одного объекта, при менее чем на порядок различающихся величинах проницаемости, значительно (и даже кратно) отличаются как друг от друга, так и от рекомендованных в работе [17] значений. Это означает, с одной стороны, необходимость проведения достаточного числа сложных, длительных и дорогостоящих экспериментов на керновых моделях с целью охватить весь диапазон неоднородности фильтрационных и других определяющих свойств пласта. С другой стороны, даже в этом случае требуется решать неочевидную проблему переноса полученных параметров с масштаба керна на масштаб ячеек используемой гидродинамической модели.

Аналогичная ситуация характерна и для параметра Форхгеймера (коэффициента макрошероховатости). Реализованные в гидродинамических симуляторах модели учитывают зависимость его значения от текущей газонасыщенности и/или фазовой проницаемости для газа. Пример работы [19] показывает, что величины параметра Форхгеймера для матрицы коллектора и трещин ГРП могут различаться на несколько порядков даже при однофазном течении, а при наличии жидкой углеводородной фазы его определение дополнительно усложняется.

Предлагаемая методика настройки модели притока газоконденсатного флюида к скважинам направлена на пошаговое снятие указанных неопределенностей.

На первом шаге осуществляется настройка параметров, влияющих на начальную продуктивность скважины. На рис. 8а представлены расчетные билигарифмические графики изменения давления и его логарифмической производной для кривой восстановления давления (КВД), регистрируемой после запуска скважины в эксплуатацию и вывода на режим. Начальный участок графиков, определяемый перераспределением флюида в стволе скважины и последующим переходным процессом, здесь и далее не показан. Он обрабатывается стандартным для интерпретации КВД образом при совмещении модельных (расчетных) и фактических кривых. Наклон прямолинейного участка графика производной определяется режимом притока к трещинам МГРП, его вертикальное положение – начальной эффективной проницаемостью пласта для газа в удаленной зоне, до начала ретроградной конденсации. Настройка положения данного участка осуществляется за счет множителя на массив («куб») значений проницаемости модели. После настройки по проницаемости удаленной зоны, настройка начального коэффициента продуктивности скважины осуществляется по положению графика изменения давления. Рекомендуется настройку продуктивности осуществлять за счет параметра ключевого слова WFRACPL, регулирующего множитель проводимости (сообщаемости с пластом) трещин МГРП.

Представленные на рис. 8а графики соответствуют одинаковой настройке модели по проницаемости удаленной зоны и проводимости трещин, но различным комбинациям параметров модели Витсона для зависимости ОФП от капиллярного

числа. Видно, что параметры модели ОФП несущественно влияют на КВД, записываемую после запуска скважины в эксплуатацию, что связано с отсутствием существенного выпадения конденсата даже в околоскважинной зоне. Таким образом, на первом шаге модель настраивается по проницаемости для газа и продуктивности, независимо от параметров модели ОФП.

Оценка влияния параметра Форхгеймера показывает, что в ачимовских залежах учет нелинейной фильтрации газа необходим только для трещин ГРП. Настройка осуществляется через величину динамического скин-фактора по данным исследований на разных режимах (step-rate test).

На втором шаге проводится настройка параметров модели зависимости ОФП от капиллярного числа по динамике показателей добычи. Анализ чувствительности позволяет оценить диапазон изменения параметров модели ОФП от капиллярного числа, соответствующий фактическим данным о добыче газа и конденсата за прошедший период эксплуатации скважины. Влияние разных параметров ОФП на показатели работы скважины может быть близким даже для модели Витсона с относительно небольшим числом параметров, что приводит к неопределенности в их настройке.

На третьем шаге осуществляется уточнение настройки параметров ОФП по повторным КВД. По расчетным значениям динамики дебитов по газу и конденсату и величины конденсатогозового фактора определяются целесообразные моменты повторной записи КВД для оценки влияния параметров ОФП на текущую продуктивность скважины с учетом формирования конденсатных валов в околоскважинной зоне (вокруг трещин ГРП). Пример соответствующих билигарифмических графиков изменения давления на КВД и его логарифмической производной показан на рис. 8б.

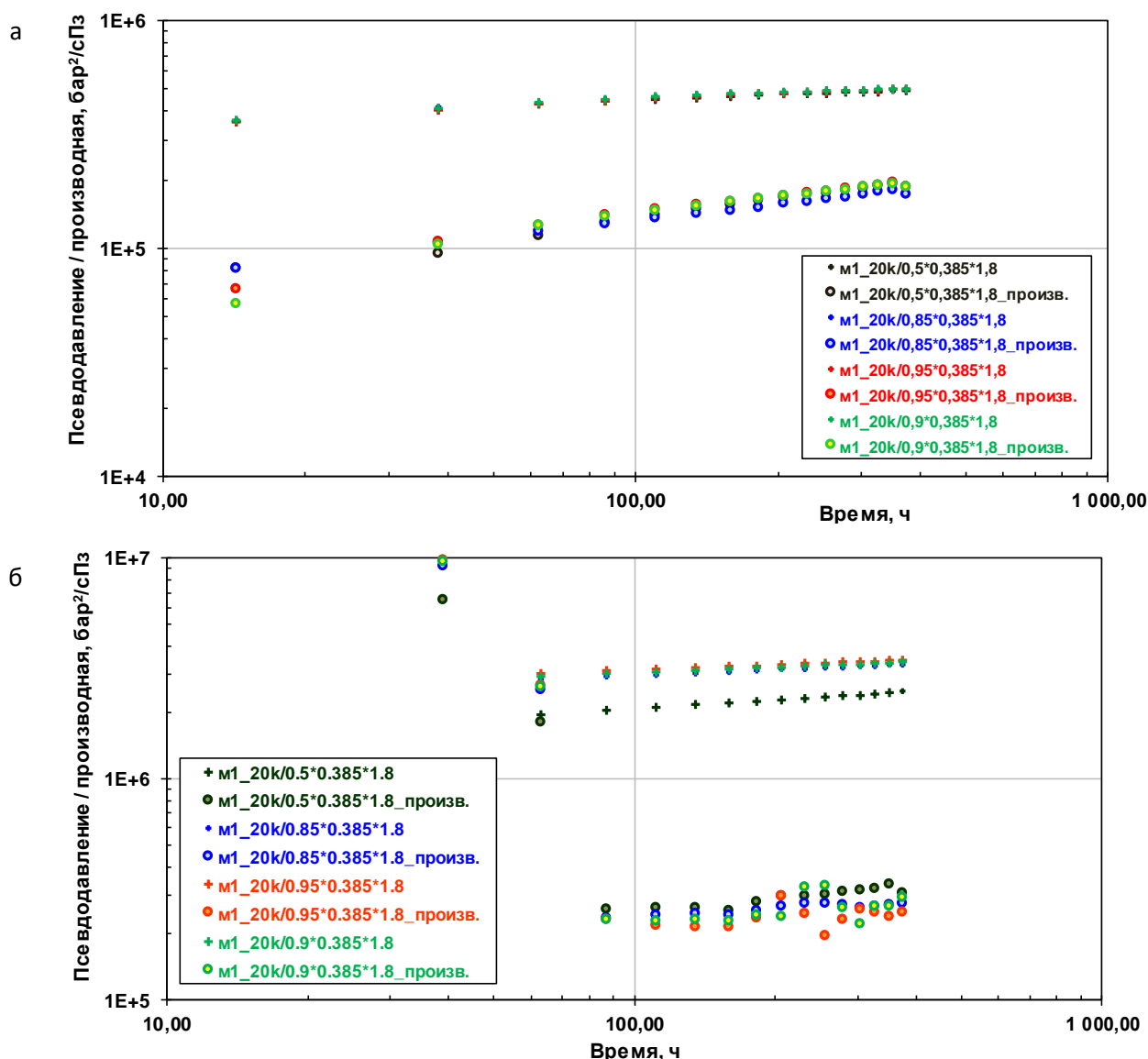


Рис. 8. Билогарифмический график изменения давления и его логарифмической производной на ранней КВД для вариантов с одинаковыми значениями множителей проницаемости пласта и проводимости трещин ГРП, но разными параметрами модели Витсона для ОФП: а – КВД после запуска скважины и вывода на режим; б – повторная КВД после периода эксплуатации с формированием конденсатного вала в околоскважинной зоне

Даже относительно небольшие изменения параметров модели зависимости относительной фазовой проницаемости от капиллярного числа оказывают заметное влияние на динамику давления и продуктивность скважины при повторных КВД. Совместно с рассмотренными на шаге 2 данными эксплуатации скважины это

позволяет существенно снизить неопределенность настройки параметров модели.

На четвертом шаге по данным длительных повторных КВД (например, при технологических остановках скважин) осуществляется настройка модели неравновесного испарения конденсата.

Учет неравновесного испарения конденсата

Процессы обратного испарения конденсата в газовую фазу (и обратного растворения газа в нефти) при повышении давления протекают не симметрично по отношению к выпадению конденсата (выделению газа) при снижении давления [20]. Обратный переход системы в направлении однофазного состояния происходит неравновесно, т. е. изменение долей и составов фаз существенно «запаздывает» по отношению к росту давления. Для учета данной особенности в работе [20] авторами была предложена модель неравновесных фазовых переходов, основанная на релаксационном расширении классических моделей фазового поведения многокомпонентных углеводородных флюидов с применением уравнений

состояния. В работах [21, 22] приведены примеры оценки характерного времени релаксации для нефтяных и газоконденсатных объектов на разном масштабе моделирования по лабораторным и промысловым данным. При эксплуатации газоконденсатных залежей неравновесное испарение конденсата возникает в околоскважинных зонах во время остановок скважин или при переводе на менее интенсивные режимы, а также при реализации методов повышения конденсатоотдачи с закачкой газовых агентов (сухой газ, CO_2 и др.).

На рис. 9 показаны расчетные билогарифмические графики давления и его логарифмической производной для КВД, проводимой после длительной эксплуатации скважины с формированием конденсатного вала.

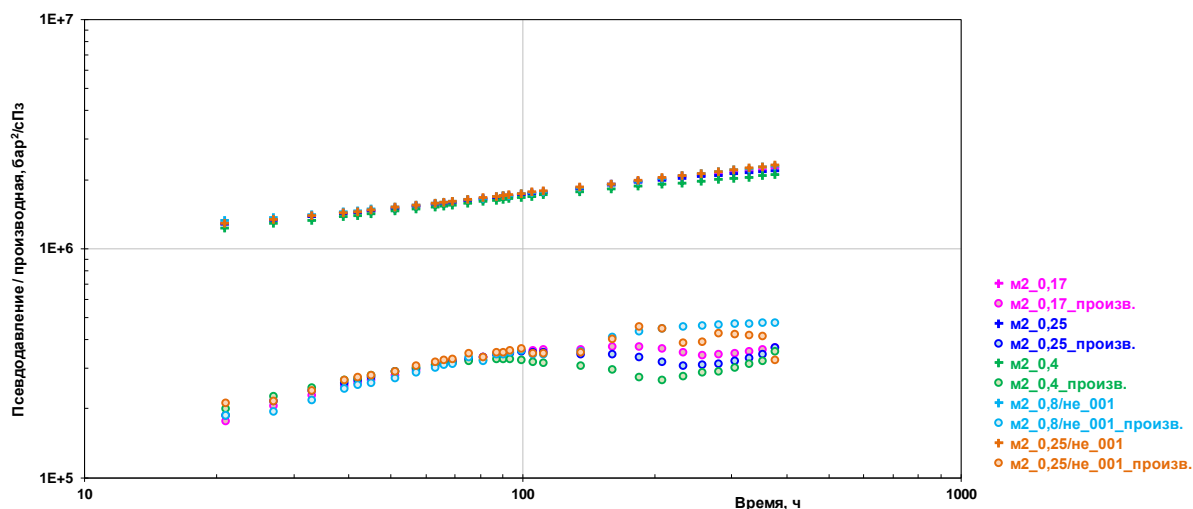


Рис. 9. Расчетные билогарифмические графики изменения давления и его логарифмической производной на КВД после формирования конденсатного вала для вариантов с равновесным и неравновесным («не» в шифре кривых) испарением конденсата

Видно, что форма графиков логарифмической производной для равновесных расчетов (без «не» в названии) отличается от прямолинейной: можно выделить два параллельных участка

с переходом между ними. Это связано с динамическими процессами испарения ранее выпавшего конденсата в зоне дренирования трещин ГРП по мере восстановления давления.

Переход производной давления на нижележащую параллельную прямую соответствует сохранению режима притока к трещинам, но при более высокой фазовой проницаемости для газа. Момент перехода различается по вариантам и зависит от параметров модели ОФП.

Описанные особенности имеют место при равновесном испарении конденсата, что соответствует стандартным реализациям композиционных моделей в гидродинамических симуляторах. В случае применения релаксационной модели фазовых переходов форма графика производной меняется – см. графики с «не» в названии на рис. 9. В RFD tNavigator реализованы две разновидности релаксационной модели, опирающиеся на работы [20, 23]. Включение неравновесной модели фазовых переходов с характерными временами релаксации примерно 10^2 – 10^3 сут, соответствующими реальным процессам восстановления давления на скважинах [22], значительно уменьшает испарение выпавшего конденсата за период записи КВД. Как следствие, производная давления сохраняет практически прямолинейный характер. Анализ фактического поведения графика производной на длительных записях кривых восстановления давления после формирования конденсатных валов позволяет выявить значимость эффекта неравновесного испарения конденсата и получить оценку «снизу» для величины характерного времени релаксации. Отметим, что фактические КВД по ряду скважин на ачимовских залежах подтверждают вероятное проявление данного эффекта.

Уточнение формулы притока для расчета забойного давления при нелинейном законе фильтрации

Для газовых и газоконденсатных залежей из-за высоких скоростей течения газовой фазы возникает необходимость в учете нарушения линейного закона фильтрации Дарси – обычно в форме нелинейного закона Форхгеймера. Если для горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта данный эффект существенен только при расчете притока к трещинам и потока по трещинам, то для вертикальных скважин он может оказывать влияние и на течение в околоскважинной зоне, где градиенты давления максимальны.

В гидродинамических симуляторах для расчета работы скважин используются формулы притока, связывающие дебит интервала с разницей давления между вскрытой ячейкой и давлением на скважине. Д. Писмен в своей знаменитой работе [24] показал, что давление в ячейке со скважиной соответствует так называемому эквивалентному радиусу в аналитическом решении для осесимметричного притока. Впоследствии подход Писмена был обобщен на более сложные случаи и принят во всех гидродинамических симуляторах.

Формула Писмена для расчета эквивалентного радиуса была получена в предположении линейного течения по закону Дарси. Для описания притока флюида к скважине при нелинейном законе Форхгеймера в гидродинамических симуляторах вводят так называемый D -фактор – динамический скин-фактор. При этом формула Писмена [24] для эквивалентного радиуса по-прежнему считается применимой. Для упрощения формул остановимся на примере двумерного течения однофазной жидкости.

Дебит q (выраженный в объемных единицах при стандартных условиях) в ячейке сетки, вскрытой скважиной, рассчитывается через формулу притока:

$$q = T_w \cdot (p_0 - p_w - H_w)M,$$

где T_w – проводимость блока сетки, вскрытого скважиной (также называемая проводимостью скважинного соединения);

p_0 – давление в ячейке сетки, вскрытой скважиной;

p_w – забойное давление скважины;

H_w – слагаемое, пересчитывающее забойное давление на различные отметки в стволе скважины с учетом состава притекающего флюида;

$M = \frac{1}{\mu B}$ – подвижность флюида, являющаяся обратным произведением вязкости μ и объемного коэффициента B добываемого флюида.

Проводимость T_w для вертикальной скважины при течении Форхгеймера рассчитывается по формуле :

$$T_w = \frac{2\pi K \cdot \Delta z}{\ln\left(\frac{R_0}{R_w}\right) + S + Dq}, \quad (1)$$

где $K = \sqrt{k_x k_y}$ – эквивалентная проницаемость блока сетки, вычисленная на основе проницаемостей k_x, k_y по осям x и y соответственно.

R_w — внешний радиус скважины в пласте;

S — скин-фактор интервала вскрытия;

R_0 – эквивалентный радиус Писмена;

Δz – размер блока сетки по оси z .

В случае квадратной сетки с $\Delta x = \Delta y = \Delta$ и изотропной проницаемости $k_x = k_y = k$ справедлива формула Писмена в виде [24]:

$$R_0 = \Delta \cdot e^{-\frac{\pi}{2}}. \quad (2)$$

Величина D в формуле (1) обозначает D -фактор и характеризует зависимость проводимости скважинного соединения T_w от дебита q из-за нелинейного течения Форхгеймера. В гидродинамических симуляторах используется классическая формула для D -фактора:

$$D = \beta_g \frac{K \cdot \rho^{sc}}{\mu \cdot \Delta z} \frac{1}{R_w}, \quad (3)$$

где β_g - параметр Форхгеймера для флюида в скважинном блоке;

ρ^{sc} – стандартная плотность;

μ – вязкость флюида.

Как показано в [25], такой подход не является точным. В статье [25] представлен математический аппарат для корректного расчета эквивалентного радиуса R_0 в случае нелинейных течений, который приводит к корректировке формулы (2). В той же работе показано, что подстановка уточненной формулы для R_0 в формулу для проводимости скважинного соединения (1) эквивалентна изменению выражения для расчета D -фактора:

$$D = \beta_g \frac{K \cdot \rho^{sc}}{\mu \cdot \Delta z} \left(\frac{1}{R_w} - \frac{1}{\Delta} \right), \quad (4)$$

но при сохранении классической формулы Писмена (2) для эквивалентного радиуса.

В работе [26] авторами проведена оценка возможного влияния указанной поправки на величину расчетного перепада давления на скважине при однофазном притоке газа. Показано, что для локально измельченной сетки эффект может достигать 9–11%, что существенно для расчетов разработки газовых месторождений.

В качестве примера на рис. 10 сопоставлены зависимости депрессии $\Delta p = p_0 - p_w$ от времени для одного из расчетных вариантов с использованием классической (3) и уточненной (4) формул для D -фактора.

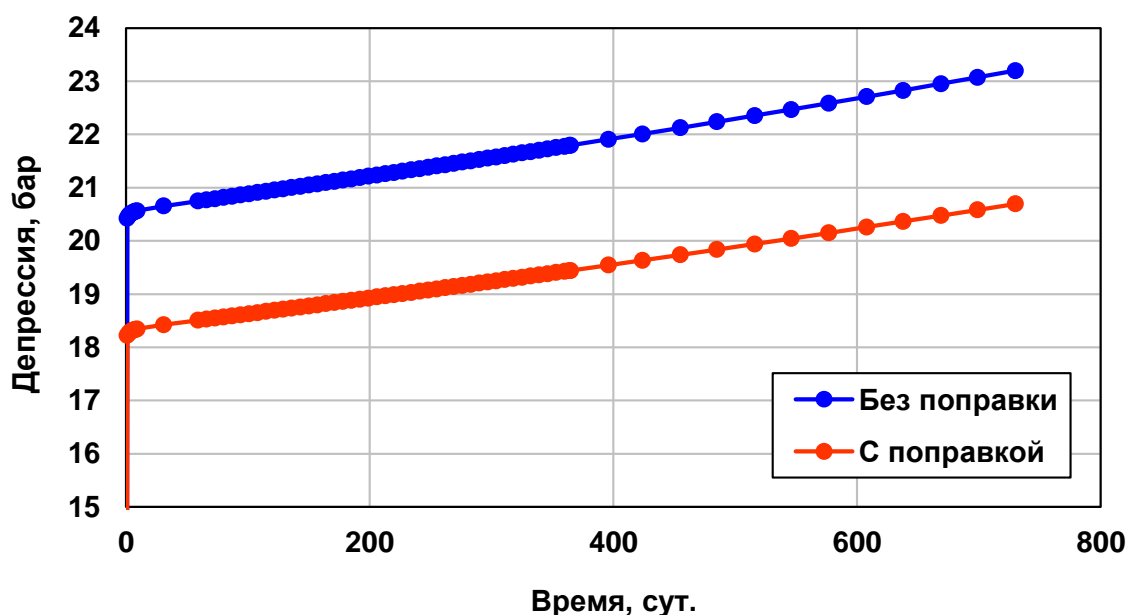


Рис. 10. Динамика депрессии при добыче газа с $q = 150 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{сут}$ для расчетов на основе стандартного и скорректированного выражений для D -фактора на сетке с размером скважинной ячейки $\Delta = 0,714 \text{ м}$ при радиусе скважины $R_w = 0,08 \text{ м}$ [26]

Для газоконденсатных залежей, в случае многофазных течений с фазовыми переходами, эффект может быть значительно

выше из-за влияния точности расчета давления на прогнозируемый момент начала ретроградной конденсации.

Заключение

Ачимовские залежи Уренгойского НГКМ являются уникальным объектом как по величинам запасов газа, конденсата и нефти, так и по сложности геолого-физических условий их залегания. Достоверное прогнозирование добычи газа и конденсата, планирование эффективных мероприятий по повышению газо- и конденсатоотдачи, предотвращение осложнений при эксплуатации скважин, включая ГС с МГРП, требует учета значительного числа факторов, влияющих на динамику состава, свойств и фазового поведения флюида

и совместное течение углеводородных фаз в низкопроницаемом коллекторе. Представленный в статье комплекс разработанных авторами научно-методических решений апробирован на данных по ачимовским залежам и является эффективным инструментом для решения перечисленных задач.

Благодарности

Авторы благодарят компанию Rock Flow Dynamics за возможность использования программного обеспечения RFD tNavigator на правах академической лицензии.

Статья подготовлена в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН (тема «Совершенствование методов моделирования, лабораторных и промысловых исследований для создания новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях», № 122022800272-4).

Литература

1. Юшков А.Ю., Меркушин П.В. Оценка вариантов сайклинга на ачимовских пластах Уренгойского месторождения // Нефтепромысловое дело. 2015. № 4. С. 38–53.
2. Novikov S., Weinheber P., Charupa M. et al. Tight gas Achimov formation evaluation and sampling with wireline logging tools: Advanced approaches and technologies // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 26–28 October 2015. Paper SPE-176591-MS. <https://doi.org/10.2118/176591-MS>
3. Graf T. Vertical and horizontal integration to overcome extreme operational challenges for the Achimov tight, gas-condensate formation // SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 14–16 October 2014. Paper SPE-171169-MS. <https://doi.org/10.2118/171169-MS>
4. Dobkine S., Dewenter W., Yushkov I., Nesterenko A. Deliverability modelling of West-Siberia gas-condensate wells // SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 16–18 October 2012. Paper SPE-161972-MS. <https://doi.org/10.2118/161972-MS>
5. Yazkov A.V., Gorobets V.E., Surkov E.V. et al. Complex phase behavior study of a near-critical gas condensate fluid in a tight HPHT reservoir // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 26–29 October 2020. Paper SPE-201997-MS. <https://doi.org/10.2118/201997-MS>
6. Alakbarov S., Behr A. Explicit numerical evaluation of productivity impairment in hydraulically fractured wells of gas condensate reservoirs // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 26–29 October 2020. Paper SPE-201953-MS. <https://doi.org/10.2118/201953-MS>
7. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002. 575 с.

8. *Whitson C.H., Brulé M.R.* Phase behavior. Richardson, TX: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME: Society of Petroleum Engineers, 2000. 235 p.
9. *Pedersen K.S., Cristensen P.L.* Phase behavior of petroleum reservoir fluids. Boca Raton, FL: CRC Press, 2007. 407 p.
10. *Инякин В.В., Мулявин С.Ф., Усачев И.А.* Обоснование оптимальных условий проведения промысловых исследований на газоконденсатность низкопродуктивных скважин ачимовских отложений Уренгойского месторождения // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2019. № 4(136). С. 92–99. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2019-4-92-99>
11. *Заночуев С.А., Громова Е.А.* Детальная изученность фазового поведения ачимовских пластовых газоконденсатных систем Уренгойского месторождения // Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности: Сб. трудов Всероссийской научной конференции с международным участием, посвященной 35-летию ИПНГ РАН. М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2022. С. 253–255.
12. *Ющенко Т.С., Брусиловский А.И.* Поэтапный подход к созданию и адаптации PVT-моделей пластовых углеводородных систем на основе уравнения состояния // Георесурсы. 2022. Т. 24, № 3. С. 164–181. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.14>
13. *Ma Y., Jamili A.* Using simplified local density/ Peng-Robinson equation of state to study the effects of confinement in shale formations on phase behavior // SPE Unconventional Resources Conference, The Woodlands, Texas, USA, 1–3 April 2014. Paper SPE-168986-MS. <https://doi.org/10.2118/168986-MS>
14. *Ma Y., Li B., Mezzatesta A., Jamili A.* Simplified local density theory for modeling adsorbed gas and estimation of gas-in-place of unconventional gas condensate reservoirs // International Petroleum Technology Conference, Bangkok, Thailand, 14–16 November 2016. Paper IPTC-18892-MS. <https://doi.org/10.2523/IPTC-18892-MS>
15. *Astanina A.A., Indrupskiy I.M.* Study of SLD model application to phase behavior calculations for near-critical gas-condensate fluid in tight reservoir with adsorption // AIP Conference Proceedings. 2023. Vol. 2872. P. 120054. <https://doi.org/10.1063/5.0165102>
16. *Kusochkova E.V., Indrupskiy I.M., Kuryakov V.N.* Distribution of the initial fluid composition in an oil-gas-condensate reservoir with incomplete gravity segregation // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2021. Vol. 931. P. 012012. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/931/1/012012>
17. *Whitson C.H., Fevang Ø., Sævareid A.* Gas condensate relative permeability for well calculations // SPE Annual Technical Conference, Houston, Texas, USA, 3–6 October 1999. Paper SPE-56476-MS. <https://doi.org/10.2118/56476-MS>
18. *Henderson G.D., Danesh A., Tehrani D.H., Al-Kharusi B.* The relative significance of positive coupling and inertial effects on gas condensate relative permeabilities at high velocity // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, USA, 1–4 October 2000. Paper SPE-62933-MS. <https://doi.org/10.2118/62933-MS>
19. *Ahmed S., Khakwani A.M., Ahmed I., Khan O.H.* Enhancing recoveries from a low permeable gas-condensate reservoir through hydraulic-fracturing & EOR Technologies // SPE Pakistan Section Annual Technical Conference and Exhibition, Islamabad, Pakistan, 21–23 November 2016. Paper SPE-185310-MS. <https://doi.org/10.2118/185310-MS>
20. *Indrupskiy I.M., Lobanova O.A., Zubov V.R.* Non-equilibrium phase behavior of hydrocarbons in compositional simulations and upscaling // Computational Geosciences. 2017. Vol. 21, No. 5. P. 1173–1188. <https://doi.org/10.1007/s10596-017-9648-x>

21. *Lobanova O.A., Indrupskiy I.M., Yushchenko T.S.* Modeling non-equilibrium dynamics of condensate recovery for mature gas-condensate fields // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 24–26 October 2016. Paper SPE-181977-MS. <https://doi.org/10.2118/181977-MS>
22. *Indrupskiy I.M., Danko M.Yu., Tsagan-Mandzhiev T.N., Aglyamova A.I.* Assessment of non-equilibrium phase behavior model parameters for oil and gas-condensate systems by laboratory and field studies // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 26–29 October 2020. Paper SPE-201956-MS. <https://doi.org/10.2118/201956-MS>
23. *Bogachev K., Zemtsov S., Milyutin S. et al.* Numerical modeling of non-equilibrium phase transitions in the isothermal compositional hydrocarbon flow simulations // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 22–24 October 2019. Paper SPE-196871-MS. <https://doi.org/10.2118/196871-MS>
24. *Peaceman D.W.* Interpretation of well-block pressures in numerical reservoir simulation // SPE Journal. 1978. Vol. 18, No. 3. P. 183–194. <https://doi.org/10.2118/6893-PA>
25. *Ibragimov A., Zakirov E., Indrupskiy I., Anikeev D.* Fundamentals in Peaceman model for well-block radius for non-linear flows near well // arXiv. 2022. 18 March. <https://doi.org/10.48550/arXiv.2203.10140>
26. *Anikeev D.P., Ibragimov A.I., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S.* Non-linear flow simulations with corrected Peaceman formula for well pressure calculation // AIP Conference Proceedings. 2023. Vol. 2872. P. 120053. <https://doi.org/10.1063/5.0164189>

Информация об авторах

Илья Михайлович Индрупский – д.т.н., заместитель директора по научной работе, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, i-ind@ipng.ru

Эрнест Сумбатович Закиров – д.т.н., директор, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, ezakirov@ogri.ru

Даниил Павлович Аникеев – к.т.н., заведующий лабораторией, старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, anikeev@ipng.ru

Тарас Сергеевич Ющенко – к.ф.-м.н., старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия.

Арина Алексеевна Астанина – младший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия.

Екатерина Владиславовна Кусочкова – младший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия.

Акиф Исмаил-оглы Ибрагимов – д.ф.-м.н., главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия.

Юлия Владимировна Алексеева – младший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия.

Тимур Николаевич Цаган-Манджиев – к.т.н., научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия.

Ольга Андреевна Лобанова – к.т.н., научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия.

Поступила в редакцию 05.07.2023

Development of methodological solutions for the efficient development of gas condensate deposits in low-permeability reservoirs with complex phase behavior of reservoir fluid

I.M. Indrupskiy*, E.S. Zakirov**, D.P. Anikeev***, T.S. Ushchenko, A.A. Astanina, E.V. Kusochkova, A.I. Ibragimov, Yu.V. Alekseeva, T.N. Tsagan-Mandzhiev, O.A. Lobanova

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

E-mail: *i-ind@ipng.ru, **ezakirov@ogri.ru, ***anikeev@ipng.ru

Abstract. Efficient production of gas and condensate from deep deposits requires the solution of a set of scientific and methodological problems, including the assessment of distribution of the initial fluid composition and properties within the deposit; predicting the complex phase behavior of the reservoir fluid at near-critical conditions and under the influence of the porous medium; modeling the formation of condensate banks in multiphase flows, taking into account velocity effects, variable interfacial tension, non-equilibrium phase transitions and complex well completions; etc. The paper presents the developments of Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences in this area, with an emphasis on recovery of the unique hydrocarbon reserves of the Achimov deposits of the Urengoy oil and gas condensate field.

Keywords: deep gas condensate reservoir, Achimov reservoirs, Urengoy field, low-permeability reservoir, phase behavior, influence of porous media, near-critical fluid, condensate banks, interfacial tension, non-equilibrium phase transitions

Citation: Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Anikeev D.P., Ushchenko T.S., Astanina A.A., Kusochkova E.V., Ibragimov A.I., Alekseeva Yu.V., Tsagan-Mandzhiev T.N., Lobanova O.A. Development of methodological solutions for the efficient development of gas condensate deposits in low-permeability reservoirs with complex phase behavior of reservoir fluid // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 3(42). P. 151–174. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art10> (In Russ.).

References

1. Yushkov A.Yu., Merkushin P.V. Cycling variants assessment at Achimovsky formations of Urengoy field // Oilfield Engineering. 2015. No. 4. P. 38–53. (In Russ.).
2. Novikov S., Weinheber P., Charupa M. et al. Tight gas Achimov formation evaluation and sampling with wireline logging tools: Advanced approaches and technologies // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 26–28 October 2015. Paper SPE-176591-MS. <https://doi.org/10.2118/176591-MS>
3. Graf T. Vertical and horizontal integration to overcome extreme operational challenges for the Achimov tight, gas-condensate formation // SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 14–16 October 2014. Paper SPE-171169-MS. <https://doi.org/10.2118/171169-MS>
4. Dobkine S., Dewenter W., Yushkov I., Nesterenko A. Deliverability modelling of West-Siberia gas-condensate wells // SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 16–18 October 2012. Paper SPE-161972-MS. <https://doi.org/10.2118/161972-MS>

5. *Yazkov A.V., Gorobets V.E., Surkov E.V. et al.* Complex phase behavior study of a near-critical gas condensate fluid in a tight HPHT reservoir // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 26–29 October 2020. Paper SPE-201997-MS. <https://doi.org/10.2118/201997-MS>
6. *Alakbarov S., Behr A.* Explicit numerical evaluation of productivity impairment in hydraulically fractured wells of gas condensate reservoirs // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 26–29 October 2020. Paper SPE-201953-MS. <https://doi.org/10.2118/201953-MS>
7. *Brusilovsky A.I.* Phase transitions in the development of oil and gas fields. Moscow: Graal, 2002. 575 p. (In Russ.).
8. *Whitson C.H., Brulé M.R.* Phase behavior. Richardson, TX: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME: Society of Petroleum Engineers, 2000. 235 p.
9. *Pedersen K.S., Cristensen P.L.* Phase behavior of petroleum reservoir fluids. Boca Raton, FL: CRC Press, 2007. 407 p.
10. *Inyakin V.V., Mulyavin S.F., Usachev I.A.* The substantiation of the optimum conditions of carrying out field research on the gas-condensate of low permeability wells of Achimov deposits at the Urengoy oil and gas condensate field // Oil and Gas Studies. 2019. No. 4(136). P. 92–99. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2019-4-92-99> (In Russ.).
11. *Zanochuev S.A., Gromova E.A.* Detailed study of phase behavior of Achimov reservoir gas condensate systems of the Urengoy field // Fundamental Basis of Innovative Technologies of Oil and Gas Industry: Proceedings of All-Russian Scientific Conference with International Participation dedicated to the 35th anniversary of OGRI RAS. Moscow: Oil and Gas Research Institute of the RAS, 2022. P. 253–255. (In Russ.).
12. *Yushchenko T.S., Brusilovsky A.I.* A step-by-step approach to creating and tuning PVT-models of reservoir hydrocarbon systems based on the state equation // Georesursy. 2022. Vol. 24, No. 3. P. 164–181. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.14> (In Russ.).
13. *Ma Y., Jamili A.* Using simplified local density/ Peng-Robinson equation of state to study the effects of confinement in shale formations on phase behavior // SPE Unconventional Resources Conference, The Woodlands, Texas, USA, 1–3 April 2014. Paper SPE-168986-MS. <https://doi.org/10.2118/168986-MS>
14. *Ma Y., Li B., Mezzatesta A., Jamili A.* Simplified local density theory for modeling adsorbed gas and estimation of gas-in-place of unconventional gas condensate reservoirs // International Petroleum Technology Conference, Bangkok, Thailand, 14–16 November 2016. Paper IPTC-18892-MS. <https://doi.org/10.2523/IPTC-18892-MS>
15. *Astanina A.A., Indrupskiy I.M.* Study of SLD model application to phase behavior calculations for near-critical gas-condensate fluid in tight reservoir with adsorption // AIP Conference Proceedings. 2023. Vol. 2872. P. 120054. <https://doi.org/10.1063/5.0165102>
16. *Kusochkova E.V., Indrupskiy I.M., Kuryakov V.N.* Distribution of the initial fluid composition in an oil-gas-condensate reservoir with incomplete gravity segregation // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2021. Vol. 931. P. 012012. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/931/1/012012>
17. *Whitson C.H., Fevang Ø., Sævereid A.* Gas condensate relative permeability for well calculations // SPE Annual Technical Conference, Houston, Texas, USA, 3–6 October 1999. Paper SPE-56476-MS. <https://doi.org/10.2118/56476-MS>

18. *Henderson G.D., Danesh A., Tehrani D.H., Al-Kharusi B.* The relative significance of positive coupling and inertial effects on gas condensate relative permeabilities at high velocity // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, USA, 1–4 October 2000. Paper SPE-62933-MS. <https://doi.org/10.2118/62933-MS>
19. *Ahmed S., Khakwani A.M., Ahmed I., Khan O.H.* Enhancing recoveries from a low permeable gas-condensate reservoir through hydraulic-fracturing & EOR technologies // SPE Pakistan Section Annual Technical Conference and Exhibition, Islamabad, Pakistan, 21–23 November 2016. Paper SPE-185310-MS. <https://doi.org/10.2118/185310-MS>
20. *Indrupskiy I.M., Lobanova O.A., Zubov V.R.* Non-equilibrium phase behavior of hydrocarbons in compositional simulations and upscaling // Computational Geosciences. 2017. Vol. 21, No. 5. P. 1173–1188. <https://doi.org/10.1007/s10596-017-9648-x>
21. *Lobanova O.A., Indrupskiy I.M., Yushchenko T.S.* Modeling non-equilibrium dynamics of condensate recovery for mature gas-condensate fields // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 24–26 October 2016. Paper SPE-181977-MS. <https://doi.org/10.2118/181977-MS>
22. *Indrupskiy I.M., Danko M.Yu., Tsagan-Mandzhiev T.N., Aglyamova A.I.* Assessment of Non-equilibrium phase behavior model parameters for oil and gas-condensate systems by laboratory and field studies // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 26–29 October 2020. Paper SPE-201956-MS. <https://doi.org/10.2118/201956-MS>
23. *Bogachev K., Zemtsov S., Milyutin S. et al.* Numerical modeling of non-equilibrium phase transitions in the isothermal compositional hydrocarbon flow simulations // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 22–24 October 2019. Paper SPE-196871-MS. <https://doi.org/10.2118/196871-MS>
24. *Peaceman D.W.* Interpretation of well-block pressures in numerical reservoir simulation // SPE Journal. 1978. Vol. 18, No. 3. P. 183–194. <https://doi.org/10.2118/6893-PA>
25. *Ibragimov A., Zakirov E., Indrupskiy I., Anikeev D.* Fundamentals in Peaceman model for well-block radius for non-linear flows near well // arXiv. 2022. 18 March. <https://doi.org/10.48550/arXiv.2203.10140>
26. *Anikeev D.P., Ibragimov A.I., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S.* Non-linear flow simulations with corrected Peaceman formula for well pressure calculation // AIP Conference Proceedings. 2023. Vol. 2872. P. 120053. <https://doi.org/10.1063/5.0164189>

Information about the authors

Ilya M. Indrupskiy – Dr. Sci. (Eng.), Deputy Director for Research, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, i-ind@ipng.ru

Ernest S. Zakirov – Dr. Sci. (Eng.), Director, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, ezakirov@ogri.ru

Daniil P. Anikeev – Cand. Sci. (Eng.), Head of Laboratory, Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, anikeev@ipng.ru

Taras S. Ushchenko – Cand. Sci. (Phys.-Math.), Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia.

Arina A. Astanina – Junior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia.

Ekaterina V. Kusochkova – Junior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia.

Akif I. Ibragimov – Dr. Sci. (Phys.-Math.), Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia.

Yulia V. Alekseeva – Junior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia.

Timur N. Tsagan-Mandzhiev – Cand. Sci. (Eng.), Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia.

Olga A. Lobanova – Cand. Sci. (Eng.), Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia.

Received 05.07.2023

Численное моделирование задач геомеханики при изучении неоднородного поля напряжений в околоскважинной зоне

С.Н. Попов^{1*}, С.Е. Чернышов^{2**}

1 – Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

2 – Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия

E-mail: *popov@ipng.ru, **nirgnf@bk.ru

Аннотация. Рассмотрены некоторые из основных актуальных задач геомеханики, связанных с численным моделированием неоднородного напряженно-деформированного состояния в околоскважинной зоне при разработке месторождений нефти и газа. Представлены методы анализа поля напряжений для выявления возможных зон разрушения основных конструктивных элементов скважины и перфорационных каналов. Для щелевой перфорации приведен пример расчета величины проницаемости коллектора при трансформации эффективных напряжений вблизи скважины.

Ключевые слова: численное моделирование, метод конечных элементов, околоскважинная зона, напряженно-деформированное состояние, зона разрушения, проницаемость, критерий Кулона–Мора

Для цитирования: Попов С.Н., Чернышов С.Е. Численное моделирование задач геомеханики при изучении неоднородного поля напряжений в околоскважинной зоне // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 3(42). С. 175–187. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art11>

Введение

В последние годы все больше внимания уделяется проблемам геомеханики при разработке нефтяных и газовых месторождений. Определение достоверного напряженно-деформированного состояния пласта и конструкции скважины позволяет избежать возникновения аварийных ситуаций при бурении, строительстве и эксплуатации скважин, повысить эффективность создания трещин гидроразрыва пласта, предупредить интенсивное пескопроявление для слабосцементированных коллекторов, изучить трансформацию поля напряжений при создании перфорационных каналов, спрогнозировать вариации фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) при увеличении или снижении давления флюида в пласте и вблизи скважины и т. д. [1–4].

В настоящее время широко применяются методы создания геомеханических 1D-моделей скважин и 3D-моделей месторождений [5, 6]. Актуальность их применения не вызывает сомнений, вместе с тем, данные модели имеют и свои ограничения. В частности, они не позволяют в полной мере учесть все конструктивные элементы скважины (колонну, цементный камень), оценить вероятность разрушения обсадных труб при наличии интервалов отсутствия цементного камня за обсадной колонной, изучить устойчивость скважины в процессе твердения тампонажного раствора, спрогнозировать трансформацию неоднородного поля напряжений вблизи перфорационных каналов и т. д.

Для решения подобного рода задач требуется создание специальных численных моделей околоскважинных зон, позволяющих учесть геометрические особенности конструкции скважины и пустот вблизи нее (перфорационные каналы, интервалы отсутствия цементного камня и т. п.), а также провести полноценный анализ поля напряжений для последующего прогноза возникновения возможных зон разрушения в колонне, крепи или породе, и вариаций ФЕС пород-коллекторов [7–9].

В данной публикации рассмотрен ряд задач геомеханики, связанных с расчетом напряженно-деформированного состояния (НДС) породного массива и скважины с применением метода конечных элементов. Приведены основные результаты выполненного моделирования, а также сформулированы основные наиболее значимые выводы, связанные с повышением эффективности разработки месторождений нефти и газа при помощи геомеханических расчетов.

Примеры расчета и анализа напряжений в околоскважинной зоне

При численном моделировании НДС применяются дифференциальные соотношения, описывающие упругое и

пороупругое поведение твердого тела. За счет использования вариационного принципа и закона сохранения энергии дифференциальные соотношения преобразуются в системы линейных уравнений, которые решаются численным методом. Ниже рассмотрены некоторые из наиболее актуальных численных моделей с основными результатами.

Моделирование изменения НДС и проницаемости пород-коллекторов при создании щелевой перфорации

При моделировании использовалась конечно-элементная схема участка вертикальной скважины, представленная на рис. 1. Высота модели составила 0,75 м, радиус – 5 м, радиус открытого ствола скважины – 0,108 м. Имитировалось 4 щелевых канала, смещенных по окружности на 90°, в силу симметрии достаточно использовать сектор модели в виде четверти цилиндра. Каналы имели горизонтальное сечение в виде эллипса с радиусами 0,4 и 0,02 м. В данной модели колонна и цементный камень не учитывались, но предполагалось, что фильтрация через стенки скважины отсутствует и осуществляется только через стенки щелевой перфорации.

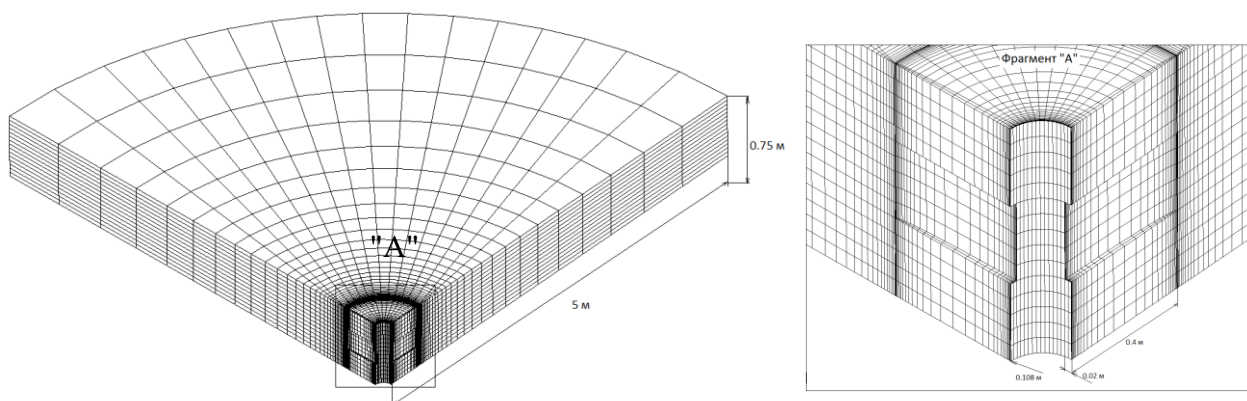


Рис. 1. Конечно-элементная схема околоскважинной зоны, используемая для моделирования изменения НДС при создании щелевой перфорации

В табл. 1 представлены геомеханические свойства породы-коллектора и величины давлений. Имитировалось создание в скважине депрессии на пласт величиной 2–8 МПа, расчеты производились на примере терригенного коллектора одного из нефтяных месторождений юга Пермского края.

Таблица 1

Механические свойства породы и величины давлений, используемые в расчетах

№ п/п	Характеристика	Значение
1	модуль упругости, ГПа	20,00
2	коэффициент Пуассона, д.е.	0,17
3	коэффициент Био, д.е.	0,85
4	предел прочности при одноосном сжатии, МПа	24,00
5	угол внутреннего трения, градусы	28,00
6	проницаемость, мД	100,00
7	глубина пласта, м	1600,00
8	вертикальное напряжение, МПа	40,00
9	горизонтальное напряжение, МПа	34,00
10	пластовое давление, МПа	15,00
11	депрессия на пласт, МПа	2–8

Предполагалось, что при изменении эффективных напряжений происходит снижение проницаемости за счет уплотнения породы. Для определения величины проницаемости применялась

зависимость, приведенная в публикации [10]:

$$\begin{cases} K = K_0 - \lambda \Delta \sigma, & \Delta \sigma \geq 0 \\ K = K_0 + \kappa \Delta \sigma, & \Delta \sigma < 0 \end{cases},$$

где K_0 – начальная проницаемость пласта, мД;

K – текущая проницаемость, мД;

$\Delta \sigma$ – изменение среднего эффективного напряжения, МПа;

λ – коэффициент снижения проницаемости, мД/МПа;

κ – коэффициент восстановления проницаемости, мД/МПа

Для оценки зон разрушения использовался критерий Кулона-Мора в следующем виде:

$$\sigma_1 - p = \sigma_c + (\sigma_3 - p) \frac{1 + \sin \varphi}{1 - \sin \varphi},$$

где σ_1 , σ_3 – главные максимальное и минимальное напряжения, соответственно, МПа;

σ_c – предел прочности породы при одноосном сжатии, МПа;

φ – угол внутреннего трения, град;

p – пластовое давление, МПа.

В результате расчетов были получены поля распределения эффективных напряжений при различной величине депрессии на пласт. На рис. 2–4 представлены некоторые из основных результаты расчетов.

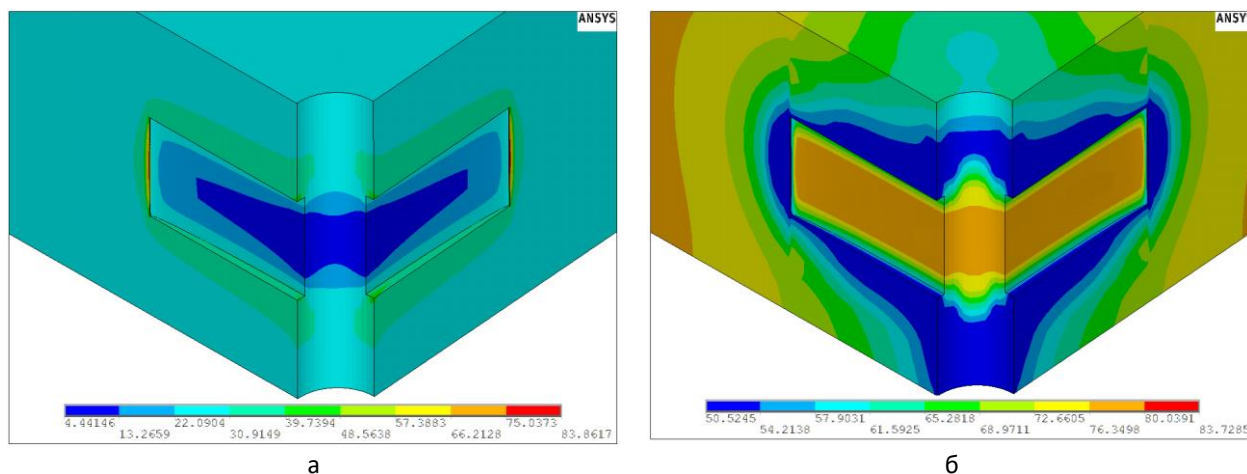


Рис. 2. Распределение средних эффективных напряжений в МПа (а) и проницаемости в мД (б) вблизи скважины при создании щелевой перфорации для депрессии 5 МПа

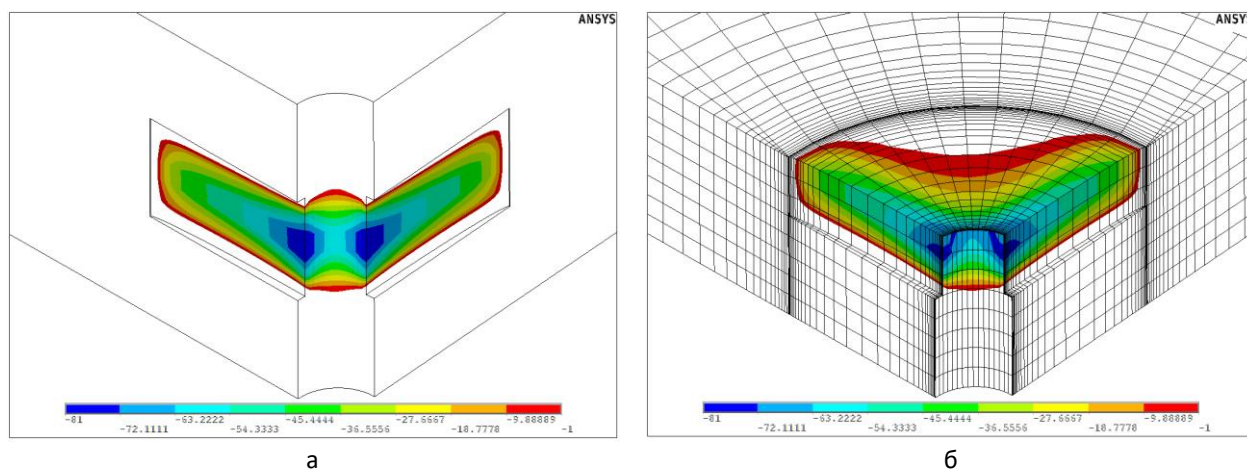


Рис. 3. Распределение величины изменения эффективных напряжений (в %) в целом в модели (а) и на срезе по середине щелей (б) вблизи скважины при создании щелевой перфорации для депрессии 5 МПа

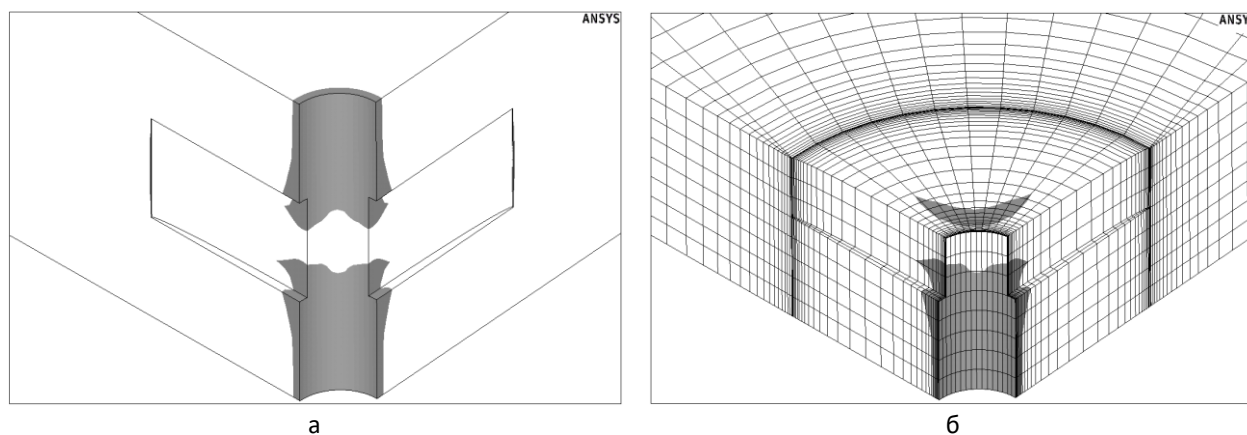


Рис. 4. Области разрушения (пластических деформаций) породы-коллектора согласно критерию Кулона-Мора в целом в модели (а) и на срезе по середине щелей (б) вблизи скважины при создании щелевой перфорации для депрессии 5 МПа

В результате данных расчетов были сделаны следующие основные выводы:

1. На основе полученного поля распределения напряжения (см. рис. 2, 3) показано существенное их восстановление (уменьшение) при создании щелевой перфорации, что приводит к восстановлению проницаемости породы-коллектора. Область восстановления напряжений находится вблизи скважины в пределах радиуса, равного длине щелей.

2. С использованием зависимости изменения проницаемости от эффективных напряжений было определено распределение данной характеристики породы-коллектора под воздействием изменяющегося напряженного состояния пласта. Результаты расчетов показали, что наиболее интенсивное восстановление проницаемости происходит на боковых поверхностях щелей (см. рис. 2б).

3. Оценка области разрушения пород после создания данного типа перфорации с применением критерия Кулона-Мора показала, что перфорационные щели

достаточно устойчивы к воздействию напряжений и области пластических деформаций возникают только вблизи скважины (см. рис. 4).

Моделирование НДС пород-коллекторов при создании кумулятивной перфорации

При моделировании использовалась конечно-элементная схема участка вертикальной скважины, представленная на рис. 5. Высота модели составила 0,167 м, радиус – 3 м, радиус открытого ствола скважины – 0,108 м. Имитировалось 4 отверстия кумулятивной перфорации, смещенных по окружности на 90° , в силу симметрии достаточно использовать сектор модели в виде четверти цилиндра. Каналы задавались в виде эллипсоида с радиусами 0,3 и 0,06 м. В данной модели также колонна и цементный камень не учитывались, но предполагалось, что фильтрация через стенки скважины отсутствует и осуществляется только через стенки перфорационных каналов.

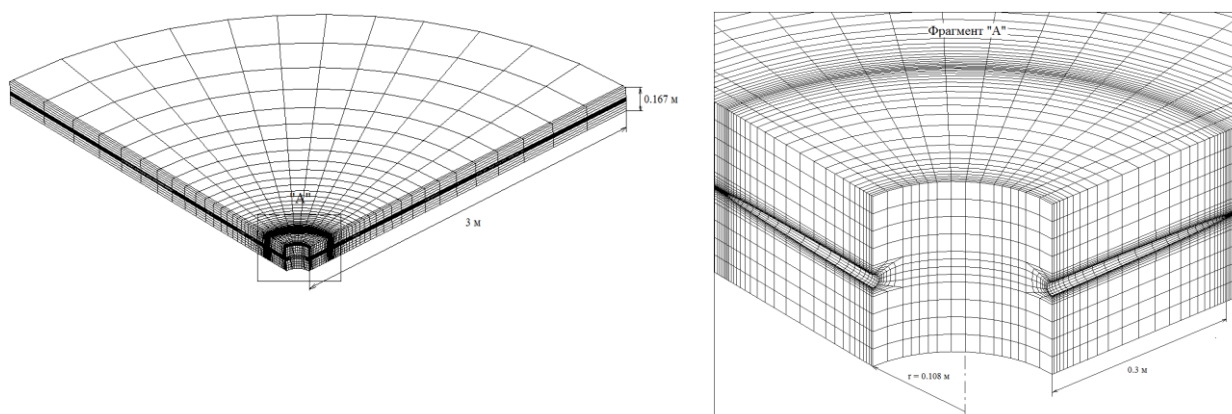


Рис. 5. Конечно-элементная схема околоскважинной зоны, используемая для моделирования изменения НДС при создании кумулятивной перфорации

В табл. 2 представлены геомеханические свойства породы-коллектора и величины давлений. Имитировалось создание в скважине

депрессии на пласт величиной 2–10 МПа, расчеты производились на примере карбонатных коллекторов двух нефтяных месторождений юга Пермского края.

Таблица 2

Механические свойства породы и величины давлений, используемые в расчетах

№ п/п	Характеристика	Трушниковское месторождение	Павловское месторождение
1	Модуль упругости, ГПа	30	28,00
2	Коэффициент Пуассона, д.е.	0,3	0,30
3	Коэффициент Био, д.е.	0,55	0,60
4	Предел прочности при одноосном сжатии, МПа	35	30,00
5	Угол внутреннего трения, градусы	32	30,00
7	Глубина пласта, м	1680	1790,00
8	Вертикальное напряжение, МПа	42	45,00
9	Горизонтальное напряжение, МПа	24	25,60
10	Пластовое давление, МПа	17,5	18,60
11	Депрессия на пласт, МПа	2–10	2–10

В результате расчетов были получены поля распределения эффективных напряжений при различной величине депрессии на пласт. Затем величины напряжений анализировались

на предмет возникновения зон разрушения на основе применения критерия Кулона-Мора. На рис. 6 и 7 представлены некоторые из основных результатов расчетов.

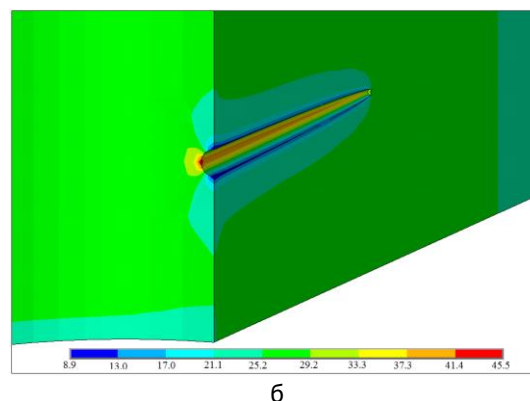
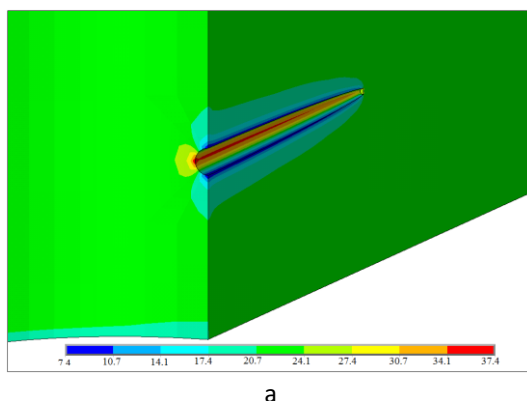


Рис. 6. Распределение средних эффективных напряжений в МПа вблизи скважины при создании кумулятивной перфорации для фаменских отложений Павловского месторождения при депрессии 2 МПа (а) и 10 МПа (б)

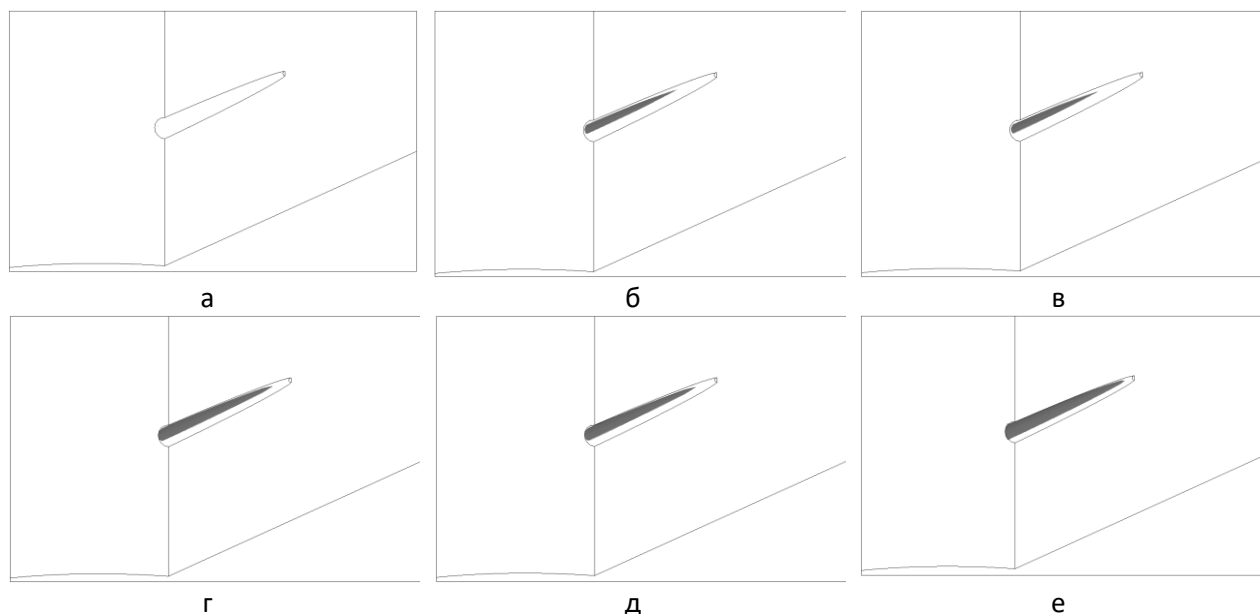


Рис. 7. Динамика зон разрушения породы-коллектора вблизи отверстий кумулятивной перфорации согласно критерию Кулона-Мора, для фаменских отложений Трушниковского (а, в, д) и Павловского (б, г, е) месторождений при депрессии 2 МПа (а, б), 6 МПа (в, г) и 10 МПа (д, е)

По результатам данных расчетов были сделаны следующие основные выводы:

1. На основе полученного поля напряжений показано, что вблизи каналов перфорации область увеличения напряжений сопоставима с областью их снижения, это говорит о том, что существенное восстановление проницаемости при таком типе перфорации вряд ли возможно.

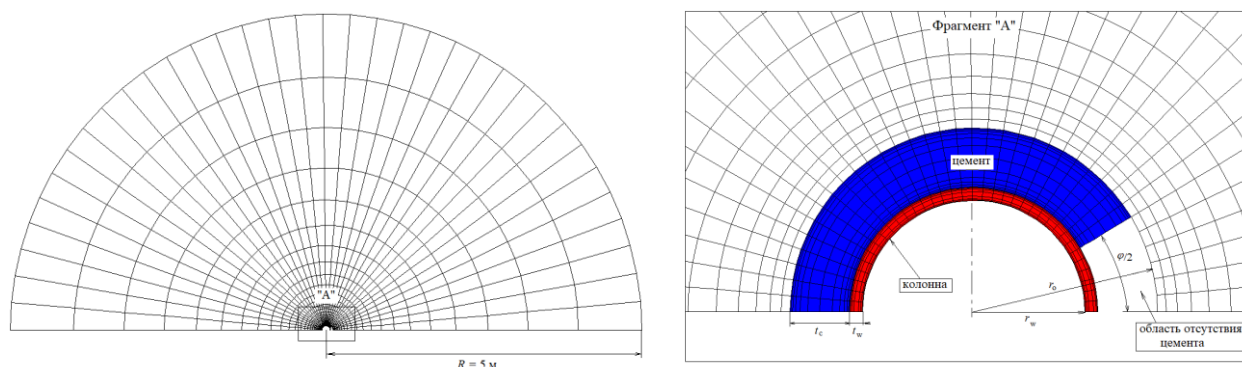
2. Оценка областей разрушения по критерию Кулона-Мора выявила, что при создании кумулятивной перфорации зоны разрушения вблизи отверстий могут возникнуть уже при депрессии 2 МПа, что может привести к негативным последствиям, в частности, к закупорке перфорационных каналов и снижению величины потока флюида в скважину.

3. Разработанная численная конечно-элементная модель околоскважинной зоны может быть использована в дальнейшем

для расчета неоднородного поля напряжений при вскрытии пластов кумулятивной перфорацией на примере других продуктивных объектов месторождений нефти и газа.

Моделирование НДС конструкции скважины и определение устойчивости эксплуатационной колонны в условиях частичного отсутствия цементного камня

Для расчета поля напряжений создавалась плоская конечно-элементная схема, включающая: обсадную колонну, цементный камень с областью его отсутствия, участок породы-коллектора вблизи вертикальной скважины радиусом 5 м (рис. 8). В силу симметрии рассматривалась только половина выбранного сечения околоскважинной зоны. На рис. 8 приведена конечно-элементная схема модели, используемая в расчетах.



R – радиус модели, r_o – радиус открытого ствола скважины, r_w – внутренний радиус колонны, t_c – толщина цементного камня, t_w – толщина колонны

Рис. 8. Конечно-элементная схема сечения околоскважинной зоны, используемая для расчета устойчивости колонны в условиях частичного отсутствия цементного камня

В табл. 3 сведены исходные физические характеристики модели на примере ачимовских отложений одного из месторождений Ханты-Мансийского

автономного округа: физико-механические свойства пород и эксплуатационной колонны, а также величины воздействующих на модель внешних напряжений.

Таблица 3

Физические характеристики модели, используемые в расчетах

№ п/п	Характеристика	Значение
1	модуль упругости породы, ГПа	40,00
2	коэффициент Пуассона породы, д.е.	0,22
3	модуль упругости цемента, ГПа	12,20
4	коэффициент Пуассона цемента, д.е.	0,13
5	модуль упругости колонны, ГПа	200,00
6	коэффициент Пуассона колонны, д.е.	0,20
7	предел текучести стали колонны, МПа	539,00
8	глубина пласта, м	3200,00
9	вертикальное напряжение, МПа	70,40
10	горизонтальное напряжение, МПа	52,00
11	пластовое давление, МПа	35,00

В результате расчетов были получены поля распределения напряжений при различной величине угла сектора отсутствия цемента. Затем величины напряжений анализировались

на предмет возникновения зон разрушения в колонне на основе предела текучести стали колонны. На рис. 9 представлены некоторые из основных результатов расчетов.

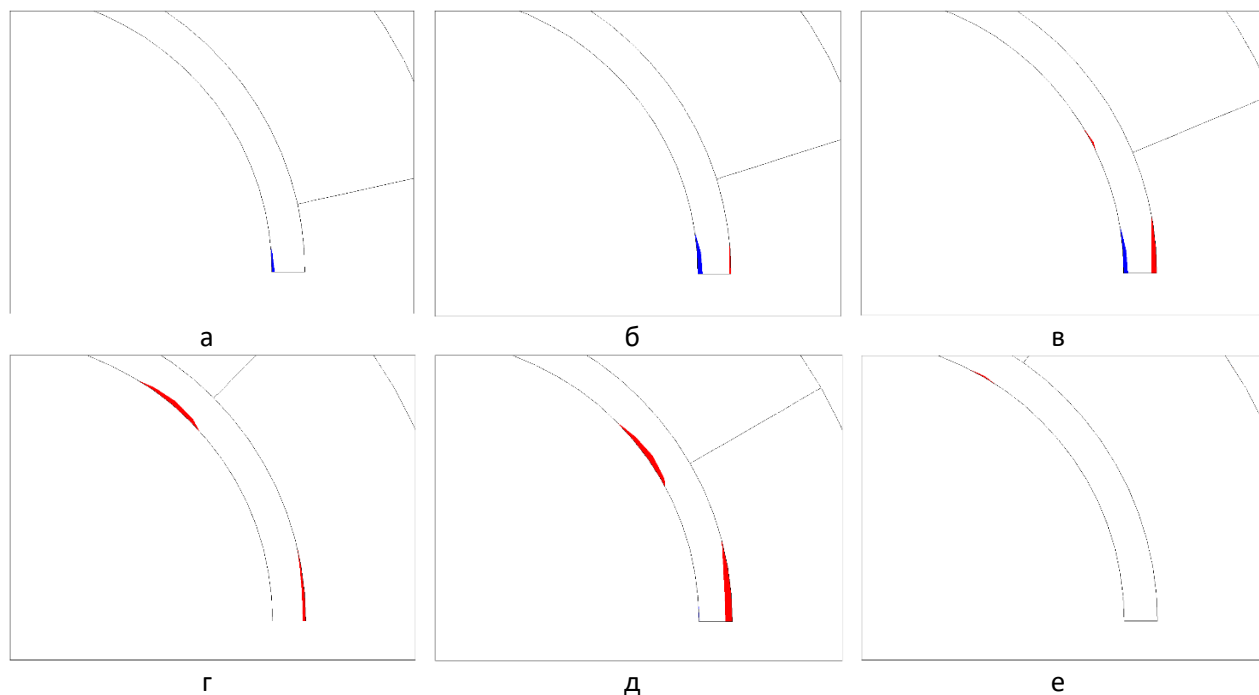


Рис. 9. Динамика зон разрушения в эксплуатационной колонне при ее некачественном цементировании для сектора отсутствия цементного камня с углом: а – 25°; б – 35°; в – 45°; г – 60°; д – 90°; е – 110° (синий цвет – разрушение от сжимающих нагрузок, красный – от растягивающих)

Проведенные расчеты напряжений в конструкции скважины в условиях частичного отсутствия цементного камня позволили сделать следующие основные выводы:

1. Численное моделирование показало, что максимальные напряжения в колонне возникают тогда, когда давление в пустотном пространстве минимально. Если же давление в интервале отсутствия цементного камня равно пластовому, то оно частично компенсирует давление в скважине, что приводит к снижению напряжений.

2. На основе анализа участков разрушения эксплуатационной колонны был сделан вывод о том, что пластические деформации в колонне начинают появляться при угле сектора пустотного пространства примерно 25°, при этом присутствуют

области разрушения как от растягивающих, так и от сжимающих напряжений. При увеличении угла сектора пустотного пространства области разрушения обсадной колонны также сначала увеличиваются, а затем начинают уменьшаться и полностью исчезают для угла сектора больше 110°.

3. Расчеты показали, что для рассмотренных условий моделирования пласта и конструкции скважины эксплуатационная колонна может находиться в стабильном состоянии даже при частичном отсутствии цементного камня в заколонном пространстве. В то же время, для каждого конкретного пласта и каждой конкретной конструкции скважины требуется свой расчет НДС и его анализ для определения условий сохранности целостности эксплуатационной колонны скважины.

Выводы

Полученные при выполнении данной научной работы результаты позволяют сделать следующие основные выводы:

1. В статье рассмотрены несколько примеров численного моделирования НДС вблизи скважины с применением метода конечных элементов. Представленные результаты получены с применением специальных численных моделей околоскважинных зон, учитывающих их основные конструктивные элементы и геометрию пустот вблизи скважины (перфорационные каналы, интервалы отсутствия цементного камня).

2. Моделирование каналов щелевой перфорации показало, что вблизи отверстий возникают области разгрузки (уменьшения) эффективных напряжений, что должно привести к восстановлению проницаемости коллектора и говорит об эффективности применения данного метода перфорации.

3. На основе расчетов НДС вблизи кумулятивных перфорационных отверстий

показано, что разрушение их стенок возможно даже при небольших депрессиях на пласт, что говорит о том, что для подбора оптимальных режимов работы скважин требуются предварительные расчеты поля напряжений, возникающего после проведения кумулятивной перфорации.

4. Моделирование НДС скважины в условиях частичного отсутствия цементного камня показало, что в колонне могут возникать области разрушения от напряжений растяжения и сжатия, что повышает вероятность возникновения аварийной ситуации при эксплуатации скважины.

5. Рассмотренные методики и численные модели околоскважинных зон могут быть использованы в дальнейшем при оценке напряжений вблизи скважины для условий разработки других нефтяных и газовых месторождений с целью выбора наиболее эффективной технологии заканчивания и оптимизации параметров работы скважины.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН (тема «Экспериментальные и теоретические исследования межфазных явлений, термодинамических, физико-химических и геомеханических свойств нефтегазовых пластовых систем для повышения эффективности освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов», № 122022800364-6).

Литература

1. *Zoback M.D.* Reservoir geomechanics. Cambridge, UK; New York: Cambridge University Press, 2007. 449 p. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511586477>
2. *Fjær E., Holt R.M., Horsrud P.* et al. Petroleum related rock mechanics. Amsterdam: Elsevier, 2008. 492 p.
3. *Попов С.Н.* Определение коэффициента запаса прочности цементного камня на основе численного моделирования напряженно-деформированного состояния околоскважинной зоны с учетом изменения упруго-прочностных свойств цемента в процессе его твердения и под воздействием кислотного реагента // SOCAR Proceedings. 2021. № S2. С. 8–16. <https://doi.org/10.5510/OGP2021SI200544>

4. Чернышов С.Е., Ретина В.А., Крысин Н.И., Макдоналд Д.И.М. Повышение эффективности разработки терригенных нефтенасыщенных коллекторов системой ориентированных селективных щелевых каналов // Записки Горного института. 2020. Т. 246. С. 660–666. <https://doi.org/10.31897/PMI.2020.6.8>
5. Лукин С.В., Есипов С.В., Жуков В.В. и др. Расчет устойчивости ствола скважины для предотвращения осложнений при бурении // Нефтяное хозяйство. 2016. № 6. С. 70–73.
6. Вашкевич А.А., Жуков В.В., Овчаренко Ю.В. и др. Развитие комплексного геомеханического моделирования в ПАО «Газпром нефть» // Нефтяное хозяйство. 2016. № 12. С. 16–19.
7. Попов С.Н., Чернышов С.Е., Гладких Е.А. Влияние деформаций терригенного коллектора в процессе снижения забойного и пластового давления на изменение проницаемости и продуктивности скважины // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2022. Т. 333, № 9. С. 148–157. <https://doi.org/10.18799/24131830/2022/9/3640>
8. Попов С.Н. Геомеханическое моделирование и анализ устойчивости эксплуатационной колонны в условиях частичного отсутствия цементного камня // SOCAR Proceedings. 2022. № S2. С. 45–51. <https://doi.org/10.5510/OGP2022SI200726>
9. Чернышов С.Е., Попов С.Н., Варушкин С.В. и др. Научное обоснование методов вторичного вскрытия фаменских отложений юго-востока Пермского края на основании геомеханического моделирования // Записки Горного института. 2022. Т. 257. С. 732–743. <https://doi.org/10.31897/PMI.2022.51>
10. Ашихмин С.Г., Чернышов С.Е., Кашиников Ю.А., Макдональд Д.И.М. Влияние ориентации и схемы размещения каналов щелевой перфорации на проницаемость терригенных коллекторов в околоскважинной зоне пластов // Нефтяное хозяйство. 2018. № 6. С. 132–135. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-6-132-135>

Информация об авторах

Сергей Николаевич Попов – д.т.н., заведующий лабораторией, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, rorov@ipng.ru

Сергей Евгеньевич Чернышов – д.т.н., заведующий кафедрой, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия, nirgnf@bk.ru

Поступила в редакцию 29.05.2023

Numerical modeling of problems of geomechanics in the study of an inhomogeneous stress field in the near-wellbore zone

S.N. Popov^{1*}, S.E. Chernyshov^{2**}

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

2 – Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russia

E-mail: *popov@ipng.ru, **nirgnf@bk.ru

Abstract. Some of the main actual problems of geomechanics related to the numerical simulation of an inhomogeneous stress-strain state in the near-wellbore zone during the development of oil and gas fields are considered. Methods for analyzing the stress field are presented to identify possible zones of destruction of the main structural elements of the well and perforation channels. For slotted perforation, an example of calculating the changes in reservoir permeability during the transformation of effective stresses near the well is given.

Keywords: numerical modeling, finite element method, near-wellbore zone, stress-strain state, destruction zone, permeability, Mohr–Coulomb criterion

Citation: Popov S.N., Chernyshov S.E. Numerical modeling of problems of geomechanics in the study of an inhomogeneous stress field in the near-wellbore zone // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 3(42). P. 175–187. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art11> (In Russ.).

References

1. Zoback M.D. Reservoir geomechanics. Cambridge, UK; New York: Cambridge University Press, 2007. 449 p. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511586477>
2. Fjær E., Holt R.M., Horsrud P. et al. Petroleum related rock mechanics. Amsterdam: Elsevier, 2008. 492 p.
3. Popov S.N. Determination of the safety factor of cement stone based on numerical modeling of the stress-strain state of the near-wellbore zone, taking into account the change in the elastic-strength properties of cement during its hardening and under the influence of an acid reagent // SOCAR Proceedings. 2021. No. S2. P. 8–16. <https://doi.org/10.5510/OGP2021SI200544> (In Russ.).
4. Chernyshov S.E., Repina V.A., Krysin N.I., McDonald D.I.M. Improving the efficiency of terrigenous oil-saturated reservoir development by the system of oriented selective slotted channels // Journal of Mining Institute. 2020. Vol. 246. P. 660–666. <https://doi.org/10.31897/PMI.2020.6.8>
5. Lukin S.V., Esipov S.V., Zhukov V.V. et al. Borehole stability prediction to avoid drilling failures // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2016. No. 6. P. 70–73. (In Russ.).
6. Vashkevich A.A., Zhukov V.V., Ovcharenko Yu.V. et al. Development of integrated geomechanical modeling in Gazprom Neft PJSC // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2016. No. 12. P. 16–19. (In Russ.).
7. Popov S.N., Chernyshov S.E., Gladkikh E.A. Influence of sandstone reservoir deformations during bottomhole and reservoir pressure decreasing on the permeability and well productivity changes // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University Geo Assets Engineering. 2022. Vol. 333, No. 9. P. 148–157. <https://doi.org/10.18799/24131830/2022/9/3640> (In Russ.).

8. *Popov S.N.* Geomechanical modeling and the casing stability analysis in conditions of cement stone partial absence // SOCAR Proceedings. 2022. No. S2. P. 45–51. <https://doi.org/10.5510/OGP2022SI200726> (In Russ.).
9. *Chernyshov S.E., Popov S.N., Varushkin S.V.* et al. Scientific justification of the perforation methods for Famennian deposits in the southeast of the Perm Region based on geomechanical modelling // Journal of Mining Institute. 2022. Vol. 257. P. 732–743. <https://doi.org/10.31897/PMI.2022.51>
10. *Ashikhmin S.G., Chernyshov S.E., Kashnikov Yu.A., McDonald D.I.M.* A geomechanical analysis of the influence of orientation and placement of jet slots on terrigenous reservoir permeability // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2018. No. 6. P. 132–135. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-6-132-135> (In Russ.).

Information about the authors

Sergey N. Popov – Dr. Sci. (Eng.), Head of Laboratory, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, popov@ipng.ru

Sergey E. Chernyshov – Dr. Sci. (Eng.), Head of Department, Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russia, nirgnf@bk.ru

Received 29.05.2023

Совершенствование методов моделирования, лабораторных и промысловых исследований для создания новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях

Э.С. Закиров

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия
E-mail: ezakirov@ogri.ru

Аннотация. В данной статье рассматривается ряд полученных результатов по одноименной тематике государственного задания за период 2017–2022 гг. В значительной степени акцент изложения смещен на результаты, представляющие определенный интерес для газовой отрасли страны. Часть из них может непосредственно использоваться на различных месторождениях ПАО «Газпром». Условно результаты можно разделить на следующие группы: по численному моделированию, по разработке газовых и газоконденсатных месторождений, по оценке сопровождающих процесс разработки месторождений деформационных процессов.

Ключевые слова: экологически чистые технологии, разработка месторождений углеводородов, повышение компонентоотдачи, околокритическое состояние, трудноизвлекаемые запасы, циклическое геомеханическое воздействие, вызванные разработкой геодинамические процессы, ИК-Фурье спектрометрия

Для цитирования: Закиров Э.С. Совершенствование методов моделирования, лабораторных и промысловых исследований для создания новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 3(42). С. 188–209. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art12>

Введение

Основной целью проводимых по теме исследований является создание новых и совершенствование существующих научно-методических и технологических решений по экологически чистой разработке месторождений углеводородов со сложным геологическим строением коллекторов и фазовым состоянием флюидов. В рамках темы проводятся нетрадиционные лабораторные исследования в области фильтрации и повышения компонентоотдачи. Осуществляется разработка новых методов математического моделирования фильтрации и фазового поведения углеводородных систем в пористых средах. Продолжается развитие специализированных методов

комплексных промысловых исследований скважин и пластов с определением характеристик сложных многофазных течений углеводородов в природных пластах. Проводятся лабораторные, компьютерные и промысловые исследования по обоснованию методов воздействия на залежи сложного геологического строения и со сложным фазовым состоянием углеводородов, включая залежи с карбонатными коллекторами, нефтегазоконденсатные и околокритические залежи, в том числе с низкопроницаемыми и нетрадиционными коллекторами, а также обсуждаются основы промыслового и экологического мониторинга таких объектов в процессе разработки и после ликвидации скважин.

Объектом исследований по теме в целом является разработка месторождений углеводородов в сложных горно-геологических условиях. Тема соответствует приоритетному направлению Стратегии научно-технологического развития Российской Федерации (СНТР), п. (б) – «переход к экологически чистой и ресурсосберегающей энергетике, повышение эффективности добычи и переработки углеводородного сырья, формирование новых источников, способов транспортировки и хранения энергии».

Адаптация истории разработки

В ходе исследований по теме разработано новое направление в области решения обратных задач по адаптации геолого-гидродинамических 3D-моделей к истории разработки залежей нефти и газа. Задачи данного типа представляют собой ключевой элемент интеллектуального управления разработкой месторождений в замкнутом цикле [1], а именно, управления режимами работы отдельных скважин и регулируемых клапанов в секциях интеллектуальных скважин на основе «адаптированной к истории разработки 3D-модели продуктивных пластов».

Развитый подход – геологически-согласованная адаптация [2] – обеспечивает согласование модели с фактическими данными эксплуатации скважин без нарушения принципов построения геологической 3D-модели. В результате сохраняется геологическая реалистичность 3D-модели при одновременном ее согласовании с фактическими данными добычи.

В рассматриваемом случае определяются не пористость и проницаемости, а параметры геостатистической модели – анизотропной вариограммы плюс петрофизической зависимости «логарифм проницаемости – пористость».

Алгоритмы, созданные на основе эффективных методов теории оптимального управления (сопряженных методов), реализованы в собственном in-house (некоммерческом) программном обеспечении Института проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН) под названием SimMatch, а также в виде модулей для использования с распространенными прикладными пакетами геологического и гидродинамического моделирования. Проведена апробация на серии моделей – 3D-моделей синтетических и реальных залежей нефти и газа [3] (рис. 1).

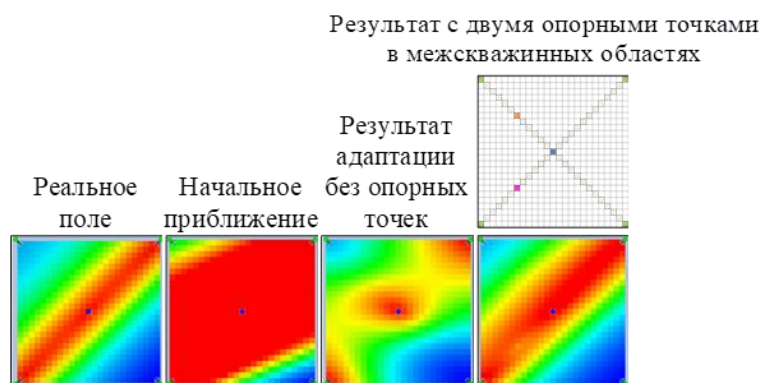


Рис. 1. Поля распределения проницаемости (мДарси) в результате решения обратной задачи без учета и с учетом опорных точек (синтетический пример) [4]

В рамках практической апробации математического и программного обеспечения для геологически согласованной адаптации истории разработки созданы мультифациальные геологическая и гидродинамическая 3D-модели участка реального отечественного месторождения, построенные на новом подходе к моделированию распределения фаций и свойств пласта. На последней производятся расчеты по адаптации к фактическим данным разработки участка за счет уточнения параметров геологической модели, а также крупномасштабное моделирование для обоснования новой технологии добычи остаточных запасов низконапорного газа.

Новый способ геомеханического воздействия на продуктивный пласт

Предлагаемый способ геомеханического воздействия на пласт направлен на увеличение продуктивности скважин и повышение эффективности добычи нефти из низкопроницаемых продуктивных пластов. Достижимый результат заключается в создании за счет циклического геомеханического воздействия на пласт системы множественных микро- и макротрещин в объеме пласта, увеличивающих продуктивность добывающих и приемистость нагнетательных скважин. Каждый цикл воздействия включает снижение забойного давления до минимально технологически возможного с выдержкой на режиме и последующее принудительное повышение забойного давления путем нагнетания в скважину газа до достижения технологически реализуемого максимального забойного давления, также с выдержкой на режиме, что обеспечивает максимальную амплитуду изменения напряжений в породе пласта в окрестности

скважины. Предложен ряд схем реализации воздействия для различных компоновок скважинного оборудования [5]. Разработано устройство, обеспечивающее возможность циклического воздействия без смены компоновки скважины [6].

Предлагаемые способы могут быть использованы для повышения эффективности добычи нефти из низкопроницаемых продуктивных пластов, в частности, сложенных карбонатными породами, при разработке нефтяных месторождений или нефтяных оторочек. Потенциальный эффект от внедрения заключается в повышении темпов добычи нефти и полноты извлечения запасов из низкопроницаемых пород-коллекторов за счет одновременного повышения продуктивности добывающих, приемистости нагнетательных скважин и равномерности дренирования запасов.

На основе комплекса лабораторных исследований, численного моделирования и промысловых испытаний [7–11] обоснована положительная избирательность метода циклического геомеханического воздействия (ЦГВ) для карбонатных коллекторов турнейского яруса Урало-Поволжского региона (рис. 2). Метод улучшает условия дренирования уплотненных нефтенасыщенных интервалов и ограничивает приток из обводненных интервалов, что обеспечивает повышение добычи нефти и охвата пласта воздействием. В отличие от распространенного метода гидроразрыва пласта (ГРП), метод ЦГВ низкозатратен, реализуем с использованием стандартного промыслового оборудования и значительно сокращает характерные для ГРП риски преждевременного обводнения скважин и негативных экологических последствий.

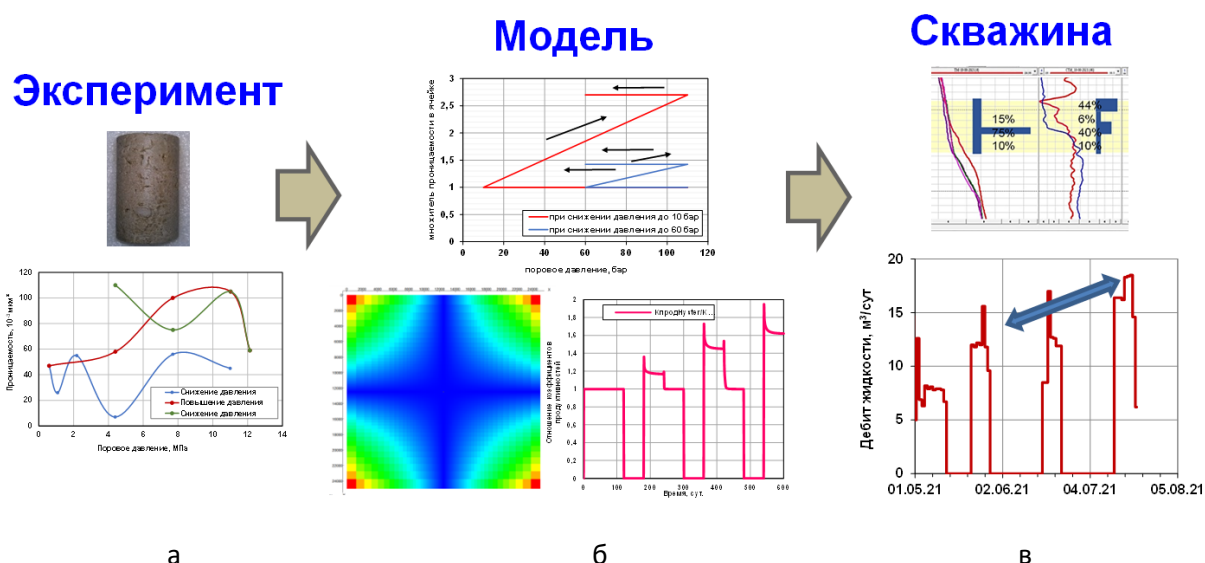


Рис. 2. Этапы и результаты исследования ЦГВ – от лабораторных опытов (а), через компьютерные эксперименты (б) к промысловому опробованию (в) [10]

На рисунке схематично представлены этапы проведенного исследования и полученные на промысле результаты. Схема «а» соответствует динамике изменения внутрипорового давления во время лабораторных экспериментов. Схема «б» – численному моделированию на секторной модели, с оценкой величины увеличения продуктивности скважины (правый нижний рисунок) на основании лабораторных данных. Схема «в» отражает результаты промыслового эксперимента на скважине, когда к одному работающему интервалу приобщился еще один, с уравниванием профиля притока к скважине. Подробности – в работе [10].

Об альтернативном способе доразработки водоплавающей залежи с запасами низконапорного газа

В рамках выполнения рассматриваемой темы госзадания была предложена технология доразработки водоплавающей залежи с запасами низконапорного газа к реализации на месторождении, уже

разбуренном вертикальными добывающими скважинами [12, 13]. Применение вертикальных добывающих скважин и их эксплуатация без поддержания пластового давления являются типичными схемами разработки сеноманских залежей. В предлагаемом новом способе существующий фонд скважин, в пределах сформированных установок комплексной подготовки газа (УКПГ), дополняют одной или несколькими горизонтальными скважинами для добычи воды из интервалов ниже текущего уровня газо-водяного контакта (ГВК), но выше его изначального уровня. Соответствующие скважины выполняют роль разгрузочных, перехватывающих воду на подступе к эксплуатационным скважинам залежи. А в периферийных зонах, за пределами зон разбуривания УКПГ, в соответствии с предлагаемым способом осуществляют бурение одной или нескольких горизонтальных нагнетательных скважин для закачки воды в интервалы ниже текущей отметки ГВК (водонагнетательные).

Кроме того, для поддержания добычи газа на целевом уровне, за пределами зон разбуривания УКПГ бурят одну или несколько горизонтальных добывающих скважин с проводкой ствола в верхней части продуктивного пласта ближе к его кровле. В случае, если продолжается продвижение подошвенной воды к забоям вертикальных добывающих скважин, в первоочередных скважинах – кандидатах на обводнение интервалы перфорации сокращают на 5–10 метров за счет цементирования их нижней части.

Бурение разгрузочных горизонтальных скважин для добычи пластовой воды в зоне проблемных УКПГ (УКПГ с обводняющимися скважинами) ниже отметки текущего уровня ГВК, но выше уровня начального ГВК решает задачу предотвращения дальнейшего продвижения ГВК в зоне УКПГ и, соответственно, проблему дальнейшего обводнения продукции скважин, а также пескопроявлений. В ряде случаев вместо бурения горизонтальной скважины возможно бурение бокового горизонтального ствола из одной из вертикальных скважин, выбывающей из эксплуатации по различным причинам.

Добыча воды из зоны выше начального ГВК частично решает проблему извлечения заземленного газа, поскольку часть запасов заземленного газа при добыче воды приобретает подвижность в силу снижения давления и будет извлечена на поверхность.

На периферии от рассматриваемого УКПГ также бурят одну или несколько горизонтальных нагнетательных скважин для закачки воды. С одной стороны, эти скважины способствуют утилизации добываемой пластовой воды. С другой стороны, закачиваемая вода вытесняет периферийный низконапорный газ к забоям добывающих вертикальных скважин.

При этом отбираемая из месторождения вода может быть использована в целях контроля продвижения ГВК и оценки активных объемов месторождения, например, на основе способа, изложенного в описании патента [14]. Наиболее ценным источником информации должен быть компонентный состав воды, добываемой из разгрузочных скважин, так как он наиболее близок к составу фактической пластовой воды в районе ГВК.

На рис. 3 приведен схематический профильный разрез пласта через зону УКПГ в направлении длинной оси структуры залежи.

В значительной степени данный рисунок поясняет идею предлагаемого способа доработки. При этом только скважины, отмеченные на рис. 3 цифрой 8, являются существующими на УКПГ на момент начала реализации предлагаемого способа. Скважины под номерами 1, 2, 3 добуриваются в процессе модернизации системы разработки месторождения. Их количество, положение и другие параметры (диаметр, длина горизонтального ствола) определяются по результатам математического моделирования с использованием модели конкретной залежи или секторной модели УКПГ.

С целью подтверждения технологической привлекательности предлагаемого способа выполнены расчеты для условной 3D-модели пласта (детали см. в работе [12]). Степень условности связана с точностью воспроизведения степени неоднородности фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта. Рассматриваемая 3D-модель характеризуется параметрами, типичными для сеноманских отложений, но отличается большей степенью однородности ФЕС. 3D-модель соответствует условной зоне одного УКПГ, включает разностные сетки на газонасыщенную и водонасыщенную области.



Рис. 3. Схема расположения скважин на продольном профильном разрезе сеноманской залежи [13]

В секторной модели в общих чертах воспроизведен процесс добычи газа при сложившейся системе разработки с ее начала до контрольной даты, включающий падение давления и подъем ГВК. На основе адаптированной модели также выполнялись

прогнозные расчеты на 30 лет, в которых сопоставлялись различные подходы к изменению системы разработки.

На рис. 4 представлен профильный разрез с распределением водонасыщенности на конец адаптации истории разработки.

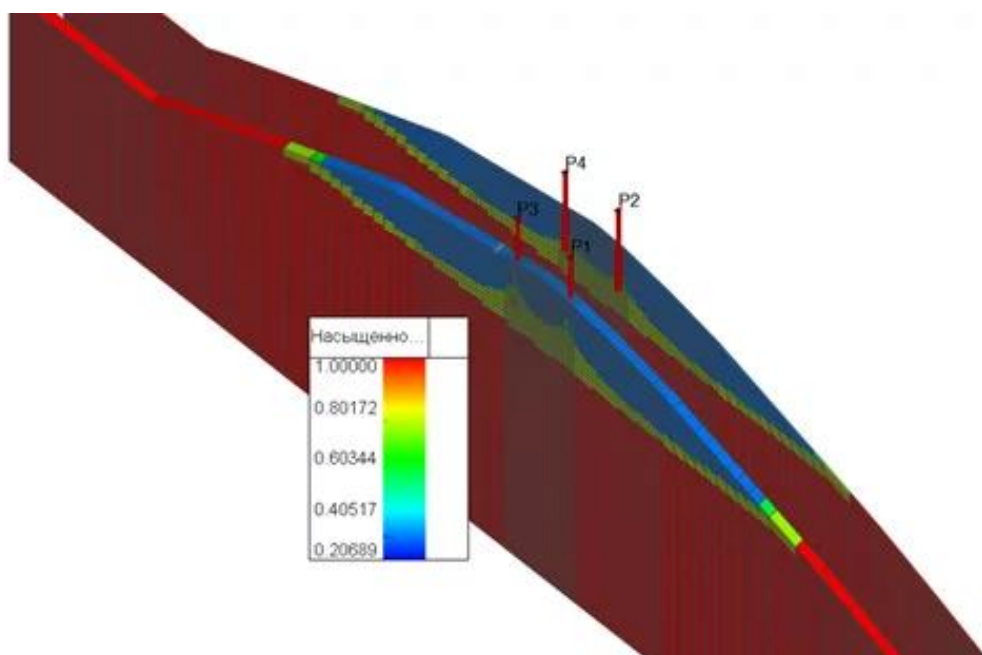


Рис. 4. Распределение водонасыщенности на конец моделирования истории [12]

Явно прослеживаются конусы воды, подтянувшиеся от первоначального ГВК к кустам добывающих скважин УКПГ.

Проведенные математические расчеты для секторной 3D-модели подтвердили полезность и эффективность ключевых решений предлагаемой технологии [12]. Совокупность предложенных мер позволяет увеличить коэффициент извлечения газа на 4,5% с добычей низконапорного газа по сравнению с базовым вариантом (в виде сложившейся системы разработки) без чрезмерной добычи воды. Таким образом, существенным образом продлевается эффективная эксплуатация указанной залежи.

Неравновесность фазового поведения флюидальной системы

В процессе проведения исследований по теме была разработана математическая модель неравновесного фазового поведения углеводородных смесей при разработке нефтяных и газоконденсатных залежей. Неравновесное фазовое поведение проявляется при истощении залежи при давлениях ниже давления максимальной конденсации, т. е. на режиме прямого испарения выпавшего конденсата.

Достигнутые результаты:

1. Созданы алгоритм и программное обеспечение для расчета неравновесных изохорных процессов. Проведена верификация модели и показана возможность прямого определения параметров по данным экспериментов в калориметрической ячейке [15] (рис. 5).

2. Совместно со специалистами компании Weatherford сформулирована задача и разработан численный метод расчета процесса выброса газа при бурении скважин по технологии управления давлением с растворами на нефтяной основе [16].

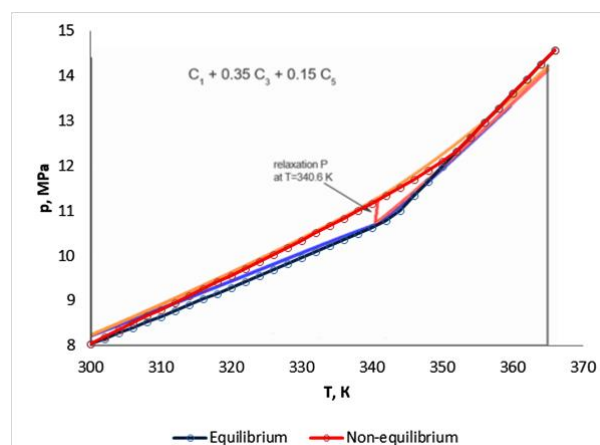


Рис. 5. Воспроизведение результатов калориметрического эксперимента с помощью модели неравновесных изохорных процессов [15]

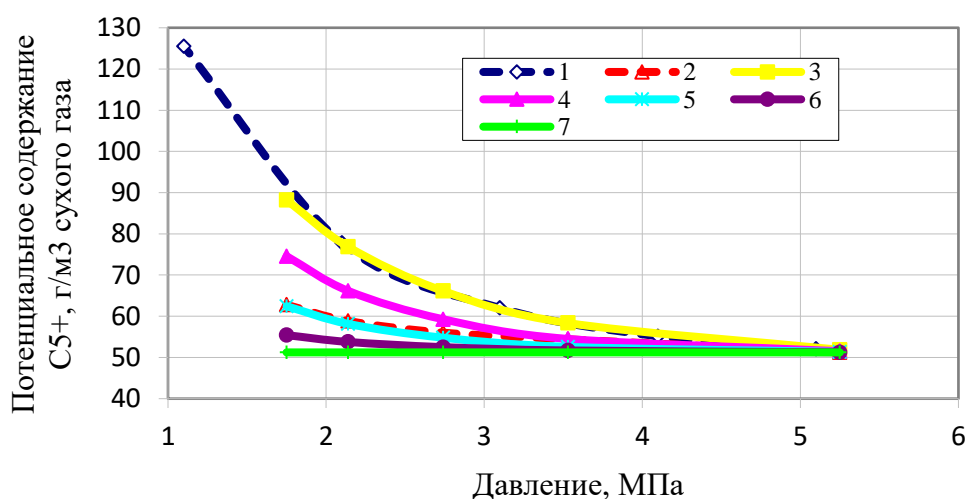
Расчет позволяет прогнозировать процесс подъема газожидкостной смеси в затрубном пространстве с учетом неравновесных фазовых переходов для предотвращения аварийных ситуаций за счет своевременного управления давлением на устье. В сотрудничестве с разработчиками отечественного программного комплекса RFD tNavigator продолжено внедрение модели неравновесных фазовых переходов в модули расчета многокомпонентной фильтрации и фазового поведения пластовых флюидов, с практическим применением к решению проблем разработки нефтяных и газоконденсатных месторождений отечественных и зарубежных компаний [17, 18].

3. Впервые в мире сформулирована задача и предложен метод математического моделирования неравновесного истощения при постоянном объеме (NCVD) для описания неравновесного фазового поведения углеводородной системы на поздней стадии разработки газоконденсатных залежей в режиме прямого испарения выпавшего конденсата.

Разработаны оригинальный алгоритм и его численная реализация для расчета изменения состава добываемой газовой фазы (динамики извлечения конденсата), основанные на ранее предложенной модели неравновесных фазовых превращений. Воспроизведена фактическая динамика содержания

конденсата в продукции Вуктыльского месторождения (рис. 6) и получена оценка характерного времени релаксации.

Показана ее согласованность с результатами лабораторных calorиметрических экспериментов с учетом фактора масштаба [19].



- 1 – прогнозная (лабораторная) зависимость;
- 2 – фактическая зависимость по скважинным данным;
- 3 – расчетная равновесная зависимость;
- 4–7 – расчетные неравновесные зависимости при разной величине обратного характерного времени релаксации:
 $4 - \lambda = 0,1 \text{ 1/год}$; $5 - \lambda = 0,032 \text{ 1/год}$; $6 - \lambda = 0,01 \text{ 1/год}$; $7 - \lambda = 0$

Рис. 6. Воспроизведение фактической зависимости потенциального содержания конденсата в пластовом газе Вуктыльского НГКМ от давления с использованием неравновесной математической модели NCVD [19]

Способ разработки околоскритических глубокозалегающих залежей

Для газоконденсатных залежей в глубокозалегающих пластах характерно высокое и уникальное содержание конденсата в пластовом газе, вплоть до околоскритического состояния пластового флюида. Кроме того, глубина залегания, как правило, предопределяет ухудшенные значения фильтрационных свойств пласта. Основные газоконденсатные залежи в ачимовских пластах Уренгойской группы месторождений (Большого Уренгоя)

залегают на глубинах 3,5–4 км, при начальном давлении 60–65 МПа и температуре 100–110 °С. Значения проницаемости для газа изменяются от десятых долей до первых единиц миллидарси.

В таких условиях для обеспечения достаточных начальных величин дебитов скважин недропользователи применяют различные методы интенсификации притока и заканчивания скважин, в том числе проведение гидроразрыва пласта и бурение горизонтальных скважин (ГС) с многостадийным ГРП (МГРП).

При эксплуатации таких скважин увеличиваются размеры зон накопления выпавшего в пласте конденсата. Это приводит к неравномерному воздействию закачиваемым агентом на зоны выпадения конденсата в районе разных трещин гидроразрыва пласта (портов ГРП) вдоль ствола ГС, а также к сильному снижению эффективности воздействия от цикла к циклу.

Обсудим способ повышения эффективности добычи углеводородов из газоконденсатных залежей в низкопроницаемых пластах при высоком и уникальном содержании конденсата в пластовом газе [20].

Как и ряд известных способов, он включает бурение системы горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин, эксплуатацию всех скважин в определенный период для добычи газоконденсатной смеси из пласта и последующую реализацию закачки газа в нагнетательные скважины для повышения конденсатоотдачи пласта. Его отличительные особенности состоят в следующем.

Забой скважин оборудуют компоновкой, которая позволяет осуществлять избирательное открытие и закрытие участков ствола (портов ГРП) по команде оператора с устья. В начальный период разработки залежи осуществляют эксплуатацию всех скважин для добычи газоконденсатной смеси из пласта. При этом осуществляют контроль за падением дебитов скважин по газу и конденсату и величины конденсатогазового фактора (КГФ) – при достижении ими заранее определенных значений осуществляют обработку забоев скважин агентом для борьбы с накоплением конденсата в околоскважинной зоне. Обработку проводят путем закачки агента, открывая участки ствола в заранее определенной последовательности

для обеспечения полноты охвата обработкой всех портов ГРП. После закачки агента выдерживают скважину в простое 3–15 дней и вновь запускают для добычи газоконденсатной смеси, одновременно или последовательно открывая порты ГРП.

Добычу с периодическими обработками повторяют до тех пор, пока прирост дебитов газа и конденсата и значений КГФ после очередной обработки не станет ниже заранее определенного уровня. Далее переходят к эксплуатации скважин в режиме циклического воздействия газом для поддержания давления и повышения конденсатоотдачи, которая включает периоды закачки газа, остановки скважины на выдержку и добычи газоконденсатной смеси. В периоды закачки открывают заранее определенные порты ГРП и осуществляют через них закачку газа в объеме, не превышающем насыщенный углеводородами объем пор пласта в расчетной области воздействия. Затем осуществляют остановку скважины на выдержку для обеспечения массообмена между закачанным газом и пластовым флюидом. Далее открывают оставшиеся порты ГРП, в которые не производили закачку газа, и осуществляют добычу из пласта газоконденсатной смеси до тех пор, пока дебиты газа и конденсата и величина КГФ не снизятся до заранее определенных значений.

Эксплуатацию в режиме циклического воздействия повторяют до тех пор, пока прирост дебита конденсата и значений КГФ после очередных периодов закачки и остановки на выдержку не станет ниже заранее определенного уровня. Далее переходят к постоянному воздействию газом для поддержания пластового давления и повышения конденсатоотдачи путем закачки газа в нагнетательные скважины и добычи газоконденсатной смеси из добывающих скважин.

При этом контролируют прорывы закачиваемого газа в добывающие скважины по значениям КГФ и концентрации закачиваемого газа в добываемой газоконденсатной смеси, а также открывают и закрывают отдельные порты ГРП на добывающих и нагнетательных

скважинах, чтобы минимизировать прорывы и регулировать равномерность охвата воздействием нагнетаемого газа области между добывающими и нагнетательными скважинами.

Схематично описанный способ показан на рис. 7.

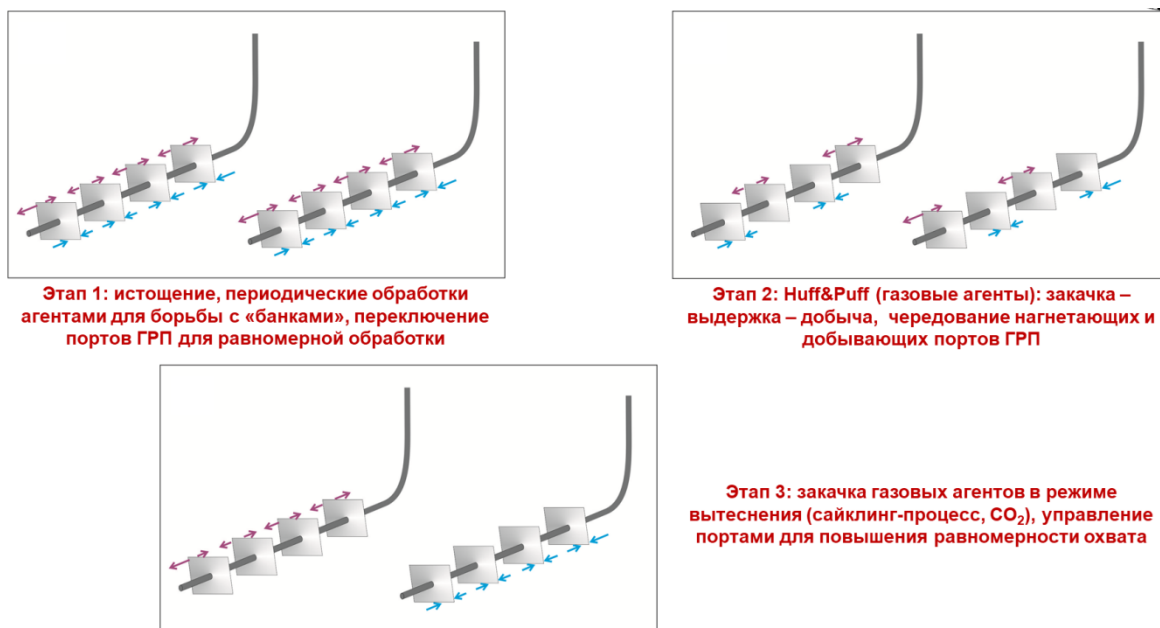


Рис. 7. Способ разработки газоконденсатной залежи в низкопроницаемом пласте при высоком и уникальном содержании конденсата в пластовом газе [20]

Технический результат заключается в повышении эффективности добычи газа и конденсата из газоконденсатных залежей в низкопроницаемых пластах путем реализации последовательности операций, обеспечивающих уменьшение накопления конденсата в околоскважинных зонах, снижение темпов падения дебитов газа и конденсата и пластового давления, повышение равномерности дренирования запасов газа и конденсата и частичную добычу выпавшего конденсата за счет его вытеснения и испарения в газовую фазу.

Предлагаемый способ является полностью реализуемым на современном

уровне развития техники. Его применение позволяет повысить эффективность добычи углеводородов из газоконденсатных залежей в низкопроницаемых пластах, при высоком и уникальном содержании конденсата в пластовом газе.

Исследование скважин и пластов

В серии статей [21–28, 31, 32] и патентов [29, 30, 33] специалисты лаборатории газонефтеконденсатоотдачи предложили ряд специализированных технологий исследования скважин и пластов. Их главная цель – определение свойств пласта в условиях естественного залегания.

Первая серия работ [21–28] касается определения функций относительных фазовых проницаемостей по результатам комплексной совместной интерпретации данных гидродинамических и геофизических исследований скважин (ГДИС и ГИС) по специализированным технологиям [29, 30]. Вторая серия работ [31, 32] посвящена определению анизотропии проницаемости, включая вертикальную проницаемость по данным 3D-гидро-прослушивания. В рамках данного исследования предполагается наличие одной возбуждающей скважины и серии регистрирующих, веером расположенных вокруг возмущающей. Для достоверной оценки вертикальной проницаемости забои скважин должны быть разнесены по вертикали.

Изначальная идея статьи [21] применительно к газовым скважинам рассмотрена в публикации [22]. В статьях [23–28] представлены 3 варианта опробования идеи [21, 22] на реальных скважинах. Каждая из реализаций [23–28] характеризовалась своими особенностями проведения исследования, набором измеряемых параметров, а также совместной (но осуществляемой отдельно) интерпретации данных ГДИС и ГИС. Идеальная компоновка, позволяющая выполнять все необходимые измерения в процессе проведения исследования, представлена в описании патента [33].

В целях устранения разрыва при последовательном способе интерпретации данных ГДИС и ГИС предприняты усилия по включению в задачу прогнозирования эффекта от различной минерализации водной фазы. Данная опция необходима в силу использования воды различной минерализации при проведении исследований с целью определения водонасыщенности в околоскважинной области методами ГИС.

В рамках развития не имеющих прямых мировых аналогов специализированных методов исследования скважин для определения в условиях пласта параметров совместного течения нефти и воды разработаны новый математический алгоритм и программа численного решения прямых и обратных задач двухфазной фильтрации с учетом переменной минерализации водной фазы. Новая постановка прямой задачи включает дополнительный солевой компонент с различной концентрацией в подвижной и связанной воде. В обратной задаче невязка расчетных и фактических значений концентрации соли в добываемой воде включается в минимизируемый критерий качества. Для решения обратной задачи применяется оригинальный подход на основе современных методов теории оптимального управления. Программная реализация протестирована на синтетических примерах и использована для анализа изменения минерализации водной фазы в процессе исследования одной из скважин в Западной Сибири. На рис. 8 представлена динамика изменения минерализации при планируемом исследовании скважины.

О некоторых проблемах, сопровождающих процесс разработки месторождений

С использованием геолого-геофизических данных по мощности и литологическому составу пород коллекторов, их прочностных свойств и методов математического моделирования была произведена оценка деформации геологической среды в процессе разработки месторождений. Дана оценка уровня деформации земной поверхности для законсервированных скважин, а также предполагаемых изменений ландшафтных условий на территории нефтегазовых месторождений.

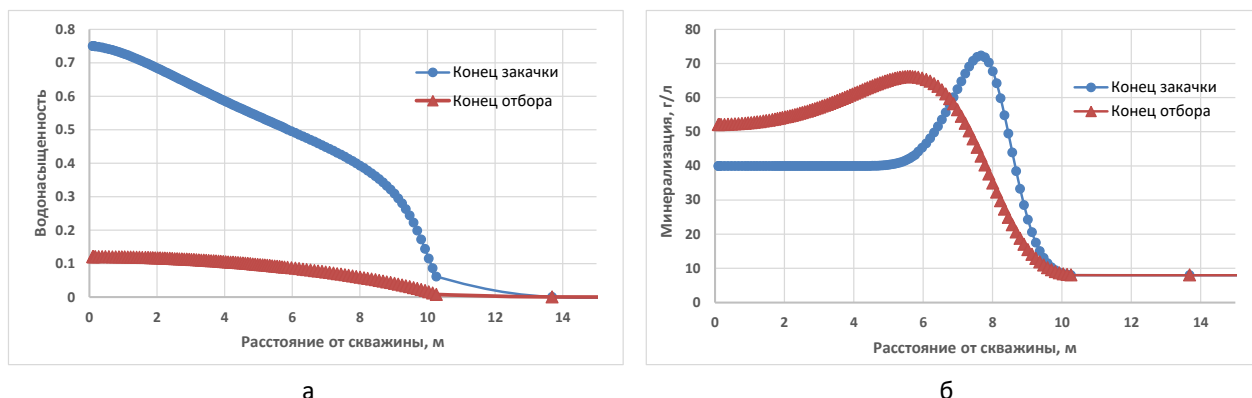


Рис. 8. Модельные распределения на моменты окончания периодов закачки воды и отбора флюидов из пласта: а – водонасыщенности (нормировка по эффективному поровому объему); б – минерализации водной фазы [34]

Проведен анализ и обобщение физических и физико-химических процессов, оказывающих дополнительное воздействие на деформации пород коллектора и перекрывающих его отложений при разработке месторождений. Выполнена оценка деформации земной поверхности и образующихся углов ее наклона при образовании обширных осадок над разрабатываемым месторождением УВ. Уровень деформации горных пород в центральной зоне оседания земной поверхности составляет в среднем для таких месторождений, как Уренгойское, Ямбургское и Бованенковское, 10^{-4} – 10^{-5} , а углы наклона земной поверхности характеризуются значениями 10^{-3} – 10^{-5} градусов. При этом величина обширной просадки в среднем для данных месторождений составляет порядка 1 м. Результаты представлены в публикациях [35–39].

О влиянии техногенных геодинамических процессов при разработке нефтегазовых месторождений на надежность скважин говорится в обобщающей работе [39]. В указанной статье приводится обзорная информация о влиянии геодинамических процессов, происходящих в результате снижения пластового давления в разрабатываемых месторождениях, на состояние скважин, герметичность их обсадных колонн и заколонных пространств. Представлена последовательность мероприятий, необходи-

мых для учета указанных процессов при проектировании разработки нефтегазовых месторождений и сооружении скважин.

Несколько слов о результатах, полученных в области ИК-Фурье спектроскопии при выполнении исследований по рассматриваемой теме госзадания [30–45]. В последние годы активно разрабатывалось новое направление – интегральная ИК-Фурье спектроскопия. Основное отличие от обычной ИК-Фурье спектроскопии состоит в том, что все измерения проводятся в кюветах оптической толщиной 1,5–2,5 мм. Был предложен, протестирован и аттестован ряд авторских методик, использующих новый подход к проведению различных исследований методами ИК спектроскопии. В основном они касались способов оперативного контроля состава добываемых и технологических флюидов:

- определение типа жидкого углеводородного флюида (нефть/конденсат) в продукции добывающей скважины;
- измерение массового содержания нефти в потоке воды;
- определение метанола в газовом конденсате;
- определение содержания парафинов в конденсатах конденсатогазовых месторождений;
- определение массовой доли парафинов в газовом конденсате.

В 2022 г. изыскания в этом направлении продолжились – получен патент RU 2766530 C1 [43].

Резюмируя, можно утверждать, что в рамках выполняемой темы госзадания на основе комплексного научно-методического подхода обоснованы технологические решения по совершенствованию систем разработки залежей углеводородов при наличии подошвенной воды в различных геолого-физических условиях, включая применение альтернативы технологии гидроразрыва пласта в виде циклического геомеханического воздействия для нефтяных залежей в низкопроницаемых карбонатных коллекторах Республики Татарстан [10]; специализированную систему разработки для водоплавающих газовых залежей [12, 13]; технологию вертикально-латерального заводнения для нефтяной оторочки, подстилаемой водой (на примере месторождения Монги о. Сахалин) [46, 47].

Заключение

Полученные за период 2017–2022 гг. результаты условно можно разделить на следующие группы:

1) по численному моделированию:

- новый подход к адаптации истории разработки, когда ассимиляция замеряемых данных на промысле в 3D-модели пласта происходит на основе сохранения принципов

геологического моделирования за счет вариации параметров геостатистической модели,

- новый подход к моделированию неравновесности фазового поведения флюидальной системы,

- новые опции моделирования специализированных исследований скважин и пластов с целью определения расширенного набора свойств пласта в натурных условиях залегания;

2) по разработке газовых и газоконденсатных месторождений:

- альтернативный способ доработки водоплавающей залежи с запасами низконапорного газа,

- способ разработки околоскритических глубокозалегающих залежей,

- новый способ циклического геомеханического воздействия на продуктивный пласт с целью увеличения продуктивности добывающих скважин,

- интегральной ИК-Фурье спектроскопии;

3) по оценке сопровождающих процесс разработки месторождений деформационных процессов.

Полученные результаты будут способствовать повышению компонентоотдачи водоплавающих нефтегазовых месторождений.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН (тема «Совершенствование методов моделирования, лабораторных и промысловых исследований для создания новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях», № 122022800272-4).

Литература

1. Zakirov E.S., Zakirov S.N., Indrupskiy I.M. et al. Optimal control of field development in a closed loop // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 26–28 October 2015. Paper SPE 176642-MS. <https://doi.org/10.2118/176642-MS>

2. *Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Shiriaev I.M., Lubimova O.V.* Geostatistically-consistent history matching // ECMOR XIV – 14th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery, Catania, Italy, 8–11 September 2014. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20141827>
3. *Закиров Э.С., Индрупский И.М., Любимова О.В. и др.* Согласованная адаптация геостатистических моделей залежей нефти и газа // Доклады Академии наук. 2017. Т. 476, № 4. С. 421–425. <https://doi.org/10.7868/S0869565217280143>
4. *Ширяев И.М., Индрупский И.М., Закиров Э.С.* Исследование особенностей геологически согласованной адаптации гидродинамических моделей. Часть 1. Безградиентные методы оптимизации // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. Вып. 2(21). С. 28. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-21.art28>
5. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М. и др.* Пат. RU 2680158 С1. Способ геомеханического воздействия на пласт № 2018112310; Заявл. 05.04.2018; Оpubл. 18.02.2019 // Изобретения. Полезные модели. 2019. Бюл. № 5. 12 с. <http://www1.fips.ru>
6. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М. и др.* Пат. RU 2680563 С1. Способ и устройство для геомеханического воздействия на пласт. № 2018112308; Заявл. 05.04.2018; Оpubл. 22.02.2019 // Изобретения. Полезные модели. 2019. Бюл. № 6. 22 с. <http://www1.fips.ru>
7. *Закиров С.Н., Дроздов А.Н., Закиров Э.С. и др.* Техничко-технологические аспекты геомеханического воздействия на пласт // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2018. № 6(78). С. 24–29.
8. *Indrupskiy I.M., Ibragimov I.I., Zakiryanov R.A. et al.* Permeability alteration of carbonate reservoir rock under cyclic geomechanical treatment // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2020. Vol. 921. P. 012009. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/921/1/012009>
9. *Индрупский И.М., Ибрагимов И.И., Закирянов Р.А., Гирфанов И.И.* Изменение проницаемости карбонатного коллектора при циклическом геомеханическом воздействии // Нефтяная провинция. 2020. № 3(23). С. 85–98. <https://doi.org/10.25689/NP.2020.3.85-98>
10. *Индрупский И.М., Ибрагимов И.И., Цаган-Манджиев Т.Н. и др.* Лабораторная, численная и промысловая оценка эффективности циклического геомеханического воздействия на карбонатном коллекторе турнейского яруса // Записки Горного института. 2023. Т. 262. С. 581–593. <https://doi.org/10.31897/PMI.2023.5>
11. *Индрупский И.М., Аникеев Д.П., Закиров Э.С., Алексеева Ю.В.* Учет геомеханических эффектов при моделировании процессов разработки месторождений углеводородов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 4(39). С. 75–102. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art7>
12. *Закиров Э.С., Аникеев Д.П., Закиров С.Н., Алексеева Ю.В.* О способе доразработки водоплавающей залежи с запасами низконапорного газа // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2020. № 7(103). С. 22–27.
13. *Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П.* Пат. RU 2594496 С1. Способ доразработки водоплавающей залежи с запасами низконапорного газа. № 2015126934/03; Заявл. 07.07.2015; Оpubл. 20.08.2016 // Изобретения. Полезные модели. 2016. Бюл. № 23. 12 с. <http://www1.fips.ru>
14. *Абукова Л.А., Абрамова О.П., Тупышев М.К.* Пат. RU 2681144 С1. Способ контроля за разработкой газового месторождения. № 2018103869; Заявл. 01.02.2018; Оpubл. 04.03.2019 // Изобретения. Полезные модели. 2019. Бюл. № 7. 7 с. <http://www1.fips.ru>

15. *Aglyamova A.I., Indrupskiy I.M.* Numerical simulation of non-equilibrium isochoric phase transitions in hydrocarbon mixtures // IOP Journal of Physics: Conference Series. 2019. Vol. 1391. P. 012149. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1391/1/012149>
16. *Tikhonov V.S., Indrupskiy I.M., Bukashkina O.S.* Effects of phase transitions on nonstationary liquid-gas flow in a well during gas kicks // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. Vol. 184. P. 106526. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106526>
17. *Bogachev K., Milyutin S., Zemtsov S. et al.* Numerical modeling of non-equilibrium phase transitions in the isothermal compositional hydrocarbon flow simulations // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 22–24 October 2019. Paper SPE-196871-MS. <https://doi.org/10.2118/196871-MS>
18. *Al-Jenaibi F., Bogachev K., Milyutin S. et al.* Numerical simulation of non-equilibrium phase behavior of hydrocarbons for modeling oil and gas fields with gas injection // SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE, 17–19 September 2019. Paper SPE-196633-MS. <https://doi.org/10.2118/196633-MS>
19. *Indrupskiy I.M., Lobanova O.A., Zubov V.R.* Non-equilibrium phase behavior of hydrocarbons in compositional simulations and upscaling // Computational Geosciences. 2017. Vol. 21, No. 5. P. 1173–1188. <https://doi.org/10.1007/s10596-017-9648-x>
20. *Закиров Э.С., Индрупский И.М., Аникеев Д.П., Алексеева Ю.В.* Пат. RU 2785575 С1. Способ разработки газоконденсатной залежи. № 2021136314; Заявл. 09.12.2021; Опубл. 08.12.2022 // Изобретения. Полезные модели. 2022. Бюл. № 34. 10 с. <http://www1.fips.ru>
21. *Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П.* Новый подход к исследованию скважин и пластов // Нефтяное хозяйство. 2002. № 6. С. 113–115.
22. *Закиров Э.С., Тарасов А.И., Индрупский И.М.* Новый подход к исследованию газовых скважин и интерпретации получаемых результатов // Газовая промышленность. 2003. № 9. С. 61–63.
23. *Индрупский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П. и др.* Определение относительных фазовых проницаемостей в скважинных условиях // Нефтяное хозяйство. 2008. № 5. С. 38–42.
24. *Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S. et al.* New approaches in well testing // SPE Europe/EAGE Annual Conference and Exhibition, Vienna, Austria, 12–15 June 2006. Paper SPE-100136-MS. <https://doi.org/10.2118/100136-MS>
25. *Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S. et al.* Well test for in-situ determination of oil and water relative permeabilities // SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 16–18 October 2012. Paper SPE 162011-MS. <https://doi.org/10.2118/162011-MS>
26. *Закиров Э.С., Индрупский И.М., Васильев И.В. и др.* Проведение комплексных исследований по оценке относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды и коэффициента вытеснения в условиях аномально низкой приемистости пласта (часть 1) // Нефтяное хозяйство. 2016. № 9. С. 56–60.
27. *Закиров Э.С., Индрупский И.М., Васильев И.В. и др.* Проведение комплексных исследований по оценке относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды и коэффициента вытеснения в условиях аномально низкой приемистости пласта (часть 2) // Нефтяное хозяйство. 2017. № 10. С. 90–93. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-10-90-93>

28. *Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S. et al.* In-situ determination of displacement efficiency and oil and water relative permeability curves through integrated well test study at exploration-to-pilot stage of the oilfield development project // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 24–26 October 2016. Paper SPE-181967-MS. <https://doi.org/10.2118/181967-MS>
29. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Аникеев Д.П.* Пат. RU 2213864 С2. Способ исследования и интерпретации результатов исследований скважин и пластов. № 2001132910/03; Заявл. 06.12.2001; Опубл. 10.10.2003 // Изобретения. Полезные модели. 2003. Бюл. № 28. 41 с. <http://www1.fips.ru>
30. *Закиров С.Н., Закиров Э.С.* Пат. RU 2258137 С1. Способ исследования и интерпретации результатов исследований скважины, вскрывшей нефтегазовую залежь. № 2004119525/03; Заявл. 29.06.2004; Опубл. 10.08.2005 // Изобретения. Полезные модели. 2005. Бюл. № 22. 10 с. <http://www1.fips.ru>
31. *Закиров Э.С., Индрупский И.М., Левченко В.С. и др.* Вертикальное и 3D гидропрослушивание продуктивных пластов // Новые технологии освоения и разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и газа и повышения нефтегазоотдачи: Сб. тр. VII Международного технологического симпозиума. М.: Московский институт нефтегазового бизнеса, 2008. С. 49–63.
32. *Закиров Э.С., Брадулина О.В., Мамедов Т.М.* Глубинное зондирование в анизотропных коллекторах с целью построения 3D модели пласта // Современные проблемы нефтеотдачи пластов – Нефтеотдача-2003: Сб. тез. I Международной научной конференции. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2003. С. 35.
33. *Васильев И.В., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П.* Пат. RU 2531414 С1. Способ компоновки внутрискважинного и устьевого оборудования для проведения исследований скважины, предусматривающих закачку в пласт агента нагнетания и добычу флюидов из пласта. № 2013125084/03; Заявл. 30.05.2013; Опубл. 20.10.2014 // Изобретения. Полезные модели. 2014. Бюл. № 29. 14 с. <http://www1.fips.ru>
34. *Shishkina O.A., Indrupskiy I.M.* Adjoint numerical method for a multiphysical inverse problem of two-phase well testing in petroleum reservoirs // IOP Journal of Physics: Conference Series. 2021. Vol. 2090. P. 012139. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2090/1/012139>
35. *Никонов А.И.* Применение метода структурного дешифрирования с целью выявления потенциально опасных деформаций земной поверхности и зон вертикальных флюидоперетоков в пределах локальных платформенных структур (на примере Совхозного ПХГ) // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 3(26). С. 16. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-26.art16>
36. *Кузьмин Ю.О., Никонов А.И.* Результаты геодинамических наблюдений на месторождении Жанажол, Казахстан // Наука и технологические разработки. 2021. Т. 100, № 4. С. 25–43. <https://doi.org/10.21455/std2021.4-3>
37. *Никонов А.И.* Техногенные факторы воздействия на продуктивные отложения месторождений углеводородов и их связь с потенциальным оседанием земной поверхности // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 4(31). С. 77–92. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art5>

38. Никонов А.И. Геодинамические факторы стратификации многопластовых месторождений углеводородов: образование зон горизонтальной трещиноватости и вертикальной пространственно-временной проницаемости в пределах локальных структур // SOCAR Proceedings. 2022. № S2. С. 9–16. <https://doi.org/10.5510/OGP2022SI200720>
39. Тупышев М.К. Влияние техногенных геодинамических процессов при разработке нефтегазовых месторождений на надежность скважин (обобщение) // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 4(39). С. 148–153. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art11>
40. Василенко П.А., Корниенко С.Г., Примерова О.В. Определение массовых долей нефти и газового конденсата в продукции нефтегазоконденсатных скважин методом ИК-спектроскопии // Журнал аналитической химии. 2018. Т. 73, № 8. С. 613–621. <https://doi.org/10.1134/S0044450218080091>
41. Горохов А.В., Василенко П.А. Портативный ИК-спектрометр для предприятий нефтегазового комплекса и контроля загрязнения окружающей среды // Приборы. 2020. № 9(243). С. 52–55.
42. Василенко П.А., Корниенко С.Г. Определение содержания нефтепродуктов в почве с естественной влажностью ИК-спектроскопическим методом // Журнал аналитической химии. 2022, Т. 77, № 5. С. 433–437. <https://doi.org/10.31857/S0044450222030124>
43. Василенко П.А., Корниенко С.Г. Пат. RU 2766530 С1. Способ определения массового содержания нефтепродуктов в почвах методом инфракрасной спектроскопии. № 2021106718; Заявл. 16.03.2021; Оpubл. 15.03.2022–// Изобретения. Полезные модели. 2022. Бюл. № 8. 6 с. <http://www1.fips.ru>
44. Василенко П.А., Якубсон К.И. Пат. RU 2693566 С1. Способ раздельного определения содержания нефти и газового конденсата в продукции нефтегазоконденсатных скважин. № 2016125893; Заявл. 29.06.2016; Оpubл. 03.07.2019 // Изобретения. Полезные модели. 2019. Бюл. № 19. 13 с. <http://www1.fips.ru>
45. Василенко П.А., Курьяков В.Н., Горохов А.В. Пат. RU 2702704 С1. Экспрессный способ обнаружения взвеси твердых парафинов в продукции нефтегазоконденсатных скважин. № 2019105679; Заявл. 28.02.2019; Оpubл. 09.10.2019–// Изобретения. Полезные модели. 2019. Бюл. № 28. 9 с. <http://www1.fips.ru>
46. Халиулин Р.Р., Закиров С.Н., Сун Г.С. и др. Геологические особенности нефтегазоконденсатного месторождения Монги (о. Сахалин) // Нефтяное хозяйство. 2020. № 8. С. 30–33. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-8-30-33>
47. Халиулин Р.Р., Закиров С.Н., Ха А.Х. и др. Особенности разработки нефтегазоконденсатного месторождения Монги (о. Сахалин) // Нефтяное хозяйство. 2020. № 9. С. 104–108. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-9-104-108>

Информация об авторе

Эрнест Сумбатович Закиров – д.т.н., директор, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, ezakirov@ogri.ru

Поступила в редакцию 25.07.2023

Improvement in simulation methods, laboratory studies and field surveys for creating new technologies of efficient environmentally friendly hydrocarbon production at complex geological conditions

E.S. Zakirov

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

E-mail: ezakirov@ogri.ru

Abstract. This article discusses a number of results obtained within the similarly entitled OGRI RAS State Contract during 2017–2022. To a large extent, the focus of the presentation is shifted to the results of a particular interest to the gas industry. Some of them could be directly applied at various fields of PJSC Gazprom. The results can be broadly subdivided into the following groups: numerical simulation, development of gas and gas-condensate fields, assessment of deformation processes accompanying field development.

Keywords: environmentally friendly technologies, hydrocarbon field development, improved component recovery, near-critical condition, hard-to-recover reserves, cyclic geomechanical treatment, geodynamic processes caused by field development, Fourier-transform IR spectrometry

Citation: Zakirov E.S. Improvement in simulation methods, laboratory studies and field surveys for creating new technologies of efficient environmentally friendly hydrocarbon production at complex geological conditions // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 3(42). P. 188–209. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art12> (In Russ.).

References

1. Zakirov E.S., Zakirov S.N., Indrupskiy I.M. et al. Optimal control of field development in a closed loop // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 26–28 October 2015. Paper SPE 176642-MS. <https://doi.org/10.2118/176642-MS>
2. Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Shiriaev I.M., Lubimova O.V. Geostatistically-consistent history matching // ECMOR XIV – 14th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery, Catania, Italy, 8–11 September 2014. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20141827>
3. Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Liubimova O.V. et al. Geostatistically consistent history matching of 3D oil-and-gas reservoir models // Doklady Earth Sciences. 2017. Vol. 476, No. 2. P. 1120–1124. <https://doi.org/10.1134/S1028334X17100117>
4. Shiryaev I.M., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S. Study of the features of geologically consistent history matching of flow models. Part 1. Non-gradient optimization methods // Actual Problems of Oil and Gas. 2018. Iss. 2(21). P. 28. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-21.art28> (In Russ.).
5. Zakirov S.N., Zakirov E.S., Indrupskij I.M. et al. Pat. RU 2680158 C1. Method of formation geomechanical impact. No. 2018112310; Appl. 05.04.2018; Publ. 18.02.2019 // Inventions. Utility models. 2019. Bull. No. 5. 12 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
6. Zakirov S.N., Zakirov E.S., Indrupskij I.M. et al. Pat. RU 2680563 C1. Method and device for formation geomechanical impact. No. 2018112308; Appl. 05.04.2018; Publ. 22.02.2019 // Inventions. Utility models. 2019. Bull. No. 6. 22 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).

7. *Zakirov S.N., Drozdov A.N., Zakirov E.S. et al.* Technical and technological aspects of geomechanical treatment of a formation // Business Magazine Neftegaz.RU. 2018. No. 6(78). P. 24–29. (In Russ.).
8. *Indrupskiy I.M., Ibragimov I.I., Zakiryanov R.A. et al.* Permeability alteration of carbonate reservoir rock under cyclic geomechanical treatment // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2020. Vol. 921. P. 012009. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/921/1/012009>
9. *Indrupskiy I.M., Ibragimov I.I., Zakiryanov R.A., Girfanov I.I.* Permeability alteration of carbonate reservoir rock under cyclic geomechanical treatment // Neftyanaya Provintsiya. 2020. No. 3(23). P. 85–98. <https://doi.org/10.25689/NP.2020.3.85-98> (In Russ.).
10. *Indrupskiy I.M., Ibragimov I.I., Tsagan-Mandzhiev T.N. et al.* Laboratory, numerical and field assessment of the effectiveness of cyclic geomechanical treatment on a Tournaisian carbonate reservoir // Journal of Mining Institute. 2023. Vol. 262. P. 581–593. <https://doi.org/10.31897/pmi.2023.5>
11. *Indrupskiy I.M., Anikeev D.P., Zakirov E.S., Alekseeva Yu.V.* Consideration of geomechanical effects in reservoir simulation for hydrocarbon field development // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 4(39). P. 7. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art7> (In Russ.).
12. *Zakirov E.S., Anikeev D.P., Zakirov S.N., Alekseeva Yu.V.* About the method of further development of bottom water-drive low-pressure gas reserves development // Business Magazine Neftegaz.RU. 2020. No. 7(103). P. 22–27. (In Russ.).
13. *Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Anikeev D.P.* Pat. RU 2594496 C1. Method for further development of bottom water-drive reservoir with low pressure gas reserves. No. 2015126934/03; Appl. 07.07.2015; Publ. 20.08.2016 // Inventions. Utility models. 2016. Bull. No. 23. 12 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
14. *Abukova L.A., Abramova O.P., Tupysev M.K.* Pat. RU 2681144 C1. Method for control over gas deposit development. No. 2018103869; Appl. 01.02.2018; Publ. 04.03.2019 // Inventions. Utility models. 2019. Bull. No. 7. 7 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
15. *Aglyamova A.I., Indrupskiy I.M.* Numerical simulation of non-equilibrium isochoric phase transitions in hydrocarbon mixtures // IOP Journal of Physics: Conference Series. 2019. Vol. 1391. P. 012149. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1391/1/012149>
16. *Tikhonov V.S., Indrupskiy I.M., Bukashkina O.S.* Effects of phase transitions on nonstationary liquid-gas flow in a well during gas kicks // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. Vol. 184. P. 106526. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106526>
17. *Bogachev K., Milyutin S., Zemtsov S. et al.* Numerical modeling of non-equilibrium phase transitions in the isothermal compositional hydrocarbon flow simulations // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 22–24 October 2019. Paper SPE-196871-MS. <https://doi.org/10.2118/196871-MS>
18. *Al-Jenaibi F., Bogachev K., Milyutin S. et al.* Numerical simulation of non-equilibrium phase behavior of hydrocarbons for modeling oil and gas fields with gas injection // SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE, 17–19 September 2019. Paper SPE-196633-MS. <https://doi.org/10.2118/196633-MS>
19. *Indrupskiy I.M., Lobanova O.A., Zubov V.R.* Non-equilibrium phase behavior of hydrocarbons in compositional simulations and upscaling // Computational Geosciences. 2017. Vol. 21, No. 5. P. 1173–1188. <https://doi.org/10.1007/s10596-017-9648-x>

20. *Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Anikeev D.P., Alekseeva Yu.V.* Pat. RU 2785575 C1. Method for developing a gas condensate deposit. No. 2021136314; Appl. 09.12.2021; Publ. 08.12.2022 // Inventions. Utility models. 2022. Bull. No. 34. 10 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
21. *Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Anikeev D.P.* New approach toward wells and formations surveys // *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*. 2002. No. 6. P. 113–115. (In Russ.).
22. *Zakirov E.S., Tarasov A.I., Indrupskiy I.M.* A new approach to gas well testing and observed results interpretation // *Gazovaya Promyshlennost*. 2003. No. 9. P. 61–63. (In Russ.).
23. *Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Anikeev D.P.* et al. In-situ relative permeability evaluation // *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*. 2008. No. 5. P. 38–42. (In Russ.).
24. *Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S.* et al. New approaches in well testing // SPE Europe/EAGE Annual Conference and Exhibition, Vienna, Austria, 12–15 June 2006. Paper SPE-100136-MS. <https://doi.org/10.2118/100136-MS>
25. *Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S.* et al. Well test for in-situ determination of oil and water relative permeabilities // SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 16–18 October 2012. Paper SPE 162011-MS. <https://doi.org/10.2118/162011-MS>
26. *Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Vasiliev I.V.* et al. Complex well test study to evaluate relative permeability functions to oil and water and displacement efficiency in conditions of abnormally low reservoir injectivity (part 1) // *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*. 2016. No. 9. P. 56–60. (In Russ.).
27. *Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Vasiliev I.V.* et al. Complex well test study to evaluate relative permeability functions to oil and water and displacement efficiency in conditions of abnormally low reservoir injectivity (part 2) // *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*. 2017. No. 10. P. 90–93. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-10-90-93>
28. *Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S.* et al. In-situ determination of displacement efficiency and oil and water relative permeability curves through integrated well test study at exploration-to-pilot stage of the oilfield development project // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 24–26 October 2016. Paper SPE-181967-MS. <https://doi.org/10.2118/181967-MS>
29. *Zakirov S.N., Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Anikeev D.P.* Pat. RU 2213864 C2. Method of investigation and interpretation of results of well and formation investigations. No. 2001132910/03; Appl. 06.12.2001; Publ. 10.10.2003 // Inventions. Utility models. 2003. Bull. No. 28. 41 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
30. *Zakirov S.N., Zakirov E.S.* Pat. RU 2258137 C1. Survey performing and survey result interpretation method for well opened-up oil-and-gas bed. No. 2004119525/03; Appl. 29.06.2004; Publ. 10.08.2005 // Inventions. Utility models. 2005. Bull. No. 22. 10 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
31. *Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Levchenko V.S.* et al. Vertical and 3D interference testing of productive layers // *New Technologies for Reclamation and Development of Hard-To-Recover Oil and Gas Reserves and Increasing Oil and Gas Recovery: Proceedings of the 7th International Technological Symposium*. Moscow: Institute of Oil and Gas Business, 2008. P. 49–63. (In Russ.).
32. *Zakirov E.S., Bradulina O.V., Mammadov T.M.* Deep sounding in anisotropic reservoirs to build a 3D reservoir model // *Modern Problems of Oil Recovery – Oil Recovery-2003: Abstracts of the 1st International Scientific Conference*. Moscow: Gubkin University, 2003. P. 35. (In Russ.).

33. *Vasil'ev I.V., Indrupskij I.M., Zakirov E.S., Anikeev D.P.* Pat. RU 2531414 C1. Method of borehole and wellhead equipment layout for well survey envisaging injection of injection fluid to formation and extraction of fluids from formation. No. 2013125084/03; Appl. 30.05.2013; Publ. 20.10.2014 // Inventions. Utility models. 2014. Bull. No. 29. 14 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
34. *Shishkina O.A., Indrupskiy I.M.* Adjoint numerical method for a multiphysical inverse problem of two-phase well testing in petroleum reservoirs // IOP Journal of Physics: Conference Series. 2021. Vol. 2090. P. 012139. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2090/1/012139>
35. *Nikonov A.I.* The use of structural interpretation method for detecting potentially dangerous surface deformations and vertical fluid flows on local platform structures (the case of Sovkhoznoye underground gas storage) // Actual Problems of Oil and Gas. 2019. Iss. 3(26). P. 16. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-26.art16> (In Russ.).
36. *Kuzmin Yu.O., Nikonov A.I.* Results of geodynamic observations at the Zhanazhol field, Kazakhstan // Seismic Instruments. 2022. Vol. 58, No. 3. P. 283–294. <https://doi.org/10.3103/S0747923922030094>
37. *Nikonov A.I.* Technogenic factors of impact on productive sediments of hydrocarbon deposits and their relation to potential deformation of the Earth's surface // Actual Problems of Oil and Gas. 2020. Iss. 4(31). P. 77–92. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art5> (In Russ.).
38. *Nikonov A.I.* Geodynamic factors of multilayer hydrocarbon fields stratification: formation of horizontal fracture zones and vertical spatial-temporal permeability within local structures // SOCAR Proceedings. 2022. No. S2. P. 9–16. <https://doi.org/10.5510/OGP2022SI200720> (In Russ.).
39. *Tupyshev M.K.* The influence of technogenic geodynamic processes during oil and gas field development on the reliability of wells (generalization) // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 4(39). P. 148–153. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art11> (In Russ.).
40. *Vasilenko P.A., Kornienko S.G., Primerova O.V.* Spectrometric determination of weight fractions of oil and gas condensate in products oil and gas condensate wells // Journal of Analytical Chemistry. 2018. Vol. 73, No. 8. P. 777–785. <https://doi.org/10.1134/S1061934818080099>
41. *Gorokhov A.V., Vasilenko P.A.* Portable IR spectrometer for oil and gas enterprises and environmental pollution control // Pribory. 2020. No. 9(243). P. 52–55. (In Russ.).
42. *Vasilenko P.A., Kornienko S.G.* Quantification of petroleum products in soil of natural moisture content by IR spectrometry // Journal of Analytical Chemistry. 2022. Vol. 77, No. 5. P. 563–566. <https://doi.org/10.1134/S106193482203011X>
43. *Vasilenko P.A., Kornienko S.G.* Pat. RU 2766530 C1. Method for determining the mass content of petroleum products in soils by means of infrared spectrometry. No. 2021106718; Appl. 16.03.2021; Publ. 15.03.2022 // Inventions. Utility models. 2022. Bull. No. 8. 6 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
44. *Vasilenko P.A., Yakubson K.I.* Pat. RU 2693566 C1. Method for separate determination of oil and gas condensate content in oil and gas condensate wells production. No. 2016125893; Appl. 29.06.2016; Publ. 03.07.2019 // Inventions. Utility models. 2019. Bull. No. 19. 13 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
45. *Vasilenko P.A., Kuryakov V.N., Gorokhov A.V.* Pat. RU 2702704 C1. Express method of detecting solid paraffin suspension in oil and gas condensate wells production. No. 2019105679; Appl. 28.02.2019; Publ. 09.10.2019 // Inventions. Utility models. 2019. Bull. No. 28. 9 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).

46. *Khaliulin R.R., Zakirov S.N., Sun G.S. et al.* Features of the Mongi oil-gas-condensate field development (Sakhalin Island) // *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*. 2020. No. 8. P. 30–33. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-8-30-33> (In Russ.).

47. *Khaliulin R.R., Zakirov S.N., Ha A.H. et al.* Features of the Mongi oil-gas-condensate field development (Sakhalin Island) // *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*. 2020. No. 9. P. 104–108. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-9-104-108> (In Russ.).

Information about the author

Ernest S. Zakirov – Dr. Sci. (Eng.), Director, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, ezakirov@ogri.ru

Received 25.07.2023

К вопросу о закачке CO_2 в газоконденсатную залежь в рамках технологии извлечения нефти и ретроградного конденсата в концентрациях ниже порога фильтрации из газонасыщенных нефтегазоматеринских отложений нефтегазоконденсатных месторождений на поздней стадии разработки

Д.В. Сурначёв*, **Н.А. Скибицкая****

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

E-mail: *d_surnachev@mail.ru, **skibitchka@mail.ru

Аннотация. Исследование выполнено в рамках работ по гидродинамическому обоснованию технологии извлечения нефти и ретроградного конденсата в концентрациях ниже порога фильтрации из газонасыщенных нефтегазоматеринских отложений нефтегазоконденсатных месторождений на поздних стадиях разработки. На основе тестовой многокомпонентной модели, использующей ключевые параметры Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения, показано, что закачка углекислого газа, для раннего замещения им закачиваемого на предыдущей стадии «сухого» газа, влечет за собой риски снижения коэффициента извлечения жидких углеводородов и риски выпадения асфальтосмолопарафиновых отложений.

Ключевые слова: Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение, ресурсный потенциал, компонентоотдача, поздняя стадия разработки, матричная нефть газонасыщенной части месторождения, композиционное гидродинамическое моделирование, закачка углекислого газа

Для цитирования: Сурначёв Д.В., Скибицкая Н.А. К вопросу о закачке CO_2 в газоконденсатную залежь в рамках технологии извлечения нефти и ретроградного конденсата в концентрациях ниже порога фильтрации из газонасыщенных нефтегазоматеринских отложений нефтегазоконденсатных месторождений на поздней стадии разработки // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 3(42). С. 210–220. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art13>

Введение

В Институте проблем нефти и газа (ИПНГ) РАН создана методика гидродинамического обоснования комплексной технологии увеличения компонентоотдачи (доизвлечения газа, конденсата и матричной нефти) газовой части нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), сложенного карбонатными породами, на поздних стадиях разработки. Предлагаемая технология ставит целью

увеличение компонентоотдачи на этапе снижения пластового давления $P_{пл}$ до уровня 10–20% от его начального значения.

Методика апробирована на тестовой модели, использующей ключевые параметры Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения (ВНГКМ). В работе изучены риски от ранней закачки углекислого газа, заменяющей закачку «сухого газа» метанового состава.

Изучение комплексной технологии увеличения компонентоотдачи

Предполагается комплексное воздействие на пилотный участок газовой части НГКМ, нефтегазоматеринский карбонатный коллектор которого содержит следующие жидкие углеводороды (ЖУВ):

а) до начала разработки – «матричную нефть», то есть нефть ранних стадий нефтегенерации, произведенную в процессе преобразования органического вещества;

б) на завершающей стадии разработки, дополнительно к частично дегазированной матричной нефти, выпавший в пласте (ретроградный) конденсат.

Такая жидкая фаза (композиция матричной нефти и газового конденсата) находится, в основном, в концентрациях ниже порога фильтрации в газовой части пласта в период всего этапа разработки «на истощение».

Воздействие планируется осуществлять в три этапа.

Первый этап: выполняется ряд последовательных (циклических) закачек в нагнетательную скважину легко испаряемого (в пластовых условиях) растворителя и «сухого» газа метанового состава низкотемпературной сепарации (в одинаковых, в пластовых условиях, объемах). Предусмотрены периоды выдержки после закачки каждого объема – для увеличения степени охвата пласта растворителем, вследствие его перетоков и диффузии. Каждый цикл включает: закачку растворителя, период выдержки, закачку «сухого» газа, период выдержки;

Второй этап: выполняется прокачка только «сухого» газа, с целью максимального доизвлечения легко испаряемого растворителя, закачанного на первом этапе;

Третий этап: выполняется заключительная закачка углекислого газа, с целью доизвлечения всего закачанного на первом и втором этапах «сухого» газа, через замещение его на CO_2 .

При этом на первом и втором этапах, для предотвращения прорывов газа от нагнетательной скважины, нагнетательная и добывающие скважины опытного участка работают в режиме поддержания стабильного пластового давления.

Подобная технология, за исключением заключительной прокачки CO_2 , но с добавлением прокачки ПБФ (пропан-бутановой фракции), была разработана в ИПНГ РАН [1, 2] и испытана на стендовой установке филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта при физическом моделировании технологии добычи ЖУВ (нефти и ретроградного конденсата) на модели из образцов пород газонасыщенной части продуктивных отложений Вуктыльского НГКМ [3, 4].

Основным инструментом исследования эффективности технологии в настоящей работе служит тестовая композиционная гидродинамическая модель опытного участка, включая его естественное окружение вверх и вниз по разрезу. Для расчетов применялся модуль PVT композиционного моделирования одного из промышленных гидродинамических симуляторов (Tempest-Enable компании ROXAR/AspenTech).

Исследуемые параметры включают конструкцию и размещение скважин опытного участка, состав растворителя, режимы работы скважин, составы закачиваемых флюидов, объемы закачки, влияние таких геологических характеристик, как вертикальная проницаемость выше- и нижележащих «разделов» (поровых слабопроницаемых или низкопроницаемых пропластков), фильность породы по отношению к ЖУВ и воде, капиллярную пропитку ЖУВ и диффузию растворителя.

При разработке модели были использованы данные работы [5], включающие:

- термобарические (РТ) характеристики залежи, установленные в предыдущих исследованиях и утвержденные в проектно-технической документации;

- компонентные составы пластового флюида, с дифференциацией по опорным глубинам, включая характеристики компонентов и фракций, используемые для установления фазового равновесия по одному из общепринятых уравнений состояния (EOS – Equation of State);

- динамику потенциального содержания фракции C_{5+} на сухой газ, кривые дифференциальной конденсации – для паровой фазы и рекомбинированной (газ + нефть) смеси, основные характеристики (плотность, вязкость) нефти нефтяной оторочки из интервала, близкого к газонефтяному контакту (ГНК);

- РТ-характеристики ступеней сепаратора.

В ИПНГ РАН ранее была произведена оценка величины начальных запасов матричной нефти газовой части ВНКМ

в размере 148,4 млн т. Эта величина оказалась практически равна начальным запасам «традиционного» конденсата при способе подсчета «по данным разработки».

Однако подавляющая доля газового конденсата уже была извлечена из месторождения в период работы на истощение и снижения пластового давления до уровня 10–20% от его начального значения. Следовательно, можно утверждать, что к моменту применения изучаемой технологии жидкие углеводороды газовой части пласта состоят в основном из матричной нефти и лишь относительно небольшая их доля – из выпавшего в жидкую фазу конденсата.

Для ВНКМ установлена аномально низкая концентрация высокомолекулярных битуминозных компонентов (битумоидов, или незрелой части пластовой нефти) в карбонатных породах продуктивных газонасыщенных отложений ВНКМ, а в составе самих битумоидов – аномально низкая концентрация асфальтенов (в сравнении, например, с концентрацией и компонентным составом высокомолекулярных битуминозных компонентов в карбонатах продуктивных отложений Оренбургского нефтегазо-конденсатного месторождения). Поэтому априорный анализ возможной закачки углекислого газа взамен «сухого» газа (метанового состава) не показывал высоких рисков снижения добычи ЖУВ от давно известного эффекта «высаживания» асфальтенов при закачке CO_2 . Результаты расчетов на тестовой модели несколько скорректировали эту точку зрения.

Программа предварительной настройки на данные ВНГКМ состояла из следующих этапов:

1. Моделирование начального флюи-донасыщения, имитирующего начальное состояние пластовой системы ВНГКМ по всему разрезу, включая матричную нефть в газовой части;

2. Моделирование текущего термо-барического состояния и флюидонасыщения пластовой системы ВНГКМ;

3. Моделирование воздействия на пластовые ЖУВ (матричную нефть + ретроградный конденсат) циклической закачкой оторочек легко испаряемого модельного растворителя (гексана C_6 – основного компонента газолиновых фракций конденсата C_5 – C_{10} , начало кипения – $70\text{ }^{\circ}\text{C}$) и «сухого» газа (преимущественно метанового состава);

4. Моделирование доизвлечения ЖУВ и растворителя за счет прокачки «сухого» газа (метана);

5. Моделирование замещения «сухого» газа углекислым газом (CO_2) с целью максимального извлечения углеводородного газа из объекта разработки.

Начальная объемная концентрация ЖУВ равновесной модели составила 14,8%, при заданном пороге подвижности (пороге фильтрации) ЖУВ 25%. Фракция C_{6+} в модели представлена 10 псевдофракциями, молекулярный вес самой тяжелой из них – 1284,2 ед., что примерно соответствует компоненту C_{92} алканового ряда (масла).

Гидродинамическое моделирование проводилось при 40 циклах, то есть при единовременной суточной закачке 5% технологического агента (попеременно растворителя или «сухого» газа) от пластового объема ЖУВ, зафиксированного к началу первой закачки. При этом

длительность периодов выдержки после каждой закачки составляла 6 суток. Таким образом, каждый календарный месяц включал два двухнедельных цикла закачки – выдержки: две закачки растворителя и две – сухого газа, попеременно. Доля неподвижной жидкой фазы и вид кривых относительной фазовой проницаемости в ходе расчета изменялись с использованием корреляции Маклеода–Сагдена (Macleod–Sugden) [6, 7], вследствие изменения коэффициента поверхностного натяжения (рис. 1).

При адаптации тестовой гидродинамической модели (ГДМ) на данные стендового (физического) моделирования были получены следующие результаты:

А) степень извлечения ЖУВ, $\text{КИ}_{\text{ЖУВ}}$ – не менее 73–75%, достигнута как результат циклической попеременной закачки растворителя и сухого газа, и после последующей прокачки «сухого» метанового газа при соблюдении баланса отбора–закачки и стабильного уровня пластового давления (аналог коэффициента вытеснения $K_{\text{выт}}$ для нефтяной залежи);

Б) степень возврата закачиваемого растворителя $\text{КИ}_{\text{раств}}$ (в частности, газолиновой фракции для ВНГКМ) – достигнута не менее 95% (напомним, что сама газолиновая фракция содержится в составе флюида ВНГКМ);

В) достигнута полная (100%) степень замещения ранее закачанного метана на углекислый газ CO_2 , то есть коэффициент извлечения технологического «сухого» метанового газа равен 100%.

Дальнейшие расчеты, при учете в модели пилотного участка геологической неоднородности, показали надежное сохранение основных показателей, полученных при адаптации тестовой ГДМ к результатам стендового моделирования.

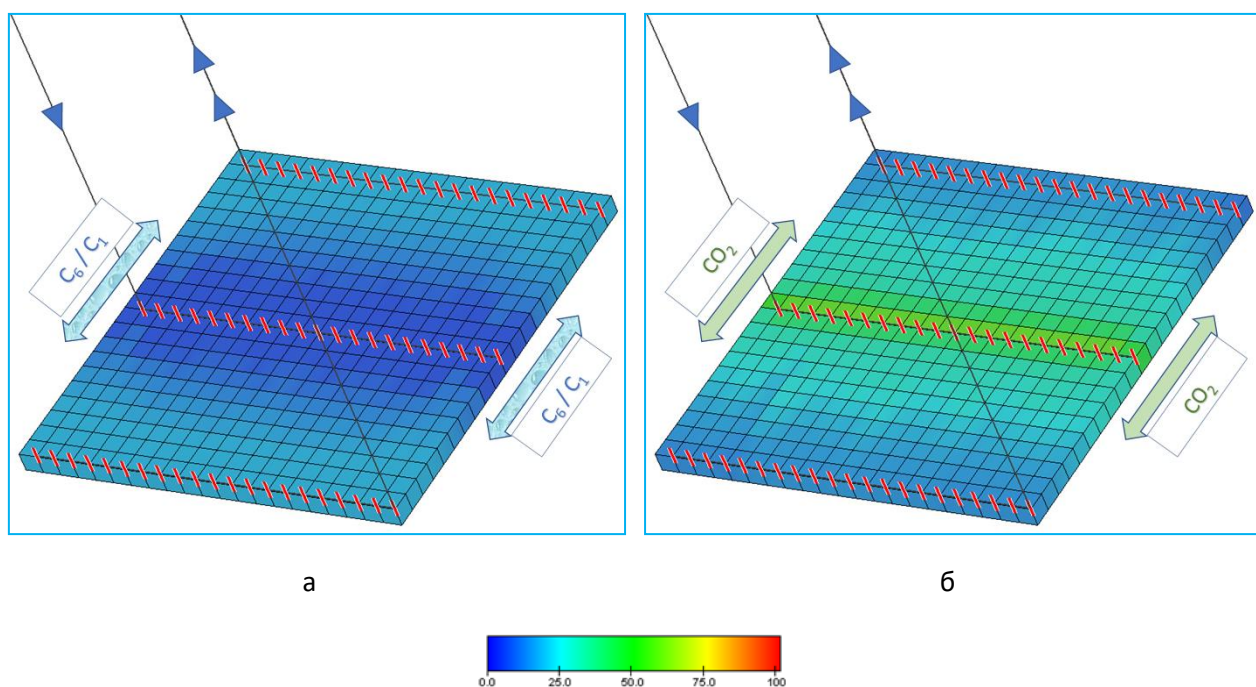


Рис. 1. Коэффициент поверхностного натяжения, дин/см (Surface Tension, din/sm) в слое тестовой модели:
а – при циклической попеременной закачке растворителя C_6 и «сухого» газа C_1 ;
б – при завершающей прокачке углекислого газа CO_2 . Элемент разработки включает 3 ГС (НГС+2ДГС)

С целью возможного улучшения технико-экономических показателей изучаемой технологии была исследована потенциальная возможность замены на втором этапе «сухого» товарного газа метанового состава (закачиваемого для доизвлечения легко испаряемого растворителя) на углекислый газ. Оказалось, что при всех равных условиях эта замена снижает КИ_{жув} (коэффициент извлечения жидких углеводородов) на 7,0 пп., или на 9,6% (рис. 2а).

Схожий результат был получен при исследовании возможности замены газообразного агента – «сухого» метанового газа на углекислый газ лишь на первом этапе, в период

циклической закачки растворителя. В данном случае КИ_{жув} также оказался снижен, но не существенно – всего на 2,85 пп., или на 3,9% (рис. 2б), что вполне естественно, вследствие меньшего объема закачки газового агента на первом этапе по сравнению со вторым. Однако такая двукратная перемена газового закачиваемого агента ($CO_2-C_1-CO_2$) является более технологически сложным вариантом.

На приведенных далее графиках (рис. 3) первый резкий пик роста дебита ЖУВ соответствует первой половине первого этапа, второй резкий пик роста – началу второго этапа – этапу непрерывной закачки газового агента (метанового либо углекислого состава).

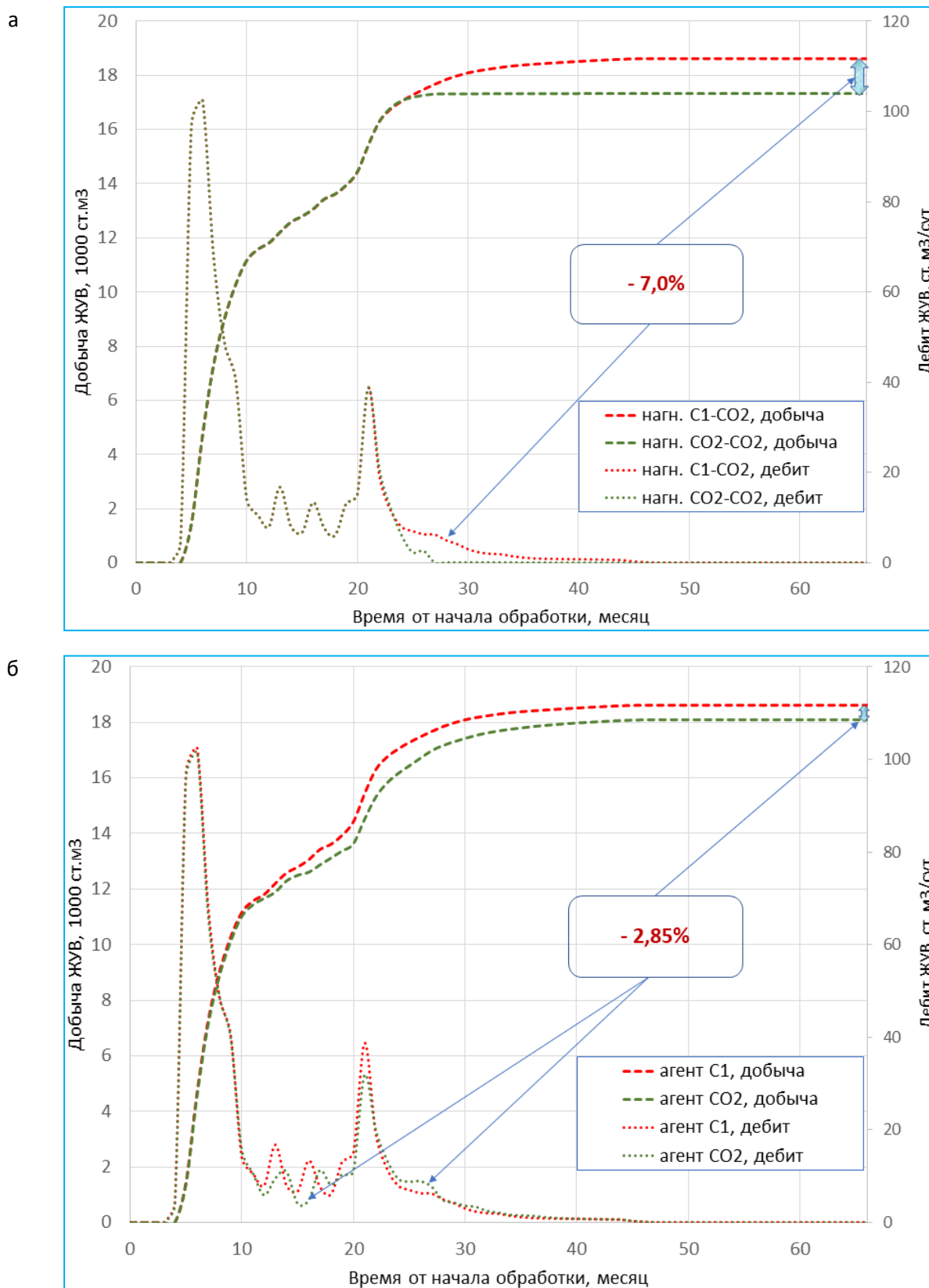


Рис. 2. Снижение эффективности добычи ЖУВ при замене «сухого» газа на углекислый газ:
а – только на втором этапе; б – только на первом этапе обработки

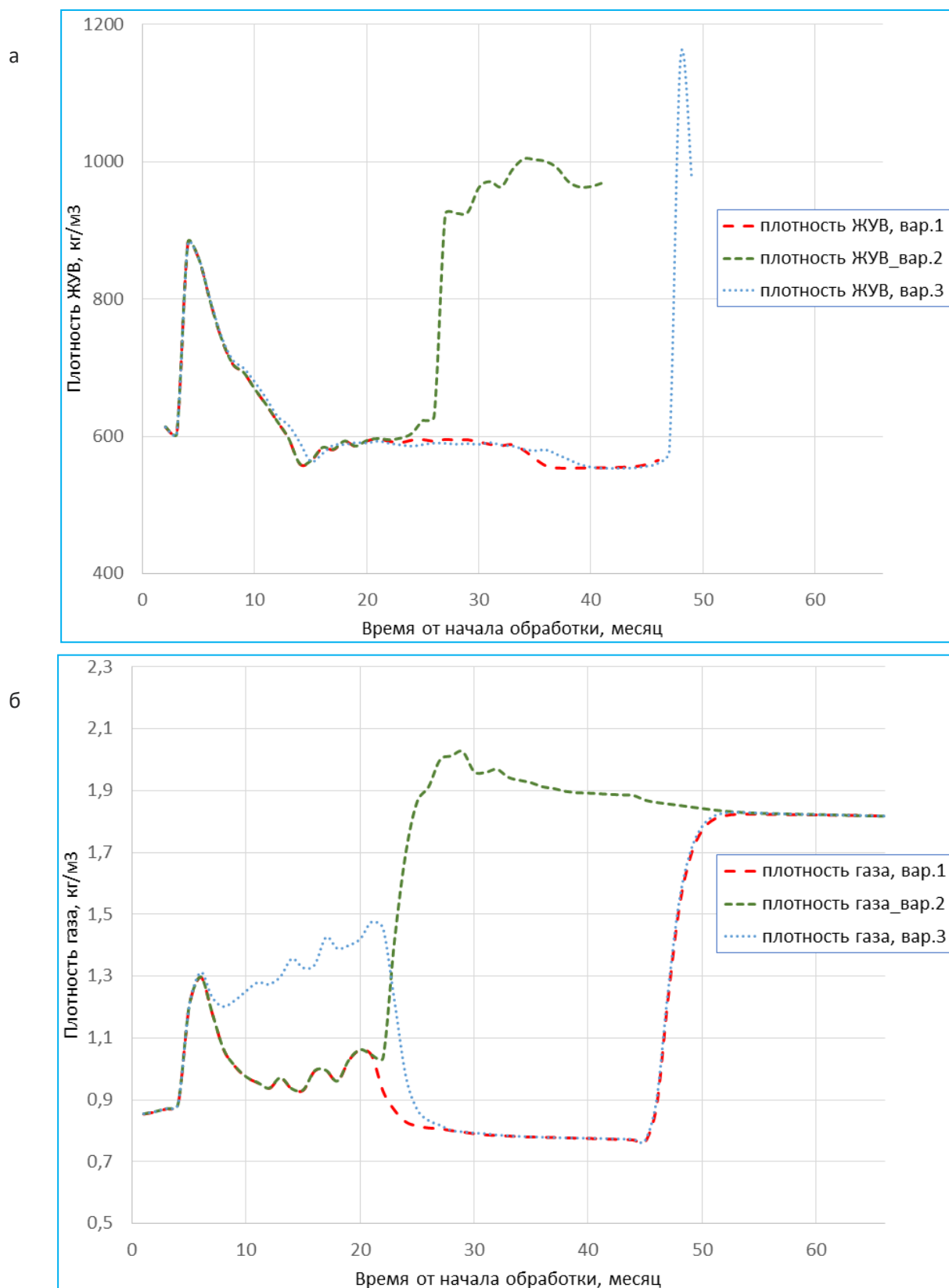


Рис. 3. Плотность добываемых ЖУВ (а) и газа (б) по результатам тестового моделирования. Вариативность параметров при замене закачиваемого «сухого» газа (вариант1) на CO_2 , только на втором этапе (вариант 2) и только на первом этапе (вариант 3)

Даже в условиях низкого начального содержания растворенных битумоидов (а в них асфальтенов) в углеводородных флюидах ВНКМ, при замене «сухого» газа второго технологического этапа полностью на углекислый газ велик риск выпадения в призабойной зоне, в лифтовых колоннах, во внутрипромысловых трубопроводах асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) аномальной плотности (вариант 2 на рис. 3а). В то же самое время, по результатам моделирования, замена закачиваемого «сухого» газа первого технологического этапа (этапа циклической закачки) полностью на углекислый газ не приводит к сколько-нибудь значительным изменениям плотности добываемых жидких углеводородов (вариант 3 на рис. 3а). Изменения сказываются лишь на плотности отбираемого газа, приведенного к стандартным условиям, (вариант 3 на рис. 3б, соответственно).

Заключение

На основании расчетов тестовой гидродинамической модели для параметров Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения, адаптированной к результатам стендового моделирования, показано, что изучаемая трехэтапная технология повышения компонентоотдачи ВНКМ на поздней стадии разработки обладает следующими особенностями:

на первом этапе – слабочувствительна к полной либо частичной замене «сухого» газа метанового состава на углекислый газ, в рамках циклической обработки при соблюдении баланса отбора-закачки,

на втором этапе – при полной замене «сухого» газа метанового состава на углекислый газ потери в добыче ЖУВ могут составить 7,0 пп., или порядка 9,6% от КИ_{ЖУВ} базового варианта, кроме того, резко возрастают технологические риски, связанные с выпадением АСПО.

Результаты получены для случая минимальной битуминозности продуктивного разреза и минимальных концентраций в битумоидах тяжелых смолисто-асфальтеновых компонентов.

С учетом планируемого продолжения эксплуатации ВНКМ в режиме хранилища-регулятора «сухого газа», и незначительного начального содержания углекислого газа в продукции скважин, с целью добычи жидких углеводородов матричной нефти и ретроградного конденсата рекомендуется:

- применение изучаемой технологии для ВНКМ временно ограничить двумя первыми этапами, без финальной закачки углекислого газа;
- отказаться от применения в качестве газового закачиваемого агента на первых двух этапах углекислого газа.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН (тема «Создание научных основ новой системной методологии прогноза, поисков и освоения залежей углеводородов, включая залежи матричной нефти в газонасыщенных карбонатных отложениях нефтегазоконденсатных месторождений», № 122022800274-8).

Литература

1. Сурначёв Д.В., Скибицкая Н.А., Большаков М.Н., Богданович Т.И. Гидродинамическое обоснование технологии извлечения нефти и ретроградного конденсата в концентрациях ниже

порога фильтрации из газонасыщенных нефтегазоматеринских карбонатных отложений нефтегазоконденсатных месторождений на поздних стадиях разработки на примере Вуктыльского НГКМ // Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности: Сб. трудов Всероссийской научной конференции с международным участием, посвященной 35-летию ИПНГ РАН. М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2022. С. 73–77.

2. Скибицкая Н.А., Гафаров Н.А. Расчетное моделирование технологий добычи трудноизвлекаемых жидких углеводородов в объемных концентрациях ниже порога фильтрации из газоконденсатных отложений газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. Вып. 1(20). С. 2. <http://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-20.art2>

3. Скибицкая Н.А., Волков А.Н., Латышев А.А. и др. Стендовое моделирование жизненного цикла пластовой углеводородной системы при истощении нефтегазоконденсатного месторождения (на примере Вуктыльского НГКМ)- // Экспозиция Нефть Газ. 2019. № 3(70). С. 23–28. <https://doi.org/10.24411/2076-6785-2019-10027>

4. Скибицкая Н.А., Данилов В.Н., Латышев А.А. и др. Стендовое моделирование технологии добычи жидких углеводородов при насыщенности ниже порога фильтрации из газонасыщенных отложений газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений // Экспозиция Нефть Газ. 2019. № 4(71). С. 46–54. <https://doi.org/10.24411/2076-6785-2019-10039>

5. Сурначёв Д.В., Скибицкая Н.А., Индрупский И.М., Большаков М.Н. Оценка содержания и состава жидких углеводородов матричной нефти в газовой части продуктивных отложений нефтегазоконденсатных месторождений на примере Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения- // Актуальные проблемы нефти и газ. 2022. Вып. 1(36). С. 42–65. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-36.art3>

6. Michaels A.S. Fundamentals of surface chemistry and physics // ASTM Special Technical Publication. 1962. No. 340. P. 3–23. <https://doi.org/10.1520/STP45675S>

7. Рид Р., Праусниц Дж., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей / Пер. с англ. под ред. Б. И. Соколова. Л.: Химия, 1982. 592 с.

Информация об авторах

Дмитрий Владимирович Сурначёв – к.ф.-м.н., старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, d_surnachev@mail.ru

Наталья Александровна Скибицкая – к.г.-м.н., заведующий лабораторией, ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, skibitchka@mail.ru

Поступила в редакцию 25.07.2023

On the issue of injection of CO₂ into a gas-condensate deposit within the framework of the technology of extraction of oil and retrograde condensate at concentrations below the filtration threshold from gas-saturated oil and gas source deposits of oil and gas condensate fields, at the late stage of development

D.V. Surnachev*, N.A. Skibitskaya**

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

E-mail: *d_surnachev@mail.ru, **skibitchka@mail.ru

Abstract. The study was carried out as part of the work on the hydrodynamic justification of the technology for extracting oil and retrograde condensate at concentrations below the filtration threshold from gas-saturated oil and gas source deposits of oil and gas condensate fields, at the late stages of development. On the basis of a test multicomponent model using the key parameters of the Vuktyl oil and gas condensate field, it is shown that the injection of carbon dioxide, for the early replacement of the “dry” gas injected at the previous stage, entails risks of reducing the liquid hydrocarbon recovery factor and the risks of precipitation of asphaltene-paraffin deposits.

Keywords: Vuktyl oil and gas condensate field, resource potential, component recovery, late stage of development, matrix oil of the gas-saturated part of the field, compositional modeling, reserves, carbon dioxide injection

Citation: *Surnachev D.V., Skibitskaya N.A.* On the issue of injection of CO₂ into a gas-condensate deposit within the framework of the technology of extraction of oil and retrograde condensate at concentrations below the filtration threshold from gas-saturated oil and gas source deposits of oil and gas condensate fields, at the late stage of development // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 3(42). P. 210–220. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art13> (In Russ.).

References

1. *Surnachev D.V., Skibitskaya N.A., Bolshakov M.N., Bogdanovich T.I.* Hydrodynamic substantiation of the technology for extracting oil and retrograde condensate at concentrations below the filtration threshold from gas-saturated oil source rocks and carbonate deposits of oil and gas condensate fields at the late stages of development: the case of the Vuktyl oil and gas condensate field // Fundamental Basis of Innovative Technologies of Oil and Gas Industry: Proceedings of the All-Russian Scientific Conference with International Participation dedicated to the 35th anniversary of OGRI RAS. Moscow: Oil and Gas Research Institute of the RAS, 2022. P. 73–77. (In Russ.).
2. *Skibitskaya N.A., Gafarov N.A.* Designed modeling of technologies for extraction of difficultable liquid hydrocarbons from gas condensate deposits of oil and gas condensate fields in volume concentrations below threshold of filtration // Actual Problems of Oil and Gas. 2018. Iss. 1(20). P. 2. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-20.art2> (In Russ.).
3. *Skibitskaya N.A., Volkov A.N., Latyshev A.A. et al.* Experimental modelling of the life-cycle of reservoir hydrocarbon system during depletion of an oil-gas-condensate reservoir (on the example of Vuktyl OGCF) // Exposition Oil Gas. 2019. No. 3(70). P. 23–28. <https://doi.org/10.24411/2076-6785-2019-10027> (In Russ.).

4. *Skibitskaya N.A., Danilov V.N., Latyshev A.A. et al.* Experimental modelling of a recovery technique for liquid hydrocarbons at saturations lower than the flow threshold from gas-saturated deposits of gas-condensate and oil-gas-condensate fields // *Exposition Oil Gas*. 2019. No. 4(71). P. 46–54. <https://doi.org/10.24411/2076-6785-2019-10039> (In Russ.).
5. *Surnachev D.V., Skibitskaya N.A., Indrupskiy I.M., Bolshakov M.N.* Assessment of the content and composition of liquid hydrocarbons of matrix oil in the gas-saturated part of productive deposits of oil and gas condensate fields: the case of the Vuktyl oil and gas condensate field // *Actual Problems of Oil and Gas*. 2022. Iss. 1(36). P. 42–65. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-36.art3> (In Russ.).
6. *Michaels A.S.* Fundamentals of surface chemistry and physics // ASTM Special Technical Publication. 1962. No. 340. P. 3–23. <https://doi.org/10.1520/STP45675S>
7. *Reid R.D., Prausnitz J.M., Sherwood T.K.* The properties of gases and liquids. New York: McGraw Hill, 1977. 688 p.

Information about the authors

Dmitry V. Surnachev – Cand. Sci. (Phys.-Math.), Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, d_surnachev@mail.ru

Natalia A. Skibitskaya – Cand. Sci. (Geol.-Min.), Head of Laboratory, Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, skibitchka@mail.ru

Received 25.07.2023

Гидрохимические и микробиологические процессы, сопровождающие гибридное хранение водорода и метана в водоносных горизонтах

Л.А. Абукова*, Е.А. Сафарова, Д.С. Филиппова, В.Э. Поднек, Ю.Ф. Кияченко, И.К. Юдин, Г.Ю. Исаева, А.Д. Мельник, М.О. Бевзо

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

E-mail: *abukova@ipng.ru

Аннотация. Хранение водорода (метан-водородных смесей) в геологических формациях имеет преимущества в потенциальных объемах закачки и стоимостных параметрах технологических операций по сравнению с его размещением в наземных искусственных емкостях. Однако оно сопряжено с потенциальным риском проявления нежелательных гидрохимических и микробиологических реакций, приводящих к убыли водорода, производству диоксида углерода, геохимическим трансформациям пород коллекторов, коррозии скважинного оборудования. В рамках настоящей статьи излагаются результаты прогноза перечисленных явлений применительно к подземному хранению метан-водородных смесей в водоносных горизонтах, содержащих высокоминерализованную пластовую воду. Подобный анализ важен и для оценки последствий гибридного хранения водорода и метана в соленосных подземных пещерах.

Ключевые слова: водород, метан, подземные хранилища газа, метаногенез, сульфатредукция, углекислотная коррозия

Для цитирования: Абукова Л.А., Сафарова Е.А., Филиппова Д.С., Поднек В.Э., Кияченко Ю.Ф., Юдин И.К., Исаева Г.Ю., Мельник А.Д., Бевзо М.О. Гидрохимические и микробиологические процессы, сопровождающие гибридное хранение водорода и метана в водоносных горизонтах // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 3(42). С. 221–234. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art14>

Введение

В концепции развития водородной энергетики в РФ сформулированы стратегические цели на ближайшую и более отдаленную перспективу по использованию водорода в качестве эффективного энергоносителя и сырья для химической промышленности. В совокупности задач, решение которых обеспечит эффективное внедрение водородных технологий, вопросам хранения этого газа уделено большое внимание. В мире реализуются различные проекты по временному содержанию водорода в недрах Земли (HyUnder, H2STORE, SUN.STORAGE, Hychico и др.) [1, 2]. К примеру, одно из них обеспечивает в Великобритании

сезонное размещение в геологических формациях миллиардов кубометров водорода в природных условиях [3]. Оценены достоинства и недостатки хранения водорода в водоносных горизонтах, истощенных газовых месторождениях с терригенными коллекторами и соленосных пещерах [2, 4].

В настоящее время повысился интерес к гибриднему хранению водорода с другими газами, прежде всего с метаном. Однако даже скромный опыт реализации такого технологического решения говорит о возможности возникновения рисков убыли водорода, проявления углекислотной и сульфатной коррозии пород и скважинного оборудования [4–6].

Поэтому необходимо проведение детального анализа условий хранения метан-водородных смесей применительно к различным типам природных резервуаров.

В рамках настоящей статьи отражены результаты прогноза наиболее вероятных гидрохимических и микробиологических процессов, которые могут сопровождать сонахождение метана и водорода в геологической среде.

Теоретической основой работы послужили исследования В.И. Вернадского,

А.Е. Ферсмана, Г.Л. Стадникова, В.А. Соколова, В.И. Молчанова, С.П. Левшуновой, М.Б. Панфилова, В.П. Исаева, О.К. Навроцкого, V.M. Goldschmidt, NS.W. Lu, N.S. Muhammed, C. Neal, R. Sugisaki, R. Tarkowski, N. Heinemann, C. Hemme, A.E. Yecta, D. Zivar, V. Zgonnik по изучению поведения водорода в различных природных геолого-тектонических обстановках, а также его физико-химической активности под воздействием техногенных факторов (рис. 1).

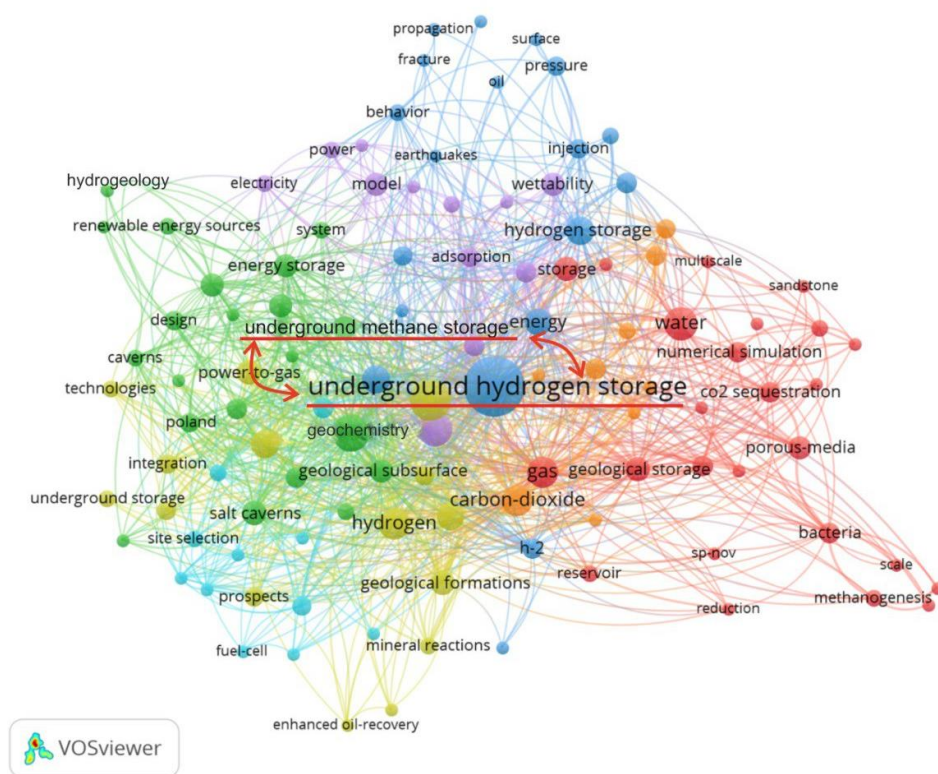


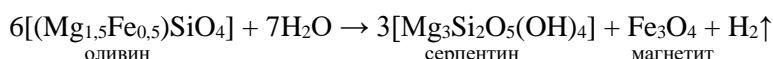
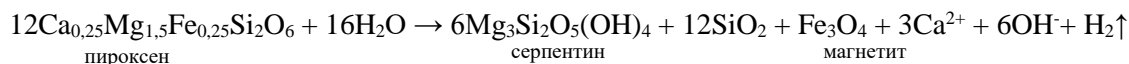
Рис. 1. Библиометрическая карта публикаций в предметной области «подземное хранение водорода» (источник: Scopus, инструментарий: VOSviewer)

Поскольку в России еще не созданы хранилища метан-водородных смесей и, как следствие, отсутствует непосредственная возможность мониторинга стабильности геохимического состава и объемов размещенных на подземное хранение газов, предварительный прогноз последствий совместного содержания водорода и метана

в едином геологическом резервуаре можно базировать на анализе (i) геохимических и гидрохимических условий генерации и аккумуляции водорода в естественных геолого-тектонических условиях; (ii) микробиологических процессов, связанных с участием водорода в метаболизме основных бактериологических сообществ.

Геохимические и гидрогеологические процессы, сопровождающие генерацию и аккумуляцию водорода в естественных геолого-тектонических условиях. Среди природных геохимических процессов,

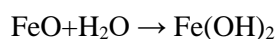
приводящих к генерации водорода, наиболее значим гидролиз основных и ультраосновных пород. Классическим примером подобной реакции служит взаимодействие оливина и пироксена с водой [7, 8]:



Прямые натурные наблюдения в рифтовых зонах Срединно-Атлантического хребта показали, что большие объемы abiогенно синтезированного водорода в процессе серпентинизации могут быть полностью утилизированы специфической хемоавтотрофной и гетеротрофной микрофлорой вблизи выходов гидротермальных растворов на дно океана [9].

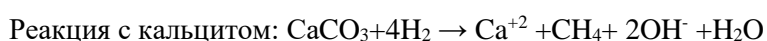
Не менее активна реакция перехода оксида двухвалентного железа путем

гидролиза в гематит, а гематита путем гидрирования – в магнетит [10]:



Наряду с реакциями водородообразования в геологических условиях широко распространены взаимодействия между породами, водами и растворенными газами, которые приводят к обратной картине – расходу водорода на восстановительные процессы.

Так, в низкоминерализованных водах возможны реакции солей угольной кислоты и молекулярного водорода с образованием метана и гидроксильной группы [11]:



Широко в геологической среде представлены и реакции восстановления сульфат иона водородом с образованием сульфидов. Сульфидные минералы, из которых пирит (FeS_2) является одним из наиболее распространенных, в присутствии водорода может превращаться в пирротин, макинавит или троилит (FeS) и ассоциироваться с H^+ до HS^- и H_2S [10]:



Аналогичные реакции протекают и в системе «порода ↔ поровые воды ↔ газ». В случае размещения в подземных резервуарах водород-метановой смеси из-за разницы в плотностях метана и водорода последний будет концентрироваться непосредственно под флюидопорами, образуя с ними и поровыми водами достаточно большую площадь контакта.

Присутствие кислородсодержащих минералов в глинах обуславливает наличие на их поверхности отрицательного заряда, что определяет ориентацию дипольных молекул поровой воды в ближайшем к глине адсорбционном слое [12]. Поровые воды, адсорбируясь на поверхности зерен тонкодисперсных глинистых частиц, образуют двойной электрический слой, преграждающий свободное проникновение жидкостей и газов в микропористую среду [13]. Обращенные во внешнюю среду отрицательные заряды диполей молекул поровых вод (адсорбционного слоя) способны притягивать силами электростатического взаимодействия положительно заряженные ионы водорода. Это вызывает геохимические процессы с участием водорода. Например, реакция дедоломитизации при участии водорода приводит к повышению содержания метана и выпадению в осадок карбоната кальция [14]:



Реакция предполагает образование карбонатного цемента, чем обеспечивается снижение проницаемости пород флюидоупоров.

В целом, можно отметить, что вторичный эпигенез флюидовмещающих пород протекает как с выделением, так и с убылью водорода. Наиболее заметная убыль водорода происходит при контакте водорода с породообразующими минералами, в которых повышено содержание кальция, магния, серы и железа. В результате таких реакций усиливаются щелочные

свойства среды, что часто сопровождается выпадением нерастворимых осадков (например, карбонатов и сульфатов кальция, сульфидов железа и др.) и изменением фильтрационных свойств порового пространства коллекторов.

Микробиологические процессы, связанные с участием водорода в метаболизме основных бактериологических сообществ. Помимо рассмотренных выше абиотических механизмов генерации и потребления водорода в геологических формациях развиваются аналогичные процессы, обусловленные деятельностью микробиологических сообществ. Так, значительный ресурс генерации водорода в геосфере связан с разложением органических веществ (ОВ) [15–17]. Масштабы генерации водорода при катагенетической трансформации рассеянного и концентрированного ОВ зависят от разнообразия микробиологических сообществ природных экосистем геосферы [18]. Благодаря своим микроскопическим размерам и биологической адаптации к условиям широкого диапазона глубин, времени, температур и пластовых давлений, бактерии расселены по обширному пространству геологической среды, соответственно принимают участие в преобразовании различных литотипов осадочного чехла, в том числе терригенных формаций. Активно проявляет себя микробиологическая деятельность в системе «вода-порода» при генерации природных газов – метана, углекислого газа, азота, водорода, сероводорода [17–19]. Общая схема преобразования органического вещества под микробиологическим воздействием приведена ниже (табл. 1).

Таблица 1

**Общая схема переработки органического материала в геологических условиях
под действием микробиологических сообществ [16–21]**

Этап (основной микробиоло- гический процесс)	Основная стадия бактериологической переработки ОВ	Основные химические механизмы
Первый (ацидогенез)	Деструкция липидных компонентов органического вещества сопровождается выделением твердых и летучих жирных кислот	–
Второй (ацетогенез)	Разложение высокомолекулярных жирных кислот микроорганизмами до простых (низших) органических кислот путем гидролиза	$\text{C}_2\text{H}_5\text{COOH} + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CH}_3\text{COOH} + \text{CO}_2 + 3\text{H}_2$ $5\text{CH}_3\text{COOH} + 8\text{NO}_3^- + 8\text{H}^+ \rightarrow 10\text{CO}_2 + 4\text{N}_2 + 14\text{H}_2\text{O}$
Третий (метаногенез)	В результате метаногенеза проходит реакция превращения водорода в метан с участием гидрокарбонат-иона (и/или диоксида углерода)	$\text{HCO}_3^- + 4\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O}$ $\text{CO}_2 + 4\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O}$ $4\text{CH}_3\text{OH} \rightarrow 3\text{CH}_4 + \text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O}$

Авторами на материалах подземных хранилищ метана, размещенных в водоносных горизонтах Московского гидрогеологического бассейна, выполнен прогноз развития механизма потребления

водорода микрофлорой, для которой в естественных условиях питательной средой являются органические кислоты, содержащиеся в природных водах (табл. 2).

Таблица 2

**Химический состав вод Московского гидрогеологического бассейна
на примере проб воды, отобранных на Щелковском, Касимовском и Калужском
подземных хранилищах газа (ПХГ) в 2020 г.**

№ сква- жины	Глубина отбора проб, м	Минерали- зация, г/л	pH	Метанол	Этанол	$\Sigma(\text{C3-C4}$ спиртов)	Ацетат	$\Sigma(\text{C3-C5}$ лжк)
Щелковское ПХГ, щигровский горизонт								
67	900	124,04	7,23	474,6	7,21	4,5	22,95	11,75
105	950	136,57	6,41	41,2	15,93	0	55,14	20,46
162 нов.	1115	200,55	5,51	37,9	0	0	12,07	19,3
Касимовское ПХГ, нижнещигровский горизонт								
5	820	83,00	7,03	0,7	0	13,0	91,07	40,5
Калужское ПХГ, гдовский горизонт								
27	890	5,60	9,59	3,8	0	0	19,44	25,14
31	930	<2,63	6,02	17769,7	0,44		75,28	37,1
32	895	<2,63	6,59	92,9	2,78	2,2	38,05	29,08
43	890	17,34	6,90	611,3	5,50	1,1.	32,76	14,1
48	885	<2,63	9,48	6,3	0	0	19,50	24,74
121	970	65,40	8,83	108,6	9,38	0	66,47	17,88

Примечание: лжк – летучие жирные кислоты.

На материалах щигровского горизонта Щелковского ПХГ выполнено секвенирование по гену 16S РНК. Оно показало

широкое развитие сульфатредуцирующих бактерий в водной среде, химический состав представлен ниже (табл. 3).

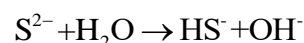
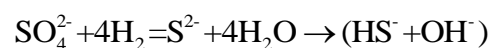
Таблица 3

**Результаты анализа химического состава отобранной пробы пластовой воды
(скв. 161 Щелковского ПХГ)**

Показатель, единица измерения	Количественные значения параметров
Общая минерализация (сухой остаток), г/дм ³	135
Гидрокарбонаты (НСО ₃), мг/дм ³	59
Хлорид-ион (Cl), мг/дм ³	79
Хлорид-ион в пересчете на NaCl, мг/дм ³	131
Сульфат-ион(SO ₄), мг/дм ³	1585
Калий (K), мг/дм ³	802
Кальций (Ca), мг/дм ³	6932
Магний (Mg), мг/дм ³	1076
Железо общее (Fe), мг/дм ³	19,9

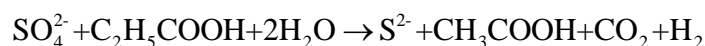
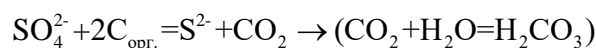
Еще один процесс – сульфатредукция – восстановление сульфатов с участием микроорганизмов может привести к потере водорода как в природных условиях, так и при его совместном хранении в подземных резервуарах [19, 20]. В реакциях сульфатредукции принимают участие разнообразные формы серы, часто присутствующие в породах продуктивных горизонтов углеводородных месторождений или подземных хранилищах газа, а также растворенные в подземных флюидах – пластовых, поровых, конденсационных водах. В любом состоянии сера – это нежелательный продукт не только для сохранности водорода, но и для целостности вмещающих пород. Ее поглощение бактериями в ходе реакций осуществляется только в водной среде. Геохимические последствия зависят от видов деятельности

микроорганизмов и энергетических источников их питания [22]. При автотрофной сульфатредукции, бактерии используют для своей жизнедеятельности простейшие элементы, например, водород:



Поэтому в результате таких реакций усиливаются щелочные свойства окружающих вод (за счет накопления гидроксильных ионов), повышается pH среды, что часто сопровождается выпадением нерастворимых осадков (например, карбонатов и сульфатов кальция, сульфидов железа и др.) и изменением фильтрационных свойств порового пространства коллекторов.

При гетеротрофной сульфатредукции микроорганизмы питаются только готовыми водорастворенными органическими элементами [19]:



Десульфатизация сначала подземных вод, а затем и вмещающих пород, вызванная переводом SO_4^{2-} в S^{2-} и обусловленная микробиологической деятельностью, может привести к таким последствиям:

1) разрушению минерального каркаса флюидовмещающих пород за счет растворения сульфатной (ангидриты) составляющей разреза (сульфатный карст);

2) декарбонизации – коррозии карбонатного материала (карбонатный карст) – явления широко распространенного в нефтегазоносных отложениях;

3) коррозии и разрушения кварца, полевых шпатов и других минеральных

компонентов в результате агрессии CO_2 и органических кислот.

Геобиологические риски совместного хранения водорода с метаном должны проявляться практически при всех объемных соотношениях водорода, метана и продуктов жизнедеятельности анаэробных микроорганизмов (углекислый газ, сероводород). При высоком объемном содержании водорода будут усилены риски водородного охрупчивания металлических конструкций, а по мере повышения в составе газов доли кислых компонентов активизируется сероводородная и углекислотная коррозия (рис. 2).

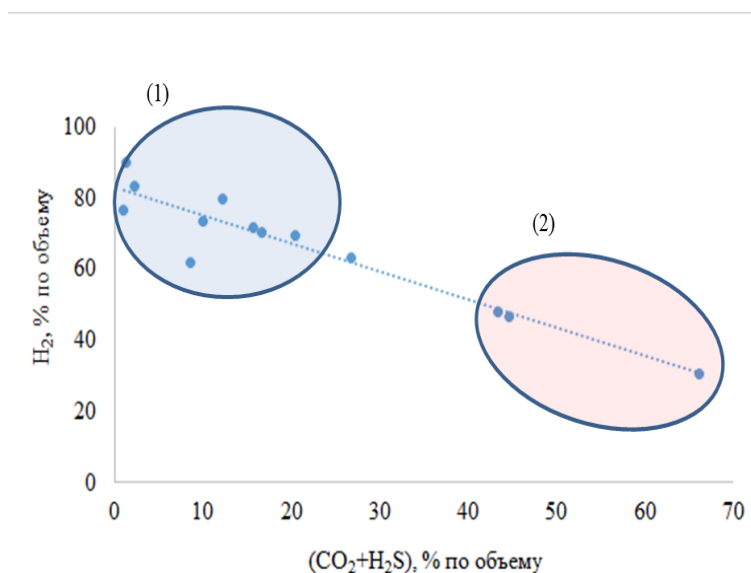


Рис. 2. Зависимость между содержанием CH_4 и $\Sigma(\text{CO}_2+\text{H}_2\text{S})$ в растворенных газах ниже-пермско-каменноугольного водоносного комплекса Оренбургского месторождения и области возможных рисков: (1) – водородного охрупчивания; (2) – углекислотной и сульфатной коррозии

Существенная роль водорода как питательной среды для сульфатредукторов наглядно видна по зависимости численности их популяции в водах щигровского горизонта Щелковского ПХГ (скв. 161) от количества введенного в систему водорода. С помощью спектрометра динамического рассеяния света Photocor Compact [24] выявлена динамика роста популяции микроорганизмов

в исследуемых водах при добавлении в газовую среду водорода. В этом случае активность микроорганизмов резко увеличивается, а по мере его расходования – снижается. Используемый метод основан на предположении о том, что плотность популяции микроорганизмов пропорциональна усредненному значению интенсивности светорассеяния.

На рис. 3 приведены временные зависимости интенсивности светорассеяния в жидкой среде, содержащей бактерии, в условных единицах (cps = count per second) для трех различных образцов после добавления в газовую среду в момент времени $t = 0$ одного и того же количества водорода. Наблюдаемые на рисунках выбросы интенсивности светорассеяния в первые часы после закачки водорода вызваны гидродинамическими возмущениями, обусловленными установкой

пробирки с образцом в прибор, седиментацией абиотических частиц и другими, не имеющими отношения к росту популяции, эффектами. Прямоугольниками отмечены участки, на которых через 5–6 часов после закачки водорода в исследуемую пробу пластовой воды после сглаживания значений интенсивности светорассеяния явно проявляются различные фазы классической кривой роста микробиологической популяции.

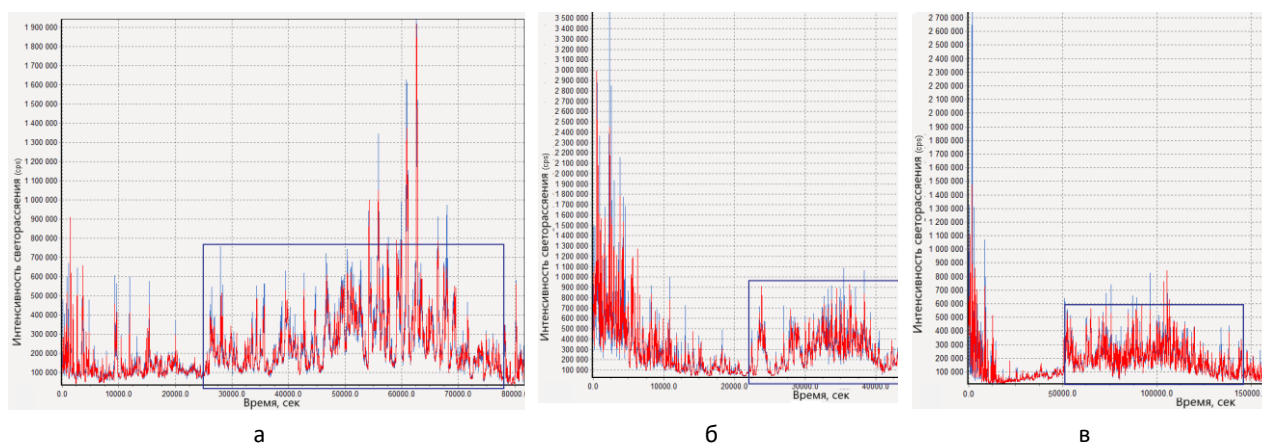


Рис. 3. Временные зависимости интенсивности светорассеяния в пластовой воде после добавления в газовую фазу одного и того же количества водорода (в момент времени $t = 0$ при трех разных мощностях лазерного излучения) для разных образцов: а – 1-й образец, б – 2-й образец, в – 3-й образец

Для выделения общего тренда изменения средней интенсивности светорассеяния (за который отвечают жизнеспособные бактерии) и, соответственно, временного изменения плотности популяции авторами было проведено сглаживание полученных значений интенсивности светорассеяния для трех образцов методом скользящего среднего по интервалу 2000 секунд.

Полученные с использованием указанной процедуры регулярные зависимости изменения приведенной плотности популяции от времени, отсчитанного с момента введения в газовую среду

водорода, представлены на рис. 4. Для полноценного сравнения временных периодов экспоненциальной фазы и фазы отмирания для различных образцов, плотности популяции приведены к своему максимальному значению, достигаемому в стационарной фазе.

Установленная авторами динамика роста бактериальной популяции ПХГ подтверждает тренд, соответствующий теоретическим предпосылкам схемы классической кривой роста микробиологической популяции и прогнозу этого процесса по отношению к конкретному промышленному объекту [6, 13].

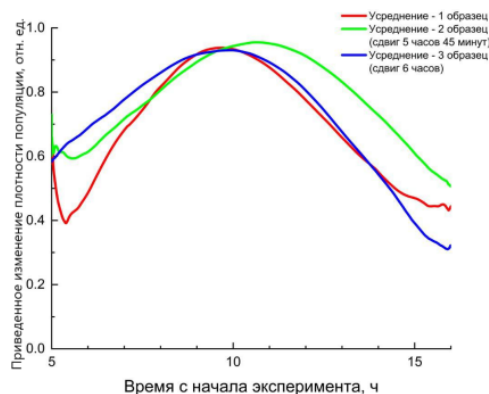


Рис. 4. Динамика роста приведенной плотности популяции микроорганизмов при закачке водорода в газовую среду по трем экспериментам

Заключение

При размещении объектов подземного хранения водорода совместно с метаном в водоносных горизонтах существует вероятность формирования сложной (в гидрохимическом и микробиологическом отношениях) обстановки конкуренции доминирующих микробиологических сообществ за пищевые ресурсы. В качестве последних могут выступать водород, органические кислоты и сульфаты подземных вод. Убыль водорода будет сопровождаться проявлениями карстообразования, углекислотной и сульфатной коррозии.

Учитывая стартовый характер научно-исследовательских работ по обоснованию

оптимальных условий подземного хранения водорода совместно с метаном, ближайшими задачами следует считать:

- дальнейшее совершенствование методики экспериментального изучения видов и масштабов воздействия на геологическую среду и инженерные сооружения, в том числе и при условии захоронения и утилизации углекислого газа;

- моделирование поведения микробиологических сообществ при подземном хранении водорода совместно с метаном (применительно к геолого-промышленным условиям конкретных объектов гибридного хранения H_2 и CH_4).

Статья написана в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН (тема «Научное обоснование влияния гидрохимических и микробиологических процессов на развитие коррозионных явлений при сонахождении водорода и метана в широком диапазоне концентраций в геологических объектах различного типа», № 122022800276-2).

Литература

1. Muhammed N.S., Haq M.B., Al Shehri D.A. et al. Hydrogen storage in depleted gas reservoirs: A comprehensive review // Fuel. 2023. Vol. 337. P. 127032. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.127032>
2. Zivar D., Kumar S., Foroozesh J. Underground hydrogen storage: A comprehensive review // International Journal of Hydrogen Energy. 2021. Vol. 46. P. 23436–23462. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.08.138>

3. *Mouli-Castillo J., Heinemann N., Edlmann K.* Mapping geological hydrogen storage capacity and regional heating demands: An applied UK case study // *Applied Energy*. 2021. Vol. 283. P. 116348. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116348>
4. *Tarkowski R.* Underground hydrogen storage: Characteristics and prospects // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2019. Vol. 105. P. 86–94. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.051>
5. *Абукова Л.А., Абрамова О.П.* Прогноз гидрогеохимических эффектов в глинистых флюидоупорах при подземном хранении водорода с метаном // *Георесурсы*. 2021. Т. 23, № 1. С. 118–126. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.1.13>
6. *Филиппова Д.С.* Водород в геологической среде: особенности генерации и аккумуляции // *SOCAR Proceedings*. 2023. № S2. С. 6–13. <https://doi.org/10.5510/OGP2023SI200885>
7. *Мархинин Е.К.* Вулканизм. М.: Недра, 1985. 288 с.
8. *Пуха В.В., Нивин В.А., Мокрушина О.Д.* Вариации концентраций молекулярного водорода в рыхлых отложениях Хибинского и Ловозерского массивов и их экзоконтактовых зон // *Труды Ферсмановской научной сессии ГИ КНЦ РАН*. 2022. № 19. С. 312–317. <https://doi.org/10.31241/FNS.2022.19.057>
9. *Леин А.Ю., Богданов Ю.А., Сагалевиц А.М.* и др. Новый тип гидротермального поля на Срединно-Атлантическом хребте (поле Лост-Сити, 30° с.ш.) // *Доклады Академии наук*. 2004. Т. 394, № 3. С. 380–383.
10. *Соколов В.А.* Геохимия газов земной коры и атмосферы. М.: Недра, 1966. 301 с.
11. *Hemte C., van Berk W.* Hydrogeochemical modeling to identify potential risks of underground hydrogen storage in depleted gas fields // *Applied Sciences*. 2018. Vol. 8, No. 11. P. 2282. <https://doi.org/10.3390/app8112282>
12. Вода в дисперсных системах / Под. ред. Б.В. Дерягина, Н.В. Чураева, Ф.Д. Овчаренко. М.: Химия, 1989. 288 с.
13. *Королев В.А.* Связанная вода в горных породах: новые факты и проблемы // *Соросовский образовательный журнал*. 1996. Т. 2, № 9. С. 79–85.
14. *Pichler M.P.* Assessment of hydrogen rock interaction during geological storage of CH₄-H₂ mixtures // *Second EAGE Sustainable Earth Sciences (SES) Conference and Exhibition, Pau, France, 30 September – 4 October 2013*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20131594>
15. *Крамаренко Л.Е.* Геохимическое и поисковое значение микроорганизмов подземных вод. Л.: Недра, Ленинградское отделение, 1983. 181 с.
16. *Розанова Е.П., Кузнецов С.И.* Микрофлора нефтяных месторождений. М.: Наука, 1974. 198 с.
17. *Назина Т.Н., Абукова Л.А., Турова Т.П.* и др. Микробное разнообразие и возможная активность в водоносных горизонтах подземных хранилищ газа // *Микробиология*. 2021. Т. 90, № 5. С. 589–600. <https://doi.org/10.31857/S002636562105013X>
18. *Nazina T.N., Abukova L.A., Tourova T.P.* et al. Biodiversity and potential activity of microorganisms in underground gas storage horizons // *Sustainability*. 2023. Vol. 15, No. 13. P. 9945. <https://doi.org/10.3390/su15139945>
19. *Ranchou-Peyruse M., Auguet J., Mazière C.* et al. Geological gas-storage shapes deep life // *Environmental Microbiology*. 2019. Vol. 21, No. 10. P. 3953–3964. <https://doi.org/10.1111/1462-2920.14745>

20. Cord-Ruwisch R., Kleinitz W., Widdel F. Sulfate-reducing bacteria and their activities in oil production // Journal of Petroleum Technology. 1987. Vol. 39, No. 1. P. 97–106. <https://doi.org/10.2118/13554-PA>
21. Truche L., Jodin-Caumon M.-C., Lerouge C. et al. Sulphide mineral reactions in clay-rich rock induced by high hydrogen pressure. Application to disturbed or natural settings up to 250 °C and 30 bar // Chemical Geology. 2013. Vol. 351. P. 217–228. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2013.05.025>
22. Абукова Л.А., Волож Ю.А., Дмитриевский А.Н., Антипов М.П. Геофлюидодинамическая концепция поисков скоплений углеводородов в земной коре // Геотектоника. 2019. № 3. С. 79–91. <https://doi.org/10.31857/S0016-853X2019379-91>
23. Goldhaber M.B., Orr W.L. Kinetic controls on thermochemical sulfate reduction as a source of sedimentary H₂S // ACS Symposium Series. 1995. Vol. 612. P. 412–425. <https://doi.org/10.1021/bk-1995-0612.ch023>
24. Photocor. Анализаторы размеров частиц, дзета-потенциала и молекулярной массы. <https://www.photocor.ru> (Дата обращения 18.09.2023).

Информация об авторах

Лейла Азретовна Абукова – д.г.-м.н., заведующая лабораторией, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, abukova@ipng.ru

Елисавета Александровна Сафарова – заведующая центром, научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, safarova@ipng.ru

Дина Сергеевна Филиппова – научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, filippovads@ipng.ru

Виталий Эдуардович Поднек – к.ф.-м.н., заведующий лабораторией, ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, podnek77@gmail.com

Юрий Федорович Кияченко – к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, kiyatchenko@mail.ru

Игорь Кронидович Юдин – к.т.н., ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, yudin@gmail.com

Гюльнара Юсуповна Исаева – к.т.н., старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, gelia08@yandex.ru

Арсений Дмитриевич Мельник – старший лаборант, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, 14amelnikd@gmail.com

Мария Олеговна Бевзо – старший лаборант, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, bevozomo@gmail.com

Поступила в редакцию 20.09.2023

Hydrochemical and microbiological processes accompanying hybrid storage of hydrogen and methane in aquifers

L.A. Abukova*, E.A. Safarova, D.S. Filippova, V.E. Podnek, Yu.F. Kiyachenko, I.K. Yudin, G.Yu. Isaeva, A.D. Melnik, M.O. Bevzo

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

E-mail: *abukova@ipng.ru

Abstract. Storage of hydrogen (methane–hydrogen mixtures) in geological formations has advantages in the potential injection volumes and cost parameters of production operations compared to its placement in ground-based artificial reservoirs. However, it involves a potential risk of undesirable hydrochemical and microbiological reactions leading to hydrogen loss, carbon dioxide production, geochemical transformations of reservoir rocks, corrosion of well equipment. The present article presents the results of the prediction of the aforementioned events for the underground storage of methane–hydrogen mixtures in aquifers containing highly mineralized reservoir water. Such an analysis is also important for assessing the effects of hybrid hydrogen and methane storage in salt caves.

Keywords: hydrogen, methane, underground gas storage facilities, methanogenesis, sulfate reduction, carbon dioxide corrosion

Citation: Abukova L.A., Safarova E.A., Filippova D.S., Podnek V.E., Kiyachenko Yu.F., Yudin I.K., Isaeva G.Yu., Melnik A.D., Bevzo M.O. Hydrochemical and microbiological processes accompanying hybrid storage of hydrogen and methane in aquifers // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 3(42). P. 221–234. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art14> (In Russ.).

References

1. Muhammed N.S., Haq M.B., Al Shehri D.A. et al. Hydrogen storage in depleted gas reservoirs: A comprehensive review // *Fuel*. 2023. Vol. 337. P. 127032. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.127032>
2. Zivar D., Kumar S., Foroozesh J. Underground hydrogen storage: A comprehensive review // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2021. Vol. 46. P. 23436–23462. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.08.138>
3. Mouli-Castillo J., Heinemann N., Edlmann K. Mapping geological hydrogen storage capacity and regional heating demands: An applied UK case study // *Applied Energy*. 2021. Vol. 283. P. 116348. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116348>
4. Tarkowski R. Underground hydrogen storage: Characteristics and prospects // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2019. Vol. 105. P. 86–94. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.051>
5. Abukova L.A., Abramova O.P. Prediction of hydrogeochemical effects in clayey cap rocks during underground storage of hydrogen with methane // *Georesursy*. 2021. Vol. 23, No. 1. P. 118–126. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.1.13> (In Russ.).
6. Filippova D.S. Hydrogen in the geological environment: Features of generation and accumulation // *SOCAR Proceedings*. 2023. No. S2. P. 6–13. <https://doi.org/10.5510/OGP2023SI200885> (In Russ.).
7. Markhinin E.K. *Volcanism*. Moscow: Nedra, 1985. 288 p. (In Russ.).
8. Pukha V.V., Nivin V.A., Mokrushina O.D. Variations in molecular hydrogen concentrations in loose deposits of the Khibiny and Lovozero massifs and their exocontact zones // *Proceedings*

of the Fersman Scientific Session of GI KSC RAS. 2022. No. 19. P. 312–317. <https://doi.org/10.31241/FNS.2022.19.057> (In Russ.).

9. *Lein A.Yu., Bogdanov Yu.A., Sagalevich A.M. et al.* A new type of vent field in the Mid-Atlantic Ridge (Lost City vent field, 30°N) // *Doklady Earth Sciences*. 2004. Vol. 394, No. 1. P. 92–95.

10. *Sokolov V.A.* Geochemistry of gases of the Earth's crust and atmosphere. Moscow: Nedra, 1966. 301 p. (In Russ.).

11. *Hemme C., van Berk W.* Hydrogeochemical modeling to identify potential risks of underground hydrogen storage in depleted gas fields // *Applied Sciences*. 2018. Vol. 8, No. 11. P. 2282. <https://doi.org/10.3390/app8112282>

12. Water in disperse systems / Ed. by B.V. Deryagin, N.V. Churaev, F.D. Ovcharenko. Moscow: Khimiya, 1989. 288 p. (In Russ.).

13. *Korolev V.A.* Bound water in rocks: New facts and problems // *Soros Educational Magazine*. 1996. Vol. 2, No. 9. P. 79–85. (In Russ.).

14. *Pichler M.P.* Assessment of hydrogen rock interaction during geological storage of CH₄-H₂ mixtures // Second EAGE Sustainable Earth Sciences (SES) Conference and Exhibition, Pau, France, 30 September – 4 October 2013. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20131594>

15. *Kramarenko L.E.* Geochemical and prospecting value of groundwater microorganisms. Leningrad: Nedra, Leningrad Br., 1983. 181 p. (In Russ.).

16. *Rožanova E.P., Kuznetsov S.I.* Microbial flora of oil fields. Moscow: Nauka, 1974. 198 p. (In Russ.).

17. *Nazina T.N., Tourova T.P., Babich T.L. et al.* Diversity and possible activity of microorganisms in underground gas storage aquifers // *Microbiology*. 2021. Vol. 90, No. 5. P. 621–631. <https://doi.org/10.1134/S002626172105012X>

18. *Nazina T.N., Abukova L.A., Tourova T.P. et al.* Biodiversity and Potential Activity of Microorganisms in Underground Gas Storage Horizons // *Sustainability*. 2023. Vol. 15, No. 13. P. 9945. <https://doi.org/10.3390/su15139945>

19. *Ranchou-Peyruse M., Auguet J.-C., Mazière C. et al.* Geological gas-storage shapes deep life // *Environmental Microbiology*. 2019. Vol. 21, No. 10. P. 3953–3964. <https://doi.org/10.1111/1462-2920.14745>

20. *Cord-Ruwisch R., Kleinitz W., Widdel F.* Sulfate-reducing bacteria and their activities in oil production // *Journal of Petroleum Technology*. 1987. Vol. 39, No. 1. P. 97–106. <https://doi.org/10.2118/13554-PA>

21. *Truche L., Jodin-Caumon M.-C., Lerouge C. et al.* Sulphide mineral reactions in clay-rich rock induced by high hydrogen pressure. Application to disturbed or natural settings up to 250 °C and 30 bar // *Chemical Geology*. 2013. Vol. 351. P. 217–228. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2013.05.025>

22. *Abukova L.A., Dmitrievsky A.N., Volozh Yu.A., Antipov M.P.* Geofluid dynamic concept of prospecting for hydrocarbon accumulations in the Earth crust // *Geotectonics*. 2019. Vol. 53, No. 3. P. 372–382. <https://doi.org/10.1134/S0016852119030026>

23. *Goldhaber M.B., Orr W.L.* Kinetic controls on thermochemical sulfate reduction as a source of sedimentary H₂S // *ACS Symposium Series*. 1995. Vol. 612. P. 412–425. <https://doi.org/10.1021/bk-1995-0612.ch023>

24. Photocor. Particle size, zeta potential and molecular weight analyzers. <https://www.photocor.ru> (Accessed on 18.09.2023). (In Russ.).

Information about the authors

Leyla A. Abukova – Dr. Sci. (Geol.-Min.), Head of Laboratory, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, abukova@ipng.ru

Elisaveta A. Safarova – Head of Center, Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, safarova@ipng.ru

Dina S. Filippova – Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, filippovads@ipng.ru

Vitaly E. Podnek – Cand. Sci. (Phys.-Math.), Head of Laboratory, Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, podnek77@gmail.com

Yuri F. Kiyachenko – Cand. Sci. (Phys.-Math.), Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, kiyatchenko@mail.ru

Igor K. Yudin – Cand. Sci. (Eng.), Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, yudin@gmail.com

Gyulnara Yu. Isaeva – Cand. Sci. (Eng.), Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, gelia08@yandex.ru

Arseniy D. Melnik – Senior Assistant, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, 14amelnikd@gmail.com

Maria O. Bevzo – Senior Assistant, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, bevzomo@gmail.com

Received 20.09.2023

Повышение эффективности и экологической безопасности освоения нефтегазовых ресурсов арктической и субарктической зон Земли в условиях меняющегося климата

В.И. Богоявленский*, И.В. Богоявленский, А.В. Кишанков, С.Г. Корниенко**,
Р.А. Никонов, О.С. Сизов

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

E-mail: *geo.ecology17@gmail.com, **spaceakm2@ogri.ru

Аннотация. Приведены результаты исследований Института проблем нефти и газа РАН по пяти направлениям: техногенная дегазация при освоении месторождений углеводородов; природная взрывная дегазация; дистанционный мониторинг концентрации метана в атмосфере; анализ антропогенных трансформаций криогенных ландшафтов; анализ распространения ресурсов нетрадиционных углеводородов на акваториях Арктики, Дальнего Востока России и прилегающих зарубежных акваториях. Разработаны новые способы и технологии мониторинга процесса разработки месторождений – сейсморазведка 4D в условиях реального времени. Показана высокая эффективность применения данных дистанционного зондирования Земли из космоса и с применением беспилотных летательных аппаратов для мониторинга изменений ландшафта, включая образование гигантских кратеров, и контроля концентрации метана в атмосфере.

Ключевые слова: Арктика, антропогенное воздействие, бугры пучения, газогидраты, дегазация Земли, дистанционное зондирование Земли (ДЗЗ), кратеры выбросов газа, криолитозона, опасные геокриологические процессы, тундровый ландшафт

Для цитирования Богоявленский В.И., Богоявленский И.В., Кишанков А.В., Корниенко С.Г., Никонов Р.А., Сизов О.С. Повышение эффективности и экологической безопасности освоения нефтегазовых ресурсов арктической и субарктической зон Земли в условиях меняющегося климата // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 3(42). С. 235–263. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art15>

Введение

В данной статье рассматриваются в краткой форме основные результаты исследований авторов при выполнении работ по темам госзаданий Института проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН) за шестилетний период 2016–2021 гг., включая две трехлетние темы 2016–2018 гг. и 2019–2021 гг. с единым названием «Рациональное природопользование и эффективное освоение нефтегазовых ресурсов арктической и субарктической зон Земли», и двух этапов новой трехлетней темы «Повышение эффективности и экологической безопасности освоения нефтегазовых ресурсов арктической и

субарктической зон Земли в условиях меняющегося климата», утвержденной на трехлетний период 2022–2024 гг. В связи с большой актуальностью выявления, мониторинга развития и снижения угроз от различных опасных природных и техногенных процессов при освоении ресурсов полезных ископаемых в Арктике, особенно тех, которые прямо или косвенно связаны с дегазацией Земли, исследования, проводимые авторами, сохранили основные стратегические задачи и при этом были дополнены анализом возможных связей этих процессов с происходящими климатическими изменениями.

Влияние глобальных климатических изменений привело к ускоренным темпам потепления в Арктике, в результате чего активизируется деградация многолетнемерзлых пород (ММП), порождающая широкий спектр проблем, оказывающих сильное влияние на жизнедеятельность человека [1–3]. Среди них особо выделим ухудшение несущей способности грунтов и экранирующих свойств ММП на пути субвертикальной миграции газа. Также возможно усиление диссоциации газогидратов, происходящее при изменениях условий их стабильности. Все это способствует активизации газодинамических процессов, в том числе во взрывной форме, при мощных выбросах газа из ММП, в результате чего в Арктике образуются гигантские кратеры на суше и дне термокарстовых озер, исследование которых как нового опасного явления на суше Арктики началось в 2014 г. Кроме того, увеличение эмиссии парниковых газов в атмосферу может способствовать дальнейшему потеплению климата.

Вопросам экологической безопасности, рационального природопользования и эффективного освоения нефтегазовых ресурсов арктической и субарктической зон Земли на суше и акваториях, включая изучение залежей газа в свободном и гидратном состояниях в верхней части разреза (ВЧР – глубины до 500–900 м), дегазации Земли, а также изменениям климата и ландшафтов в криолитозоне посвящено большое количество исследований российских и особенно зарубежных ученых [1–12]. В России, несмотря на активизацию исследований в этих направлениях в последнее десятилетие, по-прежнему наблюдается существенное отставание по вопросам выявления, изучения и картирования зон мощной дегазации Земли, оползней и других опасных

явлений, особенно сильно проявляющихся в криолитозоне Арктики, претерпевающей существенные изменения при активизировавшихся термоденудационных процессах.

Основные территории исследований авторов приурочены к регионам активного и перспективного недропользования с целью освоения ресурсов углеводородов (УВ) в арктических и субарктических зонах России (преимущественно Ямало-Ненецкий автономный округ – ЯНАО), а также соседних стран Циркумарктического мегарегиона, включая акватории Северного Ледовитого океана и прилегающую сушу. Большое внимание уделяется вопросам изучения и освоения ресурсов традиционных и нетрадиционных УВ на шельфе морей Арктики. При этом основное внимание направлено на наименее изученные российские мелководные акватории морей Восточной Сибири и Дальнего Востока (Лаптевых, Восточно-Сибирское и Чукотское), в которых не пробурено ни одной глубокой нефтегазопромысловой скважины.

Основные цели и задачи исследований заключаются в изучении опасных природных и техногенных объектов и явлений, представленных катастрофическими трансформациями ландшафтов криолитозоны, в том числе связанными с непрерывной и импульсной взрывной дегазацией Земли с образованием кратеров газовых выбросов; диссоциацией газогидратов; интенсивной деградацией и термоденудацией ММП; оползневыми и другими опасными геокриологическими процессами. При этом основной стратегической целью исследований авторов является решение важнейшей проблемы снижения риска возникновения (т. е. предотвращения) возможных катастроф, связанных с природной и техногенной дегазацией Земли при освоении ресурсов УВ на суше и акваториях Арктики [1–3].

Методы и технические средства исследований

Проводимые авторами исследования в значительной степени базируются на использовании различных данных дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ) из космоса, включая радиолокационные. Наиболее широко используются космоснимки (КС) среднего (например, Sentinel и Landsat) и высокого (Keyhole, WorldView-WV, GeoEye-GE, PlanetScope, Ресурс-П, Канопус-В) разрешений [13].

Особенно важная информация получается с применением цифровых моделей рельефа (ЦМР) ArcticDEM с разрешением 2 м, построенных при фотограмметрической обработке КС высокого разрешения (WV-1, WV-2, WV-3 и GE-1) в Полярном геопространственном центре PGC (Polar Geospatial Center, www.pgc.umn.edu) Университета Миннесоты (University of Minnesota, Миннеаполис, США) [13, 14].

Для анализа концентрации метана и других парниковых газов в атмосфере используются данные спектрометра TROPOMI (TROPOspheric Monitoring Instrument), получаемые со спутника Sentinel-5 Precursor (Sentinel-5P) Европейского космического агентства ESA (European Space Agency, Париж, Франция). В геоплатформе GoogleEarthEngine данные TROPOMI/CH₄ доступны с 8 февраля 2019 г. [15, 16].

В зависимости от стоящих задач при проведении экспедиционных исследований применяется широкий арсенал геолого-геофизических методов, включая разночастотную сейсморазведку (в том числе микросейсморазведку 4D), георадиолокацию, эхолокацию, шнековое бурение неглубоких скважин, геотермию, взятие проб газа для геохимического анализа. При этом ряд

полевых исследований выполнялся в партнерстве с научными организациями, отмеченными в конце статьи.

К одному из наиболее эффективных методов экспедиционных исследований относится аэрофотосъемка, особенно с применением беспилотных летательных аппаратов (БПЛА) [3, 13, 17–18]. Эти данные ДЗЗ позволяют не только сохранять и анализировать цифровые фотографии изучаемых объектов, но и строить с высокой точностью трехмерные (3D) ЦМР. Для этого используется фотограмметрическая обработка данных с применением специализированного программного обеспечения (ПО) Pix4Dmapper (Pix4D SA, Швейцария) и Agisoft Metashape Professional (Geoscan, Санкт-Петербург, Россия) [19].

Для комплексного исследования физического состояния ВЧР (мерзлое или талое) и газонасыщенности на шельфе Арктики применяются сейсмические материалы, включая полевые сейсмограммы общего пункта взрыва (ОПВ) и временные разрезы. При этом используется ПО Kingdom (IHS, США) и RadExPro (ООО «Деко-геофизика СК», Москва, Россия). При прогнозе зон стабильности газогидратов используются океанологические данные Национального управления океанических и атмосферных исследований США (NOAA) и ПО CSMHYD (CHR of Colorado School of Mines, Голден, США).

Картографические изображения и построение 3D-моделей осуществляются с применением ПО ArcGIS (ESRI, США). В нем также создана геоинформационная система «Арктика и Мировой океан» (ГИС «АМО») [1–3, 13, 15, 17, 18], которая постоянно дополняется и совершенствуется по более чем пятнадцати тематическим разделам природных и техногенных явлений.

На рис. 1 приведены примеры пространственного отображения девяти разделов ГИС «АМО», способствующих комплексным аналитическим исследованиям различных опасных природных, техногенных и природно-техногенных процессов, многие из которых имеют прямые или косвенные причинно-следственные триггерные связи с

дегазацией Земли. Среди них особо выделим: сейсмические события (землетрясения), оползни, цунами, вулканизм, выходы-просачивания (сипы – seeps) газа и нефти, образование и деградацию мерзлоты (многолетней и сезонной) на суше и шельфе Арктики, формирование и диссоциацию залежей газогидратов и др.

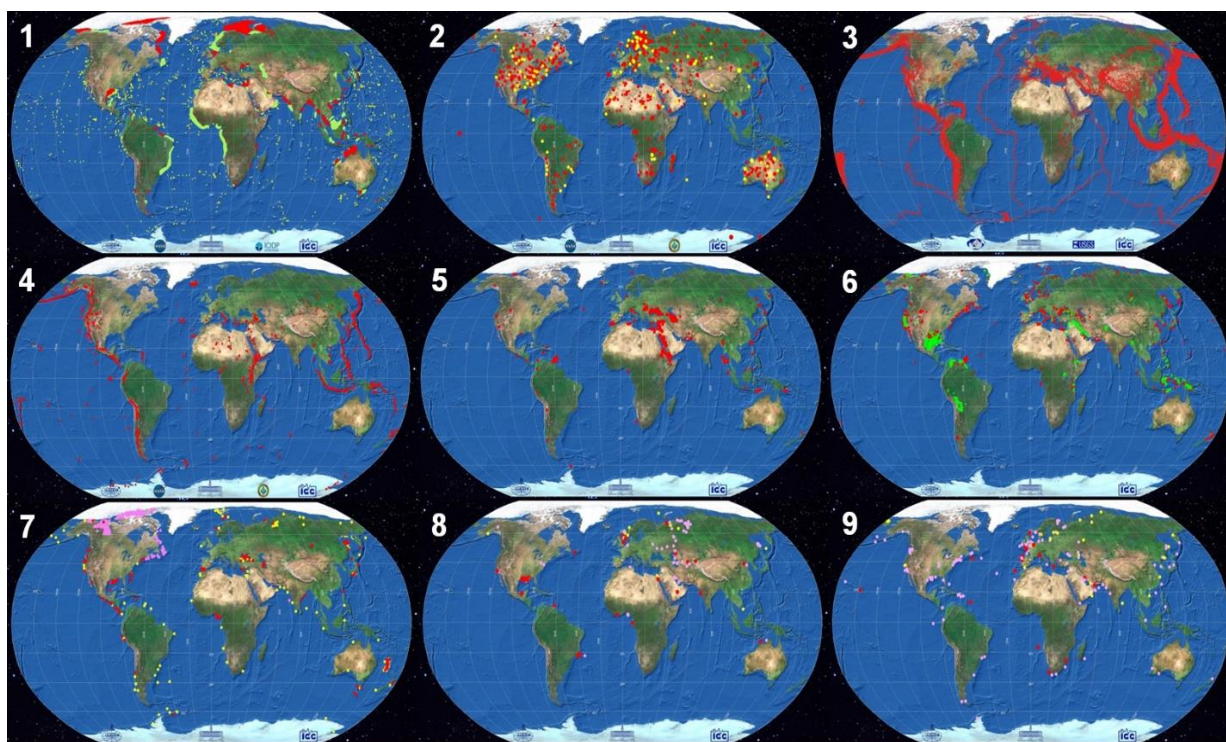


Рис. 1. Тематические разделы ГИС «АМО»:

- 1 – месторождения нефти и газа и глубоководное бурение IODP в Мировом океане; 2 – метеоритные кратеры; 3 – землетрясения; 4 – стратовулканы; 5 – грязевые вулканы; 6 – сипы нефти и газа; 7 – газогидраты; 8–9 – районы крупнейших катастроф: при добыче (8) и транспортировке (9) углеводородов [2]

Для характеристики и мониторинга антропогенных трансформаций криогенных ландшафтов в районах освоения нефтегазовых месторождений арктических и субарктических тундр в ИПНГ РАН разработана методика относительной радиометрической нормализации космических снимков, позволяющая повысить чувствительность мультивременного анализа параметров, характеризующих температуру (LST), альbedo (Alb) поверхности,

содержание хлорофилла (NDVI) и влажность (NDWI) напочвенного покрова [8, 20]. Апробация методики проведена с использованием снимков со спутников Landsat на севере Западной Сибири на полуостровах Тазовский и Ямал в районах Бованенковского и Ямбургского нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ), а также на ямальском участке трассы магистрального газопровода «Бованенково – Байдарацкая губа».

Результаты исследований и их обсуждение

Результаты исследований авторов структурированы в данной статье по следующим основным направлениям: 1) техногенная дегазация; 2) природная взрывная дегазация; 3) дистанционный мониторинг концентрации метана в атмосфере; 4) анализ антропогенных трансформаций криогенных ландшафтов в районах освоения нефтегазовых месторождений; 5) анализ распространения ресурсов нетрадиционных УВ на акваториях Арктики, Дальнего Востока России и сопредельных стран.

Техногенная дегазация

Процесс разработки месторождений нефти и газа по своей сути может быть отнесен к контролируемой человеком техногенной форме дегазации недр. Однако в процессе добычи и транспортировки УВ, а также из неработающих аварийных, ликвидированных и/или законсервированных скважин могут происходить неконтролируемые утечки газа и жидких УВ, что отражено в разделах ГИС «АМО» на рис. 1 (разделы-6 (вместе с природными), 8 и 9).

Причиной утечек газа в районах устьев скважин является просачивание газа по заколонным и межколонным каналам (пустоты, макро- и микротрещины), возникшим в результате широко распространенного некачественного цементирования обсадных колонн при строительстве скважин. По данным ООО «ПСК «Буртехнологии» для большинства пробуренных скважин характерно низкое качество цементирования межколонного пространства – «около 75% всех нефтяных и газовых скважин нуждаются в ремонте по ликвидации межколонного давления сразу

после заканчивания» строительства [21]. По образующимся в цементе каналам происходит миграция УВ, в первую очередь метана, имеющего минимальные размеры молекул. Около устьев скважин, а иногда и на некоторых удалениях от них, нередко наблюдаются грифоны, приустьевые воронки и просадки грунта, особенно активно образующиеся за счет деградации ММП. В частности, на всей территории Ямбургского НГКМ «распространено грифонообразование в приустьевых частях газовых и газоконденсатных скважин» [4].

За счет заколонных и межколонных перетоков выше промышленных залежей в водоносных пластах-резервуарах могут формироваться природно-техногенные залежи (требуется утверждение данного термина в ГОСТ) с аномально-высокими пластовыми давлениями (АВПД) и, возможно, даже со сверхвысокими (сверхлитостатическими) давлениями (СВД). Наличие залежей с АВПД и СВД угрожает мощными выбросами газа, грифонами, грязевулканическими извержениями и неконтролируемыми многомесячными и даже многолетними катастрофическими фонтанами, загрязняющими экосистему и приводящими к большим потерям запасов УВ [1–3, 22, 23]. Имеются подтверждения о выходах газа в радиусе до 5–7 км от устьев аварийных скважин, при этом площадь природно-техногенных залежей может достигать 80–150 км².

На основе исследований авторы пришли к выводу, что непосредственно перед началом освоения морских месторождений необходимо проведение новых детальных исследований ВЧР на участках планируемой установки морских нефтегазодобывающих платформ или строительства искусственных островов.

Это обусловлено тем, что из-за возможных техногенных перетоков газа по заколонным и межколонным пространствам ранее пробуренных поисково-разведочных скважин вблизи их стволов в ВЧР весьма вероятно сформировались природно-техногенные залежи газа с АВПД или СВД, отсутствие информации о которых может привести к аварийным и даже катастрофическим ситуациям. В частности, авторы настоятельно рекомендуют ПАО «Газпром» проведение новых исследований ВЧР до начала установки ледостойкой стационарной платформы ООО «Газпром добыча Ямбург» на месторождении Каменно-мысское море в Обской губе, на котором скважины были пробурены 15–23 года назад.

Своевременное выявление и мониторинг развития опасных природных и природно-техногенных залежей газа (в первую очередь, метана) и жидких УВ в ВЧР является одной из важнейших проблем, связанных с безопасностью нефтегазового производства и работающего персонала. Из-за выбросов и взрывов газа пострадали и/или полностью разрушены многие сотни буровых установок на суше и акваториях Мирового океана и нанесен огромный урон нефтегазовым промыслам, экосистеме и экономике нефтегазодобывающих стран [1–3]. Отметим, что в результате катастрофы 2010 г. буровой платформы «Deepwater Horizon» в Мексиканском заливе рекордные по размерам штрафы, выплаченные компаниями BP, Transocean и Halliburton, превысили 71 млрд долларов (BP – около 96% штрафов). Это соизмеримо или даже превышает величину капитализации гигантов отечественной нефтегазовой отрасли ПАО «Газпром» и ПАО «НК «Роснефть».

Авторами созданы новые способы и комплексные геофизические технологии

выявления и мониторинга развития опасных геологических процессов, преимущественно связанных с субвертикальной природной и техногенной миграцией газа и базирующихся на различных геофизических принципах, в том числе сейсмическом мониторинге (сейсморазведка 4D) в условиях, близких к реальному времени (патенты РФ 2539745, 2540005, 2544948, 2579089, 2602735, 2621638, 2691630, 2761052). При этом часть разработок выполнена в партнерстве со специалистами ряда предприятий, включая ПАО «Газпром» и ООО «Газпром добыча Ямбург», АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «Концерн «Моринсис-Агат» и АО «ЦКБ МТ «Рубин». Необходимо отметить, что сейсморазведка 4D в условиях, близких к реальному времени, по своей сути дает возможность мониторинга подводной обстановки, что повышает безопасность функционирования промыслов от возможных террористических атак, что в настоящее время после взрывов экспортных подводных магистральных газопроводов в 2022 г. в Балтийском море стало весьма актуальным.

Современные технические средства позволяют осуществлять не только прямой контроль (мониторинг) утечек УВ с помощью наземного и подземного оборудования, но и использовать для этих целей различные данные ДЗЗ из космоса. На основе анализа данных ДЗЗ авторами были обследованы районы крупных катастрофических событий, связанных с неконтролируемыми выбросами УВ не только в различных регионах бывшего СССР (южные и арктические регионы России, Туркменистан, Казахстан), но и в ряде других стран, включая США, Канаду, Мексику, Индонезию и др. При этом было установлено, что в местах многих катастроф десятилетиями продолжается эмиссия газа, а в некоторых случаях и жидких пластовых флюидов (вода и УВ) [22, 23].

В качестве одного из ярких примеров вышесказанного приведем одну из наиболее серьезных катастроф, произошедших в Арктике в ноябре 1980 г. при проведении испытания разведочной скважины в Ненецком автономном округе в районе устья реки Печора на левом берегу протоки Малый Гусинец в северной части крупного Кумжинского газоконденсатного месторождения (ГКМ), открытого в 1973 г. [22]. Здесь 25 мая 1981 г. для ликвидации неконтролируемого мощного выброса (фонтана) смеси газообразных и жидких УВ в специально пробуренной скважине был применен подземный ядерный взрыв «Пирит» мощностью 37,6 килотонны (прак-

тически равно суммарной энергии взрывов в Хиросиме и Нагасаки), который лишь ухудшил ситуацию. Из-за образовавшейся в ВЧР природно-техногенной залежи площадью около 30 км² (зафиксированы выходы газа в радиусе до 3 км) газ вырывался в атмосферу в ряде мест, в том числе вблизи скважин № 5, 9, 10 и 134. В итоге в районе аварийной площади размером 260 × 600 м около разрушенных устьев этих скважин образовались три гигантских кратера диаметром от 70 до 130 м, затопленные речной водой (рис. 2А). Побережья протоки Малый Гусинец, Коровинской и Печорской губ Печорского моря были загрязнены жидкими УВ, при этом сильно пострадала ихтиофауна.

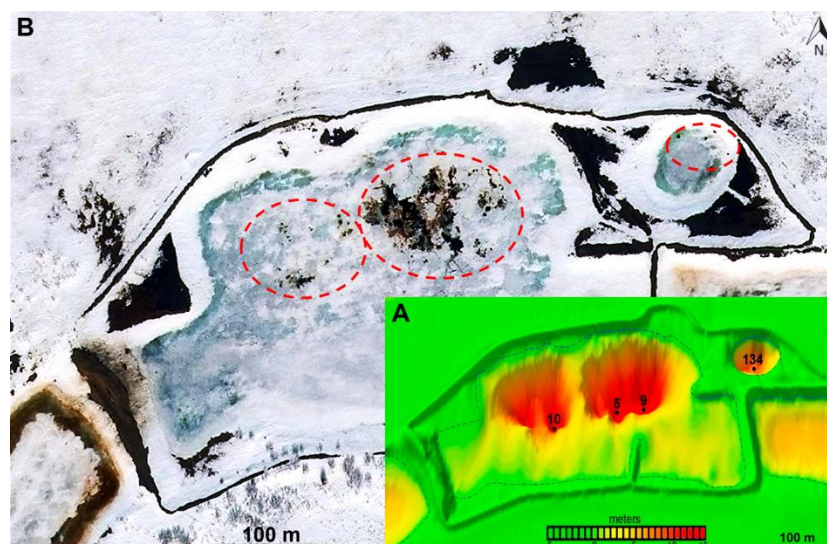


Рис. 2. Катастрофа на Кумжинском месторождении: А – 3D-модель рельефа местности и дна техногенного водоема с кратерами; В – космоснимок WorldView-2 2 мая 2016 г. [22]

Тяжелая борьба с катастрофическим фонтанированием на севере Кумжинского ГКМ продолжалась около шести с половиной лет (2362 суток), фонтан был погашен лишь 18 мая 1987 г. [22]. В районе катастрофы на протоке реки Печора создан закрытый дамбами водоем, в котором постоянно выделяются жидкие и газообразные УВ, что наглядно видно на космоснимке WorldView-2 в виде проталин/пробоин во льду и его загрязнений жидкими УВ (рис. 2В).

Кроме исследований аварийных утечек и катастрофических выбросов УВ, обусловленных вмешательством человека в недра Земли посредством скважин, авторами проведен анализ последствий техногенной дегазации, проявляющихся в виде катастрофических проседаний земной поверхности и разрушительных сейсмических событий (индуцированных землетрясений) на месторождениях Wilmington, Groningen, Ekofisk [1–3, 24, 25].

Также рассмотрены хронология, причины и последствия ряда катастроф при транспортировке УВ с использованием танкеров и трубопроводов [25, 26], включая исследования по данным ДЗЗ разлива нефти при аварии на терминале Каспийского трубопроводного консорциума в Черном море 12 августа 2021 г. и первого в России выброса, взрыва и длительного горения широкой фракции легких УВ из подводного трубопровода компании «СибурТюменьГаз» (февраль–март 2021 г.).

Природная взрывная дегазация

В 2014–2023 гг. на севере Западной Сибири было обнаружено около 20 гигант-

ских кратеров газового выброса (рис. 3) [1–3, 13, 15, 17, 18, 25]. Некоторые из них расположены непосредственно на территории Бованенковского НГКМ, всего в нескольких километрах от магистрального газопровода высокого давления «Бованенково–Ухта» и вблизи от железной дороги на Ямале «Обская–Карская» ПАО «Газпром». При взрывах разлет крупных кусков породы достигал 300–900 м. Выбросы газа и образование Антипаютинского, Сеяхинского и Еркутинского кратеров в 2013–2017 г., а также Северо-Бованенковского кратера в 2023 г. (С3, С11, С12 и С21 в ГИС «АМО») сопровождалось самовоспламенениями газа, что повышало взрывоопасность.



Рис. 3. Гигантские полости в массивах подземного льда, обнажившиеся после выбросов/взрывов газа на объектах севера Западной Сибири: 1 – С1; 2 – С12; 3 – С17 на полуострове Ямал; 4 – С3 на полуострове Гыданский [27]

В 2021 г. руководством Российской академии наук признано важнейшим достижением обоснование генезиса взрывной дегазации Земли в Арктике, разработанное авторами: «впервые установлены закономерности формирования опасных газонасыщенных объектов в криолитосфере Земли: газодинамического роста

многолетних бугров пучения, мощных выбросов, самовоспламенений и взрывов газа с образованием гигантских кратеров» [28, с. 348–349], которое также вошло в Государственный доклад «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2020 году», изданный Минприроды РФ в 2021 г. [29, с. 788].

В результате исследований было обосновано, что до взрывов под землей существовали наполненные газом со сверхлитостатическим давлением огромные (многие тысячи кубометров) термокарстовые полости в массивах подземного льда (см. рис. 3), возникшие в местах его плавления снизу под локальным эндогенным влиянием теплового потока и/или термосуффозии [2, 27]. При этом на поверхности Земли под газодинамическим воздействием (АВПД и СВД) формировались многолетние бугры пучения (МБП), которые взрывались при преодолении давлением газа упруго-прочностных свойств мерзлых грунтов. Очевидно, что до взрывов в полостях существовали СВД, многократно превышающие литостатические давления, что подтверждено математическим моделированием и физическими экспериментами в песчаных средах [2, 3, 27].

Уникальная информация была получена в августе 2020 г. при изучении Бованенковского кратера С17 (фото с бруствера кратера приведено на рис. 3.3) в результате фотограмметрической обработки аэрофотоснимков, сделанных авторами с БПЛА DJI Mavic Pro на двух уровнях полета (в том числе внутри кратера на 15 м ниже поверхности Земли). При этом построена цифровая 3D-модель рельефа местности, кратера и подземной полости (глубина дна до 35 м), сформировавшейся в массиве ледогрунта [2, 17, 26, 27]. Характерный вид кратера и полости объекта С17 на физической 3D-модели, изготовленной на 3D-принтере из пластика (рис. 4), может быть объяснен только эндогенным генезисом полости с подтоком газа по разлому субмеридиональной ориентации и/или по газопроницаемым пластам в толще ММП с криопэгами [2, 17, 27].



Рис. 4. Физическая 3D-модель подземной полости и кратера выброса газа на Бованенковском объекте С17 в двух видах: А – общий вид сверху; В – модель в разрезе и фото БПЛА

В процессе комплексных исследований различных объектов дегазации недр было впервые обосновано, что одной из основных причин самовоспламенений и взрывов газа при его мощных природных и техногенных выбросах (например, на объектах С3, С11, С12 и др.) и сильных извержениях грязевых вулканов является электризация окружающего пространства и электростатические разряды, возникающие при фонтанировании

струи газа с неоднородными частицами в воздушной среде и/или выходе газа через водную толщу [2, 3, 27].

В результате экспедиционных и дистанционных мониторинговых исследований на ряде обнаруженных и изученных объектов обоснован вулканический (постоянный и/или периодический) характер извержений (например, на объектах С3, С11 и термокарстовом озере Открытие) [2, 27, 30].

Кроме кратеров выбросов газа на суше, на основе дешифрирования аэрокосмических данных на севере Западной Сибири (включая полуострова Ямал, Гыданский и Тазовский) площадью около 348 тыс. км² (46,4% территории ЯНАО) авторами выявлено более 14 тысяч МБП, часть которых является потенциально газовывоопасными. Это практически на порядок (в 8,6–9,8 раз) больше, чем во всех других подобных исследованиях данного региона, включая [31, 32].

Дополнительные исследования на севере Западной Сибири были проведены для выявления по данным ДЗЗ (космоснимки высокого разрешения в оптическом диапазоне частот) термокарстовых озер с кратерами выбросов газа (ТОКВГ), с валидацией в ходе экспедиционных полетов на вертолетах (рис. 5). На многих ТОКВГ, как и на акваториях Мирового океана, зафиксированы выходы метана в виде потоков пузырей (газовые факелы), нередко выходящие из кратеров (покмарок) [25, 30, 33].

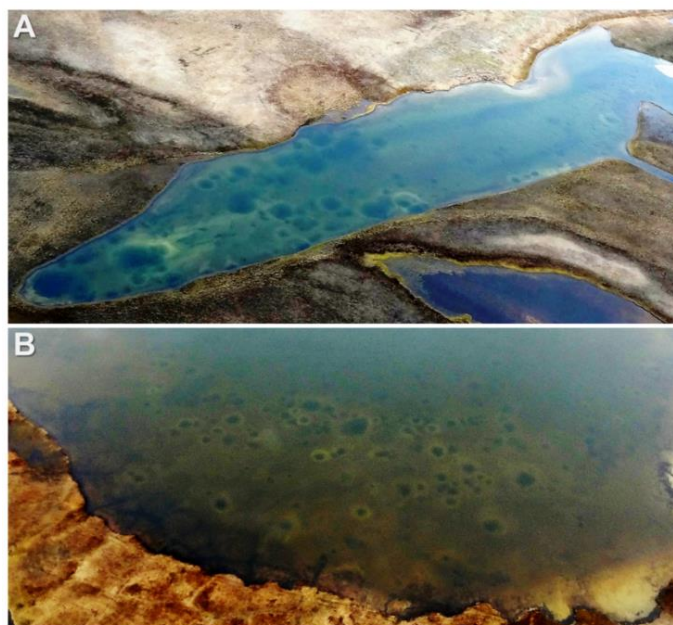


Рис. 5. Аэрофотоснимки из вертолета двух термокарстовых озер (А и В) с кратерами выброса газа на дне, обнаруженных в Сеяхинском районе вблизи кратера С17 (автор – В.И. Богоявленский, 2 июля 2017 г.)

В итоге специальных исследований в Сеяхинском районе ряда термокарстовых озер с применением ДЗЗ из космоса и проверки полученных данных с борта вертолета впервые доказана большая мощность выбросов газа со дна арктических термокарстовых озер, способных разбить лед толщиной 1–1,5 м, сформировать крупные зоны его деструкции диаметром в десятки метров (по факту до 15–45 м) и разбросать крупные глыбы льда на удаления свыше 50 м от эпицентра взрыва [2, 27, 30].

Экспедиционные исследования «Ямал – 2019» термокарстового озера с кратерами выбросов газа Открытие (название дано авторами в связи с высокой значимостью полученных результатов) дополнительно подтвердили сделанные выводы.

Имеются основания считать, что мощные выбросы газа на озере Открытие и других местах образования гигантских кратеров преимущественно происходят из неглубоко залегающих залежей со сверхлитостатическими пластовыми давлениями.

В 2023 г. на дне арктических термокарстовых озер в центральной части полуострова Ямал по данным ДЗЗ высокого разрешения были впервые обнаружены крупные обособленные поднятия, идентифицированные авторами как грязевулканические постройки с явно выраженными кратерами [34, 35]. На основе мониторинга обстановки по ретроспективным космоснимкам Sentinel-2 на озерах Открытие, Лабварто и Ямбуто доказано наличие периодических выбросов пластовых флюидов. По совокупности ряда признаков обнаруженные объекты с высоким уровнем вероятности могут быть отнесены к активным грязевым вулканам. Во время экспедиции «Ямал – 2023» с вершины грязевулканической постройки в озере Лабварто были собраны разновозрастные образцы грязебрекчии. Результаты комплексных исследований различных арктических регионов, включая полуостров Ямал, позволяют утверждать, что в Циркумарктическом мегарегионе широко распространен грязевой вулканизм.

На основе комплексного анализа данных ДЗЗ и экспедиционной валидации результатов установлено, что все перечисленные выше объекты вносят существенный вклад в общую эмиссию метана в Арктике [15]. По космоснимкам высокого разрешения по состоянию на ноябрь 2023 г. на севере Западной Сибири выделено 5337 тысяч зон активной дегазации недр со дна 3978 ТОКВГ, 16 рек и 155 заливов и прибрежных зон Карского моря. При этом в ряде термокарстовых озер количество кратеров исчисляется многими сотнями и даже тысячами, а их диаметры изменяются от десятков сантиметров до 15–20 м.

Для севера Западной Сибири в результате комплексного площадного статистического анализа распространения

более 19 тысяч потенциально опасных объектов (МБП, ТОКВГ и др.) созданы картографические схемы, иллюстрирующие их связь с эндогенными и экзогенными процессами, включая взрывную дегазацию Земли. При этом составлена региональная схема условного риска выброса газа, по которой с учетом выявления наибольшей плотности распространения МБП и ТОКВГ в 2020 г. впервые обосновано, что «наиболее газозрывоопасной является восточная часть Ямала, где выделены Южно-Тамбейская (Сабеттинская) и Сеяхинская экстремальные зоны» [15]. Сделанные выводы подтверждены данными спектрометра TROPOMI со спутника Sentinel-5P, в результате чего в 2021 г. данный результат был признан РАН важнейшим достижением за 2020 г. [28]. В 2022 г. подобные экстремальные зоны повышенного риска выброса газа были обнаружены на севере Гыданского полуострова вблизи завода «Арктик СПГ 2» (пос. Утренний) и на Уренгойско-Самбургской площади.

Дистанционный мониторинг концентрации метана в атмосфере

В последнее десятилетие резко возрос интерес к изучению процессов эмиссии парниковых газов в атмосферу, среди которых одним из наиболее сильных является метан [15, 31–37]. Начиная с 2007 г. наблюдается устойчивый рост концентрации метана в атмосфере (КМА) Земли, возобновившийся после периодов снижения темпов роста КМА в 1984–1998 гг. и временной стабилизации в 1999–2006 гг. (около 1770 ppb) [33]. Понимание причин этих изменений и роли растущей КМА имеет большое значение в свете предпринимаемых в мире попыток замедления процесса потепления климата.

В результате исследований КМА в 2019 г. в Арктической зоне Российской Федерации по данным спектрометра TROPOMI (TROPOspheric Monitoring Instrument) авторами были выявлены природные аномальные зоны на Севере Западной и Восточной Сибири и дано объяснение их возможного генезиса [15]. Анализ причин локальных аномалий повышенной КМА, зафиксированных TROPOMI в 2019 г. на полуострове Ямал [15, 33], показал их общую региональную связь с распространением выделенных по данным ДЗЗ зон активной дегазации дна ТОКВГ [15].

В 2022 г. впервые по данным спектрометра TROPOMI был выполнен комплексный мониторинговый анализ КМА

над сушей Циркумарктического мегарегиона в 2019, 2020 и 2021 гг. [33]. В целом установлено, что, несмотря на аномально высокие темпы роста средних температур воздуха в Арктике, средняя КМА в мегарегионе все три года росла, но была ниже глобальной на 2–2,5%.

Сравнительный анализ изменений КМА в различные годы наблюдений с выявлением разномасштабных аномалий и трендов возможен путем расчета разностных массивов разновременных данных. На рис. 6 приведено пространственное распределение изменений КМА в Циркумарктическом мегарегионе в 2020 и 2021 гг. по сравнению с 2019 г. (рис. 6А и 6В), а также в 2021 г. по сравнению с 2020 г. (рис. 6С) [33].

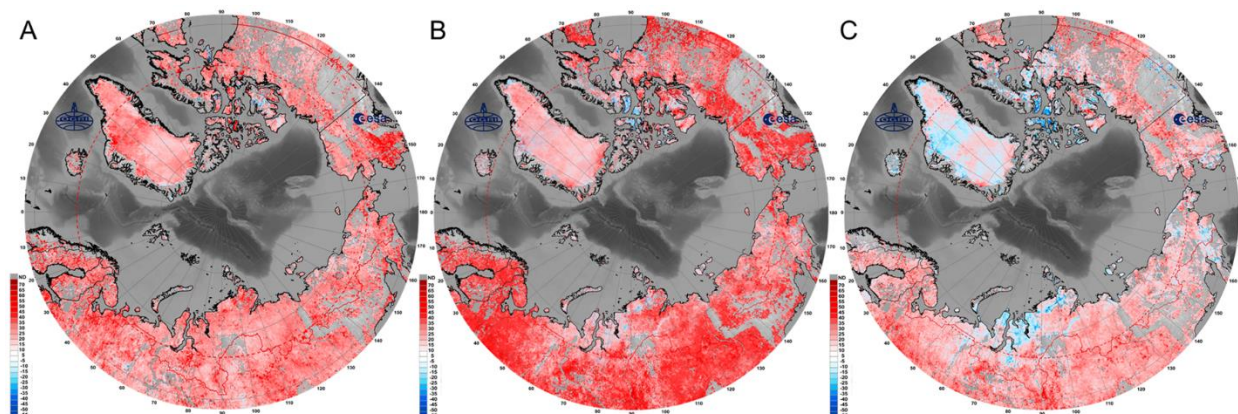


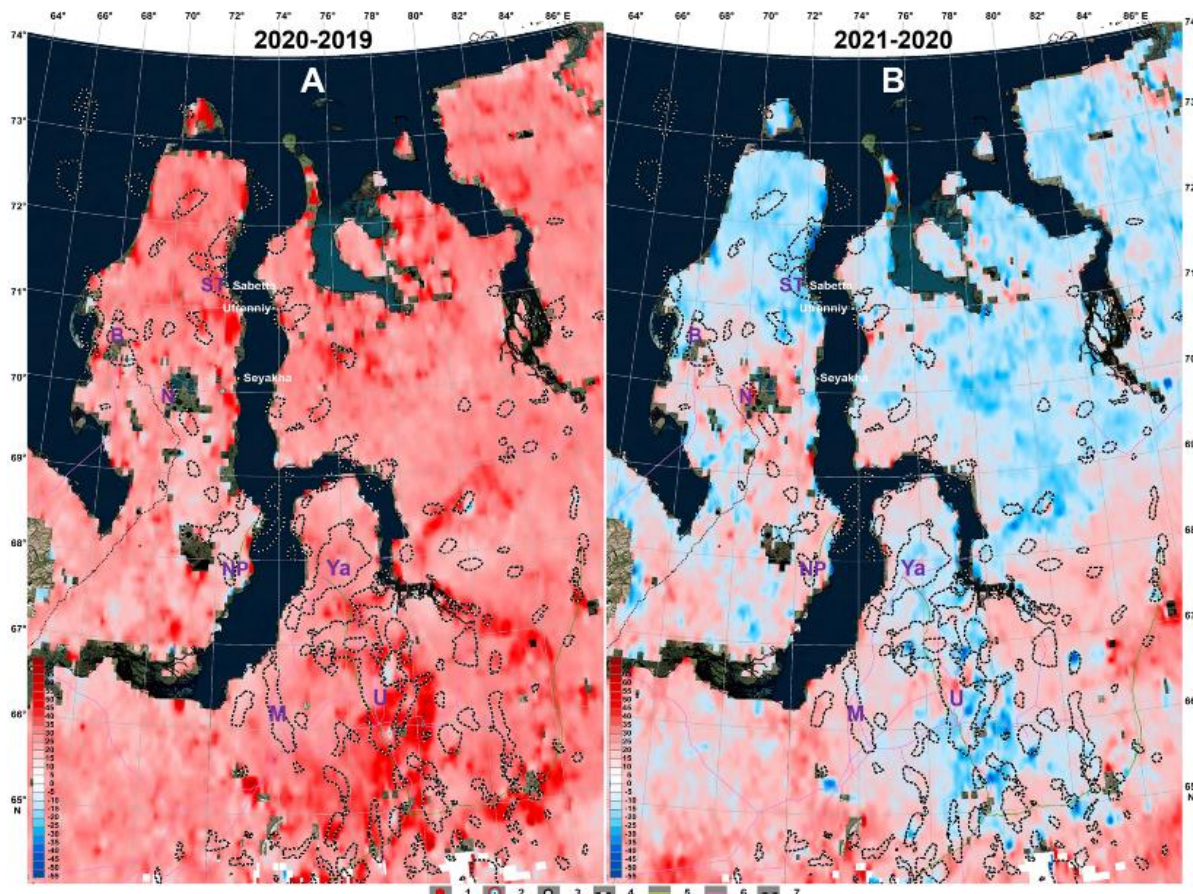
Рис. 6. Пространственные распределения аномалий концентраций метана (ppb) в атмосфере Циркумарктического мегарегиона: А – в 2020 г. по сравнению с 2019 г.; В – в 2021 г. по сравнению с 2019 г.; С – в 2021 г. по сравнению с 2020 г. Картографическая основа – GEBCO [33]

Отметим, что разностные массивы КМА на рис. 6 приведены в единой цветовой легенде от минимального (–55 ppb) до максимального (+70 ppb) значений. Благодаря этому хорошо виден преимущественный рост КМА в 2020 и 2021 гг. относительно уровня 2019 г. Однако в 2021 г. (см. рис. 6В) в ряде районов Арктики (часть Таймыра, а также некоторые острова Канадского Арктического архипелага) наблюдается снижение КМА

ниже уровня 2019 г. Сравнение КМА 2021 г. по отношению к 2020 г. (см. рис. 6С) в основном показало небольшой рост, однако значительные участки суши характеризуются снижением КМА (например, север Западной Сибири, частично Гренландия, ряд островов Канадского Арктического архипелага), что стало неожиданным результатом и потребовало провести дополнительные исследования.

Анализ региональных изменений КМА для севера Западной Сибири выявил их преимущественную связь с колебаниями температуры воздуха вблизи поверхности Земли, при этом в летне-осенние периоды 2020 г. установлено повышение средних значений КМА (рис. 7А), а в 2021 г. –

их понижение (рис. 7В), связанное с региональным похолоданием, установленным по комплексу данных отечественных метеорологических станций, NASA (National Aeronautics and Space Administration, США) и NSIDC (National Snow and Ice Data Center, США).



Условные обозначения:

- 1 – кратеры выбросов газа; 2 – озеро Открытие; 3 – города;
- 4 – месторождения углеводородов: В– Бованенковское, N– Нейтинское, NP–Новопортовское, ST– Южно-Тамбейское, Ya– Ямбургское, У– Уренгойское, М– Медвежье;
- 5 – нефтепроводы; 6 – газопроводы; 7 – железная дорога на Ямале

Рис. 7. Изменения концентрации метана в атмосфере севера Западной Сибири в летне-осенние периоды: А – 2020 г. по сравнению с 2019 г.; В – 2021 г. по сравнению с 2020 г.

По мнению авторов, за счет существенного снижения температуры вблизи поверхностей Земли и термокарстовых озер, рек и Карского моря в 2021 г. (на 4–4,5 °С по сравнению с 2020 г. [33]) уменьшилась эмиссия в атмосферу метана, растворенного и накопленного в водной

среде. Также отметим, что в 2021 г. на фоне регионального понижения КМА зафиксировано ее локальное повышение в центральной части полуострова Ямал (см. рис. 7В), которое, видимо, связано с миграцией глубинного газа по разломам, в том числе в районе Нейтинского НГКМ.

**Анализ антропогенных
трансформаций криогенных
ландшафтов в районах освоения
нефтегазовых месторождений**

Разработка месторождений углеводородов в арктических и субарктических районах приводит к неизбежным, а зачастую необратимым изменениям состояния ландшафтов и нарушению стабильности геоэкологических условий. В этой связи актуальны исследования, характеризующие степень и вероятные последствия антропогенного воздействия на криогенные ландшафты, в том числе с учетом существующих климатических трендов. Оценка подобных изменений может проводиться на основе ретроспективного анализа данных ДЗЗ [6, 8, 10, 12, 38]. В ИПНГ РАН разработана методика относительной радиометрической нормализации изображений, построенных на основе данных ДЗЗ, позволяющая повысить чувствительность мультитременного анализа данных при оценке антропогенных трансформаций ландшафта за счет снижения факторов (погрешностей), не связанных с изменением состояния поверхности земли [8, 20].

В районе Бованенковского НГКМ исследования проводились с использованием космоснимков Landsat за период 1988–2020 гг. на основе параметров, характеризующих температуру поверхности (LST), альбедо (Alb), содержание хлорофилла (NDVI) в напочвенном покрове и влажность (NDWI) на его поверхности [8]. В районе наиболее длительной разработки (на южном своде месторождения) отмечается значимый рост LST и снижение NDWI в пойменной части, что свидетельствует о доминировании процессов дренирования поверхности земли, которое на фоне глобального климатического тренда может быть дополнительным

фактором увеличения глубины деятельного слоя и деградации ММП. Тренды Alb и NDVI в этом районе не значимы, что указывает на отсутствие преобладающих тенденций изменения состояния растительности, связанных с антропогенным воздействием нефтегазового промысла.

По данным спутников Landsat за период 1988–2019 гг. на участке наиболее длительной разработки Ямбургского НГКМ в границах III морской террасы выявлены значимые тенденции роста NDVI, Alb и NDWI, характеризующие развитие растительности как реакции на нарушения напочвенного покрова, произошедшие здесь до 1988 г. [39]. Изменения могут быть также следствием формирования локального микроклимата, обусловленного влиянием техногенных объектов, что, в свою очередь, может привести к усилению процессов деградации ММП и росту эмиссии биогенных газов [40]. На участке длительной разработки Ямбургского НГКМ выявлено существенное (на 19%) снижение суммарной площади термокарстовых водоемов, что может быть связано с активизацией процессов эрозии и изменением поверхностного стока в результате строительства технических объектов [41].

На ямальском участке трассы двух магистральных газопроводов высокого давления «Бованенково – Байдарацкая Губа» исследования проводились с использованием космоснимков Landsat за период 2009–2020 гг. [42]. В год укладки трубопроводов непосредственно над ними средние значения параметров NDVI, NDWI и Alb резко снижаются, а через 5–7 лет индексы NDVI и NDWI стабилизируются до первоначальных величин. За этот же период анализа Alb повышаются на 13–15% относительно начального уровня.

По анализируемым параметрам признаки нарушения и восстановления напочвенного растительного покрова не фиксируются на расстоянии более 70–90 м от центральной оси каждого из трубопроводов. К концу периода наблюдений не отмечаются какие-либо доминирующие тенденции изменения параметров, свидетельствующие о трансформациях ландшафта, при которых повышается вероятность деградации ММП и дестабилизации состояния трубопроводов.

Помимо задач выявления доминирующих тенденций изменения биофизических свойств поверхности, применение разработанной методики позволяет картографировать локальные аномальные изменения параметров вблизи технических объектов на любом выбранном временном интервале. Многопараметрический анализ нормализованных изображений позволяет более достоверно характеризовать тип локальных трансформаций поверхности и прогнозировать наиболее вероятные изменения состояния мерзлых грунтов.

***Анализ распространения ресурсов
нетрадиционных углеводородов
на акваториях Арктики,
Дальнего Востока России
и сопредельных стран***

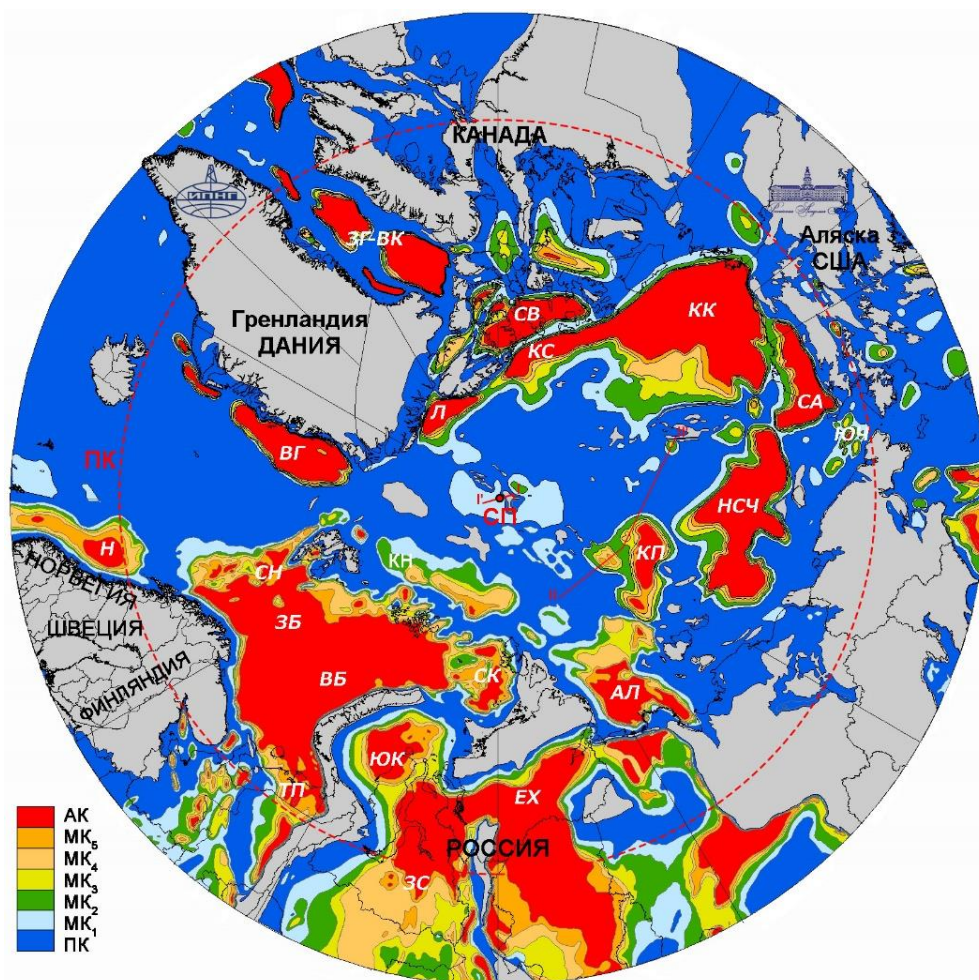
В ИПНГ РАН длительное время проводится широкий комплекс исследований нефтегазоносности осадочной толщи на акваториях морей Циркумарктического мегарегиона и Дальнего Востока. При этом в дополнение к исследованиям традиционных залежей УВ большое внимание уделяется анализу распространения нетрадиционных углеводородов, включая потенциальную нефтегазоносность разновозрастного консолидированного и кристаллического фундамента глубоководных и шельфовых

зон, залежи газа в свободном и гидратном состояниях в ВЧР шельфа и континентального склона с учетом новых геолого-геофизических и геохимических данных [43–46].

Проведенные исследования позволили уточнить модели строения разновозрастного акустического фундамента и мощности осадочного чехла. При этом впервые была построена схема (карта) катагенетической преобразованности нефтематеринских толщ нижней части нефтегазоносных и потенциально нефтегазоносных бассейнов (НГБ и ПНГБ) арктических акваторий и прилегающей суши России, Норвегии, Дании, Канады и США (рис. 8) [43].

Установлено, что осадочные породы нижней части ряда седиментационных бассейнов находятся в зонах мезо- и апокатагенеза, что позволяет сделать вывод о наличии в вышележащих отложениях продуктивных интервалов в нефтяных и газовых окнах генерации УВ. В итоге, на рис. 8 красный, желтый, зеленый и голубой цвета отображают наиболее нефтегазо-перспективные зоны в порядке значимости, синий цвет – частично газоперспективные зоны маломощного осадочного чехла, а серый цвет – бесперспективные зоны.

На основе исследований ряда эталонных месторождений в фундаменте (например, Белый Тигр и Дракон в Кылулонгском бассейне Южно-Китайского моря [47]) разработана специальная технология поиска подобных нефтегазоносных объектов в других регионах. В результате ее применения впервые была создана схема размещения зон потенциальной нефтегазоносности кристаллического и консолидированного фундамента шельфа и сопредельной суши Восточного полушария Арктики [43].

**Условные обозначения:**

СП – Северный полюс; ПК – Полярный круг;

НГБ: ЗБ – Западно-Баренцевский, ВБ – Восточно-Баренцевский, ТП – Тимано-Печорский,

ЮК – Южно-Карский, ЕХ – Енисей-Хатангский, СА – Северо-Аляскинский, БМ – Бофорт-Маккензи,

СВ – Свердрупский, ЗГ-ВК – Западно-Гренландский – Восточно-Канадский;

ПНГБ: СК – шельфа Северо-Карский, АЛ – Анабаро-Лаптевский, НСЧ – Новосибирско-Северо-Чукотский,

ЮЧ – Южно-Чукотский, ВГ – Восточно-Гренландский (ВГ), Н – Норвежский (Н);

ПНГБ котловин: КН – Нансена, КА – Амундсена, КМ – Макарова, КП – Подводников, КК – Канадской

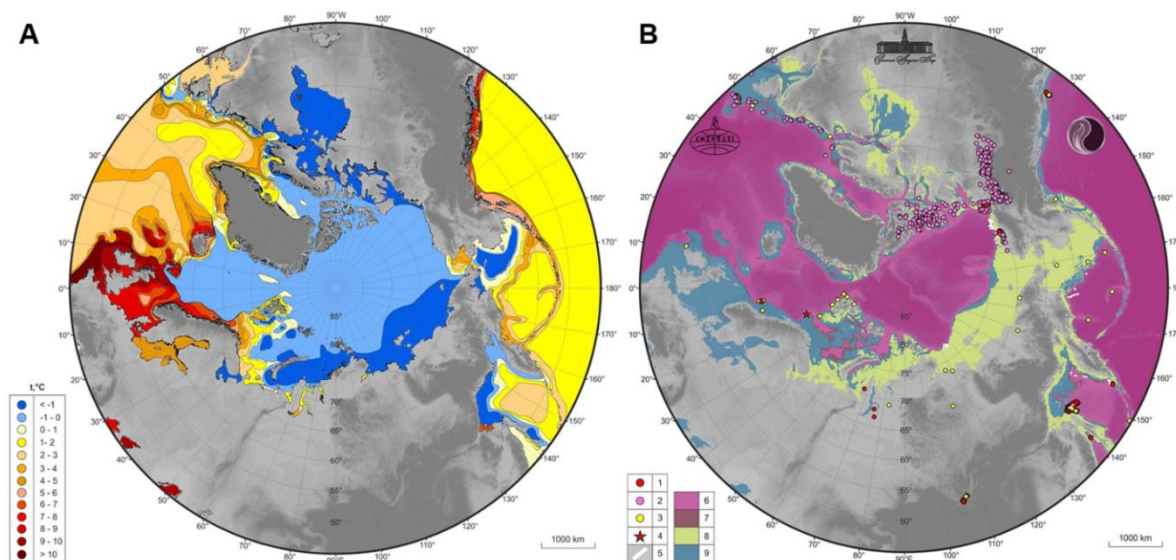
Рис. 8. Катагенез нижней части седиментационных бассейнов Циркумарктического мегарегиона [43]

В 2016–2022 гг. был обоснован высокий уровень природных опасностей в Арктике и Мировом океане в условиях меняющегося климата, обусловленных наличием в нем криогидро- и криолитозон с широким распространением газогидратов [37, 45, 46]. На основе данных более 622,5 тыс. станций зондирования получены распределения температур воды вблизи дна на акваториях Циркумарктического мегарегиона, выявлены зоны с благоприятными термобарическими

условиями для образования и сохранения газогидратов (рис. 9) [45]. Кроме того, при анализе более 44 тыс. пог. км временных разрезов МОГТ (метода общей глубинной точки) АО «МАГЭ» и АО «ДМНГ» (Россия) и Геологической службы США USGS на ряде акваторий выявлены и закартированы природные опасные объекты: неоднородности в строении ВЧР, связанные с их газонасыщенностью и ледовой экзарацией придонных отложений;

отражающие горизонты BSR¹ (Bottom Simulating Reflector) от подошвы потенциально газогидратонасыщенных отложений, в том числе выявленные впервые на континентальном склоне моря Лаптевых и во впадине ТИНРО в северной части

Охотского моря (см. рис. 9) [44–46]. Результаты мегарегионального прогноза распространения газогидратов были включены руководством РАН в список важнейших научных достижений 2018 г. [48, с. 244–245, 534].



Обозначения для В:

- 1 – газогидраты подтверждены образцами со дна и из скважин;
- 2 – высоковероятный прогноз газогидратов по каротажу скважин;
- 3 – BSR и другие косвенные признаки газогидратов;
- 4 – грязевой вулкан Наакоп Mosby с газогидратами;
- 5 – зоны BSR в морях Лаптевых, Бофорта, Беринговом и Охотском;
- 6, 7 и 8 – зоны благоприятных термобарических условий существования газогидратов вне (6 и 7) и внутри (8) границ существования субаквальных ММП;
- 9 – отсутствие условий для формирования и существования газогидратов на акваториях

Рис. 9. Циркумарктический мегарегион: картографические схемы распределения температур воды вблизи дна (А) и прогноза зон распространения газогидратов (В) [46]

Потенциальные залежи газа в ВЧР, находящиеся в свободном и/или гидратном состояниях, выявлялись при интерпретации архивных временных разрезов МОГТ на мелководном (до 120 м) шельфе морей Лаптевых, Восточно-Сибирского, Чукотского, Бофорта, Берингова и Охотского в районах существования и отсутствия субаквальных ММП [44, 49, 50]. При этом анализировались глубины распространения верхних залежей и их латеральные размеры.

Данные исследования позволят не только закартировать потенциально опасные газонасыщенные объекты, но и уточнять структурные построения за счет коррекции статических и кинематических искажений, выявлять зоны миграции и аккумуляции УВ в ВЧР и более глубоких горизонтах. При общем объеме проанализированных временных разрезов МОГТ АО «МАГЭ», АО «ДМНГ» и USGS (суммарно более 44 тыс. км) было выделено свыше 2,3 тыс. потенциально газонасыщенных объектов (рис. 10).

¹ BSR – псевдодонный отражающий горизонт, отождествляемый с наличием газогидратов.

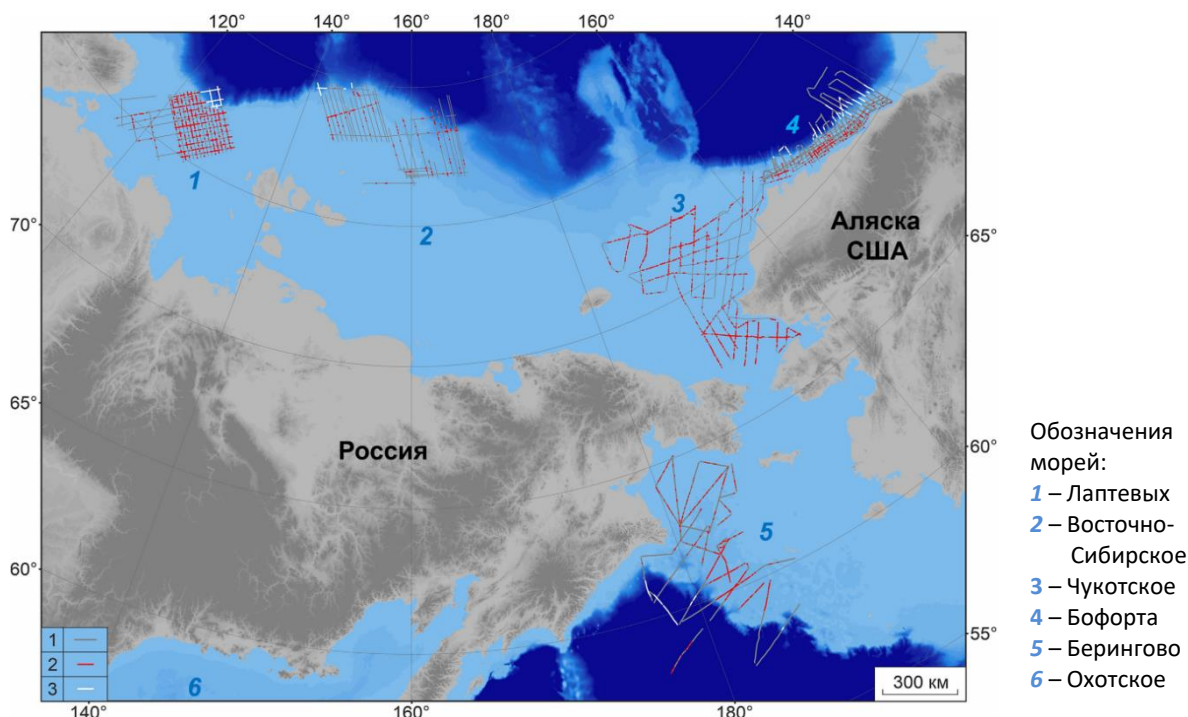


Рис. 10. Результаты выделения по временным разрезам МОГТ (1) потенциальных залежей газа в ВЧР в свободном (2) и гидратном (3) состояниях

При подготовке морских площадей для установки нефтегазодобывающих платформ и/или строительства искусственных островов в арктических и субарктических условиях совершенно необходима информация о физическом состоянии грунтов (упруго-прочностных свойствах), особенно о наличии или отсутствии ММП и газогидратов. Решение этой задачи по записям преломленных волн, регистрируемым в первых вступлениях сейсмограмм ОПВ (общий пункт взрыва) [50–52], представляется наиболее достоверным и легко доступным методом, который рекомендуется для широкого применения на этапе, предшествующем началу освоения морских месторождений на мелководье. При этих исследованиях нет необходимости в постановке специальных полевых работ, так как необходимая информация может быть получена по архивным материалам МОГТ 2D и 3D.

В связи с вышесказанным отдельное направление исследований авторов посвящено комплексному анализу распространения

площадей наличия и отсутствия субаквальных ММП и газогидратов по исходным записям преломленных волн на сейсмограммах ОПВ. Такие работы проведены на акваториях морей Лаптевых и Восточно-Сибирского (до изобаты 120 м) с использованием архивных данных АО «МАГЭ» [49–52]. Результаты расчетов показали, что в море Лаптевых ММП сохранились на 81,2% исследованных центрального и восточного районов акватории, а в Восточно-Сибирском море – лишь на 37,8% исследованного северо-западного района. С учетом привлечения других данных по морям Чукотскому и Бофорта был сделан вывод, что в целом в постгляциальный период на указанных выше акваториях большая часть ММП (около 56,8%) уже деградировала [52]. При этом метаногидраты, образовавшиеся в ледниковый период на низменной части суши (до современной изобаты 120 м) в условиях низкого уровня Мирового океана, видимо, постепенно диссоциировали.

Исследования распространения ММП и газогидратов на мелководном (до 120 м) шельфе Арктики продолжаются с привлечением дополнительных данных сейсморазведки МОГТ АО «МАГЭ» на всем арктическом шельфе. В 2023 г. авторами была завершена детализация картирования ММП для всего мелководья моря Лаптевых [53]. Авторы уверены, что результаты этих исследований приведут к существенному и даже кардинальному пересмотру традиционных картографических изображений зон существования ММП и газогидратов на всем шельфе Восточной Сибири (см. рис. 9). Это позволит значительно уточнить оценки ресурсов газогидратов, скорректировав их в меньшую сторону.

Использование результатов

Результаты исследований ИПНГ РАН были использованы в Национальном атласе Арктики, созданном в 2017 г. на основании поручений Президента РФ В.В. Путина (№ Пр-1530 от 29.06.2014 г.) и Правительства РФ (№ АХ-П9-5271 от 15.07.2014 г.) [54] и признанном в 2018 г. важнейшим достижением РАН. Кроме того, они использованы в ряде монографий, в том числе [55], и Ежегодных докладов Совета Федерации (монографических сборников), включая [56], а также в лекциях для студентов.

Заключение

Достигнутый уровень технологической оснащенности подтверждает возможность дистанционного контроля из космоса всех стадий освоения ресурсов УВ и мониторинга экологической обстановки в условиях, близких к реальному времени. Это выдвигает новые требования к полной открытости происходящих аварийных и катастрофических событий на предприятиях топливно-энергетического комплекса (ТЭК) во избежание полной потери доверия со

стороны отечественного и международного сообществ. Каждое такое событие должно быть предметом отдельного исследования (расследования) без ограничений к доступу информации для независимых экспертов. В итоге этих исследований должен быть подготовлен отчет со специальным разделом «Уроки, которые мы получили из ...», открытый для всего научно-производственного сообщества.

Решение сложных задач выявления и мониторинга развития газозрывоопасных объектов и снижения угроз жизнедеятельности человека должно оновываться на применении новых технологий детального изучения состояния геологической среды по данным ДЗЗ (из космоса и с применением БПЛА) в комплексе с высокотехнологичными наземными геофизическими исследованиями, включающими георадиолокацию, высокоразрешающую сейсморазведку 2D–4D, пассивный микросейсмомониторинг 4D и др.

При освоении ресурсов УВ на шельфе необходимо внедрение технологий сейсмического мониторинга процесса разработки месторождений (сейсморазведка 4D) в условиях, близких к реальному времени. Эти же технологии дают возможность мониторинга подводной обстановки, что повышает безопасность функционирования промыслов от возможных несанкционированных доступов (потенциальных террористических атак).

Накопление опыта и обобщение данных ДЗЗ на месторождениях позволяет выявлять типичные признаки изменения биофизических свойств поверхности, связанные с различными процессами трансформации ландшафтов, сравнить характер и масштабы нарушений, прогнозировать вероятные последствия, а также оценить эффективность проводимых мероприятий по обеспечению рационального и экологически безопасного освоения месторождений.

При проектировании и проведении бурения скважин необходимо помнить, что катастрофическая ошибка даже с одной скважиной способна причинить ущерб в десятки миллиардов долларов. В сложной современной геополитической обстановке катастрофы в Арктике не только нанесут урон экосистеме и капитализации виновных компаний, но могут привести к региональным и глобальным экологическим последствиям, вызвать серьезные репутационные потери и нанести ущерб экономике страны.

Новые технологии и технические средства на уровне Четвертой промышленной революции («Индустрия 4.0») фактически привели к революционному развитию ряда направлений развития ТЭК, включая: поднятие на высокий уровень доступности возможности выявления скрытых триггерных взаимосвязей и закономерностей природных и техногенных явлений; рост обоснованности прогнозирования трендов развития различных процессов, в том числе добычи и потребления УВ. В условиях рыночной

экономики России и других стран мира это позволяет повысить правильность принятия управленческих решений и эффективность реализации различных элементов планирования и управления развитием ТЭК, в том числе на глобальном уровне.

Благодарности

Авторы выражают признательность за многолетние поддержку и сотрудничество: РАН; РФФИ; Минобрнауки России; Правительству ЯНАО; ПАО «Газпром», включая ООО «Газпром добыча Надым», ООО «Газпром добыча Ямбург» и АО «Газпром ВНИИГаз»; ПАО «НОВАТЭК» с ООО «Ямал СПГ»; JV Vietsovpetro; НП «Российский центр освоения Арктики»; ГК «Роскосмос»; АО «МАГЭ»; АО «АКИН» АО «Концерн «Моринсис-Агат»; АО «ЦКБ МТ «Рубин»; ГЕОХИ РАН; ГК «ГЕОТЕХ»; АО «Южморгеология»; ООО «СИ Технолоджи»; РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, Московскому физико-техническому институту и БФУ имени И. Канта.

Статья подготовлена в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН (тема «Повышение эффективности и экологической безопасности освоения нефтегазовых ресурсов арктической и субарктической зон Земли в условиях меняющегося климата», № 122022800264-9).

Литература

1. Богоявленский В. И., Богоявленский И.В. Природные и техногенные угрозы при поиске, разведке и разработке месторождений углеводородов в Арктике // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2018. № 2. С. 60–70.
2. Богоявленский В. И. Природные и техногенные угрозы при освоении месторождений горючих ископаемых в криолитосфере Земли // Горная промышленность. 2020. № 1. С. 97–118. <https://doi.org/10.30686/1609-9192-2020-1-97-118>
3. Богоявленский В. И., Богоявленский И.В. Специфика грязевулканической дегазации Земли с катастрофическими последствиями // Безопасность труда в промышленности. 2022. № 12. С. 20–28. <https://doi.org/10.24000/0409-2961-2022-12-20-28>

4. Аветов Н.Р., Краснова Е.А., Якушев В.С. Некоторые особенности приустьевых газопоявлений из интервала криолитозоны на территории Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения // Газовая промышленность. 2017. № 8(756). С. 44–47.
5. Арэ Ф.Э. Проблема эмиссии глубинных газов в атмосферу // Криосфера Земли. 1998. Т. 2, № 4. С. 42–50.
6. Аковецкий В.Г. Геоэкологические проблемы безопасности объектов нефтегазовой отрасли // Научный журнал Российского газового общества. 2021. № 4(32). С. 6–15.
7. Баду Ю.Б. Криогенная толща газоносных структур Ямала. О влиянии газовых залежей на формирование и развитие криогенной толщи. М.: Научный мир, 2018. 232 с.
8. Корниенко С.Г. Характеристика антропогенных трансформаций ландшафтов в районе Бованенковского месторождения по данным спутников Landsat // Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса. 2022. Т. 19, № 2. С. 106–129. <https://doi.org/10.21046/2070-7401-2022-19-2-106-129>
9. Якушев В. С. Природный газ и газовые гидраты в криолитозоне. М.: ВНИИГАЗ, 2009. 192 с.
10. Ardelean F., Onaca A., Chețan M.-A. et al. Assessment of spatio-temporal landscape changes from VHR images in three different permafrost areas in the Western Russian Arctic // Remote Sensing. 2020. Vol. 12, No. 23. P. 3999. <https://doi.org/10.3390/rs12233999>
11. Biskaborn B.K., Smith S.L., Noetzli J. et al. Permafrost is warming at a global scale // Nature Communications. 2019. Vol. 10. P. 264. <https://doi.org/10.1038/s41467-018-08240-4>
12. Kumpula T., Forbes B.C., Stammer F., Meschtyb N. Dynamics of a coupled system: Multi-resolution remote sensing in assessing social-ecological responses during 25 years of gas field development in Arctic Russia // Remote Sensing. 2012. Vol. 4, No. 4. P. 1046–1068. <https://doi.org/10.3390/rs4041046>
13. Богоявленский В.И., Богоявленский И.В., Каргина Т.Н., Никонов Р.А. Цифровые технологии дистанционного выявления и мониторинга развития бугров пучения и кратеров катастрофических выбросов газа в Арктике // Арктика: экология и экономика. 2020. № 4(40). С. 90–105. <https://doi.org/10.25283/2223-4594-2020-4-90-105>
14. Porter C., Morin P., Howat I. et al. ArcticDEM, Version 3 // Harvard Dataverse. 2018. 28 September. <https://doi.org/10.7910/DVN/ОННУКН>
15. Богоявленский В.И., Сизов О.С., Никонов Р. А. и др. Дегазация Земли в Арктике: генезис природной и антропогенной эмиссии метана // Арктика: экология и экономика. 2020. № 3 (39). С. 6–22. <https://doi.org/10.25283/2223-4594-2020-3-6-22>
16. Ingmann P., Veihelmann B., Langen J. et al. Requirements for the GMES Atmosphere Service and ESA's implementation concept: Sentinels-4/-5 and-5p // Remote Sensing of Environment. 2012. Vol. 120. P. 58–69. <https://doi.org/10.1016/j.rse.2012.01.023>
17. Bogoyavlensky V., Bogoyavlensky I., Nikonov R. et al. New catastrophic gas blowout and giant crater on the Yamal Peninsula in 2020: Results of the expedition and data processing // Geosciences (Switzerland). 2021. Vol. 11, No. 2. P. 71. <https://doi.org/10.3390/geosciences11020071>
18. Bogoyavlensky V., Bogoyavlensky I., Nikonov R. et al. Permanent gas emission from the Seyakha Crater of gas blowout, Yamal Peninsula, Russian Arctic // Energies. 2021. Vol. 14, No. 17. P. 5345. <https://doi.org/10.3390/en14175345>
19. Руководство пользователя Agisoft Metashape Professional Edition, версия 1.6. СПб.: Agisoft, 2020. 177 с. https://www.agisoft.com/pdf/metashape-pro_1_6_ru.pdf (Дата обращения 30.10.2023).
20. Kornienko S.G. Radiometric normalization of Landsat thermal imagery for detection of tundra land cover changes: experience from West Siberia // International Journal of Remote Sensing. 2021. Vol. 42, No. 4. P. 1420–1449. <https://doi.org/10.1080/01431161.2020.1832280>

21. Угольников Ю.С. Силикатный тампонажный материал как альтернатива традиционному портландцементу для цементирования скважин на территории континентального шельфа // Труды 13-й Международной конференции и выставки по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ (RAO / CIS Offshore 2017). СПб.: Химиздат, 2017. С. 66–167.
22. Богоявленский В.И., Перекалин С.О., Бойчук В.М. и др. Катастрофа на Кумжинском газоконденсатном месторождении: причины, результаты, пути устранения последствий // Арктика: экология и экономика. 2017. № 1(25). С.32–46. <https://doi.org/10.25283/2223-4594-2017-1-32-46>
23. Богоявленский В.И., Богоявленский И.В., Каргина Т.Н. Грязевулканическая катастрофа в Индонезии // Бурение и нефть. 2017. № 11. С. 18–27.
24. Богоявленский В.И., Богоявленский И.В. Проблемы газовой отрасли Нидерландов: рекордный рост сейсмической активности на месторождении Гронинген // Газовая промышленность. 2018. № 4(767). С.124–133.
25. Богоявленский В.И. Арктика и Мировой океан: современное состояние, перспективы и проблемы освоения ресурсов углеводородов // Научные труды Вольного экономического общества России. Т. 182. С. 12–175.
26. Богоявленский В.И., Богоявленский И.В. Анализ состояния, перспектив и проблем освоения ресурсов углеводородов и угля в Арктике в связи с экономическими, геополитическими и технологическими реалиями // Научные труды Вольного экономического общества России. 2021. Т. 228. С.154–180. <https://doi.org/10.38197/2072-2060-2021-228-2-154-180>
27. Богоявленский В.И. Фундаментальные аспекты генезиса катастрофических выбросов газа и образования гигантских кратеров в Арктике // Арктика: экология и экономика. 2021. Т. 11, № 1. С. 51–66. <https://doi.org/10.25283/2223-4594-2021-1-51-66>
28. Материалы общего собрания членов Российской академии наук 20 апреля 2021 года. М.: РАН, 2021. 640 с.
29. О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2020 году. Государственный доклад. М.: Минприроды России: МГУ им. М.В. Ломоносова, 2021. 864 с.
30. Богоявленский В.И., Богоявленский И.В., Каргина Т.Н. и др. Дегазация Земли в Арктике: дистанционные и экспедиционные исследования выбросов газа на термокарстовых озерах // Арктика: экология и экономика. 2019. № 2(34). С. 31–47.
31. Grosse G., Jones B.M. Spatial distribution of pingos in northern Asia // The Cryosphere. 2011. Vol. 5, No. 1. P. 13–33. <https://doi.org/10.5194/tc-5-13-2011>
32. Баду Ю.Б., Никитин К.А. Бугры пучения на площади газоносных структур севера Западной Сибири // Криосфера Земли. 2020. Т. 24, № 6. С. 21–32. [https://doi.org/10.21782/KZ1560-7496-2020-6\(21-32\)](https://doi.org/10.21782/KZ1560-7496-2020-6(21-32))
33. Богоявленский В.И., Сизов О.С., Никонов Р.А., Богоявленский И.В. Мониторинг изменений концентрации метана в атмосфере Арктики в 2019–2021 годах по данным спектрометра TROPOMI // Арктика: экология и экономика. 2022. Т. 12, № 3. С. 304–319. <https://doi.org/10.25283/2223-4594-2020-3-304-319>
34. Богоявленский В.И. Новые данные о грязевом вулканизме в Арктике на полуострове Ямал // Доклады Российской академии наук. Науки о Земле. 2023. Т. 512, № 1. С. 92–99. <https://doi.org/10.31857/S2686739723601084>
35. Богоявленский В.И., Никонов Р.А., Богоявленский И.В. Новые данные об интенсивной дегазации Земли в Арктике на севере Западной Сибири: термокарстовые озера с кратерами выбросов газа и грязевыми вулканами // Арктика: экология и экономика. 2023. Т. 13, № 3. С. 353–368. <https://doi.org/10.25283/2223-4594-2023-3-353-368>

36. Jackson R.B., Saunio M., Bousquet P. et al. Increasing anthropogenic methane emissions arise equally from agricultural and fossil fuel sources // *Environmental Research Letters*. 2020. Vol. 15, No. 7. P. 071002. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/ab9ed2>
37. Judd A.G., Hovland M., Dimitrov L.I. et al. The geological methane budget at continental margins and its influence on climate change // *Geofluids*. 2002. Vol. 2, No. 2. P. 109–126. <https://doi.org/10.1046/j.1468-8123.2002.00027.x>
38. СТО Газпром 2-3.1-439-2010. Методика проведения космического мониторинга состояния территорий горных отводов для обеспечения промышленной безопасности при добыче и хранении нефти и газа. М.: Газпром экспо, 2010. 40 с.
39. Корниенко С.Г. Характеристика антропогенных трансформаций напочвенного покрова в районе Ямбургского месторождения по данным спутников Landsat // *Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса*. 2023. Т. 20, № 2. С. 184–201. <https://doi.org/10.21046/2070-7401-2023-20-2-184-201>
40. Московченко Д.В., Арефьев С.П., Глазунов В.А., Тугеев А.А. Изменение состояния растительности и геоэкологических условий Тазовского полуострова (восточная часть) за период 1988–2016 гг. // *Криосфера Земли*. 2017. Т. 21, № 6. С. 3–13. [https://doi.org/10.21782/KZ1560-7496-2017-6\(3-13\)](https://doi.org/10.21782/KZ1560-7496-2017-6(3-13))
41. Корниенко С.Г. Изучение динамики термокарстовых озер в районе Ямбургского месторождения по данным спутников Landsat // *Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса*. 2023. Т. 20, № 5. С. 246–260. <https://doi.org/10.21046/2070-7401-2023-20-5-246-260>
42. Корниенко С.Г. Опыт использования снимков со спутников Landsat для характеристики трансформаций напочвенного покрова на участке «Бованенково – Байдарацкая Губа» трассы магистрального газопровода «Бованенково–Ухта» // *Актуальные проблемы нефти и газа*. 2022. Вып. 4(39). С. 126–147. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art10>
43. Богоявленский В.И., Богоявленский И.В., Богоявленская О.В., Никонов Р.А. Перспективы нефтегазоносности седиментационных бассейнов и фундамента Циркумарктического региона // *Геология нефти и газа*. 2017. № 5. С. 5–20.
44. Богоявленский В.И., Керимов В.Ю., Ольховская О.О. Опасные газонасыщенные объекты на акваториях Мирового океана: Охотское море // *Нефтяное хозяйство*. 2016. № 6. С. 43–47.
45. Богоявленский В.И., Янчевская А.С., Богоявленский И.В., Кишанков А.В. Газовые гидраты на акваториях Циркумарктического региона // *Арктика: экология и экономика*. 2018. № 3(31). С. 42–55.
46. Bogoyavlensky V., Kishankov A., Yanchevskaya A., Bogoyavlensky I. Forecast of gas hydrates distribution zones in the Arctic Ocean and adjacent offshore areas // *Geosciences (Switzerland)*. 2018. Vol. 8, No. 12. P. 453. <https://doi.org/10.3390/geosciences8120453>
47. Богоявленский В.И., Дзюбю А.Д., Иванов А.Н. и др. Нефтегазоносность кристаллического фундамента шельфа Вьетнама: Белый Тигр и Дракон // *Геология нефти газа*. 2016. № 5. С. 102–116.
48. Доклад о важнейших научных достижениях российских ученых в 2018 году. М.: Российская академия наук, 2019. 482 с.
49. Богоявленский В.И., Кишанков А.В., Казанин А.Г., Казанин Г.А. Опасные газонасыщенные объекты на акваториях Мирового океана: Восточно-Сибирское море // *Арктика: экология и экономика*. 2022. Т. 12, № 2. С. 158–171. <https://doi.org/10.25283/2223-4594-2022-2-158-171>

50. *Богоявленский В.И., Кишанков А.В., Казанин А.Г.* Мерзлота, газогидраты и сипы газа в центральной части моря Лаптевых // Доклады Российской академии наук. Науки о Земле. 2021. Т. 500, № 1. С. 70–76. <https://doi.org/10.31857/S2686739721090048>
51. *Bogoyavlensky V., Kishankov A., Kazanin A., Kazanin G.* Distribution of permafrost and gas hydrates in relation to intensive gas emission in the central part of the Laptev Sea (Russian Arctic) // Marine and Petroleum Geology. 2022. Vol. 138. P. 105527. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2022.105527>
52. *Bogoyavlensky V., Kishankov A., Kazanin A.* Evidence of wide-scale absence of frozen ground and gas hydrates in the northern part of the East Siberian Arctic Shelf (Laptev and East Siberian seas) // Marine and Petroleum Geology. 2023. Vol. 148. P. 106050. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2022.106050>
53. *Богоявленский В.И., Кишанков А.В., Казанин А.Г.* Распространение субаквальной мерзлоты в море Лаптевых по данным сейсморазведки методом преломленных волн // Арктика: экология и экономика. 2023. Т. 13, № 4. С. 501–515. <https://doi.org/10.25283/2223-4594-2023-4-501-515>
54. Национальный атлас Арктики. М.: Роскартография, 2017. 496 с.
55. *Сенин Б.В., Керимов В.Ю., Богоявленский В.И.* и др. Нефтегазоносные провинции морей России и сопредельных стран: В 4 кн. Кн. 3. История освоения и общая характеристика морской периферии России. Нефтегазоносные провинции морей Восточной Арктики и Дальнего Востока. М.: Недра, 2022. 339 с.
56. Актуальные вопросы социально-экономического развития Дальнего Востока и Арктики. Ежегодный доклад (монографический сборник) за 2021–2022 годы. Совет по вопросам развития Дальнего Востока, Арктики и Антарктики при Совете Федерации / Под ред. В.И. Богоявленского, Г.В. Иванова, Б.П. Ивченко, В.М. Грузинова. М.: Издание Совета Федерации, 2023. 328 с.

Информация об авторах

Василий Игоревич Богоявленский – член-корреспондент РАН, д.т.н., заместитель директора по научной работе, заведующий лабораторией, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, geo.ecology17@gmail.com

Игорь Васильевич Богоявленский – научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, igorbogoyavlenskiy@gmail.com

Алексей Владимирович Кишанков – научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, alexey137k@yandex.ru

Сергей Гельевич Корниенко – к.т.н., заведующий лабораторией, ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, sracesakm2@ogri.ru

Роман Александрович Никонов – научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, nikonovroman@gmail.com

Олег Сергеевич Сизов – к.г.н., старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, kabanin@yandex.ru

Статья поступила 25.07.2023

Increasing the efficiency and environmental safety of the development of oil and gas resources in the Arctic and Subarctic zones of the Earth in a changing climate

V.I. Bogoyavlensky*, I.V. Bogoyavlensky, A.V. Kishankov, S.G. Kornienko**, R.A. Nikonov, O.S. Sizov
Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia
E-mail: *geo.ecology17@gmail.com, **spaceakm2@ogri.ru

Abstract. The article presents the results of scientific research by Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences in five directions: technogenic degassing during the development of hydrocarbon deposits; natural explosive degassing; remote sensing and monitoring of methane concentration in the atmosphere; analysis of anthropogenic transformations of cryogenic landscapes; analysis of the distribution of unconventional hydrocarbon resources in the offshore areas of the Russian Arctic and Far East and adjacent foreign offshore areas. New methods and technologies were developed for the field development monitoring – real-time 4D seismic surveying. High efficiency of the data obtained by the Earth remote sensing from space and with the use of unmanned flying vehicles for monitoring of landscape changes, including the formation of giant craters, and controlling the concentration of methane in the atmosphere is shown.

Keywords: Arctic, anthropogenic impact, heaving mounds, gas hydrates, degassing of the Earth, remote sensing of the Earth (RS), gas blowout craters, cryolithozone, dangerous geocryological processes, tundra landscape

Citation: Bogoyavlensky V.I., Bogoyavlensky I.V., Kishankov A.V., Kornienko S.G., Nikonov R.A., Sizov O.S. Increasing the efficiency and environmental safety of the development of oil and gas resources in the Arctic and Subarctic zones of the Earth in a changing climate // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 3(42). P. 235–263. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art15> (In Russ.).

References

1. Bogoyavlensky V.I., Bogoyavlensky I.V. Natural and technogenic threats in prospecting, exploration and development of hydrocarbon fields in the Arctic // Mineral Resources of Russia. Economics and Management. 2018. No. 2. P. 60–70. (In Russ.).
2. Bogoyavlensky V.I. Natural and technogenic threats in fossil fuels production in the Earth cryolithosphere // Gornaya Promyshlennost. 2020. No. 1. P. 97–118. <https://doi.org/10.30686/1609-9192-2020-1-97-118> (In Russ.).
3. Bogoyavlensky V.I., Bogoyavlensky I.V. Specificity of mud volcanic degassing of the Earth with catastrophic consequences // Bezopasnost' Truda v Promyshlennosti. 2022. No. 12. P. 20–28. <https://doi.org/10.24000/0409-2961-2022-12-20-28> (In Russ.).
4. Avetov N.R., Krasnova E.A., Yakushev V.S. Certain peculiarities of wellhead gas shows from the interval of the cryolithozone in the territory of the Yamburg oil and gas condensate field // Gazovaya Promyshlennost. 2017. No. 8. P. 44–47. (In Russ.).
5. Are F.E. The problem of hydrogen gas emission in the atmosphere // Kriosfera Zemli. 1998. Vol. 2, No. 4. P. 42–50. (In Russ.).
6. Akovetsky V.G. Geoecological problems of safety of facilities of the oil and gas industry // Scientific Journal of the Russian Gas Society. 2021. No. 4(32). P. 6–15. (In Russ.).

7. *Badu Yu.B.* Cryogenic stratum of gas-bearing structures of Yamal. On the influence of gas deposits on the formation and development of a cryogenic stratum. Moscow. Nauchnyi Mir, 2018. 232 p. (In Russ.).
8. *Kornienko S.G.* Characteristics of anthropogenic transformations of landscapes in the area of Bovanenkovo gas field based on Landsat satellite data // *Sovremennye Problemy Distsionnogo Zondirovaniya Zemli iz Kosmosa*. 2022. Vol. 19, No. 2. P. 106–129. <https://doi.org/10.21046/2070-7401-2022-19-2-106-129> (In Russ.).
9. *Yakushev V.S.* Natural gas and hydrates in cryolithozone. Moscow: VNIIGAZ, 2009. 192 p. (In Russ.).
10. *Ardelean F., Onaca A., Chețan M.-A.* et al. Assessment of spatio-temporal landscape changes from VHR images in three different permafrost areas in the Western Russian Arctic // *Remote Sensing*. 2020. Vol. 12, No. 23. P. 3999. <https://doi.org/10.3390/rs12233999>
11. *Biskaborn B.K., Smith S.L., Noetzli J.* et al. Permafrost is warming at a global scale // *Nature Communications*. 2019. Vol. 10. P. 264. <https://doi.org/10.1038/s41467-018-08240-4>
12. *Kumpula T., Forbes B.C., Stammler F., Meschtyb N.* Dynamics of a coupled system: Multi-resolution remote sensing in assessing social-ecological responses during 25 years of gas field development in Arctic Russia // *Remote Sensing*. 2012. Vol. 4, No. 4. P. 1046–1068. <https://doi.org/10.3390/rs4041046>
13. *Bogoyavlensky V.I., Bogoyavlensky I.V., Kargina T.N., Nikonov R.A.* Digital technologies for remote detection and monitoring of the development of heaving mounds and craters of catastrophic gas blowouts in the Arctic // *Arktika: Ekologiya i Ekonomika*. 2020. No. 4(40). P. 90–105. <https://doi.org/10.25283/2223-4594-2020-4-90-105> (In Russ.).
14. *Porter C., Morin P., Howat I.* et al. ArcticDEM. Version 3 // *Harvard Dataverse*. 2018. 28 September. <https://doi.org/10.7910/DVN/OHHUKH>
15. *Bogoyavlensky V.I., Sizov O. S., Nikonov R.A.* et al. Earth degassing in the Arctic: the genesis of natural and anthropogenic methane emissions // *Arktika: Ekologiya i Ekonomika*. 2020. No. 3(39). P. 6–22. <https://doi.org/10.25283/2223-4594-2020-3-6-22> (In Russ.).
16. *Ingmann P., Veihelmann B., Langen J.* et al. Requirements for the GMES Atmosphere Service and ESA's implementation concept: Sentinels-4/-5 and-5p // *Remote Sensing of Environment*. 2012. Vol. 120. P. 58–69. <https://doi.org/10.1016/j.rse.2012.01.023>
17. *Bogoyavlensky V., Bogoyavlensky I., Nikonov R.* et al. New catastrophic gas blowout and giant crater on the Yamal Peninsula in 2020: Results of the expedition and data processing // *Geosciences (Switzerland)*. 2021. Vol. 11, No. 2. P. 71. <https://doi.org/10.3390/geosciences11020071>
18. *Bogoyavlensky V., Bogoyavlensky I., Nikonov R.* et al. Permanent gas emission from the Seyakha Crater of gas blowout, Yamal Peninsula, Russian Arctic // *Energies*. 2021. Vol. 14, No. 17. P. 5345. <https://doi.org/10.3390/en14175345>
19. Agisoft Metashape User Manual Professional Edition, Version 1.6. St. Petersburg: Agisoft, 2020. 177 p. https://www.agisoft.com/pdf/metashape-pro_1_6_en.pdf (Accessed on 30.10.2023).
20. *Kornienko S. G.* Radiometric normalization of Landsat thermal imagery for detection of tundra land cover changes: experience from West Siberia // *International Journal of Remote Sensing*. 2021. Vol. 42, No. 4. P. 1420–1449. <https://doi.org/10.1080/01431161.2020.1832280>.
21. *Ugol'nikov Yu.S.* Silicate backfill material as alternative to the traditional Portlandcement for well cementation in the territory of the continental shelf // *Proceedings of the 13th International*

Conference and Exhibition for Oil and Gas Resources Development of the Russian Arctic and CIS Continental Shelf (RAO/CIS Offshore 2017). St. Petersburg: Khimizdat, 2017. P. 166–167. (In Russ.).

22. *Bogoyavlensky V.I., Perekalin S.O., Boichuk V.M. et al.* Kumzhinskoye Gas Condensate Field Disaster: reasons, results and ways of eliminating the consequences // *Arktika: Ekologiya i Ekonomika*. 2017. No. 1(25). P. 32–46. <https://doi.org/10.25283/2223-4594-2017-1-32-46> (In Russ.).

23. *Bogoyavlensky V.I., Bogoyavlensky I.V., Kargina T.N.* Mud volcanic catastrophe in Indonesia // *Burenje i Neft'*. 2017. No. 11. P. 2–11. (In Russ.).

24. *Bogoyavlensky V. I., Bogoyavlensky I.V.* Problems of the Netherlands gas production: Record-breaking seismic activity at the Groningen field // *Gazovaya Promyshlennost*. 2018. No. 4(767). P. 124–133. (In Russ.).

25. *Bogoyavlensky V.I.* Arctic and the World Ocean: Current state, perspectives and challenges of hydrocarbon production // *Scientific Works of the Free Economic Society of Russia*. 2014. Vol. 182, No. 3. P. 12–175. (In Russ.).

26. *Bogoyavlensky V.I., Bogoyavlensky I.V.* Analysis of the state, prospects and problems of the development of hydrocarbon and coal resources in the Arctic in connection with the economic, geopolitical and technological realities // *Scientific Works of the Free Economic Society of Russia*. 2021. Vol. 28. P.154–180. <https://doi.org/10.38197/2072-2060-2021-228-2-154-180> (In Russ.).

27. *Bogoyavlensky V.I.* Fundamental aspects of the catastrophic gas blowout genesis and the formation of giant craters in the Arctic // *Arktika: Ekologiya i Ekonomika*. 2021. Vol. 11, No. 1. P. 51–66. <https://doi.org/10.25283/2223-4594-2021-1-51-66> (In Russ.).

28. Materials of the general meeting of members of the Russian Academy of Sciences 20 of April 2021. Moscow: Russian Academy of Sciences, 2021. 640 p. (In Russ.).

29. On the state and protection of the environment of the Russian Federation in 2020. State report. Moscow: Ministry of Natural Resources of the Russian Federation: Lomonosov Moscow State University, 2021. 864 p. (In Russ.).

30. *Bogoyavlensky V.I., Bogoyavlensky I.V., Kargina T.N., Nikonov R.A., Sizov O. S.* Earth degassing in the Arctic: Remote and field studies of the thermokarst lakes gas eruption // *Arktika: Ekologiya i Ekonomika*. 2019. No. 2(34). P. 31–47. <https://doi.org/10.25283/2223-4594-2019-2-31-47> (In Russ.).

31. *Grosse G., Jones B.M.* Spatial distribution of pingos in northern Asia // *The Cryosphere*. 2011. Vol. 5, No. 1. P. 13–33. <https://doi.org/10.5194/tc-5-13-2011>

32. *Badu Yu.B., Nikitin K.A.* Heaving mounds in the area of gas-bearing structures in the north of Western Siberia // *Kriosfera Zemli*. 2020. Vol. 24, No. 6. P. 21–32. [https://doi.org/10.21782/KZ1560-7496-2020-6\(21-32\)](https://doi.org/10.21782/KZ1560-7496-2020-6(21-32)) (In Russ.).

33. *Bogoyavlensky V.I., Sizov O.S., Nikonov R.A., Bogoyavlensky I.V.* Monitoring of the methane concentration changes in the Arctic atmosphere in 2019–2021 according to the TROPOMI spectrometer data // *Arktika: Ekologiya i Ekonomika*. 2022. Vol. 12, No. 3. P. 304–319. <https://doi.org/10.25283/2223-4594-2022-3-304-319> (In Russ.).

34. *Bogoyavlensky V.I.* New data on mud volcanism in the Arctic on the Yamal Peninsula // *Doklady Earth Sciences*. 2023. Vol. 512, No. 1. P. 847–853. <https://doi.org/10.1134/S1028334X23601116>

35. *Bogoyavlensky V.I., Nikonov R.A., Bogoyavlensky I.V.* New data on intensive Earth degassing in the Arctic in the north of Western Siberia: Thermokarst lakes with gas blowout craters and

mud volcanoes // *Arktika: Ekologiya i Ekonomika*. 2023. Vol. 13. No. 3. P. 353–368. <https://doi.org/10.25283/2223-4594-2023-3-353-368> (In Russ.).

36. *Jackson R.B., Saunio M., Bousquet P.* et al. Increasing anthropogenic methane emissions arise equally from agricultural and fossil fuel sources // *Environmental Research Letters*. 2020. Vol. 15, No. 7. P. 071002.

37. *Judd A.G., Hovland M., Dimitrov L.I.* et al. The geological methane budget at continental margins and its influence on climate change // *Geofluids*. 2002. Vol. 2, No. 2. P. 109–126. <https://doi.org/10.1046/j.1468-8123.2002.00027.x37>

38. STO Gazprom 2-3.1-439-2010. Methodology for conducting space monitoring of the state of the territories of mining allotments to ensure industrial safety in the production and storage of oil and gas. Moscow: Gazprom Ekspo, 2010. 40 p. (In Russ.).

39. *Kornienko S.G.* Characteristics of anthropogenic transformations of the ground cover in the area of Yamburg gas field based on Landsat satellite data // *Sovremennye Problemy Distantionnogo Zondirovaniya Zemli iz Kosmosa*. 2023. Vol. 20, No. 2. P. 184–201. <https://doi.org/10.21046/2070-7401-2023-20-2-184-201> (In Russ.).

40. *Moskovchenko D.V., Arefiev S.P., Glazunov V.A., Tigeev A.A.* Changes in vegetation and geocryological conditions of the Taz Peninsula (eastern part) for the period of 1988–2016 // *Kriosfera Zemli*. 2017. Vol. 21, No. 6. P. 3–13. [https://doi.org/10.21782/KZ1560-7496-2017-6\(3-13\)](https://doi.org/10.21782/KZ1560-7496-2017-6(3-13)) (In Russ.).

41. *Kornienko S.G.* Studying the dynamics of thermokarst lakes in the area of the Yamburg gas field using Landsat satellite data // *Sovremennye Problemy Distantionnogo Zondirovaniya Zemli iz Kosmosa*. 2023. Vol. 20, No. 5. P. 246–260. <https://doi.org/10.21046/2070-7401-2023-20-5-246-260> (In Russ.).

42. *Kornienko S.G.* Using images from Landsat satellites to characterize the transformations of the ground cover at the Bovanenkovo–Baydaratskaya Bay section of the route of the Bovanenkovo–Ukhta gas pipeline // *Actual Problems of Oil and Gas*. 2022. Iss. 4(39). P. 126–147. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art10> (In Russ.).

43. *Bogoyavlenskiy V.I., Bogoyavlenskiy I.V., Bogoyavlenskaya O.V., Nikonov R.A.* Prospects of oil and gas content of sedimentary basins and the basement of the Circumarctic region // *Geologiya Nefti i Gaza*. 2017. No. 5. P. 5–20. (In Russ.).

44. *Bogoyavlenskiy V.I., Kerimov V.Yu., Olkhovskaya O.O.* Dangerous gas-saturated objects in the world ocean: The Sea of Okhotsk // *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*. 2016. No. 6. P. 43–47. (In Russ.).

45. *Bogoyavlenskiy V.I., Yanchevskaya A. S., Bogoyavlenskiy I.V., Kishankov A. V.* Gas hydrates on the Circum-Arctic Region aquatories // *Arktika: Ekologiya i Ekonomika*. 2018. No. 3(31). P. 42–55. <https://doi.org/10.25283/2223-4594-2018-3-42-55> (In Russ.).

46. *Bogoyavlenskiy V., Kishankov A., Yanchevskaya A., Bogoyavlenskiy I.* Forecast of gas hydrates distribution zones in the Arctic Ocean and adjacent offshore areas // *Geosciences (Switzerland)*. 2018. Vol. 8, No. 12. P. 453. <https://doi.org/10.3390/geosciences8120453453>

47. *Bogoyavlenskiy V.I., Dzyublo A.D., Ivanov A.N.* et al. Oil and gas potential of the crystalline basement of the Vietnam Shelf: White Tiger and Dragon // *Geologiya Nefti i Gaza*. 2016. No. 5. P. 102–116. (In Russ.).

48. Report on the most important scientific achievements of Russian scientists in 2018. Moscow: Russian Academy of Sciences, 2019. 482 p. (In Russ.).

49. *Bogoyavlensky V.I., Kishankov A.V., Kazanin A.G., Kazanin G.A.* Dangerous gas-saturated objects in the World Ocean: The East Siberian Sea // *Arktika: Ekologiya i Ekonomika*. 2022. Vol. 12, No. 2. P. 157–171. <https://doi.org/10.25283/2223-4594-2022-2-158-171> (In Russ.).
50. *Bogoyavlensky V.I., Kishankov A.V., Kazanin A.G.* Permafrost, gas hydrates and gas seeps in the central part of the Laptev Sea // *Doklady Earth Sciences*. 2021. Vol. 500, No. 1. P. 766–771. <https://doi.org/10.1134/S1028334X2109004X>
51. *Bogoyavlensky V., Kishankov A., Kazanin A., Kazanin G.* Distribution of permafrost and gas hydrates in relation to intensive gas emission in the central part of the Laptev Sea (Russian Arctic) // *Marine and Petroleum Geology*. 2022. Vol. 138. P. 105527. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2022.105527>
52. *Bogoyavlensky V., Kishankov A., Kazanin A.* Evidence of wide-scale absence of frozen ground and gas hydrates in the northern part of the East Siberian Arctic Shelf (Laptev and East Siberian seas) // *Marine and Petroleum Geology*. 2023. Vol. 148. P. 106050. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2022.106050>
53. *Bogoyavlensky V.I., Kishankov A.V., Kazanin A.G.* Distribution of subsea permafrost (frozen ground) in the Laptev Sea based on seismic refraction data // *Arktika: Ekologiya i Ekonomika*. 2023. Vol. 13, No. 4. P. 501–515. <https://doi.org/10.25283/2223-4594-2023-4-501-515> (In Russ.).
54. National atlas of the Arctic. Moscow. Roskartografiya, 2017. 496 p. (In Russ.).
55. *Senin B.V., Kerimov V.Yu., Bogoyavlensky V.I.* et al. Oil and gas provinces of Russian seas and adjacent offshore areas: In 4 books. Book 3. History of development and general characteristics of the Russian maritime periphery. Oil and Gas Provinces of the Seas of the Eastern Arctic and the Far East. Moscow: Nedra, 2022. 339 p. (In Russ.).
56. Topical issues of socio-economic development of the Far East and the Arctic. Annual Report 2021–2022 (monographic collection). Council for the Development of the Far East, the Arctic and Antarctic under the Federation Council / Ed. by V.I. Bogoyavlensky, G.V. Ivanov, B.P. Ivchenko, V.M. Gruzinov. Moscow: Federation Council, 2023. 328 p. (In Russ.).

Information about the authors

Vasily I. Bogoyavlensky – Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences, Dr. Sci. (Eng.), Deputy Director for Research, Head of Laboratory, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, geo.ecology17@gmail.com

Igor V. Bogoyavlensky – Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, igorbogoyavlenskiy@gmail.com

Alexei V. Kishankov – Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, alexey137k@yandex.ru

Sergey G. Kornienko – Cand. Sci. (Eng.), Head of the Laboratory, Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, spaceakm2@ogri.ru

Roman A. Nikonov – Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, nikonovroman@gmail.com

Oleg S. Sizov – Cand. Sci. (Geogr.), Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, kabanin@yandex.ru

Received 25.07.2023

Тампонирование скважин с учетом техногенных деформационных процессов при разработке месторождений углеводородов

М.К. Тупысев

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
E-mail: m.tupysev@mail.ru

Аннотация. Показано развитие технологии вязко-пластичного тампонирувания скважин, учитывающая негативные последствия техногенных деформационных процессов. Выполнен анализ патентной информации о новых технологиях, направленных на улучшение изолирующих свойств тампонирующих составов.

Ключевые слова: техногенные деформационные процессы, надежность скважин, вязко-пластичное тампонирувание скважин

Для цитирования: Тупысев М.К. Тампонирувание скважин с учетом техногенных деформационных процессов при разработке месторождений углеводородов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 3(42). С. 264–274. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art16>

Тампонирувание скважин любого назначения является важным завершающим этапом их строительства, от качества проводимых работ зависит весь дорогостоящий и продолжительный цикл сооружения, а также последующий период эксплуатации скважин. По действующим правилам разработки нефтяных и газовых месторождений [1], согласно разделу «Основные требования к строительству скважин», работы по цементированию обсадных колонн должны обеспечивать:

- надежное разобщение нефтяных, газовых и водоносных пластов в заколонном пространстве;

- высокую степень надежности цементного камня за обсадными трубами, его устойчивость к разрушающему воздействию пластовых жидкостей, механических и температурных нагрузок;

- возможность создания проектной депрессии на пласт без разрушения целостности цементного камня;

- соблюдение требований охраны недр и окружающей среды.

Работы по цементированию обсадных колонн завершаются их испытанием на герметичность.

Таким образом, по Правилам строительства скважин под тампонируванием обсадных колонн понимается только их цементирование, качество которого проверяется после его проведения, т. е. перед вводом завершённой строительством скважины в эксплуатацию.

Выполненный обширный анализ промысловых данных о фактическом состоянии эксплуатационных скважин в процессе разработки месторождений углеводородов показал, что обсадные колонны, рассчитанные по действующим методикам, могут иметь различные виды нарушений, а причиной этих нарушений являются осевые нагрузки, возникающие в результате техногенного деформирования дренируемых пластов разрабатываемых месторождений, сопровождающегося оседанием земной поверхности над месторождениями.

В результате действия осевых нагрузок на обсадные колонны происходят различные виды их нарушения и искривления, растрескивание цементного камня в заколонных и межколонных пространствах, в итоге – нарушение их герметичности, заколонные перетоки пластовых флюидов, в том числе с образованием в верхних водоносных горизонтах техногенных залежей [2].

Для устранения негативных последствий действия техногенных деформационных процессов в скважинах еще в 80-е годы впервые было предложено использовать в качестве тампонажного состава глинистый раствор с высоким содержанием глины, имеющий вязко-упругие свойства (авторское свидетельство СССР № 1639122, приоритет от 23.12.1986). В дальнейшем этот способ тампонирования скважин был усовершенствован – было предложено основную массу глины добавлять в глинистый раствор в виде гранул, при этом содержание воды в растворе принимают равным влагоемкости глины в растворе и гранулах, а в гранулы добавляют полиакриламид для замедления времени распада гранул на время закачки раствора в заколонное пространство [3].

Однако данный способ тампонирования обсадных колонн не может быть использован при тампонировании глубоких скважин, поскольку при задавливании глинистого раствора с гранулами глины в затрубное пространство могут возникнуть технологические осложнения, например, в результате скопления гранул глины на забое скважины, кроме того, даже в случае успешного закачивания тампонажного материала в заколонное пространство может произойти скопление гранул глины, главным образом, в нижней части заколонного пространства, в результате чего будет производиться

тампонирование обсадной колонны только в нижней ее части, а в верхней части в заколонном пространстве может оказаться глинистый раствор с содержанием глины, недостаточным для надежного тампонирования вскрываемых пластов горных пород. Поэтому с целью повышения надежности тампонирования были предложены следующие технические и технологические решения [4]:

- спускать в скважину обсадную колонну с установленными на ней запорно-перепускными устройствами (ЗПУ) и последовательно закачивать в скважину и продавливать в заколонное пространство первой порции тампонажного вещества через низ обсадной колонны и последующих порций с интервалом времени через отверстия ЗПУ, начиная с нижнего устройства;

- изолировать колонное пространство от заколонного в нижней части обсадной колонны закрытием отверстий ЗПУ после продавливания через них порций тампонажного вещества в заколонное пространство.

При этом в качестве тампонажного вещества используют глинистый раствор с максимальной концентрацией в нем глины, при которой реологические свойства раствора позволяют реализовывать необходимые с ним операции (без существенных гидравлических сопротивлений). Интервал времени между процессами закачивания порций тампонажного вещества принимают равным времени седиментации глины из тампонажного глинистого раствора в заколонном пространстве каждой предыдущей порции, а глубину установки ЗПУ определяют в зависимости от допустимых давлений в заколонном пространстве и концентрации выбранного тампонажного глинистого раствора.

Для повышения устойчивости устья скважины через верхнее ЗПУ закачивают в заколонное пространство до устья скважины цементный раствор.

Если время осадки глины из тампонажного глинистого раствора значительно, то для ускорения этого процесса в раствор могут быть добавлены деструктообразователи (коагулянты) – соли двух- и трехвалентных металлов (Ca^{2+} , Mg^{2+} , Fe^{3+} и др.), в присутствии которых возникает электромагнитная коагуляция частичек глины. А при возникновении повышенных требований к изоляционным свойствам глинистого осадка в тампонажный глинистый раствор добавляют в гранулах (ампулах) с водозащитными свойствами вещества с диспергирующими катионами, которые способствуют пептизации глины, за счет чего возрастает пластичность, липкость, набухание глины, снижается ее водопроницаемость. В качестве пептизаторов могут быть использованы щелочи (NaOH , KOH , NH_4OH и др.). При этом время действия водозащитных свойств гранул создают (например, путем покрытия их пленками трудно растворимых в воде веществ) не менее времени закачивания порций тампонажного глинистого раствора в скважину, продавливания его в заколонное пространство и седиментации из него глины с гранулами.

Глубину установки i -го ЗПУ (L_i , м), начиная снизу, определяют по формуле:

$$L_i = H - \sum_i h_{oc,i},$$

где H – длина обсадной колонны, м;

$h_{oc,i}$ – высота осадка глины из тампонажного глинистого раствора i -й порции в заколонном пространстве, м.

На рис. 1 представлены результаты исследований реологических свойств глинистого раствора, предложенного в качестве тампонажного вещества – зависимость пластической вязкости (η), динамического напряжения сдвига (τ) и перепада давления (ΔP), необходимого для прокачивания тампонажного глинистого раствора в кольцевом пространстве на высоту 1 м, в зависимости от концентрации глины (K) в растворе. Как видно из рисунка, при повышении концентрации глины выше 50% масс. резко возрастают указанные исследованные характеристики глинистого раствора, поэтому в дальнейшем такая концентрация была использована для примерного расчета процесса тампонирувания скважины.

Расчеты выполнены для скважины с параметрами: внешний диаметр обсадной колонны $D_n = 0,168$ м, ее длина $L = 2000$ м, диаметр скважины $D_c = 0,214$ м.

Перепад давления рассчитывался по известной формуле [5]:

$$\Delta P = 4\tau h / \beta(D_c - D_n), \quad (1)$$

где β – безразмерное напряжение сдвига, определяемое по графической зависимости от параметра Сен-Венана (S), который, в свою очередь, определяется по формуле:

$$S = \tau(D_c - D_n)F_k / \eta Q,$$

где $F_k = \pi(D_c^2 - D_n^2)/4$;

Q – темп прокачки раствора, $\text{м}^3/\text{с}$;

η – пластическая вязкость раствора, $\text{Па}\cdot\text{с}$.

В расчетах принималось $Q = 0,002 \text{ м}^3/\text{с}$.

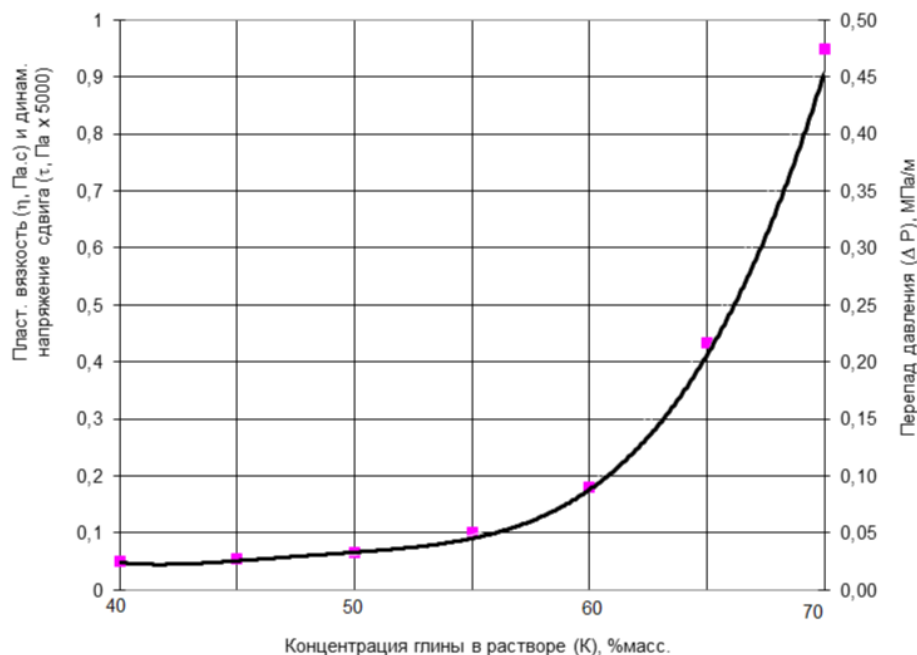


Рис. 1. Зависимость пластической вязкости (η), динамического напряжения сдвига (τ) и перепада давления (ΔP), необходимого для прокачивания тампонажного глинистого раствора в кольцевом пространстве, от концентрации глины (K) [4]

Для упрощения расчетов не учитывались потери давления на движение бурового раствора в кольцевом затрубном пространстве выше тампонажного глинистого раствора и в трубном пространстве (буровой раствор используется для продавки порций тампонажного глинистого раствора в кольцевое пространство).

По геологическим причинам давление в затрубном (заколонном) пространстве по всему разрезу скважины не должно превышать величины трех гидростатических давлений. Это условие записывается в виде следующего уравнения:

$$\rho_{\text{гл.р.}} h + \rho_{\text{б.р.}} (L - h) = 100 \Delta P h < 3L, \quad (2)$$

где $\rho_{\text{гл.р.}}$, $\rho_{\text{б.р.}}$ – относительный удельный вес (по отношению к воде) тампонажного глинистого раствора и бурового раствора, соответственно;

L – глубина подачи тампонажного глинистого раствора в затрубное пространство;

h – высота подъема тампонажного глинистого раствора в затрубном пространстве;

ΔP – перепад давления, определяемый по формуле (1);

100 – переводной коэффициент.

На рис. 2 показаны результаты расчетов максимальных давлений (G), создаваемых в кольцевом пространстве при продавливании тампонажного глинистого раствора в зависимости от высоты его подъема в кольцевом пространстве (h) для концентраций глины в растворе 50% ($\rho_{\text{гл.р.}} = 1,8$), 60% ($\rho_{\text{гл.р.}} = 1,96$) и 70% ($\rho_{\text{гл.р.}} = 2,12$), при этом принимали $\rho_{\text{б.р.}} = 1,1$, а ΔP определяли по графику на рис. 1. Расчет G проведен по видоизмененной формуле (2):

$$G = \rho_{\text{гл.р.}} h + \rho_{\text{б.р.}} (L - h) + 100 \Delta P h.$$

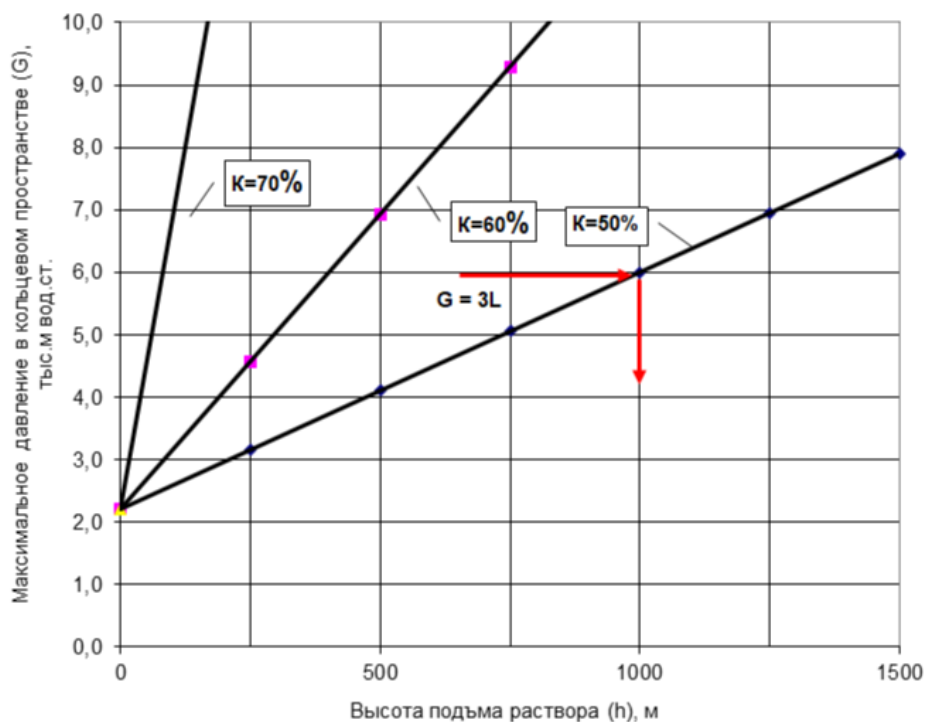


Рис. 2. Зависимость максимального давления в кольцевом пространстве (G) от высоты подъема тампонажного глинистого раствора (h) при глубине его подачи в заколонное кольцевое пространство L = 2000 м [4]

Из результатов проведенных расчетов видно, что для исследованной глины при принятых условиях наиболее приемлемой является концентрация 50% масс., при этом допустимый подъем тампонажного глинистого раствора (первой порции) в заколонном пространстве составляет 1000 м.

Исследования показали, что седиментация глины из раствора с такой концентрацией происходит в течение суток и высота осадка глины составляет 70% от первоначального объема раствора. Значит, глубина установки 1-го ЗПУ составит $L_1 = 2000 - 0,7 \cdot 1000 = 1300$ м.

Решая уравнение (2) относительно h, определяем допустимую высоту подъема второй порции тампонажного глинистого раствора (с такими же свойствами, как у первой порции) в затрубном пространстве:

$$h = L(3 - \rho_{б.р.}) / (\rho_{г.л.р.} - \rho_{б.р.} + 100\Delta P) = 1300(3 - 1,1) / (1,8 - 1,1 + 100 \cdot 0,03) = 663 \text{ м.}$$

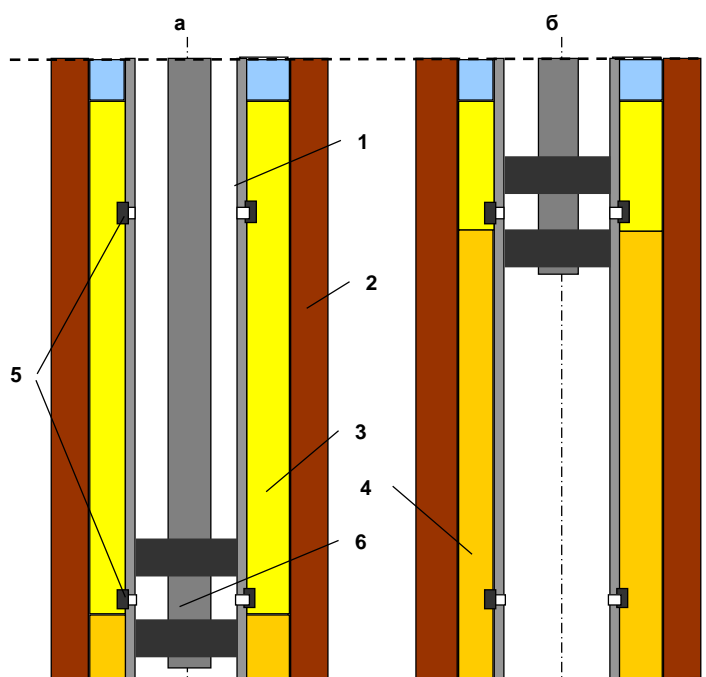
Принимая h = 650 м, глубина установки второго ЗПУ составит:

$$L_2 = L_1 - 0,7 \cdot 650 = 1300 - 0,7 \cdot 650 = 845 \text{ м.}$$

Аналогично были определены глубины установки остальных ЗПУ: $L_3 = 545$ м, $L_4 = 270$ м, $L_5 = 170$ м, $L_6 = 100$ м, $L_7 = 65$ м.

Исследования показали, что концентрация создаваемого глинистого седиментационного осадка в затрубном пространстве составляет около 70% масс. Для такой концентрации перепад давления, необходимый для прокачивания раствора в кольцевом пространстве на высоту 1 м, составляет около 0,5 МПа/м (см. рис. 1), при глубине спуска обсадной колонны 2000 м общий перепад давления составит 1000 МПа. Такова тампонирующая способность создаваемого в затрубном пространстве осадка глины из глинистого раствора.

На рис. 3 показана схема тампонирования скважины описанным выше способом на участке обсадной колонны между двумя ЗПУ. По колонне труб глинистый раствор 3 продавливается через межпакерное пространство скважинного оборудования 6 и нижнее ЗПУ 5 в заколонное пространство. Далее после закрытия ЗПУ и распаковки используемой пакерной системы колонна труб поднимается к следующему ЗПУ и после выдержки времени на осаждение глины из закачанной порции операция по продавливанию глинистого раствора повторяется в аналогичной последовательности.



- 1 – обсадная колонна,
- 2 – горная порода,
- 3 – глинистый раствор после его прокачки в заколонное пространство,
- 4 – осадок глины,
- 5 – запорно-перепускные устройства (ЗПУ),
- 6 – скважинное оборудование для подачи глинистого раствора в заколонное пространство

Рис. 3. Схема тампонирования скважины глинистым раствором:

а – положение после прокачки в заколонное пространство порции глинистого раствора;
б – положение после расслоения порции глинистого раствора

Следует упомянуть монографию [6], в которой на основании реальных промысловых материалов о состоянии скважин месторождений Западной Сибири были сделаны следующие заключения и предложения: если продуктивный пласт перекрывается обсадной колонной, колонну следует цементировать только в интервале продуктивного пласта до покрышки залежи, а заколонное пространство выше покрышки залежи заполнять составом, обеспечивающим гидростатическое давление на пласт за колонной выше давления в газоносном пласте, и не замерзающим раствором в интервале многолетнемерзлых пород 0–450 м. Такой состав готовится на буровой на основании отработанного глинистого раствора с выбуренным шламом.

Анализ технических решений (защищенных патентами за последние 20 лет), направленных на устранение недостатков применяемых цементных растворов при строительстве и ремонте эксплуатационных скважин, показал то, что они направлены на придание тампонирующему составу пластических свойств за счет использования пластификаторов [7–11], а также вязко-упругих свойств – это так называемые нетвердеющие тампонажные составы [12–15]. Основное назначение данных технических решений – повышение изоляционных свойств создаваемых тампонажных составов за счет снижения их водоотдачи, повышения адгезии с поверхностью обсадных колонн, пластической прочности. Данные технические решения не предполагают возможных значительных подвижек всей

толщи горных пород над дренируемыми пластами при разработке продуктивных залежей.

Новый способ тампонирования обсадной колонны в процессе заканчивания строительства скважин предложен в работе [16]. Основное отличие его от традиционных – в качестве тампонирующего состава предложено использовать гудрон. Однако этот способ довольно сложен при выполнении, поскольку предполагает поддерживать гудрон в необходимом текучем состоянии на протяжении всего процесса его закачки в заколонное пространство с использованием электронагревателей, снабжать обсадную колонну специальными клапанами для перепуска вытесняющего газового агента из затрубного пространства в трубное и пр.

Выводы

1. Реализация тампонирования скважин вязко-пластичными составами на основе глинистых растворов совместно с рассмотрением вопросов влияния техногенных деформационных процессов на надежность скважин в зависимости от их конструкции [2] позволяет сооружать скважины с учетом всех требований по охране недр и окружающей среды.

2. Сооружение скважин по описанной технологии облегчает извлечение практически всех труб обсадных колонн при ликвидации скважин, как завершающей стадии их функционирования, что позволяет более надежно изолировать весь ствол ликвидируемой скважины и не допускать межпластовые перетоки пластовых флюидов.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН (тема «Совершенствование методов моделирования, лабораторных и промысловых исследований для создания новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях», № 122022800272-4).

Литература

1. ГОСТ Р 53713-2009. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки. М.: Стандартинформ, 2010. 16 с.
2. Тупысев М.К. Влияние техногенных геодинамических процессов при разработке нефтегазовых месторождений на надежность скважин (обобщение) // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 4(39). С. 148–153. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art11>
3. Виноградов В.Н., Черномырдин В.С., Жиденко Г.Г. и др. Пат. RU 2046926 C1. Способ герметизации обсадных колонн в скважинах. № 4944154/03; Заявл. 29.04.1991; Оpubл. 27.10.1995 // Изобретения. Полезные модели. 1995. Бюл. № 30. 9 с. <http://www1.fips.ru>
4. Сусоколов А.Н., Тупысев М.К. Пат. RU 2223387 C1. Способ тампонирувания обсадной колонны в скважине. № 2002119452/03; Заявл. 23.07.2002; Оpubл. 10.02.2004 // Изобретения. Полезные модели. 2004. Бюл. № 4. 9 с. <http://www1.fips.ru>
5. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении: Учебник для вузов. М.: Недра, 1987. 304 с.
6. Райкевич С.И. Обеспечение надежности и высокой продуктивности газовых скважин. – М.: ИРЦ Газпром, 2007. 247 с.
7. Татауров В.Г., Кузнецова О.Г., Чугаева О.А. и др. Пат. RU 2186942 C1. Способ приготовления тампонажного состава. № 2001117097/03; Заявл. 18.06.2001; Оpubл. 10.08.2002 // Изобретения. Полезные модели. 2002. Бюл. № 22. 8 с. <http://www1.fips.ru>
8. Ашрафьян М.О., Куксов А.К., Меденцев В.М. и др. Пат. RU 2194149 C1. Комплексный реагент для тампонажных растворов. № 2001109168/03; Заявл. 05.04.2001; Оpubл. 10.12.2002 // Изобретения. Полезные модели. 2002. Бюл. № 34. 6 с. <http://www1.fips.ru>
9. Вахрушев Л.П., Пеньков А.И., Кошелев В.Н. и др. Пат. RU 2204693 C2. Базовый состав для тампонажных растворов «БОС», тампонажный раствор и способ цементирования скважин. № 2001113397/03; Заявл. 15.05.2001; Оpubл. 20.05.2003 // Изобретения. Полезные модели. 2003. Бюл. № 14. 8 с. <http://www1.fips.ru>
10. Симоненко Л.И., Безносиков А.А., Илатовский Ю.В. Пат. RU 2242584 C2. Пластификатор-ускоритель схватывания и твердения тампонажных растворов «КЕМФОР-ПА». № 2002132368/03; Заявл. 04.12.2002; Оpubл. 20.12. 2004 // Изобретения. Полезные модели. 2004. Бюл. № 35. 5 с. <http://www1.fips.ru>
11. Селезнев Д.С., Степанов Г.В., Шуть К.Ф. Пат. RU 2705113 C1. Гранулированный магнитный полимер и тампонажная смесь для цементирования обсадных колонн на основе магнитного полимера. № 2019101833; Заявл. 23.01.2019; Оpubл. 05.11.2019 // Изобретения. Полезные модели. 2019. Бюл. № 31. 17 с. <http://www1.fips.ru>
12. Курбанов Я.М., Черемисина Н.А., Котельников С.А. и др. Пат. RU 2234592 C1. Нетвердеющий тампонажный состав. № 2003103733/03; Заявл. 07.02.2003; Оpubл. 20.08.2004 // Изобретения. Полезные модели. 2004. Бюл. № 23. 6 с. <http://www1.fips.ru>

13. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. и др. Пат. RU 2248440 С2. Нетвердеющий тампонажный состав. № 2003104781/03; Заявл. 17.02.2003; Оpubл. 20.03.2005 // Изобретения. Полезные модели. 2005. Бюл. № 8. 7 с. <http://www1.fips.ru>

14. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. и др. Пат. RU 2265117 С2. Нетвердеющий водонерастворимый тампонажный состав. № 2003125580/03; Заявл. 19.08.2003; Оpubл. 27.11.2005 // Изобретения. Полезные модели. 2005. Бюл. № 33. 8 с. <http://www1.fips.ru>

15. Гасумов Р.А., Перейма А.А., Черкасова В.Е. Пат. RU 2356929 С1. Вязкоупругий состав для изоляционных работ в скважинах. № 2008101055/03; Заявл. 09.01.2008; Оpubл. 27.05.2009 // Изобретения. Полезные модели. 2009. Бюл. № 15. 12 с. <http://www1.fips.ru>

16. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Аникеев Д.П. Пат. RU 2726718 С1. Способ заканчивания скважин. № 2019105017; Заявл. 22.02.2019; Оpubл. 15.07.2020 // Изобретения. Полезные модели. 2020. Бюл. № 20. 10 с. <http://www1.fips.ru>

Информация об авторе

Михаил Константинович Тупысев – к.т.н., старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, m.tupysev@mail.ru

Поступила в редакцию 07.07.2023

Plugging of wells taking into account man-made deformation processes during hydrocarbon field development

M.K. Tupysev

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia
E-mail: m.tupysev@mail.ru

Abstract. The development of the technology of viscous-plastic plugging of wells, taking into account the negative consequences of man-made deformation processes, is shown. The analysis of patent information on new technologies aimed at improving the insulating properties of plugging compounds is carried out.

Keywords: man-made deformation processes, well reliability, viscoplastic plugging of wells

Citation: *Tupysev M.K.* Plugging of wells taking into account man-made deformation processes during hydrocarbon field development // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 3(42). P. 264–274. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art16> (In Russ.).

References

1. GOST R 53713-2009. Oil and gas-oilfields. Rules of development. Moscow: Standartinform, 2010. 16 p. (In Russ.).
2. *Tupysev M.K.* The influence of technogenic geodynamic processes during oil and gas field development on the reliability of wells (generalization) // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 4(39). P. 148–153. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art11> (In Russ.).
3. *Vinogradov V.N., Chernomyrdin V.S., Zhidenko G.G.* et al. Pat. RU 2046926 C1. Method of casing strings sealing in boreholes. No. 4944154/03; Appl. 29.04.1991; Publ. 27.10.1995 // Inventions. Utility models. 1995. Bull. No. 30. 9 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
4. *Susokolov A.N., Tupysev M.K.* Pat. RU 2223387 C1. Process plugging casing string in well. No. 2002119452/03; Appl. 23.07.2002; Publ. 10.02.2004 // Inventions. Utility models. 2004. Bull. No. 4. 9 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
5. *Leonov E.G., Isaev V.I.* Hydroaeromechanics in drilling: Textbook for universities. Moscow: Nedra, 1987. 304 p. (In Russ.).
6. *Raikevych S.I.* Ensuring the reliability and high productivity of gas wells. Moscow: IAC Gazprom, 2007. 247 p. (In Russ.).
7. *Tataurov V.G., Kuznetsova O.G., Chugaeva O.A.* et al. Pat. RU 2186942 C1. Method of preparation of grouting composition. No. 2001117097/03; Appl. 18.06.2001; Publ. 10.08.2002 // Inventions. Utility models. 2002. Bull. No. 22. 8 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
8. *Ashraf'jan M.O., Kuksov A.K., Medentsev V.M.* et al. Pat. RU 2194149 C1. Complex reagent for plugging mortars. No. 2001109168/03; Appl. 05.04.2001; Publ. 10.12.2002 // Inventions. Utility models. 2002. Bull. No. 34. 6 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
9. *Vakhrushev L.P., Pen'kov A.I., Koshelev V.N.* et al. Pat. RU 2204693 C2. Base composition for BOS grouting mortars, grouting mortar and method of well cementing. No. 2001113397/03; Appl. 15.05.2001; Publ. 20.05.2003 // Inventions. Utility models. 2003. Bull. No. 14. 8 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).

10. *Simonenko L.I., Beznosikov A.A., Ilatovskij Ju.V.* Pat. RU 2242584 C2. Plasticizer accelerating setting and hardening of grouting mortar called "KEMFOR-PA". No. 2002132368/03; Appl. 04.12.2002; Publ. 20.12.2004 // Inventions. Utility models. 2004. Bull. No. 35. 5 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
11. *Seleznev D.S., Stepanov G.V., Shut K.F.* Pat. RU 2705113 C1. Granular magnetic polymer and grouting mixture for cementing of casing columns based on magnetic polymer. No. 2019101833; Appl. 23.01.2019; Publ. 05.11.2019 // Inventions. Utility models. 2019. Bull. No. 31. 17 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
12. *Kurbanov Ja.M., Cheremisina N.A., Kotel'nikov S.A.* et al. Pat. RU 2234592 C1. Non-solidifying plugging-back compound. No. 2003103733/03; Appl. 07.02.2003; Publ. 20.08.2004 // Inventions. Utility models. 2004. Bull. No. 23. 6 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
13. *Basarygin Ju.M., Budnikov V.F., Bulatov A.I.* et al. Pat. RU 2248440 C2. Non-solidifying grouting composition. No. 2003104781/03; Appl. 17.02.2003; Publ. 20.03.2005 // Inventions. Utility models. 2005. Bull. No. 8. 7 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
14. *Basarygin Ju.M., Budnikov V.F., Bulatov A.I.* et al. Pat. RU 2265117 C2. Nonhardening water-insoluble grouting composition. No. 2003125580/03; Appl. 19.08.2003; Publ. 27.11.2005 // Inventions. Utility models. 2005. Bull. No. 33. 8 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
15. *Gasumov R.A., Perejma A.A., Cherkasova V.E.* Pat. RU 2356929 C1. Viscoelastic composition for insulating operations in wells. No. 2008101055/03; Appl. 09.01.2008; Publ. 27.05.2009 // Inventions. Utility models. 2009. Bull. No. 15. 12 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
16. *Zakirov S.N., Zakirov E.S., Indrupskij I.M., Anikeev D.P.* Pat. RU 2726718 C1. Well completion method. No. 2019105017; Appl. 22.02.2019; Publ. 15.07.2020 // Inventions. Utility models. 2020. Bull. No. 20. 10 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).

Information about the author

Mikhail K. Tupysev – Cand. Sci. (Eng.), Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, m.tupysev@mail.ru

Received 07.07.2023